**ДИПЛОМНЫЙ ПРОЕКТ**

На тему «Анализ влияния программы применения химических методов повышения нефтеотдачи пластов на себестоимость добычи нефти» (на примере НГДУ «Ямашнефть»)

Содержание

[Введение 4](#_Toc231568502)

[1. Геолого-техническая характеристика НГДУ "Ямашнефть" 7](#_Toc231568503)

[1.1. Краткая геолого – техническая характеристика месторождений 7](#_Toc231568504)

[1.2. Анализ состояния разработки эксплуатационных объектов и фонда скважин 10](#_Toc231568505)

[1.3. Анализ эффективности и краткая характеристика методов увеличения нефтеотдачи пластов применяемых в НГДУ "Ямашнефть" 16](#_Toc231568506)

[2. Организационно – экономическая характеристика НГДУ «Ямашнефть» 19](#_Toc231568507)

[2.1. Российский и зарубежный опыт применения химических методов повышения нефтеотдачи пластов 19](#_Toc231568508)

[2.2. Организационная структура НГДУ «Ямашнефть» 27](#_Toc231568509)

[2.3. Анализ динамики основных технико-экономических показателей предприятия за 2005-2007гг. 29](#_Toc231568510)

[2.4. Программа стабилизации добычи нефти 33](#_Toc231568511)

[3. Анализ экономических показателей НГДУ «Ямашнефть» 39](#_Toc231568512)

[3.1. Анализ ранее внедренных химических методов повышения нефтеотдачи пластов и их влияние на ТЭП 39](#_Toc231568513)

[3.2. Анализ себестоимости продукции по элементам затрат (смета затрат) 41](#_Toc231568514)

[3.3. Анализ эксплуатационных затрат, зависящих и не зависящих от деятельности предприятия 45](#_Toc231568515)

[3.4. Анализ себестоимости по статьям затрат (калькуляция себестоимости добычи нефти) 48](#_Toc231568516)

[3.4.1. Выделение условно-переменной и условно-постоянной составляющей затрат 51](#_Toc231568517)

[3.5. Маржинальный анализ себестоимости продукции и прибыли 54](#_Toc231568518)

[3.5.1. Анализ функциональной связи между затратами, объемом продаж и прибылью 54](#_Toc231568519)

[3.5.2. Определение критической суммы постоянных расходов и критического уровня цены реализации 62](#_Toc231568520)

[3.5.3. Анализ факторов изменения точки безубыточности и зоны безопасности предприятия 64](#_Toc231568521)

[4.Экономическое обоснование методов повышения нефтеотдачи пластов 67](#_Toc231568522)

[4.1. Методика расчета экономической эффективности химических методов повышения нефтеотдачи пластов 67](#_Toc231568523)

[4.2. Расчет экономической эффективности применения кислотного состава медленного действия 73](#_Toc231568524)

[4.3. Расчет экономической эффективности применения глинокислотной композиции 78](#_Toc231568525)

[4.4. Расчет экономической эффективности применения волокнисто-дисперсной системы 83](#_Toc231568526)

[4.5. Расчет экономической эффективности применения технологии повышения выработки пластов с использованием водно-эмульсионных композиций (технология ЛПК) 88](#_Toc231568527)

[4.6. Сравнение эффективности химических методов повышения нефтеотдачи пластов в НГДУ «Ямашнефть» 93](#_Toc231568528)

[5. Анализ влияния применения химических методов повышения нефтеотдачи пластов на себестоимость добычи нефти НГДУ «Ямашнефть» 97](#_Toc231568529)[5.1. Анализ влияния программы применения химических методов повышения нефтеотдачи пластов на себестоимость добычи нефти 97](#_Toc231568530)[5.2. Анализ влияния программы применения химических методов повышения нефтеотдачи пластов на точку безубыточности и зону безопасности 98](#_Toc231568531)[5.3. Сопоставление технико-экономических показателей предприятия до и после применения химических методов повышения нефтеотдачи 101](#_Toc231568532)[6. Гражданская оборона 102](#_Toc231568533)[6.1. Основные понятия гражданской обороны 102](#_Toc231568534)[6.2. Мероприятия по предупреждению чрезвычайных ситуаций 105](#_Toc231568535)[Заключение 114](#_Toc231568536)[Список Использованной литературы 118](#_Toc231568537)

ПРИЛОЖЕНИЯ

# Введение

В течение последних лет в нефтяной промышленности наблюдается тенденция к ухудшению структуры запасов нефти, что проявляется в росте трудноизвлекаемой нефти, увеличении количества вводимых в разработку месторождений с осложненными геолого-физическими условиями, повышении удельного веса карбонатных коллекторов с высокой вязкостью нефти.

Актуальность данной темы обусловлена тем что в ухудшающихся условиях добычи нефти с каждым годом предприятию все труднее удерживать её на прежнем уровне. Создание и внедрение в производство новых способов и технологий воздействия на пласт с целью получения высоких технико-экономических показателей разработки месторождений является важным этапом в решении этой проблемы.

В разработке нефтегазодобывающих управлений ОАО «Татнефть» находятся месторождения и отдельные площади преимущественно с трудноизвлекаемыми запасами. Повышенные остаточные нефтенасыщенные толщины пластов распределены по площадям неравномерно и сосредоточены в зонах с низкими накопленными и текущими отборами нефти и жидкости. Успешная доразработка подобных объектов возможна только с использованием высокоэффективных, научно и экономически оправданных методов воздействия на продуктивные пласты.

Нефтяные площади нефтегазодобывающего управления «Ямашнефть», насчитывающие около 302 объектов разработки, характеризуются широким спектром геолого-промысловых условий, разной степенью выработки запасов нефти и эффективностью применяемых методов увеличения нефтеотдачи (МУН). На этих объектах разработки ежегодно проводится более 250 скважино-операций по увеличению нефтеотдачи.

Увеличение нефтеотдачи считается основным путем развития нефтяной промышленности, это позволяет увеличивать добычу нефти без значительного расширения геологоразведочных работ и строительства новых промыслов. При этом необходимо иметь в виду, что данные о приросте добычи нефти одним и тем же видом МУН одного и того же объекта разработки зачастую не только не совпадают, но и значительно различаются, в связи, с чем непредсказуемо меняются показатели экономической эффективности МУН. При значительном числе разнородных разрабатываемых объектов и большом наборе комплексов МУН резко усложняется проблема разработки экономически обоснованных планов проведения мероприятий по увеличению нефтедобычи. Качество тактического и стратегического планирования в нефтедобыче снижается из-за отсутствия методики определения влияния проводимых мероприятий по увеличению нефтеотдачи на экономические показатели производственно-хозяйственной деятельности нефтегазодобывающих предприятий.

Целью дипломного проекта является изучение анализа влияния программы применения химических методов повышения нефтеотдачи пластов на себестоимость добычи нефти НГДУ «Ямашнефть».

Для достижения этой цели в дипломном проекте поставлены следующие задачи:

- рассмотреть геолого - техническую характеристику НГДУ «Ямашнефть»;

- изучить российский и зарубежный опыт применения химических методов повышения нефтеотдачи пластов;

- рассмотреть и проанализировать организационно-экономическую характеристику НГДУ «Ямашнефть»: динамику основных технико-экономических показателей предприятия за 2005-2007гг., производственную программу по добыче нефти;

- проанализировать экономические показатели НГДУ: себестоимость продукции по элементам и статьям затрат, эксплуатационные затраты, зависящие и независящие от деятельности предприятия, себестоимость продукции и прибыли;

- экономически обосновать методы повышения нефтеотдачи пластов: привести методику расчета экономической эффективности химических методов повышения нефтеотдачи пластов, рассчитать экономическую эффективность применения таких методов как КСМД, ГКК, ВДС, ЛПК;

- сравнить эффективность химических методов повышения нефтеотдачи пластов в НГДУ «Ямашнефть»;

- проанализировать влияние программы применения химических методов повышения нефтеотдачи пластов на технико-экономические показатели предприятия;

- сопоставить технико-экономические показатели предприятия до и после применения химических методов повышения нефтеотдачи.

Объектом исследования дипломного проекта являются химические методы повышения нефтеотдачи пластов применяемые в НГДУ «Ямашнефть».

Источниками информации для проведения анализа служат: данные годового отчета за 2005-2007 гг., данные бухгалтерского учета, данные геологического отчета НГДУ.

При разработке дипломного проекта были использованы следующие методы и способы анализа: способ сравнения, способ приведения показателей в сопоставимый вид, использование относительных величин в анализе, способы группировки информации, способы табличного отражения аналитических данных, графические способы отражения данных, методы факторного анализа способом цепных подстановок.

# 1. Геолого-техническая характеристика НГДУ "Ямашнефть"

## 1.1. Краткая геолого – техническая характеристика месторождений

В настоящее время в НГДУ «Ямашнефть» разрабатываются следующие месторождения: Архангельское, Ерсубайкинское, Сиреневское, Шегурчинское, Ямашинское, Красногорское, Тюгеевское, Березовское, Екатериновское.

В геологическом строении этих месторождений принимают участие докембрийские, девонские, каменноугольные, пермские, неогеновые и четвертичные отложения. С точки зрения нефтеносности интерес представляют отложения кыновского горизонта девона, турнейского яруса и тульско-бобриковского, алексинского горизонтов нижнего карбона, а также отложения среднего карбона (каширский, верейский горизонты, башкирский ярус и протвинский горизонт).

Девонская система. Отложения девонской системы представлены средним и верхним отделами и залегают на породах кристаллического фундамента. Верхнедевонские отложения представлены пашийским и кыновским горизонтами. К примеру, на территории Шегурчинского месторождения отложения пашийского горизонта в значительной степени подвержены размыву. Сложены они песчаниками и алевролитами, от мелкозернистых до среднезернистых, наблюдаются глинистые разновидности алевролитов. Толщина отложений пашийского горизонта колеблется от 6м до 19м. На размытой поверхности пашийского горизонта залегает пласт до кыновского горизонта. Пласт сложен песчаниками кварцевыми, средне, - мелко и разнозернистыми, а также алевролитами от мелко- до крупнозернистых, встречаются также глинистые разности алевролитов [16].

Нижний карбон. Основные продуктивные толщи рассматриваемых месторождений заключены в вышележащих по разрезу отложениях нижнего карбона, который включает в себя карбонатные отложения турнейского яруса и алексинского горизонта, терригенные отложения бобриковского и тульского горизонтов.

На верхнефаменских отложениях согласно залегают породы заволжского горизонта лихвинского надгоризонта, представленные известняками светло-серыми, микрозернистыми, реже органогенно-детритовыми и прослоями доломитов.

Отложения малевского и упинского горизонтов представлены известняками светло-серыми мелкозернистыми, органогенно-детритовыми, неравномерно кальцитизированными и известняками обломочными. Общая толщина отложений колеблется от 0 (во врезовых зонах) до 25м.

Породы черепетского и кизеловского горизонтов представлены также известняками светло-серыми, мелкозернистыми, органогенно-детритовыми, комковатыми, с прослоями доломитов, пористыми, трещиноватыми и неравномерно нефтенасыщенными. Общая толщина отложений колеблется от 0 (во врезовых зонах) до 30м.

Средний карбон. В пределах среднего карбона как объекты подсчета запасов выделены: протвинский горизонт серпуховского яруса, башкирский ярус и верейский, каширский горизонты.

Отложения башкирского яруса залегают на размытой поверхности серпуховско-намюрских образований. Общая толщина отложений колеблется от 20 до 30м, представлены они в основном, органогенными известняками, реже органогенно-детритовыми, и тонкозернистыми известняками. В подчиненном количестве присутствуют доломиты, встречаются также брекчиевидные породы и прослои известнякового песчаника.

Отложения каширского горизонта представлены серыми, мелкозернистыми доломитами и органогенно-обломочными известняками с прослойками терригенного материала. Общая толщина отложений достигает до 60м. С точки зрения нефтеносности интерес представляет пласт Кш1.

Выше по разрезу залегают отложения подольского и мячковского горизонтов. Отложения представлены известняками и доломитами органогенно-обломочными, с прослоями мергелей и глин, с общей толщиной до 200м.

Верхний карбон. В составе верхнекаменноугольного отдела выделяются касимовский и гжельский ярусы, представленные известняками и доломитами, толщина которых достигает 127-180м.

Пермская система. Отложения пермской системы подразделяются на два отдела: нижний и верхний.

Нижнепермский отдел объединяет ассельский, сакмарский и кунгурский ярусы, представленные переслаиванием известняков и доломитов, в различной степени глинистыми, с прослоями гипсов и ангидритов. Общая толщина отдела составляет 170- 190 м.

Верхнепермский отдел подразделяется на уфимский и казанский ярусы, которые представлены переслаиванием терригенных и карбонатных пород с небольшими прослоями мергелей. Общая толщина верхнепермского отдела может достигать 200 м.

Неогеновая система. Распространение отложений неогена связано с развитием древних доплиоценовых долин, которые выполнены глинами с прослоями песков и гравия.

Отложения залегают на размытой поверхности пермской системы. Общая толщина их достигает 150-180 м [16].

Четвертичная система. Отложения системы представлены суглинками, супесями, иногда с включениями щебенки, известняков и песчаников. Толщина системы колеблется от 0 до 20 м.

Структурные планы по отложениям турнейского яруса, бобриковского, тульского, алексинского горизонтов нижнего карбона и башкирского яруса, верейского,каширского горизонтов среднего карбона совпадают. По отложениям нижнего карбона структуры четко выражены и разделены неглубокими прогибами. Структуры отложений среднего карбона подвержены незначительному сглаживанию.

Таким образом, для всех месторождений характерно сложные геологическое строение, неоднородность, связанное с большим количеством залежей (около 302) и объектов разработки. Производственная деятельность НГДУ «Ямашнефть» ориентирована на добычу высоковязких нефтей.

## 1.2. Анализ состояния разработки эксплуатационных объектов и фонда скважин

В промышленной разработке НГДУ «Ямашнефть» находится 9 месторождений: Архангельское, Шегурчинское, Ямашинское, Ерсубайкинское, Березовское, Сиреневское, Красногорское, Тюгеевское, Екатериновское. Все месторождения являются многопластовыми.

Основными объектами разработки являются терригенные коллекторы тульско-бобриковского горизонта и карбонатные коллектора нижнего и среднего карбона.

С начала разработки по НГДУ отобрано нефти 47,4% от НИЗ, с учетом вы­соковязких нефтей - 41,6%; по терригенным коллекторам - 69,3 %*,* с учетом высо­ковязких нефтей - 53,1%; по карбонатным коллекторам - 29%.

Более 40% отобрано от НИЗ по Сиреневскому - 54,9%, с учетом высоковязких нефтей - 41,2%; Ямашинскому - 52%, с учетом высоковязких нефтей – 52%; Архангельскому - 43,3%, с учетом вы­соковязких нефтей - 39,4%; Шегурчинскому - 42,4%, с учетом высоковязких нефтей - 42,2%; Ерсубайкинскому - 43,1%, с учетом высоковязких нефтей – 43,1 %; Тюгеевскому - 43,3%, с учетом высоковязких нефтей – 43,3 %.

По карбонатным отложениям отбор от НИЗ месторождения составляет 56,9% на Ерсубайкинском.

По терригенным коллекторам распределение добычи нефти от НИЗ месторождения составляет более 60%, максимальное значение достигнуто на Архангельском месторождении - 80,1%, в том числе с учетом высоковязких нефтей - 65,9%; Сиреневском - 69,6%, с учетом высоковязких нефтей - 41,4%; Шегур­чинском - 63,7%, с учетом высоко вязких нефтей - 62,8%; Тюгеевском - 70,3%, с учетом высоковязких нефтей 70,3 %; Ямашинском - 92,6%, с учетом высоковязких нефтей 92,6 %.В таблице 1.1. представлено распределение добычи нефти от НИЗ по терригенным и карбонатным коллекторам [22].

Таблица 1.1

Распределение добычи нефти от НИЗ по терригенным и карбонатным коллекторам

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Месторождения | Отобрано от НИЗ терригенных коллекторов, % | | Отобрано от НИЗ карбонатных коллекторов | | | Отобрано от НИЗ, % | | |
| общие | с высоковязкой нефтью | общие | с высоковязкой нефтью | |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | | | 6 | |
| Архангельское | 80,1 | 65,9 | 13,2 | | 43,3 | | | 39,4 |
| Ерсубайкинское | 40,2 | 40,2 | 56,9 | | 43,1 | | | 43,1 |
| Черемшано-.Бастр.развед. зона | 12,6 | 12,6 | - | | 9,2 | | | 9,2 |
| Сиреневское | 69,6 | 41,4 | 40,8 | | 54,9 | | | 41,2 |
| Шегурчинское | 63,7 | 62,8 | 28,3 | | 42,4 | | | 42,2 |
| Ямашинское | 92,6 | 92,6 | 37,7 | | 52 | | | 52 |
| Красногорское | 32,8 | 4,87 | 23,3 | | 24,5 | | | 14,6 |
| Тюгеевское | 70,3 | 70,3 | 21,2 | | 43,3 | | | 43,3 |
| Березовское | 59,3 | 52,95 | 14,4 | | 40,3 | | | 37,7 |
| Екатериновское | 19,3 | 5,9 | 5,6 | | 10,2 | | | 5,8 |
| Урганчинское | - | - | - | | - | | | - |
| Кармалинское | - | - | - | | - | | | - |
| Северо-Кармалинское | - | - | - | | - | | | - |
| Итого по НГДУ: | 69,3 | 53,1 | 29 | | 47,4 | | | 41,6 |

Текущий коэффициент извлечения нефти (КИН) по НГДУ составляет 0,127 (проектный - 0,269), с учетом высоковязких нефтей - 0,115 (проектный - 0,276); по терригенным коллекторам - 0,274 (проектный - 0,395), с учетом высоковязких нефтей - 0,203 (проектный - 0,383); по карбонатным - 0,061 (проектный - 0,211). Текущий КИН более 0,127 и с учетом высоковязких нефтей - 0,115 достигнут на: Архангельском - 0,133, с учетом высоковязких нефтей - 0,123; Ерсубайкинском - 0,149; Сиреневском - 0,152, с учетом высоковязких нефтей -0,121.

За 2007 год по НГДУ «Ямашнефть» было добыто 1590867 т. нефти, что составляет 102,6% к нормам. Нор­мы отбора выполнены по всем месторождениям. Наибольший процент от всей добычи НГДУ приходится на Архангельское - 20,5%; Ерсубайкин­ское - 19,7%; Шегурчинское - 15,7%; Ямашинское - 14,2% месторождения.

В целях поддержания пластового давления в 2007 году было закачено 1876793 м3 воды. Не выполнение норм закачки на Березовском месторождении связано с вводом новых скважин после бурения и изменения циклики в 2007 году.

Компенсация отбора жидкости закачкой за 2007 год по НГДУ составила 62,8% при плане - 63,4 % [16].

В 2007 году добыто 1197206 т попутной воды, что на 39969 т больше, чем за 2006 год.

Анализируя эксплуатационный фонд скважин НГДУ «Ямашнефть», можно отметить, что на 1.01.08 г. общий фонд скважин составил 2664 скважины. Распределение фонда приведено в таблице 1.2:

Таблица 1.2

Эксплуатационный фонд нефтяных скважин

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| №№  п/п | Категория скважин | Фонд скважин по состоянию на: | | **+, -** |
| 1.01.07 г. | 1.01.08 г. |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 |
| 1. | Эксплуатационные | 1594 | 1636 | +42 |
| 1.1. | Действующие | 1562 | 1591 | +29 |
| 1.2. | Бездействующие | 32 | 45 | +13 |
| 1.3. | В освоении | - | - | - |
| 2. | Нагнетательные | 369 | 375 | +6 |
|  |  |  |  |  |
| Продолжение таблицы 1.2 | | | | |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 |
|  | Действующие | 364 | 370 | +6 |
| 2.2. | Бездействующие | 4 | 5 | +1 |
| 2.3. | В освоении | 1 | - | -1 |
| 3. | В консервации | 137 | 131 | -6 |
| 4. | Пьезометрические | 212 | 200 | -12 |
| 5. | Ликвидированные | 191 | 191 | - |
| 6. | В ожидании ликвидации | 71 | 70 | -1 |
| 7. | Поглотительные | 4 | 4 | - |
| 8. | Водозаборные | 57 | 57 | - |
| 9. | Пробуренный фонд | 2635 | 2664 | +29 |

Из таблицы 1.2 можно сделать вывод, что эксплуатационный фонд увеличился на 42 скважины и составил 1636 скважин. За 2007 год в эксплуатационный фонд принято 29 скважин из бурения (все пущены в эксплуатацию[22].

В бездействующем фонде на 2007 г. приходится 45 скважин, что на 13 скважин больше, чем в 2006 году, и составляет 2,75 % к эксплуатационному фонду.

На 1.01.08г. нагнетательный фонд составляет 375 скважин, что на 6 скважин больше, чем на 1.01.07 г. В бездействии находятся 5 скважин.

В консервации на 1.01.08 г. находится 131 скважина, что на 6 скважин меньше чем в 2006 г [21].

Пьезометрический фонд уменьшился на 12 скважин и составил на 1.01.08 г. 200 скважин.

В 2007 году 1 скважина ликвидирована после эксплуатации из «ожидания ликвидации» скважина выбыла в ОАО «Ритек» (скважина № 863 Шереметьевское месторождение).

Добыча нефти по категориям и способам эксплуатации приведены в таблице 1.3

Таблица 1.3

Добыча нефти по категориям и способам эксплуатации

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
|  | | Показатели | | | Ед. изм. | | 2006 год | | | | 2007 год всего | | 2007 г. к 2006 г. % | |
| всего | | в том числе совместная деятельность | |  | |  | |
| 1 | | | 2 | | 3 | | 4 | | 5 | | 6 | | 7 | |
|  | | Добыча нефти | | |  | |  | |  | |  | |  | |
| 1. | | По старым скважинам | | | т | | 1539260 | | 2820 | | 1567467 | | 101,8 | |
|  | | в том числе: | | |  | |  | |  | |  | |  | |
|  | | а) перешедшие с прошлого года | | | -"- | | 1526592 | | 2820 | | 1557096 | | 101,9 | |
| 2. | | По новым скважинам | | | -"- | | 20340 | |  | | 23400 | | 115,0 | |
| 3. | | Всего | | | -"- | | 1559600 | | 2820 | | 1590867 | | 99,6 | |
|  | | в том числе: | | |  | |  | |  | |  | |  | |
|  | | а) фонтанные | | | -"- | |  | |  | | 3 | |  | |
|  | | б) насосами | | | -"- | | 1559600 | | 2820 | | 1590864 | | 102,0 | |
|  | | из них: | | |  | |  | |  | |  | |  | |
|  | | СКН (ШГН) | | | -"- | | 1531543 | | 2820 | | 1563940 | | 102,1 | |
|  | | ЭЦН | | | -"- | | 28057 | | 0 | | 226924 | | 96,0 | |
|  | | Скважино-месяцы числившиеся | | |  | |  | |  | |  | |  | |
| 1. | | По старым скважинам | | | скв.м. | | 18628,8 | | 65,8 | | 18859,3 | | 101,2 | |
|  | | в том числе: | | |  | |  | |  | |  | |  | |
|  | | а) перешедшие с прошлого года | | | м | | 18322,8 | | 65,8 | | 18635,3 | | 101,7 | |
| 2. | | По новым скважинам | | |  | | 97,2 | |  | | 162,2 | | 166,9 | |
| 3. | | Всего | | |  | | 18726,0 | | 65,8 | | 19021,4 | | 101,6 | |
|  | | в том числе: | | |  | |  | |  | |  | |  | |
|  | | а) фонтанные | | |  | | 0,9 | | 0 | | 3,3 | | 355,6 | |
|  | | б) насосами | | |  | | 18725,1 | | 65,8 | | 19018,3 | | 101,6 | |
|  | |  | | |  | |  | |  | |  | |  | |
| Продолжение таблицы 1.3 | | | | | | | | | | | | | | |
| 1 | | | 2 | | 3 | | 4 | | 5 | | 6 | | 8 | |
|  | | | ЭЦН | | п | | 147,5 | | 0 | | 153,8 | | 104,3 | |
|  | | | Скважино-месяцы отработанные | |  | |  | |  | |  | |  | |
| 1. | | | По старым скважинам | | скв.м. | | 15846,5 | | 60,4 | | 15193,9 | | 95,9 | |
|  | | | в том числе: | |  | |  | |  | |  | |  | |
|  | | | а) перешедшие с прошлого года | |  | | 15670,0 | | 60,4 | | 15020,2 | | 95,9 | |
| 2. | | | По новым скважинам | | -"- | | 85,1 | |  | | 149,6 | | 175,8 | |
| 3. | | | Всего | |  | | 15931,6 | | 60,4 | | 15343,5 | | 96,3 | |
|  | | | в том числе: | |  | |  | |  | |  | |  | |
|  | | | а) фонтанные | | -"- | |  | |  | | 0,1 | | 100,0 | |
|  | | | б) насосами | | -"- | | 15931,6 | | 60,4 | | 15343,4 | | 96,3 | |
|  | | | из них: | |  | |  | |  | |  | |  | |
|  | | | СКН (ШГН) | | -"- | | 15808,1 | | 60,4 | | 15232,8 | | 96,3 | |
|  | | | ЭЦН | | -"- | | 123,5 | | 0 | | 110,6 | | 89,6 | |
|  | | | Коэффициент эксплуатации | |  | |  | |  | |  | |  | |
| 1. | | | По старым скважинам | | коэф. | | 0,851 | | 0,918 | | 0,806 | | 94,7 | |
|  | | | в том числе: | |  | |  | |  | |  | |  | |
|  | | | а) перешедшие с прошлого года | | м | | 0,855 | | 0,918 | | 0,806 | | 94,3 | |
| 2. | | | По новым скважинам | |  | | 0,876 | |  | | 0,922 | | 105,2 | |
| 3. | | | Всего | |  | | 0,851 | | 0,918 | | 0,807 | | 94,8 | |
|  | | | в том числе: | |  | |  | |  | |  | |  | |
|  | | | а) фонтанные | |  | |  | |  | | 0,032 | | 100,0 | |
|  | | | б) насосами | |  | | 0,851 | | 0,918 | | 0,806 | | 94,7 | |
|  | | | из них: | |  | |  | |  | |  | |  | |
|  | | | СКН (ШГН) | |  | | 0,851 | | 0,918 | | 0,807 | | 94,8 | |
|  | | | ЭЦН | |  | | 0,837 | |  | | 0,719 | | 85,9 | |

Из таблицы 1.3 видно, что добыча нефти насосами в 2007 году выросла по сравнению с 2006 годом на 31264 тонны или 2% и составила 1590864 тонн, т.ч. добыча нефти ШГН выросла на 2,1% и составила 1563940 тонн, добыча нефти ЭЦН увеличилась на 4% и составила 226924 тонн [16].

Добыча нефти из новых скважин увеличилась на 15 % и составила 23400 тонн, из старых скважин увеличилась на 1,8 % и составила 1567467 тонн.

Таким образом, на сегодняшний день месторождения НГДУ «Ямашнефть» характеризуются неравномерностью выработки запасов, возрастанием доли трудноизвлекаемых запасов, и необходимостью применения современных технологий сокращения энергетических ресурсов при разработке нефтяных месторождений.

## 1.3. Анализ эффективности и краткая характеристика методов увеличения нефтеотдачи пластов применяемых в НГДУ "Ямашнефть"

В НГДУ «Ямашнефть» мероприятия по совершенствованию разработки месторождений и повышению коэффициента извлечения нефти позволили в 2007 году дополнительно добыть 53,979тыс.т. нефти.

Методы увеличения нефтеотдачи (МУН) пластов направлены на увеличение извлекаемых запасов нефти, достигаемых при стандартных системах заводнения или при естественном режиме. При применении МУН воздействие оказывается на зоны пласта, значительно превышающих зоны, в которых происходит снижение естественной проницаемости при первичном и вторичном вскрытии пласта, освоении и эксплуатации скважины, или происходит увеличение естественной проницаемости призабойной зоны пласта. В последнем случае на, что в последние годы в связи с вступлением основных нефтяных месторождений республики в позднюю стадию разработки и необходимостью вовлечения в разработку трудноиции работы скважин.

Все методы увеличения нефтеотдачи подразделяются на вторичные (гидродинамические) и третичные.

Физические методы применяются с целью увеличения выработки нефти из застойных и тупиковых зон, увеличения естественной проницаемости как в призабойной зоне, так и в зонах, удаленных от забоя скважины, увеличения подвижности нефти путем воздействия на ее структуру. Методы применяются как при заводнении, так и при разработке залежей на естественном режиме.

Химические методы применяются как при заводнении, так и при разработке залежей нефти на естественном режиме и связаны с закачкой в продуктивные пласты различных химических реагентов с целью увеличения коэффициента вытеснения нефти, охвата пластов заводнением или зоны дренирования.

Комплексные методы сочетают физические, химические и тепловые методы, например, акустико-химическое и термобароимплозионное воздействие и другие.

Из всех третичных МУН наибольшее применение на месторождениях НГДУ «Ямашнефть» нашли физико-химические методы. Основной объем работ по применению МУН проводился на высокопродуктивных месторождениях.

В 2007 году продолжили применение технологии кислотой стимуляции карбонатных и терригенных пластов-коллекторов на основе кислотных композиций «КСК» с регулируемой кинетикой реакции.

Состав кислотной стимулирующей композиции «КСК» предназначен для интенсификации добычи нефти из скважин, эксплуатирующих карбонатные коллектора порового, трещиноватого, кавернозного типа и их разнообразные сочетания, а также и терригенные пласты, путем кислотной стимуляции и увеличения проницаемости призабойной зоны и удаленных интервалов пластов-коллекторов.

Технология "КСК" основана на применении новых кислотных композиций:

Кислотный состав медленного действия (КСМД) **–** основа технологии управляемой направленно-глубокой обработки карбонатного коллектора. Технология предполагает последовательную закачку нефтекислотной эмульсии, чистой соляной кислоты и оторочки КСМД.

Механизм действия КСМД основан на эффекте замедления скорости реакции соляной кислоты в 30-100 раз по сравнению с чистой кислотой. За счет этого эффекта достигается транспортирование кислоты по трещинам в глубь пласта, что позволяет повышать охват пласта воздействием и увеличивать область дренирования скважины.

Глинокислотная композиция (ГКК) **–** основа технологии кислотного воздействия на призабойную зону терригенных глинизированных пластов. Технология предполагает последовательную закачку в пласт оторочек ПАКС и ГКК.

Механизм действия закачиваемых кислотных композиций основан на усиление кислотного воздействия на минеральную основу терригенного коллектора с предупреждением выпадения силикатно-железистых гелей, регулированием смачиваемости обрабатываемой поверхности и более полным выносом продуктов реакции.

ГКК может применяться для глинокислотных обработок на любой стадии освоения и интенсификации притока скважин. Глинокислотная композиция образуется при добавлении небольших объемов плавиковой кислоты в раствор соляной [22].

Таким образом, можно сказать, что в последние годы в связи с вступлением основных нефтяных месторождений республики в позднюю стадию разработки и необходимостью вовлечения в разработку трудноизвлекаемых запасов применяются большое число новых методов воздействия как на призабойную зону пласта, так и на пласт в целом. Именно применение новых технологий повышения нефтеотдачи пластов позволяет повысить уровень добычи нефти по объектам разработки и соответственно увеличить рентабельность производства.

# 2. Организационно – экономическая характеристика НГДУ «Ямашнефть»

## 2.1. Российский и зарубежный опыт применения химических методов повышения нефтеотдачи пластов

Мировое производство нефти постоянно увеличивается, что обусловлено развитием научно-технического прогресса основанного на и использовании углеводородного сырья как в качестве топлива так и исходного компонента для многих отраслей промышленности, за последние 20 лет средний прирост составил 1,45% в год. За этот период были годы, когда добыча падала, но общий тренд направлен на увеличение добычи (с 2947 млн. т в 1987 году до 3906 млн. т в 2007). Несмотря на мировой финансово-экономический кризис, который приведет к уменьшению потребления углеводородного сырья в отдельных странах, растущий общемировой спрос на энергоресурсы не приведет к снижению добычи в краткосрочной перспективе.

В мировой практике существует корреляция между ценами на нефть и числом проектов по МУН: снижение цен на нефть приводит к сокращению числа проектов, и наоборот. В это время усилия научных кадров концентри­руются на выполнении поисковых, теоретических и лабораторных исследо­ваний, изучении разрабатываемых и вводимых в эксплуатацию месторож­дений с точки зрения наиболее оптимальных технологий для каждого из их. В период высоких цен на нефть возрастают число проектов МУН и объем научных исследований.

В мировой практике в последние годы принято выделять 3 основные группы МУН: терми­ческие, газовые и химические [11].

Распределение общего количества действующих проектов и их успешность, представлены в таблице 2.1.

Таблица 2.1

Успешность проектов по основным МУНза рубежом

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| МУН | Всего проектов | | Успешные | |
| число | % | число | % |
| Термические:  пар  горячая вода,  горение | 249  213  17  20 | 100  85,5  6,83  8,03 | 202  177  10  15 | 81,1  83,1  58,8  75,0 |
| Газовые:  углеводородные  СО2  N2  газы горения | 164  82  70  10  2 | 100 50  42,  68  6,1  1,2 | 135  73  56  5  1 | 82,3  89  80  50  50 |
| Химические:  мицеллярно-полимерные полимерные  полимерные щелочи | 68  7  56  4 | 100  10,3  82,35  5,9 | 48  4  41  2 | 70,6  57,1  73,2  50 |
| Тепловые-51,8%; газовые-34,1%; химические - 14,1% | | | | |

Как идно из таблицы 2.1 около 52% проектов - термические, успешность которых составляет 81,1%. В группе термических основная доля (85,57) приходилась на закач­ку пара с успешностью 83,1 %.

Вторая большая группа МУН - это газовые (около 34%), успешность которых составляет 82,3%. В составе газовых методов 50% приходилось на закачку углеводородных с наиболее высокой эффективностью 89% и около 43% на закачку СО2 с эффективностью 80%.

Наименьшая доля - чуть более 14% - от общего числа проектов МУН приходится на химические способы, в числе которых около 83%> занимает полимерное заводнение. Общая эффективность химических методов состав­ляет около 71%, в том числе полимерного заводнения 73,2%.

В общем массиве данных упоминаются один успешный проект по при­менению поверхностно-активных веществ и единицы проектов по микроби­ологическому воздействию.

Суммарная добыча нефти за счет МУН продолжает расти, главным образом за счет газовых методов. Поскольку в общей добыче доля за счет химических МУН весьма небольшая, ее резкое уменьшение не мог­ло повлиять на общую картину. Рост общей добычи за счет МУН при сокра­щении числа проектов объясняется увеличением масштабов внедрения до­казавших свою эффективность МУН: газовых и термических.

На основании приведенных данных можно утверждать, что в мире опреде­лены приоритетные МУН: это закачка пара, углеводородных газов и СО2,. Из химических методов наибольшая доля приходится на полимерное заводнение.

В настоящее время наблюдается тенденция снижения цен на нефть на мировом рынке до 110-130 долл./т. Ситуация на мировом рынке отразилась не только (и не столько) на текущем состоянии дел в области внедрения МУН, но и - что более важно - на стратегии развития этих методов. Если раньше приоритет­ными считались процессы, доказавшие свою технологическую эффектив­ность, то в условиях низких цен на нефть основные усилия ученых и про­мышленников были переориентированы на снижение удельных затрат. Не случайно на всех последних мировых нефтяных конгрессах и международ­ных нефтяных симпозиумах состояние развития новых методов и их перс­пективы рассматриваются, прежде всего, в контексте с уменьшением затрат и повышением их экономической эффективности. По мнению экспертов, минимальной, благоприятной ценой на нефть для начала внедрения этих про­цессов считается 20-23 долл./барр. (140-160 долл./т) [11].

Компании по-разному искали пути выхода из кризиса, охватившего прак­тически все сферы мирового нефтегазового бизнеса и приведшего к суще­ственному сокращению активности в области внедрения МУН. Решения, принятые в те годы, оказались своевременными и радикальными. Они по­зволили не затормозить процесс изучения МУН и, главное, вселили в пред­ставителей компаний и научных кругов оптимизм.

Прежде всего была проведена переоценка приоритетных технологий. Дорогостоящие процессы, требующие огромных вложений на приобрете­ние химреагентов, а также процессы, длительные во времени и дающие не­значительный эффект (мицеллярно-полимерное заводнение, щелочное и по­лимерное заводнение, внутрипластовое горение, закачка в пласт пара), были переориентированы на технологии воздействия не на весь пласт, а на огра­ниченную призабойную зону, дающие результат сравнительно быстро. Были закрыты многие мелкие проекты. В других случаях проекты, реализуемые разными компаниями на одном и том же месторождении, объединялись под руководством одного оператора, что давало возможность высвобождения Дорогостоящего оборудования и более эффективного его использования.

Приоритетность внедрения МУН объясняется особенностями геологичес­кого строения месторождений, свойствами нефтей и ранее применяемыми системами разработки. Преимущественное внедрение тепловых МУН в США и Канаде объясняется большим количеством неглубокозалегающих месторожденин тяжелой нефти, разбуренных ранее плотной сеткой скважин. Плотность сетки скважин на объектах теплового воздействия была ниже 10 га/скв., из которых около половины с сеткой менее 1-2 га/скв. Это предопределило широкое применение тепловых МУН, наиболее эффективных для этих усло­вий. Причем основная добыча получена за счет закачки пара и существен­ная доля - за счет пароциклическога воздействия на призабойную зону до­бывающих скважин. Весьма незначительна доля внутрипластового горения.

Тепловые МУН широкое применение нашли в Румынии на старых место­рождениях, которые были разбурены плотной (менее 4 га/скв.) сеткой сква­жин. Широкое применение тепловые методы для разработки залежей высо­ковязких нефтей нашли в Венесуэле, где перспективы их применения оцени­ваются весьма высоко, так как основные нефтяные запасы страны приходятся на тяжелые нефти.

Незначительные объемы внедрения химических МУН объясняются тради­ционным отставанием применения заводнения. Этот метод начал значительно шире применяться лишь с конца 60-х годов прошлого столетия, и по масшта­бам его применения США и другие зарубежные страны существенно отстают от России, где эти методы традиционно применялись массово и с самого на­чала разработки нефтяных месторождений, т.е. не как вторичный, а даже фак­тически как первичный метод эксплуатации. Небольшие объемы применения химических МУН также объясняются неотработанностью этих методов и до­роговизной химпродуктов. Химические методы повышения нефтеизвлечения продолжают применяться и проводятся в следующих направлениях:

-применение комплекса реагентов-растворов полимерных, щелочных и поверхностно-активных веществ с получением синэнергетических эффек­тов (прирост коэффициента нефтеизвлечения может быть выше в 2—3 раза, чем при применении каждого из реагентов в отдельности);

-использование химических реагентов для ограничения водопритоков путем образования гелей в удаленных от забоя нагнетательных скважинах в промытых высокопроницаемых объемах залежи за счет температуры и ми­нерализации пластовых вод.

Газовые методы нашли достаточно широкое применение в Канаде и США для разработки залежей в слабопропицаемых терригенных и карбонатных коллекторах. Из них внедрение закачки СО2, оказалось эффективным про­цессом, но требующим не только специального оборудования, но, что имеет решающее значение, близости дешевых источников получения СО2, так как транспортировка его на большие расстояния требуетспециальных трубопро­водов высокого качества для работы под высоким давлением. Соответству­ющие благоприятные условия оказались в США и на многих венгерских промыслах. В Канаде, поскольку таких условий не было, широкое примене­ние нашли методы смешивающегося вытеснения за счет закачки под высо­ким давлением углеводородных газов.

Учитывая трудности разработки и реализации эффективных МУН, их до­роговизну, позднюю стадию разработки крупных месторождений, на кото­рых преимущественно применялись и давали основную добычу третичные МУН, в конце прошлого столетия в США стали широко применяться методы заводнения и расширился процесс бурения уплотняющих скважин (инфилл дриллинг). Этот процесс принял массовый характер. С его помощью, во-первых, обеспечивалась стабилизация или снижение темпов падения добы­чи, во-вторых, происходило увеличение извлечения нефти из недр.

В развитии нефтяной промышленности СССР и России были достижения и всегда были серьезные проблемы. Но проблемы в советское и постсоветское время совсем разные. В советское время это были проблемы, связанные с высочайшими темпами роста нефтедобычи, когда СССР вышел па первое место в мире и обеспечил максимум добычи более 624 млн.т в год. Причем эта добыча была достигнута фондом скважин в 6 раз меньшим, чем в США, добыча нефти в которых в это время была в 1,56 раза ниже, чем в СССР [11].

В советское время большое внимание уделялось подготовке новых запа­сов нефти, что давало расширенное воспроизводство запасов. В постсовет­ское время государство устранилось от этого кардинального вопроса раз­вития нефтяной промышленности и, более того, создало все условия для того, чтобы не было не только расширенного, но даже простого воспроиз­водства запасов. Это выразилось в отмене обязательных плате­жей компаний на воспроизводство минерально-сырьевой базы (ВМСБ), ко­торые целенаправленно шли на программу их геологического изучения и воспроизводства, установлении платежей в бюджет за пользование участ­ками недр для поисково-разведочных работ, проводимых за счет собствен­ных средств недропользователей, отсутствии контроля госорганов за вы­полнением необходимого объема ГРР на лицензионных участках. Этому способствовала также неуверенность инвесторов, вкладывающих собствен­ные средства на поиски и разведку месторождений, в том, что выявленные ими месторождения будут переданы им в пользование для целей добычи нефти, а не будут выставлены на конкурс или аукцион. Закон говорил лишь о преимущественном праве недропользователя при лицензировании для це­лей добычи открытого им за счет собственных средств месторождения. От­сутствие научно обоснованной профаммы ВМСБ по нефтегазоносным бас­сейнам также не способствует повышению эффективности ГРР [28].

В результате нефтяные компании, не обеспечивая простого воспроизвод­ства запасов, по существу продолжают «проедать» подготовленные за со­ветский период запасы.

Единая «плоская» шкала налога на добычу полезных ископае­мых (НДПИ) независимая от горно-геологических условий и степени истощения (выработанности) месторождений способствует получению сверхприбылей НК, разрабатывающих «молодые» высокопродуктивные месторождения, и невозможность инвестирования для развития у компаний, разрабатывающих «старые» месторождения, находящиеся на поздней стадии разработки. Пер­вые получают Огромные, исчисляемые миллиардами долларов, дивиденды, а вторые находятся на грани «выживания». Особенно это характерно для мелких компаний, разрабатывающих маргинальные месторождения, в ус­ловиях отсутствия собственной переработки и инфраструктуры, притесне­ния со стороны крупных монополистов - ВИНКов.

Существующие технологии обычно могут обеспечить невысокие коэф­фициенты нефтеотдачи пластов с трудноизвлекаемыми запасами при более низкой рентабельности добычи нефти. Более низкая эффективность выра­ботки трудноизвлекаемых запасов нефти традиционными технологиями мо­жет быть показана результатами анализа разработки месторождений Урало-Поволжья. Особую сложность для разработки представляют месторождения, запа­сы которых характеризуются одновременно несколькими признаками труд-ноизвлекаемости запасов.

К началу рыночных реформ распределение проектов по МУН в СССР и России выглядит следующим образом, как показано в приложении 1.

Как видно из приложения, картина была совершенно иной, чем на Западе: абсолютное господство физико-хи­мических МУН при ничтожном объеме тепловых и единичных газовых МУН. Тем не менее можно утверждать, что основной объем дополнительной нефти по-прежнему обеспечивается за счет физико-химических и физичес­ких МУН. Доля последних существенно возросла в основном за счет мес­торождений Зап.Сибири. Но здесь большинство ГРП проводится на высокопродуктивных объектах для интенсифика­ции разработки и поэтому не могут быть отнесены к категории МУН.

В настоящее время существуют недостатки по применению МУН, главным недостатком в области МУН в рыночных условиях по суще­ству явилось сворачивание фундаментальных работ в области фильтрации жидкости с применением традиционных и новых технологий, а также глу­бокого изучения нефтей в различных геолого-физических усло­виях и применяемых систем разработки. Государство прекратило финанси­рование таких работ, а нефтяные компании такжене финансируют эти иссле­дования, так как видимого быстрого эффекта от этих работ они не видят. Но без фундаментальных исследований создание принципиально новых мето­дов ощутимого (на 10 процентных пунктов и выше) увеличения нефтеизвлечения невозможно [28].

Опыт показывает, что первоначальные оценки применения тех или иных МУН оказываются при внедрении менее эффективными и более сложными, а физико-химические МУН годами проверены на практике. Для повышения эффекта от внедрения МУН от сегодняшней практики их сти­хийного применения в отрасли необходимо перейти к научно обоснованной единой программе, единой методике учета и отчетности дополнительной до­бычи за счет МУН, государственного контроля за разработкой и внедрением новейших МУН и увеличением нефтеизвлечения.

## 2.2. Организационная структура НГДУ «Ямашнефть»

Предприятие - это сложная динамическая система, включающая различные технологические объекты, машины, транспорт, энергетические устройства, предметы труда, коллектив трудящихся. Для того, чтобы обеспечить и выдержать заданный ритм работы, необходимо управлять этой сложной системой.

Под организационной структурой управления предприятием понимается состав (перечень) отделов, служб и подразделений в аппарате управления, системная их организация, характер соподчиненности друг другу и высшему органу управления фирмы, а так же набор координационных и информационных связей, порядок распределения функций управления по различным уровням и подразделениям управленческой иерархии [12].

Сущность и главная цель аппарата управления заключается в организации, координировании, регулировании деятельности рабочих и специалистов в коллективах для обеспечения производительного использования трудовых и материальных ресурсов и получении оптимальных технико-экономических результатов.

Для выполнения этих задач в НГДУ "Ямашнефть" существует организационная структура управления, которая представлена в приложении 2.

Цеха добычи нефти и газа (ЦДНГ 1-5) являются основными производственными подразделениями НГДУ, осуществляющими управление технологическим процессом добычи нефти и газа в заданном районе. Главная задача - обеспечение выполнения суточных, месячных, годовых заданий по добыче нефти и газа с соблюдением установленных режимов работы производственных объектов.

Цех поддержания пластового давления (ЦППД) осуществляет технологический процесс закачки жидкости в пласт на месторождениях НГДУ.

Главная задача-обеспечение бесперебойной закачки технологической жидкости в пласт в соответствии с утверждённым планом.

Цех перекачки и подготовки нефти (ЦППН) осуществляет обеспечение бесперебойной перекачки и подготовки кондиционной нефти и сдачи её в «Транснефть».

Цех подземного ремонта скважин (ЦПРС) производит своевременный и качественный ремонт скважин с целью обеспечения их бесперебойной работы, проводит мероприятия по интенсификации добычи нефти, испытывает новые образцы глубинного оборудования в скважинах.

Цех автоматизации производства (ЦАП) осуществляет техническое обслуживание и обеспечивает надежную работу контрольно-измерительных приборов и средств автоматизации производственных процессов, внедрение новой техники, организует свою производственную деятельность в соответствии с планом и графиками. Основные функции служб и отделов НГДУ «Ямашнефть».

Санаторий-профилакторий «ЯН» - главной задачей является поддержание и укрепление здоровья работников НГДУ «Ямашнефть» и ОАО «Татнефть» и их детей, ветеранов труда, нуждающихся по медицинским показаниям в санаторно-курортном и профилактическом лечении заболеваний, связанных с факторами производственной среды и условий труда [21].

В НГДУ «Ямашнефть» реализована и работает классическая организационная структура, построенная по принципу иерархии. Естественно, что в деловой практике предприятия невозможно обойтись только линейными связями, очень часто возникают «горизонтальные» отношения между различными службами предприятия, которые позволяют более оперативно решать большинство производственных задач.

## 2.3. Анализ динамики основных технико-экономических показателей предприятия за 2005-2007гг.

Технико-экономические показатели - система измерителей, характеризующая материально-производственную базу предприятий (производственных объединений) и комплексное использование ресурсов.

Технико-экономические показатели отражают результаты хозяйственной деятельности организации, сравнение данных показателей с предыдущими годами, а также по плану и факту показывает эффективность работы предприятия. Технико-экономические показатели работы НГДУ «Ямашнефть» за 2005-2007 годы представлены в приложении 3.

Первым и наиболее важным показателем работы всего НГДУ является добыча нефти. В 2007 году добыча нефти НГДУ «Ямашнефть» составила 1590,867 т.т., что по сравнению с 2006 годом больше на 31,26 т.т. Увеличение добычи нефти произошло за счет использования гидродинамических и третичных методов повышения нефтеотдачи пластов. В 2006 году общий объем добычи нефти упал по сравнению с 2005 годом на 6,153 т.т., что связано с передачей Беркет-Ключевского месторождения закрытому акционерному обществу «Охтин-Ойл» [20].

Как видно из таблицы 2.2 эксплуатационный фонд нефтяных скважин на конец 2007 г. составил 2010 скважины, что на 47 скважины больше, чем в 2006 году и на 44 скважины больше, чем в 2005 году.

Среднегодовой действующий фонд нефтяных скважин уменьшился в 2007 году на 2 скважины по сравнению с 2006 и составил 1901 скважину. По сравнению с 2005 годом, среднегодовой действующий фонд нефтяных скважин уменьшился в 2007 году на 13 скважин.

Коэффициент использования, который находится как отношение суммарного времени работы (эксплуатации) всех скважин к суммарному календарному времени эксплуатационного фонда скважин и коэффициент эксплуатации равный отношению суммарного времени работы скважин к суммарному календарному времени действующего фонда скважин в 2007 году по сравнению с 2006 г. практически не изменились и составили 0,807 и 0,782 соответственно. В 2005 году этот показатель составил 0,842, что на 0,035 меньше, чем в 2006 году.

Среднесуточный дебит показывает производительность скважин, т.е. добычу продукции в сутки. В 2007 году среднесуточный дебит скважин по нефти составил 3,5 т./с., что на 0,2 т/с. больше по сравнению с предыдущим годом и на 0,3 т/с больше по сравнению с 2005 годом.

Обводненность добываемой нефти за 3 года выросла на 3,5 %. В НГДУ ведется большая работа по сдерживанию попутной воды: останавливаются высокообводненные скважины, осуществляется закачка полимеров.

Закачка воды в пласт увеличилась в 2007 году по сравнению с 2006 г. на 23,375 т.м.3 и по сравнению с 2005 годом снизилась на 97,213 т.м.3 Увеличилась и закачка сточной воды, в 2007 году она составила 1096,020 т.м.3 (в 2005 году – 1043,305 т.м.3 ).

Из таблицы 2.2 видно, что в НГДУ «Ямашнефть» используют насосную добычу нефти, в том числе ЭЦН и СКН. Добыча нефти ЭЦН занимает в общей добыче около 2% и имеет тенденцию к снижению. Основная доля приходится на добычу нефти СКН. Это связано с горно­геологическими условиями разработки месторождений НГДУ. Добыча ЭЦН предназначена для эксплуатации высокодебитных скважин [21].

О хорошей работе НГДУ говорит увеличение межремонтного периода скважин. С 1120 суток в 2005 году он вырос до 1314 суток в 2007 г.

Количество ремонтов скважин в 2007 году по сравнению с 2006 годом снизилось: текущий ремонт в 2007 году составил 657 скв., что на 44 скважины меньше по сравнению с 2006 г.; капитальный ремонт – 196 скв., что на 46 скважины больше, чем в 2006 году. В 2005 году количество ремонтов скважин составило 146, что на 50 ремонтов меньше, чем в 2007 году и на 4 ремонта меньше, чем в 2006 году. Сокращению количества проводимых ПРС способствовало улучшение их качества.

В 2007 году капитальные вложения увеличились и составили 756877,7 т.р., что больше по сравнению с 2006 годом на 95556,7 т.р. и увеличилось по сравнению с 2005 годом на 26945,4 т.р. Это объясняется тем, что на меньшую сумму было приобретено оборудование не входящее в смету строек и уменьшилось выполнение по объектам непроизводственного назначения.

В 2006 году было введено основных фондов на 597351,5 т.р. В 2007 году основных фондов введено больше по сравнению с предыдущим годом на 102251,4 т.р. В 2005 году было введено основных фондов на сумму 590304,8, что на 109298,1 т.р. больше, чем в 2007 году [22].

Товарная продукция в денежном выражении, которая определяется как товарная добыча нефти в денежной оценке по действующим ценам предприятия в 2006 году в «Ямашнефть» составила 8980111,3 т.р. В 2007 году товарная продукция была на уровне 10223444,0 т.р., что больше на 1243332,7 т.р., чем в 2006 году и на 2219264,1 больше, чем в 2005 году. Такое изменение произошло в основном из-за разницы цен действующих в 2005-2007 гг., а также увеличения добычи нефти.

Численность всего персонала в 2007 году составила 1405 человек. В 2007 году общая численность НГДУ уменьшилась по сравнению с 2006 годом на 399 человек, и на 938 человек по сравнению с 2005 годом, что произошло из-за реструктуризации, проведенной в НГДУ «Ямашнефть».

Фонд заработной платы всего списочного состава за 2 года снизился, и составил в 2007 г. 374681,2 т.р., что меньше ФЗП прошлого года на 22436,3 т.р. и на 30550,6 т.р. меньше 2005 года.

В результате снижения ФЗП среднемесячная заработная плата в 2007 году составила 22223 руб., что на 210 руб. больше, чем в 2006 году и на 7810 руб. больше, чем в 2005 году. Это произошло в результате увеличения тарифных ставок и разрядов на предприятии.

В 2007 году произошло увеличение среднемесячной зарплаты промышленно-производственного персонала на 962 руб., которая составила в 2007 г. 2866 руб.; непромышленного персонала на 358 руб., в 2007 г. она составила 12851 руб. В 2005 году среднемесячная зарплата промышленно-производственного персонала составила 15307 руб., что на 9559 руб. меньше, чем в 2007 году. Произошло увеличение среднемесячной зарплаты непромышленного персонала на 3112 руб. по сравнению с 2007 годом.

Текущие выплаты из прибыли составили в 2007 году 35513 т.р., что больше по сравнению с 2006 годом на 2291 т.р. и на 23345 т.р. чем в 2005 году.

Производительность труда определяется как отношение объема добычи нефти на среднесписочное число ППП. В 2006 году она составила 1048 т/чел. В 2007 году производительность труда увеличилась на 404 т/чел. и составила 1452 т/чел. В 2005 году производительность труда составила 768 т/чел., что на 684 т/чел. больше, чем в 2007 году [22].

Удельный расход Чппп на одну скважину среднедействующего фонда скважин в 2007 году уменьшился с 1,336 ч/с до 0,577 ч/с. Это произошло в результате увеличения среднедействующего фонда скважин с 1921 до 1901 скважин.

В результате изменения цен на материалы, электроэнергию, услуг, оказанных другими предприятиями, ввода новых скважин и т.д., затраты по производству товарной продукции увеличились. В 2005 г. они составили по отчету 4812018 т.р., в 2006 году 5672812 т.р., в 2007 году также наблюдается увеличение этих затрат. Их рост по сравнению с прошлым годом составил 6244687 т.р.

Эксплуатационные затраты также увеличились по сравнению с 2005 годом на 404911 т.р. и составили 2323302 т.р. в 2007 году.

Несмотря на ухудшающиеся из года в год условия разработки нефтяных месторождений, ведущие к неизменному снижению объемов добычи нефти, совершенствование процесса разработки, улучшение технологии добычи и подготовки нефти позволило НГДУ «Ямашнефть» обеспечить рост объемов добычи нефти за 2006-2007 гг.

В целом деятельность НГДУ «Ямашнефть» за анализируемый период можно охарактеризовать положительными результатами работы и благоприятными тенденциями в развитии предприятия.

## 2.4. Программа стабилизации добычи нефти

В 2007 году была завершена реализация комплекса мероприятий, вошедших в «Про­грамму совершенствования организации управления и снижения производственных расходов ОАО «Татнефть» на 2005-2007 гг.».

Период с 2005 г. по 2007 г. для компании был успешным. На протяжении последних лет в ОАО «Татнефть» идет стабильный рост объемов нефтедобычи. За 2005-2007 гг. увели­чение объема добычи нефти по ОАО «Татнефть» составило 1,6%. В НГДУ "Ямашнефть" мероприятия по совершенствованию разработки месторождений и повышению коэффициента извлечения нефти позволили в 2007 году дополнительно добыть 511,196 тыс.т нефти [19].

Для сохранения устойчивой тенденции развития компании на долгосрочную перспек­тиву в соответствии с федеральными и республиканскими задачами разработана «Програм­ма повышения эффективности управления производством и дальнейшего укрепления финансово-экономического состояния ОАО «Татнефть» на период 2008-2015 гг.».

Программа стабилизации добычи нефти включает в себя различные этапы.

Применение современных технологий МУН.

За счет совершенствования систем разработки и применения современных методов повышения нефтеотдачи пластов, инновационных техники и техно­логий достигнута стабилизация и рост объемов добычи нефти. Применение новых методов увеличения нефтеотдани пластов представлен в приложении 4.

Комплексные мероприятия по программе энергоэффективной экономики в области разработки месторождений, системе ППД, технологии добычи и подготовки нефти.

Основными направлениями программы являются создание и использование энергосберегающих технологий; разработка и использование нового высокоэффективного оборудования; оптимизация работы действующего технологического оборудования; оптимизация работы действующего технологического оборудования. Наибольший экономический эффект дадут мероприятия по совершенствованию технологии добычи и системы подготовки нефти, работы по капитальному ремонту скважин и т.д.

Утилизация попутного нефтяного газа

Стратегически важным источником углеводородного сырья является попутный неф­тяной газ, содержащий значительное количество ценных видов нефтехимического сырья -этана, пропана, бутана и др. В настоящее время со стороны федеральных органов власти поднимаются вопросы по ужесточению требований к недропользователям в части рацио­нального использования добываемого углеводородного сырья.

В Республике Татарстан уже более 15 лет поддерживает уровень утилизации попутного нефтяного газа не ниже 95%. В рамках выполнения работ по повышению степени утилизации промысло­вого газа институтом «ТатНИПИнефть», на основе анализа применяемых и потенциально эффективных для ОАО «Татнефть» методов утилизации, разработана первая редакция кон­цепции использования промыслового газа [19].

Необходима дальнейшая работа по повышению степени утилизации газа и разработка эффективных способов его рационального использования.

В связи с расширением деятельности в новых регионах планируется раз­работка эффективных мероприятий по утилизации попутного нефтяного газа (реализация, выработка электроэнергии, сжижение газа, закачка в пласт и др.).

Добыча нефти из необустроенных и разведочных скважин.

Добыча нефти нетрадиционными методами позволяет получить дополнительную продукцию из простаивающего и разведочного фонда скважин.

Основные способы добычи нефти:

- свабирование с использованием передвижных установок;

- с использованием длинноходового штангового глубинного привода подъемного агрегата.

Ресурсосбережение.

ОАО «Татнефть» уделяет особое внимание решению задач по экономии ресурсов. С этой целью в компании внедрена программа «Энергоэффективная экономика», составной частью которой является программа ресурсосбережения

Мероприятия оцениваются по экономии природных и материальных ресурсов. В на­стоящее время в программе реализовано 117 мероприятий.

Суммарная экономия в денежном исчислении с начала 2005 года составила более трех миллиардов рублей.

Мероприятия, направленные на повышение производительности труда, оптимизацию процессов управления и совершенствование организации производства обеспечили эконо­мию трудозатрат - более трех миллионов человеко-часов.

Для достижения более высоких результатов в 2008-2015гг. будет продолжена работа по совершенствованию программы ресурсосбережения и реализация запланированных мероприятий.

По энергосбережению работа ведется по 10 направлениям. Реализация мероприятий учитывает технологические особенности добычи нефти в соответствии с научными разработками и требует больших инвестиций, обеспечивая долгосрочный и существенный энергосберегающий эффект.

Приоритетными являются мероприятия, осуществляемые за счет улучшения организации технологического процесса добычи нефти.

Самыми энергоэффективными мероприятиями являются - совершенствование систем подготовки нефти, учета энергетических ресурсов, разработки месторождений, поддержания пластового давления.

Реализация программы энергосбережения обеспечит к 2015 году снижение расхода топливно-энергетических ресурсов по компании на 15% к уровню 2005 года и уменьшение доли энергетических затрат в издержках производства на добычу нефти.

За период с 2008 г. по 2015 г. будет сэкономлено около 2 миллионов тонн условного топлива.

Геологоразведка и разработка месторождений углеводородного сырья на новых территориях за пределами РТ.

Для сохранения достигнутых объемов добычи нефти в перспективе на 2008-2015 гг. вОАО «Татнефть» запланирован комплекс мероприятий по использованию новых технологий и расширение применения ГТМ.

Ежегодный объем добычи нефти на лицензионных участках распо­ложенных на территории Республики Татарстан, до 2015 года запланирован на уровне 25,4 млн. тонн. На период до 2015 года ежегодные объемы эксплуатационного бурения составят по 460 тысяч метров горных пород в год, или 290-300 скважин.

За пределами Республики Татарстан в России ОАО «Татнефть» и аффилированные компании общества по состоянию на 1.01.2008 г. имеют ресурсную базу в объеме 42 млн. тонн извлекаемых запасов нефти и конденсата. В целях улучшения структуры запасов ком­пании необходимо расширение объема мероприятий по их приросту и освоению месторож­дений нефти за пределами Республики Татарстан с использованием имеющегося техническо­го, кадрового и научного потенциала.

Разработана программа геолого-разведочных работ на лицензионных участках недр на внешних территориях деятельности ОАО «Татнефть» (Оренбургская, Самарская, Ульяновская области, Республика Калмыкия, Ненецкий автоном­ный округ).

К 2015 году уровень добычи нефти на этих месторождениях увеличится до 1,5 млн. тонн нефти в год. Для этого необходимо пробурить 1 100 тыс. метров горных пород и ввести в эксплуатацию 320 скважин и организовать добычу из 16 месторождений на новых террито­риях [19].

Говоря о перспективах добычи нефти, необходимо ясно представлять текущее состояние запасов. Нельзя забывать, что основной проблемой нефтедобывающих предприятий, сегодня, является качественное ухудшение сырьевой базы и отставание прироста запасов углеводородов от объемов их добычи.

Оценивая перспективы добычи нефти по НГДУ «Ямашнефть» до 2015 года можно говорить об увеличении объемов.

На рисунке 2.1. приведена прогнозная добыча нефти по месторождениям НГДУ «Ямашнефть» до 2015 года [16].

Наиболее оптимальная положительная тенденция прослеживается не для всех месторождений.

Тыс.т.



Рис 2.1. Добыча нефти по месторождениям НГДУ «Ямашнефть» до 2015 года

Рост добычи – Березовское, Красногорское, Ерсубайкинское и Екатериновское месторождения. Рост добычи нефти достигается за счет открытия новых месторождений и залежей нефти в пределах разрабатываемых площадей, внедрения новых технологий воздействия на продуктивные пласты: гидравлический разрыв пласта (ГРП), глубокопроникающая перфорация, работы с бездействующим фондом скважин; совершенствования системы заводнения на месторождениях с длительной историей разработки и реализации мер по поддержанию пластового давления на новых объектах;

Стабилизация добычи – Шегурчинское, Сиреневское, Тюгеевское и Ямашинское месторождения.

Она достигается за счет широкого внедрения геолого-технических мероприятий по действующему фонду (водоизоляционные работы, интенсификация притока, бурение горизонтальных стволов, гидроразрыв пластов, соляно-кислотный разрыв, оптимизация работы насосного оборудования, внедрение методов ПНП); ввода в разработку залежей, находящихся в консервации, где особое место занимает организация круглогодичной разработки залежей с высоковязкой нефтью; наращивания фонда скважин за счет реанимации ранее ликвидированных скважин путем зарезки вторых стволов и бурения новых скважин; применения прогрессивного оборудования в области добычи;

# 3. Анализ экономических показателей НГДУ «Ямашнефть»

## Анализ ранее внедренных химических методов повышения нефтеотдачи пластов и их влияние на ТЭП

В последние годы в связи с вступлением основных нефтяных месторождений республики в позднюю стадию разработки, необходимостью вовлечения в разработку трудноизвлекаемых запасов и в связи с техническим прогрессом разработаны и применяются большое число новых методов воздействия как на призабойную зону пласта, так и на пласт в целом (методы стимуляции и увеличения нефтеотдачи). При этом одни методы направлены на интенсификацию (стимуляцию) работы скважин (увеличение дебита добывающих и приемистости нагнетательных скважин), другие – только на увеличение нефтеотдачи, третьи – как на интенсификацию работы скважин, так и на увеличение нефтеотдачи пластов.

Третичные методы повышения нефтеотдачи пластов подразделяются на:

Физические методы, которые применяются с целью увеличения выработки нефти из застойных и тупиковых зон, увеличения подвижности нефти путем воздействия на ее структуру.

Химические методы, которые применяются для увеличения коэффициента вытеснения нефти, охвата пластов заводнением или увеличения зоны дренирования [16].

Комплексные методы сочетают физические, химические и тепловые методы.

Химические методы – это кислотные обработки, обработка растворителями и обработка ПАВ. К кислотным относятся матричные обработки соляной кислотой, направленная солянокислотная обработка (НСК0), создание искуственных каверн-накопителей нефти (ГСКО), глинокислотная и сернокислотная обработки.

Из всех третичных МУН наибольшее применение на месторождениях НГДУ «Ямашнефть» нашли физико-химические методы.

Методы увеличения нефтеотдачи пластов, которые применялись в НГДУ «Ямашнефть» представлены в приложении 5.

Сопоставление технико-экономических показателей предприятия до и после внедрения методов увеличения нефтеотдачи пластов представлены в таблице 3.1 [21].

Таблица 3.1

Технико-экономические показатели предприятия до и после внедрения технологий

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Показатели | Ед. изм. | До внедрения | После внедрения | Отклонение | |
| +/- | % |
| Добыча нефти | т.т. | 1553,3 | 2227,5 | 674,26 | 143,4 |
| Себестоимость товарной продукции | т.р. | 5672812,0 | 5866918,0 | 194106,0 | 103,4 |
| Выручка от реализации | т.р. | 8980248,62 | 12878415,3 | 3898166,7 | 143,4 |
| Прибыль до налогообложения | т.р. | 3307436,6 | 7011497,3 | 3704060,7 | 211,9 |

Согласно данным таблицы 3.1, эффект от внедрения мероприятий складывается из дополнительной добычи нефти, что соответственно влечет за собой увеличение товарной продукции.

Суммарная дополнительная добыча от применения технологий составила 674,26 тыс. тонн нефти.

Себестоимость продукции после реализации мероприятий возросла в целом на 103,4% или на 194106,0 тыс.руб. Это произошло вследствие возникновения дополнительных затрат при реализации мероприятий: это затраты на добычу нефти, затраты на внедрение, налог на добычу полезных ископаемых.

Прибыль до налогообложения после применения технологий возросла составила 7011497,3 тыс.руб. Рост данного показателя обеспечен отмеченной выше дополнительной добычей от внедрения технологий [21].

Таким образом, экономическая эффективность от проведения мероприятий по методам увеличения нефтеотдачи выражается в полученной прибыли от реализации дополнительно добытой нефти.

## 3.2. Анализ себестоимости продукции по элементам затрат (смета затрат)

Важным показателем, характеризую­щим работу предприятий, является себес­тоимость продукции, работ и услуг. От ее уровня зависят финансовые результаты деятельности предприятий, темпы расши­ренного воспроизводства, финансовое сос­тояние субъектов хозяйствования.

Себестоимость продукции является важнейшим показателем экономической эффективности ее производства. В ней отражаются все стороны хозяйственной деятельности, аккумулируются результаты использования всех производственных ресурсов [4].

Анализ сметы затрат на производство осуществляется с целью изучения динамики и контроля за расходованием средств на хозяйственную деятельность, выявление резервов их снижения. В смету затрат на производство продукции включаются все затраты, необходимые для производства запланированного объема сгруппированные по признаку однородности, независимо от места их применения и сферы назначения.

Смета затрат по предприятию в целом формируется на основе смет затрат основных подразделений (центров затрат), в которых, в свою очередь, учитывались сметы вспомогательных и обслуживающих цехов [4].

Элементами сметы являются: материальные затраты, затраты на оплату труда, отчисления на социальные нужды, амортизация и прочие затраты.

Поэтому группировка по экономическим элементам используется для планирования снабжения производства материалами, анализа процесса производства, регулирования фонда платы труда и объема денежных средств, участвующих в расчетах предприятия.

В настоящее время в нефтегазодобывающей промышленности принята единая группировка затрат по экономическим элементам:

Материальные затраты:

1. сырье и основные материалы;
2. вспомогательные материалы;
3. топливо со стороны;
4. энергия со стороны;
5. услуги производственного характера;
6. оплата работ по рекультивации земель;

Фонд оплаты труда;

Отчисления в социальные фонды;

Амортизация основных фондов;

НДПИ;

Прочие денежные расходы.

В материальные затраты включаются в себя сырье и основные материалы вспомогательные материалы, топливо, энергия. Смета затрат на производство товарной продукции приведена в приложении 6.

Соотношение отдельных экономических элементов в общих затратах определяет структуру затрат на производство [5].

Состав, структура затрат на производство продукции по НГДУ Ямашнефть» за 2006-2007 годы представлена в приложение 7.

Проводя анализ состава, структуры затрат на производство продукции в НГДУ «Ямашнефть», можно сделать вывод о том, что в 2007 году затраты на производство возросли на 9 % по сравнению с 2006 годом и составили 6624979 тыс. руб.

На рис. 3.1 и рис. 3.2 представлена структура затрат на добычу нефти в НГДУ «Ямашнефть» за 2007 и 2006 гг.

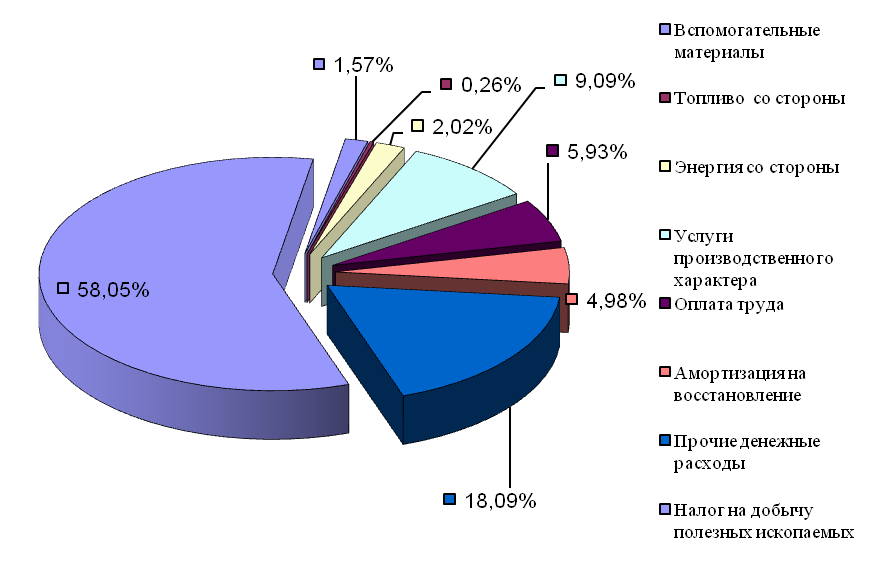


Рис. 3.1. Структура затрат на добычу нефти за 2006год

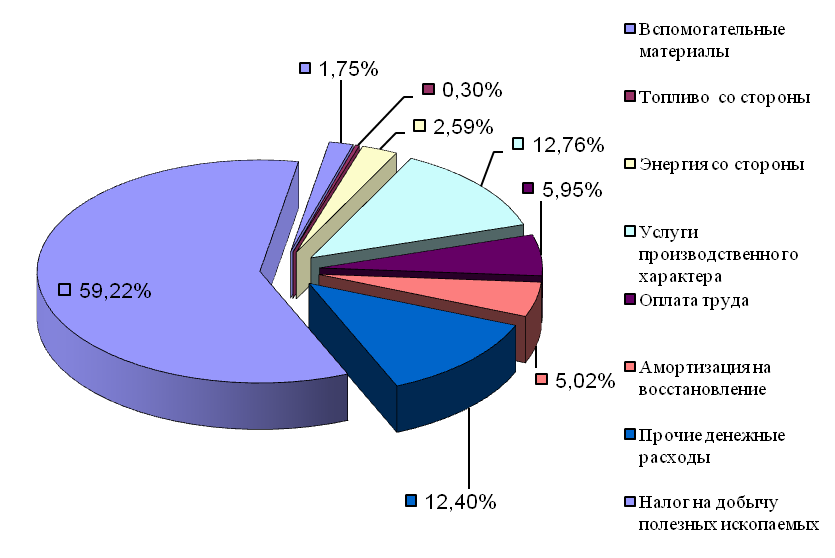


Рис. 3.2. Структура затрат на добычу нефти за 2007год

В составе и структуре себестоимости товарной продукции за анализируемый период существенных изменений не произошло.

Наибольший удельный вес занимают налог на добычу полезных ископаемых –58,05% в 2006 году и 59,22 % в 2007 году, что составило 3920463 тыс. руб., и прочие денежные расходы (расходы по оплате промышленных услуг и работ на сторону, отчисления на научно-исследовательские работы, на покрытие затрат по геолого-поисковым и геологоразведочным работам, затраты на капитальный ремонт, расходы на услуги связи, командировочные, содержание охраны и т.д.) - 18,09% в 2006 году и 12,40% в 2007 году, что составило 821079 тыс. руб.

Основная причина уменьшения затрат на 278574 тыс. руб. связана с реструктуризацией ОАО «Татнефть» т.е. фор­мированием юридически независимого сервисного сектора производства, в котором органи­зованы специализированные управляющие компании по направлениям деятельности (буре­ние, КРС, транспорт, энергетика, механика, строительство и др.).

Удельный вес материальных затрат в 2007 году увеличился в 4,5 раз, что составило в 2007 году 1156155 тыс. руб [13].

В 2007 году повысился удельный вес амортизации на восстановление по сравнению с прошлым годом на 0,04 % и этот показатель составил 332568 тыс. руб.

На основе сметного разреза нельзя определить конкретное направление и место использования затрат, что не позволяет анализировать эффективность использования затрат, вскрывать резервы их снижения.

Также на основе элементов сметы нельзя определить себестоимость единицы выпускаемой продукции в разрезе всего ассортимента, каждого наименования, группы, вида.

Эти задачи решает классификация затрат по статьям калькуляции.

# 3.3. Анализ эксплуатационных затрат, зависящих и не зависящих от деятельности предприятия

Себестоимость продукции в НГДУ складывается из эксплуатационных расходов и обязательных отчислений.

Эксплуатационные расходы состоят из следующих элементов затрат:

1. сырье и основные материалы;
2. вспомогательные материалы;
3. топливо со стороны;
4. энергия со стороны;
5. расходы на оплату труда;
6. амортизация.

К обязательным отчислениям относятся: налог на добычу полезных ископаемых; регулярные платежи за недра; региональный транспортный налог[13].

Группировка эксплуатационных затрат НГДУ на зависящие и не зависящие от деятельности предприятия представлена в приложение 8.

Как видно из таблицы, за анализируемый период эксплуатационные затраты НГДУ возросли на 8,3 % и составили 2323302 тыс.руб.

Это произошло как за счет увеличения эксплуатационных затрат, зависящих от деятельности НГДУ, так и за счет увеличения эксплуатационных затрат, не зависящих от деятельности НГДУ.

Наглядно данная структура представлена на рисунке 3.3.

В 2006 году доля эксплуатационных затрат, зависящих от деятельности НГДУ в общей сумме эксплуатационных затрат составляла 56,89 % т.е. 1220141 тыс.руб., в 2007 году она увеличилась до 64,69 % и составила 1503090 тыс.руб.



Рис. 3.3. Сопоставление затрат, зависящих и не зависящих от деятельности предприятия за 2006-2007 годы

На увеличение затрат, зависящих от деятельности НГДУ наибольшее влияние оказал рост таких элементов затрат как сырье и материалы, топливо и энергия, оплата труда и прочие денежные расходы.

В состав затрат на сырье и материалы входят затраты на выработку ШФЛУ, дистиллята, плата за воду, забираемую из водохозяйственных систем, а также оплата работ по рекультивации земель. Сумма затрат на сырье и материалы в 2007 году увеличилась на 1425 тыс.руб. и составила 4227 тыс. руб.

В затратах на вспомогательные материалы отражается стоимость приобретаемых со стороны сырья и материалов, которые входят в состав вырабатываемой продукции, покупаемых материалов, используемых в процессе производства продукции; стоимость глубинных штанговых насосов, запасных частей для ремонта оборудования; износ инструментов, приспособлений; стоимость покупной воды и др. В этот же элемент затрат включается стоимость нефти, потребляемой на собственные технологические нужды и списываемой в виде потерь при ее подготовке, хранении, транспортировке.

Расходы на вспомогательные материалы представлены в приложении 9. В 2007 год они достигли 115733 тыс.руб. и превысили плановый уровень на 14795тыс.руб.

В 2007 году произошел незначительный рост цен на материалы, в среднем на 18-27% (металлопрокат, насосы, задвиж­ки, вентиля, цемент и т.д.) а так же к увеличению затрат привели и возросшие объемы работ [12].

Наряду с ростом затрат на материалы в 2007 году имело место увеличение расходов на ингибиторы коррозии, на воду от УПТЖ, на материалы для подготовки технологической жидкости с целью повышения нефтеотдачи пластов на 1911 тыс.руб.

Элемент «Энергия» включает стоимость всех видов покупной энергии, расходуемой на технологические, двигательные, осветительные и другие промышленно-производственные хозяйственные нужды.

Проведение мероприятий по энергосбережению позволило снизить удельный вес расхода электроэнергии на 1 т насосной добычи, подготовки нефти, закачки воды в пласт.

Выполнению запланированного уровня энергетических затрат способствовало внедрение специальных ма­лооборотных двигателей для СКН, реконструкция ВЛ-10 кВ, оптимизация мощно­сти электродвигателей (замена на меньшую мощность), силовых трансформаторов и КТО, внедрение частотного регулируемого привода, установка счетчиков, позво­ляющих организовать точный учет электроэнергии по объектам. Однако повышение стоимости 1 кВт.часа на 0,30 руб. привело к росту энер­гетических затрат в 2007 году по сравнению с 2006 годом на 46193 тыс.руб.

В эксплуатационных затратах, зависящих от деятельности НГДУ «Ямашнефть», в расходы на оплату труда входит только заработная плата работников, которая в 2007 году увеличилась на 11,18 % и составила 29867 тыс.руб.

Прочие денежные расходы занимают значительный удельный вес в структуре эксплуатационных затрат, зависящих от деятельности НГДУ. Согласно приложению 6, эти расходы в 2007 году по сравнению с предыдущим периодом увеличились на 139918 тыс.руб. и составили 912091 тыс.руб.

Расходы на услуги производственных единиц в 2007 году увеличились по сравнению с прошлым годом на 2700 тыс.руб. и составили 33843 тыс.руб., что произошло в основном за счет увеличения расходов на услуги связи (на 1367 тыс.руб.), на услуги охраны (на 314 тыс.руб.), также увеличения расходов на услуги по обслуживанию АСУ (на 1019 тыс.руб.) [4].

В 2006 году доля эксплуатационных затрат, не зависящих от деятельности НГДУ в общей сумме эксплуатационных затрат составляла 43,10 % , в 2007 году она снизилась до 35,3 % и составила 820212 тыс.руб. Сумма эксплуатационных затрат, не зависящих от деятельности НГДУ, снизилась в 2007 году на 104110 тыс.руб.

## 3.4. Анализ себестоимости по статьям затрат (калькуляция себестоимости добычи нефти)

Постатейное отражение затрат в плане, учете, отчетности раскрывает их целевое назначение и связь с технологическим процессом. Эта группировка используется для определения затрат по отдельным видам вырабатываемой продукции и месту возникновения расходов.

Анализ выполнения плана в постатейном разрезе начинается с сопоставления фактических затрат с плановыми, пересчитанными на фактический выпуск и ассортимент продукции. Тем самым выявленные отклонения раскрывают изменения затрат независимо от структурных и ассортиментных сдвигов в выпуске продукции. Важное условие, которое нужно соблюдать при анализе, – необходимость обеспечения сопоставимости показателей [5].

Калькуляция себестоимости представляет соуб. меньше, чем в 2006 году.3.4.1. Выделение условно-переменной и условно-постоянной составляющей затратОбщие издержки по степени зависимости от объема продукции нефти, попутного или природного газа.

Калькуляция себестоимости добычи нефти, анализируется для более глубокого изучения причин изменения себестоимости: фактический уровень затрат на единицу продукции сравнивается с плановым и данными прошлых лет в целом и по статьям затрат.

Калькуляция производственной себестоимости добычи нефти приведена в Приложении 10.

Состав и структура калькуляции себестоимости добычи нефти НГДУ «Ямашнефть» приведены в Приложении 11 и на рисунке 3.4, 3.5 представлена структура производственной себестоимости валовой продукции НГДУ «Ямашнефть» за 2006 и 2007 гг.

По сравнению с базисным годом, произошли незначительные изменения в структуре производственной себестоимости.

В 2006 году наибольший удельный вес в структуре занимали статьи «Прочие производственные расходы» к ним относится (налог на добычу полезных ископаемых и отчисления на недра).

«Расходы на содержание и эксплуатацию оборудования» (в том числе расходы по подземному ремонту скважин). Они составляли 3 528 349 тыс. руб. и 613172 тыс. руб. соответственно. В 2007 году эти статьи достигли 3 921 385 тыс. руб. и 701729 тыс. руб. соответственно.

Однако, несмотря на рост расходов на эксплуатацию оборудования на 14,4 % (88 557 тыс. руб.) доля этой статьи в общей структуре производственной себестоимости валовой продукции увеличилась на 0,43 % [22].

Это объясняется опережающими темпами роста расходов по другим статьям. В частности ростом прочих производственных расходов. В 2007 году их удельный вес в общей структуре составил 63,18 %.



Рис. 3.4. Структура производственной себестоимости валовой продукции

НГДУ «Ямашнефть» за 2006 год



Рис. 3.5. Структура производственной себестоимости валовой продукции

НГДУ «Ямашнефть» за 2007год

Расходы на энергию по извлечению нефти в 2007 году увеличились по сравнению с 2006 годом на 6261 тыс. руб. и составили в 2007 году 25434 тыс. руб. Удельный вес расходов на энергию по извлечению нефти в 2007 году увеличился на 0,07% и составил в 2007 году 0,41% от общей суммы производственной себестоимости товарной продукции.

Заработная плата производственных рабочих также выросла в 2007 году и составила 42780 тыс. руб., что на 10396 тыс. руб. больше, чем в 2006 году.

Отчисления на социальные нужды как же увеличились и составили в 2007 году 9967 тыс. руб.

Произошло также увеличение по статье амортизация скважин, она составило 120726 тыс. руб.

Расходы по сбору и транспортировке нефти снизились в 2007 году по сравнению с 2006 годом на 15562 тыс. руб. и составили 251990 тыс. руб. в 2006 году. Удельный вес расходов по сбору и транспортировке нефти снизился на 0,68% и составил в 2007 году 4,03 % в общей сумме производственной себестоимости товарной продукции [22].

Также произошло увеличение по статье цеховые расходы, которые составили в 2007 году 531067 тыс. руб., что на 46349 тыс. руб. больше, чем в 2006 году. Удельный вес цеховых расходов составил 8,48%, что на 0,04% меньше , чем в 2006 году.

Общепроизводственные расходы в 2007 году составили 153345 тыс. руб., что на 14170 тыс. руб. меньше, чем в 2006 году.

### 3.4.1. Выделение условно-переменной и условно-постоянной составляющей затрат

Общие издержки по степени зависимости от объема продукции подразделяются на условно-постоянные и условно-переменные.

Условно-переменные затраты относятся на единицу производимой продукции или выполняемой работы и меняются с изменением объёма производства.

Условно-постоянные затраты при неизменных основных фондах не зависят от объёма производства продукции и при интенсификации производства характеризуются относительной стабильностью. Нефтегазодобывающая промышленность характеризуется высоким удельным весом условно-постоянных затрат в себестоимости [4].

Калькуляция себестоимости товарной добычи нефти НГДУ «Ямашнефть» за 2006-2007 гг. в разрезе условно-переменной и условно-постоянной статей затрат приведены в Приложение 12.

Соотношение условно-постоянной и условно-переменной частей себестоимости добычи нефти представлено на рисунке 3.6.



Рис. 3.6. Соотношение условно-постоянной и условно-переменной частей себестоимости добычи нефти

Анализ условно-переменных затрат показывает, что расходы на энергию по извлечению нефти возросли на 6261 тыс. руб. в результате увеличения расхода электроэнергии для приводов станков-качалок, групповых приводов, ЭЦН. Значительную роль в увеличении условно-переменных затрат сыграло увеличение прочих производственных расходов, которые за отчетный период возросли в 2007 году на 392822 тыс. руб. и составили 3920798 тыс. руб., что в основном произошло за счет увеличения в 2007 году налога на добычу полезных ископаемых.

Из анализа условно-постоянных затрат видно, что основная заработная плата производственного персонала в 2007 году составила 42780 тыс. руб., что выше уровня прошлого года на 32,10 %. Аналогично возросли отчисления на социальные нужды на 2281 тыс. руб. (на 29,67%).

Статья «Амортизация скважин» включает амортизационные отчисления на полное восстановление, производимые по действующим нормам от стоимости нефтяных, нагнетательных и контрольных скважин. Расходы по этой статье в 2007 году увеличились на 20742 тыс. руб. и составили 120726 тыс. руб.

Расходы на содержание и эксплуатацию оборудования увеличились на 88557 тыс. руб. и составили 701729 тыс. руб.

Цеховые расходы включают заработную плату цехового персонала, затраты на содержание и ремонт зданий, средств амортизации и инвентаря, амортизационные отчисления от стоимости зданий, сооружений, расходы на охрану труда. Эти расходы в 2007 году увеличились на 46349 тыс. руб. и составили 531067 тыс. руб.

Общепроизводственные расходы снизились на 14170 тыс. руб. (на 8,45%), что в основном произошло за счет реструктуризации предприятия НГДУ «Ямашнефть», а также изменения методологии отнесения затрат в 2007 году.

Все остальные статьи являются комплексными. Так, расходы по искусственному воздействию на пласт, включающие затраты на законтурную и внутриконтурную закачку в пласт воды и реагенты для повышения нефтеотдачи пластов, в 2007 году увеличились на 13785 тыс. руб. за счет увеличения ее условно-переменной части на 17208 тыс. руб. а условно-постоянной снизилась - на 3423 тыс. руб.

Расходы по сбору и транспортировке нефти, которые включают затраты по содержанию и эксплуатации сети нефтепроводов от устья скважин до емкостей товарного парка НГДУ, насосных станций, а также потери нефти при хранении в товарных емкостях. Так, расходы по данной статье в 2007 году уменьшились на 15562 тыс. руб. (на 5,81%) и составили 251990 тыс. руб. Увеличились расходы по технологической подготовке нефти на 34775 тыс. руб. (41,67%), в том числе условно-постоянная часть данной статьи увеличилась на 150089 тыс. руб., условно-переменная часть на 436361 тыс. руб.

## 3.5. Маржинальный анализ себестоимости продукции и прибыли

### 3.5.1. Анализ функциональной связи между затратами, объемом продаж и прибылью

Безубыточность - такое состояние, когда бизнес не приносит ни прибыли, ни убытков. Это выручка, которая необходима для того, чтобы предприятие начало получать прибыль. Ее можно выразить и в количестве единиц продукции, которую необходимо продать, чтобы покрыть затраты, после чего каждая дополнительная единица проданной продукции будет приносить прибыль предприятию. Разность между фактическим количеством реализованной продукции и безубыточным объемом продаж - это зона безопасности (зона прибыли), и чем она больше, тем прочнее финансовое состояние предприятия [12].

Расчёт данных показателей основывается на взаимодействии: затраты - объем продаж - прибыль. Для определения их уровня можно использовать графический и аналитический способы.

При построении графика по горизонтали показывается объем реализации продукции в натуральных единицах, по вертикали - себестоимость проданной продукции и прибыль, которые вместе составляют выручку от реализации. По графику можно установить, при каком объеме реализации продукции предприятие получит прибыль, а при каком ее не будет. Можно определить также точку, в которой затраты будут равны выручке от реализации продукции.

Она получила название точки безубыточного объема реализации продукции, или порога рентабельности, или точки окупаемости затрат, ниже которой производство будет убыточным.

Разность между фактическим и безубыточным объемом продаж получило название зоны безопасности.

Для построения графика исходными являются данные таблицы 3.7. Графическое изображение точки безубыточности и зоны безопасности предприятия 2006 года и 2007 года представлено на рисунке 3.7. и 3.8.

Аналитический способ расчета безубыточного объема продаж и зоны безопасности предприятия более удобен по сравнению с графическим, так как не нужно чертить каждый раз график, что довольно трудоемко.

Можно вывести ряд формул и с их помощью рассчитать данные показатели.

ЗБ

0

Выручка от реализации

Млн.руб.

Прибыль

Переменные затраты

Постоянные затраты

ЗУ

Тыс.т.

**Т=575,82**

575,82

1553,3

1948,4

3724.3

8980,249

Рис. 3.7. Зависимость между затратами, объемом продаж и прибылью по НГДУ

«Ямашнефть в 2006 году

ЗБ

0

Выручка от реализации

Млн.руб.

Прибыль

Переменные затраты

Постоянные затраты

ЗУ

Тыс.т.

**Т=549,3**

549,3

1587,2

2098,53

4160,7

1022,3949

Рис. 3.8. Зависимость между затратами, объемом продаж и прибылью по НГДУ «Ямашнефть в 2007 году

Маржинальный доход определяется по следующей формуле:

Дм=В –Рн, (3.1)

где Дм - маржинальный доход (общая сумма);

В - выручка от реализации продукции;

Рн- сумма переменных затрат.

Точка безубыточности в стоимостном выражении определяется следующим образом:

, (3.2)

где Т - точка безубыточного объема реализации продукции;

В - выручка от реализации продукции;

Н - сумма постоянных затрат;

Дм- маржинальный доход (общая сумма).

Ставку маржинального дохода можно представить как разность между ценой и удельными переменными затратами:

, (3.3)

где Дс - ставка маржинального дохода в цене за единицу продукции;

Дм - маржинальный доход (общая сумма);

К - объем реализованной продукции в натуральных единицах.

Безубыточный объем реализации в натуральных единицах рассчитывается по формуле:

 , (3.4)

или

, (3.5)

где Т - точка безубыточного объема реализации продукции;

К - объем реализованной продукции в натуральных единицах;

Н - сумма постоянных затрат;

Дс - ставка маржинального дохода в цене за единицу продукции..

После преобразования критический объем реализации продукции рассчитывается следующим образом:

, (3.6)

где Т - точка безубыточного объема реализации продукции;

Н - сумма постоянных затрат;

Ц - цена единицы продукции;

V - удельные переменные затраты.

Для расчета точки критического объема реализации в процентах к максимальному объему, который принимается за 100%, может быть использована формула:

, (3.7)

где Т - точка безубыточного объема реализации продукции;

Н - сумма постоянных затрат;

Дм - маржинальный доход (общая сумма).

Для определения зоны безопасности по стоимостным показателям аналитическим методом используется следующая формула:

, (3.8)

где ЗБ - зона безопасности;

В - выручка от реализации продукции.

Т - точка безубыточного объема реализации продукции.

Для одного вида продукции зона безопасности определяется по количественным показателям:

, (3.9)

где ЗБ - зона безопасности;

К - объем реализованной продукции в натуральных единицах;

Т - точка безубыточного объема реализации продукции;

В - выручка от реализации продукции [4].

На основе финансовых показателей НГДУ «Ямашнефть» за 2006-2007 гг., приведенных в таблице 3.2, определяется зависимость между прибылью, объемом реализации продукции и ее себестоимостью.

Сумма маржинального дохода НГДУ «Ямашнефть» рассчитывается по формуле (3.1).

Таблица 3.2

Исходные данные для расчета точки безубыточного объема продаж по НГДУ «Ямашнефть»

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| Показатели | 2006 год | 2007 год | Откл.,  +,- |
| Объем реализации, тыс. т. | 1553,28 | 1587,25 | 33,97 |
| Цена реализации, руб. | 5781,4 | 6441,5 | 660,1 |
| Себестоимость продукции, тыс. руб. | 5672812 | 6259262 | 586450 |
| Удельные переменные, руб. | 2397,74 | 2621,34 | 214,21 |
| Сумма постоянных затрат, тыс. руб. | 1948441 | 2098530 | 1500897 |
| Выручка от реализации продукции, тыс. руб. | 8980249 | 10223949 | 1243700 |

Дм 2006 = 8980249-3724371 = 5255878тыс. руб.;

Дм 2007 =10223949-4160732= 6063217 тыс. руб.

Тогда точка безубыточности в стоимостном выражении рассчитывается по формуле (3.2):

тыс. руб.;

 тыс. руб.

Ставка маржинального дохода в цене за единицу продукции определяется по формуле (3.3):

 руб*.;*

** руб.

Если заменить максимальный объем реализации продукции в денежном измерении на соответствующий объем реализации в натуральных единицах, то безубыточный объем реализации в натуральных единицах определяется по формулам (3.4) и (3.5):

тыс.т.,

или

тыс.т.;

тыс.т.,

или

 тыс.т.

После преобразования критический объем реализации продукции рассчитывается по формуле (3.6):

тыс.т.;

 тыс.т*.*

Точка критического объема реализации в процентах максимальному объему равна формула (3.7):

;

.

Для определения зоны безопасности по стоимостным показателям используется формула 3.8.:

 или 62,9%;

 или 65,3%.

Зону безопасности также можно определить и по количественным показателям 3.9.:

 или 62,9%;

 или 65,3%.

Анализ рассчитанных показателей позволяет сделать вывод о том, что в 2006 году безубыточный объем реализации в стоимостном выражении составляет 3329126,9 тыс. руб. или 575,82 тыс.т. в натуральном выражении.

Объем товарной продукции НГДУ «Ямашнефть» в 2006 году составил 8980249 тыс. руб., или 1553,28 тыс.т., что на 5651122,1 тыс. руб. или 977,46 тыс.т. выше порога рентабельности.

Точка безубыточности в 2006 году составила 37,07%, а зона безопасности предприятия 62,9%. Это свидетельствует о том, что тот объем реализации, при котором производство не принесет ни прибыли, ни убытков равен 575,82 тыс.т., что не превышает 37,07% от фактического объема добычи нефти в 2006 году.

Безубыточный объем реализации в стоимостном выражении в 2007 году составляет 3538594,06 тыс. руб. или 549,3 тыс.т. в натуральном выражении.

Объем товарной продукции НГДУ «Ямашнефть» в 2007 году составил 10223949 тыс. руб. или 1587,25 тыс.т., что на 6685354,94 тыс. руб. или 1037,95 тыс.т. выше порога рентабельности.

Точка безубыточности в 2007 году составила 34,61 %, а зона безопасности предприятия 65,3 %. Это свидетельствует о том, что тот объем реализации, при котором производство не принесет ни прибыли, ни убытков, что не превышает 34,61% от фактического объема добычи нефти в 2007 году.

Соответственно, чем объем товарной продукции, при прочих равных условиях, выше порога рентабельности, тем больше и прибыль предприятия.

Деление затрат на постоянные и переменные и использование категории маржинального дохода позволяет не только определить безубыточный объем продаж, зону безопасности и сумму прибыли по отчетным данным, но и прогнозировать уровень этих показателей на перспективу.

### 3.5.2. Определение критической суммы постоянных расходов и критического уровня цены реализации

С помощью маржинального анализа можно определить критический уровень не только объема продаж, но и суммы постоянных затрат, а также цены при заданном значении остальных факторов.

Критический уровень постоянных затрат при заданном уровне маржинального дохода и объема продаж рассчитывается по формуле:

Н = К ⋅ (Ц-V),(3.10)

где К - объем реализованной продукции в натуральных единицах;

Н - сумма постоянных затрат;

Ц- цена единицы продукции;

V - удельные переменные затраты.

Смысл этого расчета состоит в том, чтобы определить максимально допустимую величину постоянных расходов, которая покрывается маржинальным доходом при заданном объеме продаж, цены и уровня переменных затрат на единицу продукции.

Критический уровень цены определяется из заданного объема реализации и уровня постоянных и переменных затрат:

, (3.11)

где Цкр - критический уровень цены;

К - объем реализованной продукции в натуральных единицах;

Н - сумма постоянных затрат;

V - удельные переменные затраты [13].

При таком уровне цена будет равна себестоимости единицы продукции, а прибыль и рентабельность - нулю. Установление цены ниже этого уровня невыгодно для предприятия, так как в результате этого будет получен убыток. С помощью маржинального анализа можно установить критический уровень постоянных затрат, а так же цены при заданном значении остальных факторов. Критический уровень постоянных затрат определяется по формуле (3.10):

Н2006= 1553,28 ⋅ (5781,4-2397,74)= 5255771,4 тыс. руб.;

Н2007 = 1587,25 ⋅ (6441,5-2621,34) =6063548,9 тыс. руб.

При сумме постоянных издержек, равной в 2006 году 5255771,4 тыс. руб., а в 2007 г. 6063548,9 тыс. руб., НГДУ не будет иметь ни прибыли, ни убытка. Если же постоянные затраты окажутся выше критической суммы, то в такой ситуации они будут непосильными для предприятия. Оно не сможет покрыть их за счет своей выручки. Проверить этот тезис можно, рассчитав критический объем продаж:

тыс.т.;

 тыс.т.

Таким образом, для того чтобы покрыть постоянные издержки в размере 1948441 тыс. руб. в 2006 году и 2098530 тыс. руб. в 2007 году, НГДУ «Ямашнефть» должно поставить 575,82 тыс.т. и 549,3 тыс.т. товарной продукции в 2006 г. и 2007 г. соответственно. Если же сумма издержек будет выше, а увеличить объем реализации не будет возможности, то предприятие окажется в убытке. Критический уровень постоянных издержек является очень ценным показателем в управленческой деятельности, с помощью которого можно эффективнее управлять процессами формирования финансовых результатов.

Критический уровень цены определяется из заданного объема реализации, уровня постоянных и переменных затрат. Рассчитывается данный показатель по формуле (3.11):

 руб.

 руб.

При таком уровне цена будет равна себестоимости единицы продукции, а прибыль и рентабельность - нулю. Критический уровень цены для НГДУ «Ямашнефть» составил в 2006 году 3652,15 руб./т., что на 7,7% выше уровня 2007 г. Установление цены ниже этого уровня невыгодно для предприятия, так как в результате оно может оказаться убыточным.

### 3.5.3. Анализ факторов изменения точки безубыточности и зоны безопасности предприятия

Аналитические расчеты показывают, что безубыточный объем продаж и зона безопасности зависят от суммы постоянных и переменных затрат, а так же уровня цен на продукцию. При повышении цен возникает возможность реализовать продукцию меньшего объема, чтобы получить необходимую сумму выручки для компенсации постоянных издержек предприятия, и, наоборот, при снижении уровня цен безубыточный объем реализации возрастает.

Увеличение же удельных переменных и постоянных затрат повышает порог рентабельности и уменьшает зону безопасности.

В 2007 году уровень точки безубыточности по сравнению с предыдущим годом увеличился на 209467,16 тыс. руб. или уменьшился 26,52 тыс.т.

Необходимо провести факторный анализ точки безубыточности для того, чтобы выяснить, за счет каких факторов произошло это изменение.

тыс.т.;

тыс.т.;

тыс. т;

 тыс.т*.*

Найдем общее отклонение:

ΔТ = Т1 – Т0 = 549,3-575,82 = -26,52тыс.т.

В т.ч. за счет изменения следующих факторов:

а) суммы постоянных затрат:

ΔТн = Тусл 1 – Т0 = 620,19 – 575,82 = 44,37 тыс.т.

б) цены реализации продукции:

ΔТц = Тусл2 – Тусл1 = 518,95 -620,19 = -101,24 тыс.т.

в) удельных переменных затрат:

ΔТу = Т1 – Тусл2 = 549,3– 518,95 = 30,35 тыс.т.

ΔТ = ΔТн + ΔТц + ΔТу = 44,37-101,24+30,35 = -26,52 тыс.т.

Как видно из анализа, уровень безубыточного объема продукции в 2007 году по сравнению с предыдущем годом уменьшился на 26,52 тыс.т. на это повлияло изменение трех факторов: в результате увеличения цены продукции на 620,19 руб. уровень безубыточного объема производства продукции снизился на 101,24 тыс.т., в результате роста суммы постоянных затрат и удельных переменных затрат, уровень точки безубыточности увеличился на 44,37 тыс.т. и 30,35 тыс.т. соответственно.

Далее необходимо провести анализ зоны безопасности.

Зону безопасности можно определить по количественным показателям формула (3.9):

или 62,9%;

или 65,3%;

или 63,7%;

или 60,9%;

или 67,3%;

или 65,3%.

Общее изменение зоны безопасности:

ΔЗБ = ЗБ1 –ЗБ0 = 0,653 – 0,629 = 0,024 или 2,4%.

Зона безопасности в 2007 году увеличилась на 2,4 %, это произошло за счет изменения следующих факторов:

а) объема производства:

ΔЗБк = ЗБусл1 – ЗБ0 = 63,7-62,9 = 0,8%;

б) суммы постоянных затрат:

ΔЗБн = ЗБусл2 – ЗБ усл1 = 60,9 – 63,7 = -2,8%;

в) цены 1 тонны нефти

ΔЗБц = ЗБусл3 – ЗБ усл2 = 67,3 – 60,9 = 6,4%;

г) удельных переменных затрат:

ΔЗБу = ЗБ1 – ЗБ усл3 = 65,3 – 67,3 = - 2%.

Как видно из анализа, на изменение зоны безопасности повлияло 4 фактора: наибольшее влияние оказало снижение удельных переменных затрат и суммы постоянных затрат, в результате чего зона безопасности сократилась на 2% и 2,8% соответственно. Однако за счет увеличения объема производства и цены 1 тонны нефти, зона безопасности увеличилась на 0,8% и 6,4% соответственно.

# 4.Экономическое обоснование методов повышения нефтеотдачи пластов

## 4.1. Методика расчета экономической эффективности химических методов повышения нефтеотдачи пластов

Экономический эффект от использования мероприятий научно-технического прогресса при разработке и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений образуется за счёт получения дополнительной добычи нефти и газа в результате оптимизации режима разработки объектов и работы скважин, использование новых методов повышения нефтеизвлечения и повышения их эффективности, использование методов воздействия на призабойную зону скважин; за счёт сокращения затрат времени на проведение подземных и капитальных ремонтов скважин, повышения качества ремонтов; увеличения межремонтного периода работы скважин и другого нефтепромыслового транспорта нефти, газа и воды, сокращения потерь в результате коррозии, снижения расхода энергии, материалов, топлива, снижения трудоёмкости продукции, снижения капиталоемкости нефтегазодобывающего производства и т.д. [18].

Технологическая эффективность применения методов увеличения нефтеотдачи пластов и стимуляции работы скважин оценивается по дополнительной добыче нефти. Для оценки же экономической эффективности применения методов увеличения нефтеотдачи можно использовать остающуюся в распоряжении предприятия прибыль от реализации дополнительно добытой нефти за счет проведенных мероприятий по МУН [24].

Экономически эффект рассчитывается по следующей формуле:

, (4.1)

где - экономический эффект от внедрения мероприятия, тыс.руб.

- стоимостная оценка результатов осуществления мероприятия, тыс.руб.

- стоимостная оценка затрат на осуществление мероприятия, тыс.руб.

- налог на прибыль.

Стоимостная оценка результатов осуществления мероприятия, т.е. выручка от реализации дополнительно добытой нефти рассчитывается по формуле:

, (4.2)

где - цена реализации за 1 тонну нефти, руб.

- дополнительная добыча нефти за счет МУН, тыс.тонн.

Стоимостная оценка затрат на осуществление мероприятия рассчитывается по формуле:

 (4.3)

где - условно-переменные затраты на добычу 1 тонны нефти, руб.

 - затраты на осуществление мероприятий по МУН, тыс.руб.

Тогда формула (23) примет вид:

, (4.4)

При расчете дополнительной добычи нефти по фактически проведенным мероприятиям оценка производится по каждой скважине и по каждому мероприятию отдельно с учетом времени пуска скважины после окончания мероприятия. Полученные значения суммируются по НГДУ [18].

Дополнительная добыча рассчитывается по формуле:

, (4.5)

где - прирост среднесуточного дебита по каждой скважине,

- количество дней в периоде,

- коэффициент снижения дебита (0,95),

 - коэффициент эксплуатации скважин (0,91).

Для оценки деятельности предприятия рассчитывается и показатель рентабельности, величина которого показывает соотношение эффекта с наличными или использованными ресурсами. В отношении применения методов увеличения нефтеотдачи целесообразно рассчитать рентабельность продаж и рентабельность продукции [18].

Рентабельность продаж определяется по формуле:

, (4.6)

где  - рентабельность продаж, %

 - чистая прибыль, тыс.руб.

Рентабельность продукции рассчитывается по формуле:

, (4.7)

Сравнение технологий по экономической эффективности можно также осуществлять по удельной прибыли на 1 тонну дополнительной нефти, которая рассчитывается по формуле:

, (4.8)

Затраты на обработку одной скважины можно рассчитать по формуле:

, (4.9)

где  - количество скважино-операций.

Эффективность инвестиционного проекта (ИП) — категория, отражающая его соответствие целям и интересам участников проекта.

Осуществление (реализация) инвестиционного проекта направлено на увеличение прибыли и дохода предприятия.

Эффективность ИП оценивается в течение всего расчетного периода (жизненного цикла), охватывающего интервал во времени от первоначального вложения средств до его прекращения, воплощающегося в прекращении получения полезного результата и демонтаже оборудования. Расчетный период разбивается на шаги — отрезки времени, в пределах которых осуществляется промежуточный расчет результата реализации ИП.

Шагам расчета даются номера: 0, 1, 2, ... n. Время в расчетном периоде измеряется в годах и отсчитывается от фиксированного момента t0=0, принимаемого за базовый.

Реализация ИП порождает денежные потоки (потоки реальных денег). Денежный поток инвестиционного проекта — полученные или уплаченные денежные средства за определенный период (шаг) и за весь расчетный период.

При оценке эффективности ИП соизмерение разновременных показателей осуществляется путем приведения (дисконтирования) их к начальному времени внедрения проекта. Для этой цели используется норма дисконта (r), равная приемлемой для инвестора норме дохода на капитал. Технически приведение к начальному (базисному) моменту времени затрат, результатов и эффектов, имеющих место на t-м шаге расчета, удобно производить путем их умножения на коэффициент дисконтирования (Кд), определяемый по формуле:

. (4.10)

Дисконтирование денежных потоков — приведение их разновременных значений к их ценности на определенный момент времени, который называется моментом приведения (или расчетным годом). Дисконтирование денежного потока осуществляется путем умножения его значения в i-м году на коэффициент дисконтирования (Кд).

Метод определения срока окупаемости инвестиций (РР) заключается в определении необходимого для возмещения инвестиционных расходов периода времени, за который ожидается возврат вложенных средств за счет доходов, полученных от реализации инвестиционного проекта.

Срок окупаемости инвестиций (с позиций денежного подхода к оценке эффективности) – это период времени реализации проекта до того момента, когда суммарный кумулятивный возврат наличных средств сравнивается с первоначальной суммой инвестиций.

Дисконтированный срок окупаемости (ДСО) определяется:

, (4.11)

где  - отрицательная величина сальдо накопленного денежного потока на шаге до момента окупаемости;

 - положительная величина сальдо накопленного денежного потока на шаге после момента окупаемости;

 - полное количество отрицательных шагов.

Из нескольких альтернативных проектов следует принимать проект с меньшим значением срока окупаемости.

Чистый дисконтированный доход (ЧДД) – это стоимость, полученная путем дисконтирования отдельно на каждый момент, временной период разности всех оттоков и притоков, доходов и расходов, накапливающихся за весь период функционирования объекта инвестирования при фиксированной, заранее определенной процентной ставке [26].

ЧДД за расчетный год рассчитывается по следующей формуле:

, (4.12)

, (4.13)

где  - стоимостная оценка результатов в t-м году (поток выгод);

 - затраты (отток затрат – капитальные вложения, эксплуатационные затраты и налоги), осуществляемые на шаге t расчета;

r – ставка (норма) дисконта;

аt – дисконтный множитель;

Фt – чистые годовые денежные потоки;

Т – период (срок жизни проекта);

t – номер шага расчета.

Рентабельность инвестиций или индекс доходности (PI) – это показатель, позволяющий определить, в какой мере возрастает ценность фирмы (богатство инвестора) в расчете на одну денежную единицу инвестиций.

Преимущества индекса доходности инвестиций (PI):

1. учитывает распределение во времени потоков реальных денег;
2. рассматривает сумму эффектов, полученных на протяжении всего срока жизни проекта;
3. позволяет корректно сравнивать проекты, различающиеся своими масштабами.

Индекс доходности (PI) тесно связан с чистым дисконтированным доходом (ЧДД) [17]:

1. если ЧДД > 0, PI > 1, то проект является прибыльным;
2. если ЧДД < 0, PI < 1, то проект является убыточным;
3. если ЧДД=0, PI=1, то проект является ни прибыльным, ни убыточным.

Таким образом, оценка экономической эффективности по методам увеличения нефтеотдачи позволяет выявлять неэффективные участки или участки, на которых эффективность очень низка. Определение таких участков дает возможность проведения более детального анализа, который отобразит влияние на экономическую эффективность нарушений договорной, технологической и финансовой дисциплины, проблем технико-экономического и геолого-технического характера, оказавших наибольшее влияние на получение незначительного результата от проведения мероприятия. Более того, такая оценка позволяет подробно следить за выполнением плана предприятия. Поэтому на каждом нефтегазодобывающем предприятии целесообразно проводить систематический анализ расчета экономической эффективности от проведенных мероприятий по повышению нефтеотдачи пластов [18].

## 4.2. Расчет экономической эффективности применения кислотного состава медленного действия

Кислотный состав медленного действия (КСМД) **–** основа технологии направленно-глубокой обработки карбонатного коллектора. Технология предполагает последовательную закачку нефтекислотной эмульсии, чистой соляной кислоты и оторочки КСМД.

Механизм действия КСМД основан на эффекте замедления скорости реакции соляной кислоты в 30-100 раз по сравнению с чистой кислотой. За счет этого эффекта достигается транспортирование кислоты по трещинам в глубь пласта, что позволяет повышать охват пласта воздействием и увеличивать область дренирования скважины.

КСМД может эффективно применяться в процессе кислотного Гидроразрыв пласта (ГРП), ОПЗ горизонтальных скважин.

В 2007 году в НГДУ «Ямашнефть» работы с использованием технологии КСМД были проведены на восьми добывающих скважинах на общую сумму 6544,31 тыс.руб [24].

Для определения экономической эффективности применения технологи КСМД необходимо рассчитать дополнительную добычу, полученную в результате проведенного мероприятия на 8 добывающих скважинах. Рассчитывается дополнительная добыча по проведенному мероприятию по формуле (4.5) и результаты расчетов заносятся в таблицу 4.1.

Таблица 4.1

Результаты проведения мероприятия по закачке реагента КСМД на добывающих скважинах

|  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| № скв. | Дебит, тн./сут. | | | Затраты на проведение мероприятия | | Отработан. время, дн. | Доп.до-быча, тн. |
| До  мероприятия | После мероприятия | Среднесут.прирост | КРС, тыс. руб. | МУН, тыс. руб |
| 1 | 3,2 | 4,4 | 1,2 | 497,15 | 302,59 | 315 | 326,78 |
| 2 | 3,9 | 5,5 | 1,6 | 485,39 | 225,25 | 311 | 430,17 |
| 3 | 3,8 | 5,4 | 1,6 | 506,09 | 255 | 282 | 390,06 |
| 4 | 3,3 | 4,9 | 1,6 | 864 | 233,66 | 336 | 464,75 |
| 5 | 2,6 | 3,68 | 1,08 | 437,32 | 345,06 | 334 | 311,84 |
| 6 | 2,8 | 5,07 | 2,27 | 735,29 | 28,48 | 332 | 651,52 |
| 7 | 3,1 | 4,56 | 1,56 | 531,5 | 180,81 | 306 | 412,67 |
| 8 | 3,4 | 5,0 | 1,6 | 688,24 | 228,48 | 315 | 435,70 |
| Среднесуточный дебит, тн./сут. | 3,3 | | | | | | |
| Среднесуточный прирост нефти, тн./сут | 1,5 | | | | | | |
| Итого затрат на проведение мероприятия, тыс.руб. | 6544,31 | | | | | | |
| Итого доп.добыча за год, тыс.тн. | 3,42 | | | | | | |
| Доб.добыча с учетом переходящих скважин, тыс. тн. | 6,627 | | | | | | |

Из таблицы 4.1 видно, что среднесуточный прирост нефти по всем обработанным скважинам составил 1,5 тн./сут., дополнительная добыча по обработанным скважинам в 2007 году составила 3,42 тыс.тонн нефти, а с учетом переходящих скважин – 6,627тыс. тонн нефти.

Экономической эффект достигается за счет прибыли от реализации дополнительно добытой нефти. Исходные данные для расчета экономической эффективности применения технологии КСМД представлены в таблице 4.2.

Таблица 4.2

Исходные данные для расчета экономической эффективности применения технологии КСМД

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| № п/п | Исходные данные для расчета | Ед.изм. | Значение |
| 1. | Количество скважин | шт. | 8 |
| 2. | Дополнительная добыча | тыс.тн. | 6,627 |
| 3. | Затраты на проведение мероприятия | тыс.руб. | 6544,31 |
| 3.1. | Затраты на КРС на 1 скважину | тыс.руб. | 593,12 |
| 3.2. | Затраты на МУН на 1 скважину | тыс.руб. | 224,91 |
| 4. | Среднесуточный дебит | тн./сут | 3,3 |
| 5 | Цена реализации 1 тн. нефти без НДС | руб. | 6441,5 |
| 6. | Переменные затраты | руб./тн. | 151,16 |
| 7. | Ставка НДПИ | руб./тн. | 2470,18 |
| 8. | Налог на прибыль | % | 24 |
| 9. | Норма дисконтирования | % | 12 |
| 10. | Коэффициент падения добычи |  | 0,95 |
| 11. | Коэффициент эксплуатации |  | 0,91 |

Cтоимостная оценка результатов осуществления мероприятия рассчитывается по формуле (4.2):

 тыс.руб.

Стоимостная оценка затрат на осуществление мероприятия рассчитывается по формуле (4.3):

 тыс.руб.

Экономический эффект от применения данного мероприятия рассчитывается по формуле (4.1):

 тыс.руб.

Рентабельность определяется по формуле (4.6):



Рентабельность продукции определяется по формуле (4.7):



Прибыль на одну тонну дополнительной нефти рассчитывается по формуле (4.8):

 руб./тн.

Затраты на одну скважино-операцию рассчитывается по формуле (4.9):

тыс.руб.

Расчет экономической эффективности применения технологии КСМД представлен в приложении 13. Инвестиционный проект рассчитан на один год.

Рассчитанные показатели сведены в таблицу 4.3.

Таблица 4.3

Расчет экономического эффекта

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
|  | Показатели | Ед.изм. | Сумма |
| 1 | 2 | 3 | 4 |
| 1 | Выручка от реализации без НДС, тыс.руб. | тыс.руб. | 42687,82 |
| 2 | Условно-переменные затраты на дополнительную добычу, тыс.руб. | тыс.руб. | 1001,73 |
| 3 | Затраты на проведение мероприятия, тыс.руб. | тыс.руб. | 6544,31 |
| 4 | Налог на добычу полезных ископаемых, тыс.руб. | тыс.руб. | 16369,88 |
| 5 | Итого производственных затрат, тыс.руб. | тыс.руб. | 23915,93 |
| 6 | Валовая прибыль, тыс.руб. | тыс.руб. | 18771,89 |
| 7 | Налог на прибыль, тыс.руб. | тыс.руб. | 4505,25 |
| 8 | Прибыль после налогообложения, тыс.руб. | тыс.руб. | 14266,64 |
| 9 | Прибыль на одну тонну дополнительной нефти, руб/тн. | руб./тн. | 2152,80 |
|  | | | |
| Продолжение таблицы 4.3. | | | |
| 1 | 2 | 3 | 4 |
| 10 | Рентабельность продаж, % | % | 33,42 |
| 11 | Рентабельность продукции, % | % | 59,65 |
| 12 | Затраты на одну скв.-операцию, тыс.руб. | тыс.руб. | 818,03 |

Расчет показал, что все планируемые показатели фактически дали положительный результат.

По приведенным расчетам видно, что ЧДД>0 и составляет 6819 тыс. руб., срок окупаемости составил шесть месяцев, ИД>0 и составляет 1,489. По всем критериям инвестиционный проект эффективен.

Чистый дисконтированный доход имеет отрицательное значение только в первые шесть месяцев. Динамика чистого дисконтированного дохода по месяцам представлена на рис.4.1.



Рис. 4.1. Динамика чистого дисконтированного дохода за 1 год при применении технологии КСМД

Чистая прибыль от внедрения мероприятия составила 14266,64 тыс.руб. Основным фактором увеличения чистой прибыли стал рост добычи нефти на 6,627тыс. тонн.

## 4.3. Расчет экономической эффективности применения глинокислотной композиции

Глинокислотная композиция (ГКК) **–** основа технологии кислотного воздействия на призабойную зону терригенных глинизированных пластов. Технология предполагает последовательную закачку в пласт оторочек ПАКС и ГКК.

Механизм действия закачиваемых кислотных композиций основан на усилении кислотного воздействия на минеральную основу терригенного коллектора с предупреждением выпадения силикатно-железистых гелей, регулированием смачиваемости обрабатываемой поверхности и более полным выносом продуктов реакции.

ГКК может применяться для глинокислотных обработок на любой стадии освоения и интенсификации притока скважин. Глинокислотная композиция образуется при добавлении небольших объемов плавиковой кислоты в раствор соляной.

Для предотвращения образования геля гидрата окиси кремния рабочий раствор содержит соляную кислоту для поддержания необходимой кислотности среды.

Таким образом, рецептуры кислотного состава по своим физико-химическим параметрам, областям применения и технологическим потенциалам отвечают современным требованиям по основным критериям и являются аналогами лучших отечественных и мировых кислотных композиций [26].

Для определения экономической эффективности применения технологи ГКК необходимо рассчитать дополнительную добычу, полученную в результате проведенного мероприятия на шести добывающих скважинах.

Рассчитываем дополнительную добычу по проведенному мероприятию по формуле (4.5) и результаты расчетов заносим в таблицу 4.4.

Таблица 4.4

Результаты проведения мероприятия ГКК на добывающих скважинах

|  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| № скв. | Дебит, тн./сут. | | | Затраты на проведение мероприятия | | Отработан. время, дн. | Доп.до-быча, тн. |
| До  мероприятия | После мероприятия | Среднесут.прирост | КРС, тыс.руб | МУН, тыс.руб |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 |
| 1 | 3,1 | 5,02 | 1,92 | 134,12 | 69,55 | 310 | 514,5 |
| 2 | 3,0 | 5,3 | 2,3 | 160,95 | 113,18 | 351 | 697,91 |
| 3 | 1,9 | 4,1 | 2,2 | 395,45 | 206,94 | 297 | 564,86 |
| 4 | 3,3 | 4,9 | 1,6 | 461,74 | 258,62 | 303 | 419,10 |
| 5 | 3,9 | 5,64 | 1,74 | 524,25 | 236,48 | 340 | 511,43 |
| 6 | 3,2 | 4,4 | 1,2 | 735,29 | 185,39 | 202 | 209,55 |
| Среднесуточный дебит, тн./сут. | 3,06 | | | | | | |
| Среднесуточный прирост нефти, тн./сут | 1,82 | | | | | | |
| Итого затрат на проведение мероприятия, тыс.руб. | 3481,97 | | | | | | |
| Итого доп.добыча за год, тыс.тн. | 2,91 | | | | | | |
| Доб.добыча с учетом переходящих скважин, тыс. тн. | 4,607 | | | | | | |

Из таблицы 4.4 видно, что среднесуточный прирост нефти по всем обработанным скважинам составил 1,82 тн./сут., дополнительная добыча по обработанным скважинам в 2007 году составила 2,91 тыс.тонн нефти, а с учетом переходящих скважин – 4,607 тыс. тонн нефти.

Исходные данные для расчета экономической эффективности применения глинокислотной композиции представлена в таблице 4.5.

Таблица 4.5

Исходные данные для расчета экономической эффективности применения технологии ГКК

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| № п/п | Исходные данные для расчета | Ед.изм. | Значение |
| 1. | Количество скважин | шт. | 6 |
| 2. | Дополнительная добыча | тыс.тн. | 4,607 |
| 3. | Затраты на проведение мероприятия | тыс.руб. | 3481,97 |
| 3.1. | Затраты на КРС на 1 скважину | тыс.руб. | 401,97 |
| 3.2. | Затраты на МУН на 1 скважину | тыс.руб. | 178,36 |
| 4. | Среднесуточный дебит | тн./сут | 3,06 |
| 5 | Цена реализации 1 тн. нефти без НДС | руб. | 6441,5 |
| 6. | Переменные затраты | руб./тн. | 151,16 |
| 7. | Ставка НДПИ | руб./тн. | 2470,18 |
| 8. | Налог на прибыль | % | 24 |
| 9. | Норма дисконтирования | % | 12 |
| 10. | Коэффициент падения добычи |  | 0,95 |
| 11. | Коэффициент эксплуатации |  | 0,91 |

Цена реализации нефти без НДС в 2007 году составила 6441,5 руб./тн. Переменные затраты на извлечение нефти составили 151,16 руб./тн. Ставка НДПИ – 2470,18 руб./тн. нефти, которая также использована для расчетов.

Стоимостная оценка результатов осуществления мероприятия рассчитывается по формуле (4.2):

 тыс.руб.

Стоимостная оценка затрат на осуществление мероприятия рассчитывается по формуле (4.3):

 тыс.руб.

Экономический эффект от применения данного мероприятия рассчитывается по формуле (4.4):

 тыс.руб.

Рентабельность определяется по формуле (4.6):



Рентабельность продукции определяется по формуле (4.7):



Прибыль на одну тонну дополнительной нефти рассчитывается по формуле (4.8):

 руб./тн.

Затраты на одну скважино-операцию рассчитываются по формуле (4.9):

тыс.руб.

Расчет экономической эффективности применения технологии ГКК представлен в приложении 14. Инвестиционный проект рассчитан на один год.

Рассчитанные показатели сведены в таблицу 4.6.

Таблица 4.6

Расчет экономического эффекта

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
|  | | Показатели | Ед.изм. | | Сумма |
| 1 | | 2 | 3 | | 4 |
| 1 | | Выручка от реализации без НДС, тыс.руб. | тыс.руб. | | 29675,99 |
| 2 | | Условно-переменные затраты на дополнительную добычу, тыс.руб. | тыс.руб. | | 696,39 |
| 3 | | Затраты на проведение мероприятия, тыс.руб. | тыс.руб. | | 3481,97 |
| 4 | | Налог на добычу полезных ископаемых, тыс.руб. | тыс.руб. | | 11380,11 |
| 5 | | Итого производственных затрат, тыс.руб. | тыс.руб. | | 15558,48 |
| 6 | | Валовая прибыль, тыс.руб. | тыс.руб. | | 14117,51 |
| 7 | | Налог на прибыль, тыс.руб. | тыс.руб. | | 3388,20 |
| 8 | | Прибыль после налогообложения, тыс.руб. | тыс.руб. | | 10729,31 |
|  | |  |  | |  |
| продолжение таблицы 4.6 | | | | | |
| 1 | 2 | | | 3 | 4 |
| 9 | | Прибыль на одну тонну дополнительной нефти, руб/тн. | руб./тн. | | 2328,91 |
| 10 | | Рентабельность продаж, % | % | | 36,15 |
| 11 | | Рентабельность продукции, % | % | | 68,96 |
| 12 | | Затраты на одну скв.-операцию, тыс.руб. | тыс.руб. | | 580,32 |

Расчет показал, что все планируемые показатели фактически дали положительный результат.

По приведенным расчетам видно, что ЧДД>0 и составляет 6618 тыс. руб., срок окупаемости составил 4,6 месяца, ИД>0 и составляет 1,556. По всем критериям инвестиционный проект эффективен.

Чистый дисконтированный доход имеет отрицательное значение только в первые четыре месяца. Динамика чистого дисконтированного дохода по месяцам представлена на рис.4.2.



Рис. 4.2. Динамика чистого дисконтированного дохода за 1 год при применении технологии ГКК

Чистая прибыль от внедрения мероприятия составила 10729,31 тыс.руб. Основным фактором увеличения чистой прибыли стал рост добычи нефти на 4,607 тыс. тонн.

## 4.4. Расчет экономической эффективности применения волокнисто-дисперсной системы

Технология повышения нефтеотдачи с применением волокнисто-дисперсной системы направлена на увеличение охвата воздействием высокообводненных неоднородных пластов на поздней и завершающих стадиях разработки. Технология заключается в последовательно-чередующейся закачке в пласт через нагнетательные скважины водных суспензий древесной муки и глины или только древесной муки. За счет сил физического взаимодействия между дисперсными частицами возникает структурированная система, способная заметно повышать фильтрационное сопротивление высокопроницаемых зон пласта. Это приводит к перераспределению сложившихся нерациональных фильтрационных потоков с подключением в активную разработку слабодренируемых низкопроницаемых пропластков. В результате увеличивается степень охвата пласта воздействием, способствуя тем самым приросту извлекаемых запасов нефти из залежи.

Волокнисто-дисперсная система применяется в кавернозных карбонатных и терригенных коллекторах, как порового, так и порово-трещиноватого типа, характеризующиеся послойной и зональной неоднородностью [26].

Таким образом, рецептуры кислотного состава по своим физико-химическим параметрам, областям применения и технологическим потенциалам отвечают современным требованиям по основным критериям и являются аналогами лучших отечественных и мировых кислотных композиций.

Для определения экономической эффективности применения технологи ВДС необходимо рассчитать дополнительную добычу, полученную в результате проведенного мероприятия на пяти скважинах. Рассчитаем дополнительную добычу по проведенному мероприятию по формуле (4.5) и результаты расчетов занесем в таблицу 4.7.

Таблица 4.7

Результаты проведения мероприятия ВДС

|  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| № скв. | Дебит, тн./сут. | | | Затраты на проведение мероприятия | | Отработан. время, дн. | Доп.до-быча, тн. |
| До  мероприятия | После мероприятия | Среднесут.прирост | КРС, тыс.руб | МУН, тыс.руб |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 |
| 1 | 3,2 | 4,33 | 1,13 | 504,13 | 134,28 | 176 | 171,93 |
| 2 | 2,9 | 4,1 | 1,2 | 600,10 | 155,66 | 225 | 233,41 |
| 3 | 2,8 | 4,3 | 1,5 | 534,73 | 162,56 | 216 | 280,09 |
| 4 | 2,4 | 3,46 | 1,06 | 671,16 | 156,40 | 188 | 172,27 |
| 5 | 3,1 | 5,2 | 2,1 | 695,84 | 175,95 | 176 | 319,51 |
| Среднесуточный дебит, тн./сут. | 2,88 | | | | | | |
| Среднесуточный прирост нефти, тн./сут | 1,39 | | | | | | |
| Итого затрат на проведение мероприятия, тыс.руб. | 3790,81 | | | | | | |
| Итого доп.добыча за год, тыс.тн. | 1,117 | | | | | | |
| Доб.добыча с учетом переходящих скважин, тыс. тн. | 3,642 | | | | | | |

Из таблицы 4.7 видно, что среднесуточный прирост нефти по всем обработанным скважинам составил 1,39 тн./сут., дополнительная добыча по обработанным скважинам в 2007 году составила 1,117 тыс.тонн нефти, а с учетом переходящих скважин – 3,642 тыс. тонн нефти.

Исходные данные для расчета экономической эффективности применения волокнисто дисперсной системы представлена в таблице 4.8.

Таблица 4.8

Исходные данные для расчета экономической эффективности применения технологии ВДС

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| № п/п | | | | Исходные данные для расчета | | | Ед.изм. | Значение |
| 1. | | | | Количество скважин | | | шт. | 5 |
| 2. | | | | Дополнительная добыча | | | тыс.тн. | 3,642 |
| 3. | Затраты на проведение мероприятия | тыс.руб. | | 3790,81 |

3.1.

Затраты на КРС на 1 скважину

тыс.руб.

601,19

3.2.

Затраты на МУН на 1 скважину

тыс.руб.

156,97

|  |
| --- |
|  |
| 4. | Среднесуточный дебит | тн./сут | 2,88 |
| 5 | Цена реализации 1 тн. нефти без НДС | руб. | 6441,5 |
| 6. | Переменные затраты | руб./тн. | 151,19 |
| 7. | Ставка НДПИ | руб./тн. | 2470,18 |
| 8. | Налог на прибыль | % | 24 |
| 9. | Норма дисконтирования | % | 12 |
| 10. | Коэффициент падения добычи |  | 0,95 |
| 11. | Коэффициент эксплуатации |  | 0,91 |

Стоимостную оценку результатов осуществления мероприятия рассчитывается по формуле (4.2):

 тыс.руб.

Стоимостная оценка затрат на осуществление мероприятия рассчитывается по формуле (4.3):

 тыс.руб.

Экономический эффект от применения данного мероприятия рассчитывается по формуле (4.4):

 тыс.руб.

Рентабельность определяется по формуле (4.6):



Рентабельность продукции определяется по формуле (4.7):



Прибыль на одну тонну дополнительной нефти рассчитывается по формуле (4.8):

 руб./тн.

Затраты на одну скважино-операцию рассчитываются по формуле (4.9):

тыс.руб.

Расчет экономической эффективности применения технологии ВДС представлен в приложении 15. Инвестиционный проект рассчитан на один год.

Рассчитанные показатели представлены в таблице 4.9

Таблица 4.9

Расчет экономического эффекта

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
|  | Показатели | Ед.изм. | Сумма |
| 1 | Выручка от реализации без НДС, тыс.руб. | тыс.руб. | 23459,94 |
| 2 | Условно-переменные затраты на дополнительную добычу, тыс.руб. | тыс.руб. | 550,52 |
| 3 | Затраты на проведение мероприятия, тыс.руб. | тыс.руб. | 3790,81 |
| 4 | Налог на добычу полезных ископаемых, тыс.руб. | тыс.руб. | 8996,39 |
| 5 | Итого производственных затрат, тыс.руб. | тыс.руб. | 13337,7 |
| 6 | Валовая прибыль, тыс.руб. | тыс.руб. | 10122,24 |
| 7 | Налог на прибыль, тыс.руб. | тыс.руб. | 2429,33 |
| 8 | Прибыль после налогообложения, тыс.руб. | тыс.руб. | 7692,91 |
| 9 | Прибыль на одну тонну дополнительной нефти, руб/тн. | руб./тн. | 2112,27 |
| 10 | Рентабельность продаж, % | % | 32,79 |
| 11 | Рентабельность продукции, % | % | 57,67 |
| 12 | Затраты на одну скв.-операцию, тыс.руб. | тыс.руб. | 758,16 |

Расчет показал, что все планируемые показатели фактически дали положительный результат.

По приведенным расчетам видно, что ЧДД>0 и составляет 3405 тыс. руб., срок окупаемости составил 6,4 месяца, ИД>0 и составляет 1,475. По всем критериям инвестиционный проект эффективен.

Чистый дисконтированный доход имеет отрицательное значение только в первые шесть месяцев. Динамика чистого дисконтированного дохода по месяцам представлена на рис.4.3



Рис. 4.3. Динамика чистого дисконтированного дохода за 1 год при применении технологии ВДС

Чистая прибыль от внедрения мероприятия составила 7691,91 тыс.руб. Основным фактором увеличения чистой прибыли стал рост добычи нефти на 3,642 тыс. тонн.

## 4.5. Расчет экономической эффективности применения технологии повышения выработки пластов с использованием водно-эмульсионных композиций (технология ЛПК)

Данная технология так же относится к химическим методам повышения нефтеотдачи пластов. Технология предназначена для вовлечения в разработку недренируемых запасов нефти за счет увеличения охвата пластов заводнением, которое достигается путем предварительного блокирования высокопроницаемых обводнившихся зон пластов водно-эмульсионными композициями и последующего перераспределения фронта заводнения на неохваченные ранее воздействием продуктивные пропластки. Создание блокирующей оторочки в пласте осуществляется закачкой в нагнетательные скважины латексно-полимерной композиции.

Латексно-полимерная композиция представляет собой состав на основе синтетического латекса, силиката натрия, полимера и воды плотностью от 1,02 до 1,2 г/см3.

Проницаемость обводненной высокопроницаемой зоны предполагается снизить за счет закачки композиции на основе латекса. Водная эмульсия каучука (латекса) при смешении с минерализованной водой коагулирует, образуя мелкодисперсные осадки латекса. Метод основан на одновременной (совместной) закачке минерализованной воды, модифицированного силикатом натрия латекса с полимером при определенных концентрациях.

Технология осуществляется с применением технических средств по приготовлению и закачке осадкообразующих композиций.

Технологию рекомендуется применять на поздней стадии разработки нефтяного месторождения, представленного неоднородными по проницаемости терригенными коллекторами [27].

Экономической эффект достигается за счет прибыли от реализации дополнительно добытой нефти.

Рассчитаем дополнительную добычу по проведенному мероприятию по формуле (4.5) и результаты расчетов заносятся в таблицу 4.10

Таблица 4.10

Результаты проведения мероприятия ЛПК

|  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| № скв. | Дебит, тн./сут. | | | Затраты на проведение мероприятия | | Отработан. время, дн. | Доп.до-быча, тн. |
| До  мероприятия | После мероприятия | Среднесут.прирост | КРС, тыс.руб | МУН, тыс.руб |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 |
| 1 | 3,73 | 11,7 | 7,98 | 395,00 | 120,00 | 122 | 841,6 |
| 2 | 2,9 | 9,5 | 6,65 | 238,00 | 138,00 | 172 | 988,8 |
| 3 | 3,2 | 7,42 | 4,22 | 377,00 | 109,00 | 111 | 404,9 |
| 4 | 3,0 | 8,44 | 5,44 | 772,00 | 138,00 | 161 | 757,16 |
| Среднесуточный дебит, тн./сут. | 3,2 | | | | | | |
| Среднесуточный прирост нефти, тн./сут | 6,07 | | | | | | |
| Итого затрат на проведение мероприятия, тыс.руб. | 2211,25 | | | | | | |
| Итого доп.добыча за год, тыс.тн. | 2,992 | | | | | | |
| Доб.добыча с учетом переходящих скважин, тыс. тн. | 3,210 | | | | | | |

Из таблицы 4.10 видно, что среднесуточный прирост нефти по всем обработанным скважинам составил 6,07 тн./сут., дополнительная добыча по обработанным скважинам в 2007 году составила 2,992 тыс.тонн нефти, а с учетом переходящих скважин – 3,210 тыс. тонн нефти.

Исходные данные для расчета экономической эффективности применения латексно полимерной композиции представлены в таблице 4.11

Таблица 4.11

Исходные данные для расчета экономической эффективности применения технологии ЛПК

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| № п/п | Исходные данные для расчета | Ед.изм. | Значение |
| 1. | Количество скважин | шт. | 4 |
| 2. | Дополнительная добыча | тыс.тн. | 3,210 |
| 3. | Затраты на проведение мероприятия | тыс.руб. | 2211,25 |
| 3.1. | Затраты на КРС на 1 скважину | тыс.руб. | 445,5 |
| 3.2. | Затраты на МУН на 1 скважину | тыс.руб. | 107,31 |
| 4. | Среднесуточный дебит | тн./сут | 3,20 |
| 5 | Цена реализации 1 тн. нефти без НДС | руб. | 6441,5 |
| 6. | Переменные затраты | руб./тн. | 151,16 |
| 7. | Ставка НДПИ | руб./тн. | 2470,18 |
| 8. | Налог на прибыль | % | 24 |
| 9. | Норма дисконтирования | % | 12 |
| 10. | Коэффициент падения добычи |  | 0,95 |
| 11. | Коэффициент эксплуатации |  | 0,91 |

Стоимостную оценку результатов осуществления мероприятия рассчитывается по формуле (4.2):

 тыс.руб.

Стоимостная оценка затрат на осуществление мероприятия рассчитывается по формуле (4.3):

 тыс.руб.

Экономический эффект от применения данного мероприятия рассчитывается по формуле (4.4):

 тыс.руб.

Рентабельность определяется по формуле (4.6):



Рентабельность продукции определяется по формуле (4.7):



Прибыль на одну тонну дополнительной нефти рассчитывается по формуле (4.8):

 руб./тн.

Затраты на одну скважино-операцию рассчитываются по формуле (4.9):

тыс.руб.

Расчет экономической эффективности применения технологии ЛПК представлен в приложении 16. Инвестиционный проект рассчитан на один год.

Сведём рассчитанные показатели в таблицу 4.12.

Таблица 4.12

Расчет экономического эффекта

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
|  | Показатели | Ед.изм. | Сумма |
| 1 | Выручка от реализации без НДС, тыс.руб. | тыс.руб. | 20677,21 |
| 2 | Условно-переменные затраты на дополнительную добычу, тыс.руб. | тыс.руб. | 485,22 |
| 3 | Затраты на проведение мероприятия, тыс.руб. | тыс.руб. | 2211,25 |
| 4 | Налог на добычу полезных ископаемых, тыс.руб. | тыс.руб. | 7929,27 |
| 5 | Итого производственных затрат, тыс.руб. | тыс.руб. | 10625,75 |
| 6 | Валовая прибыль, тыс.руб. | тыс.руб. | 10051,46 |
| 7 | Налог на прибыль, тыс.руб. | тыс.руб. | 2112,35 |
| 8 | Прибыль после налогообложения, тыс.руб. | тыс.руб. | 7639,11 |
| 9 | Прибыль на одну тонну дополнительной нефти, руб/тн. | руб./тн. | 2379,78 |
| 10 | Рентабельность продаж, % | % | 36,94 |
| 11 | Рентабельность продукции, % | % | 71,98 |
| 12 | Затраты на одну скв.-операцию, тыс.руб. | тыс.руб. | 552,81 |

Таким образом, выручка от реализации дополнительно добытой нефти составила 20677,21 тыс.руб., затраты по проведенному мероприятию составили 2211,25 тыс.руб., в т.ч. НДПИ который составил 7929,27 тыс.руб. Прибыль остающаяся в распоряжении предприятия составила 7639,11 тыс.руб. Прибыль на одну дополнительной нефти составила 2379,78 руб/тн., рентабельность продаж составила 36,94 %, рентабельность продукции составила 71,98%. Затраты на одну скважино-операцию составили 552,81 тыс.руб.

По приведенным расчетам видно, что ЧДД>0 и составляет 4988 тыс. руб., срок окупаемости составил четыре месяца, ИД>0 и составляет 1,576. По всем критериям инвестиционный проект эффективен.

Чистый дисконтированный доход имеет отрицательное значение только в первые четыре месяца. Динамика чистого дисконтированного дохода по месяцам представлена на рис.4.4.



Рис. 4.4. Динамика чистого дисконтированного дохода за 1 год при применении технологии ЛПК

Чистая прибыль от внедрения мероприятия составила 7639,11 тыс.руб. Основным фактором увеличения чистой прибыли стал рост добычи нефти на 3,210 тыс. тонн.

## 4.6. Сравнение эффективности химических методов повышения нефтеотдачи пластов в НГДУ «Ямашнефть»

В результате проведенных мероприятий получена дополнительная добыча в размере 18,05 тыс.тонн. Выручка от реализации дополнительно добытой нефти составила 116301,26 тыс.руб. Прибыль остающаяся в распоряжении предприятия составила 39343,01 тыс.руб.

Полученные результаты по применению всех технологий сведены в таблице 4.13.

Таблица 4.13

Результаты проведенных мероприятий по МУН

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| Показатели | Ед.изм. | Сумма |
| 1 | 2 | 3 |
| Дополнительная добыча | Тыс.тн. | 18,086 |
| Выручка от реализации (без НДС и акциза) | Тыс.руб. | 116500,96 |
| Условно-переменные затраты на дополнительную добычу | Тыс.руб. | 2733,86 |
| Затраты на проведение мероприятий | Тыс.руб. | 16028,34 |
| Налог на добычу полезных ископаемых | Тыс.руб. | 44675,68 |
| Итого затрат | Тыс.руб. | 63437,53 |
| Валовая прибыль | Тыс.руб. | 53063,1 |
| Налог на прибыль | Тыс.руб. | 12435,13 |
| Прибыль остающаяся в распоряжении предприятия | Тыс.руб. | 40327,97 |
| Прибыль на одну тонну дополнительной нефти | Руб./тн. | 2243,44 |

На рисунке 4.5. представлена диаграмма прибыли остающейся после реализации дополнительной добытой нефти от проведения мероприятий по МУН

Рис.4.5. Прибыль остающаяся в распоряжении предприятия после реализации дополнительной добытой нефти от проведения мероприятий по МУН

Таким образом, экономическая эффективность от проведения мероприятий по методам увеличения нефтеотдачи выражается в полученной прибыли от реализации дополнительно добытой нефти.

По приведенным расчетам можно сказать что ЧДД>0 значит проект можно принимать к осуществлению поскольку он в течение срока жизни возместит первоначальные затраты и обеспечит получение дохода

Динамика чистого дисконтированного дохода по инвестиционным проектам в области МУН представлена на рис.4.6.



Рис.4.6. Динамика чистого дисконтированного дохода по инвестиционным проектам в области МУН

Таким образом, анализируя динамику ЧДД можно сделать вывод что наибольший чистый дисконтированный доход имеет технология КСМД и составляет 6819 тыс.руб. Наименьший ЧДД от применения технологии волокнисто дисперсной системы – 3405 тыс.руб.

ИД>0 значит инвестиционный проект эффективен (прибыльный).

Дисконтированный срок окупаемости инвестиционных проектов НГДУ «Ямашнефть» представлен на рисунке 4.7.



Рис.4.7. Дисконтированный срок окупаемости инвестиционных проектов НГДУ «Ямашнефть»

Наибольший срок окупаемости наблюдается у таких методов повышения нефтеодачи пластов как КСМД и ВДС по 6 и 6,4 месяца соответственно. А наименьший срок окупаемости у ЛПК – 4,1 месяца.

Риск связан с возможностью наступления какого-либо неблагоприятного события. Под оценкой риска можно понимать вероятность потери части ресурсов, недополучения доходов, появления дополнительных расходов по сравнению с вариантом, предусмотренным проектом. Средой риска в этом случае является среда, в которой известны возможные исходы осуществления проекта или его элементов и вероятности их появления.

Назначение анализа риска заключается в том, чтобы:

- дать потенциальным партнерам необходимую информа­цию для принятия решений о целесообразности участия в проекте;

- предусмотреть меры по защите от возможных финансовых и иных потерь.

По приведенным расчетам можно сделать вывод, что наибольший срок окупаемости у двух инвестиционных проектов это у кислотно состава медленного действия и волокнисто диперсной системы,а значит они являются наиболее рисковыми так как за такой большой период возникнет риск изменения объема добычи нефти это говорит о том что проект будет убыточным. Данный проект также будет убыточным если возникнет риск снижения цены реализации продукции. Если же на инвестиционный проект будет оказано влияние со стороны повышения объема добычи и цены реализации нефти, а также снижение величины переменных расходов, то это приведет к положительным последствиям, т. е. проект станет более прибыльным.

# 5. Анализ влияния применения химических методов повышения нефтеотдачи пластов на себестоимость добычи нефти НГДУ «Ямашнефть»

## 5.1. Анализ влияния программы применения химических методов повышения нефтеотдачи пластов на себестоимость добычи нефти

Теперь необходимо определить, как внедрение данных мероприятий сказалось на отдельных статьях затрат на добычу нефти. Анализ влияния на издержки производства представлен в приложении 17, из которого видно, что себестоимость валовой добычи нефти в 2007 году по сравнению с прошлым годом увеличилась на 63 437,53 тыс. руб. и составила 6 322 699,53 тыс. руб. Истощенность запасов, выработанность месторождений, ухудшающиеся горно-геологические условия добычи нефти, техническое состояние применяемой техники, включение в себестоимость добычи нефти НДПИ - всё это привело к увеличению производственной себестоимости добычи нефти.

Такие статьи, как «Расходы на энергию по извлечению нефти», «расходы по искусственному воздействию на пласт», «Расходы по сбору и транспортировке нефти», «Расходы по технологической подготовке нефти», «Прочие производственные расходы» являются условно-переменными статьями. Они возросли за счет роста условно-переменных затрат на весь объем нефти, но на одну тонну нефти условно-переменные затраты не изменились, или изменились незначительно, а условно-постоянные затраты на одной тонну снизились.

Анализ условно-переменных затрат показывает, что расходы на энергию по извлечению нефти возросли на 289,72 тыс. руб. Значительную роль в увеличении условно-переменных затрат сыграло увеличение прочих производственных расходов, которые возросли на 44675,68 тыс. руб. и составили 3966060,68 тыс. руб., что в основном произошло за счет увеличения налога на добычу полезных ископаемых.

Из анализа видно, что основная заработная плата производственного персонала на весь объем добытой нефти не изменились, а на одну тонну нефти снизились на 0,30 руб. и составила 42780 тыс. руб. Отчисления на социальные нужды на одну тонну нефти так же снизились на 0,07 руб. составили 9967 тыс. руб.

Расходы по амортизации скважин на одну тонну снизились на 0,86 руб. составили 120726 тыс. руб.

По статье «Расходы на содержание и эксплуатацию оборудования» произошло увеличение затрат на весь объем добытой нефти на 19940,20 тыс. руб. Цеховые расходы составили 531067 тыс. руб. зато затраты на одну тонну снизились на 3,77 руб. Общепроизводственные расходы составили 153345 тыс. руб. а затраты на одну тонну снизились на 1,09 руб.

Все остальные статьи являются комплексными.

В результате дополнительной добычи нефти в объеме 18,086 тыс.тонн, себестоимость 1 тонны нефти валовой продукции после внедряемых технологий сократилась на 4,91 руб.

## 5.2. Анализ влияния программы применения химических методов повышения нефтеотдачи пластов на точку безубыточности и зону безопасности

В результате проведенных мероприятий по методам увеличения нефтеотдачи в НГДУ «Ямашнефть» была получена дополнительная добыча в размере 18,086 тыс.тонн. Себестоимость дополнительной добытой нефти составила 63437.56 тыс.руб. Условно переменные затраты составляют 2621,34 руб.

Можно рассчитать, как изменится безубыточный объем продаж и зона безопасности НГДУ «Ямашнефть» в результате проведенных мероприятий.

Рассчитаем точку безубыточности до (Т0) и после проведения мероприятий (Т1) по формуле (3.4):





Общее изменение точки критического объема реализации составляет:



Уровень безубыточного объема продаж до и после проведения мероприятий можно изобразить графически на рис. 5.1. и рис 5.2.

ЗБ

0

Выручка от реализации

Млн.руб.

Прибыль

Переменные затраты

Постоянные затраты

ЗУ

Тыс.т.

**Т=549,3**

549,3

1587,2

2098,53

4160,7

1022,3949

Рис. 5.1. Зависимость между затратами, объемом продаж и прибылью по НГДУ «Ямашнефть до проведения мероприятия

ЗБ

0

Выручка от реализации

Млн.руб.

Прибыль

Переменные затраты

Постоянные затраты

ЗУ

Тыс.т.

**Т=553,3**

553,3

1605,34

2115,9

4208,9

1034,04

Рис. 5.2. Зависимость между затратами, объемом продаж и прибылью по НГДУ «Ямашнефть после проведения мероприятия

Таким образом, точка безубыточного объема продаж за счет проведенных мероприятий выросла на 4 тыс.тонн. На увеличение точки безубыточности повлияло увеличение постоянных затрат.

Зону безопасности НГДУ «Ямашнефть» до (ЗБ0) и после (ЗБ1) проведения мероприятий можно определить по формуле (3.9) и рассчитать влияние каждого фактора на её изменение:







Общее изменение зоны безопасности составляет:



в том числе за счет изменения:

объема реализации



- постоянных затрат



В целом зона безопасности увеличилась на 0,002, или на 0,2%. Это произошло за счет увеличения объема реализации нефти на 18,086 тыс. тонн, в результате этого зона безопасности увеличилась на 0,004, или на 0,4%. Но отрицательное влияние оказало увеличение постоянных затрат, что повлекло за собой снижение зоны безопасности на 0,002, или на 0,2%.

## 5.3. Сопоставление технико-экономических показателей предприятия до и после применения химических методов повышения нефтеотдачи

Сопоставление технико-экономических показателей предприятия до и после внедрения новых технологий закачки жидкости представлено в приложении 18.

Согласно данным, эффект от внедрения мероприятий складывается из дополнительной добычи нефти, что соответственно влечет за собой увеличение себестоимости товарной продукции.

Суммарная дополнительная добыча от применения технологий составила 18,086 тыс. тонн нефти.

Себестоимость продукции после реализации мероприятий возросла в целом на 100,99% или на 63437.56 тыс.руб. Это произошло вследствие возникновения дополнительных затрат при реализации мероприятий: это затраты на добычу нефти, затраты на внедрение, налог на добычу полезных ископаемых.

Прибыль от реализации после применения технологий возросла на 101,02% и составила 4005014,97 тыс.руб. Рост данного показателя обеспечен отмеченной выше дополнительной добычей от внедрения технологий.

# 6. Гражданская оборона

## 6.1. Основные понятия гражданской обороны

Гражданская оборона – это система мероприятий по подготовке к защите и по защите населения, материальных и культурных ценностей на территории Российской Федерации от опасностей, возникающих при ведении военных действий или вследствие этих действий, а также при возникновении чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера.

Основными задачами в области гражданской обороны являются:

- обучение населения в области гражданской обороны;

- оповещение населения об опасностях, возникающих при ведении военных действий или вследствие этих действий, а также при возникновении чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера;

- эвакуация населения, материальных и культурных ценностей в безопасные районы;

- предоставление населению убежищ и средств индивидуальной защиты;

- проведение мероприятий по световой маскировке и другим видам маскировки;

- проведение аварийно-спасательных работ в случае возникновения опасностей для населения при ведении военных действий или вследствие этих действий, а также вследствие чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера[17];

- первоочередное обеспечение населения, пострадавшего при ведении военных действий или вследствие этих действий, в том числе медицинское обслуживание, включая оказание первой медицинской помощи, срочное предоставление жилья и принятие других необходимых мер;

- восстановление и поддержание порядка в районах, пострадавших при ведении военных действий или вследствие этих действий, а также вследствие чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера;

- срочное восстановление функционирования необходимых коммунальных служб в военное время;

Ведение гражданской обороны на территории Российской Федерации или в отдельных ее местностях начинается с момента объявления состояния войны, фактического начала военных действий или введения Президентом Российской Федерации военного положения на территории Российской Федерации или в отдельных ее местностях, а также при возникновении чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера.

Руководство гражданской обороной в Российской Федерации осуществляет Правительство Российской Федерации.

Государственную политику в области гражданской обороны осуществляет федеральный орган исполнительной власти, уполномоченный Президентом Российской Федерации на решение задач в области гражданской обороны.

Руководство гражданской обороной в федеральных органах исполнительной власти и организациях осуществляют их руководители.

Руководство гражданской обороной на территориях субъектов Российской Федерации и муниципальных образований осуществляют соответственно главы органов исполнительной власти субъектов Российской Федерации и руководители органов местного самоуправления.

Руководители федеральных органов исполнительной власти, органов исполнительной власти субъектов Российской Федерации, органов местного самоуправления и организаций несут персональную ответственность за организацию и проведение мероприятий по гражданской обороне и защите населения.

Органами, осуществляющими управление гражданской обороной, являются:

1) федеральный орган исполнительной власти, уполномоченный на решение задач в области гражданской обороны;

2) территориальные органы - региональные центры по делам гражданской обороны, чрезвычайным ситуациям и ликвидации последствий стихийных бедствий и органы, уполномоченные решать задачи гражданской обороны и задачи по предупреждению и ликвидации чрезвычайных ситуаций по субъектам Российской Федерации, комплектуются военнослужащими войск гражданской обороны, лицами начальствующего состава Государственной противопожарной службы и гражданским персоналом.

Руководители указанных территориальных органов назначаются в установленном порядке руководителем федерального органа, уполномоченного на решение задач в области гражданской обороны, из числа военнослужащих войск гражданской обороны, лиц начальствующего состава Государственной противопожарной службы и гражданского персонала;

3) структурные подразделения федеральных органов исполнительной власти, уполномоченные на решение задач в области гражданской обороны;

4) структурные подразделения (работники) организаций, уполномоченные на решение задач в области гражданской обороны, создаваемые (назначаемые) в порядке, установленном Правительством Российской Федерации.

В целях реализации государственной политики в области гражданской обороны федеральный орган исполнительной власти, уполномоченный на решение задач в области гражданской обороны, осуществляет соответствующее нормативное регулирование, а также специальные, разрешительные, надзорные и контрольные функции в области гражданской обороны[17].

Чрезвычайная ситуация (ЧС) - это обстановка на определенной территории, сложившаяся в результате аварии, опасного природного явления, катастрофы, стихийного или иного бедствия, которые могут повлечь или повлекли за собой человеческие жертвы, ущерб здоровью людей или окружающей природной среде, значительные материальные потери и нарушение условий жизнедеятельности людей.

Предупреждение чрезвычайных ситуаций - это комплекс мероприятий, проводимых заблаговременно и направленных на максимально возможное уменьшение риска возникновения чрезвычайных ситуаций, а также на сохранение здоровья людей, снижение размеров ущерба окружающей природной среде и материальных потерь в случае их возникновения.

Ликвидация чрезвычайных ситуаций - это аварийно-спасательные и другие неотложные работы, проводимые при возникновении чрезвычайных ситуаций и направленные на спасение жизни и сохранение здоровья людей, снижение размеров ущерба окружающей природной среде и материальных потерь, а также на локализацию зон чрезвычайных ситуаций, прекращение действия характерных для них опасных факторов.

## 6.2. Мероприятия по предупреждению чрезвычайных ситуаций

Перечень опасных производств и участков с указанием характеристик опасных веществ и их количества для каждого производства и участка.

Основным опасным веществом, обращающемся на проектируемом объекте, является нефть.

В соответствии с ГОСТ 12.1.005-88 [28] нефть относится к 3 классу опасности.

Острые отравления парами нефти вызывают повышение возбудимости центральной нервной системы, снижение кровяного давления и обоняния.

На человека нефть и газ оказывают наркотическое действие с изменениями крови и кроветворных органов, углеводороды поступают в организм человека через дыхательные пути. Первым признаком при отравлении парами углеводородов является период возбуждения, характеризующийся беспричинной веселостью, затем наступает головная боль, сонливость, голо­вокружение, тошнота. При тяжелых отравлениях наступает потеря сознания, судороги, ослаб­ление дыхания, появляется желтушная окраска белой оболочки глаз. Характеристика вредных веществ приведена в таблице 6.1.

Таблица 6.1.

Характеристика вредных веществ, образующихся на объекте

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| Вредное вещество | нефть | газ |
| 1 | 2 | 3 |
| Плотность, кг/м3 | 900 | 1,3 |
| Молекулярная масса, г/моль | 210 | 31,27 |
| Температура вспышки,0С | Минус 21 | |
| Летальная концентрация, мг/м3 | 40000 | |
| Пороговая концентрация, мг/м3 | 30000 | |
| Величина ПДК в воздухе рабочей зоны, мг/м3 | 10 | |
| Величина ПДК в атмосферном воздухе, мг/м3 | 5 – максимальная разовая,  1,5 - среднесуточная | |

Для определения зон действий основных поражающих факторов при авариях на проектируемых объектах использованы методики, рекомендованные Госгортехнадзором и МЧС России:

1. НПБ 105-03 «Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности».

С помощью методик, приведенных в дном документе рассчитаны:

-масса вещества, участвующего в аварии;

-размеры зон, ограничивающих газо-и паровоздушные смеси с концентрацией выше НКПР при аварийном поступлении горючих газов и паров нефти в открытое пространство;

-параметры волны давления, образуемой при взрыве, и размеры зон разрушений при взрыве паровоздушной смеси;

-условная вероятность поражения человека избыточным давлением, развиваемым при сгорании паров нефти;

-условная вероятность поражения человека поражающими факторами.

2. «Методика определения ущерба окружающей природной среде при авариях на магистральных нефтепроводах», при помощи которой определяем количество нефти, вылившейся из трубопровода при аварии.

3. «Методическое руководство по оценке степени риска аварий на магистральных нефтепроводах», с помощью данного руководства определяем риск загрязнения почвы, водных ресурсов, атмосферы при аварии на нефтепроводе.

4. РД 03-496-02 «Методические рекомендации по оценке ущерба аварии на опасных производственных объектах, использованы для определения экологического ущерба окружающей среде при возможных авариях на проектируемых сооружениях[25].

Технические решения, направленные на исключение разгерметизации оборудования и предупреждения аварийных выбросов опасных веществ.

Для исключения разгерметизации оборудования и предупреждения аварийных выбросов опасных веществ на проектируемых объектах предусмотрены следующие мероприятия:

- все оборудование по материальному исполнению соответствует району эксплуатации (У) – умеренные климат;

- полная герметизация технологических процессов сбора, транспорта, подготовки, нефти;

- соединение труб на сварке. После сварки предусмотрен контроль сварных стыков по нормам;

- на генеральном плане объектов нефтепромыслового обустройства сооружения размещаются со строгим соблюдением норм противопожарных разрывов;

- технологическое оборудование размещено на открытых площадках, в местах, хорошо обдуваемых ветром, что сокращает создания взрывоопасных зон;

- антикоррозионные мероприятия;

- аварийный сброс с предохранительных клапанов емкостей предусмотрен через дренажную емкость на факел аварийного сжигания газа;

- автоматизированный контроль за состоянием технологического процесса по добыче, сбору, и транспорту нефти и газа. Автоматический контроль воздушной среды на технологических площадях и внутри технологических блоков БР-2,5м;

- изоляция сварных стыков трубопроводов термоусадочными манжетами и слоем защитной полимерно - липкой лентой типа «Полилен ОБ»;

- установка на нефтепроводах узлов коррозионного контроля (УКК) для контроля за коррозией и коррозийным растрескиванием;

- испытание оборудования и трубопроводов после монтажа на прочность и герметичность гидравлическим способом согласно ВСН 005-88, ПБ-03-585-03;

- на переходах через автодороги трубопроводы уложить в защитные кожухи из стальных труб большого диаметра.

Кроме того, проводится комплекс организационных мероприятий: к работе допускается только персонал, обученный безопасному ведению работ в нормальных условиях, прошедших обучение по ликвидации возможных аварий.

Проектом предусмотрен автоматический контроль воздушной среды в пределах объекта с выдачей информации о состоянии безопасности в вышестоящую систему управления.

Для контроля загазованности атмосферы промышленных объектов предусмотрена система СКАПО, в технологических блоках – сигнализаторами СТМ-30.

Проектируемые объекты попадают в зоны возможного опасного радиоактивного заражения. При попадании объекта в зону радиоактивного заражения необходимо руководствоваться положениями общего регламента «Обеспечение радиационной безопасности при добыче, сборе, подготовке нефти», разработанного «ТатНИПИнефть» и определяющего порядок работ по обеспечению радиационной безопасности на объектах подготовки нефти.

Надзор за радиационной безопасностью организуют органы Госсанэпиднадзора. Радиационный контроль предназначен для получения информации о радиационной остановке на объекте, в окружающей среде и об уровнях облучения дозиметрический и радиометрический контроль. Для проведения, метрического контроля используются приборы радиационной контроля, которыми оснащены органы Госсанэпиднадзора.

В соответствии ППБО -85 на каждом проектируемом объекте предусмотрены первичные средства пожаротушения, устанавливаемые на щитах ЩП-В, которые размещаются вблизи мест наиболее вероятного их применения (вблизи технологических площадок), на виду, в безопасном при пожаре месте, с обеспечением к ним свободного доступа на высоте не более 1,5 и комплектуются следующим инструментом и инвентарем. К ним относится: огнетушители, лом, ведро,асбестовое полотно, грубошерстная ткань и войлок (кошма), лопаты, ящик с песком, кошма из негорючего материала.

Необходимое количество первичных средств пожаротушения для каждого проектируемого объекта рассчитано на основании рекомендаций ППБО-85 и письма, выданного заместителем начальника ОГПС – 2 МЧС РФ РТ № 135 от 14.07.03 г.

Огнетушители всегда содержатся в исправном состоянии, периодически осматриваются, проверяются и своевременно перезаряжаются.

Использование первичных средств пожаротушения и инвентарь для хозяйственных и прочих нужд, не связанных с тушением пожара, запрещается.

Расстояние возможного очага пожара до места размещения огнетушителей не должно превышать 30 м в помещениях и не более 50 м- на открытых площадках.

Сведения о наличии и размещении резервов материальных средств для ликвидации последствий аварий на проектируемом объекте.

В соответствии с Федеральным законом «О защите чайных ситуаций природного и техногенного характера» Постановлением Правительства Российской Федерации от 10 ноября 1996года №1340 «О порядке создания и использования материальных ресурсов для ликвидации чрезвычайных ситуаций природного характера» в НГДУ «Ямашнефть» издан приказ №108 от 12.03.1997г. «О создании резервов материально технических ресурсов для ликвидации чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера».

На основании приказа на складах НГДУ «Ямашнефть» создан резерв материалов, инструмента, техники, приспособлений и инвентаря, спецодежды, средств индивидуальной защиты и других материальных ресурсов для проведения аварийно-спасательных работ и устранения чрезвычайных ситуаций на проектируемых объектах нефтедобычи и на объектах жизнеобеспечения.

Объем и номенклатура материально-технического резерва создаются за счет средств капитального ремонта.

При ЧС, нанесших вред другим юридическим и физическим лицам, расходы на возмещение ущерба принимает на себя страховая компания ЗАО СК «Чулпан», которая произвела страхование гражданской ответственности объектов НГДУ.

Обслуживающий персонал обеспечен индивидуальными средствами защиты органов дыхания ГП-7 из расчета 105% от числа обслуживающего персонала и индивидуальными аптечками неотложной медицинской помощи АИ-2.

Хранение средств индивидуальной защиты персонала организованно на рабочих местах в бытовых помещениях.

Финансирование расходов по созданию, хранению и восполнению резервов материальных ресурсов осуществляется за счет собственных средств предприятия.

Одним из инженерных мероприятий по предупреждению чрезвычайных ситуаций является система оповещения.

Средства получения информации об аварии на проектируемом объекте:

- сигналы системы автоматики;

- сообщение заметившего аварийную ситуацию по телефону, мобильной связи, по средствам пожарной сигнализации голосом.

Оперативная внутрипроизводственная связь на проектируемых объектах добычи нефти организуется по проектируемым радиоканалам передачи технологической информации на отдельной частоте.

Руководство НГДУ «Ямашнефть» сообщает о ЧС в управление по делам ГО ЧС г. Альметьевск по телефонной сети общего пользования.

Схема оповещения о чрезвычайной ситуации приведена на рис.6.1 [25].

Рис.6.1. Схема оповещения о чрезвычайной ситуации

Первый заметивший аварийную ситуацию или аварию

Диспетчер нефтепромысла

Пожарная часть 77

ЦИТС

НГДУ «Ямашнефть»

Управление Гои ЧС г. Альметьевск

УВД г.Альметьевск

ФСБ

г.Альметьевск

МЧС РТ

Гл. инженер-председатель

КЧС НГДУ «Ямашнефть»

Аварийно – техническая группа

Команда пожаротушения

Члены КЧС

НГДУ «Ямашнефть»

Сводная команда

Начальник ГО

НГДУ «Ямашнефть»

Формирование ГО

Сводная команда механизации работ

Конструктивно-планировочные решения, принятые в данном проекте, обеспечивают возможность осуществления быстрой эвакуации людей (противопожарные разрывы между со­оружениями, обустроенные дороги, внутренние проезды, тротуары вдоль зданий и сооруже­ний). Эвакуация людей с территории предполагается автотранспортом, при экстрен­ной эвакуации персонал имеет возможность покинуть территорию пешком не менее, чем в двух направлениях/

# Заключение

В процессе раскрытия темы дипломного проекта в соответствии с поставленными задачами в первой главе рассматривалось текущее состояние разработки нефтяных площадей, состояние фонда скважин, а так же представлена программа по стабилизации добычи нефти.

Во второй главе была рассмотрена динамика основных технико- экономических показателей деятельности предприятия.

В третьей главе проанализированы себестоимость продукции по элементам и статьям затрат.

В четвертой главе провели экономическое обоснование методов повышения нефтеотдачи пластов; сравнили эффективность химических методов повышения нефтеотдачи пластов в НГДУ «Ямашнефть»;

В пятой главе рассмотрены влияния программы применения химических методов повышения нефтеотдачи пластов на технико-экономические показатели предприятия, и их влияние на технико-экономические показатели предприятия до и после применения химических методов повышения нефтеотдачи.

На основании рассмотренных вопросов и приведенных расчетов можно сделать следующие выводы.

В связи с вступлением основных нефтяных месторождений республики в позднюю стадию разработки и необходимостью вовлечения в разработку трудноизвлекаемых запасов применяются большое число новых методов воздействия как на призабойную зону пласта, так и на пласт в целом. Именно применение новых технологий повышения нефтеотдачи пластов позволило НГДУ «Ямашнефть» обеспечить рост объемов добычи нефти за 2006-2007 гг.

Анализ себестоимости продукции по элементам затрат (смета затрат) показал, что наибольший удельный вес занимают налог на добычу полезных ископаемых, и составили 3920798 тыс. руб., и прочие денежные расходы, которые составили 821079 тыс. руб.

Анализ себестоимости по статьям затрат (калькуляция себестоимости добычи нефти) показал, в 2006 году наибольший удельный вес в структуре занимали статьи «Прочие производственные расходы» и «Расходы на содержание и эксплуатацию оборудования». Они составляли 3528349 тыс. руб. и 613172 тыс. руб. соответственно. В 2007 году эти статьи достигли 3920798 тыс. руб. и 701729 тыс. руб. соответственно. Однако, несмотря на рост расходов на эксплуатацию оборудования на 14,4 % (88 557 тыс. руб.) доля этой статьи в общей структуре производственной себестоимости валовой продукции увеличилась на 0,43 %.

Используя данные маржинального анализа можно определить критический уровень не только объема продаж, но и суммы постоянных затрат, а также цены при заданном значении остальных факторов, так точка безубыточности в 2006 году составила 37,07%, а зона безопасности предприятия 62,9%. Это свидетельствует о том, что тот объем реализации, при котором производство не принесет ни прибыли, ни убытков равен 575,82 тыс.т., что не превышает 37,07% от фактического объема добычи нефти в 2006 году. Безубыточный объем реализации в стоимостном выражении в 2007 году составляет 3538594,06 тыс. руб. или 549,3 тыс.т. в натуральном выражении. Объем товарной продукции НГДУ «Ямашнефть» в 2007 году составил 10223949 тыс. руб. или 1587,25 тыс.т., что на 6685354,94 тыс. руб. или 1037,95 тыс.т. выше порога рентабельности.

Точка безубыточности в 2007 году составила 34,61 %, а зона безопасности предприятия 65,3 %. Это свидетельствует о том, что тот объем реализации, при котором производство не принесет ни прибыли, ни убытков, что не превышает 34,61% от фактического объема добычи нефти в 2007 году. Соответственно, чем объем товарной продукции, при прочих равных условиях, выше порога рентабельности, тем больше и прибыль предприятия.

Критический уровень цены для НГДУ «Ямашнефть» составил в 2006 году 3652,15 руб./т., что на 7,9% выше уровня 2007 г. Установление цены ниже этого уровня невыгодно для предприятия, так как в результате оно может оказаться убыточным. Экономическая эффективность от проведения мероприятий по методам увеличения нефтеотдачи выражается в полученной прибыли от реализации дополнительно добытой нефти

Проведя расчет экономической эффективности применения кислотного состава медленного действия можно сделать вывод, что чистая прибыль от внедрения мероприятия составила 14266,64 тыс.руб. Основным фактором увеличения чистой прибыли стал рост добычи нефти на 6,627тыс. тонн.

Расчет экономической эффективности применения глинокислотной композиции показал: чистая прибыль от внедрения мероприятия составила 10729,31 тыс.руб. Основным фактором увеличения чистой прибыли стал рост добычи нефти на 4,607 тыс. тонн.

При применении волокнисто-дисперсной системы чистая прибыль составила 7692,91 тыс.руб. Основным фактором увеличения чистой прибыли стал рост добычи нефти на 3,642 тыс. тонн.

Расчет экономической эффективности применения технологии повышения выработки пластов с использованием водно-эмульсионных композиций (технология ЛПК) показал, что выручка от реализации дополнительно добытой нефти составила 7639,11 тыс.руб., затраты по проведенному мероприятию составили 10625,75 тыс.руб., в т.ч. НДПИ который составил 7929,27 тыс.руб.

В результате дополнительной добычи нефти в объеме 18,086 тыс.тонн, себестоимость 1 тонны нефти валовой продукции после внедряемых технологий сократилась на 4,03 руб.

Анализируя влияние данных мероприятий на зону безопасности и точку безубыточности можно сделать вывод что, в целом зона безопасности увеличилась на 0,002, или на 0,2%. Это произошло за счет увеличения объема реализации нефти на 18,06 тыс. тонн, в результате этого зона безопасности увеличилась на 0,004, или на 0,4%. Но отрицательное влияние оказало увеличение постоянных затрат, что повлекло за собой снижение зоны безопасности на 0,002, или на 0,2%.

Таким образом, зона безопасности показывает, на сколько процентов фактический процент объем продаж выше критического, при котором рентабельность равна нулю.

Себестоимость продукции после реализации мероприятий возросла в целом на 100,99% или на 63437.56 тыс.руб. Это произошло вследствие возникновения дополнительных затрат при реализации мероприятий: это затраты на добычу нефти, затраты на внедрение, налог на добычу полезных ископаемых.

Прибыль от реализации после применения технологий возросла на 101,02% и составила 4005014,97 тыс.руб. Рост данного показателя обеспечен отмеченной выше дополнительной добычей от внедрения технологий.

Таким образом, проведенный анализ показал, что применение новых химических методов увеличения нефтеотдачи пластов позволит НГДУ «Ямашнефть» добыть дополнительный объем нефти, снизить себестоимость 1 тонны нефти и увеличить получаемую предприятием прибыль.

# Список Использованной литературы

1. Васина А.А. Финансовая диагностика и оценка проектов: СПб.: «Питер», - 2006.
2. Волков О.И., Скляренко В.К. Экономика предприятия. – М.: Инфра-М, 2006. – 356с.
3. Дунаев В.Ф. Экономика предприятия нефтяной и газовой промышленности. Учебник. – М.: ЦентрЛитНефтеГаз, 2006. – 368с.
4. Закирова Ч.С. Анализ и диагностика финансово-хозяйственной деятельности предприятия Учебное пособие. - Альметьевск: Альметьевский государственный нефтяной институт, 2006. – 148 с.
5. Зайцев Н.Л. Экономика промышленного предприятия: Учебник. – 6-е изд., перераб. и доп. – М.: ИНФРА – М, 2008. – 414 с. - [Высшее образование].
6. Краснова Л.Н., Закирова Ч.С., Каптелинина, Нуралиева М.Ю., Фатхутдинова О.А. Методические указания по написанию и оформлению дипломного проекта для студентов, обучающихся по специальности 080502.65 «Экономика и управление на предприятиях нефтяной и газовой промышленности». – Альметьевск: Альметьевский государственный нефтяной институт, 2007. – 44 с.
7. Любушин Н.П. Комплексный экономический анализ хозяйственной деятельности. Учебное пособие. - 2-е изд., перераб. и доп. М.: ЮНИТИ-ДАНА, 2005.
8. Маркарьян Э.А., Герасименко Г.П., Маркарьян С.Э. Экономический анализ хозяйственной деятельности: Учебник – Ростов н/Д: Феникс, 2005.
9. Методическими рекомендациями по комплексной оценке эффективности мероприятий, направленных на ускорение научно-технического прогрес­са в нефтедобывающей промышленности. РД 39-01/06-0001-89.-М.: МНП, 1989. - 124с.
10. Методическими рекомендациями по оценке эффективности инвести­ционных проектов: (Вторая редакция) / М-во экономики РФ, М-во фин. РФ, ГК по стр-ву, архит. и жил. политике. М.: Экономика, 2006. - 421 с.
11. Муслинов Р.Х. Современные методы повышения нефтеизвлечения: проектирование, оптимизация и оценка эффективности: Учебное пособие. – Казань. Изд-во «ФЭН» Академия наук РТ, 2008. – 688 с.
12. Савицкая Г.В. Анализ хозяйственной деятельности предприятия: Учебник. – 4-е изд., перераб. и доп. – М.: ИНФРА-М, 2008. – 512 с.
13. Трубочкина М.И. Управление затратами предприятия. Учеб. пособие. – 2-е изд., избр. перераб. доп. – М.: ИНФРА – М, 2009. – 319 с. – [Высшее образование].
14. Фатхутдинов Р.А., Сивкова Л.А. Организация производства. Практикум. М.: ИНФРА-М, 2001.
15. Экономика предприятия. Учебник для вузов / Под ред. проф. В.Я. Горфинкеля, проф. Е.М. Купрякова. – М.: Банки и биржи, ЮНИТИ, 2001. – 367с.

Дополнительная литература

1. Геологический отчет НГДУ «Ямашнефть» за 2007 год.
2. Инструкция «По мерам безопасности на командно-штабной тренировке с комиссией по чрезвычайным ситуациям НГДУ «Ямашнефть» от 22.05.2007 г.
3. «Методические рекомендации по комплексной оценке эффективности мероприятий, направленных на ускорение научно-технического прогресса в нефтяной промышленности» РД 39-01/06-000-89
4. Программа совершенствования организации управления и снижения производственных затрат в ОАО «Татнефть» на 2008-2015 г.г.
5. Пояснительная записка к годовому отчету НГДУ «Ямашнефть» за 2005 год.
6. Пояснительная записка к годовому отчету НГДУ «Ямашнефть» за 2006 год.
7. Пояснительная записка к годовому отчету НГДУ «Ямашнефть» за 2007 год.
8. Положение об объектовой комиссии по чрезвычайным ситуациям НГДУ «Ямашнефть» от 26.04.2007 г.
9. РД 153 - 39.0 – 537 – 07 инструкция по технологии повышения нефтеотдачи высокообводненных неоднородных пластов с применением волокнисто – дисперсной системы (ВДС)
10. Раздел ИТМ ГО и ЧС по объектам НГДУ «Ямашнефть».
11. Технологический регламент проведения работ по технологии повышения выработки пластов с использованим водо-эмульсионных композици (технология ЛПК)
12. Технолгия кислотной стимуляции карбонатных и терригенных пластов – коллекторов на основе кислотных композиций «КСК».
13. Технологии увеличения нефтеотдачи пластов и стимуляции работы скважин. - Министерство экологии и природных ресурсов Республики Татарстан, 2007.
14. http://www.tatneft.ru
15. http://www.tatnipi.ru
16. http://www.neftegaz.ru