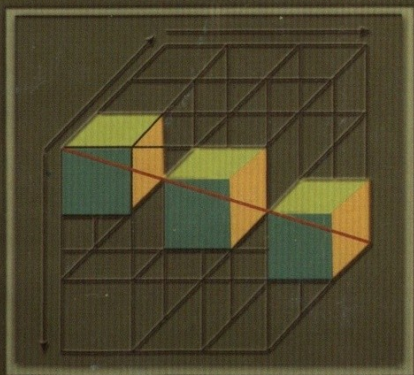


Р.А. ЗАЙНУТДИНОВ
Э.А. КРАЙНОВА

Теория И ПРАКТИКА



ЭКОНОМИЧЕСКОЙ
ОЦЕНКИ
ПОВЫШЕНИЯ
ЭФФЕКТИВНОСТИ
НЕФТЕГАЗО-
ДОБЫВАЮЩЕГО
ПРОИЗВОДСТВА



R.A. ZAINUTDINOV
E.A. KRAINOVA

**THEORY AND PRACTICE
OF ECONOMIC EVALUATION
OF EFFICIENCY INCREASE
OF OIL AND GAS
PRODUCTION**



Moscow
2002

Р.А. ЗАЙНУТДИНОВ
Э.А. КРАЙНОВА

**ТЕОРИЯ И ПРАКТИКА
ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ОЦЕНКИ
ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ
НЕФТЕГАЗОДОБЫВАЮЩЕГО
ПРОИЗВОДСТВА**



Москва
2002

А.Ф. Андреев, профессор, зав. кафедрой производственного менеджмента РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина

В.И. Грайфер, профессор, генеральный директор ОАО РИТЭК

3—17 Зайнутдинов Р.А., Крайнова Э.А. Теория и практика экономической оценки повышения эффективности нефтегазодобывающего производства: Монография. — М.: ГУП Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2002. — 384 с.

ISBN 5-7246-0214-8

Рассматриваются теоретические, методические и практические вопросы повышения эффективности нефтегазодобывающего производства, факторы, его определяющие, методология экономического обоснования принятия технологических и экономических решений, анализ отечественной и зарубежной практики экономической оценки мероприятий, направленных на повышение эффективности производства.

В центре внимания книги исследование проблемы эффективности нефтегазодобывающего производства в аспекте постепенного истощения нефтяных ресурсов, ухудшения природно-геологических условий эксплуатации месторождений и роста затрат.

Рассматриваются вопросы согласования экономической эффективности нефтегазодобывающего производства с задачами рационального использования нефтяных ресурсов и экологическими последствиями их эксплуатации. Предлагаются экономико-математические методы оптимизации эффективности нефтегазодобывающего производства, приводятся основные термины эффективности нефтегазодобывающего производства на английском и русском языке.

Для руководителей всех уровней в области недропользования, а также преподавателей, аспирантов, студентов и слушателей системы повышения квалификации нефтяных вузов.

In this book theoretical, methodical and practical issues of efficiency increase of oil and gas production, factors determining it, methodology of economic substantiation of making technological and economic decisions, analysis of domestic and foreign practice of economic evaluation of measures aimed at production efficiency increase are being observed.

At the core of the attention of the book there is investigation of oil and gas production efficiency problem in the aspect of gradual depletion of oil resources, worsening of oil natural and geological condition of deposits exploitation and increase of expenses.

Issues of coordination of oil and gas production, economic efficiency with the tasks of rational utilization of oil resources and environmental consequences of their exploitation are being observed.

Economic and mathematical methods of oil and gas production efficiency optimization are being proposed, the main terms of oil and gas production efficiency in Russian and English are given.

The book is intended for the leaders of all levels in the field of mineral prospecting as well as for teachers, graduates, students and those who augment their skills in oil universities.

УДК 622.279 + 550.83

ISBN 5-7246-0214-8

© Р.А. Зайнутдинов, Э.А. Крайнова, 2002

© Государственное унитарное предприятие
Издательство «Нефть и газ» РГУ нефти и
газа им. И.М. Губкина, 2002

Уважаемые читатели!

Рассматриваемая книга адресована в первую очередь тем, кого волнуют проблемы повышения эффективности отечественного нефтегазового производства, кто ищет пути и средства их решения.

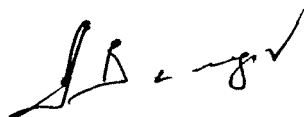
Отличительная особенность ее в том, что авторы предлагают методологию оценки совокупного воздействия технологических, экологических и экономических факторов на эффективность нефтегазодобычи и рекомендации по применению новых методов и экономико-математических моделей оценки принятия решений по управлению производством.

Актуальность рассматриваемой проблематики обусловлена тем, что недропользователи недостаточно активны в применении современных средств и методов по увеличению производительности нефтегазовых скважин. Особенно это относится к новым отечественным технологиям и оборудованию, объемы опытно-промышленных работ по внедрению которых резко сократились.

Предложенные авторами книги подходы комплексной оценки технологических, экономических и управленческих решений могут использоваться при формировании производственных программ и планов перспективного развития на предприятиях нефтегазодобычи, и в этом несомненная ее практическая ценность. Убеждают в этом не только теоретические разделы книги, но и те многочисленные конкретные примеры применения предложенных подходов в производстве.

Уверен, что книга найдет своего читателя не только среди тех, кто занимается нефтяным бизнесом, но и вызовет интерес у преподавателей вузов, аспирантов и студентов, слушателей центров повышения квалификации специалистов отрасли. Хотел бы обратить внимание на наличие в книге краткого словаря англоязычной терминологии, что очень полезно для изучающих современную экономику нефтегазового производства.

Ректор РГУ нефти и газа
им. И.М. Губкина профессор
А.И. Владимиров



ВВЕДЕНИЕ

Вступление в третье тысячелетие оказалось чрезвычайно трудным для отечественного нефтегазодобывающего производства, осуществляющего разработку и эксплуатацию нефтяных месторождений в сложных природно-геологических и не менее сложных, экономических условиях хозяйствования.

Аналізу сложившейся ситуации посвящено немало дискуссионных работ ученых и производственников, предлагающих различные направления решения данной проблемы.

В центре внимания данной работы — вопросы повышения эффективности нефтегазодобычи, которые рассматриваются в комплексе и системно, выходя за обычные рамки анализа собственно проблем повышения эффективности производства.

Этим объясняется цель и структура книги, содержание которой разбито на главы, отражающие суть и особенности эффективности нефтегазодобывающего производства в современных условиях, факторы, оказывающие на него влияние, и экономический механизм обоснования применения передовых технологий нефтеизвлечения и повышения производительности скважин.

Тема эта актуальна не только для России. Как показывает опыт зарубежных нефтяных компаний, в последние

десятилетия именно современные технологии и оптимизация производственных процессов формируют стратегию нефтяного бизнеса и определяют его конкурентоспособность. Предлагаемая в конце книги общепринятая в мировой практике англоязычная терминология дана для оказания помощи специалистам, связанным с повышением эффективности нефтедобывающего производства и использующим в своей практической и научной деятельности знания английского языка .

Структура книги позволяет использовать ее как в целом, так и выборочно, по разделам. Здесь можно найти современные материалы общего и специального характера по эффективности нефтегазодобывающего производства, факторам, его определяющим, прикладным методам оценки, включая экономико-математические методы.

Последовательно рассматриваются экономические проблемы эксплуатации нефтяных месторождений, обосновываются практические подходы к повышению эффективности нефтедобывающего производства, предлагается методология их экономической оценки и оптимизации с последующей апробацией результатов расчета.

В книге нашли широкое отражение экономические подходы, многочисленные разработки специалистов по технико-экономической оценке мероприятий повышения эффективности нефтедобычи.

Адресована книга широкому кругу читателей — менеджерам всех уровней нефтяной компании и специализированных предприятий, участвующих в процессе принятия решений в области повышения эффективности нефтедобывающего производства, а также студентам, аспирантам и слушателям системы повышения квалификации нефтяных вузов.

ГЛАВА 1

СОВРЕМЕННОЕ СОСТОЯНИЕ И ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПРОБЛЕМЫ ЭКСПЛУАТАЦИИ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

1.1. ВЛИЯНИЕ ИЗМЕНЕНИЯ РЕСУРСНОЙ БАЗЫ НЕФТЯНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ НА ЭФФЕКТИВНОСТЬ НЕФТЕДОБЫЧИ

Перспективы нефтяной промышленности во многом определяются и будут определяться состоянием и возможностью развития сырьевой базы страны. Прирост запасов за счет разведки в последние годы значительно снизился и не восполняет текущей добычи нефти. При этом уменьшение прироста происходит не только из-за сокращения объемов геолого-разведочных работ, но и снижения их эффективности. Ухудшилось качество вновь открываемых запасов нефти.

В целом последние годы характеризуются существенным ухудшением структуры нефти, увеличением количества трудноизвлекаемых запасов. Это связано с постепенным истощением разрабатываемых месторождений, увеличением доли трудноизвлекаемой нефти (большие глубины залегания пластов, низкопроницаемые коллектора, тяжелые высоковязкие нефти). Использование обычных технологий заводнения для их выработки часто недостаточно эффективно, а иногда просто невозможно.

Существующие технологии обычно могут обеспечить невысокие коэффициенты нефтеотдачи пластов с трудноизвлекаемыми запасами при более низкой рентабельности добычи нефти. Темпы ввода таких запасов в активную разработку ниже обычных. В результате увеличения доли трудноизвлекаемых запасов постоянно снижается средний проектный коэффициент нефтеотдачи по месторождениям России, составляя около 36%.

К настоящему времени почти все разведанные запасы нефти открыты на глубинах до 3 км, тогда как на глубине 3—5 км ожидается открытие 25% неразведанных ресурсов, а на глубине более 5 км — еще около 25%.

Снижение качества текущих запасов обусловлено качеством вводимых в разработку месторождений, которое прогрессивно ухудшается. Так, за последние 20 лет дебиты новых скважин в основных нефтедобывающих районах снизились в 4—7 раз, а обводненность нефти новых скважин превысила в среднем 30%. Об этом свидетельствует также динамика показателей начальных разведанных и остаточных запасов и коэффициента обеспеченности. Основной объем трудноизвлекаемых запасов нефти (69%) относится к низкопроницаемым объектам.

Установлено, что максимум удельных приростов запасов достигается при разведанности суммарных ресурсов в размере 15—25%. Далее происходит резкое падение удельного прироста запасов, и при разведанности в 40—50% их величина снижается в 4—5 раз по сравнению с максимумом. Снижение удельных приростов запасов после достижения уровня разведанности 15—20% связано с совместным влиянием следующих факторов: уменьшением крупности месторождения и коэффициента открытий, снижением коэффициента нефтеизвлечения, ростом глубин поисково-разведочного бурения.

В Волго-Уральской области добыча нефти из запасов повышенного качества практически завершается. В Западной Сибири близок к завершению перевод из ресурсов в запасы, имеющие повышенное качество, часть которых уже извлечена из недр.

За последние 30 лет доля остаточных извлекаемых запасов увеличилась от 0,17 до 0,52, соответственно уменьшилась доля активных запасов нефти. Низкая эффективность разработки трудноизвлекаемых запасов при существующих технологиях во многом обуславливает сравнительно невысокие темпы их освоения. При этом сохраняется тенденция опережающей выработки активных запасов (табл. 1.1).

Доля высоковязких нефтей в настоящее время составляет около 9% общих запасов страны, но они обеспечивают менее 4% годовой добычи и коэффициент нефтеизвлечения по ним составляет 24,3%. Доля запасов нефти в низкопроницаемых коллекторах в настоящее время равна 37%, они обеспечивают менее 20% общей добычи при среднем коэффициенте нефтеизвлечения менее 30%. Кроме того, большая часть неразрабатываемых месторожде-

Характеристика трудноизвлекаемых запасов

Группы запасов нефти	Доля в балансе запасов, %	Доля в годовой добыче, %	Проектный коэффициент нефтеизвлечения
Высоковязкие нефти	8,8	3,9	0,243
Подгазовые зоны	6,0	3,1	0,267
Низкопроницаемые коллекторы	37,0	19,2	0,288
ИТОГО	51,8	26,2	0,298

ний также требует использования новых, более эффективных технологий.

Затраты на освоение трудноизвлекаемых запасов в среднем в 2—3 раза превышают затраты на использование активных запасов. К тому же, на стоимость освоения трудноизвлекаемых запасов огромное влияние оказывают такие факторы, как средние дебиты скважин и глубины залегания. Так, в Волго-Уральской области с ростом глубины удельные затраты возрастают в 1,4 раза при переходе интервалов бурения от 1,5 до 3 км и в 1,5—3 раза при переходе к глубинам 3—5 км. На больших глубинах происходит прогрессивное возрастание затрат.

Совокупность промыслово-геологических и географо-экономических факторов определяет размеры минимально рентабельных дебитов скважин, которые варьируют в зависимости от глубины залегания, величины месторождения и других факторов.

Например, рентабельное освоение мельчайших залежей (с запасами 0,3—1 млн т) в Волго-Уральской провинции оказывается целесообразным при глубинах залегания до 1,5 км, а в других районах — в интервале 1,5—3 км. При этом запасы мелких залежей (1—3 млн т) представляются экономичными и на глубинах более 3 км. Что касается минимально рентабельных начальных дебитов скважин, то в районах Западной Сибири для залежей с запасами 10—15 млн т в среднем они составляют 10—20 т/сут.

Так, дебиты новых скважин за 1992—2000 гг. в Волго-Уральском регионе снизились более чем в 3 раза, поэтому восполняемость запасов должна быть на уровне 2,2. Добыча нефти по России за эти годы снизилась с 498 до 307 млн т (рис. 1.1).

Падение дебитов наряду со снижением доли прироста экономичных запасов и общей эффективности геолого-разведочных работ обуславливает необходимость для компаний, действующих в старых нефтедобывающих районах, наращивания объемов капитальных ремонтов скважин в целях поддержания стабильного уровня добычи.

При среднем и долгосрочном планировании ресурсной базы нефтяным компаниям приходится исходить из того, что большая часть факторов, определяющих эффективность подготовки запасов (местоположение и крупность объектов, размещение залежей по глубинам), непосредственно не котируется. Поэтому основные усилия должны быть сосредоточены на проведении активной политики, позволяющей сгладить отрицательные последствия истощения недр за счет более надежного обоснования проведения технико-технологических мероприятий, направленных на повышение нефтеотдачи пластов и текущей добычи нефти.

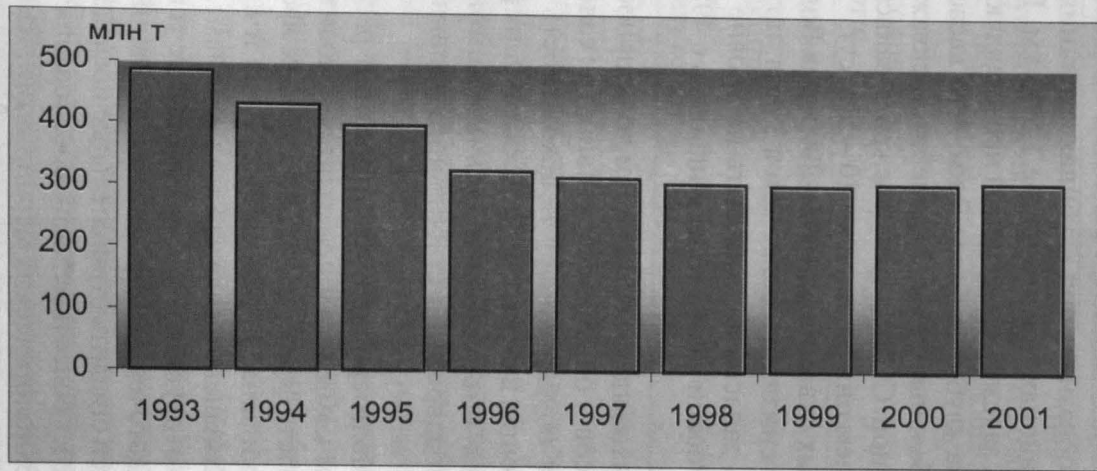


Рис. 1.1. Добыча нефти в Российской Федерации

По расчетам специалистов, обеспечение нефтедобывающей отрасли достаточными ресурсами потребует в 2000—2005 гг. подготовки не менее 3,5—4,0 млрд т запасов нефти. Для этого необходимо увеличение объемов разведочного бурения до 3,5—4 млн м/год и соответственно геофизических работ, что при нехватке денег маловероятно.

Для однозначного определения приоритетных регионов по освоению ресурсов нефти и газа недостаточно иметь данные об объемах рентабельных ресурсов и величине абсолютного экономического эффекта. Большое значение имеет и относительная их ценность в расчете на единицу площади.

Ожидаемая величина чистого дисконтированного дохода позволяет определить стратегию разработки добычи нефти и газа и выделить из ресурсов запасы, которые целесообразно вводить в промышленное освоение при современном уровне техники и технологий добычи, действующей конъюнктуре цен и налоговом механизме.

Именно величина чистого дисконтированного дохода (равенство затрат и выгод) определяет предельную стоимость эксплуатации залежи и ее можно использовать как инструмент для практического принятия решений о целесообразности освоения запасов при действующей конъюнктуре цен.

Приведенная в табл. 1.2 экономическая оценка ресурсов нефти по отдельным субъектам России показывает наиболее перспективные нефтяные районы с точки зрения экономической эффективности и ценности недр.

Снижение качества ресурсной базы отрасли выражается в изменении доли запасов, рентабельных для освоения. Так, в Волго-Уральской области доля «экономичных» ресурсов нефти в среднем составляет 60%. При этом доля экономичных запасов существенно выше доли эко-

**Экономическая оценка ресурсов нефти
по отдельным субъектам России**

Экономический район	Рентабельные ресурсы, млрд м ³	Экономическая характеристика	
		экономический эффект, млрд руб.	ценность недр, млн руб/км ²
Северный	1060	288594	953
Калининградский	19	5934	449
Центральный	58	12146	101
Волго-Уральский	2275	554572	635
Волго-Вятский	115	28747	156
Уральский	1047	242566	707
Поволжский	1113	283259	816
Северо-Кавказский	219	52773	455
Западно-Сибирский	3564	676210	544

номических ресурсов, и в целом ресурсы нефти представляются существенно более дорогостоящими в освоении, чем запасы.

Дальнейшее увеличение ресурсной базы нефтяных компаний России происходит в условиях роста себестоимости подготовки запасов и удельных затрат на добычу нефти. Непосредственным результатом становится снижение суммарного рентного дохода, получаемого пользо-

вателем недр — государством. При стабилизации мировых цен на нефть и ограничении роста внутренних цен это приведет к снижению стимулов освоения новых объектов и сдерживанию развития нефтедобычи.

В условиях сложившегося положения с балансом запасов нефти России и перспектив его развития за счет геолого-разведочных работ особое значение приобретает возможность дополнительного прироста запасов нефти за счет применения более эффективных технологий нефтеизвлечения и увеличения нефтеотдачи пластов разрабатываемых месторождений, особенно с трудноизвлекаемыми запасами.

Более молодая по сравнению с нефтяными компаниями Урало-Поволжья нефтяная компания «Лукойл» имеет достаточно развитую сырьевую базу нефтедобычи. По оценке независимой инжиниринговой компании по доказанным запасам «Лукойл» занимает первое место среди акционерных нефтяных компаний всего мира. Вместе с тем, в разработку введено более 95% разведанных запасов нефти промышленных категорий. За время эксплуатации месторождений извлечено 49,2% начальных ресурсов. Структура сырьевой базы претерпела существенные изменения. Доля трудноизвлекаемых запасов, содержащихся в основном в низкопроницаемых пластах, достигла 36,5% от общего объема. Значительная часть месторождений вступила в стадию разработки, характеризующуюся высокой степенью обводненности продукции скважин. Запасы истощенных эксплуатируемых объектов представляют собой группу техногенных трудноизвлекаемых запасов. Для их выработки потребуются капитальные вложения и эксплуатационные затраты, соизмеримые с затратами за первый период разработки месторождения.

В связи с изменением структуры запасов нефти ежегодно возрастает количество скважин, эксплуатация которых нерентабельна из-за низкого дебита или высокой обводненности продукции. Только на месторождениях Западной Сибири эксплуатируется более 5 тыс. таких скважин, мощность которых составляет более 2 млн т нефти в год. В перспективе количество малодебитных и обводненных скважин будет интенсивно расти.

С точки зрения экономики такие скважины необходимо останавливать, чтобы улучшить финансовое положение предприятия. С другой стороны, остановка скважин приведет к полной деформации систем разработки эксплуатируемых объектов, консервации трудноизвлекаемой части запасов и существенному снижению конечной нефтеотдачи за счет безвозвратной потери значительного количества нефти. Единственным путем решения данной проблемы представляется всемерное расширение масштабов внедрения хорошо себя зарекомендовавших в практике разработки месторождений современных методов повышения продуктивности скважин. Неотъемлемая составная часть решаемой проблемы — усиление внимания к вопросам контроля за экономической эффективностью применяемых в нефтяных компаниях технологий повышения продуктивности скважин и регулирования взаимодействия технологических и экономических служб, что невозможно осуществить без совершенствования методологии оценки экономической эффективности нефтегазового производства.

1.2. НЕФТЕГАЗОДОБЫВАЮЩИЕ МОЩНОСТИ И СОВРЕМЕННЫЙ УРОВЕНЬ ИХ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ

Поскольку ресурсы нефти ограничены, решающим фактором является выбор оптимальной динамики их эксплуатации во времени. Подобная динамика определяет величину чистого дисконтированного дохода общества от эксплуатации ограниченных и невозпроизводимых ресурсов. Эти очевидные для экономической теории выводы, к сожалению, нередко игнорируются. Руководство страны, как известно, избрало не путь технического и технологического совершенствования, обеспечивающий рационализацию издержек и экономию ресурсов, а иные варианты использования нефтяных доходов. Между тем потенциал действия негативных факторов в нефтяной отрасли постепенно нарастает.

Результатом форсированного отбора нефти из недр является снижение конечного коэффициента нефтеизвлечения, величина которого, рассчитанная по начальным запасам, в среднем по стране составляет 0,36, а фактически — 0,23. В 80-х гг. эти показатели составляли соответственно 0,52 и 0,34.

Жесткие системы разработки нефтяных месторождений методами заводнения наряду с высокими темпами отработки запасов приводят к быстрому прогрессивному обводнению скважин и падению дебитов нефти.

За последние 20 лет запасы нефти в пластах со степенью выработанности более 50% возросли в 1,55 раза, более 80% — в 4 раза. Обводненность добываемой продукции составляет 82%, а водонефтяной фактор превышает 4.

Вместе с тем в заводненных пластах содержится немалая доля остаточных извлекаемых запасов нефти, которые обеспечивают более 55% текущей добычи. Оценки экспертов показывают, что увеличение их конечного коэффициента нефтеизвлечения на один пункт может обеспечить прирост ежегодной добычи 30—50 млн т.

Особое беспокойство вызывает сегодня состояние добывающих мощностей и технологий.

Состояние фонда скважин в разных регионах различно. Наилучший уровень использования скважин наблюдается в Татарстане, Удмуртии, в Пермской области, на Нижней Волге.

Представленная ниже иллюстрация по ведущим нефтяным регионам позволяет сделать вывод о состоянии производственных мощностей в целом по стране.

На рис. 1.2 и 1.3 представлены возрастная структура скважин и их обводненность на месторождениях Западной Сибири.

Как видно из рисунков, основная доля скважин приходится на возраст 10—15 лет (46%) и 5—10 лет — 31% скважин.

При этом обводненность 53% скважин составляет от 50 до 90%. Только 2% скважин являются безводными, а обводненность 12% скважин — свыше 90% при среднем дебите 12,3 т/сут.

Месторождения Урало-Поволжья имеют совершенно другие показатели, поскольку характеризуются четвертой, завершающей стадией разработки, для которой характерны высокая обводненность продукции и низкие дебиты скважин, когда извлекаются оставшиеся запасы нефти.

В процессе анализа месторождений этого региона выявлены особенности, позволившие условно объединить их в две группы:

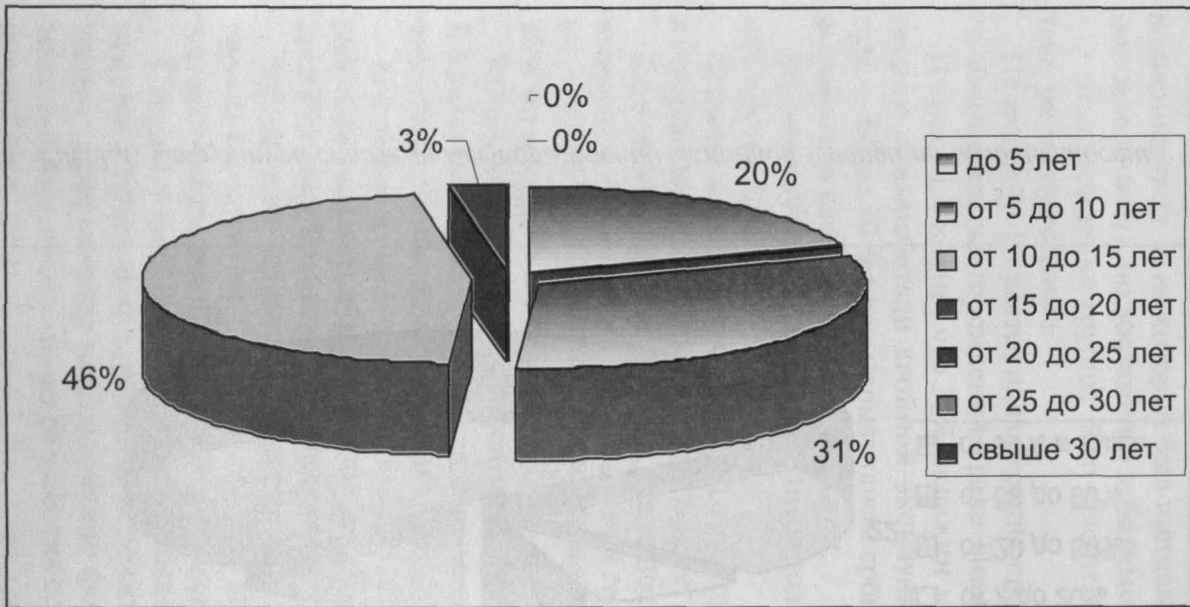


Рис. 1.2. Возрастная структура скважин месторождений Западной Сибири

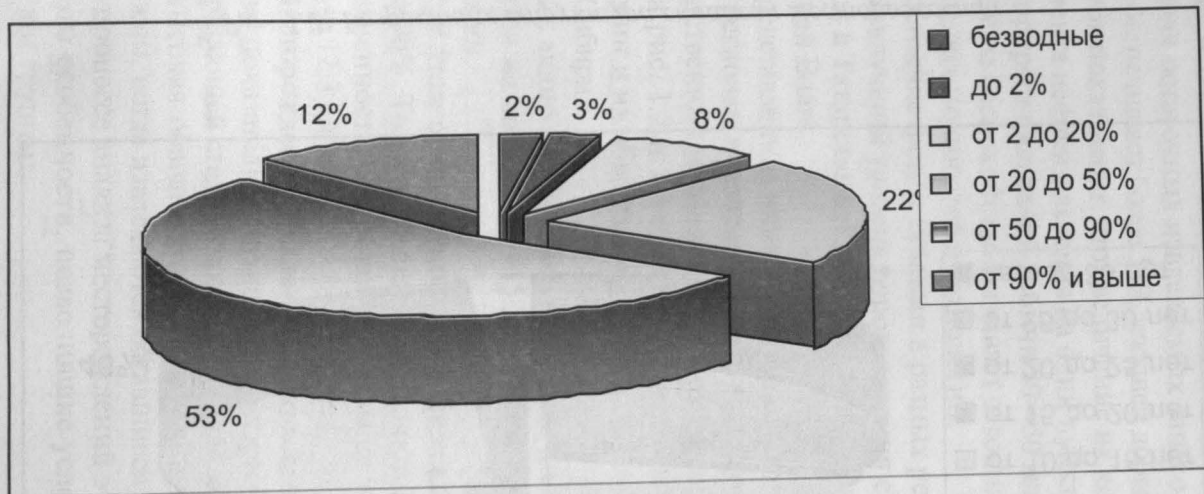


Рис.1.3. Структура скважин месторождений Западной Сибири по обводненности

- месторождения группы А с высокой степенью обводненности (т. е. на которых был применен один из типов заводнения), но достаточно дебитные (3,5—5 т/сут);
- месторождения группы Б со средней обводненностью, но малодебитные.

На рис. 1.4—1.7 дается иллюстрация производственного потенциала месторождений Урало-Поволжья.

Из рис. 1.4 видно, что 30% скважин месторождений группы А выработали двойной эксплуатационный ресурс — более 30 лет при нормативном сроке 15 лет. Всего выработали свой ресурс 74% скважин.

На действующий фонд приходится только 42% от общего фонда (рис. 1.5).

Огромный фонд месторождений этой группы находится в бездействии и консервации или ожидает ликвидацию.

При среднем дебите 3,4 т/сут около половины добывающего фонда скважин месторождений группы А работают с обводненностью более 90%. Обводненность менее 20% имеют всего 3% скважин.

Возрастная структура скважин месторождений группы Б Урало-Поволжья (рис. 1.7) также свидетельствует о значительном износе фонда скважин.

Как видно из приведенного рисунка, 65% скважин выработали свой эксплуатационный ресурс, хотя месторождения группы Б моложе месторождений группы А.

Кроме того, средняя обводненность месторождений группы Б составляет 85,3% при среднем дебите 2,58 т/сут, т. е. месторождения группы Б являются малодебитными.

Следовательно, для данных нефтяных месторождений основной политикой предприятия должно быть максимально эффективное использование фонда скважин и максимально эффективная разработка остаточных запасов нефти.

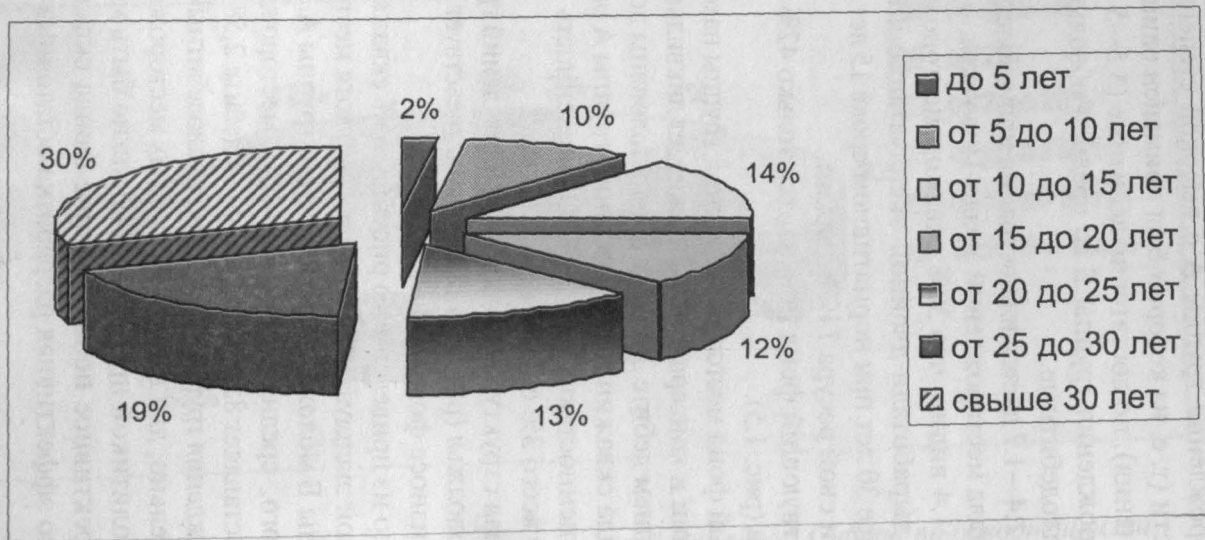


Рис. 1.4. Возрастная структура месторождений группы А Урало-Поволжья

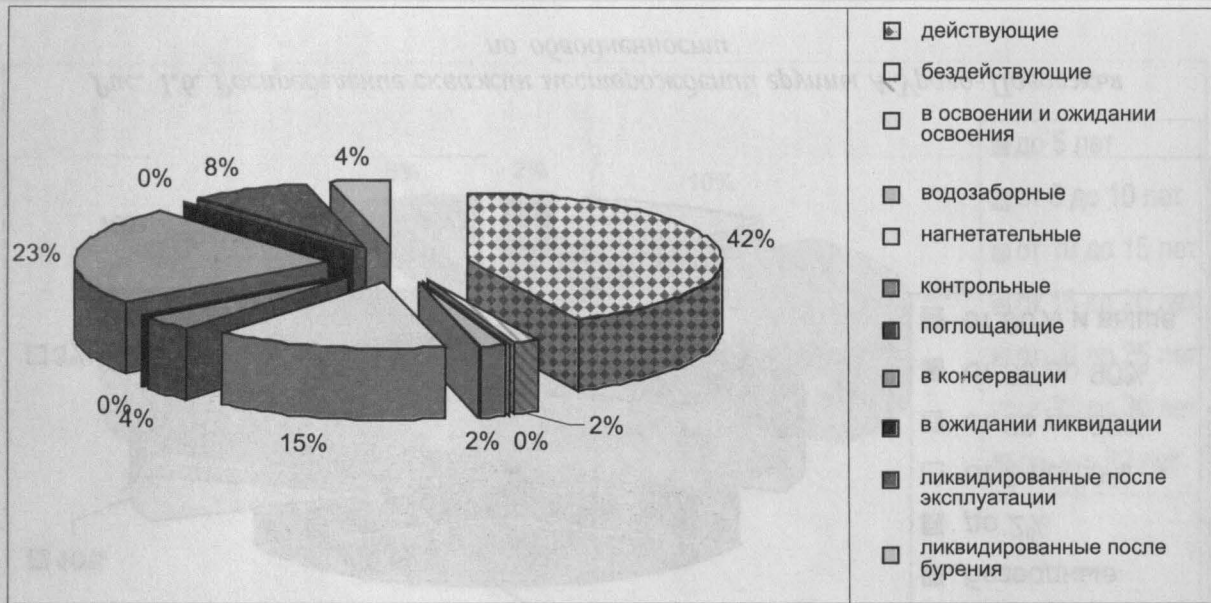


Рис. 1.5. Структура фонда скважин месторождений группы А Урало-Поволжья

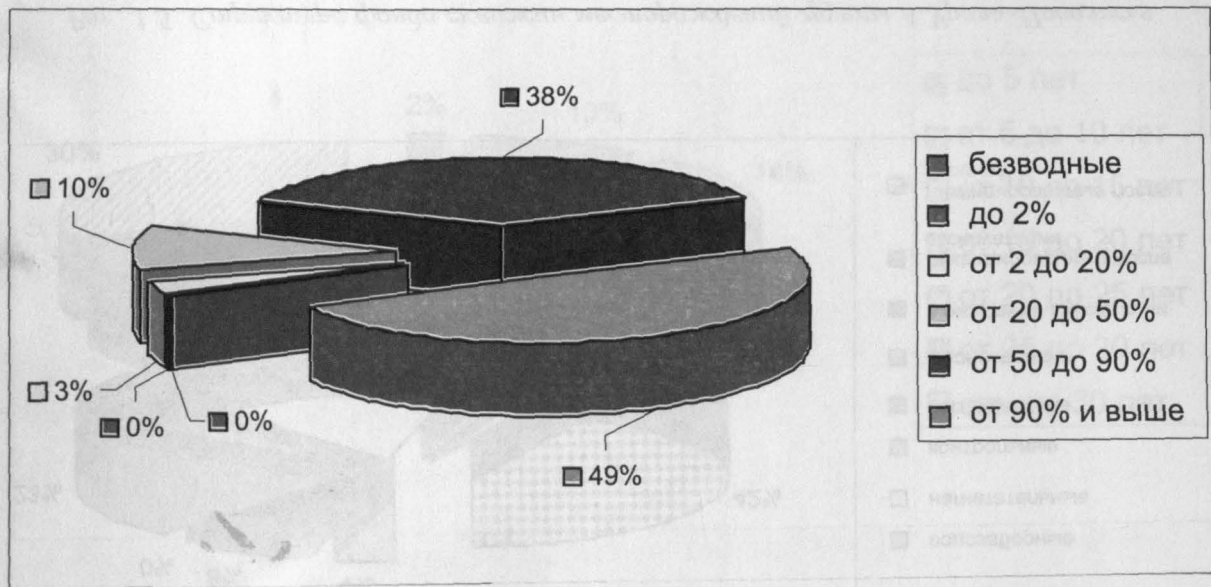


Рис. 1.6. Распределение скважин месторождений группы А Урало-Поволжья по обводненности

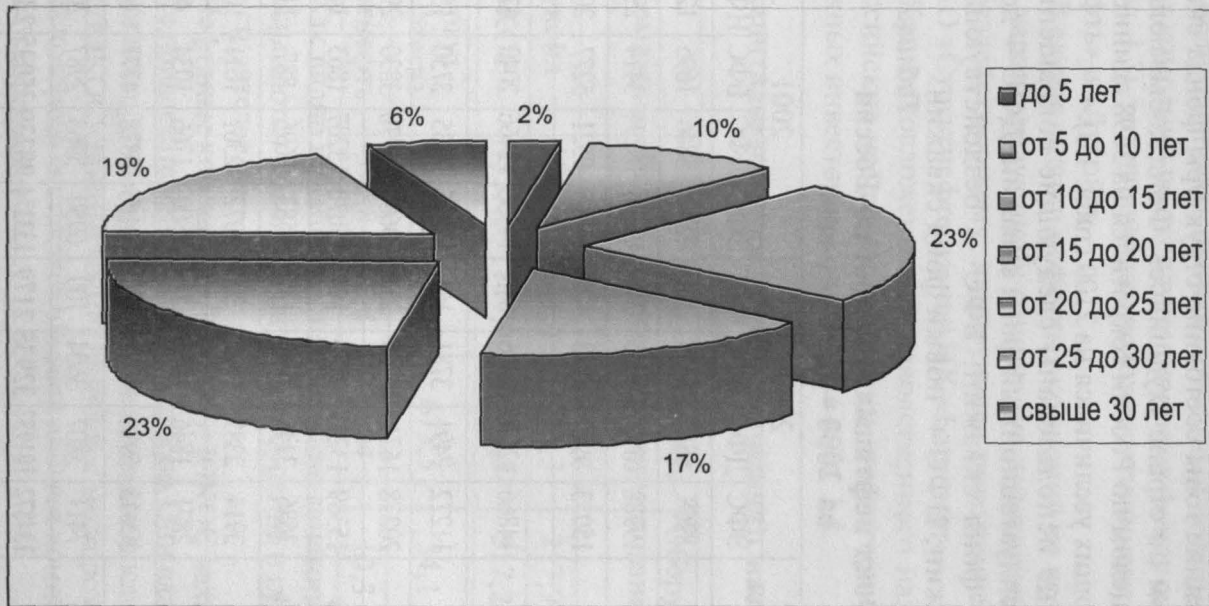


Рис. 1.7. Возрастная структура скважин месторождений группы Б Урало-Поволжья

За последние годы состояние структуры фонда скважин в целом по стране ухудшилось. Фонд добывающих скважин в целом по России сократился на 3698 единиц, а простаивающих увеличился на 2100 (табл. 1.3).

В таблице использованы следующие сокращения: ЭФС — эксплуатационный фонд скважин; ДФС — действующий фонд скважин; БФС — бездействующий фонд скважин; НФС — новый фонд скважин.

Таблица 1.3

**Фонд нефтяных скважин по России
за 2000—2001 гг., скв.**

Компания	2000				2001			
	ЭФС	ДФС	БФС	НФС	ЭФС	ДФС	БФС	НФС
Роснефть	8268	6812	1456	191	7542	5846	1696	125
Лукойл	19988	16921	3065	243	19708	16294	3414	290
ЮКОС	15033	9920	5113	122	14898	9521	5277	201
Сургут-нефтегаз	14866	12830	2036	648	14506	12466	2040	629
Сиданко	11272	7491	3781	161	10885	7135	3750	152
Татнефть	20278	16713	3565	253	20600	16770	3830	296
Башнефть	15389	13211	2178	110	15070	13207	1863	141
Славнефть	3686	3148	538	149	3583	2695	887	111
ВНК	3914	2387	1527	30	3972	2361	1611	109
ОНАКО	2871	1846	1025	51	2800	1766	1034	40
ТНК	10045	5984	4061	105	10155	5378	4777	67
Сибнефть	7411	3807	3604	109	6950	3963	2987	209
ИТОГО	134872	101937	32935	2179	133274	98239	35035	2376

Если оценивать производственный потенциал нефтяных компаний по эксплуатационному фонду скважин (см. табл. 1.3), то лидирующее положение занимают ОАО «Татнефть» и «Лукойл».

В случае оценки нефтяных компаний по коэффициенту, характеризующему отношение действующего фонда к бездействующему, лидирующее положение занимают ОАО «Сургутнефтегаз» и АНК «Башнефть».

Капиталовложения производственного назначения в российские нефтяные компании отечественных и зарубежных инвесторов приведены в табл. 1.4.

Таблица 1.4

**Капиталовложения производственного назначения,
млн руб.**

Компания	Всего	Разведочное бурение	Эксплуатационное бурение	Оборудование	Пром. строительство
Лукойл	1069,2	141,4	443,3	217,9	256,1
ЮКОС	1557,6	104,9	346,5	217,2	886,8
Сургутнефтегаз	1613,6	433,7	675,5	34,1	444,2
Татнефть	390,8	6,8	194	10,3	85,3

Как видно из таблицы, наибольшие денежные средства вкладываются в эксплуатационное бурение и промышленное строительство.

Нефтяные компании «Лукойл» и ЮКОС являются наиболее привлекательными для инвесторов. Они владеют крупными месторождениями, обнаруженными в последние годы. Так, ЮКОСу принадлежит Приобское месторождение, добыча которого составляет 6% всей добычи компании, и его доля быстро растет.

В настоящее время НК «Лукойл» получает 67% своей нефти в Западной Сибири, где добыча началась в 70-е гг., и месторождения постепенно истощаются. В результате приобретений 1995—2001 гг. «Лукойл» получил доступ к молодым месторождениям Тимано-Печоры, Северного Каспия и др. К 2010 г. эти регионы будут давать компании значительный прирост добычи нефти.

За 2001 г. всего по России было введено 2376 новых скважин, но добыто из них лишь 100 тыс. т нефти. Следовательно, это в основном малодебитные месторождения.

Физическая и моральная изношенность технико-технологической базы — одна из причин низкой производительности скважин и высоких издержек нефтегазодобывающего производства.

Существуют объективные мотивы, влияющие на рост простаивающих скважин. В первую очередь это особенности используемых технологий по различным моделям воздействия на разрабатываемые залежи и призабойную зону пласта, которые предусматривают высокие давления нагнетания и значительные объемы закачки воды, что повышает интенсивность износа труб, штанг и насосов. Выпадение отложений парафина, солей и песка в отдельных узлах подземного оборудования часто вызывает осложнения в работе скважин и преждевременный их выход из эксплуатации.

Кроме того причинами остановки скважин могут явиться неблагоприятные экологические последствия их эксплуатации, о чем говорится в разделе 1.3.

Все это приводит к росту объемов работ по текущему и капитальному ремонту скважин и вызывает необходимость экономической оценки эффективности их проведения как на стадии эксплуатации фонда скважин, так и на стадии реанимации бездействующего фонда.

Мировой опыт последних 20—25 лет показывает, что использование современных технических средств и технологий по восстановлению производительности скважин позволило более чем на 60% увеличить извлекаемые запасы углеводородов в акваториях Северного моря. То же касается и нефтяных месторождений, расположенных в других регионах.

1.3. ЭКОЛОГИЧЕСКИЕ ПОСЛЕДСТВИЯ ЭКСПЛУАТАЦИИ НЕФТЕПРОМЫСЛОВЫХ ОБЪЕКТОВ

На всех стадиях осуществления хозяйственной деятельности в топливно-энергетическом комплексе ТЭК объектами воздействия являются практически все компоненты природной среды: атмосферный воздух, поверхностные и подземные воды, морские акватории, почвы, недра, растительный покров, биологические комплексы.

На долю нефтедобывающей промышленности приходится в настоящее время 10,6% от общепромышленных выбросов загрязняющих веществ. Рост объясняется, в основном, выявлением новых источников загрязнений при проведении инвентаризации, а также использованием новых методик при расчете выбросов.

В процессе добычи нефти наиболее характерными отравителями окружающей среды являются углеводороды (44,9% суммарного выброса), оксид углерода (47,4%) и различные твердые вещества. При этом улов вредных веществ остается очень низким и составляет примерно 2,5%.

Основными причинами сложившейся ситуации являются:

- отсутствие надлежащего ведомственного контроля за состоянием технических систем;
- физический и моральный износ технологического оборудования;
- дефицит антикоррозионных реагентов.

Одним из наиболее существенных источников загрязнения подземных вод являются утечки из скважин и перетоки пластовых вод в надпродуктивные пресноводные водоносные горизонты, происходящие в негерметичных скважинах с не-

качественной и частичной цементацией затрубного пространства, с нарушениями целостности обсадки и некачественно ликвидируемых скважин. Утечки и перетоки интенсифицируются за счет увеличения пластового давления при закачке сточных попутных нефтяных вод в системе поддержания пластового давления. Естественное очищение этих вод происходит очень медленно — от нескольких десятков до сотен лет.

Разработка большинства нефтяных месторождений осуществляется с применением метода поддержания пластового давления, который способствует загрязнению пресных подземных вод агрессивными высокоминерализованными пластовыми водами и нефтепродуктами на больших площадях. Водные ресурсы в районах нефтяных месторождений в различной степени загрязнены и продолжают загрязняться нефтепродуктами, хлоридами, химическими реагентами, поверхностно-активными веществами (ПАВ) и др. Основными контрольными индикаторами засоления пресных вод высокоминерализованными пластовыми водами являются хлориды.

Ежегодно до 2001 г. предприятиями НГК сбрасывалось около 28 млн м³ сточных вод, содержащих нефтепродукты. В 2001 г. сброс снизился до 10 млн м³. Однако в целом на долю ТЭК все еще приходится 27% сброса загрязненных сточных вод.

Особенно острой экологической проблемой для Западной Сибири, Северо-Кавказского региона, республик Коми, Башкортостан и Татарстан является загрязнение природной среды нефтью и нефтепродуктами.

По оценкам специалистов, из-за утечек в результате аварий нефтепромысловых объектов и негерметичности добычи нефти из скважин в воду ежегодно попадает от 10 до 15 млн т нефтепродуктов, т. е. свыше 3% от ежегодной добычи нефти в стране.

На основании изучения и обобщения отечественного и зарубежного опыта составлен перечень видов социально-экологических ущербов на предприятиях НГК и мер по их устранению (табл. 1.5).

В соответствии с видами ущербов и мерами по их устранению в основу природоохранной деятельности предприятий НГК положены следующие принципы:

- обязательность выполнения требований природоохранительного законодательства РФ и решений Конференции ООН по окружающей среде и развитию (Рио-де-Жанейро, 1992), предусматривающих проведение во всех странах мира согласованной политики по обеспечению устойчивого развития и сохранению биосферы Земли, подписанных Россией;
- четкое понимание того, что добыча и переработка нефти и газа, согласно Конвенции об оценке воздействия на окружающую среду в трансграничном контексте (Финляндия, 25.02.91), отнесены к экологически опасным видам хозяйственной деятельности;
- уяснение того, что экологическое управление находится среди высших приоритетов предприятий нефтегазового комплекса;
- принятие управленческих решений с учетом экологических аспектов деятельности;
- разработка соглашений между управляющим персоналом и работниками природоохранной службы с ясным пониманием экономической цели;
- планирование учета экологических аспектов на протяжении всего жизненного цикла производства нефти и газа;
- превентивность мер по предотвращению ситуаций, при которых возможно сверхлимитное загрязнение компонентов природной среды;

**Виды социально-экологических ущербов
и экономические меры по устранению
их последствий в добыче нефти и газа**

Вид потенциального ущерба	Меры по предотвращению или уменьшению ущерба
<p>1. Ухудшение качества вод в результате эрозии почвы на поврежденных участках, сброса бурового шлама и пластовых вод, отходов, образующихся при техническом обслуживании и ремонте промыслового оборудования, а также хозяйственных и бытовых сточных вод</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Обязательный отвод ливневого стока, скорейшая рекультивация поврежденных участков • Захоронение бурового раствора и бурового шлама в землю • Обратная закачка пластовых вод • Соблюдение правил трудового распорядка на буровых площадках для уменьшения утечек и разливов нефти • Очистка хозяйственных и бытовых сточных вод, промывочных вод и растворителей перед сбросом до соответствия стандартам качества • Скорейшая ликвидация любых разливов (нефти, бурового раствора, пластовых вод) • Разработка стандартов качества для всех сбрасываемых вод
<p>2. Ухудшение качества воздуха в результате работы промыслового оборудования</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Обязательное оснащение всех дизель-генераторов и насосов устройствами для борьбы с загрязнениями воздушного бассейна, контроль за выделением паров углеводородов на всех нефтяных и газовых сборных пунктах • Скорейшая ликвидация любых разливов нефти • Сведение к минимуму выпуска попутного нефтяного газа в атмосферу при добыче нефти

3. Оседание земной поверхности	<ul style="list-style-type: none"> • Обратная закачка пластовых вод и нагнетание дополнительного количества воды для компенсации объема извлеченной нефти
4. Использование местных поверхностных или подземных вод	<ul style="list-style-type: none"> • Забор воды из неиспользуемых водоносных горизонтов • Использование воды, не пригодной в качестве питьевой, для бурения скважин
5. Изменение состава растительности и интродукция чужеродных видов	<ul style="list-style-type: none"> • Скорейшая рекультивация нарушенных земель и высадка растений местных видов
6. Повреждение и гибель растительности, падение продуктивности почвы в результате сброса или разлива пластовых вод, нефти и буровых растворов	<ul style="list-style-type: none"> • Установка превентеров на устье скважин, предотвращение разливов нефти и пластовых вод, скорейшая ликвидация последствий разливов • Нарушение почвенного покрова и расчистка территории от растительности лишь в степени, абсолютно необходимой для обеспечения производственных операций и пожарной безопасности
7. Ухудшение состояния природной среды в отдаленных районах, вызванное более интенсивным использованием природных ресурсов	<ul style="list-style-type: none"> • Доставка полевых партий в отдаленные районы по воздуху на ранней стадии разведочных работ • Ограничение пользования подъездными дорогами • Ликвидация всех подъездных дорог и рекультивация полос отвода по окончании эксплуатации месторождения • Сведение к минимуму необходимости в жилищном строительстве путем периодической замены вахтовых бригад и запрет на постоянное проживание рабочего персонала в районе промысла

<p>8. Расчистка полос отчуждения для строительства трубопроводов, объектов энерго- и водоснабжения, автомобильных дорог и сборных пунктов</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Использование специальных коридоров для строительства объектов энерго- и водоснабжения, канализации и связи • Сведение к минимуму расчистки территории от растительности, высадка растений различных видов и пород
<p>9. Загрязнение площадей, используемых под амбары для бурового шлама</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Уменьшение количества и площади амбаров, максимально быстрая осушка амбаров
<p>10. Загрязнение водоносных горизонтов</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Обязательное соблюдение всех правил буровых работ, крепление скважин обсадными трубами, изоляция всех водоносных горизонтов в процессе проводки скважин • Надежная изоляция всех водоносных горизонтов ко времени окончания работ либо ликвидации скважин • Облицовка внутренних поверхностей всех амбаров для хранения свежеприготовленного и отработавшего бурового раствора
<p>11. Нагрузка на предприятия соц. сферы в местных населенных пунктах, конфликты на этой почве, беспокойство по поводу экономической стабильности</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Предоставление субсидий на общественные нужды • Предоставление займов • Досрочная уплата налогов нефтяными и газовыми компаниями • Поэтапная разработка месторождений нефти и природного газа • Строительство необходимых предприятий социальной сферы

- ответственность за экологические правонарушения.

Необходимость соблюдения предприятиями НГК действующего природоохранительного законодательства Российской Федерации и национального природоохранительного законодательства зарубежных стран требует нового подхода в решении природоохранных задач на предприятиях НГК, направленных на устойчивое развитие и экологическую безопасность нефтегазового производства.

В первую очередь к ним относятся:

- проведение единой научно-технической политики и координация деятельности предприятий НГК по вопросам охраны окружающей среды и рационального использования природных ресурсов;
 - подготовка предложений по основным направлениям охраны окружающей среды, разработка и участие в составлении корпоративных, территориальных, региональных, государственных и межгосударственных экологических программ;
 - разработка и контроль за выполнением программ, планов и мероприятий по охране природы и оздоровлению окружающей среды;
 - оценка и прогноз техногенного воздействия на окружающую среду, а также состояния и использования природных ресурсов по результатам определения фоновое и фактического состояния компонентов природной среды, инвентаризации отходов бурения скважин, добычи и переработки нефти и газа;
 - организация и осуществление предварительного рассмотрения проектной технико-экономической документации на соответствие требованиям норм экологической безопасности;
-

- профилактика загрязнения компонентов окружающей природной среды при строительстве новых, реконструкции действующих и законсервированных объектов;
- контроль за внедрением новых технологических процессов и оборудования, улучшающих состояние окружающей природной среды;
- контроль за наличием и своевременным обеспечением необходимых нормативных документов предприятий НГК (нормативов предельно допустимых выбросов (ПДВ) и предельно допустимых сбросов (ПДС), экологических паспортов промышленного предприятия и нефтяного промысла, паспортов отходов, декларации безопасности промышленного объекта);
- контроль за экологически безопасной эксплуатацией нефтяных месторождений и своевременной ликвидацией шламонакопителей;
- контроль за фактическим использованием, состоянием и рекультивацией нарушенных земель, своевременностью возврата их землепользователям;
- контроль платежей за установленные лимиты выбросов (сбросов) загрязняющих веществ и размещение отходов, а также штрафов за их превышение; участие в разрешении вопросов по платежам за природопользование, штрафным санкциям за сверхлимитное (аварийное) загрязнение компонентов природной среды;
- проведение экологического аудита для страхования предприятий НГК в целях создания фонда ликвидации аварий и освобождения его от налогов (Закон РФ «Об охране окружающей природной среды», ст. 24);
- формирование нормативно-методической базы и банка данных в области охраны окружающей среды, регулирования природопользования, обеспечения экологической безопасности предприятий.

Представленный перечень природоохранных задач на предприятиях НГК дает возможность перейти к конкретным направлениям природоохранной деятельности и объектному анализу. Тем самым появляется возможность системного подхода к объективной оценке результатов природоохранной деятельности (ПОД), выявлению конкретных виновников тех или иных нарушений, без чего самые совершенные формы и методы стимулирования или наказания не дадут ожидаемого эффекта.

В отечественной литературе ПОД — это деятельность, осуществляемая хозяйствующим субъектом, в ходе которой проводится комплекс мероприятий, направленных на предотвращение, уменьшение или ликвидацию последствий вредного техногенного воздействия на окружающую среду и требующих особого учета, контроля и стимулирования в силу их низкой рентабельности для предприятия и высокой значимости для общества.

Существует два основных пути природоохранной деятельности. Первое — очистка вредных выбросов (сбросов) предприятия. Но, следуя этим путем, не всегда удастся полностью прекратить поступление вредных веществ в окружающую среду.

Второе — устранение самих причин загрязнения, что требует разработки малоотходных и безотходных технологий производства. Этот путь является более сложным, но наиболее эффективным.

В соответствии с выбранным путем ПОД в нефтяных компаниях происходит:

- выявление масштабов загрязнения;
- определение влияния загрязнений на формирование и оценку конечных показателей финансово-хозяйственной деятельности предприятия.

Природоохранной деятельностью в нефтяных компаниях занимаются в соответствии с существующим законодательством по охране окружающей среды, проектами оценки воздействия на окружающую среду (ОВОС) и ежегодными планами природоохранных мероприятий по четырем крупным направлениям:

- Охрана недр и подземных вод.
- Охрана и рациональное использование поверхностных вод.
- Охрана атмосферного воздуха.
- Охрана земель.

Наибольший удельный вес в структуре затрат на природоохранные мероприятия составляют расходы на охрану земли (41%) и водного бассейна (32%). В последние годы резко возросли затраты на охрану недр (до 26%).

Большая часть затрат на охрану земель связана с заменой экологически опасных нефтепроводов и рекультивацией земель. Основная часть затрат на охрану воды и недр приходится на использование сточных вод в системе поддержания пластового давления, обеспечение контроля за состоянием поверхностных вод и исследование технического состояния скважин.

Важной частью охраны недр и водных ресурсов являются четыре вида капитального ремонта скважин, доля затрат на которые составляет в структуре мероприятий следующие величины:

- исследование скважин — 37%;
- ликвидация негерметичности эксплуатационной колонны — 18%;
- ремонтно-изоляционные работы — 22%;
- ликвидация скважин — 23%.

С целью недопущения загрязнения подземных пресных вод постоянно проводятся работы по исследованию тех-

Таблица 1.6

Основные направления природоохранной деятельности

Источники возможных загрязнений	Виды возможных загрязнений	Среда загрязнения	Методы контроля	Мероприятия по предупреждению и устранению возможных загрязнений и потрав
1	2	3	4	5
Резервуары Емкости Факельное хозяйство Печи УКПН Газопроводы Котельные	Улетучивание легких фракций нефти — углеводороды, сероводороды Сжигание топлива — сернистый ангидрид, двуокись углерода, сажа	В О З Д У Х	Контроль за ПДВ (предельно допустимыми выбросами) на источниках загрязнения Отбор проб воздуха в газоопасных местах на содержание сероводорода и углеводородов	1. Разработка и внедрение системы УЛФ 2. Антикоррозионное покрытие: трубопроводов, резервуаров и емкостей 3. Проверка и замена перепускных клапанов на скважинах при ПРС 4. Ремонт кровли резервуаров 5. Применение в качестве топлива попутного газа 6. Подключение новых скважин к герметизирующей системе сбора нефти и газа
Автотракторная техника АГЗУ «Спутник» Дозировочные установки КНС, БКНС	Нарушение плодородного слоя почвы без разрешения владельца земли при проезде автотракторной техники вне схемы утвержденных дорог	З Е М Л Я	Проверка состояния территории цехов Проверка выполнения графика земляных работ при капитальном строительстве н/пр. объектов Передача информации о загрязнении в ЦИТС Отбор проб почв, анализ загрязнения	1. Рекультивация земли при капитальном строительстве и эксплуатации объектов 2. Использование при строительстве (по возможности) непригодных для с/х земель 3. Строительство коммуникаций вдоль дорог, существующих трасс 4. Восстановление плодородного слоя почвы 5. Утилизация шламовых осадков при чистке резервуаров 6. Строительство и восстановление обваловок объектов

1	2	3	4	5
<p>Фонд нагнетательных скважин Фонд эксплуатационных скважин Фонд пьезометрических, поглощающих скважин</p>	<p>Межпластовые экологические перетоки, изливы на поверхность пластовых и закачиваемых в скважину жидкостей</p>	<p>Н Е Д Р А</p>	<p>Контроль устьев ликвидированных скважин Контроль за охраной недр при бурении скважин Индивидуальный учет по особо опасным скважинам Опрессовка пакеров, колонн. Отбор проб по контрольным колодцам</p>	<p>1. Создание и совершенствование сети контрольных скважин-колодцев и водопунктов по пресным водам 3. Создание сети контрольных скважин для термометрии 4. При негерметичности колонн: 4.1. Смена нарушенных колонн 4.2. Доподъем цемента за эксплуатационной колонной 4.3. Спуск дополнительных колонн 4.4. Ликвидация скважин с нарушениями 5. Укрепление переходов трубопроводов через водные преграды, овраги</p>
<p>Проложенные через овраги, водоемы: внутрипромысловые нефтепроводы, водоводы, технические нефтепроводы</p>	<p>Разлив нефти, минерализованных вод и химреагентов при нарушении герметичности трубопроводов и оборудования в процессе эксплуатации и проведения ремонтных работ</p>	<p>В О Д О Е М Ы</p>	<p>Учет порывов трубопроводов, количества излившейся жидкости. Ежедневный контроль трасс трубопроводов. Контроль скорости коррозии. Отбор проб изливаемой жидкости при водопроявлениях</p>	<p>1. Соблюдение технологической дисциплины, разработка мероприятий, предотвращающих изливы при ПРС, КРС 2. Исследование желобной системы 3. Сбор отработанного масла 4. Замена изношенных трубопроводов, устаревшей арматуры 5. Обработка ингибитором коррозии сточных вод, используемых в системе ППД и добываемой жидкости 6. Укрепление переходов трубопроводов через водные преграды, овраги</p>

нического состояния всего фонда нагнетательных скважин всеми известными методами. По мере выявления дефектов скважина немедленно выводится из эксплуатации и принимается решение по проведению ремонтно-изоляционных работ или ее ликвидации в необходимых случаях с бурением скважины-дублера.

В табл. 1.6 представлена схема, в которой систематизированы основные направления ПОД в нефтяных компаниях, позволяющие в дальнейшем выделить ее затраты и выгоды и дать ей экономическую оценку. Для чего анализ должен осуществляться по основным направлениям, отмеченным выше.

В этой связи в программе экономического анализа природоохранной деятельности необходимо предусмотреть мероприятия, в наибольшей степени отражающие состояние окружающей среды после воздействия на нее технологий нефтеизвлечения.

В большинстве случаев нефтяные компании заинтересованы в глубокой и объективной оценке состояния природоохранной деятельности на своих предприятиях.

Своевременное формирование направлений ПОД, экономическая оценка природоохранных мероприятий и прогнозирование экологических последствий позволят улучшить состояние природной среды ныне разрабатываемых месторождений и избежать ряда ошибок в проведении экологической политики при освоении новых нефтяных месторождений.

ГЛАВА 2

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ЭФФЕКТИВНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ НЕФТЕИЗВЛЕЧЕНИЯ КАК ОСНОВНОЙ ФАКТОР ИНТЕНСИФИКАЦИИ НЕФТЕГАЗОВОГО ПРОИЗВОДСТВА

2.1. СУЩНОСТЬ, КАТЕГОРИИ СЛОЖНОСТИ И ВИДЫ РЕМОНТОВ СКВАЖИН

Как известно, подъем нефти на дневную поверхность осуществляется различными способами — фонтанным, глубиннонасосным, компрессорным.

При фонтанном способе добычи нефти требуются сравнительно небольшие затраты труда. В случае эксплуатации скважин глубинными насосами или компрессорным способом эти затраты возрастают.

Глубиннонасосный и компрессорный способы требуют установки соответствующего комплекса технических

средств, т. е. дополнительных капитальных вложений, увеличения объемов работ, а следовательно, и текущих издержек производства.

Для нефтяной промышленности характерно то, что нефть добывается из скважин различных категорий: переходящих из прошлого периода, вновь вводимых после бурения, восстановленных в эксплуатацию после капитального ремонта — в целом составляющих фонд действующих скважин. Удельный вес добычи нефти по каждой категории скважин в общем объеме добытой нефти различен.

В старых нефтяных районах переходящие скважины составляют основную часть общего фонда скважин, а соответственно и добычи нефти из них. В районах, впервые вступающих в эксплуатацию, вначале ведущее положение занимает категория новых скважин.

Сохранение в длительной эксплуатации скважин действующего фонда и организация жесткого повседневного контроля за их работой продолжают оставаться одними из задач.

Улучшение использования скважин требует постоянного наблюдения за их состоянием, систематического проведения работ по поддержанию их в работоспособном состоянии, организации технически грамотной эксплуатации.

Ремонт нефтяных скважин является условием их частичного воспроизводства. Рациональная организация ремонта поддерживает скважины в состоянии эксплуатационной готовности, улучшает их использование. Это положительно влияет на объем и рентабельность производства, производительность труда и другие показатели.

В зависимости от объема работ и источников финансирования различают текущий и капитальный ремонты скважин.

Текущий ремонт — наименьший по объему и стоимости, заключающийся в замене насосного оборудования, устранении обрыва штанг и выполнении других работ, необходимых для нормальной эксплуатации скважин. Текущим подземным ремонтом скважины (ПРС) называется комплекс работ по исправлению, замене и изменению режима работы внутрискважинного и устьевого оборудования и поддержанию скважины в работоспособном состоянии. Все эти работы сопровождаются подъемом и спуском насосно-компрессорных труб, штанг или какого-либо инструмента. Текущий ремонт связан с повседневной эксплуатацией скважин. Его производят за счет себестоимости продукции, а выполняют специализированные бригады текущего ремонта скважин, оснащенные необходимым оборудованием и инструментом.

Капитальный ремонт скважины (КРС) — комплекс работ, связанных с восстановлением ее работоспособного состояния — это наибольший по объему стоимости ремонт. К нему относятся следующие работы:

1) ловля оставшегося или упавшего в скважину оборудования, насосно-компрессорных труб, глубинных насосов, штанг, защитных приспособлений, канатов и других предметов;

2) крепление пород призабойной зоны различными вяжущими веществами (цементом, цементно-песчаной смесью, смолой) и закачка в нее крупнозернистого песка с целью предотвращения массового поступления песка из пласта в скважину;

3) изоляционные работы (закрытие вод, появившихся из других горизонтов и эксплуатируемого пласта);

4) исправление колонн при поломке, смятии;

5) возврат на вышележащие или нижележащие горизонты, забуривание второго ствола в эксплуатационных

скважинах, вырезка и подъем труб эксплуатационной колонны из скважины.

Работы выполняют специальные бригады по капитальному ремонту скважин, оснащенные всем необходимым оборудованием и инструментом. Однако некоторые из перечисленных выше работ нередко проводят бригады текущего ремонта скважин. При выполнении ловильных работ извлекают следующее оборудование: оборвавшиеся или отвинтившиеся насосно-компрессорные трубы, насосные трубы и оборвавшиеся вместе с ними штанги, отвинтившийся или упавший в скважину глубинный насос или газопесочный якорь, тартальный канат или желонка, оборвавшиеся во время тартания или очистки скважин от песчаной пробки, кабель и перфоратор, оборвавшиеся при перфорации скважин.

В каждой скважине в процессе ее эксплуатации со временем появляется вода, залегающая в нефтеносном пласте. В скважину прорываются посторонние воды из нижних или верхних пластов вследствие неудачного цементирования скважины или повреждения колонны. Появление таких вод представляет наибольшую опасность, т. к. может обводняться не только данная скважина, но и весь нефтеносный пласт, который эксплуатируется этой скважиной.

Прорыв посторонних вод — это авария, для ликвидации которой выполняются ремонтно-изоляционные работы — изоляция скважины и эксплуатируемого ею пласта от проникновения посторонних вод путем нагнетания за колонну под давлением цементного раствора.

При обводнении скважины не всегда удается возобновить ее эксплуатацию лишь одним цементированием. Иногда требуется ремонт поврежденной обсадной колонны. Устранение поломки смятия колонн и устране-

ние трещин в них относится к ремонтно-исправительным работам.

Для предотвращения выноса к забоям скважин больших масс песка из пластов, сложенных рыхлыми, слабощементированными породами, применяют крепление призабойной зоны нефтяных скважин цементным раствором, раствором цементно-песчаной смеси или химическими веществами.

Наряду с капитальным ремонтом целесообразно рассмотреть комплекс вопросов организации оздоровительно-технических мероприятий, направленных на повышение дебита скважин. Это обусловливается следующим:

1) данные мероприятия проводятся за счет средств, выделяемых на капитальный ремонт скважин;

2) оздоровительно-технические мероприятия чаще всего выполняются в процессе проведения ремонта того или иного вида;

3) их выполняют в основном бригады по ремонту скважин или входящие в их состав специализированные звенья;

4) в ряде нефтяных районов проведена централизация руководства работами по ремонту скважин и проведению мероприятий по их оздоровлению путем создания управлений по повышению нефтеотдачи пластов и капитальному ремонту скважин.

Поэтому работы по производству оздоровительно-технических мероприятий тесно связаны с ремонтом скважин в организационном, технико-технологическом и экономическом направлениях, оказывают влияние на конечные результаты эффективного использования материальных, трудовых ресурсов и денежных средств, выделяемых на ремонт нефтяных и газовых скважин.

В пластах, сложенных плотными слабопроницаемыми породами и имеющих мелкие поры (известняки, доломиты или песчаники, зерна которых сцементированы известняками), проницаемость коллекторов бывает часто весьма небольшой. Нефтяные скважины, пробуренные на такие пласты, при вводе в эксплуатацию имеют очень низкие дебиты, а нагнетательные скважины — низкую поглотительную способность (приемистость). В ряде случаев в процессе разработки залежей нефти и газа проницаемость коллекторов в призабойных зонах скважин может резко снизиться из-за закупорки пор парафинистыми и смолистыми отложениями. Происходит также выпадение—отложение парафино-смолистых веществ на фильтровой части колонны, что приводит к резкому снижению производительности скважины.

Для увеличения производительности или поглотительной способности таких скважин применяют различные меры, позволяющие увеличивать число и размеры дренажных каналов и трещиноватость пород, а также удалять смолы, парафин и грязь, осевшие в поровых каналах и на стенках фильтра. К этим мерам относятся гидропескоструйный метод обработки скважин, гидравлический разрыв пластов, обработка скважин кислотами и тепловые методы воздействия на призабойную зону скважин.

Капитальные ремонты скважин в зависимости от объема, характера и сложности работ делятся на две категории.

К первой категории сложности относятся: возврат на выше- и нижележащий горизонты, а также мероприятия по солянокислотным обработкам призабойной зоны скважин.

Ко второй категории сложности относятся следующие виды ремонтов: изоляция эксплуатационного горизонта от чужих вод, включая ликвидацию скважин; опривка экс-

Таблица 2.1

Капитальные ремонты скважин за 1998—2001 гг., %

Вид ремонта	1998	1999	2000	2001
Ремонтно-изоляционные работы	11,6	8,9	13,0	13,6
Устранение негерметичности эксплуатационной колонны	4,3	3,1	4,2	4,2
Крепление слабоцементированных пород призабойной зоны пласта	0,2	0,3	0,3	0,2
Устранение аварии	5,9	7,0	5,9	5,9
Переход на другие горизонты	0,0	0,8	0,3	0,2
Перевод скважин из категории в категорию	0,9	1,3	0,6	0,6
Приобщение пластов, дополнительная перфорация	4,3	3,6	4,8	3,4
Зарезка второго ствола скважин	0,2	0,3	0,3	0,2
Установка пакеров, ремонт другого оборудования	5,5	3,6	4,5	7,0
Бурение неглубоких скважин (поглощающих, подрусл.)	0,2	1,0	3,1	1,7
Исследование скважин	3,6	3,4	5,6	1,7
Восстановление производительности, приемистости скважин	19,8	22,7	22,6	22,5
Чистка колонны, забоя от гипса, парафина	0,5	1,3	0,3	0,6
Ликвидация скважин	2,7	1,0	4,2	8,1
Консервация и расконсервация скважин	0,9	0,5	0,0	1,5
Химобработка скважин без подъемного агрегата	39,2	41,1	30,2	28,6
ИТОГО	100,0	100,0	100,0	100,0

плуатационной колонны; зарезка и бурение второго ствола скважины; вырезка труб эксплуатационной колонны; ловильные работы; все работы на скважинах глубиной свыше 1500 м; все работы на скважинах с сильными газовыми проявлениями независимо от глубины скважины; мероприятия по гидравлическому разрыву пласта и пескоструйной перфорации. При одновременном производстве нескольких видов работ в одной и той же скважине категория сложности определяется по наивысшей.

Долевое соотношение по видам ремонтов, проводимых на старых месторождениях, представлено в табл. 2.1, из которой следует, что 1/3 всех работ приходится на ремонтно-изоляционные, восстанавливающие производительность скважин, и столько же на их химобработку.

2.2. ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЭФФЕКТИВНОСТЬ МЕТОДОВ ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ПЛАСТ И ПРИЗАБОЙНУЮ ЗОНУ СКВАЖИН

Негативная тенденция снижения ежегодных приростов добычи нефти несколько сглаживается за счет мероприятий по восстановлению производительности скважин.

Сложность состоит в том, что любой метод повышения нефтеотдачи требует дополнительных затрат. Ведь увеличение нефтеотдачи даже на 2% равносильно открытию нескольких месторождений среднего масштаба, которые еще только предстоит осваивать. Кроме того методы интенсификации добычи применяются уже на действующих обжитых промыслах с развитой инфраструктурой. Поэтому ориентация на данные методы значительно перспективнее, чем на поиск, разведку и обустройство новых месторождений. Следовательно, чем выше будет нефтеотдача, тем больше дохода будет от уже построенных и эксплуатируемых объектов. При этом требуются определенные механизмы экономического регулирования, делающие посильными для нефтяных компаний дополнительные затраты, идущие на увеличение нефтеотдачи пластов. Отсюда возникает необходимость создания режима заинтересованности нефтяных компаний в применении методов повышения нефтеотдачи.

В нефтегазодобывающей промышленности главным направлением технического прогресса является совершенствование технологии добычи, способствующее ускоренному росту объемов производства и улучшению качественных показателей разработки нефтяных месторождений. Применение методов увеличения нефтеотдачи пластов не

только дает возможность обеспечить более высокий уровень добычи нефти, но и повышает общую эффективность использования ее запасов.

Основными элементами современной технологии добычи нефти являются методы воздействия на пласт и обработки призабойной зоны скважин. При воздействии на пласт основной целью является восполнение пластовой энергии в процессе эксплуатации нефтяного месторождения, при воздействии на призабойную зону — улучшение использования пластовой энергии путем уменьшения фильтрационных сопротивлений движению жидкости в призабойной зоне скважин. Наибольший эффект на ряде нефтяных месторождений может быть получен при условии одновременного применения методов воздействия на пласт и методов обработки призабойной зоны скважин.

При воздействии на пласт, как правило, пластовое давление поддерживается на первоначальном уровне, что дает возможность разрабатывать залежь при высоких перепадах давления между линиями нагнетания рабочего агента и забоями нефтяных скважин, а также устранять переход на эксплуатацию при режиме растворенного газа, характеризующегося низким коэффициентом нефтеотдачи.

При обработке призабойной зоны ускоряется приток нефти в скважину в результате повышения проницаемости пласта в этой зоне (механическое и термическое воздействие) или снижения вязкости нефти (термическое воздействие).

Увеличение же конечной нефтеотдачи при применении этих методов достигается в результате приобщения к зоне фильтрации посредством искусственно создаваемых в пласте трещин и каналов, нетронутых участков пласта, что приобретает наибольшее значение при эксплуатации залежей, представленных карбонатными коллекторами.

В настоящее время в России и за рубежом применяется более 60 мероприятий по восстановлению производительности скважин и более 130 методов находятся в разработке. Все известные мероприятия по восстановлению производительности скважин разделяются на пять групп: физические, тепловые, физико-химические, биологические, газовые (табл. 2.2).

Таблица 2.2

Краткая характеристика мероприятий по восстановлению производительности скважин

Наименование	Дополн. добыча, %	Добыча, млн т/год	Основные методы, входящие в группу
Физические	10	12,3	Барьерное заводнение, нестационарное заводнение, гидроразрыв пласта, бурение горизонтальных скважин
Тепловые	22	3,4	Паротепловое воздействие на пласт, внутрипластовое горение, вытеснение нефти горячей водой, пароциклические обработки скважин
Биологические	15	8,0	Воздействие на призабойную зону и пласт бактериями
Газовые	15	4,7	Воздействие на пласт углеродородным газом, двуокисью углерода, азотом, дымовыми газами
Физико-химические	68	22,6	Применение ПАВ (пенные системы), растворов полимеров и других загущающих агентов, щелочных растворов, кислот, композиции химических реагентов, виброволновых методов

Из физических методов наиболее широкое применение находит в настоящее время циклическое воздействие на пласт с переменной фильтрационных потоков.

Методы увеличения нефтеотдачи (тепловые, газовые и физико-химические) часто объединяются общим названием «третичные методы увеличения нефтеотдачи». Большинство из методов может обеспечить значительное увеличение нефтеотдачи пластов по сравнению с заводнением на последней стадии разработки месторождения. Именно с применением этих методов большинство специалистов связывает будущее нефтяной промышленности. Объемы применения третичных методов в ведущих странах мира в последние годы в основном увеличиваются, несмотря на то, что нефть, добываемая за счет методов, как правило, дороже. Это увеличение добычи обеспечивается, с одной стороны, введением правительствами некоторых стран стимулирующих налоговых льгот для применения методов, а с другой — желанием крупных нефтедобывающих компаний иметь в своем арсенале отработанные технологии применения методов увеличения нефтеотдачи, использование которых может начаться с появлением соответствующих условий на мировом рынке. Так, если в 1986 г. добыча нефти за счет методов составляла в мире около 77 млн т, то сейчас она увеличилась до более чем 110 млн т.

Как свидетельствует проведенный анализ, наибольший удельный вес добычи за счет мероприятий по восстановлению производительности скважин в общем объеме добычи нефти достигнут в последние годы: в ОАО «Татнефть» — 43%, НК «Сургутнефтегаз» — 42%, в ОАО «Лукойл» — 13,2%.

Наиболее высокие темпы прироста объема добычи нефти за счет третичных методов наблюдается в Китае: за

5 лет (с 1995 по 1999 г.) с 9,1 до 15,0 млн т, то есть более чем на 50%, а наиболее высокие уровни добычи — в США (40,0 млн т), Китае (14,0 млн т) и Венесуэле (20 млн т).

Обращает на себя внимание то, что значительная доля добычи практически во всех странах обеспечивается за счет применения тепловых методов воздействия на пласт.

В связи с этим следует отметить, что если применение газовых и химических методов может обеспечить повышение эффективности дополнительной выработки запасов нефти в той или иной степени на разных стадиях разработки месторождения, то применение тепловых методов в большинстве случаев связано с невозможностью эффективного ввода в разработку месторождений высоковязких нефтей с использованием других методов воздействия.

В табл. 2.3 представлены данные по применению третичных методов в США на 01.01.2001 г. За два прошедших года добыча нефти за счет методов увеличения нефтеотдачи в этой стране практически оставалась на прежнем уровне при уменьшении количества проектов.

Основную долю добычи нефти за счет методов увеличения нефтеотдачи здесь, как и в предыдущие годы, обеспечивают тепловые методы, а именно паротепловое воздействие на пласты, и особенно методы закачки в пласты углеводородного газа и диоксида углерода.

Экспертные оценки показывают, что сейчас Россия занимает четвертое место в мире по уровню добычи нефти за счет применения тепловых, газовых и химических методов увеличения нефтеотдачи после США, Китая и Венесуэлы. Добыча нефти в нашей стране за счет методов увеличения нефтеотдачи составляет около 11 млн т/год, из них 70% обеспечивается за счет химических методов. Среди химических методов наибольшее применение на-

Таблица 2.3

Применение тепловых, газовых и химических методов увеличения нефтеотдачи пластов в США

Методы	Добыча, млн т/год	Кол-во проектов
Тепловые	23,0	86
паротепловое воздействие	22,9	80
внутрипластовое горение	0,1	5
закачка горячей воды	-	1
Химические	0,08	10
воздействие растворами полимеров	0,08	10
воздействие композициями ПАВ	-	-
Газовые	17,4	74
воздействие углеводородным газом	6,6	6
воздействие диоксидом углерода	10,0	63
воздействие азотом	0,8	5
воздействие дымовыми газами	-	-
Всего	40,4	170

ходят технологии, основанные на использовании композиций химических реагентов.

Интересным представляется сопоставление долей добычи нефти за счет тепловых, газовых и химических методов в разных странах мира. В США преимущественное развитие получают тепловые методы (60% от общей добычи нефти), в России — химические. За последние 30 лет методы увеличения нефтеотдачи применялись на 365

участках 150 месторождений России. С их использованием было извлечено более 5 млрд т балансовых запасов нефти. Реализуемые проекты обеспечили прирост извлекаемых запасов в объеме около 250 млн т.

Изыскание новых, более совершенных методов интенсификации процессов добычи нефти является крупным резервом повышения эффективности использования основных фондов, улучшения использования природных ресурсов нефти и повышения ее добычи в старых районах.

В настоящее время в отрасли за счет применения методов восстановления производительности скважин получают 10—15% общего объема добычи нефти.

Однако в последние годы отмечается снижение активности недропользователей в испытании и применении методов увеличения нефтеотдачи. Особенно это относится к тепловым и газовым методам. Резко сократились объемы опытно-промышленных работ по испытанию новых технологий. В первую очередь это относится к более «мощным» (обеспечивающим большой прирост нефтеотдачи) методам, которые требуют использования дорогостоящих специальных технических средств (тепловых и газовых) и химических реагентов (полимеров, ПАВ).

Большинство нефтедобывающих предприятий экономически не заинтересовано в применении широкого спектра методов, направленных на повышение производительности действующего и реанимируемого фонда скважин. Основная причина заключается в сложности контроля за их эффективностью из-за отсутствия комплексной методики определения технологических и экономических условий (границ) осуществления мероприятий по восстановлению производительности скважин, позволяющей дать современную рыночную оценку их

использования с учетом специфических условий эксплуатации каждой скважины.

Чаще всего, если технология опробована, решение о внедрении принимается на предприятиях или в силу ее технологической эффективности, или значительной дополнительной добычи нефти (нередко за непродолжительный период эксплуатации). В свою очередь, экономическая эффективность мероприятия оценивается без учета технологических особенностей получения эффекта, на основе экспресс-оценки из условия, что дополнительная прибыль от осуществления мероприятия должна быть выше нуля.

Между тем увеличение добычи нефти при внедрении мероприятия возможно как при сохранении объема добычи жидкости, что приведет к снижению обводненности продукции, так и при ее увеличении. В этом случае обводненность может повыситься или понизиться. Проведение геолого-технологического мероприятия может привести и к уменьшению добычи нефти на скважине при одновременном снижении добычи жидкости. В этом случае обводненность продукции может измениться как в сторону увеличения, так и в сторону уменьшения.

Тем самым, изменение каждой технологической составляющей мероприятия по-разному влияет на экономическую эффективность применяемого метода. Поэтому расчет экономических показателей эффективности должен предусматривать оценку влияния каждой составляющей технологического эффекта на экономический результат.

2.3. ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЦЕЛЕСООБРАЗНОСТЬ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ФИЗИЧЕСКИХ МЕТОДОВ НА НОВЫХ И СТАРЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ

Для оценки эффективности новых методов необходимо выяснить возможные сферы применения каждого из них на различных стадиях разработки. Вероятно, что из числа наиболее полно изученных методов имеются такие, которые эффективны в узком диапазоне природных географических условий.

Физические методы являются основными из всех существующих в России в настоящее время. Они обеспечивают около 50% общего прироста объема добычи нефти, полученного в результате нагнетания рабочего агента в пласты.

Различают законтурное, приконтурное, внутриконтурное, площадное и очаговое заводнение. Каждый из этих методов применяется во вполне определенных геолого-географических условиях и на различных этапах разработки нефтяных месторождений. Сущность их заключается в восполнении энергии нефтяных пластов посредством нагнетания воды, поддержании таким образом пластового давления и повышении темпов вытеснения нефти.

Наиболее благоприятными условиями для применения законтурного заводнения следует считать ввод в разработку участков нефтяных залежей относительно небольших размеров. При разработке нефтяных месторождений значительной площади необходимо разрезание эксплуатационных объектов на ряд самостоятельных участков, применяя таким образом внутриконтурное заводнение, которое обеспечивает усиление воздействия нагнетаемого рабочего агента на нефтяные залежи путем сокращения среднего расстояния от линии нагнетания до эксплуатационных скважин.

Важнейшим преимуществом разработки нефтяных месторождений с применением внутриконтурного заводнения пластов по сравнению с законтурным следует считать вовлечение в активную разработку центральной, наиболее продуктивной части залежи, что приводит к резкому сокращению сроков выработки нефтяных запасов. Это обеспечивает высокий уровень добычи нефти и улучшение экономических показателей: себестоимости добычи, удельных капитальных вложений и производительности труда.

Наибольшая интенсивность воздействия на пласт достигается при осуществлении площадного заводнения, при котором чередуются ряды эксплуатационных скважин и нагнетательных.

Методы заводнения при обычной технологии могут обеспечить конечный коэффициент нефтеотдачи в широком диапазоне — от 30 до 60 %, в зависимости от многих природных и технологических факторов, в частности, от вязкости нефти. Основными природными факторами, определяющими конечную нефтеотдачу, являются вязкость пластовой нефти, эффективная мощность, пористость и проницаемость нефтеносного пласта. Зависимость нефтеотдачи от вязкости нефти можно иллюстрировать данными табл. 2.4

Важными технологическими факторами, влияющими на нефтеотдачу пластов при заводнении, являются относительное расположение нагнетательных и эксплуатационных скважин и условия вскрытия пластов в них. Плотность сетки скважин в монолитных пластах с невысокой вязкостью нефти может достигать 20—40 га/скв. При зональной неоднородности и линзовидности пластов коэффициент нефтеотдачи зависит от плотности сетки скважин и их расположения. С целью лучшей выработки нефтяных запасов применяется очаговое заводнение, предусматривающее бурение дополнительных нагнетательных скважин, а в ряде случаев и дополнительных эксплуатационных скважин.

**Зависимость коэффициента нефтеотдачи
от вязкости нефти**

Вязкость, сП	Коэффициент нефтеотдачи, %
0,5-1,5	60-70
1,5-5	45-60
5-30	30-45
Более 30	10-30

В зависимости от неоднородности пластов плотность сетки скважин может колебаться от 10 до 100 га/скв, а коэффициент конечной нефтеотдачи — от 30 до 70%.

В настоящее время добыча нефти из месторождений, разрабатываемых с искусственным заводнением, превышает 90% от всего объема добычи. Однако для залежей, на которых обычное заводнение не может обеспечить достаточно высокой нефтеотдачи, приходится применять другие методы разработки. В первую очередь это методы циклического воздействия переменных потоков, применение высоких давлений и градиентов давлений, направленные на совершенствование технологии заводнения путем повышения охвата пластов заводнением.

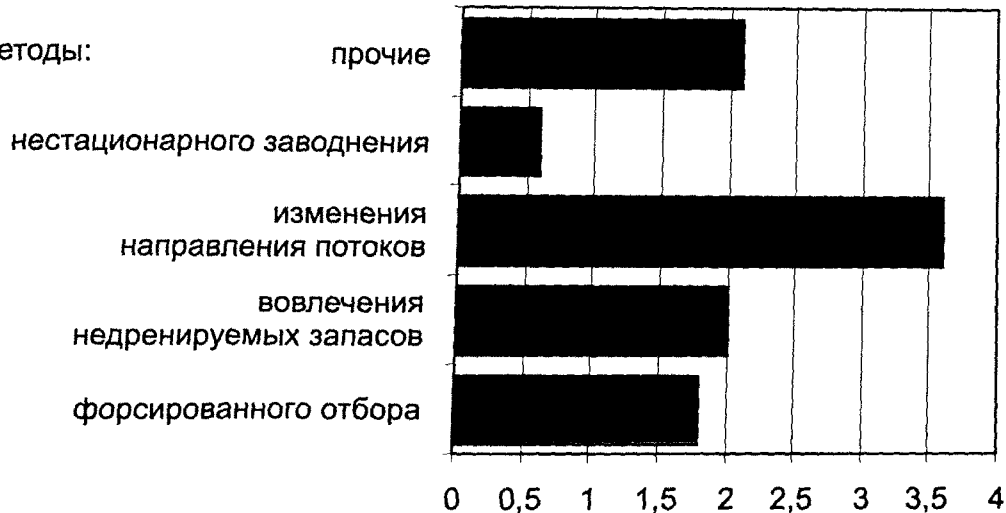
Применение метода циклического заводнения и переменных потоков жидкости целесообразно на всех месторождениях, разрабатываемых с заводнением и находящихся в любой стадии эксплуатации.

Метод циклического воздействия на пласты может применяться в сочетании с физико-химическими и тепловыми.

Это повышает эффективность методов и расширяет область их применения.

На рис. 2.1 представлена удельная эффективность гидродинамических методов.

Методы:



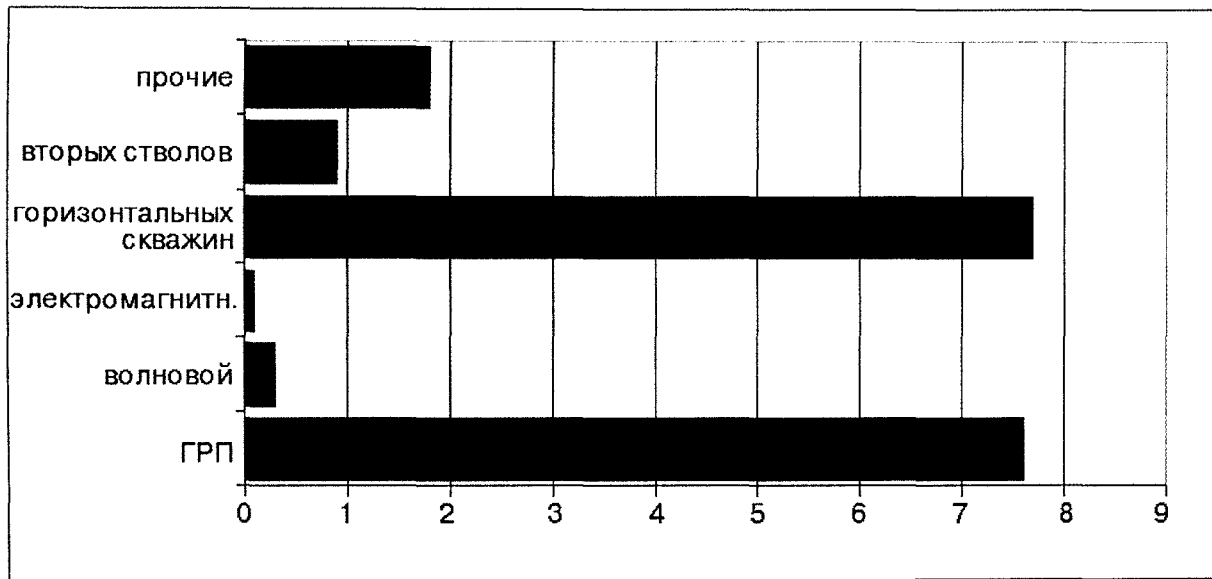


Рис. 2.1. Удельная технологическая эффективность физических методов, тыс. т/скв.-опер.

Наибольшей эффективностью обладают методы гидроразрыва пласта и бурения горизонтальных скважин.

Наибольший практический интерес представляют низкопродуктивные коллекторы, где гидроразрыв пласта на сегодняшний день является практически единственным методом интенсификации добычи. Он позволяет увеличить коэффициент продуктивности скважин до уровня, при котором их эксплуатация становится технически эффективной. Интенсификация добычи нефти методом гидравлического разрыва пласта сводится к созданию искусственных и расширению и закреплению естественных трещин. Для осуществления разрыва в пласт под давлением нагнетается «жидкость разрыва». Для предотвращения смыкания трещин вслед за этим вводят крупнозернистый песок. В качестве жидкостей разрыва применяются некоторые нефти и нефтекислотные эмульсии. В результате дебит жидкости на таких коллекторах увеличивается в среднем в 4 раза, а суточная добыча нефти возрастает от 2 до 6 т.

Все больше применяются методы виброволнового воздействия, которые делятся на три группы, определяемые различными техническими средствами, лежащими в их основе (рис. 2.2): методы воздействия на призабойную зону скважин, методы воздействия на нефтяной пласт через скважину и методы воздействия на пласт с поверхности земли.

Проводимые апробации данных методов по ряду месторождений Западной Сибири и Волго-Уральского региона позволяют улучшить технологические и экономические показатели за счет:

- увеличения радиуса зоны воздействия до 3 км;
- снижения обводненности в зоне охвата до 15—20%;
- увеличения количества дополнительно добытой нефти на один вибромодуль до 50—70 тыс. т/год;

**МЕТОДЫ ВИБРОВОЛНОВОГО
ВОЗДЕЙСТВИЯ НА
НЕФТЯНЫЕ ПЛАСТЫ**

**Методы
воздействия на
призобойную
зону скважины**

Скважинные гидравлические, золотниковые, магнитострикционные, пьезокерамические вибраторы; электрогидравлические взрывы; ТГХВ

**Методы
воздействия на
нефтяной пласт
через скважину**

Поверхностные импульсивные виброисточники, передающие энергию на пласт через волновод (электромагнитные молоты, станки-качалки с грузом и др.)

**Методы
воздействия на
пласт с
поверхности
земли**

Вибросейсмические источники гармонических колебаний, располагаемые на поверхности земли и передающие энергию через массив горных пород

Рис. 2.2. Классификация методов виброволнового воздействия

— снижение себестоимости основной нефти к себестоимости дополнительно добытой нефти в 2—3 раза.

По ряду нефтяных компаний была оценена экономическая эффективность проведения физических методов по критерию определения чистого дохода на рубль затрат, вложенных в данную технологию. Выявлено, что наибольшую экономическую эффективность приносят гидродинамические методы, составляющие 140 руб. на 1 руб. затрат. На втором месте гидроразрыв пласта, экономическая эффективность от применения которого составляет 27,4 руб. на 1 руб. затрат. На третьем месте бурение горизонтальных скважин — 25 руб. на 1 руб. затрат.

Таким образом, удельная технологическая эффективность применяемых методов подтверждается и показателями экономической эффективности.

2.4. ОТЕЧЕСТВЕННАЯ И ЗАРУБЕЖНАЯ ПРАКТИКА ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ТЕПЛОВЫХ МЕТОДОВ

Несмотря на положительный эффект, который дает широкое использование методов заводнения и всех его модификаций, проблема достижения более полной нефтеотдачи пока еще не получила окончательного решения. Причинами этого являются, во-первых, неполный охват пластов заводнением, во-вторых, возникающая в результате применения заводнения необходимость отбора вместе с нефтью больших количеств воды, особенно на поздних стадиях разработки месторождений, что приводит к значительному росту затрат на добычу нефти и, в-третьих, низкий коэффициент вытеснения нефтей средней вязкости (3—30 сП) и высоковязких (более 30 сП). В таких условиях значительная роль отводится методам, принципиально изменяющим механизм извлечения нефти, в частности тепловому воздействию на пласт, которые должны применяться совместно с заводнением.

В результате прогрева существенно изменяются свойства нефти: повышается ее объем вследствие теплового расширения, значительно снижается вязкость, исключается выпадение парафина и асфальто-смолистых веществ. Капиллярные силы, удерживающие нефть в поровых каналах, также уменьшаются, благодаря чему нефть лучше отмывается водой.

Одним из важнейших достоинств термических методов является возможность применения их в неоднородных пластах. При тепловом воздействии на пласт одновременно прогреваются выше- и нижележащие пласты и пропластки. Таким образом в разработку вовлекают ранее изолированные участки пласта. Другое преимущество

теплого воздействия на пласт — снижение поверхностного натяжения на границе раздела фаз, а также изменение смачиваемости пород.

Наиболее благоприятны для применения термических методов мощные пласты, в которых потери тепла минимальны.

Существует несколько разновидностей термического воздействия на пласт: закачка перегретого пара, закачка горячей воды, создание внутрипластового движущегося фронта горения — «сухого», «влажного» и др.

Процесс по внутрипластовому «сухому» горению заключается в следующем: в пласт нагнетают воздух и с помощью электронагревателя, установленного на забое инъекционной скважины, проводят нагревание до воспламенения. Образующийся фронт горения перемещается по направлению к эксплуатационным скважинам, продвигая впереди себя нефть, вязкость которой понижается вследствие растворения в ней продуктов горения.

«Влажное» горение представляет собой комбинированное воздействие на пласт двух рабочих агентов — воды и окислителя (чаще всего воздуха) при их совместной закачке. В продолжение этого процесса извлечение нефти осуществляется как в результате вытеснения, происходящего при обычном заводнении, так и вследствие разжижения нефти, ее дистилляции и переноса в направлении вытеснения в парообразном виде. При внутрипластовом горении в пласте образуется большое количество углекислого газа, а также окислов углеводородов, действующих как ПАВ. Важнейшее преимущество «влажного» горения по сравнению с обычным внутрипластовым движущимся фронтом горения — существенное улучшение использования генерируемого в пласте тепла вследствие ускорения его переноса по ходу процесса. Закачка в пласт

воды вместе с воздухом способствует тому, что в пласте тепло распространяется впереди зоны горения. В этой области образуется непрерывно растущая зона высокой температуры, значительная часть которой заполняется насыщенным водяным паром. Вытеснение нефти в условиях высокой температуры происходит с большей эффективностью, а позади этой зоны остается только тяжелый коксовый осадок (несколько процентов от объема пор), который поддерживает процесс горения.

Для использования метода внутрипластового горения благоприятны месторождения нефти вязкостью более 25 сП с малой мощностью пластов и глубиной до 1300 м. Охват пластов процессом горения достигает 80% их объема. В зоне, охваченной горением, нефть вытесняется полностью, но 10—15% ее расходуется на процесс горения.

Основными факторами, способствующими увеличению нефтеотдачи при нагнетании горячей воды и перегретого пара, являются снижение вязкости и тепловое расширение нефти. Область применения метода закачки в пласт теплоносителей ограничивается глубиной залегания пластов. Ввиду того, что при закачке пара значительное количество тепла теряется в стволе скважины, применение пара без специальных мер по сокращению теплопотерь целесообразно лишь до глубины 1000—1200 м. Основным эффектом здесь обеспечивается прогревом пласта и снижением в результате этого вязкости нефти, поэтому применение метода оправдано на месторождениях с вязкостью нефти 30—100 сП и выше и большей мощностью пластов, по которым коэффициент нефтеотдачи в условиях режима истощения не превышает 10—20%.

Горячая вода как теплоноситель по сравнению с перегретым паром менее эффективна: потери тепла водой

в скважинах на каждые 100 м глубины составляют 2—3%. Применение горячей воды может быть целесообразно на месторождениях с глубиной залегания продуктивных пластов до 1500—1600 м в особых случаях (высокопарафинистая нефть) с целью поддержания пластовой температуры.

В связи с большой стоимостью проведения данных методов увеличения нефтеотдачи в России их применение сократилось.

В среднем в год по нефтяным компаниям тепловые методы применяются на 170 скважинах, что составляет 0,08% всех применяемых методов. Дополнительная добыча на одну скважино-операцию составляет 13,6 тыс. т, что в 15 раз выше, чем при гидродинамических методах. Однако экономический эффект составляет только 0,3 руб. на вложенный рубль.

В зарубежных странах, в том числе в США, тепловые методы широко используются, и за счет них извлекается более 60% дополнительно добытой нефти, или 23,3 млн т в год, как уже было сказано в разделе 2.2. Из тепловых методов в основном применяется паротепловое воздействие.

2.5. АКТУАЛЬНОСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ ХИМИЧЕСКИХ МЕТОДОВ В УСЛОВИЯХ СТАРЕНИЯ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Химические методы применяются для совершенствования основного метода интенсификации добычи нефти — заводнения. Они способствуют увеличению охвата пластов заводнением, улучшению вытеснения нефти водой из пористой среды. Сущность их заключается в следующем: в нагнетаемую воду добавляют различные химические реагенты для улучшения ее нефтемывающих свойств. При химических методах воздействия на пласт снижается вязкость нефти, в результате чего значительно улучшаются условия эксплуатации месторождения.

Применяются следующие методы вытеснения нефти смешивающимися с ней агентами:

- оторочкой жидких растворителей;
- обогащенным газом;
- сухим газом высокого давления.

В качестве жидких растворителей используют сжиженные углеводородные газы (бутан, пропан) и их смеси (нестабильный и стабильный бензины, широкую фракцию стабилизации), а также некоторые органические спирты. Для удешевления процесса из растворителей используется только оторочка, передвигаемая по пласту дешевым агентом — газом. Вытеснение нефти растворителями имеет широкую область применения. Оно может осуществляться на месторождениях с нефтями различного состава и при пластовых давлениях как выше, так и ниже давления насыщения нефти газом.

Вытеснение нефти сухим газом высокого давления сопровождается обменом компонентов между фазами, в результате чего газ, обогащаясь углеводородами нефти, становится более плотным, и эффективность его как вытесняющего агента возрастает. При вытеснении нефти обогащенным газом, напротив, обогащается промежуточными фракциями вытесняемая нефть.

Исходя из физической сущности процессов, вытеснение нефти сухим газом целесообразно проводить в залежах, нефть которых богата промежуточными компонентами, а обогащенным газом — в залежах с нефтями, бедными промежуточными компонентами.

Наиболее перспективными из химических методов являются теоретические методы воздействия на пласт и применение ПАВ. Добавка ПАВ в нагнетаемую воду улучшает впитывание воды в нефтенасыщенную породу, что приводит к увеличению количества нефти, вытесняемой из пористой среды, уменьшению расхода воды для вытеснения одного и того же количества нефти. Благодаря перечисленным свойствам ПАВ можно применять не только в условиях однородной пористой среды, но и в породах, состоящих из многочисленных пропластков различной проницаемости. Следует иметь в виду, что не всегда целесообразно применение ПАВ, улучшающих нефтевымывающие свойства воды: в отдельных случаях необходимо применять пенообразователи, уменьшающие фазовую проницаемость высокопроницаемых пропластков.

Эффективность применения CO_2 для повышения нефтеотдачи объясняется воздействием его на вымывающие свойства воды и физико-химические свойства нефти и пород, слагающих нефтяные коллекторы. При контакте нефти с карбонизированной водой углекислый газ, обладающий лучшей растворимостью в углеводородных жидкостях, не-

жели в воде, переходит из воды в нефть. В результате снижается вязкость нефти, увеличивается ее объем. В процессе фильтрации увеличивается проницаемость пористой среды вследствие снижения набухаемости глин и растворимости карбонатов кальция. Все это способствует охвату пласта заводнением, более равномерному продвижению фронта воды по пласту, увеличению ее вымывающей способности, что приводит к более полному вытеснению нефти из пласта. Добавление в закачиваемую воду серной кислоты способствует увеличению безводного периода разработки и повышению коэффициента нефтеизвлечения. При взаимодействии серной кислоты с компонентами нефти получаются соединения, образующие в смеси с водой анионактивные ПАВ.

Следует учитывать, что основное количество добывающих скважин на месторождениях было пробурено в период строительства, когда вопросам вскрытия продуктивных пластов уделялось мало внимания. Поскольку в процессе их эксплуатации призабойная зона загрязняется, важнейшее значение в сохранении стабильных уровней добычи и повышении нефтеотдачи имеют методы обработки призабойной зоны.

Процесс торпедирования состоит в том, что в обсадной колонне скважины, а чаще в открытом стволе против продуктивного горизонта взрывают капсулу. Образуется каверна с сетью трещин различной величины, расходящихся в радиальных направлениях. В результате теплового воздействия взрыва расплавляются парафино-асфальтовые отложения.

Этот метод применяется для первичного вскрытия продуктивных пластов в глубоких скважинах и в слабопроницаемых коллекторах, а также для инициирования гидроразрыва кислотного воздействия.

Гидропескоструйная перфорация, преимущества которой заключаются, во-первых, в том, что данным методом могут быть обработаны глубокозалегающие продуктивные горизонты (свыше 3000 м) и, во-вторых, при этом достигается более глубокое вскрытие пластов в скважине. Это позволяет значительно повысить производительность скважин путем вовлечения в эксплуатацию неоднородных по коллекторским свойствам пластов.

Солянокислотные обработки, основанные на особенности кислоты растворять карбонатные породы, способствуют расширению поровых каналов и очистке их от илистых и карбонатных материалов, растворимых в кислоте. Под действием кислоты в призабойной зоне образуются длинные кавернообразные каналы, увеличивающие область дренирования скважин.

Концентрацию кислоты подбирают в зависимости от типа обрабатываемых пород. Технология солянокислотной обработки и количество кислоты зависят также от геологических и промысловых особенностей обрабатываемых объектов. На эффективность кислотной обработки влияет литологическая характеристика пород. К числу факторов, определяющих объем закачиваемой соляной кислоты, относятся: строение продуктивной толщи в целом, ее мощность, коллекторские свойства и литологическая характеристика пород; характеристика продуктивной толщи в отношении нефте-, газо- и водонасыщенности; пластовое давление, кратность обработок, концентрация раствора и др.

Серьезным недостатком этого метода является прогрессирующее падение эффективности повторных обработок, что вызывает необходимость создания более совершенных систем кислотных обработок. Добавка к кислоте ПАВ обеспечивает более полный отмыв нефти от породы, по-

нижает межфазное натяжение на границе нефть—раствор кислоты, способствует лучшему извлечению из пласта продуктов реакции.

В настоящее время существует несколько разновидностей кислотных обработок: обычная (одноступенчатая), селективная (избирательная) и многоступенчатая.

Благоприятными объектами для применения соляно-кислотных обработок и кислотных пен считаются слабопроницаемые карбонатные породы и цементированные песчаники, в составе которых имеются карбонатные включения.

Растворы ПАВ используют для снижения вязкости нефти и очистки призабойной зоны скважин. Практика показала, что с этой целью можно с успехом применять сульфанол. В старых и обводненных скважинах химические реагенты применяются при различных методах воздействия на призабойную зону — промывке, гидроразрыве, изоляции притока пластовой воды, укреплении рыхлых пород.

Область применения физико-химических методов в основном ограничивается месторождениями с неблагоприятными для обычного заводнения условиями, т. е. с повышенной вязкостью нефти (5—20 сП), высокой неоднородностью пластов.

Удельная эффективность химических методов приведена на рис. 2.3.

Наибольшая эффективность достигнута в случае применения системного воздействия на пласты. Удельный эффект на одну скважину более чем в два раза превышает средний показатель по химическим методам.

Основная характеристика эффективности химических методов, приведенная в табл. 2.5, показывает, что в целом по всем приведенным параметрам первое место за-



Рис. 2.3. Удельная эффективность химических методов, тыс. т/скв.-опер.

нимает технология создания каверн. Достаточно высокая технологическая эффективность характерна для методов солянокислотного воздействия.

На сегодняшний день по российским нефтяным компаниям применение химических методов составляет около 35% от всех применяемых методов повышения нефтеотдачи. Дополнительная добыча составляет около 500 т на одну скважино-операцию. Чистый доход на 1 руб. затрат составляет в среднем 9,6 руб.

Таблица 2.5

**Химические технологии повышения
нефтеотдачи пласта**

Технология	Удельная технологическая эффективность, т/скв.-опер.	Продолжительность эффекта, мес	Ср. прирост дебита, т/сут	Процент успешности
Создание каверн	2096	32	2,2	94
Направленное солянокислотное воздействие	1331	25	1,9	88
Комбинированные технологии воздействия	224	10	0,8	72
Глубокое солянокислотное воздействие	1084	28	1,3	80
СНПХ-90	775	24	1,1	92

Следует учитывать, что основное количество добывающих скважин на месторождениях пробурено в период строительства, когда вопросам вскрытия продуктивных пластов уделялось мало внимания. Поскольку в процессе их эксплуатации призабойная зона загрязняется, важнейшее значение в сохранении стабильных уровней добычи и повышении нефтеотдачи имеют методы обработки призабойной зоны.

Существуют следующие основные методы обработки призабойной зоны скважин: торпедирование забоя скважин, гидropескоструйная перфорация, кислотные обработки, закачка химических реагентов.

Процесс торпедирования состоит в том, что в обсадной колонне скважины, а чаще в открытом стволе против продуктивного горизонта, проводят взрыв. Образуется каверна с сетью трещин различной величины, расходящихся в радиальных направлениях. В результате теплового воздействия взрыва расплавляются парафино-асфальтовые отложения.

Этот метод применяется для первичного вскрытия продуктивных пластов в глубоких скважинах и слабопроницаемых коллекторах, а также для инициирования гидро разрыва кислотного воздействия.

Гидropескоструйная перфорация, преимущества которой заключаются, во-первых, в том, что данным методом могут быть обработаны глубокозалегающие продуктивные горизонты (свыше 3000 м) и, во-вторых, при этом достигается более глубокое вскрытие пластов в скважине. Это позволяет значительно повысить производительность скважин путем вовлечения в эксплуатацию неоднородных по коллекторским свойствам пластов.

Солянокислотные обработки основаны на особенности кислоты растворять карбонатные породы. Они способствуют

расширению поровых каналов и очистке их от илистых и карбонатных материалов, растворимых в кислоте. Под действием кислоты в призабойной зоне образуются длинные кавернообразные каналы, увеличивающие область дренирования скважин.

Концентрацию кислоты подбирают в зависимости от типа обрабатываемых пород. Технология солянокислотной обработки и количество кислоты зависят также от геологических и промысловых особенностей обрабатываемых объектов. На эффективность кислотной обработки влияет литологическая характеристика пород. К числу факторов, определяющих объем закачиваемой соляной кислоты, относятся: строение продуктивной толщи в целом, ее мощность, коллекторские свойства и литологическая характеристика пород, характеристика продуктивной толщи в отношении нефте-, газо- и водонасыщенности, пластовое давление, кратность обработок, концентрация раствора и др.

Серьезным недостатком этого метода является прогрессирующее падение эффективности повторных обработок, что вызывает необходимость создания более совершенных систем кислотных обработок. Добавка к кислоте ПАВ обеспечивает более полный отмыв нефти от породы, понижает межфазное натяжение на границе нефть — раствор кислоты, способствует лучшему извлечению из пласта продуктов реакции.

В настоящее время существует несколько разновидностей кислотных обработок: обычная (одноступенчатая), селективная (избирательная) и многоступенчатая.

Благоприятными объектами для применения солянокислотных обработок и кислотных пен считаются слабопроницаемые карбонатные породы и цементированные песчаники, в составе которых имеются карбонатные включения.

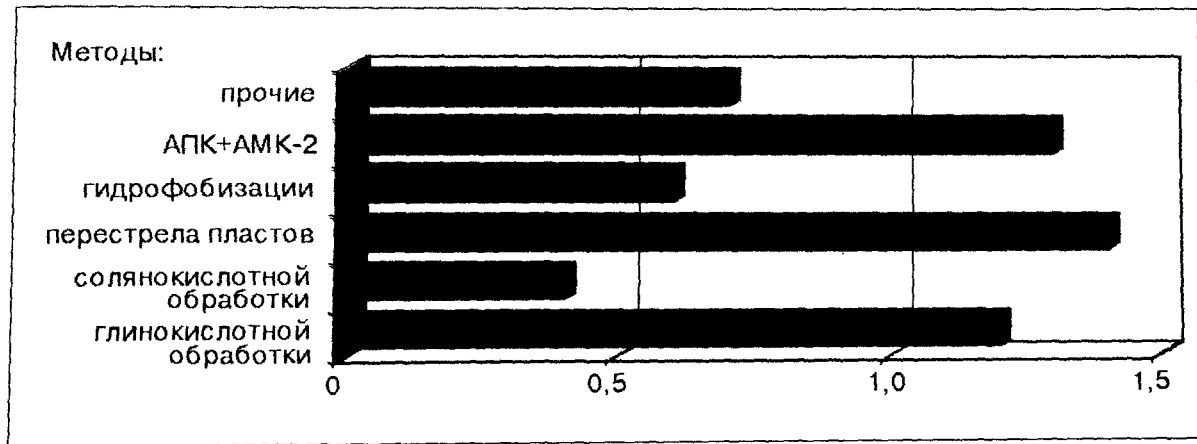


Рис. 2.4. Удельная эффективность методов по обработке призабойной зоны, тыс. т/скв.-опер.

Растворы ПАВ используют для снижения вязкости нефти и очистки призабойной зоны скважин. Практика показала, что с этой целью можно с успехом применять сульфанол. В старых и обводненных скважинах химические реагенты применяются при различных методах воздействия на призабойную зону — промывке, гидроразрыве, изоляции притока пластовой воды, укреплении рыхлых пород.

На рис. 2.4 приведена удельная эффективность методов обработки призабойной зоны, среди которых наиболее эффективными являются глинокислотные обработки, перестрел пластов и АПК+АМК-2, эффективность которых составляет в среднем 13—25 т/тыс. руб.

ГЛАВА 3

ПОФАКТОРНОЕ ПЛАНИРОВАНИЕ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ НЕФТЕГАЗОДОБЫВАЮЩЕГО ПРОИЗВОДСТВА

3.1. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ВЛИЯНИЯ РАЗЛИЧНЫХ ФАКТОРОВ НА УРОВЕНЬ ДОБЫЧИ НЕФТИ

Важнейшая составная часть планирования повышения эффективности нефтегазодобывающего производства и улучшения использования нефтяных ресурсов недр — количественная оценка влияния различных факторов на уровень добычи нефти в плановом году, определение путей и выявление резервов роста объема нефтегазодобывающего производства, обеспечение необходимых предпосылок для экономической оценки планируемых геолого-технических мероприятий и обоснования целесообразности и масштабов их применения.

При планировании добычи по факторам должны учитываться следующие требования:

- возможность дифференцированной оценки влияния различных факторов на отклонение добычи нефти по нефтегазодобывающему предприятию и по компании в целом;

- использование ранее созданных методик для определения технологического эффекта от проведения технических и технологических мероприятий на нефтяных пластах и скважинах;

- простота и надежность расчетов, основанных на использовании как проектных материалов, так и результатов обобщения фактических данных за предыдущий период.

К основным факторам, определяющим изменение добычи нефти в планируемом году, относятся:

- расширение применения и совершенствование методов воздействия на пласт;

- совершенствование способов добычи нефти;

- расширение применения и совершенствование методов воздействия на призабойную зону скважин;

- ввод новых скважин в эксплуатацию;

- изменение природных условий разработки месторождений.

Расширение применения и совершенствование методов воздействия на пласт приводит к росту добычи нефти как за счет ее интенсификации, так и за счет увеличения депрессии на пласт в результате повышения давления в линиях нагнетания воды.

Совершенствование способов добычи путем выявления рациональных границ и оптимальных условий их применения обеспечивает увеличение депрессии на пласт вследствие снижения забойного давления и повышение коэффициента эксплуатации скважин за счет уменьшения объема ремонтных работ.

Широкое применение и совершенствование методов воздействия на призабойную зону скважин способствует росту добычи нефти за счет снижения фильтрационных сопротивлений и повышения продуктивности большего числа скважин.

Серьезное влияние на формирование плановой добычи нефти в нефтегазодобывающем предприятии оказывает изменение фонда скважин или, точнее, количество скважино-месяцев, числившихся вследствие ввода новых скважин в планируемом году и круглогодичного использования новых скважин предпланового года.

Большую роль при планировании добычи нефти для улучшения экономических показателей играет учет природного фактора, т. е. изменения естественных условий разработки действующих месторождений и залежей, и доли новых месторождений в общей добыче нефти, о чем говорилось в гл. 1 и 2.

Абсолютные изменения добычи нефти по предприятиям нефтегазодобычи в планируемом году произойдут за счет следующих факторов.

Применение эффективных методов воздействия на пласт:

$$\Delta Q_i^{\text{ВП}} = \frac{Q^{\text{ВП}}}{N_i^0 \cdot \frac{t^0}{12}} \cdot \left[N_i^{\text{НС}} \cdot \frac{t^{\text{НС}}}{12} + N_{i-1}^{\text{НС}} \cdot \left(1 - \frac{t_i^{\text{НС}}}{12}\right) \right], \quad (3.1)$$

где $\Delta Q_i^{\text{ВП}}$ — абсолютное изменение добычи нефти в планируемом году по сравнению с предплановым в результате расширения применения методов воздействия на пласт, тыс. т;

$Q^{\text{ВП}}$ — общий прирост добычи нефти в результате применения методов, тыс. т;

N_i^0, t_i^0 — общий фонд нагнетательных скважин (тыс. скв.) и средняя продолжительность их использования (мес);
 N_i^{HC}, N_{i-1}^{HC} — фонд новых нагнетательных скважин, вводимых в эксплуатацию в плановом и предплановом периодах, тыс. скв.;
 t_i^{HC}, t_{i-1}^{HC} — средняя продолжительность использования новых нагнетательных скважин в год ввода их в эксплуатацию соответственно в плановом и предплановом годах, мес.

Совершенствование способов добычи:

$$\Delta Q_i^{CD} = N_i^{CD} \cdot t_i^{CD} \cdot \Delta q_i^{CD} + N_{i-1}^{CD} \cdot (365 - t_{i-1}^{CD}) \cdot \Delta q_{i-1}^{CD}, \quad (3.2)$$

где ΔQ_i^{CD} — абсолютное изменение добычи нефти в планируемом году по сравнению с предплановым в результате совершенствования способов добычи нефти, тыс. т;
 N_i^{CD}, N_{i-1}^{CD} — фонд новых добывающих скважин, вводимых в плановом и предплановом годах, тыс. скв.;
 t_i^{CD}, t_{i-1}^{CD} — средняя продолжительность использования этих скважин в планируемом и предплановом годах;
 $\Delta q_i^{CD}, \Delta q_{i-1}^{CD}$ — увеличение среднего дебита скважин, введенных в соответствующих годах, т/скв.-сут.

Применение эффективных технологий воздействия на призабойную зону скважин:

$$\Delta Q_i^{ПЗ} = Q_i^{ПЗ} \cdot q_i^{ПЗ} + (n_i^{ПЗ} - n_{i-1}^{ПЗ}) \cdot q_i^{ПЗ} \cdot k_q, \quad (3.3)$$

где $\Delta Q_i^{ПЗ}$ — абсолютное изменение добычи нефти в планируемом году по сравнению с предплановым в результате применения эффективных методов воздействия на призабойную зону, тыс. т;

$n_i^{ПЗ}, n_{i-1}^{ПЗ}$ — количество эффективных обработок призабойной зоны скважин в плановом и предплановом годах, скв.;

$q_i^{ПЗ}$ — прирост добычи на 1 обработку, т;

k_q — коэффициент, характеризующий увеличение прироста добычи нефти, приходящегося на 1 обработку.

Ввод новых скважин:

$$\Delta Q_i^{HC} = (N_i^{HC} \cdot t_i^{HC} + N_i^{HC} \cdot (12 - t_{i-1}^{HC}) \cdot q_{i-1}), \quad (3.4)$$

где ΔQ_i^{HC} — абсолютное изменение добычи нефти в планируемом году по сравнению с предплановым в результате ввода в эксплуатацию новых скважин, тыс. т;

q_{i-1} — добыча нефти, приходящаяся на скважино-месяц числившийся в предплановом году, т/сква.-мес.

Изменение природных условий:

$$\Delta Q_i^f = \Delta Q_i^y + \Delta Q_i^g, \quad (3.5)$$

где ΔQ_i^f — абсолютное изменение добычи нефти в планируемом году по сравнению с предплановым в результате изменения природных условий, тыс. т;

$\Delta Q_i^y, \Delta Q_i^g$ — планируемые изменения добычи нефти соответственно: за счет роста обводненности продукции и влияния изменения дебитов, тыс. т.

Поскольку многие факторы выступают не как слабые, а как сомножители в общем эффекте, образуется дополнительный прирост добычи нефти в планируемом году в результате совместного влияния факторов:

$$\Delta Q_i^{\text{сФ}} = \Delta Q_i^{\text{вП}} + \Delta Q_i^{\text{сД}} + \Delta Q_i^{\text{пЗ}} + \Delta Q_i^{\text{нС}} + \Delta Q_i^f. \quad (3.6)$$

Следует помнить, что определение влияния различных факторов в планируемом году на уровень добычи нефти по отдельным предприятиям или нефтяной компании невозможно без анализа и обобщения предыдущего опыта разработки месторождений и эксплуатации скважин, особенно за предплановый год.

В гл. 3.2 дается оценка влияния рассмотренных факторов на себестоимость добычи нефти.

3.2. ОЦЕНКА ВЛИЯНИЯ РАЗЛИЧНЫХ ФАКТОРОВ НА СЕБЕСТОИМОСТЬ ДОБЫЧИ НЕФТИ

Важное экономическое значение для планирования эффективности нефтегазодобывающего производства имеет оценка влияния различных факторов на себестоимость добычи нефти, которая позволяет более обоснованно выбирать основные направления развития нефтедобычи, вводить в действие неиспользованные внутренние резервы.

Главные факторы, влияющие на изменение себестоимости добычи нефти в планируемом году по сравнению с предплановым, рассмотрены в гл. 3.1.

Влияние того или иного фактора на себестоимость добычи нефти определяется сравнением данного показателя по предприятию (компании) в предплановом году с возможным его уровнем в планируемом году, рассчитанным с учетом воздействия анализируемого фактора. Абсолютное и относительное изменение себестоимости добычи нефти и экономии эксплуатационных затрат под влиянием j -го фактора рассчитывают по формулам:

$$\Delta C_i^j = \frac{U_{i-1} + \Delta U_i^j}{Q_{i-1} + \Delta Q_i^j} - C_{i-1}; \quad (3.7)$$

$$\Delta C_{\text{югн}}^j = \left[\frac{U_{i-1} + \Delta U_i^j}{(Q_{i-1} + \Delta Q_i^j) \cdot C_{i-1}} - 1 \right] \cdot 100; \quad (3.8)$$

$$\Delta \mathcal{E}_{\text{ин}}^j = \left(C_{i-1} - \frac{U_{i-1} + \Delta U_i^j}{Q_{i-1} + \Delta Q_i^j} \right) \cdot (\Delta Q_i^j + Q_{i-1}), \quad (3.9)$$

где ΔC_i^j и $\Delta C_{\text{ютн}}^j$ — соответственно абсолютное и относительное изменение себестоимости добычи 1 т нефти, обусловленное действием j -го фактора;

U_{i-1} и Q_{i-1} — эксплуатационные расходы и добыча нефти в предплановом году;

ΔQ_i^j и ΔU_i^j — соответственно изменение добычи нефти и эксплуатационных затрат под влиянием j -го фактора;

C_{i-1} — себестоимость добычи 1 т нефти в предплановом году;

$\Delta \mathcal{E}_{\text{и}}^j$ — экономия эксплуатационных затрат, полученная в результате действия j -го фактора.

Влияние применения методов повышения эффективности производства на себестоимость добычи нефти и экономию эксплуатационных затрат определяют следующим образом.

Применение методов воздействия на пласт:

$$\Delta C_i^{\text{ВП}} = \frac{U_{i-1} + \Delta U_i^{\text{ВП}}}{Q_{i-1} + \Delta Q_i^{\text{ВП}}} - C_{i-1}; \quad (3.10)$$

$$\Delta C_{\text{ютн}}^{\text{ВП}} = \left[\frac{U_{i-1} + \Delta U_i^{\text{ВП}}}{(Q_{i-1} + \Delta Q_i^{\text{ВП}}) \cdot C_{i-1}} - 1 \right] \cdot 100; \quad (3.11)$$

$$\Delta \mathcal{E}_{\text{и}}^{\text{ВП}} = \left(C_{i-1} - \frac{U_{i-1} + \Delta U_i^{\text{ВП}}}{Q_{i-1} + \Delta Q_i^{\text{ВП}}} \right) \cdot (\Delta Q_i^{\text{ВП}} + Q_{i-1}), \quad (3.12)$$

где $\Delta C_i^{\text{ВП}}$ и $\Delta C_{\text{ютн}}^{\text{ВП}}$ — соответственно абсолютное и относительное изменение себестоимости добычи 1 т нефти, вызванное методом воздействия на пласт;

$\Delta U_i^{\text{ВП}}$ и $\Delta \mathcal{E}_{iu}^{\text{ВП}}$ — соответственно дополнительные текущие расходы и экономия эксплуатационных затрат в связи с использованием эффективных методов воздействия на пласт.

Совершенствование способов добычи нефти:

$$\Delta C_i^{\text{CD}} = \frac{U_{i-1} + \Delta U_i^{\text{CD}}}{Q_{i-1} + \Delta Q_i^{\text{CD}}} - C_{i-1}; \quad (3.13)$$

$$\Delta C_{\text{югн}}^{\text{CD}} = \left[\frac{U_{i-1} + \Delta U_i^{\text{CD}}}{(Q_{i-1} + \Delta Q_i^{\text{CD}}) \cdot C_{i-1}} - 1 \right] \cdot 100; \quad (3.14)$$

$$\Delta \mathcal{E}_{iu}^{\text{CD}} = \left(C_{i-1} - \frac{U_{i-1} + \Delta U_i^{\text{CD}}}{Q_{i-1} + \Delta Q_i^{\text{CD}}} \right) \cdot (\Delta Q_i^{\text{CD}} + Q_{i-1}), \quad (3.15)$$

где ΔC_i^{CD} и $\Delta C_{\text{югн}}^{\text{CD}}$ — соответственно абсолютное и относительное изменение себестоимости добычи 1 т нефти в связи с совершенствованием способов добычи нефти; ΔU_i^{CD} и $\Delta \mathcal{E}_{iu}^{\text{CD}}$ — соответственно дополнительные эксплуатационные расходы и их экономия, обусловленные совершенствованием способов добычи нефти.

*Применение методов воздействия
на призабойную зону скважин:*

$$\Delta C_i^{\text{ПЗ}} = \frac{U_{i-1} + \Delta U_i^{\text{ПЗ}}}{Q_{i-1} + \Delta Q_i^{\text{ПЗ}}} - C_{i-1}; \quad (3.16)$$

$$\Delta C_{\text{югн}}^{\text{ПЗ}} = \left[\frac{U_{i-1} + \Delta U_i^{\text{ПЗ}}}{(Q_{i-1} + \Delta Q_i^{\text{ПЗ}}) \cdot C_{i-1}} - 1 \right] \cdot 100; \quad (3.17)$$

$$\Delta \mathcal{E}_{iu}^{\text{ПЗ}} = \left(C_{i-1} - \frac{U_{i-1} + \Delta U_i^{\text{ПЗ}}}{Q_{i-1} + \Delta Q_i^{\text{ПЗ}}} \right) \cdot (\Delta Q_i^{\text{ПЗ}} + Q_{i-1}), \quad (3.18)$$

где $\Delta C_i^{\text{ПЗ}}$ и $\Delta C_{i\text{отн}}^{\text{ПЗ}}$ — абсолютное и относительное изменение себестоимости добычи 1 т нефти, вызванное применением эффективных методов воздействия на призабойную зону скважин;

$\Delta U_i^{\text{ПЗ}}$ и $\Delta \mathcal{E}_{ii}^{\text{ПЗ}}$ — соответственно дополнительные текущие расходы и экономия эксплуатационных затрат, обусловленные получением $\Delta Q_i^{\text{ПЗ}}$.

Сумма абсолютных изменений себестоимости добычи нефти, обусловленных использованием эффективных технологий воздействия на пласт и призабойную зону скважин и применением других технических мероприятий, характеризует абсолютное изменение себестоимости добычи нефти под влиянием группового фактора — повышение технического уровня производства.

Следует отметить особенности изменения себестоимости добычи 1 т нефти и экономии эксплуатационных затрат в результате воздействия отдельных факторов повышения технического уровня производства.

При использовании технологий повышения эффективности нефтегазового производства дополнительные затраты состоят из затрат на внедрение этих технологий и переменных затрат, зависящих от изменения объема добычи нефти и жидкости, методика расчета которых дается в гл. 6.

Влияние совершенствования управления производством на себестоимость добычи нефти и экономию эксплуатационных затрат определяют по формулам:

$$\Delta C_i^{\text{уп}} = \frac{U_{i-1} + \Delta U_i^{\text{уп}}}{Q_{i-1} + \Delta Q_i^{\text{су}}} - C_{i-1}; \quad (3.19)$$

$$\Delta C_{\text{юти}}^{\text{уп}} = \left[\frac{U_{i-1} + \Delta U_i^{\text{уп}}}{(Q_{i-1} + \Delta Q_i^{\text{уп}}) \cdot C_{i-1}} - 1 \right] \cdot 100; \quad (3.20)$$

$$\Delta \mathcal{E}_{\text{ин}}^{\text{уп}} = \left(C_{i-1} - \frac{U_{i-1} + \Delta U_i^{\text{уп}}}{Q_{i-1} + \Delta Q_i^{\text{уп}}} \right) \cdot (\Delta Q_i^{\text{уп}} + Q_{i-1}), \quad (3.21)$$

где $\Delta U_i^{\text{уп}}$ и $\Delta C_{\text{юти}}^{\text{уп}}$ — соответственно абсолютное и относительное изменение себестоимости добычи 1 т нефти, вызванное совершенствованием управления производством; $\Delta Q_i^{\text{уп}}$ и $\Delta \mathcal{E}_{\text{ин}}^{\text{уп}}$ — соответственно дополнительные текущие расходы и экономия эксплуатационных затрат, обусловленные совершенствованием управления производством.

Дополнительные эксплуатационные затраты в этом случае складываются из постоянных затрат на совершенствование организации нефтегазового производства $\Delta U_i^{\text{уп}}$ и переменных затрат $U_{\text{инер}}$, связанных с изменением добычи нефти и жидкости. Кроме того, в результате совершенствования организации производства могут наблюдаться изменения в затратах и по другим статьям калькуляции, которые необходимо учитывать при определении влияния данного фактора на себестоимость добычи нефти и экономию эксплуатационных затрат. В общем виде изменение дополнительных затрат

$$\Delta U_i^{\text{уп}} = \frac{\Delta Q_i^{\text{уп}}}{f_i} \cdot U_{\text{инер}} + \Delta U_i^{\text{уп}}, \quad (3.22)$$

где $\Delta U_i^{\text{уп}}$ — дополнительные текущие затраты, непосредственно связанные с процессом совершенствования организации и управления производством.

Влияние изменения объема производства на себестоимость добычи нефти и экономию эксплуатационных затрат в результате ввода новых скважин на месторождении определяется по формулам:

$$\Delta C_i^{\text{HC}} = \frac{U_{i-1} + \Delta U_i^{\text{HC}}}{Q_{i-1} + \Delta Q_i^{\text{HC}}} - C_{i-1}; \quad (3.23)$$

$$\Delta C_{\text{ютн}}^{\text{HC}} = \left[\frac{U_{i-1} + \Delta U_i^{\text{HC}}}{(Q_{i-1} + \Delta Q_i^{\text{HC}}) \cdot C_{i-1}} - 1 \right] \cdot 100; \quad (3.24)$$

$$\Delta \mathcal{E}_{\text{иу}}^{\text{HC}} = \left(C_{i-1} - \frac{U_{i-1} + \Delta U_i^{\text{HC}}}{Q_{i-1} + \Delta Q_i^{\text{HC}}} \right) \cdot (\Delta Q_i^{\text{HC}} + Q_{i-1}), \quad (3.25)$$

где ΔC_i^{HC} , $\Delta C_{\text{ютн}}^{\text{HC}}$ — абсолютное и относительное изменение себестоимости добычи 1 т нефти в результате изменения фонда скважино-лет числившихся;

ΔU_i^{HC} , $\Delta \mathcal{E}_{\text{иу}}^{\text{HC}}$ — соответственно дополнительные текущие расходы и их экономия, вызванные изменением фонда скважино-лет числившихся.

Эксплуатационные расходы состоят из расходов на подъем $U_{\text{энерг}}$, перекачку $U_{\text{пер}}$ и подготовку дополнительной жидкости $U_{\text{подг}}$, затрат на закачку дополнительного объема воды, дополнительных затрат на амортизацию и обслуживание скважин:

$$\Delta U_i^{\text{HC}} = \Delta U_{\text{зак}}^{\text{HC}} + \frac{\Delta Q_i^{\text{HC}}}{f_i} \cdot (U_{\text{энерг}} + U_{\text{пер}} + U_{\text{подг}}) + \Delta A_i^{\text{HC}} + \Delta U_{\text{обсл}}^{\text{HC}}, \quad (3.26)$$

где $\Delta U_{\text{зак}}^{\text{HC}}$ — затраты на закачку дополнительного объема воды;

ΔA_i^{HC} — амортизация дополнительного числа скважин и их оборудования;

$\Delta U_{\text{обсл}}^{HC}$ — затраты на обслуживание дополнительного числа скважин (скважино-лет числившихся).

Расходы на обслуживание дополнительного числа скважино-лет числившихся устанавливаются на основании нормативов затрат, зависящих от фонда скважино-лет числившихся и приходящихся на один календарный скважино-год.

Затраты $\Delta U_{\text{изак}}^{HC}$ определяют аналогично затратам в предыдущих формулах. Затраты ΔA_i^{HC} рассчитывают исходя из числа новых нефтяных скважин, введенных в эксплуатацию в предплановом и планируемом годах, средней стоимости строительства одной скважины и ее обустройства в предплановом и планируемом годах, годового процента амортизации скважин и их оборудования и средней продолжительности использования одной новой скважины в предплановом и планируемом годах.

Влияние изменения природных условий разработки на себестоимость добычи нефти и экономию эксплуатационных затрат на месторождении определяют следующим образом.

Учет изменения нефтесодержания

$$\Delta C_i^f = \frac{U_{i-1} + \Delta U_i^f}{Q_{i-1} + \Delta Q_i^f} - C_{i-1}; \quad (3.27)$$

$$\Delta \mathcal{E}_{iu}^f = \left(C_{i-1} - \frac{U_{i-1} + \Delta Q_i^f \cdot P_{\text{затр}}}{Q_{i-1} + \Delta Q_i^f} \right) \cdot (\Delta Q_i^f + Q_{i-1}); \quad (3.28)$$

$$\Delta \mathcal{E}_{iu}^{f*} = \Delta \mathcal{E}_{iu}^f \cdot \frac{\Delta Q_i^{f*}}{\Delta Q_i^f}, \quad (3.29)$$

где ΔC_i^f и $\Delta C_{\text{отн}}^f$ — соответственно относительное и абсолютное изменение себестоимости добычи 1 т нефти на месторождении под влиянием изменения нефтесодержания в добываемой жидкости (предполагается, что остальные факторы не меняются);

$\Delta \mathcal{E}_{iu}^f$ — экономия эксплуатационных затрат, полученная вследствие изменения содержания нефти (при отсутствии изменения других факторов);

$\Delta \mathcal{E}_{iu}^{f*}$ — экономия эксплуатационных затрат, обусловленная изменением нефтесодержания в добываемой продукции и учитывающая долю эффекта от совместного влияния различных факторов.

Естественное изменение продуктивности скважин

$$\Delta C_i^\beta = \frac{U_{i-1} + \Delta U_i^\beta}{Q_{i-1} + \Delta Q_i^\beta} - C_{i-1}; \quad (3.30)$$

$$\Delta C_{\text{отн}}^\beta = \left[\frac{U_{i-1} + \Delta U_i^\beta}{(Q_{i-1} + \Delta Q_i^\beta) \cdot C_{i-1}} - 1 \right] \cdot 100; \quad (3.31)$$

$$\Delta \mathcal{E}_{iu}^\beta = \left(C_{i-1} - \frac{U_{i-1} + \Delta U_i^\beta}{Q_{i-1} + \Delta Q_i^\beta} \right) \cdot (Q_{i-1} + \Delta Q_i^\beta), \quad (3.32)$$

где ΔC_i^β и $\Delta C_{\text{отн}}^\beta$ — абсолютное и относительное изменение себестоимости добычи 1 т нефти под влиянием естественного изменения продуктивности скважин;

ΔU_i^β и $\Delta \mathcal{E}_{iu}^\beta$ — соответственно дополнительно текущие расходы и экономия эксплуатационных затрат, полученные в результате естественного изменения продуктивности скважин.

Дополнительные текущие расходы в случае естественного изменения продуктивности скважин формируются

из переменных затрат на подъем, перекачку и подготовку дополнительной жидкости и затрат на закачку дополнительного объема воды:

$$\Delta U_i^\beta = \Delta U_{i\text{зак}}^\beta + \frac{\Delta Q_i^\beta}{f_i} \cdot (U_{i\text{энерг}} + U_{i\text{пер}} + U_{i\text{подг}}), \quad (3.33)$$

где $\Delta U_{i\text{зак}}^\beta$ — затраты на закачку дополнительного объема воды, определяемые аналогично затратам $\Delta U_{i\text{зак}}$ в предыдущих формулах.

Влияние рассмотренных факторов на общую экономию эксплуатационных затрат можно определить также следующим образом:

$$\left. \begin{aligned} \Delta \mathcal{E}_{iu}^{\text{ВП}} &= \Delta Q_i^{\text{ВП}} \cdot C_{i-1} - \Delta U_i^{\text{ВП}} \\ \Delta \mathcal{E}_{iu}^{\text{СД}} &= \Delta Q_i^{\text{СД}} \cdot C_{i-1} - \Delta U_i^{\text{СД}} \\ \Delta \mathcal{E}_{iu}^{\text{ПЗ}} &= \Delta Q_i^{\text{ПЗ}} \cdot C_{i-1} - \Delta U_i^{\text{ПЗ}} \\ \Delta \mathcal{E}_{iu}^{\text{УП}} &= \Delta Q_i^{\text{УП}} \cdot C_{i-1} - \Delta U_i^{\text{УП}} \\ \Delta \mathcal{E}_{iu}^{\text{НС}} &= \Delta Q_i^{\text{НС}} \cdot C_{i-1} - \Delta U_i^{\text{НС}} \\ \Delta \mathcal{E}_{iu}^\beta &= \Delta Q_i^\beta \cdot C_{i-1} - \Delta U_i^\beta \end{aligned} \right\} \quad (3.34)$$

Выявление влияющих факторов позволяет своевременно спланировать комплекс геолого-технических мероприятий и провести их оптимизацию (гл. 4).

3.3. ГРАФИЧЕСКИЙ МЕТОД ПЛАНИРОВАНИЯ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТИ СКВАЖИН

Важным фактором принятия решения о необходимости осуществления мероприятий по восстановлению производительности скважин является нахождение граничных значений эффективности применяемых технологий для данных месторождений в конкретных экономических и географо-геологических условиях.

Нередко при невозможности снижения переменных и постоянных затрат возникает вопрос о прекращении добычи нефти по данной скважине. Однако к решению о временной остановке скважины необходимо подходить весьма осторожно, поскольку величина убытка может не уменьшиться, а наоборот, увеличиться, ввиду большой величины постоянных затрат, которые не поддаются уменьшению. При этом оказывается, что продолжать убыточную добычу нефти из скважин более рентабельно, чем останавливать и консервировать скважины, т. к. реализация продукции будет частично компенсировать большие постоянные затраты.

Увеличение добычи нефти может быть организовано принципиально различными методами, из которых можно выделить два направления по восстановлению производительности скважин:

- технологии с высоким уровнем постоянных затрат и более низким уровнем переменных затрат на добычу тонны нефти;
- технологии с низким уровнем постоянных затрат и более высоким уровнем переменных затрат на добычу тонны нефти.

Целесообразность применения различных технологий связана с учетом их влияния на рентабельность восстановления производительности эксплуатационных скважин. Поэтому выбор вида технологии должен проводиться с учетом ряда факторов:

- минимального дебита скважины, при котором рентабельность равна нулю, что позволяет выявить скважины, которые проведением определенных мероприятий можно вернуть в разряд рентабельных;
- степени влияния соотношения постоянных и переменных затрат на положение точки безубыточности, определяемой по экономически предельному дебиту, когда выручка от реализации продукции равна затратам.

Чем ниже ожидаемый экономически предельный дебит, тем более целесообразным с точки зрения экономической эффективности является технология с низким уровнем постоянных затрат, тем раньше будет достигнут предел безубыточности, и наступит момент получения прибыли, позволяющий окупить ранее произведенные затраты.

Для разных уровней соотношения постоянных и переменных затрат моменты достижения критического объема $Q_{кр}$ от восстановления производительности скважины будут различными. Поэтому для принятия решения о вариантах технологии необходимо иметь аналитические зависимости, позволяющие проводить оценку экономической эффективности различных вариантов технологии.

Графически критический объем определяют путем построения составляющих затрат: переменных затрат $Z^{пер} \cdot Q_{кр}$, постоянных затрат $Z^{пост}$, выручки $Ц \cdot Q_{кр}$ и суммарных затрат в функции от критического объема выпуска. Точка пересечения прямой выручки и прямой суммарных затрат представляет критический объем добычи.

Графический метод определения критической нефтедобычи по каждой скважине дает наглядную картину физической сущности точки безубыточности. Однако его практическое применение при поиске рациональных значений управляемых параметров хозяйственного механизма для добычи нефти требует многократных попыток в виде построения множества графиков (гл. 3), что очень неудобно, т. к. $Q_{кр}$ является функцией трех переменных: переменных затрат, постоянных затрат и цены продукции. Поэтому предлагается более обобщенный метод получения и анализа зависимости критического объема производства от других управляемых параметров, который позволяет отражать взаимные связи между рассматриваемыми параметрами на одном графике, осуществлять анализ, проводить оценки и принимать по обобщенному графику решение по рациональному объему добычи нефти.

Для получения обобщенной зависимости критического объема добычи нефти, пригодной для графического анализа принятия решений, перейдем от абсолютных значений трех переменных ($Z^{пост}$, $Z^{пер}$, C) к двум относительным переменным. Обозначим отношения:

$$\frac{Z^{пост}}{C} = a; \quad \frac{Z^{пер}}{C} = b. \quad (3.35)$$

Это позволяет получить набор графических решений для определения объема добычи нефти, соответствующих пределов безубыточности в виде эквидистантных кривых зависимостей $Q_{кр}$ от относительного параметра (b) при фиксированных значениях второго параметра (a), т. е. в виде $Q_{кр} = F(b)$ при $a = const$.

Графики дают возможность определить целесообразные отношения (b) и (a) при достигнутом уровне добычи

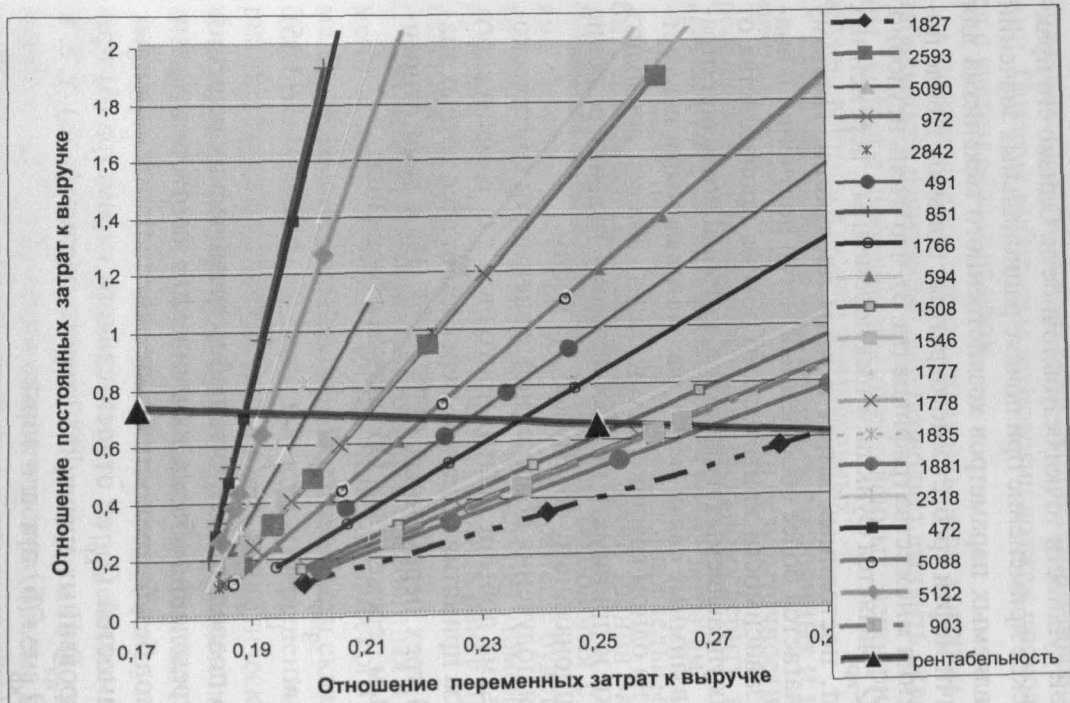


Рис. 3.1. Соотношение переменных и постоянных затрат к выручке от реализации нефти по каждой скважине, доли

нефти из-за ограничений по дебитности и обводненности с учетом и без учета мероприятий по восстановлению производительности скважин, когда имеются возможности влиять на постоянные или переменные затраты.

На рис. 3.1 приведен графический метод планирования повышения эффективности производительности скважин.

Использование теории управления позволяет давать количественную оценку по каждой скважине с учетом изменения затрат в зависимости от изменения дебита скважин, т. е. заранее прогнозировать возможность изменения экономических параметров при выборе комплекса мероприятий на действующем фонде скважин — результаты расчета по анализируемой группе скважин.

Из рисунка видно, что чем меньше доля постоянных затрат, тем экономически эффективнее результаты проведенных мероприятий по восстановлению производительности скважин вследствие снижения экономически предельных дебитов.

Данные графики могут быть использованы при принятии управленческих решений по обеспечению безубыточности добычи нефти с учетом и без учета мероприятий по восстановлению производительности скважин и при определении допускаемых значений постоянных затрат.

ГЛАВА 4

ОПТИМИЗАЦИЯ МЕРОПРИЯТИЙ ПО УВЕЛИЧЕНИЮ ДОБЫЧИ НЕФТИ

4.1. ПРОИЗВОДСТВЕННЫЕ ПРОЦЕССЫ И ИХ ОПТИМИЗАЦИЯ

В нефтедобывающем производстве эксплуатируется сложный комплекс взаимосвязанных нефтепромысловых объектов, участвующих в процессах добычи, подготовки и транспортировки нефти.

Важнейший объект этого комплекса — нефтяное месторождение — подземные продуктивные пласты, с содержащимися в них нефтью, газом и водой. Работа остальных объектов направлена на рациональное извлечение нефти и газа из этого природного коллектора. Разработка нефтяной залежи имеет свои специфические особенности, связанные с тем, что подземный коллектор является не продуктом инженерной деятельности людей, а результатом действия сил природы. Нефтяное месторождение промышленного значения имеет значительные размеры — от не-

скольких десятков до тысяч квадратных километров. И по всей этой огромной площади свойства продуктивного пласта неоднородны. Под влиянием различных факторов, действовавших в прошлом, мощность (толщина) пласта, его пористость и проницаемость на различных участках имеют разную величину. Но информация о строении продуктивного пласта ограничена и может быть получена только из небольшого числа скважин. Сведения же о параметрах и свойствах пласта на участках между скважинами, получаемые лишь косвенными методами, являются обобщенными для значительных площадей.

Если рассматривать подземный нефтяной коллектор с содержащейся в нем жидкостью как некоторый управляемый объект, а скважины, пробуренные на рассматриваемую залежь, как каналы, передающие управляющие воздействия на объект и информацию о реакциях управляемого объекта на эти воздействия, то такую систему можно исследовать известным в теории управления *методом черного ящика*.

С подземным нефтяным коллектором гидродинамически связаны пробуренные на эту залежь скважины, являющиеся единственным каналом, по которому можно управлять распределением потоков и давления в продуктивном пласте, перекрытом многометровой толщей вышележащих горных пород. Параметры скважины обычно хорошо известны, с некоторой степенью приближения известно и о свойствах процессов, происходящих при движении жидкости и газа по скважинам и опущенным в них трубам.

Если скважина эксплуатируется механизированным способом, гидродинамический поток, проходящий по пласту и скважине, также проходит через насос или оборудование, спущенное в скважину. На поверхности поток

жидкости проходит через систему наземных промысловых коммуникаций, нефтепромысловое оборудование (групповое или индивидуальное для каждой скважины) и установки подготовки нефти.

При наличии системы поддержания пластового давления вытесняющий агент (обычно вода) поступает через нагнетательные скважины в пласт и образует единый поток с жидкостью, находящейся в пласте.

Таким образом, вся система объектов, участвующих в процессе добычи, транспортировки и подготовки нефти, является гидродинамически взаимосвязанной. И изменение величины потока или давления в любом из объектов этой системы вызывает перераспределение потоков и давлений во всех остальных объектах. Кроме того, в рассматриваемой системе действуют энергетические, информационные и другие потоки. Чтобы рационально управлять такой сложной взаимосвязанной системой, необходимо учитывать множество факторов. Очевидно, что без наличия соответствующих методов нельзя учесть все действующие в системе факторы и взаимосвязи и, следовательно, невозможно найти оптимальные (наилучшие) решения по управлению.

Взаимосвязанность системы нефтепромысловых объектов не только затрудняет определение оптимальных управляющих воздействий, но и расширяет возможности для управления, поскольку любое воздействие на параметры одного из объектов вызывает изменение параметров технологического режима всей системы, т. е. изменяется режим работы всех объектов. Следовательно, при решении рассматриваемой задачи необходимо не только определить оптимальный режим эксплуатации системы нефтепромысловых объектов, но и оптимальные управляющие воздействия на их параметры.

Основными и наиболее доступными управляющими воздействиями на режим системы нефтепромысловых объектов являются изменение дебитов скважин путем регулирования величины отверстия в штуцере, изменения периодичности работы скважин и числа качаний штанговых насосов и т. д. Осуществление указанных воздействий производится при весьма небольших затратах труда обслуживающего персонала и потому широко применяется на практике. В настоящее время уже разработаны методы, позволяющие определять величину управляющих воздействий на дебиты скважин (для нагнетательных скважин — объемы закачки воды), при реализации которых можно получить, например, максимум добычи товарной нефти по месторождению без изменения параметров других нефтепромысловых объектов. При разработке этих методов было сделано допущение, что управлять системой нефтепромысловых объектов можно только изменяя дебиты скважин.

В этом случае величина каждого параметра остальных нефтепромысловых объектов остается неизменной и налагает соответствующие ограничения на выбор дебитов скважин. Эти ограничения появляются вследствие предельных для данного типа оборудования мощности, производительности, величины напора, пропускной способности и т. д. Ограничения, которые вводятся в условия задачи определения оптимальных дебитов скважин, не должны нарушаться при реализации расчетных значений дебитов. Например, если известно, что на нефтяном месторождении работает водоочистная станция с предельной производительностью в данное время года $10000 \text{ м}^3/\text{сут}$, то ограничение по производительности этой станции, введенное в условия задачи, не позволяет осуществлять объем суммарной закачки воды по всем нагнетательным скважинам более $10000 \text{ м}^3/\text{сут}$.

Этот максимальный объем воды в соответствии с теми или иными целями и условиями может быть распределен каким-то образом между скважинами, подключенными к водоочистой станции, но их суммарный объем закачки не должен превосходить предельную производительность станции. Аналогичным образом устанавливаются ограничения и по другим нефтепромысловым объектам или оборудованию. Однако изложенная выше постановка задачи не отражает всех особенностей эксплуатации нефтяного месторождения.

Как известно, параметры нефтепромысловых объектов и оборудования можно менять. Например, возможны замена оборудования более мощным или более производительным, реконструкция системы трубопроводов, изменение глубины подвески глубинных насосов и высоты мерника и т. д. В этих случаях меняются параметры нефтепромысловых объектов, а следовательно, и параметры технологического режима эксплуатации нефтяного месторождения. Для изменения параметров нефтепромысловых объектов необходимы соответствующие затраты рабочего времени обслуживающего персонала, машин, тракторов и другой спецтехники, а также затраты денежных средств на приобретение материалов и оборудования, которое устанавливается взамен действовавшего.

Хотя нефтедобывающее предприятие располагает соответствующими ресурсами, позволяющими проводить необходимые изменения параметров нефтепромысловых объектов, но эти ресурсы ограничены. Расходы довольно значительны, поэтому определение таких изменений параметров нефтепромысловых объектов, которые при наименьших затратах позволили бы получать максимальный прирост добычи товарной нефти, является весьма актуальной задачей.

4.2. ОСОБЕННОСТИ И МЕТОДЫ ОПТИМИЗАЦИИ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ НЕФТЕГАЗО- ДОБЫВАЮЩЕГО ПРОИЗВОДСТВА

Для успешного решения задач оптимизации мероприятий, направленных на увеличение добычи нефти, необходимо знать не только взаимосвязи между нефтепромысловыми объектами, но и свойства, характеристики и внутренние взаимосвязи каждого из объектов, а также происходящие в них технологические процессы. Мы не будем рассматривать все объекты, участвующие в процессе добычи нефти, остановимся только на некоторых основных, и покажем применение методов изучения объектов и формализации их характеристик.

Необходимо отметить, что абсолютно точное описание объектов и их свойств с помощью математических уравнений нецелесообразно, поскольку в этом случае потребуются значительные объемы вычислений, имеющих излишнюю точность результатов.

Точность результатов вычислений должна удовлетворять задаваемые требования, которые устанавливаются обычно исходя из практических потребностей или из результатов решения соответствующих задач. Результаты измерений, используемые как исходные данные, часто содержат ошибки, вследствие чего погрешности сохраняются и в результатах вычислений. Если все же погрешность вычисленных результатов меньше точности измерений данной величины, то реализовать вычисленную величину управляющих воздействий все равно невозможно, т. к. путем измерений нельзя проконтролировать точность установленной величины. Поэтому следует учитывать только такие свойства объектов, влияние которых

на результаты вычислений больше, чем заданная погрешность. Для этого принимаются различные допущения. Например, одним из них в рассматриваемой задаче оптимизации мероприятий по повышению добычи нефти может быть допущение о линейности характеристик некоторых объектов.

Для целей оптимизации эффективности нефтегазодобывающего производства используются на практике различные математические методы.

Стохастическое моделирование. Наряду с хорошо зарекомендовавшими себя методами корреляционного и регрессионного анализа получает распространение моделирование факторных систем для выявления аналитической связи между производственными, экономическими и экологическими показателями.

В основе стохастического моделирования лежит возможность построения соотношений функционирования объекта анализа на основе статического обобщения закономерностей изменения значений показателей производственно-хозяйственной деятельности (ПХД).

В общем виде стохастическая модель выглядит так:

$$F = a_1 \cdot x_1 + a_2 \cdot x_2 + \dots + a_n \cdot x_n, \quad (4.1)$$

где a_1, a_2, \dots, a_n — показатели ПХД;

x_1, x_2, \dots, x_n — коэффициенты регрессии, характеризующие интенсивность влияния выбранных показателей.

Необходимые предпосылки стохастического моделирования — возможность составления совокупности наблюдений, качественная однородность совокупности относительно изучаемых связей, наличие соответствующих методов.

Можно выделить следующие наиболее типичные классы задач анализа хозяйственной деятельности, для решения ко-

торых применяются методы стохастического моделирования: изучение наличия, направленности и интенсивности связей показателей производственной деятельности, ранжирование и классификация выявленных факторов, выявление аналитической формы связи между показателями, ранжирование объектов нефтегазодобычи по выбранным показателям.

Детерминированное моделирование. Наиболее важным в экономическом анализе повышения эффективности нефтегазодобывающего производства является создание моделей исследования взаимосвязей между технологическими и экономическими показателями. Выявление и исследование подобных зависимостей осуществляется при помощи методов детерминированного моделирования, наиболее часто встречающихся в анализе хозяйственной деятельности, как:

1) аддитивные модели

$$y = \sum_{i=1}^n x_i; \quad (4.2)$$

2) мультипликативные модели

$$y = \prod_{i=1}^n x_i; \quad (4.3)$$

3) кратные модели

$$y = \frac{\sum_{i=1}^n x_i}{\sum_{j=1}^m x_j}; \quad (4.4)$$

4) смешанные модели — любая комбинация первых трех типов, где y — результирующий показатель (исходная факторная модель), x_i — факторные показатели.

Имитационное моделирование. При разработке программ и планов проведения геолого-технических мероприятий на уровне нефтегазодобывающего предприятия и его

подразделений существенную помощь может оказать использование экономико-математических моделей, позволяющих многократно воспроизводить варианты проектных решений с учетом различных факторов с последующим анализом полученных результатов и выбором наиболее рационального их использования.

С помощью предложенной имитационной модели оказывается возможным создать единую структурную схему, интегрирующую функциональные элементы управления по основным производственным процессам и объектам.

Процесс имитационного моделирования описывается схемой, представленной рис. 4.1.

Основным этапом разработки имитационного моделирования является разработка моделирующего алгоритма и машинной модели объекта. Для разработки последней могут быть использованы самые различные системы ведения баз данных и языки программирования.

Нормативный метод. На основе нормативного метода формируется количественная и качественная система представлений о допустимом состоянии процесса эксплуатации нефтяных месторождений и допустимом его воздействии на экономическую среду.

Поскольку учет затрат по скважинам и месторождениям отсутствует, для их прогноза можно использовать специально разработанную систему экономических нормативов, построенную на базе соответствующей информации по предприятию.

Для этого составляется матрица влияния нефтегазового производства $A(a_{ij})$, в котором a_{ij} представляет собой меру воздействия i -го фактора на j -ю переменную состояния экономической среды. Сумму всех элементов

матрицы A можно рассматривать как итоговую меру воздействия эксплуатации месторождений на экономическую среду.

Таким образом, использование различных экономико-математических методов позволяет расширить границы оптимизации результатов технико- и эколого-экономической деятельности нефтяных компаний.

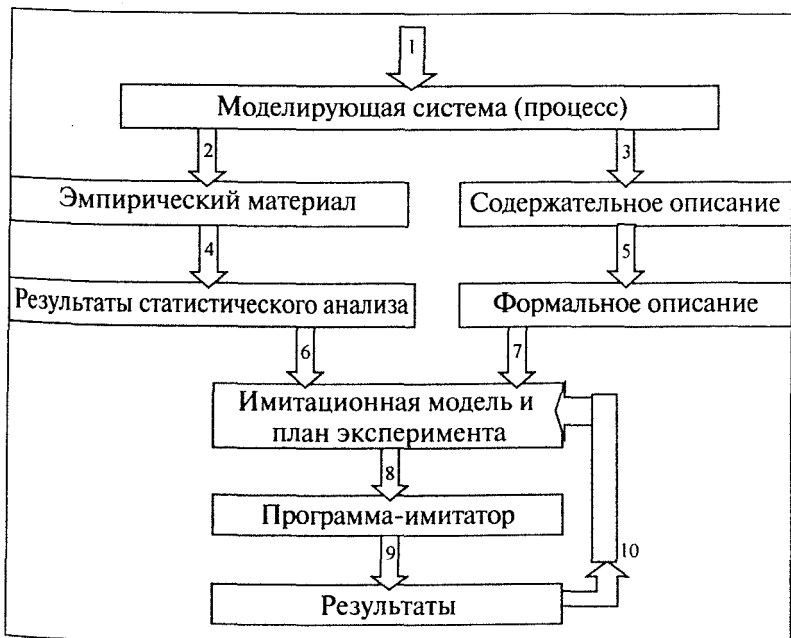


Рис. 4.1. Схема моделирования и имитации процессов: 1 — формулировка проблемы и цели; 2 — получение данных; 3 — анализ структуры и функций; 4 — стат. анализ данных; 5 — формализация; 6 — подготовка данных; 7 — алгоритмизация; 8 — программирование; 9 — проведение имитационных экспериментов; 10 — анализ результатов, переход к новому варианту модели

4.3. ВЫБОР ОПТИМАЛЬНЫХ ГЕОЛОГО-ТЕХНИЧЕСКИХ МЕРОПРИЯТИЙ, НАПРАВЛЕННЫХ НА ИЗМЕНЕНИЕ ПАРАМЕТРОВ ЭКСПЛУАТАЦИИ НЕФТЕПРОМЫСЛОВЫХ ОБЪЕКТОВ

В деятельности нефтедобывающих предприятий часто встречаются случаи, когда план реализации товарной продукции корректируется либо в сторону увеличения, либо в сторону уменьшения. Кроме того, в процессе эксплуатации нефтяного месторождения, вследствие роста обводненности продукции скважин, добыча нефти постепенно сокращается.

Для обеспечения стабилизации или, по крайней мере, для уменьшения темпа снижения добычи нефти, проводится большая работа по планированию и реализации геолого-технических и организационно-технических мероприятий, направленных на изменение параметров нефтепромысловых установок и объектов: мощности, производительности и глубины спуска подземного оборудования, пропускной способности системы наземных коммуникаций, гидродинамического сопротивления призабойной зоны и т. п. В организации указанной работы весьма важным является правильный выбор и планирование комплекса геолого-технических мероприятий, намечаемых к реализации. Включаемые в план мероприятия должны быть наиболее эффективными, обеспечивать заданный прирост добычи нефти при минимальных затратах на их осуществление. При этом затраты рабочей силы, рабочего времени агрегатов и спецмашин не должны превышать имеющихся на предприятии ресурсов.

Для решения задачи определения оптимальных воздействий на параметры нефтепромысловых объектов необходимо разработать методы достаточно точного расчета величины экономической эффективности геолого- и организационно-технических мероприятий и построить алгоритмы, т. е. правила вычислений, позволяющие выбрать оптимальный план геолого-технических мероприятий при имеющихся ограничениях по затратам денежных средств, рабочей силы, спецмашин, запасного оборудования и других материальных ресурсов.

Применяющиеся в настоящее время способы определения эффективности геолого-технических мероприятий нередко не учитывают взаимосвязей между скважинами через продуктивный пласт и всей взаимосвязанной системы нефтепромысловых объектов, участвующих в добыче нефти, что, безусловно, отрицательно сказывается на технико-экономической эффективности проводимых работ. Поскольку эти связи между скважинами имеют большое значение при определении эффективности геолого-технических мероприятий, то пренебрежение ими приводит к значительным ошибкам в расчетах. Это легко показать на простом примере. Допустим, что имеется нефтяное месторождение с фондом 200 эксплуатационных скважин, средним дебитом жидкости по каждой скважине 10 т/сут и усредненным коэффициентом обводненности 75%. Если провести некоторые мероприятия по скважине, например, имеющей обводненность продукции 90%, и при этом добиться увеличения дебита жидкости до 20 т/сут, то по существующей методике определения эффективности расчетный прирост дебита нефти от реализации этого геолого-технического мероприятия составит 2 т/сут. В данной методике не учитываются взаимосвязи между скважинами через продуктивный пласт и другие объекты. Факти-

чески при увеличении дебита на данной скважине депрессия на забоях остальных скважин уменьшится.

Измерениями, проведенными для некоторых нефтяных месторождений, и гидродинамическими расчетами установлено, что величина взаимосвязей между скважинами, которая не учитывается при определении эффективности геолого-технических мероприятий, равна уменьшению депрессии в пределах от 0,1 до 1 ат на забоях всех скважин при увеличении дебита на одной какой-либо скважине на 10 т/сут. Примем для расчета нашего примера величину взаимосвязей в 0,1 ат, т. е. самую минимальную. Тогда при увеличении дебита на скважине, где проведено геолого-техническое мероприятие, на 20 т/сут, депрессия в остальных скважинах уменьшится минимум на 0,2 ат. Если принять средний коэффициент продуктивности скважин по месторождению равным 2 т/ат, то дебит жидкости по всем 200 скважинам изменится на 8 т/сут. Поскольку средняя обводненность продукции по месторождению составляет 75%, то в результате проведения геолого-технического мероприятия дебит нефти по остальным скважинам уменьшится на 6 т/сут, — в целом по месторождению, с учетом увеличения дебита нефти по скважине, на которой проводилось геолого-техническое мероприятие (ГТМ), — на 4 т/сут.

Таким образом, в результате несовершенства методики вместо ожидаемого увеличения добычи нефти получено ее уменьшение. При этом затраченные на проведение геолого-технического мероприятия денежные средства, материалы, рабочее время обслуживающего персонала и спецмашин оказались напрасными.

Снижение дебита скважины на 10—20 кг/сут, — меньше 1% общего дебита каждой скважины, обычно невозможно установить вследствие небольшой точности заме-

ров, не превышающей 2—3%. Но, как было показано, эти незначительные уменьшения дебита каждой скважины, складываясь, дают ощутимую потерю добычи нефти.

Из сказанного видно, что разработка алгоритмов решения задачи выбора оптимальных геолого-технических мероприятий из множества потенциально возможных весьма актуальна, и применение их даст значительный технологический и экономический эффект.

Изложенная задача достаточно сложна, поскольку число потенциально возможных организационно- и геолого-технических мероприятий может быть велико, и для выбора из множества предлагаемых мероприятий некоторого оптимального комплекса требуется весьма значительный объем вычислений. При наличии ограничений по видам ресурсов, которые можно затратить на реализацию намеченных геолого-технических мероприятий, рассматриваемая задача становится сложнее. Она еще более усложнится, если учесть, что функциональные зависимости получаемого экономического эффекта от затрат на осуществление геолого-технического мероприятия заданы не в явном виде, а посредством, например, системы уравнений.

Для решения поставленной задачи может быть построена математическая модель системы нефтепромысловых объектов, которые участвуют в процессах добычи, подготовки и транспортировки нефти.

Такой моделью является следующая система уравнений:

$$\sum_{j=1}^n a_{ij}^0 \cdot q_j \leq [\Delta P_i] \quad (i = 1, 2, \dots, n) \quad (4.5)$$

$$\sum_{j=1}^n a_{ij}^1 \cdot q_j \leq [H_i] \quad (i = 1, 2, \dots, n) \quad (4.6)$$

$$\sum_{j=1}^{w_i} q_j \leq [q_i] \quad (j = m_2, \dots, m_3) \quad (4.7)$$

$$\sum_{j=1}^{w_i} (a_{ij}^1 + a_{ij}^2) \cdot q_j - \sum_{j=1}^n a_{ij}^0 \cdot q_j \leq [P_i] \quad (i = m_2, \dots, m_3) \quad (4.8)$$

$$\sum_{j=1}^n a_{ij}^0 \cdot q_j + \sum_{k=1}^v \eta_{jk} \cdot q_j^k \leq [P_i] \quad (i = 1, 2, \dots, n_2) \quad (4.9)$$

$$q_j - q_j^k \geq d_j^k \quad (k = 1, 2, \dots, v), (j = 1, 2, \dots, n_2) \quad (4.10)$$

$$q_j \leq [q_i] \quad (j = 1, 2, \dots, n_2) \quad (4.11)$$

$$q_j \geq 0; q_j^k \geq 0 \quad (j = 1, 2, \dots, n_2); (k = 1, 2, \dots, v), \quad (4.12)$$

где $[\Delta P_i]$ — максимально допустимая величина депрессии на i -й скважине;

$[H_i]$ — предельный напор, создаваемый в существующей системе сбора нефти;

$[q_i]$ — предельная производительность i -го нефтепромыслового объекта;

$[P_i]$ — максимальная величина напора насосов;

$[q_j]$ — предельная производительность установленного в скважине j -го типа насоса.

m_2, \dots, m_3 — номера нефтепромысловых объектов;

$k = 1, 2, \dots, v$ — номера скважин.

Как видно из анализа системы уравнений (4.5—4.12), увеличение дебитов скважин ограничивается фиксированными значениями правых частей неравенств. Эти значения соответствуют предельным значениям параметров установленного нефтепромыслового оборудования. Очевидно, что для увеличения добычи нефти необходимо изменить предельные значения этих параметров, что осуще-

ствляется, как известно, путем проведения геолого-технических мероприятий. Поскольку для изменения параметров установленного оборудования требуются определенные затраты, возникает задача выбора таких воздействий на параметры, которые при минимальных затратах и при условии ненарушения имеющихся ограничений позволяли бы получить заданное приращение уровня добычи нефти.

Посредством проведения геолого-технических мероприятий происходит воздействие на параметры, величина которых изменяется, а следовательно, изменяются значения соответствующих коэффициентов в математической модели нефтепромысловых объектов.

После проведения какого-либо геолого-технического мероприятия возникает новое состояние системы нефтепромысловых объектов, свойства которого отражаются математической моделью с новыми значениями коэффициентов, и наоборот, каждому изменению значений коэффициентов модели соответствует изменение параметров системы нефтепромысловых объектов. Отсюда следует, что можно математически провести такое преобразование модели, чтобы соответствующие изменения параметров реальной системы обеспечили заданный прирост добычи нефти при минимуме затрат и ограничениях по ресурсам рабочей силы, рабочего времени спецмашин и агрегатов.

4.4. ОПТИМИЗАЦИЯ РАСПРЕДЕЛЕНИЯ РЕСУРСОВ ДЛЯ ПРОВЕДЕНИЯ ГЕОЛОГО-ТЕХНИЧЕСКИХ МЕРОПРИЯТИЙ

Для проведения любого геолого-технического мероприятия необходимо затратить определенный объем ресурсов: рабочее время обслуживающего персонала и спецмашин, запасные части и запасное оборудование, материалы, топливо и другие материально-технические ценности. Поскольку все эти виды ресурсов для нефтедобывающего предприятия ограничены и лимитируются, то возникает вопрос: как распределить их, чтобы получить максимальный экономический эффект.

Определение объемов ресурсов, необходимых для проведения какого-либо геолого-технического мероприятия, обычно проводится на основе калькуляции затрат на различные операции, проводимые при осуществлении этого мероприятия, по справочникам и таблицам нормативов, а также путем обработки данных фактических затрат по аналогичным ранее выполненным работам. Но даже зная величину затрат на проведение любого вида геолого-технических мероприятий, невозможно правильно выбрать наиболее эффективное распределение имеющихся ресурсов, а следовательно, и комплекс наиболее эффективных геолого-технических мероприятий, т. к. ресурсы одного вида могут использоваться при осуществлении многих видов мероприятий. Поэтому весьма трудно угадать рациональное распределение одновременно всех видов ресурсов. Только методы, обоснованные математически, могут помочь в решении этой задачи. Для этого введем следующие обозначения:

v_i — переменная, определяющая величину изменения i -го параметра при осуществлении геолого-технического мероприятия;

b_{iu} — норматив затрат u -го вида ресурса на проведение геолого-технического мероприятия, изменяющего величину i -го параметра на одну единицу.

Общая сумма затрат любого вида ресурса не должна превышать объема, имеющегося на нефтедобывающем предприятии. Математически это может быть выражено так:

$$\sum_{i=1}^m b_{iu} \cdot v_i \leq R_u \quad (u = 1, 2, \dots, l_1). \quad (4.13)$$

На проведение геолого-технических мероприятий также должно быть дополнительно затрачено рабочее время, которое ограничено. Эти условия могут быть записаны в следующем виде:

$$\sum_{i=1}^m b_{iu} \cdot \bar{v}_i \leq R_u \quad (u = l_2, \dots, l_3). \quad (4.14)$$

В уравнении (4.14) \bar{v}_i принимает значение, равное 1, если $v_i > 0$; и $\bar{v}_i = 0$, если $v_i = 0$.

На проведение геолого-технических мероприятий отпущены определенные денежные средства. Распределение их отражено в формуле

$$\sum_{i=1}^m c_{iu} \cdot \bar{v}_i \leq R_u \quad (u = l_3, \dots, l_4). \quad (4.15)$$

В формулах (4.13—4.15) l_1, l_2, l_3, l_4 — номера ресурсов, которые должны быть ограничены; c_{iu} — коэффициенты, переводящие объем реализации геолого-технических мероприятий в затраты средств на их реализацию по u -й статье сметы затрат.

Расходы на осуществление геолого-технических мероприятий имеют значительный удельный вес в общих за-

тратах на добычу нефти. Поэтому предприятия стремятся к уменьшению этих затрат.

Очевидно, что общие затраты на проведение всех геолого-технических мероприятий есть сумма затрат на осуществление каждого из запланированных геолого-технических мероприятий и может быть определена по формуле

$$F = \sum_{i=1}^m c_i \cdot \bar{v}_i, \quad (4.16)$$

где c_i — затраты на проведение i -го геолого-технического мероприятия.

Уравнения (4.13—4.16) могут быть использованы при решении задач оптимального распределения всех видов ресурсов на предприятиях нефтегазодобычи при осуществлении геолого-технических мероприятий.

4.5. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ОПТИМАЛЬНОГО КОМПЛЕКСА ГЕОЛОГО-ТЕХНИЧЕСКИХ МЕРОПРИЯТИЙ, НАПРАВЛЕННЫХ НА ПОВЫШЕНИЕ ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТИ СКВАЖИН

Одним из важнейших аспектов деятельности аппарата управления нефтяных компаний является планирование геолого-технических мероприятий, направленных на дальнейшее совершенствование процессов добычи нефти.

Оптимальное решение этого вопроса может иметь два варианта:

1) определение комплекса геолого-технических мероприятий, обеспечивающих заданный прирост уровня добычи нефти при минимальных заданных ограничениях по существующим на предприятиях ресурсам рабочего времени обслуживающего персонала и спецмашин, резервного оборудования и запасных частей;

2) определение геолого-технических мероприятий, дающих максимум добычи нефти при заданных ограничениях по ресурсам.

Для принятия обоснованного оптимального решения необходима методика, учитывающая все существенные взаимосвязи между нефтепромысловыми объектами и ограничения по ресурсам.

Математически целевая функция в первом случае может быть сформулирована в следующем виде:

$$\sum_{i=1}^m c_i \cdot v_i \rightarrow \min . \quad (4.17)$$

Данное выражение означает, что нужно минимизировать сумму затрат на увеличение добычи нефти путем выбора оптимальных ГТМ, что приводит в конечном счете к росту прибыли и позволит улучшить параметры нефтепромысловых объектов, что в математической модели системы объектов соответствует увеличению числовых значений правых частей ограничений. Это даст возможность увеличить дебиты скважин и получить прирост добычи товарной нефти.

На основании приведенных рассуждений и анализа целевой функции легко установить, что в задаче оптимизации ГТМ переменными должны быть не дебиты, а значения правых частей ограничений математической модели. Кроме того, в условия задачи необходимо включить ограничение, обеспечивающее плановый прирост добычи нефти за счет проведения мероприятий:

$$\sum_{j=1}^m \sigma_j \cdot q_j \geq Q_H, \quad (4.18)$$

где Q_H — заданный уровень добычи нефти после реализации планируемых геолого-технических мероприятий.

Для решения поставленной задачи уравнения математической модели (4.1—4.8) и условие (4.15) преобразуются по следующим формулам:

$$v_i = \sum_{j=1}^n a_{ij} \cdot q_j \quad (i = 1, 2, \dots, m), (j = 1, 2, \dots, n)$$

$$F = \sum_{j=1}^m \sigma_j \cdot q_j. \quad (4.19)$$

Здесь m — число уравнений в математической модели системы объектов.

При преобразовании по формулам (4.19) система линейных уравнений (4.1—4.8) и (4.15) превращается в другую систему также линейных уравнений, в которых переменными являются изменения параметров j -х нефтепромысловых объектов:

$$\sum_{i=1}^m a_{ij} \cdot v_i \leq 0 \quad (j = 1, 2, \dots, n). \quad (4.20)$$

Коэффициенты системы уравнений (4.5—4.12) и (4.16) характеризуют взаимосвязи между нефтепромысловыми объектами и внутренними свойствами объектов. Преобразование (4.20) дает возможность проводить операции на отображении уравнений (4.5—4.12) и (4.18) с новыми переменными, каковыми являются значения правых частей неравенств (4.5—4.12).

Анализируя полученную систему уравнений (4.20), нетрудно заметить, что эта система вместе с целевой функцией представляет собой задачу линейного программирования. Но пока в этой задаче учитываются только взаимосвязи между нефтепромысловыми объектами и условие выполнения прироста добычи нефти. Как известно, при выборе величины изменений параметров нефтепромысловых объектов существуют ограничения, обусловленные имеющимися u -ми ресурсами, нередко дефицитными, которые могут быть израсходованы на эти цели по направлению l_1 :

$$\sum_{i=1}^m b_{ij} \cdot v_i \leq R_u \quad (u = 1, 2, \dots, l_1). \quad (4.21)$$

Одновременно на предприятиях нефтегазодобычи в связи с минимизацией ресурсов рабочего времени обслуживающего персонала, спецмашин и агрегатов вводятся следующие ограничения:

$$\sum_{i=1}^m b_{ij} \cdot \bar{v}_i \leq R_u \quad (u = 1, 2, \dots, l_2), \quad (4.22)$$

а также запасы резервного оборудования, которым может быть заменено установленное:

$$\sum_{i=1}^m b_{iu} \cdot \bar{v}_i \leq R_u \quad (u = 1, 2, \dots, l_3). \quad (4.23)$$

На проведение геолого-технических мероприятий по изменению параметров нефтепромысловых объектов могут быть наложены и другие ограничения, например, по максимальной производительности используемого оборудования, предельной дебитности скважин, экономии затрат и т. д.

Таким образом, задача определения оптимального комплекса геолого-технических мероприятий, дающих заданный прирост уровня добычи нефти, когда учитываются все взаимосвязи между нефтепромысловыми объектами и ограничения по материальным и финансовым ресурсам, может быть сформулирована в следующем виде:

$$\sum_{i=1}^m c_i \cdot \bar{v}_i \rightarrow \min \quad \text{при ограничениях}$$

$$\sum_{i=1}^m a_{ij} \cdot v_i \leq 0 \quad (j = 1, 2, \dots, n) \quad (4.24)$$

$$\sum_{i=1}^m b_{ij} \cdot v_i \leq R_u \quad (u = 1, 2, \dots, l_3)$$

$$v_i \geq 0 \quad (i = 1, 2, \dots, m).$$

Для реальных систем нефтепромысловых объектов, эксплуатирующих достаточно крупное нефтяное месторождение, размерность этой задачи такова, что объем вычислений, необходимый для получения оптимального решения, весьма значителен и требует создания информационной базы данных и разработки компьютерной модели, учитывающей все особенности эксплуатации скважин и проведения на них геолого-технических мероприятий.

4.6. МАТРИЧНЫЙ МЕТОД ОПРЕДЕЛЕНИЯ ЭФФЕКТИВНЫХ МЕРОПРИЯТИЙ ПОВЫШЕНИЯ ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТИ СКВАЖИН

Решение задачи выбора оптимальных эффективных мероприятий повышения производительности скважин (ППС), эксплуатирующих один из нефтеносных пластов, может быть осуществлено на основе формирования матричной модели.

Математическая модель оценки эффективных мероприятий ППС может быть получена путем определения величины коэффициентов связи a_{ij}^0 по экономической модели оптимизации мероприятий.

Для этого необходимо знать следующие параметры:

- вид проводимых мероприятий ППС;
- средний дебит скважины без мероприятия, т/сут;
- средний дебит скважины с мероприятием, т/сут;
- средняя обводненность скважин без мероприятия, %;
- средняя обводненность скважин с мероприятием, %;
- количество скважин, на которых проводились мероприятия;
- затраты на проведение мероприятий по каждой скважине, руб.;
- продолжительность технологического эффекта по каждой скважине, сут.

Для определения коэффициентов связи в экономической модели последовательно в каждой точке, соответствующей скважине, производилась оценка изме-

нения добычи нефти после проведения мероприятия, осуществление затрат на него и экономического эффекта.

Полученные результаты сводятся в табл. 4.1, которая используется для дальнейших преобразований и является матрицей коэффициентов в уравнениях математической модели оптимизации проведения мероприятий повышения производительности скважин.

Таблица 4.1

Коэффициенты связи между параметрами модели

№ скв.	x_1	x_2	...	x_n
x_1	a_{11}	a_{12}	a_{1k}	a_{1n}
x_2	a_{21}	a_{22}	a_{2k}	a_{2n}
...	a_{k1}	a_{k2}	a_{kk}	a_{kn}
x_n	a_{n1}	a_{n2}	a_{nk}	a_{nn}

С учетом технических и геологических особенностей составляется список потенциально возможных мероприятий и затрат на их реализацию.

Из возможных вариантов постановки задачи (максимизация добытой чистой нефти, максимизация рентабельности предприятия и т. п.) выбрана задача минимизации затрат на достижение заданного прироста уровня добычи нефти по скважинам, при условии ненарушения всех ограничений. Для этого оценивались усредненные показатели по скважинам за последние два года. Ставится задача увеличить уровень добычи до определенной величины при минимуме затрат.

Используя результаты табл. 4.1, математическая модель задачи приводится к окончательному виду, представлен-

**Матрица условий задачи определения
оптимального мероприятия**

№ скважины	Фактор			Дис-персия
	Ф1	Ф2	Ф3	
x_1				
x_2				
x_3				
x_4				
...				
x_n				
Сумма квадратичных отклонений				

ному в табл. 4.2. Матрица факторных нагрузок отражает обобщенную информацию их влияния на выбранный критерий эффективности, где под фактором 1 понимается продолжительность технологического эффекта после проведения ГТМ, сут; под фактором 2 — доля нефти в добыче жидкости; под фактором 3 — затраты на проведение мероприятия, отнесенные на 1 т дополнительно добытой нефти, руб/т.

Последняя строка отражает суммарную величину нагрузки каждого фактора на выбранный критерий: минимум затрат при максимуме технологического эффекта.

Последний столбец отражает общее влияние факторов по каждой скважине.

После реализации выбранного оптимального условия осуществления мероприятий ППС согласно расчетам должны выбираться оптимальные мероприятия.

Точность решения при выборе оптимального мероприятия ППС и определения оптимальных технологических и экономических условий эксплуатации скважин после их проведения зависит во многом от погрешности исходных данных по обводненности продукции скважин, продолжительности технологического эффекта, величины коэффициентов связи, стоимости затрат на реализацию мероприятий по ВПС. Однако решение задачи выбора оптимальных мероприятий ППС обычно достаточно стабильно и остается оптимальным даже при имеющихся погрешностях исходных данных, а погрешности в определении параметров оценки уменьшаются с увеличением числа скважин, на которых проводились мероприятия по повышению производительности.

При необходимости в матрицу задачи можно было включить неравенства, которые ограничивают затраты на проведение мероприятий ППС по имеющимся на нефтегазодобывающем предприятии ресурсам, а также возможные ограничения по соответствующим статьям затрат.

В результате решения задачи устанавливается наиболее выгодное с экономической точки зрения мероприятие для достижения заданных уровня добычи нефти и процента обводненности на скважине.

4.7. ОПТИМИЗАЦИЯ ПЛАНИРУЕМЫХ ГЕОЛОГО-ТЕХНИЧЕСКИХ МЕРОПРИЯТИЙ В НЕФТЯНОЙ КОМПАНИИ

Для правильного и обоснованного решения задачи оптимизации планов геолого-технических мероприятий необходимо располагать следующей информацией.

1. Эффективность каждого вида мероприятий на всех предприятиях нефтегазодобычи в нефтяной компании.

2. Полная таблица коэффициентов затрат каждого вида ресурсов на проведение всех видов мероприятий по каждому нефтегазодобывающему предприятию.

3. Максимально возможное количество каждого вида мероприятий, которые могут быть проведены на каждом предприятии.

4. Объемы ресурсов каждого вида по всем предприятиям и нефтяной компании.

5. Планы по увеличению добычи нефти на заданных месторождениях.

6. Возможные дополнительные технологические ограничения: предельная производительность установок по подготовке нефти, предельно возможные отборы нефти по объектам разработки месторождений.

Основным этапом в решении задач оптимизации является формализация ее условий (ограничений, критерия оптимальности, взаимосвязей между действующими факторами), т. е. выражение условий задачи в математической форме. Рассмотрим процедуру формализации поставленной выше задачи. Для этого введем следующие обозначения:

n — число видов мероприятий;

m — число нефтедобывающих предприятий нефтяной компании, для которых рассчитывается оптимальная совокупность мероприятий;

i — номер, присвоенный нефтедобывающему предприятию; индекс i принимает значения от 1 до m ;

j — номер вида мероприятий, который изменяется от 1 до n ;

r — число видов ресурсов;

u — номер вида ресурса;

a_{uj} — затраты ресурса u -го вида на проведение j -го мероприятия;

\bar{R}_{ui} — объем ресурсов u -го вида на i -м предприятии;

X_{ij} — количество мероприятий j -го вида, проводимых предприятием с индексом i .

Присвоение номеров предприятиям проводится в произвольном порядке. Замена одного номера другим ни в коей мере не сказывается на результатах решения задачи. Важно только в процессе решения не менять ранее присвоенные номера. Аналогично могут быть присвоены номера индексов различным видам геолого-технических мероприятий, проводимым на предприятии.

Используя принятые индексы предприятий и видов мероприятий, можно составить таблицу присвоения индексов для переменной X_{ij} .

В математической форме условия рассматриваемой задачи выглядят следующим образом.

Общее число мероприятий каждого вида, проводимых в целом по компании, равно сумме мероприятий этого вида по всем нефтедобывающим предприятиям.

входящим в состав нефтяной компании. Это условие относится к любому произвольно взятому виду мероприятий

$$\sum_{i=1}^m X_{ij} = X_{0j} \quad (j = 1, 2, \dots, n). \quad (4.27)$$

Система уравнений (4.27) отражает связь между отдельными предприятиями и нефтяной компанией.

Общие затраты какого-либо вида ресурса на проведение запланированных на предприятии мероприятий не могут превышать объемов этого ресурса, имеющихся на данном предприятии:

$$\sum_{j=1}^n a_{uj} \cdot X_{ij} \leq \bar{R}_{ui} \quad (u = 1, 2, \dots, r; i = 1, 2, \dots, m). \quad (4.28)$$

Очевидно, что условие (4.28) относится ко всем видам ресурсов, имеющимся на каждом нефтедобывающем предприятии, поэтому система (4.28) имеет место для всей нефтяной компании.

Кроме ресурсов, имеющихся на предприятии, некоторое количество их находится в распоряжении нефтяной компании и должно быть распределено между нефтедобывающими предприятиями. Обозначив через Y_{ui} количество ресурса u -го вида, передаваемое нефтяной компанией i -му предприятию, получим количество ресурсов u -го вида в i -м предприятии, которое равно $R_{ui} + Y_{ui}$.

Система неравенств (4.28) примет следующий вид:

$$\sum_{j=1}^n a_{uj} \cdot X_{ij} - Y_{ui} \leq \bar{R}_{ui} \quad (u = 1, 2, \dots, r; i = 1, 2, \dots, m). \quad (4.29)$$

Общее количество *i*-го вида ресурса, распределяемого между нефтегазодобывающими предприятиями, не может превышать количества этого вида ресурса, имеющегося в распоряжении нефтяной компании.

Таким образом, мероприятия, проводимые в НГДУ, должны давать эффект, который может заключаться в увеличении добычи нефти, снижении ее себестоимости и повышении прибыли для нефтяной компании в целом.

ГЛАВА 5

ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ КОМПЛЕКСА МЕРОПРИЯТИЙ ПО СОКРАЩЕНИЮ ПОТЕРЬ УГЛЕВОДОРОДОВ И ИХ ЭКОЛОГИЧЕСКИХ ПОСЛЕДСТВИЙ

5.1. ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПРОБЛЕМЫ СОКРАЩЕНИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПОТЕРЬ УГЛЕВОДОРОДОВ

Рациональное использование всех природных, в том числе вторичных, ресурсов в значительной степени расширяет сырьевую базу общественного производства: постоянно растущие объемы потребления природных ресурсов вызывают рост их дефицитности, что в свою очередь определяет значимость использования дополнительных объемов.

Современные масштабы производства характеризуются образованием значительных объемов отходов, в том

числе вредных веществ, размещение которых в окружающей среде требует проведения природоохранных мероприятий.

Рыночный механизм рационального использования природных ресурсов и охраны окружающей среды должен быть направлен на повышение степени использования всех ресурсов и отходов, способствующее расширению сырьевой базы и сохранению экологии.

Основными из широкого комплекса являются в настоящее время мероприятия по сокращению потерь углеводородов (УВ) и охране природы.

Относительно программы внедрения ресурсосберегающих технологий можно отметить, что, несмотря на наличие в отрасли технологий, которые можно отнести к указанной группе, провести их классификацию практически невозможно из-за отсутствия соответствующих методических разработок и критериев оценки. В широком смысле все эти мероприятия можно рассматривать прежде всего как природоохранные, т. к. они направлены на рациональное использование минерально-сырьевых ресурсов и, в значительной степени, на сокращение выбросов загрязняющих веществ в окружающую среду, прежде всего в атмосферу.

Необходимость экономического обоснования мероприятий по сокращению потерь УВ обусловлена тем, что нормативные потери нефти и газа на предприятиях отрасли во многих случаях меньше фактических технологических потерь. Административный метод сокращения потерь нефти путем уменьшения нормативов и реализации планов оргтехмероприятий не дает желаемого результата. В то же время сокрытие фактических потерь углеводородов является одной из причин низкой эффективности внедрения нефтесберегающих средств, а следовательно, и недостаточного финансирования разработок по сокращению таких потерь.

С точки зрения народного хозяйства потери углеводородов можно представить как разность между балансовыми запасами минерально-сырьевых ресурсов, открытых геологами и переданных добывающей отрасли, и объемом продукции, переданной нефтяной промышленностью добывающим отраслям-потребителям в виде конечной продукции. В качестве таких потерь рассматриваются потери УВ в недрах, а на поверхности — безвозвратные технологические потери. Кроме того, потери углеводородов рассматриваются по стадиям производственного процесса: в добыче нефти и газа, их транспортировании и переработке.

Объемы минерально-сырьевых ресурсов, остающихся в недрах, обусловлены геологическими и физико-химическими свойствами пласта и углеводородов, способами разработки месторождений, в частности, механизмом вытеснения нефти водой из пор продуктивного пласта. Сложность технико-экономического обоснования мероприятий по сокращению безвозвратных технологических потерь нефти и нефтяного газа, прежде всего на промыслах, обусловлена прогрессирующей обводненностью продукции, снижением добычи нефти при увеличении механизированного фонда скважин. Отсутствие пообъектной дифференциации потерь не позволяет оперативно выявлять причины их изменения по отдельным источникам, а при их росте — принимать меры в целях приведения фактических потерь в соответствие с нормативными значениями.

Безвозвратные технологические потери нефти, связанные с уносом ее как на ступенях сепарации, так и со сточными и дренажными пластовыми водами, утечками и испарениями из резервуаров, по абсолютной величине сопоставимы с добычей нефти отдельных предприятий.

До 12% общих потерь составляют потери от сепарации и испарения в резервуарах, выполняющих роль технологических устройств многофункционального назначения. Поэтому важное значение имеет совершенствование работы резервуаров.

На сепарационных установках потери составляют 2—5% общего количества. Здесь основным направлением снижения потерь является упорядочение структуры и движения входного технологического потока путем применения депульсаторов, устройств предварительного отбора газа, изменения конструкции ввода и внутреннего устройства. Существенную роль играют улавливающие устройства.

Наконец, определенная доля потерь (до 1,6% от объема добычи нефти и конденсата) связана с уносом нефти с пластовыми и дренажными водами, причем эти потери имеют тенденцию к постоянному росту.

Один из основных способов в области сокращения технологических потерь — система утверждаемых годовых нормативов таких потерь.

Действенность нормативов в сокращении потерь объясняется тем, что, согласно инструкциям и правилам, в формах отчетности, плановых и бухгалтерских документах величина указываемых потерь не должна превышать нормативную. Сверхнормативные потери не допускаются или описываются отдельным актом.

Во всем мире учет потерь нефти в настоящее время производится или расчетом, или косвенным методом по результатам экспериментов, проводимых на производственных объектах нефтепромыслов и магистрального транспорта нефти. Это связано с тем, что не существует приборов непрерывного измерения потерь нефти и нефтяного газа. Более того, по оценкам зарубежных спе-

циалистов, такие приборы, если их удастся создать, в эксплуатации будут значительно дороже стоимости сокращенных потерь. В нашей стране величину потерь также определяют расчетом или косвенным методом.

Сверхнормативные потери нефти предприятия указывают крайне редко. Между тем сравнение объемов потерь нефти, определенных по нормативам, и суммарных выбросов УВ в атмосферу свидетельствует о том, что фактический объем потерь превышает нормативный.

Согласно инструкции по учету нефти на нефтегазодобывающих предприятиях, величина нормативных потерь включается в валовую добычу нефти, что в определенной степени сдерживает стремление сокращать такие потери. К тому же внедрение нефтесберегающих средств часто оказывается экономически неэффективным вследствие высокой стоимости.

Экономическую оценку потерь углеводородов проводят на нефтегазодобывающих предприятиях сопоставлением технологически обусловленного уровня потерь с предельным экономически обоснованным. В качестве основного положения использовано определение норматива технологических потерь: средневзвешенная удельная величина допустимых технологических потерь принимается за нормативную и выражается в процентах от объема добытой нефти и углеводородного конденсата.

Таким образом, вся система используемых в настоящее время нормативов базируется на понятии «допустимые потери», при котором нормирование технологических потерь представляет собой определение плановой научно обоснованной меры допустимого ущерба от технологически безвозвратных потерь.

Допустимые технологически обусловленные потери — это потери углеводородов при проектном обустройстве и

параметрах работы оборудования нефтепромысловых объектов или при установленном технологическом регламенте. Величина допустимых технологических потерь должна определяться при аттестации промысловых объектов и вноситься в Паспорт нефтепромыслового объекта.

В основе построения нормативов лежит базовый уровень и степень снижения его в результате проведения мероприятий по улавливанию легких фракций. Таким образом, оценке подлежат не сами нормативы потерь, а степень их снижения. Экономическое обоснование степени снижения норматива тесно связано с определением экономической эффективности мероприятий, которые направлены не только на улучшение производственных показателей предприятия, но и на уменьшение загрязнения окружающей среды.

Поэтому основным элементом служит экономическая оценка предотвращенного и остаточного ущербов.

Предотвращенный ущерб ΔU от воздействия промышленности на окружающую среду является комплексной величиной и представляет собой потери и затраты, возникающие вследствие антропогенного воздействия объекта на природу.

5.2. ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИРОДООХРАННЫХ И РЕСУРСОСБЕРЕГАЮЩИХ ТЕХНОЛОГИЙ

При планировании программы мероприятий по охране окружающей среды необходимо стремиться к проведению эколого-экономической экспертизы каждого планируемого природоохранного мероприятия, с тем чтобы затраты на него по меньшей мере не превышали сумму предотвращенного экономического ущерба и возможного дополнительного дохода от утилизируемых загрязняющих веществ. Тем самым достигается основная цель — максимально возможное снижение остаточного экономического ущерба в результате выполнения нормативных требований к выбросу (сбросу) загрязняющих веществ.

В соответствии с отечественными и зарубежными методическими рекомендациями оценка экономической эффективности природоохранных мероприятий многоцелевого назначения определяется:

- соизмерением затрат и результатов на осуществление природоохранных мероприятий;
- определением величины предотвращенного ущерба.

В отдельных случаях при оценке экономической эффективности учитывается дополнительный эффект за счет утилизации отходов производства и вторичного использования их.

При рекультивации должен учитываться дополнительный эффект за счет получения продукции с восстановленных площадей.

Показатели затрат и результатов инженерно-технических решений природоохранного назначения определяются применительно к первому году после ввода объекта в постоянную эксплуатацию. Затраты и результаты могут определяться в квартальном и годовом исчислении в зависимости от получаемой исходной информации.

В соответствии с требованиями современных методик необходимо при определении экономической эффективности природоохранных мероприятий привести затраты разных лет к единому базисному году путем умножения их на коэффициент приведения, вычисляемый по формуле

$$\beta = \frac{1}{(1+r)^t}, \quad (5.1)$$

где β — коэффициент приведения;

t — период приведения, год;

r — ставка дисконта (для ПОМ $r = 0,04$; для рекультивации и восстановления лесных насаждений — $0,03$).

При решении одноцелевой задачи по предотвращению или сокращению негативного воздействия объекта на природную среду чистый дисконтированный доход (ЧДД) равен величине дисконтированного предотвращенного ущерба ΔU_i , за минусом суммарных дисконтированных затрат ΔZ_i :

$$\text{ЧДД} = \sum_{i=1}^T \Delta U_i - \sum_{i=1}^T \Delta Z_i, \quad (5.2)$$

При решении многоцелевой задачи в процессе осуществления природоохранных мероприятий, базирующихся на новой технологии, или при утилизации отходов производства

$$\text{ЧДД} = \sum_{i=1}^T \Delta U_{jt} + \sum_{i=1}^T D_{jt} - \sum_{i=1}^T Z_{jt}, \quad (5.3)$$

где $\sum_{t=1}^T D_{jt}$ — суммарный чистый доход от производства j -й ресурсосберегающей технологии;

$\sum_{t=1}^T \Delta Y_{jt}$ — суммарный предотвращенный ущерб при использовании j -й ресурсосберегающей технологии.

Критерием для выбора лучшего варианта является максимум ЧДД за весь период эксплуатации экологического объекта.

Величина капитальных вложений на проведение рекультивационных мероприятий (K_p), представляет собой сумму затрат на технический (K_p^T) и биологический (K_p^B) этапы рекультивации:

$$K_p = K_p^T + K_p^B. \quad (5.4)$$

Экономическая эффективность рекультивационных работ (\mathcal{E}_p) рассчитывается с учетом соответствующих эколого-экономических коэффициентов, определяющих степень освоения территории, характер технического нарушения земель, вид их дальнейшего использования и зону расположения объекта рекультивации:

$$\mathcal{E}_p = \frac{\text{ЧДД}_p}{\sum_{t=1}^T (K_p^T \cdot \beta^T + K_p^B \cdot \beta^B)}, \quad (5.5)$$

где ЧДД_p — чистый дисконтированный доход, получаемый в результате рекультивации;

β^T и β^B — коэффициенты приведения затрат соответственно на технический и биологический этапы рекультивации к моменту завершения рекультивационных работ.

Следует учитывать прямой и косвенный ущербы, которые в свою очередь могут быть экономическими, социально-экономическими и эколого-экономическими.

Прямой ущерб проявляется непосредственно на объектах, расположенных в зоне негативного воздействия нефтегазового производства; косвенный — в смежных производствах, на объектах непроектной сферы и в природной среде.

Экономический ущерб — это затраты и потери в стоимостном выражении, возникающие вследствие загрязнения окружающей среды, то есть превышения содержания различных веществ в окружающей среде по сравнению с ее естественным состоянием, либо сверх предельно допустимых концентраций, регламентированных нормами.

Социально-экономический ущерб — стоимостные потери, связанные с повышением заболеваемости населения в зоне влияния источника загрязнения, и затраты на восстановление трудоспособности людей и социальное страхование.

Эколого-экономический ущерб — потери природных ресурсов, обусловленные ухудшением состояния окружающей среды вследствие влияния промышленного производства или других видов хозяйственной деятельности и затраты на их компенсацию или восстановление.

Эколого-экономический ущерб от выбросов (сбросов) загрязняющих веществ (Y) состоит из суммы локальных ущербов:

$$Y = Y_{\text{лх}} + Y_3 + Y_{\text{жкх}} + Y_{\text{сх}} + Y_{\text{п}}, \quad (5.6)$$

где $Y_{\text{лх}}$ — экономический ущерб, наносимый лесному хозяйству;

Y_3 — экономический ущерб, наносимый от повышенной заболеваемости населения;

$Y_{\text{жкх}}$ — экономический ущерб, наносимый жилищно-коммунальному хозяйству;

$U_{сх}$ — экономический ущерб, наносимый сельскому хозяйству;

$U_{п}$ — экономический ущерб, наносимый промышленному производству.

В соответствии с отечественными методическими рекомендациями величины локальных ущербов определяется следующим образом:

- ущерб коммунальному хозяйству — перемножением удельного ущерба на численность населения в зоне с данным уровнем загрязнения и коэффициент, зависящий от общей численности населения района;

- ущерб сельскому хозяйству — перемножением удельного ущерба на площадь загрязняемых сельскохозяйственных угодий и районный коэффициент, определяющий эффективность сельскохозяйственного производства в данном районе;

- экономический ущерб производства, состоящий из дополнительных затрат на компенсацию последствий ускоренного износа элементов основных фондов, рассчитывается перемножением показателя удельного ущерба на среднегодовую балансовую стоимость основных фондов и районный коэффициент, определяющий скорость разрушения основных фондов в различных климатических условиях.

Наибольшие сложности связаны с определением ущерба от заболеваемости. В зарубежной практике имеется ряд методик в этой области, которые не нашли применения в России.

5.3. ЗАРУБЕЖНЫЙ ПОДХОД К ОЦЕНКЕ ЭКОЛОГИЧЕСКИХ ПОСЛЕДСТВИЙ

Основными зарубежными методиками в отношении экономической оценки экологических последствий являются:

- Анализ затрат и выгод (АЗВ).
- Анализ эффективности затрат (АЭЗ).
- Многоаспектный анализ (МАО).
- Анализ риска и выгод (АРВ).
- Анализ принятия решений (АПР).
- Анализ экологических последствий (АЭП).

Анализ затрат и выгод (АЗВ) исходит из измерения последствий стратегического действия, насколько это возможно, в денежном выражении. Хотя затраты и выгоды часто фиксируются в денежном выражении, они не обязательно соответствуют реальному и определяемому получению наличных денег.

АЗВ является просто инструментом принятия решений, с помощью которого проект оценивается на основе сопоставления связанных с ним затрат и выгод. Если предложение обеспечивает чистую выгоду, оно может быть утверждено, и различные проекты могут быть ранжированы в зависимости от размера чистой выгоды. Однако концепции затрат и выгод и порядок их определения в ходе анализа требуют некоторого краткого объяснения.

В рамках АЗВ проводится различие между номинальными, финансовыми и экономическими стоимостями. Нефтяная компания интересуется фактическими денежными затратами и доходами от своего проекта и учитывает его чистые последствия.

В *анализе эффективности затрат* (АЭЗ) затраты измеряются в денежном выражении, а выгоды — нет.

Многоаспектный анализ (МАО) предполагает применение нескольких критериев при оценке эффективности и приобретает значительную сложность, когда имеется несколько выгод и каждая из них выражается в своих единицах.

Многие проекты связаны с элементами риска, в особенности с изменениями, связанными с риском для здоровья. *Использование анализа риска и выгод* (АРВ) не означает подхода к проблеме устранения риска как такового. Риск измеряется в выражениях ожидаемого ущерба или ожидаемой потери жизни.

Анализ принятия решений (АПР) разработан, в основном, в контексте неопределенности результатов конкретных действий, например, когда для каждого действия или проектного решения имеется какой-то диапазон возможных результатов в зависимости от преобладающего состояния окружающей среды. Теория принятия решений не является альтернативой ни анализа затрат и выгод, ни анализа эффективности затрат, а фактически продолжением или развитием этих методик в зависимости от того диапазона, в котором усматривается неопределенность.

Анализ экологических последствий (АЭП) уделяет особое внимание экологическим последствиям действия и может включать денежную оценку идентифицированных последствий. Основными недостатками такой методики являются ее дороговизна и сложность выполнения, а также то, что она может вылиться в план уменьшения последствий настолько дорогой, что весь проект становится неоправданным. Аналогом данной методики в российской практике является оценка воздействия на окружающую среду (ОВОС).

Проведенный анализ методик свидетельствует, что центральную роль в них играет АЗВ, а АЭЗ применяется тогда, когда трудно правильно измерить выгоды от проекта. АРВ можно использовать в качестве частного случая АЭЗ, а АЭП является важным инструментом для документирования экологических последствий, хотя его следует применять с осторожностью — так, чтобы не подрывать ценные эколого-экономические проекты вводом в них слишком высоких затрат на уменьшение экологических последствий. Другие методики, такие как МАА и АПР, представляются излишне жесткими и требующими слишком много информации для применения. И ни одна из этих методик не дает удовлетворительного ответа на вопрос о неопределенности.

Когда экологический компонент представляется технически отделимым, есть смысл рассматривать его отдельно только в том случае, если связанные с ним выгоды и затраты могут быть измерены правильно и полно. К экологическому компоненту следует применять другие правила. Идея заключается в том, что если развитие должно быть сохраняемым или устойчивым в долгосрочной перспективе, ключевые экологические ресурсы необходимо защищать и охранять вне зависимости от их текущей стоимости, которая к тому же во многих случаях никак не может быть правильно оценена.

Чтобы оценивать затраты и выгоды в зависимости от доходов, затронутых эколого-экономическим проектом лиц, в АЗВ используют «весовые коэффициенты доходов или потребления», основанные на относительном уровне дохода или потребления затронутого лица. Эти весовые коэффициенты рассчитываются исходя из предполагаемой «предельной полезности дохода или потребления», которая определяет, как быстро убывает ценность дополни-

тельной единицы дохода по мере его возрастания. Чем выше скорость этого убывания, тем меньший весовой коэффициент присваивается получением и расходам.

Весовые коэффициенты определяются по формуле

$$W_i = (C_i/C)^\mu, \quad (5.7)$$

где C — средний уровень дохода;

C_i — уровень потребления i -го дохода;

μ — эластичность предельной полезности дохода.

В методике денежной оценки (МДО) ключевой концепцией в оценке экологических выгод или затрат является выход на понятие полной экономической стоимости (ПЭС), определяемой так:

ПЭС = стоимость фактического использования + стоимость вариантов использования + стоимость наличия.

Стоимость фактического использования включает как прямую выгоду от личного использования, так и выгоды, приходящиеся на других лиц и называемые внешними, или попутными, выгодами или ценностями.

Стоимость вариантов использования представляет собой разницу между ценой, которую потребитель готов заплатить за право использования товара в будущем, и ожидаемой ценностью, которую он от него получает, — то есть ожидаемый излишек потребителя.

Смысл опционной стоимости (то есть цены, которую человек был бы готов заплатить за будущие выгоды) в том, что если ответственное лицо оценивает выгоды только в форме ожидаемых будущих выгод, этого недостаточно, и надо к этому добавить опционную стоимость, так чтобы общая сумма вышла на опционную цену.

В стоимость наличия входит значительная часть ценности сохранения природных ресурсов.

В общем контексте рассчитываются величины полной экономической стоимости. Здесь есть три момента.

Первый из них — необратимость. Если какой-либо природный актив не сохранять, он, скорее всего, пропадет с малой вероятностью восстановления. Второй момент — неопределенность: будущее неизвестно, и поэтому появляются потенциальные затраты в том случае, если актив уничтожен и возможность выбора в будущем потеряна. Третий момент — уникальность.

Подходы к экономическому измерению экологических выгод можно классифицировать как:

- основанные на прямой и косвенной рыночной информации, такой как цены собственности, ставки заработной платы, расходы на взаимосвязанные товары;

- при отсутствии рыночной информации — основанные на предпочтениях;

- основанные на данных о дозах загрязняющих веществ и реакции на них, увязывающих экологические изменения с загрязняющими веществами.

Во всех случаях решением задачи является выявление индивидуальных ценностей, выраженных в форме либо готовности платить за экологическое ухудшение, либо готовности получить вознаграждение за экологическое улучшение. В первых двух случаях либо извлекается рыночная информация, либо уточняются выраженные предпочтения при отсутствии рыночной информации. При этом связь между готовностью платить или получить оплату и измеряемой ценностью значительно яснее, чем в третьем случае, когда методика полагается на научные и инженерные данные.

Процесс денежной оценки сужает диапазон неопределенности и делает процесс принятия решения более рациональным. Методики оценки на основе «доза — реак-

ция» направлены на определение расчета взаимоотношения типа «доза — реакция» между загрязнением и его определенным последствием, и только после этого применяется мера экономической стоимости этого последствия. Примером такого взаимоотношения является воздействие загрязнения на здоровье и на физический износ материальных активов.

Выбор метода обычно зависит от имеющихся в наличии данных, ресурсов и определенных условий для экономической оценки технологий, направленных на сокращение потерь углеводов и охрану окружающей среды.

5.4. ЭКОНОМИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ЭКОЛОГИЧЕСКИХ РИСКОВ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ НЕФТЕПРОМЫСЛОВЫХ ОБЪЕКТОВ

При выборе объекта для ремонта необходимо учитывать как возможность аварии (технический риск), так и ее последствия (экологический риск). Очевидно, что при выборе одного из двух объектов может оказаться, что у одного из них риск аварии выше, зато авария на втором приводит к более серьезным экологическим последствиям. В этом случае предпочтение одного объекта другому при формировании очередности ремонта не является однозначным.

Природа технического риска состоит в том, что в процессе эксплуатации составные элементы системы нефтедобычи изнашиваются. Износ проявляется в виде отказов: чем чаще отказывает элемент системы, тем более он изношен, а значит, тем выше технический риск его эксплуатации. Поэтому в качестве меры технического риска можно использовать срок эксплуатации обследуемого объекта.

Но, как уже было сказано, отказы в системе нефтедобычи, как правило, приводят к загрязнению окружающей среды, то есть к дополнительным затратам. Очевидно, чем большими будут потери при авариях, тем выше следует считать и экологический риск, а поэтому в качестве меры экологического риска можно использовать величину материального ущерба от аварии, включая ущерб окружающей среде.

Расчет и анализ риска является тем методическим инструментом, при помощи которого потенциальная опасность может быть оценена количественно.

Потенциальная опасность эксплуатации нефтепромысловых объектов характеризуется двумя составляющими величинами — вероятностью возникновения аварии и величиной возможного эколого-экономического ущерба.

В технологическом смысле анализ риска представляет собой последовательность действий, упорядоченную по следующим этапам:

- 1) числовая оценка риска;
- 2) анализ структуры риска;
- 3) управление риском.

Учитывая фактор неопределенности в стратегии принятия экономических решений при эксплуатации нефтяного месторождения, предлагается использовать методический подход к экономической оценке и прогнозированию техногенных и экологических рисков на скважину и природоохранных затрат на их снижение на основе имитационной модели.

Общая логическая последовательность количественного анализа риска может быть представлена в виде следующей блок-схемы (рис 5.1).

На первом этапе формулируются основные цели и задачи оценки. С учетом исходной информации определяется необходимая глубина анализа и строится общий алгоритм (стратегия) решения поставленной задачи. Здесь же вырабатываются требования к информационному обеспечению отдельных этапов анализа. В зависимости от исходной цели проводится анализ технологической специфики самого объекта или в целом системы «объект — окружающая среда». С учетом требований пер-

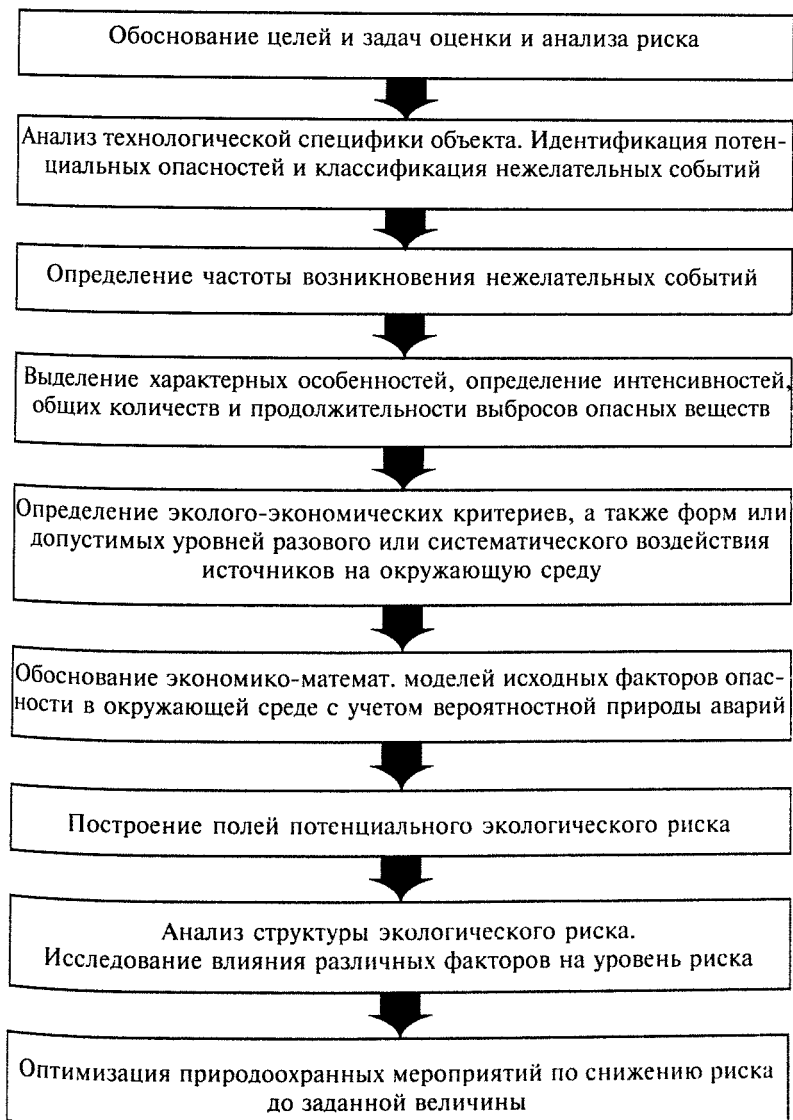


Рис. 5.1. Логическая последовательность количественного анализа экологического риска и его экономической оценки

вого этапа рассматривается и анализируется информация по технологии, характеристикам основного оборудования. При этом следует подчеркнуть, что речь идет в первую очередь об информации, непосредственно или косвенно влияющей на возникновение, варианты (сценарии) развития и последствия аварий.

Большинство опасностей на промышленных объектах возникает в результате плановых (организованных) или аварийных (нерегламентированных) поступлений (выбросов, сбросов) в окружающую среду вредных (токсичных) или взрывопожароопасных веществ, а также в результате быстротечных выделений больших количеств энергии. Эти опасности имеют различную природу происхождения, механизм и специфику воздействия на человека, оборудование и природную среду, а также потенциальные масштабы распространения в окружающем пространстве. В этой связи необходимым этапом анализа является проведение идентификации характерных опасностей на рассматриваемом объекте, прежде всего по физическому принципу.

Идентификация потенциальных опасностей позволяет перейти к составлению общего перечня возможных на нефтяном объекте аварий, к их анализу и систематизации.

Переход от качественного описания механизмов возникновения и развития аварий к анализу количественных закономерностей физических эффектов осуществляется с использованием комплекса экономико-математических моделей.

Переход к оценке и анализу прямых и косвенных последствий от возникновения и развития аварий требует четкого определения и классификации как самих субъектов воздействия, так и возможных мер воздействия.

При комплексном анализе последствий от различного рода аварийных воздействий необходимо учитывать время их действия.

Исходные механизмы возникновения аварий и сценарии их последующего развития на окружающее пространство неравнозначны, поэтому число формальных вариантов анализа в зависимости от степени детализации может достигать нескольких тысяч. Важным является обоснование вероятности (частоты) возникновения негативных событий, как фактора предварительного ранжирования их значимости (веса), что позволяет уже на начальных этапах выделить соответствующие приоритеты. Итогом такого анализа должно явиться построение некоторой матрицы, отражающей связь между вероятностью события, сценарием формирования «функции источника» и характеристиками поступающей в окружающую среду массы вещества. Для определения вероятностей исходных событий используются прежде всего соответствующие отраслевые базы статистических данных по характерным отказам и авариям нефтепромысловых объектов.

Общим итогом последовательного выполнения вышеперечисленных этапов является построение функциональной связи между величиной ожидаемого ущерба и вероятностью его возникновения. В рамках единой шкалы используется понятие риска, объединяющее вероятность события и его последствия.

Так как понятие риска является универсальной количественной мерой потенциальной опасности, это позволяет:

- провести корректировку исходных целей и стратегии решения задач анализа риска;
- провести сравнение опасностей различной природы и механизмов действия;

- провести классификацию и ранжирование потенциальных источников опасности по их вкладу в интегральные показатели риска нефтедобывающего предприятия;

- изучить механизм и исследовать причинно-следственную логику возникновения и развития аварий, а также влияние на показатели риска различных факторов технологического, природного и социального характера;

- обеспечить направленное снижение рисков за счет оптимального управления технологическими и организационно-методическими факторами воздействия (снижение вероятности, уменьшение величины ущерба) с учетом ограничений по ресурсам.

Методология анализа риска обладает достаточно гибкой структурой и ее составляющие можно вводить в действие избирательно, в различной последовательности, упорядоченной по выбранным приоритетам с учетом исходных целей, а также финансовых и технических возможностей.

Для этого может быть использован типовой алгоритм расчета экологического ущерба при авариях объектов системы нефтегазодобычи (рис. 5.2), который позволяет построить прогноз экономического ущерба от аварий на основе использования детерминированной факторной модели (гл. 4.2).

Для оценки техногенного риска используется вся доступная информация о системе — ее структуре, техническом состоянии, в том числе ретроспективные данные об отказах и авариях.

Для оценки экологического риска предлагается использовать информацию, рассчитанную методом экспертных оценок.

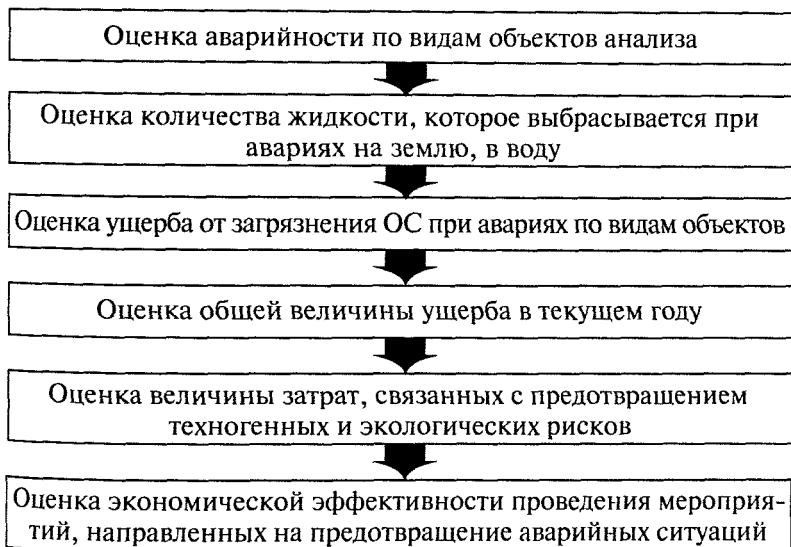


Рис. 5.2. Алгоритм расчета экономического ущерба при авариях системы нефтегазодобычи

Основными источниками загрязнения почвы и питьевых вод при эксплуатации добывающих скважин, как уже говорилось в гл. 1.3, являются утечки продукции скважин (скважинная жидкость — нефть, пластовая минерализованная вода, углеводородные нефтяные газы, сероводород) из-за износа уплотнителей устьевого сальника, неплотности фланцевых и резьбовых соединений обвязки устьевого арматуры, задвижек, а также проливы жидкости при отборе проб продукции скважин.

Количественная оценка объемов жидких загрязнений приведена в табл. 5.1 и базируется на реальном техническом состоянии фонда скважин.

Фонд скважин и количество капитальных и текущих ремонтов одного из нефтегазодобывающих предприятий, расположенного в Урало-Поволжье, приведены в табл. 5.2.

Оценка технического состояния фонда скважин

Источник загрязнения	Аварийность, %	Удельные потери, м ³ /сут	Состав, %	
			рассол	нефть
Устьевой сальник	16	4	90—95	5—10
Резьбовые и фланцевые соединения	20	3	90—95	5—10
Эксплуатационная колонна	2	12	90—95	5—10
Ремонт скважин	70	3	90—95	5—10

Статистический анализ показал, что в среднем каждая добывающая скважина 0,75 раз в год находится в ремонте (табл. 5.2).

Вместе с внутрискважинным оборудованием на поверхность поднимается и выбрасывается, по оценке экспертов, 1...3 т нефти и около 3 м³ рассола минерализацией до 230 г/л, что приводит к замазучиванию 50 м² почв/грунтов и загрязнению 690 м³ пресных подземных и поверхностных вод на один источник.

В экономическом плане ущерб выражается суммой затрат: на восстановление окружающей среды (сбор и вывоз разлитой нефти и ликвидацию замазученности почвы), вынужденный простой скважины и последствий загрязнения окружающей среды, что можно выразить в виде суммарной величины ущербов Y .

Таблица 5.2

Характеристика ремонтов и фонда скважин

Показатель	1997 г.	1998 г.	1999 г.	2000 г.
Фонд скважин	1593	1541	1557	1713
Ремонты	1153	1045	1093	1210

В результате величина экономического ущерба Y_i по каждому виду аварий на объекте системы нефтегазодобычи рассчитывается по формуле 5.8.

Для оценки суммарного экономического ущерба от аварийности по скважинам формула будет иметь следующий вид:

$$Y_c = \sum_{i=1}^4 Y_i, \text{ тыс. руб.}, \quad (5.8)$$

где Y_c — суммарный экономический ущерб при аварийности скважин;

$$Y_i = Y_1 + Y_2 + Y_3 + Y_4;$$

Y_1 — ущерб от негерметичности устьевого сальника;

Y_2 — ущерб от неплотности резьбовых соединений;

Y_3 — ущерб при нарушении в эксплуатационной колонне;

Y_4 — ущерб от потерь при ремонте скважин.

Ущерб при ремонте скважины заключается в потере нефти при остановке скважины и подъеме внутрискважинного оборудования.

Ущерб от остальных видов аварий Y_1, Y_2, Y_3 , связанных с загрязнением окружающей среды, можно записать в виде произведения аварийности и выявленных экспертным путем параметров β_p , влияющих на аварийность скважины:

$$\begin{cases} V_i = U_m \\ \beta_i = n_c \cdot d_{ж} \cdot (C_{н/р} \cdot \rho_n (\alpha_n + S_n) + (1 - \gamma_n) \cdot \rho_p \cdot \alpha_p) + n_c \cdot S_r, \end{cases} (5.9)$$

где V_i — аварийность скважин, ав/скв.;

ρ_n — плотность нефти, т/м³;

ρ_p — плотность рассола, т/м³;

α_n — ставка за сброс 1 т нефти, тыс. руб/т;

**Исходные данные и результаты экономической
оценки экологических последствий**

Показатель	Вид аварии			Ремонт. работы на скв.
	Негерметичность устьевого сальника	Неплотность резьбовых соединений	Нарушение в экс- плуатационной колонне	
Потери жидк., м ³ /ав.	4,0	3,0	12,0	3,0
Содержание нефти в жидк., доли	0,1	0,1	0,1	0,1
Плотность нефти, т/м ³	0,9	0,9	0,9	0,9
Стоимость нефти, тыс. руб/т	1,6	1,6	1,6	1,6
Ставка за сброс нефти, тыс. руб/т	1,2	1,2	1,2	1,2
Плотность рассола, т/м ³	1,2	1,2	1,2	1,2
Ставка за сброс рассола, тыс. руб/т	5,8	5,8	5,8	5,8
Стоимость ремонта, тыс. руб.	12,3	230,3	230,3	0,0
Аварийность, ав/скв.	0,2	0,7	0,02	0,3
Экономический ущерб, тыс. руб.	6,3	50,1	6,2	14,2

- α_p — ставка за сброс 1 т рассола, тыс. руб/т;
 $d_{ж}$ — удельные потери жидкости, м³/ав.;
 S_n — стоимость нефти, тыс. руб.;
 n_c — количество скважин;
 S_r — средняя стоимость ремонта, тыс. руб.;
 γ_n — содержание нефти в рассоле, доли.

Исходные данные и результаты экономической оценки экологических последствий аварийности скважин по одному из месторождений Урало-Поволжья приведены в табл. 5.3.

Наибольший экономический ущерб приходится на аварии, связанные с неплотностью резьбовых соединений, которые характеризуются наибольшей частотой и значительными потерями жидкости.

В целом ремонтно-изоляционные работы занимают в общем объеме капитальных ремонтов до 30% по отдельным нефтяным компаниям (например, АНК «Башнефть», ОАО «Татнефть»).

На практике экономическую эффективность ремонтно-изоляционных работ для нефтяных скважин оценивают лишь с учетом дополнительной добычи нефти и снижения обводненности, а для нагнетательных скважин — с учетом снижения эксплуатационных затрат на закачку воды в пласт. В обоих случаях не рассматривается многоцелевая направленность данного мероприятия, являющегося одновременно и природоохранным. Тем самым не учитывается одна из важнейших составляющих выгод — предотвращенный ущерб.

Результаты расчета экономической эффективности РИР по 85 нефтяным и 12 нагнетательным скважинам, приведенные на рис. 5.3, свидетельствуют, что если давать оценку чистого дисконтированного дохода без учета пре-

дотворщенного ущерба, то его значение получается отрицательным.

Учет экологической составляющей при оценке экономической эффективности РИР позволяет выйти на положительный результат по обеим группам скважин.

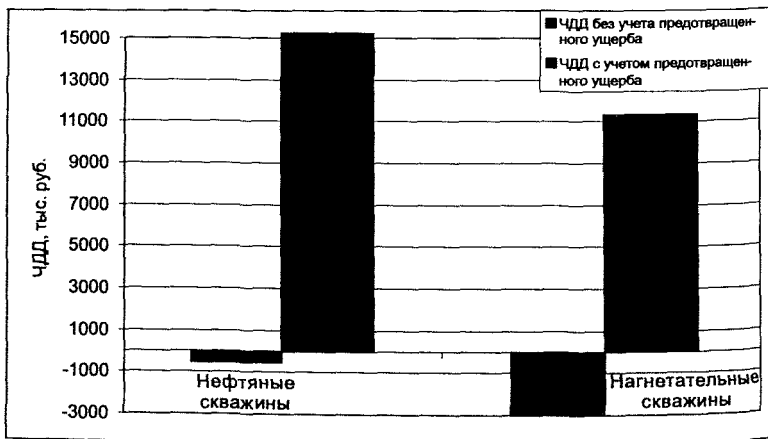


Рис. 5.3. Результаты оценки экономической эффективности РИР с учетом и без учета предотвращенного ущерба

ГЛАВА 6

ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ МЕРОПРИЯТИЙ ПО ВОССТАНОВЛЕНИЮ ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТИ СКВАЖИН

6.1. ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЭФФЕКТИВНОСТЬ И КРИТЕРИИ ЕЕ ОЦЕНКИ

Несмотря на длительную практику интенсификации добычи нефти за счет применения технико-технологических мероприятий и большое число опубликованных работ, посвященных усовершенствованию методик экономической оценки применения различных методов, направленных на восстановление производительности скважин, следует признать, что в настоящее время многие методические вопросы в этой области еще не решены, и требуется их дальнейшая доработка.

Анализ существующих методических работ по оценке экономической эффективности проводимых мероприятий на нефтяных скважинах показывает, что их практические и теоретические рекомендации, как правило, не идут дальше выявления промысловой эффективности. Обычно, если технология опробована и рекомендована к применению, то решение об ее внедрении в текущем режиме может приниматься в силу технологической необходимости получения дополнительной добычи без оценки экономической эффективности мероприятия в целом.

В зависимости от производственно-технологического назначения скважин натуральным показателем эффекта от внедрения данных методов служат рост дебита для нефтяных и увеличение приемистости для нагнетательных скважин. Конечным же результатом проведения мероприятий в обоих случаях является извлечение дополнительной нефти за анализируемый период времени.

В лучшем случае экономическая эффективность проведения мероприятий по восстановлению производительности скважин оценивается экономией эксплуатационных затрат, связанных с получением дополнительной нефти.

В этой связи представляет интерес рассмотрение некоторых методических подходов и положений, связанных с расчетами основных технико-экономических показателей и критериями экономической оценки осуществления мероприятий, предложенных разными авторами в направлении совершенствования экономического механизма обоснования принятия решений о возможности эксплуатации малодебитных высокообводненных скважин за счет проведения капитальных ремонтов, направленных на улучшение технологических и экологических параметров скважины.

В отечественной и зарубежной практике существуют следующие классификационные группы методов и критериев экономической эффективности, которые представлены в табл. 6.1.

Таблица 6.1

Современные методы и критерии экономической эффективности

Методы	Статические	Динамические
Абсолютные	Годовой экономический эффект	Чистый доход (ЧД)
	Точка безубыточности	Чистый дисконтированный доход (ЧДД)
Относительные	Рентабельность инвестиций	Индекс доходности (ИД)
		Внутренняя норма доходности (ВНД)
Временные	Простой темп возврата инвестиций	Срок окупаемости инвестиций ($T_{ок}$)

По виду обобщающего показателя, выступающего в качестве критерия экономической эффективности, методы расчетов подразделяются на абсолютные и относительные, а по расчету с учетом фактора времени — на статические и динамические.

Показатели эффективности, в которых денежные поступления и выплаты, возникающие в разные моменты времени, оцениваются как равноценные, являются *статическими*.

Выбор методов и критериев эффективности связан во многом с особенностями производственного процесса и учетом дополнительных факторов, влияющих на резуль-

таты оценки. При оценке эффективности мероприятий, направленных на восстановление производительности скважин, к таким факторам следует отнести:

- фактор времени, который определяет период вложения инвестиций на проведение мероприятий;
- источники финансирования инвестиций (капитальные или за счет себестоимости);
- длительность получения технико-экономического эффекта;
- изменение технологических составляющих эффекта (изменение добычи нефти и жидкости и обводненности продукции).

Исходя из вышеизложенного, подбираются методы и критерии оценки, характеристика которых была дана в гл. 6.1.

К *динамическим* показателям относятся такие, в которых денежные поступления и выплаты, возникающие в разные моменты времени, приводятся с помощью дисконтирования к единому моменту времени, обеспечивая их сопоставимость.

Статические методы оценки экономической эффективности относятся к простым методам и используются, главным образом, для быстрой оценки технологических мероприятий на ранних стадиях экспертизы для принятия решений.

Следует сразу разделить понятия экономической эффективности и экономического эффекта, методов и критериев оценки, с тем чтобы дать обоснованную экономическую оценку эффективности проведения мероприятий по восстановлению производительности скважин.

Экономический эффект — категория, характеризующая превышение результатов реализации проекта над затратами за определенный промежуток времени, выступает как показатель эффективности.

Эффективность проекта — категория, отражающая соответствие инвестиционного проекта целям и интересам его участников, может оцениваться как количественно (показателями эффективности), так и качественными характеристиками.

Показатели или критерии эффективности, относящиеся ко всему периоду реализации проекта, называются интегральными и используются в целях:

- оценки выгодности реализации проекта;
- выявления граничных условий эффективности проекта;
- оценки риска реализации проекта;
- оценки устойчивости проекта;
- экономической оценки результатов выбора альтернативных вариантов проекта.

Главная проблема, встающая при оценке экономической эффективности, — проблема выбора критерия.

На протяжении длительного времени в отечественной практике для целей экономического обоснования хозяйственных решений широко использовался подход, основанный на критерии минимума приведенных затрат:

$$C_i + E_n \cdot K_i \rightarrow \min, \quad (6.1)$$

где C_i — эксплуатационные затраты по сравниваемым i -м вариантам;

K_i — капитальные вложения по сравниваемым i -м вариантам;

E_n — нормативный коэффициент, который по своему экономическому смыслу соответствует ставке дисконтирования.

Следует отметить, что в условиях жесткого централизованного управления экономикой подобный подход, базирующийся на идее оптимального народнохозяйствен-

ного планирования, сыграл важную роль в повышении научной обоснованности хозяйственных решений.

Однако его использование на уровне первичных хозяйственных объектов в современных условиях связано с определенными трудноразрешимыми проблемами как методического, так и практического характера.

Использование показателя *минимума приведенных затрат* для конечного периода расчета является условным приемом, упрощающим процедуры расчетов при обосновании выбора одного из вариантов реализации проектов мероприятий, направленных на восстановление производительности скважины. При этом не гарантируется правильность такого выбора, т. к. в расчетах до конца не учитывается экономическая динамика.

При оценке экономического эффекта этим методом предполагается обязательное приведение сравниваемых вариантов в сопоставимый вид, то есть введение промежуточных, условных вариантов, тождественных по конечным результатам.

Как показал опыт, использование традиционных методов, основанных на сопоставлении приведенных затрат, не согласуется с используемыми в современных рыночных условиях методиками оценки экономической эффективности мероприятий, проводимых на скважинах, поскольку получается, что сравниваются уже не реальные, а приведенные, условно-расчетные варианты, что может привести к серьезным искажениям в расчетах и в результате — к принятию ошибочного решения.

Среди множества отечественных и зарубежных методик особое место занимают «Методические рекомендации по оценке эффективности инвестиционных проектов и их отбору для финансирования» и новая редакция

«Методических рекомендаций...» 2000 г., учитывающие отечественный и зарубежный опыт методологии оценки проектных решений.

Рассматривая метод анализа инвестиций, основанный на определении чистой текущей стоимости, на которую ценность компании может прирасти в результате реализации инвестиционного нефтяного проекта, необходимо исходить из двух предпосылок:

- любая нефтяная компания стремится к максимизации своей ценности;
- разновременные затраты имеют неодинаковую стоимость.

Показатель чистого дисконтированного дохода (ЧДД) и определяет его как сумму текущих эффектов за весь расчетный период, приведенную к начальному шагу (т. е. как превышение интегральных результатов над интегральными затратами). Однако смена терминологии не несет принципиальных отличий, и формула расчета показателя ЧДД не представляет трудностей:

$$\text{ЧДД} = \sum_{t=0}^T (B_t - Z_t) \cdot \alpha_t, \quad (6.2)$$

где B_t — выгоды от реализации новых технологий проекта;

Z_t — общие затраты, связанные с реализацией этих технологий;

α_t — коэффициент дисконтирования, который рассчитывается следующим образом:

$$\alpha_t = \frac{1}{(1+r)^t}, \quad (6.3)$$

где r — ставка дисконта.

Если чистый дисконтированный доход (ЧДД) положителен, то это означает, что в результате проекта ценность компании возрастет и, следовательно, инвестирование пойдет ему на пользу, т. е. проект при прочих равных условиях может считаться приемлемым.

Достаточно широкая распространенность метода оценки приемлемости инвестиций на основе ЧДД обусловлена тем, что он позволяет во всех случаях находить экономически рациональное решение.

Ставка дисконта должна быть равной фактической ставке процента по долгосрочным ссудам на рынке капитала или ставке процента (стоимости капитала), которая уплачивается получателем ссуды. Ставка дисконта должна по существу отражать возможную стоимость капитала, соответствующую возможной прибыли инвестора (финансиста), которую он мог бы получить на ту же сумму капитала, вкладывая его в другом месте, при допущении, что финансовые риски одинаковы для обоих вариантов инвестирования. Другими словами, ставка дисконта должна являться минимальной нормой прибыли, ниже которой предприятие считает инвестиции невыгодными для себя.

Если рассчитанный ЧДД положителен, то прибыльность инвестиций выше нормы дисконта (минимального коэффициента окупаемости). Если ЧДД равен нулю, прибыльность равна минимальному коэффициенту окупаемости. Проект с положительным ЧДД можно таким образом считать приемлемым. Если ЧДД отрицателен, то прибыльность ниже минимального коэффициента окупаемости (обычно — возможной стоимости капитала для этого вида проекта), и от проекта нужно отказаться.

Показатель ЧДД все же дает ответ лишь на вопрос, способствует ли анализируемый вариант инвестирования

росту ценности компании, но никак не характеризует относительную меру такого роста. Мера же эта всегда имеет большое значение для инвестора, вкладывающего деньги в новые технологии.

Внутренняя норма доходности (ВНД) представляет собой, по существу, уровень окупаемости средств, направленных на цели инвестирования, и по своей сути близка к различного рода процентным ставкам, используемым в других аспектах финансового менеджмента. Наиболее близкими по экономической природе к внутренней норме доходности можно считать:

— действительную (реальную) годовую ставку доходности, предлагаемую банками по своим сберегательным счетам (т. е. номинальную ставку доходности за год, рассчитанную по схеме сложных процентов в течение года);

— действительную (реальную) ставку процента по ссуде за год, рассчитанную по схеме сложных процентов в силу неоднократного погашения задолженности в течение года.

В качестве критерия оценки инвестиций ВНД используется аналогично показателям чистой текущей стоимости и рентабельности инвестиций, а именно — устанавливает экономическую границу приемлемости рассматриваемых инвестиционных нефтяных проектов. Формально ВНД определяется как тот коэффициент дисконтирования, при котором ЧДД = 0, т. е. нефтяной проект не обеспечивает роста ценности компании, но и не ведет к ее снижению. Поэтому в отечественной литературе внутреннюю норму доходности иногда называют поверочным дисконтом, т. к. она позволяет найти граничное значение коэффициента дисконтирования, разделяющее инвестиции на приемлемые и невыгодные. Для этого ЧДД сравнивают с тем уровнем окупаемости вложений, ко-

торый инвестор выбирает для себя в качестве стандартного, с учетом того, по какой цене он сам получил капитал для инвестирования и какой чистый уровень прибыльности хотел бы иметь при его использовании.

Индекс доходности — величина чистого дисконтированного дохода, приходящаяся на 1 руб. капитальных вложений. Индекс доходности (ИД) рассчитывается по формуле

$$\text{ИД} = \frac{\text{ЧДД}}{\text{КВ}}, \quad (6.4)$$

где КВ — капитальные вложения в новые технологии.

Срок окупаемости (СО) характеризует период возмещения капитальных вложений. Цель расчета этого показателя — определение продолжительности периода, в течение которого нефтяной проект работает на себя.

Показатель срока окупаемости завоевал широкое признание благодаря своей простоте и легкости расчета.

В России до недавнего времени коммерческие банки, сообщая потенциальным заемщикам свои условия выделения инвестиционных ресурсов, нередко ограничивались двумя параметрами: сроком окупаемости и уровнем рентабельности. Пользуясь показателем периода окупаемости, необходимо помнить, что он хорошо работает лишь при справедливости следующих допущений:

- 1) все сопоставляемые инвестиционные проекты имеют одинаковый срок жизни;
- 2) все проекты предполагают разовое вложение первоначальных инвестиций;
- 3) после завершения вложения средств инвестор начинает получать примерно одинаковые ежегодные денежные поступления на протяжении всего периода жизни инвестиционного проекта.

Широкое использование показателя периода окупаемости как критерия оценки инвестиций связано, помимо прочего, с простотой для понимания. Дело в том, что этот показатель способен сигнализировать о степени рискованности проекта. Во всяком случае, многие менеджеры полагают, что чем больший срок нужен для возврата инвестированных сумм, тем больше шансов на неблагоприятное развитие ситуации, способное опровергнуть предварительные аналитические расчеты. Кроме того, считается, что чем короче срок окупаемости, тем больше денежные потоки в первые годы реализации инвестиционного проекта, а значит, и лучше условия для поддержания ликвидности компании. Вместе с тем метод расчета периода окупаемости обладает серьезными недостатками, т. к. игнорирует два важных обстоятельства: различие в стоимости денег во времени, существование денежных поступлений после окончания срока окупаемости (по этому параметру проекты могут различаться весьма существенно).

Поэтому расчет периода окупаемости не рекомендуется использовать как основной метод оценки приемлемости инвестиций. К нему целесообразно обращаться только ради получения дополнительной информации, расширяющей представление о различных аспектах оцениваемого инвестиционного проекта.

6.2. ВЫБОР МЕТОДОВ И КРИТЕРИЕВ ЭФФЕКТИВНОСТИ МЕРОПРИЯТИЙ ПО ВОССТАНОВЛЕНИЮ ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТИ СКВАЖИН

Из простых методов для оценки эффективности технологических мероприятий в нефтегазовом производстве можно использовать метод управления безубыточностью, в основе которого лежит изменение критического объема производства при изменении затрат.

При этом соотношение постоянных и переменных затрат оказывает основное влияние на критический объем добычи нефти $Q_{кр}$, соответствующей пределу безубыточности, определяемому из условия равенства выручки от продажи нефти суммарным затратам на ее извлечение:

$$Q_{кр} \cdot Ц = Z^{пер} \cdot Q_{кр} + Z^{пост} + Z^M, \quad (6.5)$$

где $Ц$ — цена 1 т добытой нефти, тыс. руб/т;

$Z^{пост}$ — постоянные затраты, тыс. руб.;

$Z^{пер}$ — переменные затраты на 1 т нефти, тыс. руб/т;

Z^M — дополнительные затраты на проведение мероприятий по восстановлению производительности скважин, тыс. руб.

Из формулы 6.5 получаем зависимость для критического объема:

$$Q_{кр} = \frac{Z^{пост} + Z^M}{Ц - Z^{пер}}. \quad (6.6)$$

Характерной особенностью мероприятий по восстановлению производительности скважин, как уже говорилось, является временной лаг между началом осуществления

мероприятия t_0 и началом получения дохода, соответствующий межремонтному периоду скважин $t_{кр}$. Поэтому основным недостатком простых методов является игнорирование неравноценности одинаковых сумм поступлений и платежей в разные периоды времени. Очевидно, что все экономические показатели реализации мероприятий, направленных на восстановление производительности скважин, в будущем должны быть откорректированы с учетом снижения ценности денежных ресурсов по мере увеличения периода ($t_0 - t_{кр}$).

С этой целью для экономического анализа реализации результатов осуществления мероприятий на скважинах могут использоваться динамические методы оценки экономической эффективности, в основе которых лежат общепринятые в настоящее время критерии оценки, представленные в табл. 6.1.

При этом, по нашему мнению, основным критерием является ЧДД, который при разовых инвестициях служит предпосылкой для локальных экономических расчетов, учитывает распределение и масштаб денежных потоков в течение всего периода действия технологического эффекта ($t_0 - t_{кр}$):

$$\text{ЧДД} = \sum_{t_0=1}^{t_{кр}} \frac{\text{ДП}_t}{(1+r)^t} - 3^M, \quad (6.7)$$

где ДП_t — денежные поступления в течение рассматриваемого периода действия технологического эффекта мероприятия ($t_0 - t_{кр}$), тыс. руб.;

$\sum_{t_0=1}^{t_{кр}} \frac{\text{ДП}_t}{(1+r)^t}$ — общая накопленная величина дисконтированных поступлений в течение рассматриваемого периода действия технологического эффекта от применения

мероприятий по восстановлению производительности на скважинах, тыс. руб.;

Z^M — инвестиционные издержки в новую технологию или затраты на проведение мероприятий за счет средств, предназначенных на капитальный ремонт, тыс. руб.

В случае применения мероприятий по восстановлению производительности скважин логика критерия ЧДД такова, что даже в случае выбора варианта с ЧДД = 0 объемы производства возрастают, что приводит к расширению границ экономической целесообразности эксплуатации скважин за счет снижения экономически предельного дебита.

Логика критерия индекса доходности (ИД) в этом случае такова: он характеризует доход на единицу затрат. Именно поэтому критерий ИД предпочтителен, когда необходимо упорядочить независимые мероприятия, проводимые для создания оптимального портфеля проектов по восстановлению производительности скважин в случае ограниченности сверху общего объема инвестирования на проведение мероприятий. В случае проведения мероприятий за счет затрат, предназначенных на капитальный ремонт, этот критерий имеет смысл только в том случае, если эти затраты выделяются из суммы текущих затрат.

Логика критерия внутренней нормы доходности (ВНД) следующая: он показывает максимальный уровень затрат, который может ассоциироваться с данным технологическим мероприятием, т. е. если r больше ВНД, то такое мероприятие может быть выполнено только в убыток.

Логика критерия окупаемости затрат, необходимых для проведения мероприятий по восстановлению производительности скважин, заключается в том, что он показывает продолжительность, в течение которого сумма чис-

тых доходов, дисконтируемых на момент осуществления инвестиций t , предназначенных на капитальный ремонт скважин для улучшения их производительности (ЧД), равна величине этих инвестиций в виде затрат на проведение мероприятий ($З^M$):

$$\sum_{i=1}^T \frac{ЧД_i}{(1+r)^i} - З^M. \quad (6.8)$$

Поскольку этот показатель не учитывает весь период функционирования инвестиций, и на него не влияет вся отдача, которая лежит за пределами окупаемости затрат, он может использоваться как дополнительный критерий в виде ограничения принятия решения о целесообразности осуществления мероприятий по восстановлению производительности скважин.

Отражение рассматриваемых критериев в стремлении к максимальному превышению совокупных результатов над совокупными затратами при заданных ограничениях по периоду воздействия каждого из проводимых мероприятий происходит на фоне изменения экономически предельного дебита и обводненности продукции. В этой связи вводится дополнительный критерий оценки: соотношение фактического дебита и экономически предельного. В пользу выбора этого критерия говорит то, что он позволяет увязать затраты с показателями технологической эффективности и отражает целесообразность дальнейшей эксплуатации скважины после достижения минимума затрат, связанных с осуществлением мероприятий по восстановлению производительности скважин.

Исходная предпосылка при проведении мероприятий по восстановлению производительности скважины состоит в том, что извлекаемая нефть после ее реализации может возместить затраты не только за счет прибыли, но и за

счет постоянных затрат, в соответствии с теорией маржинальной прибыли (МП).

В отличие от традиционной схемы расчета прибыли понятие маржинальной прибыли (МП) представляет собой разность между выручкой от продажи нефти (В) и переменными затратами ($Z^{\text{пер}}$). Применяется для нестандартных решений, таких как выявление затрат, являющихся значимыми для данного решения. При этом учитывается, насколько следует снижать затраты или увеличивать выручку, чтобы в случае падения добычи нефти получить прибыль или хотя бы покрыть постоянные затраты ($Z^{\text{пост}}$).

Отсюда условие целесообразности применения технологии по восстановлению производительности скважин можно задать следующим образом:

$$\text{МП} = (В - Z^{\text{пер}}) - Z^{\text{пост}} - Z^{\text{м}}. \quad (6.9)$$

После преобразования

$$\text{МП} + Z^{\text{пост}} + Z^{\text{м}} = В - Z^{\text{пер}}. \quad (6.10)$$

Тем самым, технология по восстановлению производительности скважин может быть эффективна даже в случае $\text{МП} = 0$, когда покрываются затраты постоянные и затраты на осуществление мероприятия.

В свою очередь дополнительно рекомендуемый критерий — точка безубыточности — позволяет увязывать прибыль и затраты с изменением объема добычи в результате применения мероприятия.

Изучение взаимосвязи постоянных и переменных затрат, чистой прибыли и объемов добычи по каждому из мероприятий расширяет возможности руководства в принятии оптимальных решений в области планирования технико-технологических мероприятий и проведения капитальных ремонтов на скважинах, возвращаемых из бездействия.

6.3. ОСОБЕННОСТИ ОЦЕНКИ ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ МЕРОПРИЯТИЙ ПО ВОССТАНОВЛЕНИЮ ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТИ СКВАЖИН ПО ВЫБРАННЫМ КРИТЕРИЯМ

В соответствии с выбранными критериями и целевой установкой рассчитываются по каждой скважине себестоимость и прибыль (убыток) добычи 1 т нефти с учетом и без учета проведения мероприятия.

Для этого все эксплуатационные расходы, связанные с добычей нефти, делятся на три группы:

- затраты, пропорциональные скважино-месяцам;
- затраты, пропорциональные добыче нефти;
- затраты на проведение технико-технологического мероприятия.

Данный методический подход к осуществлению мероприятий учитывает все возможные изменения технологических показателей и особенности распределения эксплуатационных затрат по месторождениям, залежам и способам добычи нефти.

Классификация воздействия проводимых мероприятий приводит к следующим изменениям технологических показателей нефтедобычи по скважине:

- изменяется добыча нефти;
- изменяется добыча жидкости;
- изменяется обводненность добываемой продукции, как следствие изменения добычи нефти и жидкости.

При выборе критериев необходимо исходить из природно-геологических условий эксплуатации скважин. Для этого предусмотрено разграничить показатели, отражающие технологическую и экономическую эффективность, в зависимости от характера проводимого мероприятия и причин получения эффекта (табл. 6.2).

Таблица 6.2

**Классификация мероприятий по восстановлению
производительности скважин**

Характер проводимого мероприятия	Результат
1. Ремонт скважин, направленный на прирост дебитов за счет интенсификации	Прирост текущей добычи или снижение обводненности продукции
2. Ремонт скважин, направленный на увеличение межремонтного периода	Увеличение длительности ремонтного цикла эксплуатации скважин
3. Ремонт скважин по экологическим причинам	Снижение потерь нефти и уменьшение экологического ущерба
4. Определение начального дебита скважин, вводимых в эксплуатацию из бездействия, в соответствии с имеющимися льготами по налогообложению	Определение минимально допустимого дебита, при котором дальнейшая эксплуатация скважины экономически эффективна
5. Ремонт реанимируемых скважин	Уменьшение экономически предельно допустимого дебита

Общая экономическая эффективность в результате осуществления мероприятий по восстановлению производительности скважины, перечисленных в таблице, будет складываться из следующих составляющих:

- увеличения выручки от реализации дополнительно полученной нефти за счет повышения продуктивности скважины и снижения ее обводненности;
- оптимизации постоянных и переменных затрат по скважине за счет повышения уровня успешности и эффективности проведения мероприятия;
- снижения условно-переменных затрат за счет сокращения налогов;
- снижения технологических и экологических рисков.

Учитывая специфику и особенности мероприятий по восстановлению производительности скважин, рекомендуется оценку оптимальных условий их осуществления проводить по следующим этапам:

1. Установление критериев технологической и экономической эффективности мероприятий по восстановлению производительности скважин с учетом особенностей и стадий эксплуатации нефтяных скважин.
2. Ранжирование проведенных мероприятий по выбранным критериям эффективности в зависимости от решения поставленной задачи.
3. Оценка границ технологической и экономической целесообразности проведения мероприятий по восстановлению производительности скважин.

В этой связи в качестве основных исходных показателей эффективности мероприятий по восстановлению производительности скважин были приняты следующие:

- среднесуточный дебит до и после мероприятия, т/сут;
- обводненность добываемой продукции до и после мероприятия, %;

— продолжительность эффекта, характеризующая время после проведения мероприятия, в течение которого скважина работает с большими дебитами и меньшей обводненностью по сравнению с их ухудшением в случае непроведения мероприятия, сут;

— прирост добычи нефти или предотвращение ее снижения в результате действия эффекта, т;

— затраты на проведение мероприятия, т/руб.;

— коэффициент эффективности затрат, представляющий отношение количества мероприятий, по которым затраты окупились экономическим эффектом, к количеству проведенных мероприятий по восстановлению производительности скважин. Вводя такой корректирующий коэффициент, предполагаем необходимость обязательной их окупаемости за счет улучшения режима работы скважины до экономически целесообразной величины.

С целью сопоставления технологической и экономической эффективности введены критерии технологической и экономической целесообразности осуществления мероприятий.

В качестве условия технологической целесообразности проведения мероприятий ($ТЦ_M$) принято превышение коэффициента технологической эффективности с учетом проведения мероприятия над коэффициентом технологической эффективности без проведения мероприятия:

$$ТЦ^M = K_{ТЭ}^M > K_{ТЭ}^0 = \frac{q_n^M \cdot (100 - n^M)}{n^M} > \frac{q_n^0 \cdot (100 - n^0)}{n^0}, \quad (6.11)$$

где $K_{ТЭ}^M$ и $K_{ТЭ}^0$ — соответственно коэффициенты технологической эффективности с учетом и без мероприятия по восстановлению производительности скважины;

q_H^M и q_H^0 — среднесуточный дебит на скважине с учетом и без учета мероприятий по восстановлению производительности скважины, т/сут;

n^M и n^0 — обводненность добываемой продукции из скважины с учетом и без учета мероприятия по восстановлению производительности скважины, %.

Выбор критерия для экономического обоснования осуществления мероприятий предлагается проводить с учетом условий технологической и экономической целесообразности в соответствии с конкретно решаемой задачей (рис. 6.1).

В качестве критериев экономической эффективности эксплуатации скважины после осуществления на ней ремонтных работ, направленных на повышение ее производительности и снижение обводненности продукции, приняты критерии, рассмотренные в гл. 6.3.

Чистый дисконтированный доход (ЧДД) за полную продолжительность технологического эффекта с учетом и без учета мероприятия оценивался на основе получения чистого дохода (ЧД):

$$\text{ЧД} = \sum_{t=0}^{t_{\text{эф}}} B_t - Z_{\text{ж}t}^{\text{пер}} \cdot Q_{\text{ж}t} - Z_{\text{нт}t}^{\text{пер}} \cdot Q_{\text{нт}t} - Z^{\text{пост}} - Z^M, \quad (6.12)$$

где $Z_{\text{ж}t}^{\text{пер}}$ — условно-переменные затраты на 1 т жидкости, тыс. руб/т;

$Z_{\text{нт}t}^{\text{пер}}$ — условно-переменные затраты на добычу 1 т нефти, тыс. руб/т;

$Q_{\text{ж}t}$ — добываемый объем жидкости в t -й период, т;

$Q_{\text{нт}t}$ — добываемый объем нефти в t -й период, т.

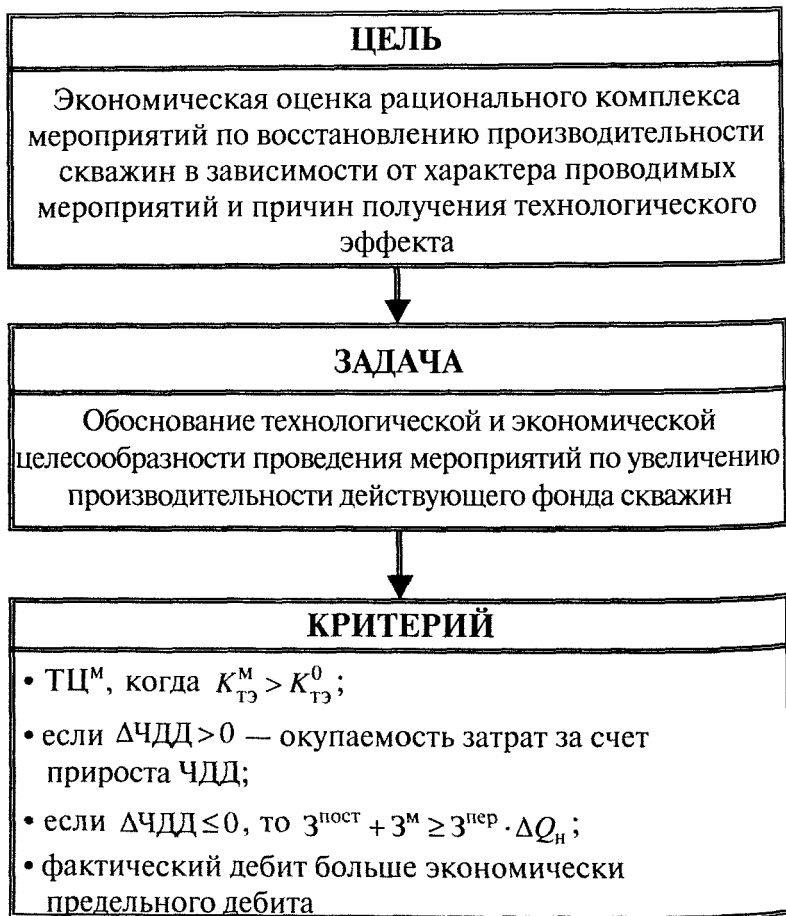


Рис. 6.1. Выбор критериев для экономического обоснования мероприятий по восстановлению производительности скважин

Прирост ЧДД, связанный с получением дополнительного объема нефти или предотвращением ее снижения в результате действия технологического эффекта, когда $З^{пост} = 0$, можно найти из формулы 6.13:

$$\Delta\text{ЧДД} = \sum_{t=0}^{t_{\text{кр}}} B_t - Z_{\text{ж}}^{\text{пер}} \cdot \Delta Q_{\text{жт}} - Z_{\text{нт}}^{\text{пер}} \cdot \Delta Q_{\text{нт}} - Z_t^{\text{м}}, \quad (6.13)$$

где $\Delta Q_{\text{жт}}$, $\Delta Q_{\text{нт}}$ — дополнительные объемы добытой жидкости и нефти за счет проведения мероприятия в период t .

Определение экономической эффективности при применении геолого-технического мероприятия следует производить на основе действующих цен на нефть в расчетном периоде и калькулирования затрат по скважине за период $t_0 - t_{\text{кр}}$.

Определение затрат на добычу нефти в разрезе статей калькуляции, а также их расшифровок необходимо производить по четырем основным признакам:

- 1) согласно объему добычи жидкости по скважине;
- 2) согласно объему добычи нефти по скважине;
- 3) согласно скважино-месяцам эксплуатации;
- 4) по прямому признаку (затраты на проведение мероприятий).

На основе «Инструкции по распределению затрат по добыче нефти и газа на условно-постоянные и условно-переменные» к условно-переменным затратам, зависящим от объема добываемой жидкости, относятся следующие элементы затрат: расходы на энергию по извлечению нефти, расходы по искусственному воздействию на пласт, сбор и транспорт нефти и газа.

Условно-переменные затраты на 1 т жидкости определяются по формуле

$$Z_{\text{ж}}^{\text{пер}} = \frac{(Z_{\text{ж}}^{\text{з}} + Z_{\text{ж}}^{\text{в}} + Z_{\text{ж}}^{\text{т}})}{Q_{\text{ж}}}, \quad (6.14)$$

где $Z_{\text{ж}}^{\text{пер}}$ — условно-переменные затраты на 1 т жидкости, тыс. руб/т;

$Z_{\text{ж}}^{\text{э}}$ — затраты на энергию по извлечению жидкости, тыс. руб.;

$Z_{\text{ж}}^{\text{в}}$ — затраты по искусственному воздействию на пласт, тыс. руб.;

$Z_{\text{ж}}^{\text{т}}$ — затраты на транспорт жидкости, тыс. руб.;

$Q_{\text{ж}}$ — объем добычи жидкости по месторождению, т.

Изменение условно-переменных затрат на добычу жидкости при осуществлении мероприятий, направленных на восстановление производительности скважин, устанавливается как

$$\Delta Z_{\text{ж}}^{\text{пер}} = Z_{\text{ж}}^{\text{пер}} \cdot \Delta Q_{\text{ж}}, \quad (6.15)$$

где $\Delta Z_{\text{ж}}^{\text{пер}}$ — изменение переменных затрат на добычу жидкости по скважине, тыс. руб.;

$\Delta Q_{\text{ж}}$ — дополнительная добыча жидкости при проведении мероприятий, т.

Условно-переменные затраты на 1 т нефти имеют вид

$$Z_{\text{н}}^{\text{пер}} = \frac{(Z_{\text{н}}^{\text{тп}} + Z^{\text{т}} + Z^{\text{н}} + Y^{\text{п}})}{Q_{\text{н}}}, \quad (6.16)$$

где $Z_{\text{н}}^{\text{пер}}$ — условно-переменные затраты на добычу 1 т нефти;

$Z_{\text{н}}^{\text{тп}}$ — затраты на технологическую подготовку нефти, тыс. руб.;

$Z^{\text{т}}$ — затраты на транспортировку нефти и газа, тыс. руб.;

$Z^{\text{н}}$ — налоги, входящие в себестоимость и зависящие от объема добычи нефти, тыс. руб.;

$Q_{\text{н}}$ — объем добычи нефти, т;

$U^п$ — экономический ущерб окружающей среде (плата за загрязнение), тыс. руб.

Тогда величина условно-переменных затрат на добычу нефти при проведении мероприятий примет вид:

$$\Delta Z_H^{пер} = Z_H^{пер} \cdot \Delta Q_H, \quad (6.17)$$

где $\Delta Z_H^{пер}$ — величина переменных затрат на добычу нефти при проведении мероприятий;

ΔQ_H — дополнительная добыча жидкости при проведении мероприятий.

Общий эффект последствий внедрения мероприятий, направленных на восстановление производительности скважин, будет складываться из составляющих:

- увеличения выручки ΔV_i от реализации дополнительного объема нефти ΔQ_H ;
- снижения переменных затрат, связанных с увеличением добычи нефти.

Далее в соответствии с выбранными критериями (см. рис. 6.1) рассчитываются ЧДД, окупаемость затрат на мероприятие (OZ_m), индекс доходности и критический объем добычи нефти.

6.4. ОПТИМИЗАЦИЯ СЦЕНАРИЕВ ИССЛЕДОВАНИЯ ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ОЦЕНКИ МЕРОПРИЯТИЙ ПО ВОССТАНОВЛЕНИЮ ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТИ СКВАЖИН

Для оптимизации выбора методологии оценки предлагается использовать схему сценариев исследований, представленную в виде куба, с помощью которой отражается связь между объемом информации, методами и критериями экономической оценки (рис. 6.2.)

Объем информации по скважинам может варьироваться от анализа малобюджетного фонда до более обобщенного анализа, включающего действующий и реанимируемый фонды скважин.

Каждая ось куба (разновидность методов экономической оценки эксплуатации скважин; степень детализации и сложности анализа; число скважин, выбранных для анализа) условно разделена на три части, соответствующие различным уровням сложности данного фактора.

В результате имеется 27 различных вариантов анализа в зависимости от выбранных комбинаций уровня сложности.

Ось «Методы экономической оценки эксплуатации скважин» включает следующие этапы оценки:

- количественные методы;
- графические методы;
- вероятностные методы.

Ось «Возрастание сложности оценки» отражает степень его сложности:

- простая (использование критерия ЧДД с учетом и без учета проводимых мероприятий);

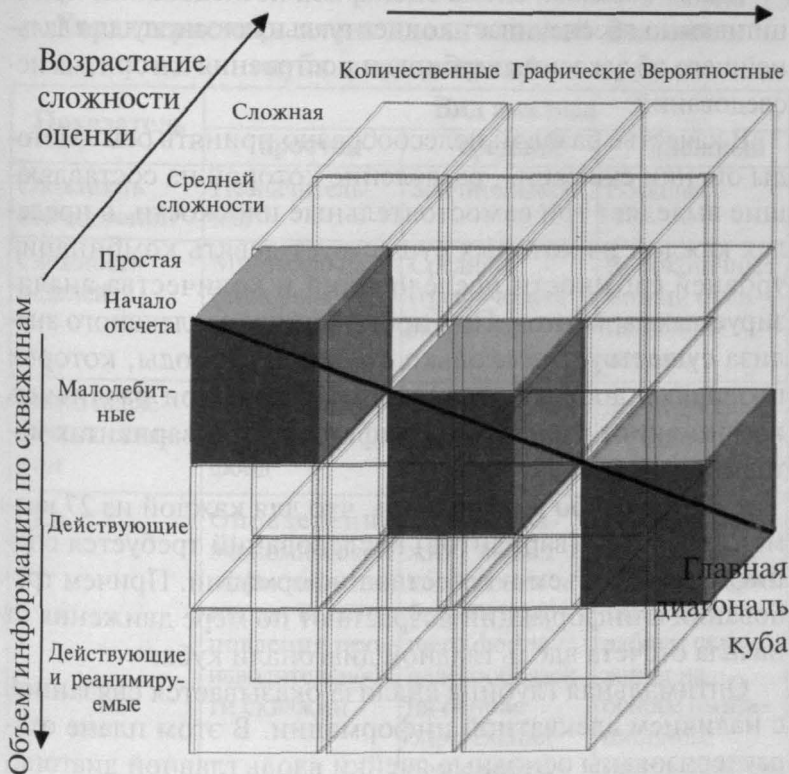


Рис. 6.2. Сценарии исследований

- средней сложности (дополнительные критерии, рис. 6.1);
- сложная (имитационное моделирование экономически предельных дебитов с учетом и без учета проводимых мероприятий).

Ось «Объем информации по скважинам» включает:

- только малодебитный фонд скважин;
- действующий фонд скважин по месторождению, в том числе и малодебитный;
- действующий и реанимируемый фонды скважин.

Таким образом, схема сценариев исследований принципиально обеспечивает концептуальную основу для дальнейшего обсуждения глубины и построения алгоритма исследований.

В качестве базовой целесообразно принять ось «Методы оценки скважин», разделение которой на составляющие выделяет три самостоятельные плоскости, в пределах каждой из которых существует девять комбинаций уровней сложности исследований и количества анализируемых вариантов. При проведении комплексного анализа существует несколько степеней свободы, которые позволяют достичь поставленной цели при различных комбинациях имеющейся информации и вариантах методической базы.

Следует особо подчеркнуть, что для каждой из 27 возможных ячеек (вариантов) исследований требуется специфический объем и качество информации. Причем требования к информации возрастают по мере движения от начала отсчета вдоль главной диагонали куба.

Оптимальная глубина анализа оказывается связанной с наличием адекватной информации. В этом плане охарактеризованы основные ячейки вдоль главной диагонали куба (табл. 6.3).

Исходя из характеристики ячеек, можно сделать следующие выводы:

- из всех видов анализа, представленных в таблице, на нефтегазодобывающих предприятиях используется только «простой»;
- применение того или иного вида анализа напрямую зависит от качества и объема исходной информации;
- «средней сложности» и «сложный» виды анализа применительно к экономической оценке фонда скважин практически не разработаны.

Характеристика ячеек вдоль главной диагонали «куба исследований»

Показатель	Вид анализа		
	простой	средний	сложный
Сложность исследований	Незначительная	Значительная	Большая
Сложность моделей	Минимальная (линейная модель)	Средняя (графическая модель)	Высокоточные модели (имитационная модель)
Число исследуемых скважин	Только малодебитный фонд	Действующий фонд	Действующий и реанимируемый фонды
Цель	Определение экономической эффективности после восстановления производительности скважин	Выбор скважин, вывод которых из бездействующего фонда целесообразен на основе определения предела безубыточности каждой скважины	Прогнозирование экономической эффективности работы скважины на основе имитационного моделирования экономически предельного дебита скважин и экологических последствий их эксплуатации

В гл. 6.6 делается попытка разработки «среднего» и «сложного» анализов для экономической оценки мероприятия на действующем и реанимируемом фондах скважин.

6.5. КОЛИЧЕСТВЕННАЯ ОЦЕНКА ОСОБЕННОСТЕЙ ВЫБОРА КОМПЛЕКСА МЕРОПРИЯТИЙ ПО ВОССТАНОВЛЕНИЮ ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТИ СКВАЖИН НА РАЗНЫХ СТАДИЯХ ЭКСПЛУАТАЦИИ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Для количественной оценки на разных стадиях эксплуатации были выбраны нефтяные месторождения Западной Сибири и Урало-Поволжья. Каждый из этих районов нефтедобычи имеет свои отличительные показатели разработки.

В соответствии с рассмотренными критериями (см. рис. 6.1) и принципами оценки экономической эффективности проведения мероприятий по восстановлению производительности скважин (гл. 6.4) представлен алгоритм решения данной задачи, который приведен на рис. 6.3.

На первом этапе осуществлялось распределение скважин по группам ремонтов на основе систематизации исходных данных по каждой скважине. Сюда отнесены: номер скважины, дата проведения мероприятия по восстановлению производительности скважины, дебит нефти и обводненность до мероприятия, предполагаемый дебит нефти и обводненность после мероприятия, стоимость мероприятия.

Второй этап связан с определением технологической и экономической целесообразности проведения мероприятий по восстановлению производительности скважин в соответствии с предложенными в гл. 6.3 критериями эффективности.



Рис. 6.3. Алгоритм оценки экономической эффективности эксплуатации скважин с учетом проведения мероприятий по восстановлению производительности скважин

Общие результаты технологической эффективности проведения мероприятий по восстановлению производительности скважин на месторождениях Урало-Поволжья и Западной Сибири приведены в табл. 6.4. В силу большо-

Таблица 6.4

Технологическая эффективность проведения мероприятий по восстановлению производительности скважин на месторождениях Урало-Поволжья и Западной Сибири

Вид ремонта Показатель	Месторождения					
	Урало-Поволжья			Западной Сибири		
	всего	РИР	прочие ВПС	всего	РИР	прочие ВПС
Количество ремонтов	81	40	41	50	30	20
Средний дебит без мероприятия, т/сут	1,22	1,2	1,25	8,01	6,43	10,39
Средний дебит с мероприятием, т/сут	1,65	1,37	1,97	9,20	7,01	12,49
Средняя обводненность без мероприятия, %	81,3	98,0	65,0	69,6	78,0	54,0
Средняя обводненность с мероприятием, %	73,5	90,0	57,0	66,2	73,1	56,0
Прирост добычи нефти, т	26202	5629,5	20572	57220,3	16652,1	40568,2
Коэф. техн. эффективности	0,3	0,23	0,19	1,02	0,77	1,11

го удельного веса и экономической значимости ремонтно-изоляционных работ (см. гл. 1) они выделены в особую группу.

Из таблицы видно, что для Урало-Поволжья характерна большая частота ремонтов при значительно меньшей производительности скважин и большей обводненности продукции, чем в Западной Сибири, что отражается на показателях прироста добычи нефти и коэффициенте технологической эффективности.

Последовательность расчетов экономической эффективности проведения мероприятий по восстановлению производительности скважин по анализируемым месторождениям включает следующее:

- определение времени работы скважины после мероприятия;
- учет добычи нефти и жидкости после мероприятия;
- определение выручки от реализации дополнительной добычи нефти;
- расчет налогов, входящих в себестоимость;
- расчет условно-переменных и условно-постоянных затрат;
- расчет прибыли до и после налогообложения;
- расчет чистого дохода с учетом затрат на проведение мероприятий;
- расчет чистого дисконтированного дохода за период действия технологического эффекта.

Расчет проводится до и после проведения мероприятия по восстановлению производительности каждой скважины.

На последующих этапах идет отбор скважин по следующим критериям:

- выручка от реализации меньше стоимости ремонта;
- чистая прибыль меньше стоимости ремонта.

На этих этапах выпадают скважины, нерентабельные по данным критериям оценки.

На заключительном этапе прогнозируется экономическая эффективность выбранных скважин при различных экономически предельных дебитах. Смысл данной оценки в том, чтобы выявить разницу в экономической оценке до и после проведения мероприятия. Если полученные результаты ЧДД после проведения мероприятия не дают желаемого эффекта, нет смысла проводить данный тип мероприятия. Если ЧДД положительный, необходимо провести расчет срока окупаемости данной скважины и сравнить с ее межремонтным периодом.

Как видно из табл. 6.5, дополнительные затраты на проведение мероприятий, направленных на повышение производительности скважин, экономически не оправдываются из-за низкой технологической эффективности ремонтно-изоляционных работ (см. табл. 6.3), что приводит к общей отрицательной экономической эффективности в этом регионе (см. табл. 6.4). Следствием является отрицательный прирост ЧДД по ремонтно-изоляционным работам и высокие затраты на проведение мероприятий, отнесенные на единицу дополнительно добытой нефти.

Для оценки экономической эффективности осуществления мероприятий по восстановлению производительности скважин большое значение имеет такой показатель, как продолжительность эффекта. Распределение отремонтированных скважин по фактической продолжительности технологического эффекта (табл. 6.6)

Экономическая эффективность проведения мероприятий по восстановлению производительности скважин на месторождениях Урало-Поволжья и Западной Сибири

Вид ремонта Показатель	Месторождения					
	Урало-Поволжья			Западной Сибири		
	всего	РИР	прочие ВПС	всего	РИР	прочие ВПС
Затраты на проведение мероприятий, тыс. руб.	12944	9599,8	3343,91	38003,8	24402,7	13601,0
Прирост ЧДД, тыс. руб.	-15524,6	-31133,4	15608,8	4976,8	3070,54	1906,27
Прирост ЧДД на 1 т дополнительно добытой нефти, тыс. руб/т	-0,59	-5,53	0,76	0,09	0,18	0,05
Затраты на мероприятия, отнесенные на 1 т дополнительне добытой нефти, тыс. руб/т	0,49	1,71	0,16	0,66	1,47	0,34
Продолжительность технологического эффекта на 1 скв., сут	695	690	700	965	930	1000
Срок окупаемости затрат, сут	нет	нет	290	190	350	140
Количество скважин с положительным экономическим эффектом, скв.	21	4	17	31	18	13
Коэффициент экономической эффективности	0,26	0,10	0,41	0,62	0,60	0,67

Распределение скважин по срокам окупаемости

Срок окупаемости	Месторождения			
	Урало-Поволжья		Западной Сибири	
	скв.	%	скв.	%
До 1 мес.	10	12	5	10
От 1 до 6 мес.	5	6	15	30
От 6 до 12 мес.	3	4	4	8
От 12 мес. до среднего межремонтного периода	3	4	7	14
Количество скважин, которые не окупятся	61	74	19	38
ИТОГО	82	100	50	100

и окупаемости затрат дает представление о причинах низких приростных величин экономической эффективности.

Разрыв между средним сроком окупаемости затрат и средней технологической продолжительностью эффекта по всем мероприятиям восстановления производительности скважин Урало-Поволжья и Западной Сибири составляет соответственно 15 и 25 мес.

Следовательно, средняя эффективная скважина работает на повышенном режиме дополнительное время после того как затраты на ремонт окупятся, принося основной экономический эффект, которым затем окупаются затраты на неэффективные ремонты.

Корректируя затраты на проведение мероприятий коэффициентом эффективности, ставится задача обязательной их окупаемости экономическим эффектом за счет

Распределение скважин по приросту ЧДД

Срок окупаемости	Месторождения			
	Урало-Поволжья		Западной Сибири	
	скв.	%	скв.	%
От 0 до 1000 тыс. руб.	12	14,8	8	16
От 1000 до 5000 тыс. руб.	8	9,9	14	28
От 5000 до 10000 тыс. руб.	1	1,2	7	14
Свыше 10000 тыс. руб.	0	0,0	2	4
Прирост +, но ЧДД отрицательный	28	34,6	7	14
С отрицательным эффектом	32	39,5	12	24
ИТОГО	81	100	50	100

прироста ЧДД или возмещения постоянных затрат на ремонтные работы.

Распределение скважин по критерию прироста ЧДД, приведенное в табл. 6.7, свидетельствует о значительном наличии скважино-операций с полностью отрицательным и приростным отрицательным эффектом.

Так, доля подобных скважин составляет на анализируемых месторождениях в Западной Сибири 30, а в Урало-Поволжье — 65%.

Распределение скважин по критериям технологической и экономической эффективности (табл. 6.8 и 6.9) позволяет установить разрыв в уровнях технологической и экономической целесообразности осуществления мероприятий по восстановлению производительности скважин.

Таблица 6.8

Оценка критериев технологической и экономической целесообразности проведения мероприятий по восстановлению производительности скважин на месторождениях Урало-Поволжья

№ скв.	$K_{\text{техн без}}$ мероприятия, %	$K_{\text{техн с}}$ мероприяти- ем, %	Техноло- гическая целесо- образ- ность, %	Дебит с меро- приятием больше экономически- предельного дебита, т/сут	Прирост ЧДД, тыс. руб.	Срок окупае- мости, мес
96	-	40,50	40,50	4,290	2503,90	0,53
5176	-	0,10	0,10	-0,121	17,69	нет
9064	-	0,00	0,00	нет	-278,90	нет
4182	-	0,28	0,28	0,174	94,15	нет
162	-	-	0,00	нет	-8,59	нет
4127	-	3,25	3,25	1,386	812,18	8,81
4187	-	0,66	0,66	0,283	445,28	нет
4190	-	0,00	0,00	нет	-121,10	нет
4493	-	0,06	0,06	0,071	124,37	нет
5421	-	0,33	0,33	2,052	1042,34	1,46
71	-	0,00	0,00	нет	-106,65	нет
3416	-	0,26	0,26	0,455	281,84	5,38
4295	-	0,14	0,14	1,038	455,95	4,51
4456	-	0,70	0,70	0,086	348,77	нет
5252	-	0,02	0,02	-1,155	242,64	нет
3447	-	0,09	0,09	0,434	136,35	нет
4047	0,00	0,00	0,00	нет	-4,90	нет
9003	0,05	0,43	0,38	0,083	34,25	нет
9006	0,01	0,05	0,04	нет	-328,95	нет
3755	0,01	0,05	0,03	0,034	16,03	нет
8157	0,04	0,09	0,05	0,198	100,19	7,96
3126	0,00	0,04	0,04	-0,062	3,00	нет
3489	0,00	-	0,00	нет	-108,21	нет
5512	0,00	0,00	0,00	нет	-91,99	нет
4962	0,02	0,11	0,09	0,137	117,60	2,24

Продолжение табл. 6.8

5200	0,02	-	-0,02	-0,200	-190,01	нет
4887	0,04	0,08	0,05	0,041	33,70	нет
181	0,01	0,04	0,03	нет	-310,56	нет
5506	0,01	0,03	0,03	-0,111	-29,94	нет
4280	0,03	8,53	8,50	1,789	1043,66	0,63
4568	0,20	0,09	-0,11	-0,039	-170,07	нет
675	0,08	0,04	-0,03	-0,084	-78,66	нет
229	39,60	58,80	19,20	0,991	334,35	6,62
3165	0,00	0,18	0,18	-0,022	1107,90	нет
5482	0,01	0,07	0,07	0,226	527,51	нет
5381	0,00	-	0,00	нет	932,03	нет
4172	0,00	0,00	0,00	нет	506,53	нет
3647	0,02	0,01	-0,01	нет	-138,45	нет
3380	0,00	0,08	0,07	нет	2469,57	нет
59	0,01	0,08	0,07	0,186	639,90	нет
3467	0,01	0,00	0,00	нет	872,17	нет
3505	0,01	-	-0,01	нет	1103,58	нет
3470	0,00	0,05	0,05	0,028	2078,56	нет
5871	0,35	0,03	-0,32	-0,111	-357,68	нет
3795	0,03	1,35	1,32	2,763	1581,61	0,68
255	0,21	0,07	-0,14	0,226	-146,31	нет
154	0,35	0,47	0,11	0,473	33,10	12,48
3147	0,01	0,02	0,01	нет	1350,10	нет
5486	0,01	0,00	-0,01	нет	123,44	нет
40	0,04	0,03	-0,01	нет	-141,24	нет
5747	0,04	0,03	-0,02	-0,262	47,30	нет
45	0,23	0,10	-0,12	0,216	-205,27	нет
94	8,10	8,10	0,00	0,690	-67,10	нет
4730	0,04	0,00	-0,03	нет	-77,81	нет
94	8,10	17,23	9,13	0,891	112,68	0,61
90	0,03	0,02	-0,01	нет	-58019,19	нет

Продолжение табл. 6.8

5892	0,13	0,08	-0,06	0,289	-398,32	нет
5225	0,01	-	-0,01	нет	2537,29	нет
3358	0,01	0,13	0,12	нет	2431,65	нет
5703	0,03	0,05	0,02	нет	-299,62	нет
3118	0,01	0,01	-0,01	нет	2165,69	нет
3766	0,01	-	-0,01	нет	2887,62	нет
672	1,80	23,86	22,06	2,890	1086,88	0,40
5170	0,05	0,02	-0,04	нет	-47,03	нет
5862	0,03	0,00	-0,02	нет	890,27	нет
3579	0,31	0,28	-0,03	0,833	-166,07	нет
9102	0,02	0,00	-0,01	нет	2823,57	нет
4154	4,16	6,74	2,57	1,688	55,47	20,50
5082	0,03	0,03	0,00	нет	184,94	нет
5764	0,17	0,61	0,45	3,771	1044,10	0,72
5164	0,08	0,02	-0,06	нет	-736,14	нет
5164	0,06	0,01	-0,05	нет	322,69	нет
2	10,48	31,89	21,41	2,191	39,94	12,45
95	20,68	24,30	3,62	2,490	-185,04	нет
61	12,80	57,97	45,17	3,491	233,02	5,57
5987	3,55	8,01	4,45	5,583	1185,60	0,25
5149	0,21	0,22	0,01	нет	-63,47	нет
5	36,90	101,20	64,30	13,590	5464,71	0,31
5987	15,30	7,56	-7,74	6,481	780,85	0,09
525	51,30	411,60	360,30	8,191	1556,47	0,22
4173	0,50	0,52	0,02	6,725	-12,32	нет

Оценка критериев технологической и экономической целесообразности проведения мероприятий по восстановлению производительности скважин на месторождениях Западной Сибири

№ скв.	$K_{\text{техн без}}$ мероприятия, %	$K_{\text{техн с}}$ мероприяти- ем, %	Техноло- гическая целесо- образ- ность, %	Дебит с мероп- риятием больше экономически- предельного дебита, т/сут	Прирост ЧДД, тыс. руб.	Срок окупае- мости, мес.
1595	0,16	0,01	-0,16	0,58	-4237,62	нет
418	0,25	0,43	0,19	1,11	284,58	15,88
468	0,03	0,15	0,12	0,64	4342,94	1,62
2200	2,84	4,50	1,66	1,40	-788,99	нет
1700	0,04	0,02	-0,02	0,99	4552,53	нет
1082	0,04	0,08	0,04	3,93	4272,60	нет
1561	0,06	0,14	0,08	-0,11	4344,79	нет
5128	6,90	18,08	11,18	2,33	-455,99	нет
594	0,26	0,09	-0,17	5,84	-2185,46	нет
491	10,00	18,66	8,66	4,32	2658,42	3,61
1777	1,19	1,62	0,44	3,88	1104,86	11,32
472	1,60	0,30	-1,30	0,32	-3266,27	нет
1454	0,11	0,11	0,00	5,60	375,20	18,38
1061	0,05	0,12	0,07	5,82	5942,91	нет
144	0,09	0,13	0,04	3,96	1952,12	нет
2291	0,09	0,20	0,11	-0,95	3826,57	1,86
2924	0,12	0,24	0,12	2,67	3188,23	нет
5041	0,14	0,13	-0,02	0,52	1679,52	нет
1212	0,97	0,73	-0,24	1,75	-1832,77	нет
148	15,55	29,10	13,55	3,61	244,18	22,48
851	0,44	0,28	-0,16	3,28	-2065,52	нет
1074	0,14	0,40	0,25	2,82	5685,84	1,31
710	0,08	0,42	0,34	4,20	12445,56	1,18
2593	0,45	0,49	0,04	5,47	-778,76	нет
2318	24,55	28,30	3,75	4,70	979,90	3,27

Продолжение табл. 6.9

848	0,10	0,58	0,48	3,97	12217,36	0,85
5153	0,32	0,55	0,23	4,26	1552,53	6,76
903	0,52	0,30	-0,22	1,68	-2283,57	нет
2022	0,66	0,83	0,17	4,59	482,95	15,77
5122	32,66	33,03	0,37	6,62	608,18	18,14
832	0,59	1,24	0,65	5,80	2580,07	2,36
1835	1,69	1,47	-0,21	7,05	-1118,54	нет
5090	1,30	1,34	0,04	8,84	202,07	23,13
5085	0,74	1,34	0,61	9,44	3344,79	4,00
2842	2,87	1,95	-0,92	9,10	-1007,89	нет
584	8,35	7,34	-1,02	9,06	232,55	28,57
2217	29,91	45,45	15,55	9,74	-521,12	нет
1546	34,89	67,18	32,28	13,98	4439,80	2,35
1036	4,44	5,60	1,16	13,78	1826,65	6,96
1766	35,03	51,21	16,18	18,42	8452,55	0,78
1841	8,76	12,40	3,65	15,96	3732,50	6,73
1778	13,42	15,41	1,99	20,53	5964,01	1,70
1881	18,27	20,09	1,82	19,79	4681,75	0,80
1508	12,98	17,27	4,29	18,70	1305,67	4,63
972	18,74	18,51	-0,23	22,94	2316,06	3,00
1473	28,15	78,53	50,37	23,82	4364,97	1,06
1827	56,31	61,52	5,21	31,677	9262,88	0,39
727	18,54	42,93	24,39	31,19	9129,92	1,31
937	9,84	24,43	14,60	29,75	7350,89	0,94
5088	216,88	336,97	120,09	37,41	8855,22	2,12

**Распределение скважин по критериям
технологической и экономической целесообразности**

	Урало-Поволж.		Зап. Сибирь	
	скв.	%	скв.	%
Положительно по всем критериям	15	18,3	20	40
Положительно по экономическим критериям	21	25,6	30	60
Положительно по технологическому критерию	44	53,7	37	74
Отрицательный результат по всем показателям	27	32,9	1	2
ИТОГО	82	100,0	50	100

Как видно из табл. 6.10, 74% скважин по месторождениям Западной Сибири и 53 % по месторождениям Урало-Поволжья дают положительный технологический эффект. Однако из них только 38 и 18% скважин на соответствующих месторождениях анализируемых регионов дают положительный экономический эффект.

Значительная доля проведенных скважино-операций сопровождается технологическим эффектом, но при этом прирост добычи не окупается даже за счет условно-постоянных затрат и затрат на их осуществление.

6.6. ОЦЕНКА ПРЕДЕЛОВ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ И ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЦЕЛЕСООБРАЗНОСТИ ПРОВЕДЕНИЯ МЕРОПРИЯТИЙ НА СКВАЖИНАХ

Для того чтобы отразить с экономических позиций условия и границы осуществления мероприятий по восстановлению производительности скважин и обосновать выбор наиболее рациональных методов с учетом природно-геологических условий разработки конкретного месторождения, устанавливаются пределы технологической и экономической целесообразности проведения мероприятий (см. рис. 6.2).

В табл. 6.11 и 6.12 отражены типовые ситуации эффективности осуществления мероприятий по восстановлению производительности скважин на месторождениях Урало-Поволжья и Западной Сибири по критерию ЧДД в зависимости от дебита, обводненности и стоимости мероприятия.

В соответствии с информацией табл. 6.11 и 6.12 могут быть построены расчетные кривые зависимости ЧДД от дебитов и обводненности при возможном осуществлении работ, направленных на улучшение технологических параметров эксплуатации скважин (рис. 6.4 и 6.5).

Из приведенных зависимостей следует, что осуществление мероприятий по восстановлению производительности скважин на месторождениях Западной Сибири не является эффективным практически для всех уровней дебитов при обводненности свыше 90% даже при достаточно

**Ранжирование эффективности проведения мероприятий по критерию ЧДД
на месторождениях Урало-Поволжья, тыс. руб.**

Дебит, т/сут	Обводненность, %									
	20	30	40	50	60	70	80	90	95	99
0,1	-84,3	-84,9	-85,7	-86,8	-88,4	-91,2	-96,7	-113,2	-146,3	-411,0
0,3	-49,7	-51,4	-53,8	-57,1	-62,1	-70,3	-86,9	-136,5	-235,7	-1029,7
0,5	-2,9	-5,8	-9,8	-15,3	-23,6	-37,3	-64,9	-147,6	-313,0	-1636,3
0,7	176,9	172,8	167,3	159,5	148,0	128,7	90,1	-25,7	-257,3	-2109,9
0,9	295,8	290,5	283,4	273,5	258,6	233,8	184,1	35,3	-262,5	-2644,4
1,1	349,6	343,1	334,4	322,3	304,1	273,8	213,1	31,2	-332,7	-3244,0
1,3	561,4	553,7	543,5	529,2	507,7	471,8	400,1	185,1	-245,0	-3685,5
1,7	550,2	541,3	529,5	513,0	488,1	446,8	364,1	116,0	-380,3	-4350,1
1,8	855,7	845,1	830,9	811,0	781,3	731,6	632,4	334,7	-260,8	-5024,6
3,0	1524,8	1507,1	1483,5	1450,4	1400,8	1318,1	1152,7	656,4	-336,0	-8275,7
5,0	2678,8	2649,2	2609,8	2554,7	2472,0	2334,2	2058,5	1231,4	-422,7	-13655,5

**Ранжирование эффективности проведения мероприятий по критерию ЧДД
на месторождениях Западной Сибири, тыс. руб.**

Дебит, т/сут	Обводненность, %									
	20	30	40	50	60	70	80	90	95	99
1	-775,0	-789,8	-809,6	-837,3	-878,8	-948,1	-1086,6	-1502,0	-2332,9	-8979,8
3	766,0	721,5	662,1	579,0	454,4	246,7	-168,7	-1415,0	-3907,6	-23848,4
5	2256,6	2182,4	2083,5	1945,0	1737,3	1391,1	698,7	-1378,5	-5532,8	-38767,4
7	3631,6	3527,8	3389,3	3195,4	2904,6	2420,0	1450,6	-1457,4	-7273,5	-53801,9
12	7089,3	6911,2	6673,8	6341,5	5843,0	5012,1	3350,4	-1634,8	-11605,2	-91368,2
17	11166,4	10914,2	10577,9	10107,0	9400,8	8223,7	5869,6	-1192,7	-15317,4	-128315,1
22	14886,5	14560,1	14124,9	13515,6	12601,6	11078,4	8031,9	-1107,6	-19386,7	-165618,9
27	18459,0	18058,4	17524,2	16776,5	15654,8	13785,3	10046,4	-1170,2	-23603,6	-203070,4
30	20013,0	19567,9	18974,4	18143,6	16897,3	14820,1	10665,8	-1797,2	-26723,1	-226130,7

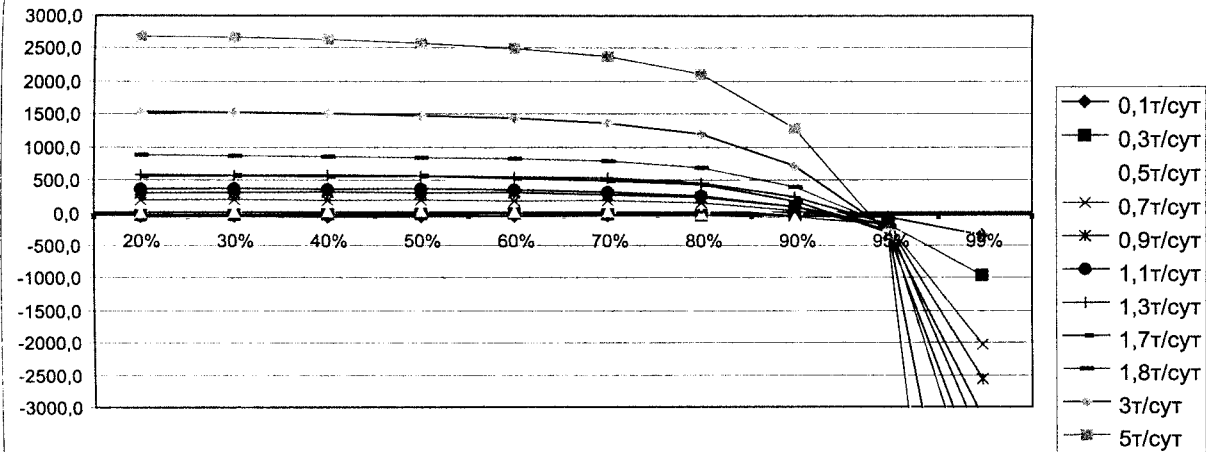


Рис. 6.4. Расчетные зависимости ЧДД от дебита и обводненности продукции по месторождению Урало-Поволжья

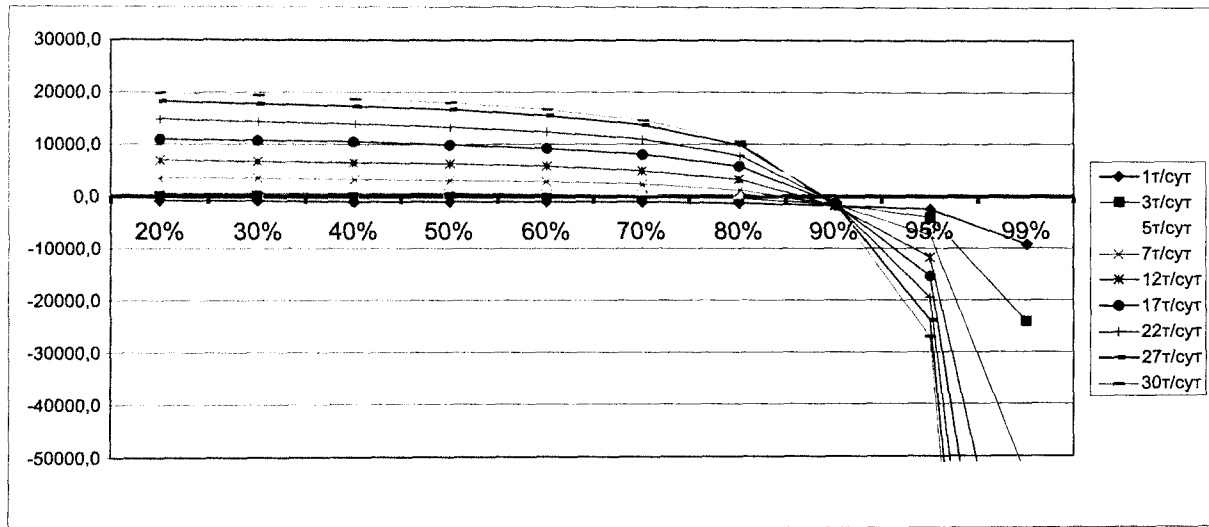


Рис. 6.5. Расчетные зависимости ЧДД от дебита и обводненности по месторождению Западной Сибири

высокой рыночной цене нефти на сегодняшний день. На малодебитных скважинах такие мероприятия экономически неэффективны даже при низкой обводненности продукции.

На подобных месторождениях Урало-Поволжья при существующих экономических условиях можно говорить о проведении ремонтов на скважинах с дебитностью более 0,7 т/сут и обводненностью не более 92%.

Следует обратить внимание на приростные величины ЧДД. На малодебитных месторождениях Урало-Поволжья граница экономической целесообразности приходится на скважины с дебитностью свыше 0,5 т/сут.

Прирост ЧДД резко возрастает за пределами 1,8 т/сут при 90% обводненности продукции.

Предельная экономическая эффективность осуществления ремонтных работ на месторождении Западной Сибири будет у скважин с дебитом 3 т/сут и обводненностью 70%. Только начиная с 7 т/сут при 87% обводненности, начинается плавное нарастание ЧДД.

Описанный графический способ может, на наш взгляд, оказать практическую помощь при выборе экономически целесообразных методов восстановления производительности скважин и определении рациональных границ их применения с учетом технологических особенностей разработки нефтяных месторождений на поздней стадии эксплуатации.

Четвертый этап оценки эффективности (см. рис. 6.2) связан с проигрыванием сценариев экономической эффективности осуществления мероприятий по выбранным критериям на основе вероятностной модели и графического метода исследования в соответствии с рассмотренной в гл. 6.4 и 6.5 методологией исследования.

Результаты оценки по одной из анализируемых скважин представлены в табл. 6.13.

Таблица 6.13

Скважина 1827

	Без мероприятия	С мероприятием	Без мероприятия	С мероприятием	Без мероприятия	С мероприятием
Объем добычи нефти, т	0	0	500	500	1000	1000
Постоянные затраты, тыс. руб.	503,06	621	503,057	620,31	503,057	620,3109
Переменные затраты, тыс. руб.	0	0	355	290	710	580
Общие затраты, тыс. руб.	503,06	620,31	858,057	910,31	1213,057	1200,311
Выручка от реализации нефти, тыс. руб.	0	0	1400	1400	2800	2800

Приведенный пример расчета свидетельствует, что без учета мероприятия безубыточность скважины достигается при меньшем объеме добычи (240 т), чем с мероприя-

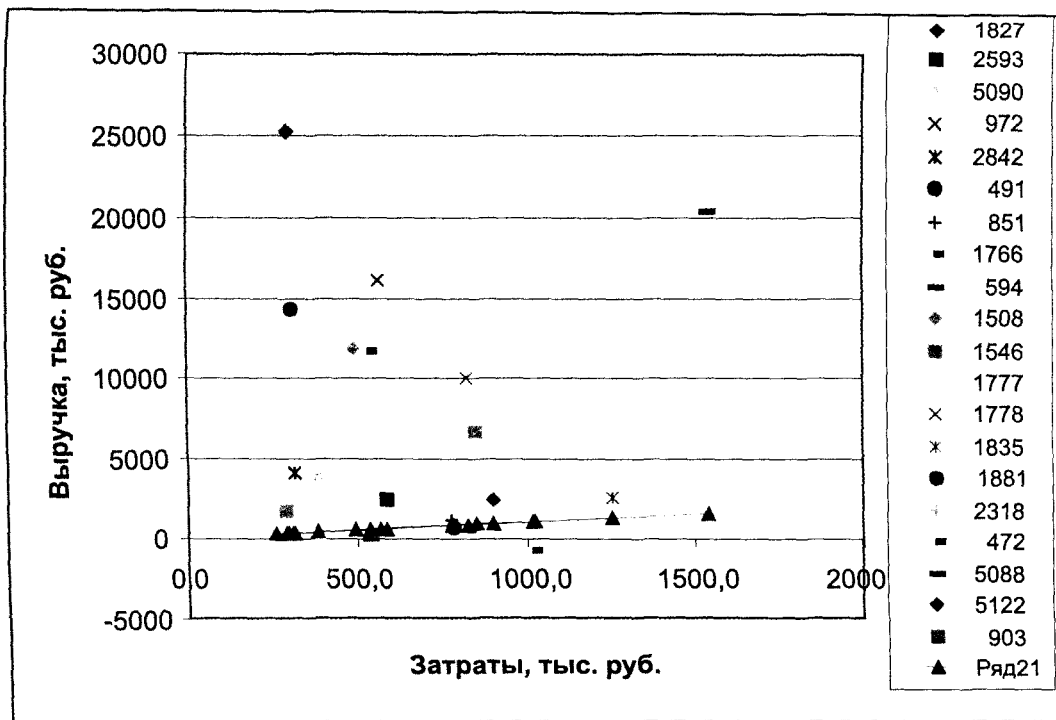


Рис. 6.6. Определение порога рентабельности скважин после проведения мероприятий

тием (280 т). Следовательно, на данной скважине нецелесообразно проводить мероприятие по восстановлению производительности скважин.

Построенный алгоритм (см. рис. 6.2) позволяет выявить экономическую выгодность проведения комплекса мероприятий на скважинах с учетом их технико-технологических особенностей и графически интерпретировать сразу достаточно большое количество скважин по различным факторам. На рис. 6.6 приведены результаты оценки по критерию предела безубыточности по группе скважин на месторождениях Урало-Поволжья.

Линия на графике обозначает порог рентабельности скважин. Ниже нее расположены скважины, на которых нерентабельно проводить мероприятия по восстановлению производительности скважин.

Использование теории управления позволяет дать количественную оценку по каждой скважине с учетом изменения затрат в зависимости от изменения дебита скважин, т. е. заранее прогнозировать возможность изменения экономических параметров при выборе комплекса мероприятий на действующем фонде скважин.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Вопросы повышения эффективности нефтегазодобывающего производства занимают одно из главных мест в фундаментальных экономических исследованиях.

Для удовлетворения растущих потребностей в нефти необходимо, с одной стороны, выявлять и осваивать десятки и сотни новых месторождений, с другой — разрабатывать и внедрять широкий комплекс мер по рациональному использованию невозпроизводимых ресурсов нефти.

Одновременно для месторождений, находящихся на поздней стадии эксплуатации, актуальным является обеспечение наиболее полной выработки основных запасов нефти при получении максимальной прибыли.

В то же время, по мере выработки запасов месторождений объективно ухудшаются как технологические, так и экономические показатели разработки: растет обводненность извлекаемой продукции, возрастает водный фактор, падают дебиты скважин по нефти, растут капитальные вложения и себестоимость единицы продукции.

В сложившихся рыночных отношениях экономическая целесообразность дальнейшей эксплуатации высокообводненных месторождений является проблематичной и тре-

бует детального обоснования. В то же время, если своевременно не остановить убыточные скважины, то в определенный период денежный поток станет отрицательным.

Когда показатели эксплуатации рассчитываются по каждой скважине, процесс выбытия или реанимации нерентабельных скважин удастся оптимизировать в результате многовариантных расчетов. Отсюда необходимость широкого применения экономико-математических методов и пофакторного анализа эффективности производства.

Скважины, требующие индивидуального подхода к оценке экономической целесообразности их эксплуатации, нередко без достаточных оснований предлагается перевести в другие категории, консервировать или ликвидировать, что приводит к снижению эффективности нефтегазодобывающего производства в целом.

Важнейшей проблемой для российских нефтегазодобывающих компаний (предприятий) в настоящее время стал быстрый рост издержек производства. Так, только за последние 4—5 лет издержки по нефтегазодобывающим компаниям увеличились в 2—3 раза. Повышение затрат в нефтяной отрасли снижает ее рентабельность. В результате существенная часть предприятий нефтяного комплекса является убыточной. Между тем себестоимость западных нефтедобывающих компаний ежегодно снижается на 1—2 долл. США.

В этой связи важнейшей задачей нефтедобывающих компаний в краткосрочной и долгосрочной перспективе является повышение эффективности производства за счет его оптимизации.

При подготовке ежегодных и перспективных программ, направленных на сохранение уровней добычи нефти и снижение себестоимости, требуется проведение комплекса технико-экономических расчетов по выявлению опти-

мального набора средств для достижения поставленной цели при минимальных издержках.

Чтобы принять экономически оптимальную программу, руководство нефтяной компании сталкивается с необходимостью решения многофункциональной задачи с учетом ряда ограничений, таких как: дефицит инвестиционных ресурсов, колебание цен на нефть, область применения геолого-технических мероприятий, их эффективность в сочетании с масштабами внедрения данных мероприятий.

Задача экономической науки состоит в том, чтобы направить совместные усилия ученых и практиков на решение современных проблем рационального использования нефтегазовых ресурсов и повышение эффективности нефтегазодобывающего производства.

Именно эту цель ставили перед собой авторы книги.

ЛИТЕРАТУРА

1. Авдулов П. В., Гойзман Э. И., Жандаров А. И. Методы анализа и обоснования решений в управлении экономикой. — М.: АНХ, 1989.
2. Алеев Ф. И., Кириллов С. А., Коваль А. А. Опыт и перспективы применения методов повышения нефтеотдачи на месторождениях АО «Оренбургнефть» // Нефтяное хозяйство. — 1995. — №8 — С. 20.
3. Алекперов В. Экономика нуждается в «экологизации» // Нефть России. — 1999. — №2 — С. 32-35.
4. Александров А. Окно в «зеленую» Европу // Нефть России. — 2000. — №4.
5. Андреев А. Ф. Имитационное моделирование воспроизводственных процессов в НГП / Сб. трудов Всероссийской НГК: Актуальные проблемы состояния и развития НГК России. — М.: ГАНГ им. И. М. Губкина, 1997. — С. 4-5.
6. Бартовский М. Н. Экономико-математическое моделирование в нефтяной промышленности. — М.: Недра, 1991. — 168 с.

7. Беренс В., Хавранек П. Руководство по оценке эффективности инвестиций. — М.: АОЗТ Интерэкспорт. ИНФРА — М., 1995. — 528 с.
8. Валов Б., Котетков А., Синельников А. Технологический прорыв // Нефть России. — 1999. — №3. — С. 52-55.
9. Временная методика экономической оценки прогнозных и перспективных ресурсов нефти ВНИГРИ. — С.-Пб. :ВНИГРИ, 1988.
10. Гейман М. Экономика разведки и разработки нефтяных месторождений в США. — М.: Недра, 1967. — 192 с.
11. Гиматудинов Ш. К. Разработка и эксплуатация нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений. — М.: Недра, 1988. — 302 с.
12. Гумерский Х. Х., Жданов С. А., Гомзинов В. К. Прирост извлекаемых запасов нефти за счет применения методов увеличения нефтеотдачи // Нефтяное хозяйство. — 2000. — № 5. — С. 38-40.
13. Дворец Н., Низьев В., Халимов Э. Работа с трудноизвлекаемыми запасами нефти невозможна без помощи государства // Нефть и капитал. — 1997. — №5. — С. 14-16.
14. Девятов В., Михайлов В., Родионов И. Добыча прирастет нефтеотдачей // Нефть России. — 1997. — №8. — С. 39-42.
15. Дыбленко В. П., Камалов Р. Н. Повышение продуктивности и реанимация скважин с применением виброволнового воздействия. — М.: Недра, 2000. — 378 с.

16. Дябин А. Г., Соркин А. Я., Ступаченко В. Е. Применение технологий повышения нефтеотдачи научно-производственным центром ОАО РМНТК «Нефтеотдача» // Нефтяное хозяйство. — 2000. — № 12. — С. 16-18.
17. Ермилов О. М., Миловидов К. Н. Стратегия развития нефтегазовых компаний. — М.: Наука, 1998. — 623 с.
18. Жданов С. А. Экономические модели и методы в управлении. — М.: Дело и Сервис, 1998.
19. Зубарева В. Д. Финансово-экономический анализ проектных решений в нефтегазовой промышленности. — М.: Нефть и газ, 2000.
20. Загирова Ф. Г. Оценка экономического эффекта от применения новых методов изоляции поглощающих пластов // Экономика нефтяной промышленности. — 1981. — №8. — С. 20-24.
21. Зайнутдинов Р. А. Методический подход к экономической оценке реабилитации бездействующего фонда скважин // Сб. трудов РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина. 2000.
22. Зайнутдинов Р. А., Крайнова Э. А. Многофакторный анализ влияния качества строительства скважин на экономические показатели их эксплуатации // Сб. трудов РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина, 2000.
23. Зайнутдинов Р. А., Крайнова Э. А., Юшкова И. В. Экономические рычаги взаимодействия предприятий нефтегазового комплекса с окружающей средой. — М.: Альфа-пресс, 2001. — 192 с.
24. Зайнутдинов Р. А. К вопросу о целесообразности осуществления мероприятий по восстановлению производительности скважин на разных стадиях их эксплуатации // Нефтегазовая вертикаль. — 2001. — № 16.

25. Карасев В., Потеряев А., Шпильман В. Как получить прибыль с нерентабельных месторождений // Нефть и капитал. — 1996. — № 9. — С. 25-28.
26. Ковалева А. И. Экономическая эффективность применения новых методов повышения нефтеотдачи пластов // Экспресс-информ. — 1987. — Вып. 11. — 1987. — С. 10-13.
27. Ковалева А. И. Технологические инновации и особенности оценки их экономической эффективности в вертикально-интегрированных нефтяных компаниях. — М.: МАКС Пресс, 2000.
28. Коноплянник А. Российский ТЭК на пути к новой энергетической политике страны // Нефтяное хозяйство. — 2000. — № 4. — С. 7-13.
29. Крайнова Э. А. Экологический фактор в принятии экономических решений нефтяной компании. — Уфа: УГНТУ, 1997. — 152 с.
30. Крайнова Э. А., Мархасина П. В. Экологический критерий оценки зоны загрязнения пресноводного комплекса в технологии нефтегазодобычи // Экономика и управление в нефтегазодобыче. — 1993. — № 3. — С. 16-19.
31. Крайнова Э. А., Юшкова И. В., Зайнутдинов Р. А. Формула безопасности // Нефть России. — 2000. — № 12. — С. 44-46.
32. Лесничий Н. Три возраста месторождений // Нефть России. — 1997. — № 5-6. — С. 11-16.
33. Лифшиц Ф. Н., Гулина Н. Е., Бережная Л. И. О совершенствовании оценки экономической эффективности научно-технических и хозяйственных решений // Реф. НЭС: Экономика и управление нефтяной промышленностью. — 1999. — Вып. 1.

34. Лобанов Н. Нефтеотдача пласта: перспектива непроста // Нефть России. — 1998. — № 8. — С. 24-27.
35. Лысенко В. Д. Критерий рациональности разработки нефтяной залежи // Нефтяное хозяйство. — 1998. — № 1. — С. 40-44.
36. Лысенко В. Д. Экономические проблемы проектирования рациональной разработки нефтяной залежи // Нефтяное хозяйство. — 1998. — № 9. — С. 25-29.
37. Мандрик И. Как извлечь трудноизвлекаемую нефть // Нефть России. — 1997. — № 7. — С. 42-43.
38. Методика по планированию, учету и калькулированию себестоимости добычи нефти и газа. — М.: Минтопэнерго, 1995. — 134 с.
39. Методические рекомендации по оценке эффективности инвестиционных проектов. — М.: Экономика, 2000. — 421 с.
40. Миловидов К. Н. Критерии и методы оценки эффективности воспроизводства запасов нефти и газа. — М.: Недра, 1989. — 224 с.
41. Мякинник Н. Нефтяной эквивалент экономического подъема // Нефть России. — 1999. — № 12. — С. 16-22.
42. Орлов В. Эффект богатства и дефект хозяйствования // Нефть России. — 1999. — № 7. — С. 50-55.
43. Полуденев И. А. Технико-экономическое обоснование рационального комплекса исследований при проведении ремонтно-изоляционных работ // Экономика нефтяной промышленности. — 1979. — № 10. — С. 13-17.

44. Пономарев С. А., Макаров А. В., Самойлов Е. Н., Гайнуллин К. Х. Экономические проблемы рентабельности разработки нефтяных месторождений с истощающимися ресурсами // Нефтяное хозяйство. — 1997. — №9. — С. 24-28.
45. Постановление Правительства РФ «О мерах по вводу в эксплуатацию скважин на нефтяных месторождениях», №1213 от 1.11.99.
46. Приказ Министерства топлива и энергетики об утверждении форм отчетности о работе введенных в эксплуатацию бездействующих контрольных скважин и скважин, находящихся в консервации. 1.01.2000, № 430 от 17.12.99.
47. Рохлин С. М., Рыженков И. И., Фетисов А. А. Экономика рационального использования нефтяных ресурсов недр. — М.: Недра, 1991. — 236 с.
48. Симонов Б. Ф., Опарин В. Н., Канискин Н. А. Вибросейсмическое воздействие на нефтяные пласты с земной поверхности // Нефтяное хозяйство. — 2000. — № 5. — С. 41-46.
49. Файхутдинов Р. А. Разработка управленческих решений. — М.: ИНТЕЛ-СИНТЕЗ, 1997.
50. Шим Д., Спгел Д. Методы управления стоимостью и анализа затрат. — М.:Филин, 1996. — 344 с.
51. Шлеин Г. А., Газимов Р. Р., Ирилханов Р. Д. Применение вибрационно-циклических методов интенсификации притоков и восстановления приемистости при освоении скважин // Нефтяное хозяйство. — 2000. — № 9. — С. 76-79.

52. Юсупов И. Г., Нугайбеков Р. А. Состояние и перспективы повышения эффективности эксплуатации малодебитных скважин // Нефтяное хозяйство. — 1997. — № 4. — С. 48..
53. Ягуткин В. А. Экспресс-оценка экономической эффективности методов повышения нефтеотдачи и интенсификации добычи // Нефтяное хозяйство. — 2000. — № 8. — С. 19-20.
54. Baum W. C., Tolsert S. M. Investing in Development // Lessons of World Bank Experience. — 1985.
55. Bishop R., Hoberlein T. A. The Contingent Valuation Method' in Land G. V Johnson (eds.) Economic Valuation of Natural Resources: Issues'. Theory and Applications. Westview Press. Boulder (1990).
56. Kaufmann D., Quigley J. M. The Consumption Benefits of Investment infrastructure' // Journal of Development Economics. — 1987. — Vol. 25. — Pp. 263-284.
57. Karplus R. The Value of Strategic and operational flexibility in petroleum industry decisions // Business risks in the Oil industry. — Norway. — 1991.
58. Kornelly V. The cost of Oil and Gas industry in East Sibiriy // USA. Oil and Gas Journal. — 1992. — 97 p.
59. Megill R. Problems in Estimating the Cost of Finding Oil and Gas // World Oil. — 1981. — 171 p.
60. Megill R. Risk Analysis Fundamentals // Exploration economics. — Oklahoma, USA. — 1988.

ПРИЛОЖЕНИЕ

КРАТКИЙ АНГЛО-РУССКИЙ ГЛОССАРИЙ ПО ЭФФЕКТИВНОСТИ НЕФТЕГАЗОДОБЫВАЮЩЕГО ПРОИЗВОДСТВА

А

abandon a well ликвидировать скважину

abandoned well ликвидированная скважина

abandonment pressure пластовое давление

ability to meet payments способность выполнять обязательства по платежам

ability to pay debts способность платить долги

above bubble point (pressure) давление выше давления насыщения

above ground на поверхности земли, наземный

- above-ground equipment** наземное оборудование
- absolute humidity of gas** абсолютная влажность газа
- absolute potential** абсолютный потенциал, абсолютные потенциальные ресурсы
- absolute pressure** абсолютное давление
- absolute temperature** абсолютная температура
- absorb** поглощать, абсорбировать
- absorbed gas** поглощенный/абсорбированный газ
- absorber** поглотитель
- absorption chamber** абсорбционная камера; насадочная колонна
- absorption coefficient** коэффициент поглощения
- absorption well** поглощающий колодец, поглощающая скважина
- accelerated depreciation** ускоренная амортизация
- acceptable environmental range test** проверка на допустимость состояния (условий) окружающей среды
- acceptance checkout** приемосдаточные испытания
- acceptance control** приемочный контроль
- accompanying gas** попутный/сопутствующий газ
- accounts payable** кредиторская задолженность
- accounts receivable** дебиторская задолженность
- accrual of unpaid interest** накопление неуплаченных процентов

- accrued liabilities** начисленные обязательства. Возникают, когда расходы понесены до соответствующей оплаты наличными. Например, начисленная, но не выплаченная работникам заработная плата; проценты; страховые премии
- accumulated depreciation** накопленная амортизация
- accumulation of oil (gas)** скопление нефти (газа)
- accumulation of petroleum** скопление углеводородов, залежь или месторождение нефти или газа
- accumulation** аккумуляция, скопление, накопление; залежь (*нефти, газа*), формирование залежи
- accumulator tank** сборник, сборный резервуар
- accuracy** точность оценки
- acid bottle** пробирка для плавиковой кислоты (*для замера угла искривления скважины*)
- acid treatment** кислотная обработка скважин
- acid** кислота, кислый
- acid-base fracture fluid** жидкость разрыва на кислотной основе
- acid-kerosene emulsion fluid** керосино-кислотная эмульсия (*для гидроразрыва пласта*)
- acquisition** приобретение (компании, активов, имущества, собственности и т.п.)
- acreage per well** нефтеносная площадь, приходящаяся на одну скважину
- acting** действующий, работающий

active load активная нагрузка

active oil calculations подсчет активных (*навлекаемых*) запасов нефти

activity ratios коэффициенты управления активами; коэффициенты (оценки) активности (деятельности). К этой группе коэффициентов относятся: оборачиваемость, дебиторская задолженность и запасы товарно-материальных ценностей в днях

actual reserves достоверные запасы

actual capacity фактическая производительность

actual chance of success реальная возможность успеха

actual cost(s) фактические издержки

actual efficiency действительный (фактический) КПД; рабочий КПД

actual efficiency эффективная мощность

actual gas реальный газ

actual horsepower фактическая/эффективная мощность

actual load фактическая нагрузка

actual measurements измерения в натуре

actual operating conditions реальные (фактические) условия эксплуатации

actual output 1) фактическая добыча; 2) полезная отдача или производительность, эффективная мощность

actual size фактический размер

actual-value profit [income, revenue, etc.] номинальная [не-
дисконтированная] прибыль, номинальный доход, не-
дисконтированные поступления и т.п. Доходы, представ-
ленные в номинальном исчислении (без учета относи-
тельного обесценения изымаемых из оборота денежных
средств)

actuate приводить в действие; возбуждать

additional resources дополнительные ресурсы

additional security of loan дополнительное обеспечение ссуды

additions to reserves прирост запасов. Увеличение запасов
за определенный период в результате открытия новых
или разведки известных месторождений, а также пере-
оценки их запасов без дополнительных работ

adherence to loan covenants соблюдение условий кредит-
ных договоров

adherence to specification соблюдение технических усло-
вий

adjoining well соседняя скважина

adjust debts урегулировать долги

adjustable peg регулируемый фиксированный обменный
курс. Фиксированный или искусственно поддерживаем-
ый по отношению к другим валютам обменный курс,
уровень которого может подвергаться периодическим
корректировкам

adjusted gross income скорректированный валовой доход.
Валовой доход за вычетом местных налогов

- adjustment lending** регулирующее кредитование, предоставление ссуд на цели структурных реформ. Вид кредитов, предоставляемых Всемирным банком государствам-заемщикам
- adjustment of debts** урегулирование долгов; управление долгами
- adjustment of economy** регулирование экономики
- adjustment out of unprofitable activities** отказ от убыточных видов деятельности
- administered prices** управляемые (регулируемые государством), жесткие цены
- administered rates** административные процентные ставки. Ставки по ссудам, депозитам и т. д., регулируемые правительством
- administrative costs** административные расходы
- admissible load** допустимая нагрузка
- adsorbed gas** адсорбированный газ
- adsorbed oil** адсорбированная нефть
- adsorption** адсорбция
- advance of edgewater** наступление краевой воды
- advance petroleum revenue tax, APRT** предварительный [авансируемый, досрочный] нефтегазовый налог (Великобритания). Предварительные (авансовые) платежи в счет специального налога на доходы нефтяных компаний. Установлены в начале 1983 г. в размере 20% валовых поступлений от реализации нефти и газа
- advertising campaign for sale of the shares** рекламная компания по продаже акций
- afflux** приток, прилив

after-flush последующая промывка (*скважины*)

after-production дополнительная добыча за счет применения вторичных методов воздействия на пласт; вторичная добыча

after-tax cost(s) «полные» [совокупные] затраты (на добычу полезного ископаемого). Затраты с учетом налоговых платежей: сумма производственных издержек и всевозможных отчислений в пользу государства — собственника недр

after-tax profit [income, proceeds] прибыль [доходы, поступления] после уплаты налогов (за вычетом налоговых платежей)

age 1) возраст (*геологический*), период, эпоха, век; 2) продолжительность *или* срок службы (*материальной части*)

agent of harm (emissions, residual, pollutants) факторы, причиняющие ущерб окружающей среде. К этим факторам относят выбросы, переработанные отходы, загрязняющие вещества

age-size law закон зависимости между возрастом и производительностью скважины

aggregate demand совокупный спрос. Отражает реальную покупательную способность страны. Также называют совокупными расходами, в которые включаются государственные потребительские расходы, потребление частного сектора, суммарные инвестиции и сальдо экспортно-импортных расходов

aggregate demand curve кривая совокупного спроса. Монотонно убывающая функция на графиках макроэкономической модели, характеризующая взаимозависимость изменения цен и объема производства, отражающая динамику совокупного спроса на товары и услуги в экономике

aggregate load суммарная нагрузка (техн.)

aggregate supply совокупное предложение

aggregate supply curve кривая совокупного предложения. Кривая на графиках макроэкономической модели, характеризующая динамику совокупного предложения товаров и услуг в экономике и отражающая зависимость между ростом цен и объемом выпуска продукции

aggregation агрегирование. В проектном анализе — операция суммирования всех затрат или выгод, понесенных или получаемых субъектами, участвующими в проекте или затронутыми им, для исчисления дополнительной чистой выгоды

air collector воздушный резервуар, баллон, воздухо-сборник

air drive нагнетание воздуха в пласт; воздушная репрессия, вытеснение воздухом

air lift эрлифт, воздушный подъемник; подъем жидкости при помощи сжатого воздуха

air pumping компрессорная эксплуатация скважин

alarm monitoring and reporting system система контроля и оповещения об авариях

alcohol-slug method метод применения спиртовой оторочки (вытесняющего вала для улучшения нефтеотдачи пласта)

all oil drive вытеснение нефти воздухом

allocation of resources распределение ресурсов

allocation распределение, разверстка, планирование дебитов

allocative efficiency эффективность размещения

- allotment** 1) участок, прииск; 2) раскладка, разверстка, распределение
- allowable load** допускаемая нагрузка
- allowable production** контингент производства; допустимая норма добычи (из скважины *или* участка)
- allowable** допускаемый, допустимый
- allowables** допустимый дебит; разрешенная норма добычи из скважины, квота; допустимый отбор
- ambient conditions** условия окружающей среды
- amortization** амортизация, постепенная выплата или списание некоторой первоначальной стоимости
- analyze** делать анализ, анализировать
- annual balance (of reserves)** годовой баланс (запасов)
- annual equivalent** годовой эквивалент
- annual load factor** коэффициент среднегодовой загрузки (нагрузки)
- annual maintenance charges** годовые (ежегодные) эксплуатационные расходы
- annuity** аннуитет: равновеликие платежи, которые производятся (получаются) через равные промежутки времени в течение датированного временного периода
- apex lending agreement** ключевое кредитное соглашение
- appraisal curve** оценочная кривая; кривая, построенная на основании прошлой добычи скважины (предполагаемый средний дебит скважины)

approximate value приближенная величина, приближенное значение

appraisal (of reserves, resources) оценка (запасов, ресурсов). Комплекс расчетов, позволяющих определить величину запасов (ресурсов) полезного ископаемого

appraisal (of the project) экспертиза (проекта)

appraisal of property оценка имущества

appreciation повышение стоимости: повышение стоимости активов, процесс противоположный обесцениванию; рост стоимости (ревальвация) национальной валюты относительно валют других стран

approximation method метод приближений

aqueous gel водный гель

aqueous solution водный раствор

aquifer водоносный горизонт, водоносная формация; законтурная зона пласта

area of bearing опорная поверхность

area of influence of a well площадь влияния (интерференции) скважины

area площадь, поверхность, зона, область

areal convergence of reserves распределение запасов (*нефти*) по площади

areal geology региональная геология

areal limits of oil sand контур нефтеносности пласта

areal limits площадь распространения

- army pipe line** полевой магистральный трубопровод, трубопровод
- artesian water** артезианская вода
- artesian well** артезианская скважина
- artificial conditions** искусственное воздействие на пласт
- artificial lift** механизированная (насосно-компрессорная) эксплуатация
- artificial water flooding** искусственное заводнение
- ascending velocity** скорость подъема, скорость восходящего потока
- aspect** вид, перспектива; взгляд, положение; свойство; оценка
- aspects of project analysis** аспекты проектного анализа, т. е. разделы или направления, по которым проводится проработка и последующая оценка проекта. Обычно различают анализ коммерческий, финансовый, экономический (народнохозяйственный), технический, экологический, социальный, институциональный
- asphalt base petroleum** нефть асфальтового/нафтенowego основания
- asphalt** асфальт, нефтяной битум
- asset acquisition** приобретение активов. В процессе приватизации — выкуп компании путем покупки определенных (физических) активов вместо акций данной компании
- asset management** управление активами
- asset management ratios** коэффициенты качества управления активами. Например, оборачиваемость запасов, оборачи-

ваемость дебиторской задолженности, дебиторская задолженность в днях, оборачиваемость общей суммы активов

asset price цена актива. Цена, по которой может быть куплена (продана) единица финансового капитала (например, акция) или физического капитала (станок или здание)

asset pricing ценообразование на рынке ценных бумаг

asset-based loan ссуда, обеспеченная специфическими активами предприятия. Активы рассматриваются не с точки зрения их реализации как залога, а с позиции генерации ими денежного потока, достаточного для погашения ссуды и направляемого на эти цели

assets активы

associated gas попутный газ

associated gas-oil ratio сопутствующий газовый фактор

associated water попутная вода (добываемая вместе с нефтью)

atmospheric gas-oil ratio газовый фактор, приведенный к атмосферным условиям

availability of credit размер кредита, разрешенного к получению

availability of oil [gas] наличие нефти [газа]. Количество нефти или газа, которое может быть подано (из месторождения, залежи или скважины) в трубопровод за определенный период времени

availability of oil потенциальная добыча нефти

average [unit] cost(s) средние [единичные] издержки. Издержки, приходящиеся на единицу выпускаемой про-

дукции. Также употребляется термин «себестоимость единицы продукции»

average annual kilowatt use среднегодовое удельное электропотребление (в расчете на одного потребителя)

average cost method метод средней стоимости. Включение стоимости сырья и материалов в себестоимость реализованной продукции по средней стоимости запасов, рассчитываемых как запасы на начало периода плюс закупки в течение данного отчетного периода

average filling losses средние потери от больших дыханий (*резервуара*)

average fixed cost(s), AFC средние постоянные издержки. Отношение суммы постоянных (фиксированных) издержек к объему выпуска

average hours of work среднее число часов рабочего времени

average income on book value of investment средний доход на балансовую стоимость капиталовложений

average life of well средний период жизни скважины

average output средняя добыча, средняя производительность

average performance средняя производительность

average pressure средневзвешенное давление

average reservoir pressure среднее пластовое давление

average success rate средний коэффициент получения успешного результата

average tax rate средняя ставка налога. Отношение суммы налогов к доходу

average total cost(s), ATC средние совокупные издержки. Отношение совокупных издержек к объему выпуска; равно сумме средних постоянных и средних переменных издержек

average variable cost(s), AVC средние переменные издержки. Отношение переменных издержек к объему выпуска

average yearly gross discovery среднегодовой общий прирост запасов в результате открытия месторождений. Среднегодовой прирост запасов, полученный в результате открытия новых месторождений, без учета доразведки уже известных месторождений и добычи полезного ископаемого

areal map карта с оконтуренными залежами (*нефти*)

areal sweep эффективность вытеснения нефти на площади; экспертная оценка приемлемости инвестиционного проекта в соответствии с определенными критериями принятия решений

В

balance reserves балансовые запасы

balance sheet баланс компании [предприятия] (бухгалтерский)

balance sheet items статьи бухгалтерского баланса

balance sheet risks балансовые риски

- bank of oil** нефтяная зона, перемещаемая вытесняющим агентом
- banking** образование перемещающейся нефтяной зоны перед фронтом наступающего агента
- bare pipe-line** незащищенный/неизолированный трубопровод
- barefoot completion** законченная бурением скважина с открытым (необсаженным) забоем
- barrel** 1) баррель (мера для нефти в США, равная 42 американским галлонам, или 158,988 л)
- barrel per acre method** способ определения производительности месторождения с единицы площади
- barrelage tax** налог на добычу нефти; нефтяное роялти, взимаемое с валовых поступлений от продажи нефти
- barrels of reservoir crude** объем нефти в пластовых условиях
- barren gap** участок месторождения, не содержащий нефти
- barren rock** пустая порода
- barren spots** непродуктивная зона пласта
- barren well** безрезультатная скважина
- barren zone** непродуктивная зона/интервал
- barren** пустой, не содержащий полезного ископаемого; непродуктивный, бесплодный; засушливый
- barter** бартер. Прямой безденежный обмен товарами или услугами

- basal water** основная вода, основной водоносный горизонт
- base measuring pressure** основное (эталонное) давление
- base measuring temperature** основная (эталонная) температура
- base of petroleum** основание нефти (парафиновое, асфальтовое, нефтяное или смешанное), характер нефти
- base oil** сырая нефть
- base rate** базовая ставка. Ставка, которую банки используют для установления процентных ставок по ссудам
- bases of comparison** базы сравнения. Показатели, на основе которых проводится сравнительный анализ
- basic sediment (bs. a. w.)** осадок на дне резервуара, состоящий из эмульсии нефти, воды и грязи
- basin** бассейн; резервуар; котловина; мульда; бассейн реки
- batch distillation** периодическая перегонка (*нефти*)
- bean back** снижать производительность скважины путем установки штуцера
- bear cat** скважина с трудными условиями эксплуатации
- bearing power of soil** несущая способность грунта
- bearing surface** рабочая поверхность, опорная поверхность, несущая поверхность
- beat** 1) насосные скважины, обслуживаемые одним оператором; 2) биение (*вала*)
- bedding surface** поверхность, сложенная осадочными породами

- before-tax profit [income, proceeds]** прибыль [доходы] до уплаты налогов [с учетом налоговых платежей]
- behavior of well** состояние (поведение) скважины
- behavior** состояние; поведение, режим пласта; характер (напр., движения жидкости)
- belching well** пульсирующая скважина; скважина, периодически выбрасывающая жидкость
- bell hole** углубление в траншее трубопровода, достаточное для сварки по всей окружности шва двух спущенных в траншею примыкающих секций
- below-ground value (of a field reserves)** стоимость подготовки запасов (полезного ископаемого)
- below-ground** подземный
- benefit reduction rate** темпы (норма) сокращения в доходности
- benefit stream** поток выгод. Распределенная по годам серия поступлений от реализации проекта за планируемый период его эксплуатации
- benefit(s) (of the project)** выгоды. Денежное выражение совокупной стоимости всех товаров, услуг и других выгод, возникающих как результат капиталовложений
- benefit-cost ratio** соотношение выгод и затрат
- big inch line** трубопровод очень большого диаметра
- big repair** капитальный ремонт
- black oil** тяжелые нефтяные остатки, мазут, темные масла

blanket deposit пластовая залежь

blanket поверхностный слой, нанос; пласт, слой; покров

blast cleaning пескоструйная очистка

blasting торпедирование скважин; паление шпуров, взрыв; подрывные/взрывные работы

bleeder line спускной трубопровод

bleeding core керн, пропитанный нефтью

bleeding выпуск воды и грязи через нижнюю задвижку нефтяного резервуара

block a line заглушить трубопровод

blow a well clean продуть скважину, законченную бурением

blow down продуть; спустить воду; выдуть

blow In фонтанировать

blow off продувать котел; спускать (*воду и т. п.*); выпустить газ, пар

blow wash добавление струи воды в грязную нефть для лучшего отделения воды и грязи

blow wild бурно фонтанировать при отсутствии фонтанной арматуры на устье скважины (открытый выброс)

blow удар; продувка; фонтан (в *скважине*)

blow-down gas продувочный газ

blow-down pipe продувочная труба, труба для быстрого опорожнения

blower 1) вентилятор, воздуходувка; 2) эжектор; 3) фонтанная скважина

blowing down продувка (*котла*)

blowing in wild открытое фонтанирование (*скважины*)

blowing выброс, фонтанирование

blown into atmosphere выпуск в атмосферу

blowout выброс (на скважины), начать фонтанировать (о скважине)

bonus бонус; поощрение. Единовременный платеж в пользу государства — собственника недр при заключении контрактного соглашения (подрядного контракта) или по достижении определенного результата, оговоренного в соглашении

bonus factor 1. Удельные расходы по уплате бонуса. Рассчитываются на единицу площади арендуемого участка.
2. Доля расходов по уплате бонуса. Удельный вес расходов по уплате бонуса в общих затратах на добычу полезного ископаемого или в капитальных вложениях в разведку и освоение выявленного месторождения

bonus shares льготные акции. Акции, распределяемые среди уже имеющихся акционеров компании взамен дивидендов, подлежащих уплате наличными

book value балансовая стоимость: 1) балансовая стоимость определенного вида актива (реже обязательств и статей собственного капитала) как первоначальная стоимость долгосрочного актива за вычетом накопленного износа; в более широком смысле стоимость данного актива с учетом

уменьшения остатка соответствующего счета; 2) балансовая стоимость компании; чистые активы, совокупные активы компании за вычетом совокупных обязательств; собственный капитал; 3) балансовая стоимость акции

border price цена франко-граница

borderline well бортовая или краевая скважина

bore hole conditions состояние в стволе скважины

bore hole буровая скважина

bore скважина; выбуренное отверстие; проходное отверстие

bottom hole забой скважины

bottom sediments донные осадки в резервуаре

bottom water drive type reservoir водоплавающая залежь с активным напором вод

boundary effect «граничный», краевой, «концевой» эффект

boundary line линия раздела; граница

brackish water солоноватые воды

breakage разрушение

break-even analysis анализ безубыточности

break-even point, BEP точка безубыточности, точка «перелома». Объем или уровень операций (производства или продаж), при котором совокупные поступления (валовой доход) равны совокупным издержкам

break-even price цена безубыточности. Цена продукции, при которой фирма находится в ситуации равенства из-

держек и доходов. Равна минимальным средним совокупным издержкам

break-even reserve(s) [field size] минимальные извлекаемые запасы, обеспечивающие окупаемость капиталовложений (в освоение месторождения); минимальные размеры месторождения, допускающие безубыточность эксплуатационных работ

breakthrough pattern контур прорыва

breakthrough recovery добыча при подходе к скважине фронта рабочего агента

breakthrough well скважина, к которой подошел фронт рабочего агента (при заводнении или нагнетании газа)

breakthrough прорыв рабочего агента, подход фронта рабочего агента (при заводнении или закачке газа в пласт)

breather loss потери от дыхания резервуаров

breather roof плавающая крыша (резервуара)

breathing tank резервуар с плавающей крышей

breathing дыхание (резервуара)

brine water пластовая вода

brine рассол из скважины; соляной раствор, соленая вода; минерализованная вода

brine-into-oll curve кривая вытеснения нефти водой

bring in a well ввести скважину в эксплуатацию

brought in well скважина, вступившая в эксплуатацию

- bubble point oil** нефть, насыщенная газом
- budget** бюджет; смета
- budget consolidation** консолидация бюджета
- budget deficit** дефицит бюджета, бюджетный дефицит
- budget surplus** положительное сальдо бюджета
- budgetary stringency** напряженность бюджета
- build-up of water production** увеличение количества воды в добываемой из скважины жидкости
- build-up period** период роста добычи. Промежуток времени с начала эксплуатации месторождения до момента достижения наивысшего уровня добычи полезного ископаемого
- bulk of reservoir rock** мощность (толща) пласта
- bulk plant** нефтебаза, базисный нефтяной склад
- bulk storage** хранение в резервуарах
- buried pipe line** подземный трубопровод
- buried tank** подземный резервуар
- bushwash** эмульсия нефти и воды, не разрушающаяся без подогрева; отстой на дне нефтяных резервуаров
- business finance** финансирование бизнеса (предпринимательства)
- business location** месторасположение предприятия
- business plan** бизнес-план

- calculated power** проектная мощность (системы)
- calculation of reserves** подсчет запасов
- call loan (demand loan)** ссуда с погашением до востребования
- called-up (share) capital** оплаченный акционерный капитал
- cap rate loan** кредит с изменяющейся процентной ставкой
- capacity** мощность (добычи, производства)
- capacity charge** плата за установленную мощность
- capacity factor** коэффициент использования мощности
- capacity factor** коэффициент использования
- capacity of a field to produce** добывные возможности месторождения. Потенциальный уровень добычи, который может быть достигнут на месторождении
- capacity of field to produce** потенциальная добыча месторождения
- capacity of the pipeline** пропускная способность трубопровода
- capacity of well** производительность скважины
- capacity** производственная мощность
- capital investment upstream [downstream]** капитальные вложения [инвестиции] в добычу [переработку]
- capital** капитал

capital base капитал компании. Весь капитал организации, то есть капитал плюс резервный капитал

capital budget план долгосрочных вложений (в основные средства)

capital budgeting составление бюджета (сметы) долгосрочных расходов компании

capital charge(s) начисления на основной капитал, «капитальная стоимость», капитальная составляющая (стоимости, цены и т. п.)

capital cost(s) капитальные затраты; капитализированные расходы; стоимость основных средств компании; вложения в основные средства, необходимые для осуществления проекта

capital employed вложенный капитал. Долгосрочные финансовые ресурсы, вложенные в проект (или компанию)

capital fund фонд основного капитала; основной фонд

capital gains прирост капитала

capital intensive капиталоемкий

capital investment program(me) программа капитальных вложений

capital investments капиталовложения; инвестиции; инвестиционные затраты

capital issue эмиссия капитала. Выпуск ценных бумаг для финансирования инвестиционных затрат (капиталовложений)

- capital lease** финансовая аренда. Аренда основных средств на весь срок их службы
- capital loss** убытки на капитал. Сумма, на которую выручка от продажи элементов основного капитала меньше стоимости их приобретения
- capital market** рынок заемных средств, рынок капитала
- capital outflow** отток/утечка капитала
- capital recovery factor; CRF** коэффициент [фактор] возмещения капитала
- capital reserves** резервный капитал
- capital risk** капитальный риск
- capital stock** акционерный капитал
- capital structure** структура капитала
- capital turnover** оборот, оборачиваемость капитала
- capitalization** капитализация
- capitalize** капитализировать
- capitalized finding cost(s)** капитализированные расходы по выявлению и разведке месторождения. Расходы на проведение поисково-разведочных работ, отнесенные к категории капитальных затрат
- capitalized leasehold costs [expenditures]** капитализированные затраты на приобретение арендуемых [концессионных] участков. Расходы по уплате бонуса и сопутствующие платежи, причисляемые к категории капитальных затрат при условии успешного завершения поисково-разведочных работ в пределах приобретенного участка

capital-to-assets ratios коэффициенты капитал/активы

captive finance company подконтрольная другой отрасли финансовая компания. Дочерняя финансовая компания, которая предоставляет потребителям ссуды на покупку товаров, производимых материнской компанией

carbon dioxide двуокись углерода, углекислый газ

carbonate reservoir нефтяной коллектор

carrier bed пласт-проводник

carry содержать нефть

cash денежные средства; наличность; приток денежных средств

cash account transaction сделка, по которой платеж совершается по счету, направленному в адрес покупателя, после получения покупателем товара и признания его удовлетворительным по качеству и количеству

cash bonus бонус в денежной форме

cash expenditure затраты денежных средств

cash flow денежный поток, поток (наличных) денежных средств, движение денежных средств

cash flow analysis анализ денежных потоков

cash flow statement отчет о движении денежных средств, отчет о движении денежной наличности

cash inflow приток наличных средств

cash management управление наличностью

cash outflow отток наличных средств

cash receipt получение платежа

- cash withdrawals** изъятие денежных средств (из банка)
- cashflow forecast** прогноз денежных средств
- cash-flow tax** налог на денежный поток
- cash-generating ability** способность к генерации денежных средств
- casing head** давление на устье скважины
- central jack plant** групповая установка для насосной эксплуатации нефтяных скважин
- central power** групповой привод
- centre** центр
- centre distance** расстояние между центрами
- centre to edge flood** центральное заводнение (внутриконтурное заводнение от центра к периферии)
- charges** затраты, расходы; отчисления, выплаты, платежи
- chaser** продавочная жидкость
- christmas tree** фонтанная арматура, оборудование устья скважины для фонтанной или компрессорной эксплуатации
- circulated gas-oil ratio** количество кубометров газа, вводимое в скважину, эксплуатируемую газлифтом, на каждую тонну добытой жидкости
- circulating fluid** промывочная жидкость
- circulating system** циркуляционная система
- city-gate (gas) price** цена франко-газораспределительная сеть. Контрактная цена на газ, включающая расходы по

- транспортировке газообразного топлива до распределительной трубопроводной сети
- clean oil** чистая нефть
- clean out** очистка забоя от песка
- clean ship** наливное судно для транспорта светлых нефтепродуктов
- clean up** откачка скважины до получения чистой нефти
- clean water** чистая вода
- cleaning out** чистка
- cleanout of well** чистка скважины
- cleansing** пескоструйная очистка
- clean-up costs** затраты на ликвидацию последствий разлива нефти
- close regulation** точное регулирование
- close restraint** строгое ограничение отбора нефти
- closed basin** замкнутый бассейн
- closed boundary** отсутствие притока
- closed in bottom hole pressure** статическое забойное давление
- closed in pressure** давление в скважине после остановки
- closed in production** потенциальная добыча из временно остановленной эксплуатационной скважины
- closed in time** продолжительность закрытия скважины
- closed pipe line system** перекачка по трубопроводу из насоса в насос без использования промежуточной емкости

- closed pressure** максимальное давление в закрытой скважине
- close-spaced wells** размещение скважин по плотной сетке
- closing in** закрытие скважины
- cluster drilling** кустовое бурение
- coal theory** теория происхождения нефти
- coefficient of performance** коэффициент полезного действия
- coefficient of safety** коэффициент безопасности, запас прочности
- coercible gas** сжимаемый газ
- co-financing** совместное финансирование
- cold-test oil** нефть с низкой температурой застывания
- collapse** обвал, разрушение
- collectibility** возвратность (кредита, актива)
- collecting basin** основной коллектор
- column foot** основание колонны
- column of gas (or oil)** столб газа (или нефти) в скважине
- column of water** столб воды
- combination drive** смешанный режим пласта
- combination gas** жирный газ, богатый парами бензина
- combination gas and water drive** смешанный газо- и водонапорный режим
- combination gas-lift** комбинированный газлифт
- combination of zone** сообщение пластов

combustible топливо, горючее

combustible горючий газ

combustion drive вытеснение нефти из пласта продуктами сгорания

combustion front фронт горения, фронт сгорания

combustion in-situ горение нефти в пласте

come done обрушать, обрушаться

come on water переходить в воду (обводненность скважины 100%)

commercial field [find, deposit] промышленное месторождение. Месторождение, разработка которого является рентабельной в условиях, существующих на дату оценки его запасов

commercial (oil) stock(s) коммерческие запасы (жидкого топлива). Товарные запасы нефти и нефтепродуктов, необходимые для обеспечения бесперебойности операций по сбыту жидкого топлива (главным образом для компенсации сезонных колебаний спроса на нефтепродукты)

commercial bed пригодный для разработки газ

commercial deposits месторождения промышленного значения

commercial power system система электроснабжения для коммерческих предприятий

commercial product промышленная добыча

commercial quantity товарное количество

commercial value промышленная ценность

- commercial well** скважина, имеющая промышленное значение
- commercially exploitable reserves [resources]** 1. Рентабельно извлекаемые запасы [ресурсы]. 2. Промышленные запасы. Запасы месторождений (залежей, блоков) или ресурсы районов, разработка которых экономически оправданна
- commissioning** сдача объекта в эксплуатацию
- common aquifer** общая гидродинамическая система
- company (UK)** компания, фирма
- company policy** политика компании
- company profitability** прибыльность компании
- company's authorization (license)** разрешение, полученное компанией (лицензия)
- company take** денежные поступления компании
- company's capital structure** — структура капитала компании
- compensation crude (oil)** «бартерная» нефть. Нефть, поставляемая в рамках товарообменных сделок (в качестве оплаты за товары и услуги)
- completed well** скважина, законченная бурением, освоенная скважина
- completion** вскрытие нефтяного пласта
- completion cost(s)** 1. Затраты на закачивание и обустройство. Расходы на закачивание, крепление, освоение скважин, горных выработок и т.п. 2. Затраты на строительство скважины. Расходы на бурение, закачивание и обустройство скважины

composite refiner(s) acquisition cost [price] (of crude oil) средневзвешенная закупочная цена франко-нефтеперегонный завод

composition of well stream состав газированной нефти

compound interest сложный процент. Проценты, начисляемые на основную сумму вклада или долга и на сумму процентов, полученных ранее

compounding начисление сложных процентов, компаундирование

compressed gas сжатый газ

concessional loans льготные займы

concessions льготы

condensate газоконденсат

condensate field конденсатное месторождение

condensate recovery добыча газоконденсата

condensate well конденсатная скважина

condensed gas сжиженный газ

condensed water конденсированная вода

condensing gas drive вытеснение нефти обогатенным газом

condensing power station конденсационная электростанция.

condensing steam turbine конденсационная паровая турбина. **conditional forecast** условный прогноз

condition of fluids свойства жидкостей

conditions pressure ratio коэффициент интенсивности наложения

- conduit** трубопровод
- conservation** ограничение добычи
- conservation of Earth's resources** охрана недр. Комплекс мероприятий по сохранению и рациональному использованию (экономии) ресурсов земных недр
- conservation of resources** сохранение запасов, охрана недр
- conservation regulation** правила по охране недр
- consolidated subsidiary** консолидированная дочерняя компания
- consortium** консорциум
- constant rate** постоянный дебит
- constant rate of flow** постоянный поток жидкости
- constant rate problem** задача постоянного притока
- constrained dispatch** распределение нагрузки с учетом ограничений
- construction in progress** незавершенное строительство. Средства, «замороженные» в процессе строительства. Учитываются особо, по статье «Основные фонды»
- construction period** период строительства
- consumed power** потребляемая мощность
- consumer (natural) gas** природный газ потребительского назначения
- contact surface** поверхность соприкосновения
- contacted area** площадь, подвергающаяся какому-либо процессу

- container rock** порода-коллектор
- contaminated ground water aquifer** загрязненный водоносный слой
- contingency analysis** анализ последствий аварийных нарушений режима
- contingency factor** превышения, (сметы)
- contingent liability** условное обязательство
- continuous flow** непрерывный поток
- continuous gas-lift** непрерывный газлифт
- contract (oil) market** рынок долгосрочных сделок (по купле-продаже нефти)
- contract crude (oil)** контрактная нефть. Нефть, реализуемая (или закупаемая) в соответствии с долгосрочным контрактом
- contract prices** контрактные цены, цены фактических сделок. Цены, зафиксированные в контракте купли-продажи
- contractor** подрядчик, компания-подрядчик
- control head** устьевое оборудование скважины
- control of gas oil ratio** регулирование газового фактора
- control of high pressure wells** контроль скважин высокого давления
- control system** система управления
- control unit** узел управления
- controlled prices** реализуемые цены

- convergence** схождение между опорным горизонтом и нефтяным пластом
- convergence of reserves** распределение запасов нефти и газа
- conversion factor** пересчетный коэффициент
- core business** основной вид деятельности компании (предприятия)
- corporate** корпоративный, корпорационный, акционерный
- corporate advisory services** консультативные услуги
- corporate capital structure** структура капитала корпорации
- corporate charter** устав корпорации
- corporate debenture** корпоративные облигации
- corporate debt** корпоративная задолженность
- corporate equity** корпоративный акционерный капитал
- corporate finance** корпоративные финансы. Финансы предприятия
- corporate income tax** корпоративный налог на прибыль
- corporation** корпорация, акционерное общество
- cost accounting** учет издержек
- cost depletion** «порасходная» компенсация капитальных затрат (на разведку и добычу минерального сырья)
- cost effectiveness analysis** анализ затрат и эффективности; анализ эффективности затрат
- cost index [factor]** индекс стоимости (производственных затрат)

- cost of (crude) oil** удельные расходы на приобретение нефти
- cost of carry** издержки по поддержанию инвестиционной позиции
- cost of credit** стоимость кредита
- cost of funds** стоимость привлеченных ресурсов (фондов)
- cost of goods sold** издержки на производство проданных товаров
- cost overrun** перерасход средств
- cost recovery** возмещение издержек (добычи). Компенсация капитальных и текущих затрат на добычу минерального сырья в ходе амортизации и последовательного компенсационного списания прочих (некапитализируемых) затрат по мере получения доходов
- cost recovery oil** «компенсационная» нефть. Нефть, поступающая в распоряжение компании-подрядчика в счет покрытия расходов на проведение поисково-разведочных и эксплуатационных работ в рамках подрядного соглашения типа «продакшн-шеринг»
- cost reduction** сокращение издержек
- cost stream** поток издержек. Распределенные по годам затраты, связанные с реализацией проекта и его последующей эксплуатацией
- cost, insurance, freight, CIF, cif** «стоимость» [издержки], страхование, фрахт
- cost-benefit analysis** анализ затрат и выгод
- costing** составление сметы затрат по проекту
- costs** издержки

- costs of inflation** издержки от инфляции
- cost-sharing joint-venture agreement** соглашение о «деятельном» долевом участии (партнеров) в совместном предприятии (по разведке и добыче минерального сырья)
- counter-party failure risk** риск банкротства партнера
- covenant** договор, условие (статья договора)
- coverage** охват, распространение
- coverage by water flood** площадь, охваченная заводнением
- credit allocation** распределение кредита
- credit assessment (credit evaluation)** оценка кредита
- credit plan** кредитный план (проект). План по привлечению и использованию на заемной основе кредитных ресурсов с целью выполнения определенной хозяйственной задачи
- credit policy** кредитная политика
- credit recovery** возвратность кредита
- credit request** заявка на кредит
- credit risk (default risk)** кредитный риск. Риск невозврата ссуды
- credit subsidy** кредитная субсидия. Может предоставляться правительством в виде льгот по процентным ставкам, технической помощи, целевого возмещения издержек и т. п.
- credit terms** условия кредитования
- creditworthy borrower** кредитоспособный заемщик
- crestal development** разработка нефтяного месторождения

crevice oil нефть, выделившаяся из трещин

critical spacing предельно допустимое расстояние между скважинами

cross-over circulation обратная промывка скважины

crown loan беспроцентная ссуда с погашением до востребования

crude (oil) input [intake] объем первичной переработки нефти; поставки нефти на перерабатывающие предприятия. Термин, используемый при характеристике баланса производства и потребления жидкого топлива

crude (oil) parity (of gas prices) нефтяной паритет (цен на газ). Соответствие уровня контрактных цен на природный газ уровню сопоставимых (с учетом теплоты сгорания) внешнеторговых или внутренних цен на нефть

crude oil сырая нефть, нефть

crude oil feed (stocks) нефтезаводское сырье. Нефть, предназначенная для переработки на нефтеперерабатывающем заводе, в отличие от нефти, потребляемой непосредственно в непереработанном виде

crude price cut снижение цены на сырую нефть

crude price increase увеличение цены на сырую нефть

crude production добыча нефти

cumulative physical recovery потенциальная добыча

cumulative production накопленная добыча. Общее количество полезного ископаемого, извлеченного из известных месторождений к какому-либо моменту

- cumulative production** суммарная добыча
- cumulative reserves growth** накопленный прирост запасов. Общий прирост начальных разведанных запасов в результате доразведки известных месторождений и открытия новых
- cumulative stock-tank oil production** накопленная добыча резервуарной [товарной] нефти. Суммарная добыча нефти в пересчете на нормальные (стандартные) условия
- cumulative surplus** кумулятивное положительное сальдо. Кумулятивный положительный баланс денежного потока, накапливаемый за ряд лет
- currency** наличные деньги
- current ratio** коэффициент текущей ликвидности (коэффициент платежеспособности, коэффициент покрытия)
- current** течение, поток
- current assets** текущие (оборотные) активы
- current liabilities**— краткосрочные обязательства
- current yield** суточный дебит, отбор, добыча
- current yield** текущий доход
- cut oil** загрязненная нефть
- cyclling** добыча нефти при помощи рекультивации газообразного процесса
- composite (crude oil) price** средняя взвешенная закупочная цена на нефть. Средняя фактическая или прогнозируемая цена на нефть, закупаемую нефтеперерабатываю-

щими предприятиями (включая импортные поставки нефти), без учета затрат на транспортировку нефти до районов ее переработки

cost of capital стоимость капитала. Процентная ставка, выплачиваемая на капитал, используемый в данном бизнесе

D

daily capacity суточная производительность

daily drilling progress суточная проходка

daily flow суточный дебит

daily output суточная производительность (добыча)

damage повреждение; ущерб; дефект

data acquisition costs затраты на получение геофизических данных. Расходы на проведение геофизических исследований за вычетом затрат на обработку и интерпретацию полученных данных

data processing system система обработки данных

date of location дата заложения скважины

date of maturity дата погашения (долга)

dating back периодизация (оценок запасов). Ретроспективный анализ данных об изменении запасов месторождений по мере их разведки

days' receivables средний срок дебиторской задолженности. Средний период (в днях) между выставлением счета за проданные товары и его оплатой

- dead oil** дегазированная нефть
- dead well** заглохшая скважина, истощенная скважина
- deadweight loss** чистые убытки
- debt** долг, долговое обязательство; заемный капитал
- debt capital** заемный капитал
- debt capitalization** капитализация долга
- debt finance** долговое финансирование, финансирование путем получения новых займов
- debt security** обеспечение долга
- debt service** обслуживание долга. Выплата процентов и погашение основной ссуды (суммы долга) в соответствии с согласованной схемой (графиком) в определенный отчетный период
- debt service schedule** схема (график) обслуживания долга
- decline of production** снижение добычи
- decline of well** истощение скважины
- decline rate** скорость падения пластового давления; темп истощения
- decommissioning** вывод объекта (оборудования) из эксплуатации
- decrease** упадок, понижение
- deep lying** глубоко залегающий
- deep production** добыча с глубоких горизонтов
- deep well pump** глубинный насос
-

deferral of payment отсрочка платежа

deferred production замедленная добыча

deficient in water с недостаточным количеством воды

deficit financing дефицитное финансирование

deflation дефляция

deflator дефлятор. Коэффициент приведения номинальных уровней денежных показателей к реальным, корректирующий влияние инфляционного роста цен

degree of dip падение (пласта) в градусах

dehumidification удаление гидратов (влаги) из нефтяных газов

dehydration box отстойник

dehydration of crude oil обезвоживание нефтяных эмульсий

dehydration обезвоживание, дегидратация

delay rentals текущие арендные платежи при просрочке аренды. Специальная арендная плата, осуществляемая по истечении оговоренного срока аренды в случае отсрочки начала буровых или эксплуатационных работ

delay time период «замораживания» капиталовложений. Промежуток времени с момента осуществления капиталовложений до начала получения доходов (валовых поступлений) от реализации товарной продукции (добытого полезного ископаемого)

delayed development замедленное разбуривание месторождения с одновременной его эксплуатацией

delinquency (delinquent loan) неуплата процента или основной суммы в срок, несвоевременно возвращенная сумма

deliverability of gas выдача газа

delivery capacity пропускная способность

delivery conduit напорный или нагнетательный трубопровод

delivery lift высота напора или нагнетания (насоса)

delivery line 1) выкидная линия; линия, по которой нефть поступает в резервуар; нагнетательный, напорный или подающий трубопровод; 2) ход или такт всасывания на диаграмме

delivery measuring station газораспределительная станция

delivery of energy подводка энергии; питание энергией; энергоснабжение

delivery of pump производительность насоса

delivery pipe подающая труба; нагнетательная или напорная труба

delivery point сдаточный пункт; место выгрузки, место подвоза или подачи, обменный пункт (горючего)

depleted reservoir истощенный пласт

depletion 1) истощение запасов ископаемого; 2) погашение стоимости (участка, месторождения) по мере выработки

depletion allowance скидка на «истощение недр». Налоговая скидка, предоставляемая сырьевым компаниям в связи с истощением запасов полезных ископаемых и необходимостью компенсации капиталовложений в истощимые активы

depletion allowance скидка (с налога) на истощение недр

- depletion charges** компенсационные отчисления. Отчисления на возмещение капиталовложений в истощимые активы. Часть доходов от реализации добываемого минерального сырья, отчисляемая на возмещение стоимости основного капитала, представленного истощимыми активами
- depletion date of a water flood** время прекращения нагнетания воды вследствие истощения пласта
- depletion drive reservoir** пласт (залежь) с режимом растворенного газа
- depletion drive** режим растворенного газа
- deposit** отложение, залежь; месторождение; осадок
- deposition conditions** условия отложения
- deposition of sediments** отложение осадков
- depreciation charges** амортизационные отчисления; сумма амортизационных и компенсационных отчислений
- depreciation rate** норма амортизации
- depreciation** амортизация; изнашивание; моральный износ (оборудования); обесценивание
- depression** депрессия, впадина, понижение, углубление, прогиб, оседание
- depth** 1) глубина; 2) мощность (пласта); 3) густота (цвета)
- depth of case** толщина цементированного слоя
- depth of plunger** глубина подвески насоса
- detrimental soil** неустойчивый грунт

- development test** оценочная скважина
- development well** эксплуатационная скважина
- development** разработка месторождения, разбуривание; развитие, усовершенствование
- deviating hole** скважина, отклоняющаяся от вертикали, направленная скважина
- dewatering** осушка, обезвоживание
- diastrophic theory of oil accumulation** структурная теория образования залежей нефти
- diastrophism** дислокация, нарушение, процесс деформации земной коры
- differential depletion** истощение отдельных участков пласта
- differential liberation** дифференциальное выделение (газа)
- differential porosity** дифференциальная (изменяющаяся по простиранию пласта) пористость
- differential pressure** перепад давления; дифференциальное давление (разность между давлениями на забое при закрытой скважине и при эксплуатации); депрессия на пласт
- differential rent** дифференциальная [разностная] рента. Разновидность ренты, обусловленная различиями естественных условий эксплуатации природного ресурса (продуктивности и пространственного размещения скоплений минерального сырья), а также интенсивности его использования
- dip** падение (пласта); линия падения; наклон; уклон, откос, наклонение; падать, залегать

- direct taxes** прямые налоги. Регулярные налоговые отчисления, выплачиваемые государству (местным органам власти) физическими и юридическими лицами данной страны, со всех видов получаемых доходов, включая прибыль и доходы от собственности
- direct costs** прямые затраты (издержки). Издержки, которые могут быть непосредственно связаны с определенной деятельностью и видом продукции
- direct labor or materials** прямые затраты труда или материалов. Труд или материалы, непосредственно затрачиваемые на производство продукции
- direct loan** прямой кредит
- direct oil sales** прямые [непосредственные] продажи нефти. Торговля нефтью, осуществляемая государственными компаниями нефтеэкспортирующих стран без помощи посредников
- direction of strata** простирание пластов
- discharge** погашение долга
- discharge line** выкидная линия (насоса), напорный трубопровод
- discharge of bankruptcy** освобождение от банкротства
- discharge of pump** производительность насоса, выкид насоса
- discharge pipe** выкидная линия, напорная или нагнетательная труба, отводная или выпускная труба
- discharge velocity** скорость истечения
- discharge water** отработанная вода, сточная вода

discharged liquid вытесненная жидкость

discount factor, DF коэффициент дисконтирования. Определяется для каждого года при принятой ставке дисконтирования по формуле сложных процентов

discount rate 1. Ставка дисконтирования [приведения]. Фиксированная процентная ставка последовательного ежегодного дисконтирования отвлекаемых и привлекаемых денежных средств с целью приведения расходов и доходов более поздних периодов к моменту осуществления первоначальных капиталовложений. 2. Учетная ставка, ставка дисконта. Ставка банковского процента при учете (покупке) векселей

discounted (cash) inflow приведенные [дисконтированные] денежные поступления (от реализации добываемого сырья). Величина привлекаемых денежных средств, дисконтированных с учетом их обесценения во времени

discounted (cash) outflow 1. Приведенная величина отвлекаемых [расходуемых] средств; дисконтированные [приведенные] расходы компании. 2. Приведенная величина капиталовложений; дисконтированные [приведенные] капиталовложения (в осуществление проекта)

discounted cash flow дисконтированный денежный поток. Представление последовательности будущих поступлений (платежей) в виде последовательности их текущих стоимостей

discounted cash flow payout time [payback period] период реальной окупаемости капиталовложений. Срок, необходимый для полного возмещения стоимости дисконтированных капиталовложений за счет приведенных де-

нежных поступлений компании, исчисленных с использованием той же ставки дисконтирования

discounted net cash flow дисконтированные [приведенные] чистые денежные поступления компании (от реализации добываемого сырья)

discounted net profit дисконтированная чистая прибыль

discounted profit [income, revenue, etc.] дисконтированная прибыль, [дисконтированный доход, приведенные валовые поступления и т. п.]. Денежные доходы компании-производителя, дисконтированные с учетом относительного обесценения изымаемых из оборота финансовых средств во времени

discounting дисконтирование: 1) приведение расходов и доходов более поздних периодов к моменту осуществления первоначальных капиталовложений в целях устранения влияния разновременности и неравномерности осуществления и возмещения стоимости капиталовложений на экономическую эффективность разведки и добычи минерального сырья; 2) учет (покупка) векселей

discovery rate темп открытий. Одна из характеристик эффективности поискового бурения. Количество новых месторождений, открываемых в год

discovery well открывшая новое месторождение, скважина-открывательница

dispatch control system система диспетчерского управления

dispersed gas injection площадная закачка газа

dispersing medium дисперсионная среда

- displacement** 1) смещение, перемещение; замещение, вытеснение; количество жидкости, подаваемое насосом за один ход поршня; рабочий объем цилиндра; 2) сдвиг (геол.)
- displacement efficiency** эффективность вытеснения (при заводнении)
- displacement process** процесс вытеснения (нефти из пласта нагнетаемым в него агентом)
- displacement pump** поршневой насос; аппарат для перемещения жидкостей сжатым воздухом или газом
- disposal of brine** спуск (сброс) промышленных вод
- disposal well** скважина для поглощения сточных или промышленных вод
- dissolved gas** растворенный (в нефти) газ
- dissolved gas drive** режим растворенного газа
- diversification** — диверсификация. Стратегия уменьшения риска посредством распределения инвестиций между несколькими рискованными активами
- diversified oil company** диверсифицированная [горизонтально интегрированная] нефтяная компания. Нефтяная компания, производственно-финансовая деятельность которой выходит за рамки традиционного нефтяного бизнеса и охватывает другие отрасли добывающей промышленности и энергетического хозяйства (угольную промышленность, ядерную энергетику и т. д.)
- divestiture** отчуждение, изъятие (собственности). Этот термин используется в значении передачи и/или ликвида-

ции собственности государственных предприятий, т.е. их активов и инвестиций, путем их продажи, выкупа работниками предприятия и т. д. Рассматривается как более узкая концепция приватизации

divestment изъятие инвестиций. Продажа части более крупной группы (ассоциации, компании) существующему руководству предприятия (выкуп руководством) или новой команде менеджеров (выкуп новым руководством), либо другой компании (внешняя продажа)

dividend payment выплата дивидендов

dividends дивиденды. Часть доходов компании, предназначенная для распределения между акционерами пропорционально количеству акций, находящихся в их собственности

domestic gas коммунальный газ (расходуемый на бытовые нужды)

domestic oil demand [requirements] внутренний спрос на нефть [жидкое топливо]; внутренняя потребность в нефти и нефтепродуктах

domestic oil отечественная нефть; нефть, добываемая внутри страны

domestic prices внутренние цены

domestic resource cost(s) стоимость (относительная) местных ресурсов

domestic oil allocation [obligation] поставки нефти на внутренний рынок

down time (standing time) время простоя

- down-hole conditions** условия, существующие на забое скважины
- downstream** нагнетательный поток; напорный поток; по потоку
- downstream (oil) operations** вторичные отрасли [звенья, сферы] нефтяного хозяйства. Совокупность производственных операций, связанных с использованием добытой нефти: транспортировка, переработка, хранение и сбыт
- downstream (oil) sector** переработка, маркетинг и реализация (нефти)
- downstream line** напорная линия, нагнетательная линия
- downstream pump station** насосная станция, следующая по направлению потока
- down-the hole treatment** внутрискважинная (химическая) обработка
- downward sloping hole** наклонная скважина
- drainage area of well** площадь, дренируемая скважиной
- draw-down curve** кривая отбора (нефти из пласта), кривая депрессии
- drilling cost(s)** затраты на проведение буровых работ, расходы на строительство скважин. Совокупность капитальных и текущих (некапитализируемых) затрат, связанных с бурением и обустройством скважин
- drilling in** вскрытие пласта, добуривание
- drilling pattern** расстановка скважин при разбуривании месторождения

drilling time lag лаг буровых работ, лаг капиталовложений в буровые работы. Промежуток времени с начала осуществления поискового бурения до ввода обнаруженного месторождения в эксплуатацию или достижения наивысшего уровня добычи полезного ископаемого

drive 1) привод, передача; 2) вытеснение нефти (водой, газом), пластовый режим

driving fluid рабочая жидкость

driving pressure вытесняющее давление; давление вытеснения

driving pressure differential перепад давления, обуславливающий приток жидкости в скважину

drowned well обводная скважина

drowning обводнение пласта, скважины

dry gas сухой газ, состоящий в основном из метана и этана

dry hole безрезультатная скважина (не дающая промышленного количества нефти или газа)

dry spot сухое или непродуктивное «пятно» в нефтяной залежи

dry up a well откачать жидкость из скважины

dual completion заканчивание скважины в двух горизонтах, двухпластовая скважина

dual crossing пересечение трубопроводами (рек, оврагов, дорог) путем прокладки двух линий

dual pumping well скважина для одновременной раздельной насосной эксплуатации двух горизонтов

dumping демпинг. Имеет место в тех случаях, когда фирмы продают товары за рубеж по ценам ниже издержек

duster непродуктивная (безрезультатная) скважина

duty нагрузка; работа (машины), режим работы; производительность

Е

early development первоначальная разработка, первый период разработки месторождений

earning assets активы, приносящие доход

earning before interest and taxes, ЕВГТ прибыль до выплаты процентов и налогов

earnings [profit] выручка, поступления [прибыль (доходы)]

earnings after (interest and) taxes прибыль после уплаты (процентов и налогов)

earnings foregone упущенные доходы. Доходы, которые могли бы быть получены при использовании средств по одному из вариантов, однако потеряны, потому что средства использовались по другому варианту

earnings per share прибыль на одну акцию

earnings yield доходность. Отношение величины прибыли на одну обыкновенную акцию к ее рыночной цене

earth leakage утечка в землю

ebb отлив

ebullition образование пузырей

economic costs of tariffs экономические издержки от введения тарифов

economic depreciation экономическая амортизация. Способ оценки физического капитала длительного пользования, который применяется компаниями ежегодно в производственном процессе по мере «расходования» этого капитала

economic life экономический (полезный) срок службы

economic life (of a field) период рентабельной разработки [эксплуатации] месторождения. Период времени, в течение которого реализация добываемого сырья обеспечивает рентабельность осуществляемых эксплуатационных работ

economic limit of [to] production экономический предел разработки [эксплуатации] месторождения, порог рентабельности месторождения

economic potential ожидаемый экономический эффект. Суммарная прибыль или валовые поступления от реализации потенциальных ресурсов полезного ископаемого

economic profit экономическая прибыль. Разница между совокупными доходами и совокупными экономическими издержками, включающими альтернативные издержки распределения капитала владельца, за определенный период

economic rate of return народнохозяйственная (экономическая) норма рентабельности

economic regulation экономическое регулирование

economic rent экономическая рента

- economical quantities of oil** промышленное количество нефти
- economically acceptable (level of) contamination** экономически допустимый выброс
- economically recoverable oil** промышленная нефтеотдача
- edge water drive** режим вытеснения нефти краевой воды
- edge water line** контур краевой воды
- edge well** краевая скважина
- edge zone** краевая зона
- effect** действие, эффект, результат
- effective diameter** средний диаметр
- effective output** эффективная мощность, отдача
- effective pay** продуктивный пропласток
- effective permeability** эффективная проницаемость
- effective porosity** эффективная пористость
- effective pressure** полезное давление, рабочее давление
- efficiency** отдача, производительность
- efficiency criterion** критерий эффективности. Определяет способы рационального использования ресурсов. В рыночной экономике применительно к фирме в качестве критерия эффективности обычно используется максимум прибыли
- efficiency factor** фактор эффективности (производительности)
- efficiency in production** эффективность в производстве

efficiency ratios коэффициенты эффективности (группа коэффициентов для анализа результативности предлагаемого проекта с точки зрения эффективности использования ресурсов)

effluent истечение, исток

effluent treatment очистка сточных вод

elastic drive упругий режим пласта

electric current электрический ток

electric dehydration электрообезвоживание нефти с разрушением нефтяной эмульсии

electrical centrifugal pump погружной центробежный насос с забойным электродвигателем

electricity rate тариф на электроэнергию

elevated tank напорный резервуар

elevation of well высота устья скважины

elongated anticline вытянутая антиклинальная складка

elutriator отстойник

embayment залив

emergency pollution аварийный выброс

emission charge налогообложение выбросов

emission(s) выбросы

emulsified crude oil нефтяная эмульсия

emulsifier эмульгатор

- emulsion** эмульсия
- emulsion mud** промывочная эмульсионная жидкость
- encroach** затоплять
- encroachment** контур краевой воды
- end effect** концевой эффект
- end gas** отходящий газ
- end hole** крайняя скважина
- end-to-end sweep** нагнетание воды от одного края залежи
постепенно к другому
- energy balance** энергетический баланс
- energy cost(s)** энергетические затраты
- energy losses** потери энергии
- energy rate** плата за электроэнергию
- energy saving** экономия энергии
- engineering MER** технологическая норма отбора нефти
- enriched gas** обогащенный газ
- environmental act** правовой [законодательный] акт по охране окружающей среды
- environmental analysis** анализ влияния на окружающую среду; экологический анализ
- environmental change** изменения среды
- environmental conditions** условия окружающей среды
- environmental control system** система контроля влияния окружающей среды

environmental damage ущерб, нанесенный окружающей среде

environmental effects [impact(s)] воздействие на окружающую среду (обычно отрицательное)

environmental impact assessment оценка воздействия на окружающую среду

environmental safety экологическая безопасность

environmental-impact statement заключение о влиянии на окружающую среду

equilibrium reservoir pressure установившееся давление в пласте

equipment оборудование, оснащение

erect сооружать, монтировать

erection of tank сооружение резервуара

erosion эрозия, вытравление

escape of gas выделение газа

escape мигрировать из пласта

estimated flow приблизительная производительность

estimated performance расчетная характеристика

estimated reserves доказанные запасы

estimates of petroleum reserves подсчет запасов нефти

evaporation losses потери от испарения

evenly равномерно

evolution of gas выделение газа

evolution of petroleum образование нефти

- exceeding the pressure** переход за пределы допустимого давления
- excess profit tax** налог на сверхприбыль
- exhaust line** отводная линия
- exhaust manifold** выпускной трубопровод
- exhausted area** истощенная площадь
- exhausted well** истощенная скважина (дебит которой ниже экономического предела эксплуатации)
- expand** расширяться
- expanding bed** пласт с увеличивающейся мощностью
- expansion of gas into oil** распространение газа в нефти
- expansion roof tank** резервуар с дышащей крышей
- expected reserves** предполагаемые запасы
- expel** вытеснять
- expended (finding) cost(s)** некапитализированные расходы по выявлению и освоению месторождения. Затраты на проведение поисково-разведочных работ и обустройство выявленного месторождения, отнесенные к категории текущих расходов и возмещаемые по мере поступления доходов от реализации добытого сырья
- expenditure(s)** расходы, затраты; инвестиции; ассигнования. Термин применяется, как правило, в отношении капиталовложений и государственных расходов
- expense(s)** затраты, расходы, издержки. Термин, применяется, как правило, при характеристике текущих затрат

explicit costs явные (денежные) издержки. Расходы фирмы на приобретение у внешнего поставщика необходимых ресурсов

exploitation эксплуатация месторождения, разработка

exploration разведочные работы по месторождению

exploration license [permit, permission, license] лицензия на поисково-разведочные работы, поисково-разведочная лицензия. Официальное разрешение на проведение отдельных видов или всего комплекса поисково-разведочных работ

exploration play объект поисково-разведочных работ (объект оценки). Фактическая или предполагаемая зона распространения скоплений полезного ископаемого, характеризующаяся относительной однородностью основных показателей

exploration potential ожидаемая эффективность поисково-разведочных работ. Возможное количество месторождений, их запасы, удельные показатели бурения и т.п.

exploration, cost(s) [expenditure(s)] затраты на проведение поисково-разведочных работ. Совокупность капитальных и текущих (некапитализируемых) расходов, связанных с поисками и разведкой месторождений полезных ископаемых: геолого-геофизическими (региональными) исследованиями, бурением параметрических, поисковых и разведочных скважин

exploratory drilling поисково-разведочное бурение. Бурение скважин с целью поисков и разведки месторождений полезных ископаемых

exploratory overhead(s) (expenses) накладные расходы на поисково-разведочные работы

exploratory program программа проведения поисково-разведочных работ

exploratory test поисковая скважина

exploratory well разведочная скважина

explore разведовать

explored reserves достоверные запасы

export promotion развитие экспорта

export(s) экспорт. Продажа произведенных внутри страны товаров и услуг зарубежным покупателям

export-led growth экономический рост с экспортным уклоном

exposure (loss exposure) сумма потерь, которая может возникнуть при невыполнении обязательств заемщиком

exposure ratio коэффициент капиталоемкости (дисконтированных) доходов

extension well оконтуривающая скважина

external boundary of reservoir внешние границы пласта

external drive режим эксплуатации под действием посторонних сил, вытеснение агентом, нагнетаемым извне

extraction of oil добыча нефти, отдача нефти

extraction ratio коэффициент извлечения

extraction ratio степень извлечения полезного ископаемого из месторождения

extraneous gas непластовый газ

extraneous water непластовая вода

extremely high gravity crude очень легкая нефть

F

factor of porosity коэффициент пористости

factor of safety коэффициент запаса

factor of safety коэффициент безопасности; коэффициент запаса прочности

factor фактор, коэффициент

factors of production факторы производства. Виды затрат (труд, земля, машины, инструменты, здания, сырье), используемые для производства товаров и услуг

factory costs цеховая себестоимость. Сумма издержек на производство, включающая прямые затраты труда и материалов, а также цеховые накладные расходы и не включающая заводские административные и сбытовые расходы

fairway продуктивный пояс нефтяной залежи

false bedding ложное напластование, неправильное напластование

fat gas жирный газ

fatty acids жирные кислоты

faulted deposit месторождение с нарушенной структурой

feasibility study технико-экономическое обоснование

field [maintenance] data эксплуатационные данные, технико-экономические данные об эксплуатации месторождения

field costs текущие промысловые расходы

field going to water месторождение, начинающее обводняться

field growth rate темп увеличения запасов

field map карта месторождения

field potential потенциальная защита

field pressure давление, характеризующее состояние пласта или залежи, средневзвешенное пластовое давление

field problems промысловые задачи

field processing обработка на промысле

field shop промысловые мастерские

field situation условия месторождения

field storage нефтехранилище на промыслах

field tank сборный промысловый резервуар

field test промысловые испытания

field well эксплуатационная скважина

field месторождение, промысел

field-wide rate of production темп отбора по всей скважине

fill in well нагнетательная скважина

fill material (in fractures) заполняющий материал в трещинах породы

fill-up 1)наполнение пласта нагнетаемой водой, наполнение скважины промывочной жидкостью; 2) образование угла естественного откоса (условного) при растекании раствора; 3) наполнять, заполнять

film water пленочная вода

filter loss водоотдача, фильтрация

filter фильтр, фильтровать; фильтрующий контур (геофиз.)

final resting place место залегания (нефти или газа)

final shut-in pressure конечное давление при закрытии скважины

final water saturation конечная или остаточная водонасыщенность

financial ratios финансовые коэффициенты

financing plan финансовый план

finding cost(s) затраты на подготовку запасов (полезного ископаемого). Капитальные затраты, связанные с открытием и разведкой месторождения и подготовкой его к промышленной эксплуатации

fire dike обвалование резервуаров

fire hazard пожарная опасность

firing line method сварка нескольких нефтепроводных труб у траншеи для спуска их секциями

firing line подвижной участок фронта нефтепроводных работ; секционный способ монтажа резервуаров

- first commercial production** начало промышленной добычи
- first oil discovered** время обнаружения первой нефти (в скважине)
- fiscal year** финансовый год
- fish** предмет, упущенный в скважину; ловить бурильный инструмент
- fish up** выловить инструмент из скважины
- fishing** ловильные работы в скважине
- five spot pattern** пятиточечная схема распределения скважин
- fixed assets** основной капитал; долгосрочные активы
- fixed costs, FC** постоянные издержки
- fixed equipment** стационарное оборудование, несъемное оборудование, закрепленное оборудование
- fixed income securities** ценные бумаги с фиксированным доходом
- fixed inputs (factors)** постоянные затраты (факторы). Величина постоянных затрат ресурсов, которые не могут быть изменены легко и быстро и, таким образом, представляют собой постоянную величину с точки зрения краткосрочного периода
- fixed liabilities** долгосрочные обязательства
- fixed-rate royalty** фиксированное роялти. Рентные платежи за право разработки недр, устанавливаемые на строго фиксированном уровне независимо от изменений в уровне добычи или справочных (продажных) цен на добываемое сырье

- flare line** линия, отводящая газ для сжигания (факелом)
- flare** факел для сжигания неиспользуемого попутного газа (на нефтепромыслах)
- flat-line formation** пласты с горизонтальным залеганием
- flood front** фронт заводнения, фронт продвижения воды
- flood performance** процесс заводнения
- flood water** нагнетаемая вода
- flooding** заводнение
- flow by heads** фонтанировать
- flow catcher** приспособление для отвода в сторону струи фонтанирующей скважины (во время работ у устья)
- flow control device** устройство для регулирования дебита; фонтанная задвижка
- flow indicator** указатель дебита, индикатор расхода, указывающий расходомер
- flow line pressure** давление на выкидной линии, давление в напорной линии
- flow line** выкидная линия; трубопровод, идущий от скважины к сепаратору; напорный (нагнетательный) трубопровод; сточный, выкидной трубопровод
- flow path** пути проникновения потока
- flow pattern** структура потока
- flow production period** период фонтанной эксплуатации
- flow rate** расход жидкости; дебит (скважины)

- flow tester** прибор для определения производительности пласта
- flowing bottom hole pressure** динамическое забойное давление
- flowing gas factor** газовый фактор при фонтанировании
- flowing of well** переливание нефти из скважины, фонтанирование
- flowing plant** компрессорная станция
- flowing pressure** гидродинамическое давление; давление при заводнении
- flowing production rate** дебит фонтанирующей скважины
- flowing well** фонтанирующая скважина
- fluid** жидкость, газ, жидкая или газообразная среда
- fluid displacement** вытеснение жидкости; продвижение контура (при заводнении)
- fluid head** напор жидкости
- fluid influx** приток жидкости (в скважину)
- fluid slippage** утечка жидкости
- fluidity** текучесть; степень густоты
- fluid-tight** герметичный; непроницаемый для жидкости
- flush** 1) струя жидкости, промывка струей жидкости; быстрый приток
- flush fluid** промывочная жидкость
- flush gas** газ, вышедший из-под контроля; уход газа

- flush oil** промывочная нефть
- flush perforation** неудачная перфорация (неполучение сквозного отверстия в стенке трубы)
- flush production** начальный дебит, добыча из скважины в начальный период ее эксплуатации
- flush stage** фонтанный период (жизни скважины)
- foreign-tax credit** скидка на возмещение иностранных налогов
- formation volume factor** объемный коэффициент газа или нефти в пластовых условиях
- fraction of oil recovered** доля извлеченной нефти
- fractional flooding** частичное заводнение
- fractional throughflow** количество жидкости, протекающей через отдельный прослой (пласта)
- fracture treatment** операции по гидроразрыву пласта
- fracturing** гидравлический разрыв пласта
- fresh water** пресная вода
- fuel oil** котельное топливо, жидкое топливо, мазут
- funding costs** издержки на привлечение фондов, изыскание источников финансирования
- funds from operations** операционная прибыль
- future value** будущая стоимость
- future well production** будущая производительность скважины

gain [loss] on disposition of plant прибыль [убыток] при продаже активов [ликвидации] предприятия. Разница между балансовой стоимостью и суммой, фактически полученной при продаже элементов основного капитала

gas and oil separator промысловый резервуар для отделения газа от нефти

gas bad газовая пробка

gas collecting main сборный газопровод

gas collection сбор газа

gas company газовая компания. Компания, деятельность которой связана с добычей (производством), транспортировкой или продажей природного или искусственного газа

gas condensate field газоконденсатное месторождение

gas condensate газоконденсат

gas conservation сохранение газа в пласте

gas consumption расход газа, потребление газа

gas controlled field месторождение с газонапорным режимом

gas current поток газа, струя газа

gas drive газонапорный режим

gas drive recovery эксплуатация месторождения с закачкой газа в пласт

gas field газовое месторождение

gas in solution растворенный газ

gas industry газовая промышленность

gas initially-in-place, GIIP начальные геологические запасы газа. Запасы газа в недрах до начала разработки месторождения

gas input factor газовый фактор

gas leakage утечка газа

gas pool газовая залежь

gas pricing определение цены на газ

gas recycling нагнетание сухого газа

gas repressuring поддержание пластового давления закачкой газа в пласт

gas return возврат газа

gas sand газоносный песок

gas well газовая скважина

gas well газовая скважина. Скважина, из которой производится или может производиться промышленная добыча свободного газа

gas yield выход газа, количество добываемого газа

gas zone газовый пласт

gas газ

gaseous fuel газообразное топливо. Газ природный и искусственный. Термин используется при характеристике топливно-энергетического баланса

- gas-lift** газлифт
- gas-oil contact** газонефтяной контакт
- gas-oil permeability** газонефтепроницаемость
- gas-oil ratio, GOR** газовый фактор. Соотношение газа и нефти (в запасах, добыче)
- gasser** высокодебитная газовая скважина, газовый фонтан
- gasser** газовый фонтан
- gathering costs** затраты на сбор (нефти или газа). Совокупность текущих расходов, связанных с транспортировкой и хранением добытого углеводородного сырья в пределах нефте- или газопромысла
- gathering of oil** сбор нефти
- gathering station** группа промысловых резервуаров
- gathering system** нефтесборная система
- gathering tank** сборный резервуар
- gauged oil** добыча нефти после отстаивания и спуска воды и грязи
- gauging of oil wells** учет производительности нефтяных скважин
- geological and geophysical cost(s) [expense(s)]** затраты на проведение геолого-геофизических исследований. Как правило, относятся к категории капитальных затрат
- geological distribution of petroleum** геологическое распределение нефти

- geological feature** геологическое строение, геологическая структура
- geological methods** геологические методы
- geological province** геологическая провинция
- geology** геология
- geophysical prospecting** геофизические поиски. Поиски месторождений полезных ископаемых с помощью геофизических методов
- get out of control** фонтанировать
- get stuck** быть захваченным в скважине (об инструменте)
- giant field** крупное месторождение
- given power** заданная мощность
- go off (a well)** перестать давать добычу (о скважине)
- goodwill** цена фирмы. Часть нематериальных активов предприятия, неосязаемый основной капитал (денежная оценка престижа, опыта позиции на рынке и т. п.)
- grade of oil** сорт нефти
- gravity injection** самотечный сброс в пласт
- gravity lines** самотечные трубопроводы
- green acids** водорастворимые, сульфонафтенновые кислоты
- gross [sales] margin** валовая прибыль (прибыль от реализации, продаж)
- gross margin percentage** норма валовой прибыли
- gross power** полная (суммарная) мощность

gross production валовая добыча

gross profit валовая прибыль; прибыль, подлежащая налогообложению

gross refinery input [intake] объем переработки нефтезаводского сырья

ground water грунтовая вода

ground water table поверхность грунтовых вод

gush фонтанировать

gusher well фонтанирующая скважина

Н

habitat of oil локализация нефти

handling a well регулирование режима работы скважины

handling транспортировка, погрузка

heavy crude тяжелая нефть

heavy flow сильный приток

heavy oil сырая/необработанная нефть

hedge, hedging хеджирование. Страхование от потерь

high performance высокие эксплуатационные характеристики

high pressure field месторождение с высоким пластовым давлением

high pressure gas газ высокого давления

high pressure well скважина высокого давления

- higher octane gasoline** высокооктановый бензин
- high-gravity oil** легкая нефть
- high-gravity oil** нефть с высоким значением плотности
- historic cost(s)** первоначальные издержки на приобретение; цена приобретения, первоначальная стоимость
- holding company** холдинговая компания. Контролирует другие компании посредством приобретенного контрольного пакета акций этих компаний
- hole size** диаметр ствола
- horizontal hole** горизонтальная скважина
- horton multishheroid** многокупольный каплевидный резервуар
- horton sphere** сферический резервуар
- hostile environment** неблагоприятная (враждебная) окружающая среда
- hot oil pipeline** трубопровод для горячей нефти
- hot oiling** промывка скважины горячей нефтью
- hydraulic fracturing** гидравлический разрыв пласта
- hydraulic permeability** гидравлическая проницаемость, способность пропускать жидкость под давлением
- hydrocarbon processing industry, HPI** нефтегазоперерабатывающая промышленность
- hydrocarbon prospects** перспективы нефтегазоносности
- hydrocarbon** углеводород

hydrocarbons, HC углеводороды, УВ. Обобщенное наименование нефти и газа, если оно не сопровождается указанием на фазовый состав

hydrofluoric acid фтористоводородная кислота

hydrogen chloride соляная кислота

hydrogen sulphide сероводород

hydrostatic testing гидравлическая опрессовка

I

ideal gas идеальный газ

Identified resources открытые (выявленные, установленные) ресурсы

idle producer малодебитная скважина

image well фиктивная скважина в системе зеркального отображения

imbedded залегающий

imbibition впитывание, всасывание

immiscible liquids несмешивающиеся жидкости

impact head динамический напор

imperfect gas реальный газ

imperfect well несовершенная скважина

import duties налог на импорт, импортные пошлины. Вид косвенного налога на ввозимые из-за рубежа товары. Используется для регулирования объема и структуры импорта

import parity (of prices) импортный паритет (цен внутреннего рынка и внешнеторговых цен). Соответствие уровня внутренних цен на топливно-сырьевые товары отечественного производства уровню сопоставимых импортных цен на привозное сырье аналогичного качества

in situ combustion метод частичного сжигания нефти в пласте для увеличения нефтеотдачи

in situ porosity первоначальная пористость пласта

incentive средство для возбуждения

included gas включенный газ, изолированный газ

inclusion включение, загрязнение

income summary сводный отчет доходов и затрат; транзитный счет прибылей и убытков. Обобщенный итоговый счет главной книги, составляемый за определенный период для подсчета чистой прибыли

income tax налог на (валовую) прибыль; подоходный налог

income(s) доход(ы); прибыль; поступления

income-to-investment ratio коэффициент доходности капиталовложений. Отношение валовой прибыли, полученной компанией-продуцентом за весь период эксплуатации месторождения, к величине капитальных вложений, инвестированных в освоение данного месторождения

incremental oil дополнительная нефть

incremental oil production добавочное количество нефти

independent oil company независимая нефтяная компания:
1) некартелированное нефтяное предприятие; компания,

не являющаяся членом Международного нефтяного картеля; 2) нефтяная фирма, не являющаяся акционерным предприятием (семейная фирма, единоличное предприятие и т. п.)

indications of oil признаки нефти

indirect taxes косвенные налоги

individual well отдельная скважина

industrial natural gas промышленный природный газ, природный газ промышленного назначения

infill well скважина, пробуренная при уплотнении первоначальной сетки размещения

inflammable gas горючий газ

influx приток

inherent control саморегулирование

initial breakthrough recovery начальная добыча при прорыве воды

initial daily production начальная суточная добыча

initial oil in place начальные запасы нефти

initial payout time период окупаемости первоначальных капиталовложений (в случае осуществления дополнительных инвестиций в ходе эксплуатации месторождения)

initial production начальный дебит

initial rating of well начальная производительность скважины

initial reserves начальные разведанные запасы. Общее количество полезного ископаемого, открытое на извест-

ных месторождениях, представляющее сумму текущих (остаточных) запасов и накопленной добычи

inject нагнетать, закачивать

injected gas газ, нагнетаемый в скважину

injected water вода, нагнетаемая в скважину

injection area площадь нагнетания

injection fluid нагнетаемый агент

injection profile контур заводнения

injection rate скорость закачивания

injection well нагнетательная скважина

inner diameter внутренний диаметр

in-place oil пластовая нефть

in-place permeability проницаемость пласта

input gas-oil ratio отношение количества закачиваемого газа к добытой нефти

input horizon заводняемый горизонт

inspissation процесс улетучивания легких фракций

intake pressure давление на устье нагнетаемой скважины

intangible development cost(s) неамортизируемые расходы на эксплуатационное бурение

intangible drilling cost(s) [expense(s)], IDC неамортизируемые расходы на бурение. Затраты на проведение буровых работ, относимые к категории расходов, возмещаемых

по мере поступления доходов или в порядке последовательного компенсационного списания

intangible preparation [construction, pre-production, start-up, «pre-profit»] expense(s) некапитализируемые расходы на подготовку месторождения [предприятия] к эксплуатации. Затраты на проведение вспомогательных строительных работ по обустройству месторождения, относимые к категории текущих расходов и возмещаемые по мере получения доходов

intangibles, intangible assets нематериальные активы: управленческие и организационные ресурсы, научно-технический потенциал, конкурентные преимущества, репутация фирмы, торговый знак, привилегии, патенты и т. п.

integrated oil company вертикально интегрированная нефтяная компания. Компания, производственно-финансовая деятельность которой охватывает целый ряд или важнейшие сферы нефтяного бизнеса: разведку, добычу и транспортировку нефти, а также производство и сбыт нефтепродуктов

integrated oil company многоотраслевая нефтяная компания

interest rate процентная ставка, норма (уровень) ссудного процента. Отношение ежегодных платежей за пользование ссудой к величине заемных средств

interestratified layers включенные промежуточные слои

intermediate casing техническая колонна труб

internal gas drive режим растворенного газа

internal rate (of return), IRR внутренняя норма рентабельности. Дисконтированный показатель прибыльности, показатель ценности проекта. Процент возврата, который обеспечивается на всю совокупность вкладываемых в проект ресурсов (инвестиционные и эксплуатационные затраты). Технически представляет собой ставку дисконтирования, при которой достигается безубыточность проекта, т. е. чистая стоимость затрат равна чистой стоимости поступлений

international oil industry мировая нефтяная промышленность

interval rate of production интервал или диапазон колебаний дебита

in-use life test определение срока службы в эксплуатации

inventory costs 1. Затраты на создание и хранение товарных запасов (минерального сырья). Капитальные вложения и текущие затраты, связанные с созданием и эксплуатацией мощностей по хранению товарных запасов, а также расходы на закупку запасаемого минерального сырья. 2. Стоимость подготовки к эксплуатации запасов (полезного ископаемого). Совокупность капитальных и текущих затрат, связанных с разведкой, обустройством и разработкой месторождения, и чистой прибыли компании-производителя

inventory turnover оборачиваемость запасов. Обычно измеряется показателем, представляющим собой отношение объема продаж за определенный период (чаще год) к средней величине запасов

inventory(-ies) (stock-in-trade, UK) 1. Запас(ы), резерв(ы).
2. Товарно-материальные запасы. Включают запасы незавершенной продукции, сырья и материалов, а также готовой продукции. 3. Опись, инвентарная ведомость. 4. Оборотные фонды

invested capital инвестированный капитал. Сумма собственных средств и долгосрочного заемного капитала, вложенных в проект

investment (tax) allowance 1. Инвестиционная налоговая скидка. 2. Налоговая скидка, размер которой зависит от величины осуществленных капиталовложений; устанавливается в процентном отношении к величине балансовой (остаточной) стоимости основного капитала

investment (tax) credit инвестиционная скидка с (подходного) налога. Устанавливается в процентном отношении к величине амортизируемых капитальных затрат

Investment appraisal оценка инвестиций

irreducible oil остаточная нефть

Ж

jack pump промысловый насос

jat один из видов газлифта

joint costs общие затраты

junction box коллектор

К

known reserves достоверные запасы

L

laid length длина уложенных труб

laid up снятый для ремонта и осмотра

large producer скважина с большим дебитом

large scale масштаб

lay down монтировать, устанавливать, укладывать

lay out разработать чертеж

leakage утечка, потеря газа или жидкости

leaker скважина, в которой нарушен тампонаж

lean gas сухой газ

lease 1. Аренда, сдача в аренду. 2. Договор об аренде, арендный договор (о проведении нефте(газо)промысловых и горнорудных работ); эксплуатационная лицензия. 3. Арендный участок. 4. Район проведения нефте(газо)промысловых работ; нефте(газо)промысел, газопромысел; нефте- или газоносный участок (США)

lease (acquisition) costs [expenditures] затраты на приобретение арендуемых участков

lease condensate конденсат из попутного газа

lease crude нефть местного происхождения

lease rents рентные платежи за пользование арендуемыми участками. Текущие арендные платежи и роялти за неиспользованные (законсервированные) газоносные участки

least cost planning techniques метод планирования на основе наименьших затрат

level of profitability уровень прибыльности

leverage леведредж, «финансовый рычаг». Мера использования заемного капитала с целью увеличения возврата на собственный капитал (или прибыльности собственного капитала)

light crude нефть парафинового основания, легкая нефть

limit conditions предельные условия, предельный режим

line drive движение линейного контура

linear reservoir плоский резервуар

liquid fuel жидкое топливо

liquid gas сжиженный газ

liquidation ликвидация

liquid-gas system система жидкость — газ

liquidity ликвидность. Способность служить средством немедленного погашения обязательств

liquidity ratios коэффициенты ликвидности. Отражают способность заемщика погасить свои краткосрочные обязательства

live crude газированная нефть

load fluid жидкость, заливаемая в скважину
load line магистральная линия
local taxes местные налоги
location of oil reserves размещение запасов нефти
location of well расположение скважины
lock oil сырая нефть
long life продолжительный срок службы
loss avoidance избежание убытков
low gravity oil тяжелая нефть

М

machinery машины, оборудование, механизмы
mahogany acid нефтяная сульфоновая кислота
maiden field месторождение, еще не вступившее в разработку
main control head главная задвижка на устье скважины
main pay основной продуктивный горизонт
maintenance обслуживание, текущий ремонт
maintenance cost(s) затраты на обслуживание и текущий ремонт (оборудования). Разновидность эксплуатационных расходов по добыче, транспортировке и переработке полезного ископаемого
maintenance of reservoir pressure поддержание пластового давления

- maintenance overhaul** капитальный ремонт
- managerial accounting** внутренний (управленческий) бухгалтерский учет
- manifold** разветвленный трубопровод, сборник, коллектор
- marginal allowable** предельные скидки. Скидки на налоги с целью предотвращения преждевременного прекращения добычи на не очень богатых скважинах
- marginal analysis** предельный или маржинальный анализ. Экономический анализ, инструментом которого является рассмотрение приростов одного из показателей (издержек, цен, дохода) в зависимости от положительных или отрицательных приростов других (объемов производства, продаж, вложений, ресурсов и т. д.)
- marginal cost of pollution abatement** предельные издержки сокращения загрязнения
- marginal development** разработка месторождения от периферии к центру
- marginal efficiency of capital** предельная эффективность капитала
- marginal efficiency of investment** предельная эффективность инвестиций (внутренняя норма прибыли)
- marginal field** «маржинальное» [экономически граничное] месторождение: 1) месторождение, разрабатываемое на пределе рентабельности; 2) месторождение, эксплуатация которого может стать рентабельной в случае повышения рыночных цен на добываемое сырье или создания более благоприятного инвестиционного климата (уменьшения налоговых отчислений, предоставления субсидий и т. п.)

marginal flood приконтурное заводнение

marginal producer малодебитная (близкая к истощению) скважина

marginal producer well «маржинальная» [малорентабельная, экономически граничная] скважина. Близкая к истощению или малодебитная скважина, эксплуатация которой находится на пределе рентабельности и, как правило, не регулируется (не ограничивается) в законодательном порядке

marginal product дополнительная продукция. Продукция, получаемая за счет использования дополнительной единицы данного фактора производства

marginal reservoir «маржинальная» [малорентабельная, экономически граничная] залежь. Залежь, разработка которой находится на пределе рентабельности

marginal revenue product, MRP предельная доходность. Величина прироста доходов фирмы в результате использования одной дополнительной единицы соответствующего переменного фактора производства

marginal zone периферийный участок месторождения; малорентабельный участок

market prices рыночные цены

marketable gas товарный газ. Газ, очищенный от сопутствующих компонентов и пригодный для транспортировки, продажи и использования

marketable production товарная добыча. Часть валовой добычи полезного ископаемого, предназначенная для продажи; чистая добыча минерального сырья за вычетом его потерь в процессе сбора и подготовки

- marketing terminal** распределительная нефтебаза
- maximum output** наибольшая производительность, максимальный выход; полная мощность
- maximum producible oil index** максимальный коэффициент промышленной нефтеотдачи пласта
- maximum recovery rate** максимальный темп добычи
- maximum speed** предельная скорость
- mean effective value** среднее эффективное значение
- mean life** средний срок службы, ресурс, средняя наработка
- mean power** средняя мощность
- mean reservoir pressure (MRP)** среднее пластовое давление
- measure of risk** мера риска
- mechanics of expulsion of oil** механизм вытеснения нефти
- merchantable (crude) oil** товарная нефть. Высококачественная нефть, обладающая требуемыми потребительскими (товарными) свойствами; нефть, прошедшая предварительную обработку перед транспортировкой или продажей; нефть с содержанием вредных примесей не более 1% по массе
- method of mirror** метод зеркального отображения скважины
- miscible displacement of reservoir oil** вытеснение нефти нагнетанием жидкостей, смешивающихся с нефтью
- miscible phase recovery** вытеснение нефти из пласта смешивающимися с ней агентами (напр., сжиженным газом)

migration миграция, движение нефти или газа через поры породы

migratory oil мигрировавшая нефть

minable reserves промышленные запасы. Запасы полезного ископаемого, пригодные для разработки с помощью горных выработок в современных технико-экономических условиях

mine разрабатываемое месторождение

mineral deposit полезное ископаемое

mineral oil нефть, нефтяное топливо

mineral reserves запасы (полезных ископаемых). Разведанная часть ресурсов полезных ископаемых: количество их, сосредоточенное в известных месторождениях

mineral resources ресурсы полезных ископаемых. Общее количество полезных ископаемых в недрах, включающее как разведанные запасы, так и неразведанные ресурсы

mineral right право на добычу полезных ископаемых на данном земельном участке

minimum rate of return минимальная ставка дохода. Минимальная учетная ставка, которую компания может позволить на любое инвестирование

minimum royalty — минимальное роялти. Номинальные рентные платежи за право разработки недр, взимаемые землевладельцем в случае задержки освоения месторождения или неиспользования уже освоенных производственных мощностей по добыче полезного ископаемого

- minimum safeguard price (of crude oil) MSP** минимальная гарантированная цена (на нефть)
- minimum selling price, MSP** минимальная продажная цена, МПЦ
- mining** разработка недр
- mining rent** горная рента. Добавочная прибыль, формирующаяся в отраслях добывающей промышленности вследствие различий горно-геологических и физико-географических условий добычи (дифференциальная горная рента)
- misclosure** незамкнутая ловушка для нефти
- mist extractor** сепаратор для отделения газа от мельчайших капелек жидкости
- mixed asphaltic base oil** нефть смешанного основания
- mode of occurrence** условия залегания
- model** модель, подобие; моделировать
- mother oil** первичная нефть
- mother substance** исходное вещество, из которого образовалась нефть
- motor oils** жидкое топливо, горючие масла
- mud acid** глинокислота, грязевая кислота
- mud off** заглинизировать нефтяной или газовый пласт
- multiple fracturing** многократный разрыв пласта
- multiple zone completion** заканчивание скважины на несколько горизонтов; многопластовое заканчивание скважин

multizone reservoir многопластовое (пачечное) месторождение

N

name plate паспорт оборудования; фирменное клеймо

naphtha сырая нефть; лигроин, дистиллят

natural flow фонтанирование, естественный поток

natural gas liquids газоконденсатные жидкости, жидкости из природного газа (газовый бензин, сжиженные нефтяные газы, продукты рециркуляции)

natural gas природный газ

natural reservoir drive естественный режим пласта (залежи)

natural water flooding естественное заводнение

nature свойство, качество

nature of flow режим потока

nature of oil (petroleum) характеристика нефти, происхождение нефти, природа нефти

net (after-tax) cash flow [surplus], NGF чистые денежные поступления компании. Разность между величиной совокупных денежных поступлений компании и величиной отвлечаемых денежных средств, израсходованных компанией

net benefit(s) чистые выгоды. Выгоды от проекта в денежном выражении за вычетом затрат

net benefit/investment ratio отношение чистых выгод к инвестиционным затратам. Дисконтированный показатель

ценности проекта, равный соотношению чистой текущей стоимости потока выгод от проекта и текущей стоимости инвестиций. Если это соотношение больше 1, то проект считается приемлемым

net book value остаточная балансовая стоимость

net cash flows чистый денежный поток, нетто поступления денежной наличности, чистые свободные средства, чистые собственные средства

net company interest (in sales, expenditures, etc.) доля непосредственного участия компании (в доходах от реализации добытого полезного ископаемого, расходах на добычу и т. п.)

net drilling days время (в сутках), затраченное на бурение скважины

net economic cost(s) «чистые» приведенные издержки. Дисконтированные затраты на добычу полезного ископаемого за вычетом (или без учета) расходов на проведение поисковых (или поисково-разведочных) работ; дисконтированные издержки, связанные с освоением и эксплуатацией выявленного месторождения

net efficiently практический или общий коэффициент полезного действия

net gas сухой газ

net income чистый доход. Валовые поступления от реализации добытого сырья за вычетом рентных платежей за право разработки недр и текущих расходов на добычу полезного ископаемого; валовой доход за вычетом текущих расходов

net income percentage коэффициент чистого дохода. Чистый доход, выраженный в процентах по отношению к поступлениям от продаж (реализации)

net loss чистый убыток. Превышение затрат над поступлениями за отчетный период; отрицательный чистый доход

net operating cash flow чистый денежный поток от операций

net present value [worth] (of cash flow, field, production, etc), NPV чистая текущая стоимость, сумма приведенных чистых (денежных) поступлений. Чистые денежные поступления компании — производителя продукции, полученные за весь период эксплуатации месторождения и исчисленные с учетом относительного обесценения (дисконтирования) изымаемых из оборота финансовых средств

net production чистая добыча. Валовая добыча полезного ископаемого за вычетом затрат добытого сырья на собственные производственные нужды

net profit чистая прибыль. Непосредственный предпринимательский доход до выплаты дивидендов; величина превышения валовых поступлений от реализации добытого сырья над совокупными расходами (включая рентные и налоговые платежи в пользу государства — собственника недр)

net refinery output [production] чистое [товарное] производство нефтепродуктов. Товарная продукция нефтеперерабатывающего предприятия

net residual oil объем остаточной нефти (нетто)

net revenues [proceeds] чистая выручка, валовой доход. Валовые поступления (от реализации добытого сырья) за вычетом роялти и налога на добычу

net sales чистые продажи

net thickness of sand эффективная мощность пласта

net wellhead value чистая выручка [валовой доход] от реализации углеводородного сырья. Валовые поступления от реализации нефти или газа по ценам франко-скважина за вычетом роялти и налога на добычу; выручка от реализации нефти или газа в объеме «собственной» добычи

net working capital чистый оборотный капитал

net worth собственный капитал (компании). Балансовая стоимость активов предприятия минус общий размер обязательств фирмы или отдельного лица;

nitric acid азотная кислота

noble gas инертный газ, благородный газ

non-commercial producer непромышленная скважина; малопродуктивная, нерентабельная скважина

nonrecoverable reserves неизвлекаемые запасы. Часть геологических (общих) запасов, которая не может быть извлечена в современных технико-экономических условиях

normal стандартный, правильный; перпендикулярный

normal conditions нормальные условия

0

observation well наблюдательная скважина

obsolescence моральный износ, устарелость. Утрата полезности активов в результате появления на рынке более

совершенного оборудования, изменения экологических, эргономических требований и в силу других причин, не имеющих отношения к физическому состоянию активов

obsolescence устарелость (конструкции)

occluded oil поглощенная породой нефть

occurrence залегание, месторождение

office test приемное испытание

offset well соседняя скважина

off-stream unit бездействующая или простаивающая установка

oil 1) нефть; 2) смазочное масло

oil accumulation залежь нефти; формирование нефтяных залежей

oil and gas conservation laws законы об охране нефтяных и газовых месторождений

oil and gas discoveries открытие нефтяных и газовых месторождений

oil and gas potential потенциал запасов нефти и газа

oil bank breakthrough момент подхода нефтяной зоны к скважине

oil base основание нефти, характер нефти, тип нефти

oil bonus натуральный (нефтяной) бонус. Бонус, выплачиваемый собственнику недр (как правило, частному землевладельцу) частью добытой нефти

oil conservation сохранение нефтяных ресурсов

- oil consumption** потребление нефти [жидкого топлива].
Конечное использование нефтепродуктов и топлив-
ной нефти
- oil content** удельное содержание нефти (во вмещающей
породе). Количество извлекаемых запасов нефти, прихо-
дящихся на единицу объема вмещающих пород
- oil content** содержание нефти, количество нефти в пласте
- oil country tubular goods** трубы, применяемые в нефтяной
промышленности
- oil dehydrator** установка для отделения воды от нефти
- oil delivery** перекачка нефти; транспорт нефти, доставка
нефти
- oil demand [requirements]** спрос на нефть [жидкое топли-
во]. Потребность в нефтепродуктах и топливной нефти
- oil deposit** залежь нефти; нефтяное месторождение
- oil derrick** нефтяная вышка
- oil embargo** эмбарго на нефть
- oil equipment** нефтяное оборудование
- oil exploration** разведка на нефть
- oil field** нефтяное месторождение, нефтяной промысел
- oil fuel** жидкое топливо, нефть, мазут
- oil gasification** газификация нефти
- oil handling** работы по сливу, наливу и перекачке нефти
или нефтепродуктов
- oil industry** 1. Нефтяная промышленность. Комплекс от-
раслей, связанных с добычей, переработкой, транспор-

тировкой и сбытом нефти и нефтепродуктов. 2. Нефтяные компании, представители нефтяного бизнеса (нефтепромышленники)

oil industry нефтяная промышленность

oil industry trends перспективы развития нефтяной промышленности

oil initially in place начальные запасы нефти в пласте

oil measures нефтяные пласты

oil multinational (company) транснациональная нефтяная компания. Нефтяная монополия, производственно-финансовая деятельность которой выходит за рамки одной страны (страны регистрации); нефтяная компания со значительным объемом заграничных операций

oil pattern нефть, остающаяся в пласте при размещении скважин по определенной сетке

oil pipe line нефтепровод

oil pollution нефтяное загрязнение. Один из наиболее опасных видов загрязнения окружающей среды, вызванный аварийными выбросами нефти и нефтепродуктов при их транспортировке, очистке танкеров и т. п.

oil pool нефтяная площадь; залежь; нефтяное месторождение

oil price hike рост цены на нефть

oil producing region нефтедобывающий район

oil production добыча нефти

oil reserves запасы нефти

- oil reservoir engineering** технология разработки нефтяных залежей
- oil resources** нефтяные ресурсы, запасы нефти
- oil sand performance** производительность нефтяного пласта
- oil shrinkage losses** потери нефти при испарении
- oil space** нефтяная (топливная) цистерна
- oil spring** нефтяной фонтан
- oil tankage** нефтехранилище
- oil well** нефтяная скважина
- oil well tubing** насосно-компрессорные трубы
- oil zone** нефтеносная зона
- oil-bearing rock** нефтеносная порода
- oil-bearing sand** нефтеносный песок
- oil-bearing structure** нефтеносная структура
- oil-column** нефтяная часть залежи; столб нефти (в скважине)
- oil-field development** разработка нефтяного месторождения
- oil-field tank** промысловый нефтяной резервуар
- oil-field waters** воды нефтяных месторождений; пластовая вода
- oil-in-water system** водонефтяная система
- oil-water boundary** граница водонефтяного контакта
- oil-water interface** поверхность раздела между нефтью и водой

- oil-water ratio** водонефтяной фактор
- oil-water surface** водонефтяной контакт
- oil-well gas** газ нефтяных скважин. Газ, добываемый совместно с нефтью; попутный нефтяной газ
- on the beam** индивидуальная насосная скважина
- open flow** свободное фонтанирование
- open flow potential** потенциальный дебит скважины
- operate** действовать; эксплуатировать
- operating cost(s) [expenditure(s)]** операционные издержки. Включают все виды затрат на производство и поддержание нормального функционирования предприятия, в том числе амортизацию. Обычно не включают финансовые расходы (выплату процента на заемные средства), расходы по маркетингу и сбыту, а также накладные расходы по управлению всей компанией
- operating practice** методы (практика) эксплуатации
- operating procedures** техника эксплуатации
- operating repairs** текущий ремонт
- operation conditions** рабочий процесс; условия работы или эксплуатации
- operation efficiency** производительность
- operational changes** изменения в условиях эксплуатации
- operational difficulties** эксплуатационные затруднения
- opportunity cost of capital** альтернативная стоимость капитала. Альтернативная стоимость использования инвес-

тиционных ресурсов в проекте по сравнению с их наилучшим альтернативным вложением. Обычно выражается в виде нормы возврата (ставки процента) на инвестированный капитал при наилучшем доступном варианте его использования. В финансовом анализе, как правило, это средневзвешенная стоимость собственного и заемного (из возможных источников) капитала фирмы. В экономическом анализе это обычно средневзвешенная стоимость капитала для экономики в целом, а иногда — лишь в рамках государственного сектора. Ставка процента, равная альтернативной стоимости капитала, обычно используется для вычисления дисконтированных показателей ценности проекта

opportunity cost(s) альтернативная стоимость, альтернативные издержки (иногда употребляется термин «временные издержки»). Альтернативная стоимость товара, или услуга, есть количество других товаров, или услуг, от которых необходимо отказаться, чтобы иметь возможность приобрести данный товар. Отдача (эффект в виде дохода или выгоды), которую могло бы принести вложение располагаемых ограниченных ресурсов в ближайший оптимальный вариант их альтернативного использования

optimal quantity of pollution оптимальное количество загрязнения

output добыча, дебит; производительность, отдача

output capacity мощность добычи [переработки]

output coefficient коэффициент использования, коэффициент отдачи

output gas factor газовый фактор (измеренный на поверхности)

output power выходная мощность

outstep well отдаленная оконтуривающая скважина. Скважина, бурящаяся в отдалении от скважины-открывательницы с целью определения границы месторождения

owner владелец, собственник

Р

paraffin парафин; парафиновый углеводород (любой гомолог парафинового ряда)

paraffin control борьба с отложением парафина

paraffin troubles осложнения, связанные с отложением парафина

paraffin-base crude нефть парафинового основания

parted casing нарушение цельности (разрыв) обсадной колонны труб

past producing life (of a well) дебит скважины до остановки

pattern arrangement плотность сетки (скважины)

pattern drive 1) контур расположения скважин; 2) площадное вытеснение

pattern efficiency эффективность размещения скважин

pattern flooding площадное заводнение

- pattern of wells** расположение или размещение скважин, расстановка скважин
- pattern sweep efficiency** эффективность вытеснения при данном расположении скважин
- pay bed** промышленный пласт. Пласт, характеризующийся промышленным (рентабельным для разработки в современных условиях) содержанием полезного ископаемого
- pay bed** промышленный пласт
- pay horizon** продуктивный горизонт
- pay** продуктивный пласт
- paying well** экономически выгодная скважина
- payout time [period]** период окупаемости (капиталовложений). Количество лет, необходимое для полного возмещения величины осуществленных капиталовложений за счет амортизационных и компенсационных отчислений и чистой прибыли на вложенный капитал
- per barrel of oil produce** на единицу объема добытой нефти
- percentage** количество, выраженное в процентах; процентное отношение
- percentage recovery** процентное отношение добытой нефти (по отношению к начальному содержанию в пласте)
- performance (of production)** эксплуатационная характеристика. Технические и экономические показатели работы скважины, промысла, шахты, рудника
- performance of a company** состояние компании

performance of a well поведение скважины

performance of water drive reservoir поведение пласта с водонапорным режимом

performance test испытание на производительность

perimeter flood законтурное заводнение

period costs издержки данного периода. Издержки, связанные с общими продажами и административной деятельностью

period costs [expenses] издержки данного периода: издержки, связанные с общими продажами и административной деятельностью

peripheral flooding законтурное кольцевое заводнение

permanent repair текущий ремонт

permeability saturation curve кривая относительной проницаемости, кривая зависимости «проницаемость-насыщенность»

permeability stratification изменение проницаемости по пласту

petroleum potential нефтегазовый потенциал. Если этот термин сопровождается количественными показателями (тоннами, кубометрами), то он соответствует термину «потенциальные ресурсы» (для полностью неразведанных районов) или «прогнозные ресурсы» (для неразведанных участков нефтегазоносных районов). Если термин характеризует район только качественно, то он соответствует термину «перспективы нефтегазоносности»

- petroleum composition** состав нефти
- petroleum deposit** нефтяная залежь
- petroleum engineering** технология добычи нефти
- petroleum exploration licence, PEL** нефтегазопроисследовательская лицензия. Официальное разрешение на проведение поисковых работ на нефть и газ
- petroleum industry** нефтяная промышленность
- petroleum production** добыча нефти
- petroleum reserves** нефтяные запасы
- petroleum, industry** нефтегазовая промышленность. Комплекс отраслей, связанных с добычей, транспортировкой и переработкой нефти и природного газа
- petroliferous area** нефтеносная площадь
- petroliferous province** нефтеносная провинция
- pioneer well** первая скважина на месторождении
- pipe** труба, трубопровод
- pipe line** трубопровод
- pipe manifold** коллектор труб, сеть трубных соединений
- pipe system** трубопроводная сеть
- piped oil** нефть, поступающая в трубопровод после отстаивания и спуска воды и грязи
- pipe-line construction** сооружение трубопровода, укладка трубопровода на трассе
- pipe-line equipment** оборудование трубопровода
- pipe-line maintenance** эксплуатация трубопровода, текущий ремонт трубопровода, обслуживание трубопровода

- pipe-line oil** чистая (годная к сдаче) нефть
- pipe-line pumping station** насосная станция на трубопроводе
- pipe-line stocks** запасы нефти или нефтепродуктов (мертвый остаток) в трубопроводе
- pipe-line transportation** трубопроводный транспорт, перекачка по трубопроводу
- placing of wells** размещение скважин
- placing on production** ввод скважины в эксплуатацию
- plain-type horton spheroid** каплевидный резервуар
- plant capacity** мощность установки
- plant conditions** производственные условия, заводские условия
- plant operation** работа (эксплуатация) установки
- plant** завод, предприятие; оборудование, установка (машинный агрегат)
- platform** вышка; подвыщечное основание; морское основание под буровую
- pool** залежь, месторождение; участок
- portable pipe-line** переносный трубопровод, полевой трубопровод
- portable pumping unit** передвижная насосная установка
- positive reserves** достоверные запасы, разведанные запасы, подготовленные запасы
- possible reserves** возможные (вероятные) запасы

post holes мелкие скважины, ямы для столбов, разведочные буровые

potable water питьевая вода

potential area разведочная площадь, площадь возможной нефтеносности

potential investors потенциальные инвесторы

potential output потенциальный выпуск (производство). Уровень выпуска, который был бы достигнут при условии полного использования всех ресурсов

potential production потенциальная добыча; потенциальная производительность (скважины)

potential productivity потенциальная продуктивность. Термин может обозначать возможные уровни добычи или потенциальные ресурсы (применительно к крупным районам, бассейнам и т.п.)

potential resources потенциальные ресурсы. Термин свободного пользования. Иногда имеется в виду сумма текущих разведанных запасов и неразведанных ресурсов, но нередко — только последние

potential потенциал; напряжение; потенциальный дебит

power driven pump приводной насос

precipitation tank отстойник

precision точность, верность, аккуратность

precollected revenue доходы будущих периодов.

predicted performance рассчитанное (предсказанное) поведение пласта в процессе последующей разработки

predicting reservoir performance расчет поведения пласта (динамики пластового давления)

prediction прогноз, предсказание

premature flooding преждевременное обводнение

pre-operating costs затраты на подготовку производства. В балансовом отчете представлены как «прочие активы»

prepared reserves подготовленные запасы

present value, PV текущая стоимость. Текущая стоимость будущего платежа или серии платежей, дисконтированная на основе той или иной процентной ставки (сложные проценты)

preservative консервирующее (антиферментативное) средство

pressure applied at the surface давление, создаваемое на устье скважины

pressure at the well bore забойное давление

pressure decline test исследование падения давления

pressure depletion performance (of a reservoir) поведение пласта, эксплуатирующегося при режиме истощения (или растворенного газа)

pressure valve нагнетательный клапан

pressure vent valve дыхательный клапан (резервуара)

pressure-sensitive range давление, при котором нагнетательная скважина начинает принимать жидкость

price c. & f. цена каф... (название порта назначения). Цена товара, реализуемого на условиях «стоимость и фрахт»

price cif цена сиф...(название порта назначения). Цена товара, реализуемого на условиях «стоимость, страхование и фрахт»

price ex port 1. Цена франко-порт... (название порта отгрузки или назначения). 2. Экспортная или импортная цена на товар, перевозимый морским путем

price fixing фиксирование цены

price fixing agreement соглашение о фиксированной цене

price floor нижний уровень цены. Минимальная цена, установленная правительством и превышающая цену равновесия

price fob 1. Цена фоб...(название порта отгрузки). Цена товара, реализуемого на условиях «свободно на борту». 2. Экспортная цена (при морских перевозках грузов)

price reflect value цена, отражающая (реальную) стоимость. Методологическая концепция, используемая в народнохозяйственном анализе

price-earnings ratio (P/E, PER) коэффициент «цена/прибыль». Соотношение рыночной цены акции и суммы ее чистой прибыли в расчете на одну акцию за определенный период. Прибыль компании берется либо после вычета налогов без учета дивидендов, либо как сумма дивидендов и зарезервированной прибыли; является одним из важнейших показателей в инвестиционном анализе

pricing ценообразование

pricing risk оценка риска

primary oil «первичная» нефть. Нефть, добываемая первичными методами разработки месторождений

primary production [recovery] разработка месторождений нефти, газа первичными методами. Разработка без применения методов интенсификации добычи (вторичных, третичных), только с использованием естественного истощения пластовой энергии

primary recovery первичная добыча

primary reserves запасы, извлекаемые первичными методами разработки месторождений

primary waters первичные воды; воды, находившиеся в пласте до вскрытия его скважинами

principal oil [petroleum, refined] products основные нефтепродукты

probable oil land участок с вероятной нефтеносностью

probable reserves вероятные запасы (полезного ископаемого); частично подготовленные или разведанные запасы

proceedings труды, протоколы, издания научного учреждения

proceeds per unit of outlay доход на единицу вложений. Недисконтированный показатель ценности проекта. Вычисляется как отношение суммарной нетто-стоимости добавочной продукции, полученной как результат реализации проекта, к общей стоимости инвестиций

process chart схема технологического процесса

process conditions режим процесса

process water техническая вода

processed gas очищенный (от сероводорода) нефтяной газ

- processing deal** давальческое сырье. Минеральное сырье (главным образом нефть), перерабатываемое на давальческих началах на предприятии компании-подрядчика (в рамках подрядного контракта на переработку)
- produce** производить, вырабатывать; добывать
- produced fluid** добываемая (или добытая) жидкость
- produced oil (gas)** добытая нефть (газ)
- produced quantity** добытое количество
- produced water** пластовая вода, промышленные воды, попутно добываемая вода
- producer** 1) эксплуатационная скважина; 2) нефтепромышленник; 3) генератор
- producible oil index** коэффициент нефтеотдачи
- producing area** промышленная площадь, продуктивная площадь
- producing capacity** производительность/отдача (пласта)
- producing characteristics** эксплуатационная характеристика (пласта)
- producing depth** глубина залегания продуктивного горизонта
- producing dome** продуктивный купол
- producing formation** нефтеносный пласт
- producing horizon** продуктивный горизонт
- producing life (of a field)** период эксплуатации (месторождения). Продолжительность разработки месторождения полезного ископаемого — от начала эксплуатации до наступления порога рентабельности добычи

- producing methods** методы эксплуатации
- producing on a salvage basis** эксплуатация до предела рентабельности
- producing rate** темп добычи
- producing well** эксплуатационная скважина
- producing zone** продуктивная зона
- production activity** добыча, эксплуатация
- production casing** эксплуатационная колонна
- production control** контроль добычи, ограничение добычи
- production data** промысловые данные
- production decline** падение добычи
- production drawdown** снижение темпа отбора
- production history** характеристика добычи с начала разработки
- production index** показатель производительности
- production peak** максимальная добыча
- production practice** методы эксплуатации
- production program** программа разработки
- production ranges** продуктивные интервалы в скважине
- production rate** темп добычи. Количество полезного ископаемого, добываемое из месторождения в единицу времени (сутки, год)
- production rate** дебит, нефтеотдача, темп добычи

- production record** сведения по добыче
- production restriction** ограничение добычи в принудительном порядке
- production sharing contract [agreement], PSC** соглашение о разделе добычи. Подрядный контракт, предусматривающий компенсацию расходов компании-подрядчика и оплату предоставленных им услуг частью минерального сырья, добытого в рамках данного соглашения
- production tax(es)** производственные налоги, налог на добычу полезного ископаемого. Государственные и муниципальные налоги, которыми облагается нефтяная и газовая продукция. Разновидность фискальных отчислений рентного характера
- production technique** техника эксплуатации
- production** добыча, дебит, производительность
- productive intervals** продуктивные интервалы
- productive life (of a well)** продуктивная жизнь скважины
- productive capacity of reservoir** отдача пласта
- productive capacity of well** производительность скважины
- productive rate** текущий дебит, производительность
- productive series** продуктивная толща
- productivity impairment** ухудшение продуктивности пласта
- productivity** продуктивность (скважины), производительность
- profit** прибыль

profit (net income) прибыль (чистый доход)

profit and loss statement отчет о прибылях и убытках

profit level размер прибыли

profit margin on sales прибыльность продаж

profit oil «распределяемая» нефть. Нефть, остающаяся после компенсации расходов на проведение поисково-разведочных и нефтепромысловых работ в рамках подрядного контракта [соглашения] о разделе добычи и подлежащая разделу между компанией-подрядчиком и государством-собственником недр

profit ratio коэффициент реальной окупаемости капиталовложений

profitability index коэффициент реальной эффективности капиталовложений

profitability ratio коэффициент окупаемости капиталовложений

profit-related royalty подоходное роялти. Плата за право разработки недр, устанавливаемая в процентном отношении к объему валовой прибыли от реализации добываемого полезного ископаемого

profit-to-investment ratio, P/I, PIR коэффициент эффективности капиталовложений

program программа

project funding привлечение средств на проектное финансирование

project payout time период окончательной окупаемости капиталовложений. Временной период, необходимый в слу-

- чае осуществления дополнительных инвестиций в ходе эксплуатации месторождения
- project** проект; проектировать
- prolific well** многодебитная скважина
- prolific zone** богатая (нефте- или газоносная) зона
- proofing** испытание на проницаемость
- proration schedule** график темпа отбора
- proration unit** площадь, дренируемая скважиной
- proration** пропорциональная добыча
- prospecting licence [permit, permission, license]** поисковая лицензия. Официальное разрешение на проведение геолого-геофизических исследований, стратиграфического (параметрического) и поискового бурения
- prospective oil** вероятные запасы нефти
- prospective value** предполагаемая ценность месторождения
- prospectus** проспект. Документ, содержащий всю необходимую информацию о предложении ценных бумаг в широкую продажу и о заемщике
- protective covenants** защитные условия
- proved oil land** площадь с доказанной нефтеносностью
- proved reserves** доказанные запасы
- proven territory** разведанное месторождение
- proximate analysis** технический анализ, экспресс-анализ
- pull up** поднять из скважины

pulling machine подъемник для подземного ремонта скважины

pump price цена франко-бензоколонка. Розничная цена на автомобильное горючее

pumper скважина, эксплуатируемая глубинным насосом

pumping well насосная скважина

put on production ввести в эксплуатацию

put on stream пустить в эксплуатацию

Q

quality control контроль качества

quantitative analysis количественный анализ

quantitative data количественные данные

quest for oil поиски нефти

quick depletion быстрые темпы разработки

quick ratio коэффициент быстрой ликвидности. Коэффициент быстроты покрытия ликвидными активами текущих обязательств. Определяется как отношение разности текущих активов и товарно-материальных запасов к текущим обязательствам

quota квота. Определяемые государством лимиты (иногда в стоимостном выражении) импорта/экспорта какого-либо вида продукции в определенный период

quoted share акция, котирующаяся на фондовой бирже

R

rainbow of oil радужная нефтяная пленка

raise funds (credits) привлекать фонды (кредиты)

random pattern бессистемное расположение скважин

rate of decline скорость падения пластового давления; темп истощения пласта

rate of delivery степень отдачи, величина отдачи пласта

rate of development темп развития (разработки) месторождения

rate of inflow величина притока

rate of production дебит; норма отбора (нефти из пласта); величина отдачи

rate of recovery темп отдачи; дебит; величина нефтеотдачи

rate of return (on investment) 1. Норма прибыли (возврата) на вложенный капитал, рентабельность. Отношение прибыли (как правило, чистой), полученной в течение определенного года или среднегодовой, к величине балансовой стоимости авансированного или основного капитала, выраженное в процентах. 2. Ставка дохода. Среднегодовая чистая прибыль, полученная на капитал, выраженная как процент от этого капитала

rate of throughput расход или количество протекающей жидкости в единицу времени

rated номинальный, расчетный

- rated conditions** расчетные условия, расчетный режим
- rating of well** производительность скважины, оценка добычи скважины
- raw natural gas** неочищенный природный (нефтяной) газ
- raw oil** неочищенная нефть, сырая нефть
- ready flow** текучесть
- real demand** реальный спрос
- real income** реальные доходы
- real prices** реальные цены
- real wage** реальная заработная плата
- recipient wells** скважины, на которые перераспределена норма отбора других скважин, закрытых по каким-то причинам
- recomplete a well** повторное заканчивание скважины (при возврате на другой горизонт или при изменении назначения скважины)
- recoverable oil** промышленные запасы нефти; нефтеотдача пласта
- recoverable reserves** промышленные (извлекаемые) запасы (нефти или газа)
- recovered gas-oil ratio** средний газовый фактор за прошедший период разработки
- recovery factor** коэффициент нефтеотдачи
- recovery mechanism** механизм нефтеотдачи

recovery method метод добычи

recovery of capital investments возмещение капитальных затрат. Последовательная компенсация стоимости основного капитала (капиталовложений) в ходе амортизации и компенсационного списания истощимых активов

recovery of casing извлечение обсадных труб из скважины

recovery per cent добыча в процентах

recovery prediction прогноз вероятной добычи

recovery ratio процент или степень извлечения полезного ископаемого из месторождения

recovery well эксплуатационная скважина

recovery отдача; добыча, нефтеотдача; утилизация отходов

recuperation 1. Рекультивация, рекуперация. Восстановление естественного плодородия почвы после завершения горных работ. 2. Добыча (полезных ископаемых)

recurrent cost(s) [expenditures] текущие издержки

reference (crude oil) price базисная цена на нефть. Справочная или официальная продажная цена, служащая основой для определения фактических контрактных цен и исчисления концессионных платежей

refiner acquisition cost (of crude oil) средняя закупочная цена (на нефть). Средний взвешенный уровень фактических контрактных цен на нефть, покупаемую нефтеперерабатывающими предприятиями страны (США); удельные расходы нефтеперерабатывающего предприятия на приобретение нефтегазового сырья

refiner netback value (of crude oil) «чистая нефтезаводская стоимость» (нефти). Средняя взвешенная цена нефтепродуктов, получаемых при переработке барреля нефти, за вычетом расходов на переработку исходного сырья

refinery (net) margin прибыль от переработки нефти. Удельные доходы от реализации нефтепродуктов за вычетом расходов на переработку и приобретение исходного сырья по ценам франко-нефтеперегонный завод

refinery-gate price (of crude) цена на нефть франко-нефтеперерабатывающий завод. Закупочная цена на нефть, включающая расходы по ее транспортировке до нефтеперерабатывающего предприятия

refining industry нефтеперерабатывающая промышленность

relationship окружение, среда

relative productivity удельная (относительная) производительность скважины

relay tank промежуточный резервуар

release limit предельно допустимый выброс, ПДВ: 1) выброс вредных веществ в атмосферу, устанавливаемый для каждого источника загрязнения при условии, что приземная концентрация этих веществ не превысит предельно допустимую концентрацию (ПДК); 2) объем (количество) загрязняющего вещества, выбрасываемое отдельным источником за единицу времени, превышение которого ведет к неблагоприятным последствиям в окружающей природной среде или опасно для здоровья человека (ведет к повышению ПДК в среде, окружающей источник загрязнения)

- relief well** наклонная скважина, пробуренная для глушения другой скважины, вспомогательная скважина
- repairing** ремонт
- repressuring medium** вытесняющий агент, закачиваемый в пласт агент
- repressuring** поддержание пластового давления нагнетанием газа или воздуха в пласт; восстановление пластового давления
- required** заданный, обусловленный, требуемый. Необходимый
- research** исследование, изыскание; научно-исследовательская работа
- reserves** запасы полезного ископаемого в недрах
- reserves of gas** запасы газа
- reserves of oil** запасы нефти
- reservoir** 1) коллектор, нефтеносный или газоносный пласт; 2) резервуар, сосуд, емкость
- reservoir barrels** объем нефти в пласте
- reservoir bulk volume** общий объем пласта
- reservoir capacity** емкость резервуара
- reservoir conditions** пластовые условия
- reservoir density (of oil)** плотность нефти в пластовых условиях
- reservoir engineering** технология нефтеотдачи, технология разработки пласта

- reservoir fracturing** гидравлический разрыв пласта
- reservoir gas-oil ratio** пластовый газовый фактор
- reservoir producing mechanism** режим извлечения нефти (из пласта)
- reservoir recovery** нефтеотдача пласта
- reservoir temperature** температура пласта
- residual oil and brine** остаточная водонефтенасыщенность
- residue of oil** нефтяные остатки
- resource cost(s)** издержки добычи (минерального сырья). Общие затраты на добычу полезного ископаемого, рассчитанные с учетом относительного обесценивания изымаемых из оборота финансовых средств
- resources** ресурсы, запасы
- restriction of flow** ограничение потока
- restriction of output** ограничение дебита
- restrictive fiscal policy** сдерживающая фискальная политика
- retained earnings** нераспределенная прибыль. Часть доходов корпорации, которая не выплачивается владельцам акций в виде дивидендов, а остается в распоряжении фирмы (реинвестируется в активы компании)
- retained gas** удержанная (в пласте) нефть; оставшиеся в пласте целики нефти
- return on assets** возврат на основной капитал. Отношение прибыли к общей стоимости активов. Показатель прибыльности проекта или компании

- return on equity, ROE** прибыль на собственный капитал. Коэффициент, получаемый делением суммы чистой прибыли на сумму собственного капитала компании
- return on investment, ROI** возврат (прибыль) на инвестиции. Отношение прибыли к общей стоимости капиталовложений в проект. Показатель прибыльности проекта или компании
- return water** обратная или отработавшая вода, сбросные воды; циркулирующая вода
- revaluation surplus** доход от переоценки. Возникает в результате переоценки основного капитала, например в связи с инфляцией
- revenue(s)** поступления, выручка, доходы. Применяется главным образом для обозначения валовых поступлений от реализации добываемого или производимого сырья
- revenue-earning projects** проекты, по которым планируются поступления от продажи продуктов и услуг. Некоторые проекты (в сфере образования, здравоохранения) могут планироваться как бесприбыльные или даже убыточные (Non-revenue earning projects)
- reversionary interest** реверсивное [пересматриваемое] доле-вое участие в добыче полезного ископаемого. Номиналь-ное или фактическое участие партнера — собственника недр в поисково-разведочных работах и освоении выяв-ленного месторождения, предусматривающее возможность пересмотра условий партнерства и окончательную фик-сацию доли участия в доходах от продажи добываемого сырья на стадии эксплуатации месторождения

revisions переоценка запасов, прирост запасов в результате переоценки. Изменение оценок запасов эксплуатируемых месторождений в результате поступления новой информации в процессе их доразведки и разработки, главным образом в результате уточнения коэффициентов извлечения и представлений о стоимости эксплуатационных работ

ring fence налоговый барьер. Положение налогового законодательства, исключающее возможность использования доходов от реализации добытого сырья в целях возмещения расходов, не имеющих прямого отношения к получению рассматриваемых доходов

risk and uncertainty analysis анализ рисков и неопределенности. Методы оценки рисков включают анализ чувствительности, анализ безубыточности, анализ вероятности, метод сценариев и т. д.

risk assessment процесс оценки риска

risk-free rate процентная ставка, свободная от риска

riskiness рискованность

riskless assets безрисковые активы. К ним относятся денежная наличность, ценные бумаги центрального правительства, слитки драгоценных металлов, ссуды, гарантированные центральным правительством

risk-taking принятие рисков

risk-weighted взвешенный риск. Этот термин употребляется в отношении резервов (запасов) или прибыли. Объем запасов умножается на вероятность и получают запасы с учетом взвешенного риска

- risky lending** рискованное кредитование
- risky project** рискованные проекты. Проекты, имеющие высокую вероятность убытков или получения меньших доходов, нежели это планировалось
- roof hole** скважина, расположенная на наивысшей структурной отметке пласта
- root radius** радиус закругления впадины (или основания)
- root-mean-square value** среднеквадратичное значение
- routine analysis** промысловый анализ
- routine maintenance** профилактический осмотр, повседневное техническое обслуживание
- routine of work** режим работы, установившаяся практика
- royalty interest** «пассивное» [номинальное] долевое участие в добыче минерального сырья на основе земельной собственности. Участие землевладельца в доходах от реализации добываемого полезного ископаемого в размере платежей за право разработки недр («роялти»), эксплуатация которых осуществляется на средства арендатора
- royalty oil** нефть в уплату роялти. Часть добытой нефти, поступающая в распоряжение земельного собственника в качестве платы за право разработки нефтеносных недр
- royalty** плата за право разработки недр; арендная плата; пошлина
- royalty, royalties** роялти: 1) рентные платежи за право разработки месторождений минерального сырья. Отчисляются в пользу землевладельца (собственника недр) в

денежной форме или в виде части добытого полезного ископаемого; 2) лицензионный платеж

run 1) спуск труб в скважину, рейс инструмента; 2) нефть, принятая нефтезаводом; погон, фракция

running against pressure спуск труб в скважину под давлением

S

shareholders акционеры, держатели акций

safe operation безопасная работа

safe yield надежные запасы (полезных ископаемых)

safety factor запас прочности, коэффициент безопасности

safety безопасность, надежность; техника безопасности

sale and leaseback продажа и обратная аренда. Продажа имеющейся у предприятия недвижимости после его выкупа и получение затем этой недвижимости в аренду. Таким образом, высвобождаются средства для финансирования выкупленного предприятия

sales income прибыль от реализации. Иногда этот термин используется для обозначения поступлений (дохода) от реализации

sales price продажная цена

sales revenue доход (выручка) от реализации

sales tax налог с продаж

salvage value ликвидационная стоимость. Оценка стоимости основного капитала в конце срока его службы

- sand blast** пескоструйная очистка
- sand capacity** продуктивность нефтеносного песка
- sand face injection pressure** забойное давление при нагнетании (воды)
- sand map** карта нефтяного пласта
- saturated oil** нефть, насыщенная газом
- seagoing pipe line** трубопровод, проложенный по морскому дну
- search for oil** поиски нефти
- secondary production [recovery]** разработка месторождений вторичными методами. Интенсификация добычи нефти и газа с помощью закачки воды или газа с целью поддержания пластового давления
- security** ценная бумага
- security for loan** обеспечение ссуды
- selling costs** издержки реализации. Расходы по созданию и сохранению рынка для данного продукта
- sell-off** продажа, отчуждение
- semi-wildcat** эксплуатационно-разведочная скважина
- service data** эксплуатационные данные
- service rig** установка для ремонта скважин
- service wear** эксплуатационный износ
- service well** вспомогательная скважина

service техническое обслуживание, уход; эксплуатация, работа, действие

servicing of wells обслуживание скважин

servicing unit вспомогательная установка; установка для обслуживания (подземного ремонта) скважин

share capital акционерный капитал

shareholders agreement акционерное соглашение. Соглашение между акционерами и выкупленной компанией, по которому устанавливаются их права и обязательства

sheet deposit пластообразное месторождение; пластовая залежь

sheet пласт

shipment of crude отгрузка нефти морем; транспорт нефти

ship-to-shore pipe line трубопровод для перекачки нефтепродуктов с судна на берег

short run краткосрочный период. Период времени, в течение которого ряд производственных факторов фирмы не может быть изменен или в течение которого фирма или домашнее хозяйство не успевает в полной мере приспособиться к изменению цен

shortfall in oil production дефицит нефтепродукции

short-run average total costs, ATC краткосрочные средние совокупные издержки. Издержки на единицу выпуска в краткосрочном периоде; равны сумме средних переменных издержек (AVC) и средних постоянных издержек (AFC)

short-run marginal costs, MC краткосрочные предельные издержки. Величина прироста в краткосрочном периоде

- переменных издержек в результате увеличения объема выпуска на одну единицу
- shot hole** взрывная (сейсмическая) скважина; торпедированная скважина
- show** появление нефти или газа в скважине
- showings on the ditch** признаки нефти (нефтяная пленка) в отводной канаве (при бурении)
- showings** признаки нефти в скважине
- shows** выходы (признаки) нефти или газа
- shrunked oil** отстоявшаяся нефть
- shut in (a well)** остановить (закрыть) скважину
- shut off** отключить; закрыть (воду в скважине)
- shutdown price** цена прекращения производства
- shut-in (gas) payments** роялти за неразрабатываемые газоносные участки. Номинальные рентные платежи за право разработки недр, взимаемые землевладельцем в случае временной консервации эксплуатационных газовых скважин
- shut-in storage** консервирование продуктивной скважины
- shut-in time** продолжительность остановки
- shut-in well** закрытая скважина
- simultaneous development** одновременная разработка месторождения с купола и с крыльев
- single purpose project** одноцелевой проект
-

- sinking fund** фонд погашения, амортизационный фонд, резервный фонд
- sinking fund factor, SFF** коэффициент для расчета отчислений в фонд погашения.
- site** местоположение, местонахождение
- sizable losses(profits)** ощутимые убытки (прибыль)
- size of the profit to be forecast for the current year** размер прибыли, ожидаемой в текущем году
- skimming pond** водоем (бассейн) для отделения нефти от дренажных вод
- skimming** сбор нефти с поверхности воды
- slab hole** вспомогательная скважина
- slant hole** наклонная скважина
- slim hole** малогабаритная скважина, скважина малого диаметра
- sole proprietorship** предприятие, находящееся в индивидуальной собственности и не являющееся акционерным обществом
- solid fuel** твердое топливо
- solution gas** растворенный в нефти газ
- solution gas-oil ratio** газовый фактор при растворенном газе
- solvency** платежеспособность
- sound liquidity** высокая ликвидность
- sour crude** сернистая нефть
- source of water troubles** источник обводнения (скважины)

- source pump station** головная насосная станция (на трубопроводе)
- sources and uses of funds statement** отчет о поступлении и расходовании средств
- spacing of wells** расстановка скважин, сетка разработки
- specific capacity of well** удельная производительность скважины
- specific injectivity index** коэффициент приемистости скважины
- spent acid** отработавшая кислота
- spin-off** выделение из компании подразделения и создание на его базе нового акционерного общества
- spot flooding** заводнение по геометрической сетке
- spouter** открытый нефтяной фонтан; фонтанирующая скважина
- stake** заложить скважину
- state corporation** государственная корпорация
- state interest** 1. Долевое участие государства — собственника недр в добыче (полезного ископаемого); доля государственного участия в доходах (от реализации добытого сырья). 2. Доходы государства (собственника недр) от участия в добыче (полезного ископаемого)
- statement of financial position** отчет о финансовом положении. Отчет о состоянии активов и собственного капитала на определенную дату, баланс
- statement** сообщение, заявление, отчет, объяснение
- statutory fund** уставный капитал

- steady flow** установившийся поток, равномерный поток, установившееся течение
- steady state of reservoir** состояние равновесия в пласте
- step down** ступенчатое снижение
- stepout well** вновь пробуренная скважина при постепенном разбуривании месторождения; отдаленная скважина
- stimulate the recovery** стимулировать добычу
- stimulation methods** методы воздействия на пласт для повышения нефтеотдачи
- stimulation of wells** возбуждение скважин
- stock tank barrels** объем нефти, приведенной к нормальным условиям
- stock tank oil** товарная нефть; нефть, приведенная к нормальным условиям
- stock** складские запасы (нефти или нефтепродуктов)
- storage** склад, хранилище, хранение; накопление, аккумулярование
- straight gas-lift** непрерывный газлифт
- straight hole** прямая, вертикальная скважина
- stratified deposits** пластовые месторождения
- stratified rocks** осадочные породы; напластованные, слоистые породы
- stratigraphic oil field** нефтяное месторождение стратиграфического типа

- stratum** слой, пласт, отложение; толща, формация
- stringer** 1. Малодебитная скважина; малодебитный участок.
2. Распорка. 3. Укладчик труб вдоль трассы трубопровода
- stripped well** малодебитная, истощенная скважина
- structural properties** структурная характеристика
- structural traps** структурные ловушки; залежи нефти, приуроченные к тектоническим структурам
- sub-economic amount** непромышленное количество
- sub-economic production** нерентабельная добыча
- subsidiary** дочерняя компания
- subsoil** недра; подземный
- subsurface storage** подземное хранение (нефтепродуктов);
подземное хранилище
- subsurface temperature** температура, замеренная в скважине
- subsurface** недра; подземный, глубинный
- sulfuric acid** серная кислота
- supply line** трубопровод
- supporting frame** несущая конструкция, несущий каркас
- surplus oil** избыточная нефть
- suspending a well** временное прекращение бурения скважины; временная остановка добычи
- sustained production** стабильный дебит
- swab back into production** вызвать приток нефти в скважину

sweep efficiency эффективность вытеснения нефти водой при заводнении

sweepout pattern пути вытеснения нефти рабочим агентом при данном расположении скважин

sweet crude несернистая или малосернистая нефть

sweet water пресная вода

sweet-gas газ, не содержащий сероводорода

swell утолщение пласта

T

tangible cost(s) затраты материального характера

tank farm нефтебаза, резервуарный парк, резервуарное хозяйство

tank manifold valve основная задвижка резервуара

tank oil товарная нефть; нефть, приведенная к нормальным условиям

tank outage потери в резервуаре от испарения и утечки

tank vapour recovery паровоздушная смесь в резервуаре

target pricing целевое ценообразование

tax налог. В народнохозяйственном анализе налоги рассматриваются как передаточные, трансферные платежи и не принимаются в расчет

tax allowance [discount] налоговая скидка. Разновидность налоговых льгот, предусматривающая освобождение определенной части валовых поступлений или валовой при-

были от обложения подоходными налогами, а также сумма освобождения от налогообложения

tax depreciation налоговая амортизация; амортизация, защищенная от налогов. Размер амортизационных отчислений, списываемый на себестоимость при подсчете налогооблагаемой прибыли

taxable income налогооблагаемая прибыль. Размер прибыли, подлежащей обложению налогом на прибыль, который рассчитывается в соответствии с правилами Налогового управления

tax-paid cost (price) цена на «собственную» нефть. Затраты компании-концессионера на приобретение «собственной» нефти

tear and wear износ, порча

technical cost(s) расходы производственного назначения. Совокупность расходов, обеспечивающих извлечение полезного ископаемого из недр. Помимо непосредственных производственных расходов на разведку и добычу минерального сырья, как правило, включают затраты на приобретение арендуемых участков и текущие арендные платежи

temporary account временный счет. Счет доходов или затрат. Временный счет закрывается в конце каждого отчетного периода

term royalty (interest) временное, «пассивное» долевое участие в добыче полезного ископаемого. Долевое участие землевладельца в доходах от реализации добываемого минерального сырья, ограниченное определенным перио-

дом времени, по истечении которого арендодатель лишается права на дальнейшее получение роялти без соответствующей компенсации осуществленных затрат

test field подопытный пласт

test исследование; испытание; опыт; разведочная скважина

tested capacity of a well установленная производительность скважины

textural constant структурная постоянная пласта

thermal recovery method термическое воздействие на пласт

thermal value тепловая характеристика; теплота сгорания; теплопроизводительность

thinned oil газированная нефть

tight hole 1) сужение ствола скважины; 2) скважина с отсутствующей документацией

tilted fluid contact наклонный контакт (воды и нефти)

time constant постоянная времени

time lag временной лаг; лаг капиталовложений. Период времени с момента осуществления первоначальных капиталовложений в поиски, разведку или обустройство месторождения до начала добычи полезного ископаемого или достижения максимального уровня добычи на этом месторождении

time value of money стоимость денег во времени

times interest earned покрытие процентов. Финансовый показатель, отношение доходов компании до вып-

латы налогов и процентов к суммарным процентным платежам

tonnage output добыча в тоннах

top of well устье скважины

total capacity of a well общая или полная производительность скважины

total daily production общая суточная добыча

total fluid общее количество добытой жидкости

total gas-oil ratio суммарный газовый фактор (отношение общего объема газа, добытого за данное время, к общему количеству нефти, добытой за то же время)

total losses суммарные потери

total reserves общие запасы (полезного ископаемого)

total revenue общий доход

transportation facilities транспортные средства

trap for oil ловушка для нефти

trapping (of oil) 1. Оставление целиков нефти в пласте.
2. Улавливание нефти

turnaround структурное оздоровление предприятия

U

ullage 1) определение объема нефтепродукта в резервуаре или цистерне путем измерения высоты паровоздушного пространства; 2) утечка, скидка на утечку

- ultimate production** суммарная добыча, полученная из скважины или месторождения за данное время; суммарный выход
- ultimate recovery** суммарная, конечная, предельная добыча
- ultimate** окончательный, суммарный, итоговый, предельный
- uncurtailed production** неограниченная добыча
- underground conditions** подземные условия
- underground explosion** взрыв в скважине
- underground flooding** подземное заводнение
- underground losses** подземные потери
- underground storage pool** истощенный пласт, используемый под хранение газа
- underground storage** подземное хранение
- underground water** подземная вода
- under-stream period** рабочий период, межремонтный период
- undeveloped** неразработанный, неразбуренный
- unexpired costs** издержки будущих периодов
- uniform wear** равномерный износ
- unique completion** скважина, стоящая особняком
- unit cost** удельные затраты
- unit development of oil fields** объединенная разработка нефтяных месторождений

unit operation (of field) совместная разработка несколькими фирмами одной нефтеносной площади

unit pool месторождение, разрабатываемое под единым руководством

unitization объединение отдельных участков месторождения для разработки и эксплуатации по единому проекту; централизованная эксплуатация

unitized project разработка месторождения по единому проекту

unloading well фонтанирующая скважина

unstripped gas сырой (жирный) газ

untubed well скважина, в которую не спущены насосно-компрессорные трубы

useful life период нормальной эксплуатации

useful life срок службы, продолжительность работы, долговечность

user fee плата за пользование

utensils приборы, инструменты, аппаратура

utilities подсобное хозяйство, подсобные цехи

utilization использование, применение

V

value added добавленная стоимость. Равна стоимости проданного компанией продукта за вычетом стоимости сырья, материалов, комплектующих и других промежуточ-

ных товаров, использованных в производстве проданных товаров

value of a field оценочная стоимость запасов месторождения

value-added tax, VAT налог на добавленную стоимость (НДС)

variable cost, VC переменные издержки

vent valve дыхательный клапан (резервуара); отводной клапан, вытяжной клапан, вентиляционный клапан

vented tank резервуар, оборудованный дыхательными клапанами

venture capital капитал, вкладываемый с риском, венчурный капитал, рискованный капитал

vertical integration вертикальная интеграция. Группа предприятий, осуществляющих разные стадии производства готового продукта и являющиеся собственностью одной фирмы

viability жизнеспособность проекта. Способность проекта генерировать доход, обеспечивающий покрытие издержек и получение запланированной прибыли

voidage rate степень (скорость) истощения пласта

volume capacity емкость

volume concentration объемная концентрация

volume conversion factors коэффициенты пересчета объемов

volume объем, емкость; количество; пространство

volumetric efficiency of pump объемный коэффициент полезного действия насоса; коэффициент наполнения насоса

volumetric efficiency объемный коэффициент полезного действия; коэффициент наполнения цилиндра

volumetric method объемный метод (подсчета запасов)

volumetric production количество добытых нефти и газа, приведенное к объему в пластовых условиях

W

wall cleaner скребок для очистки стенок скважины

wall grip держатель пробки, забитой в ликвидированную скважину

wash-down water промывочная вода

wastage утечка, потери

waste потери, убытки; обтирочный материал; отбросы; испорченный, отработанный; истощать

waste water сточная вода; конденсационная вода

water-bearing bed водоносный пласт

water coning образование конуса обводнения

water content содержание воды

water controlled reservoir пласт с гидравлическим режимом

water cut oil обводненная нефть

- water delivery** подача воды
- water dependent well** скважина с водонапорным режимом
- water discharge** расход воды, выпуск воды, дебит воды
- water distribution system** водораспределительная система
- water drive** водонапорный режим пласта
- water drive reservoir** пласт с водонапорным режимом
- water encroachment** наступление воды, продвижение контурных вод; обводнение
- water flood** заводнение
- water flood operation** эксплуатация месторождения с применением заводнения
- water-free well** безводная скважина
- water hammer** гидравлический удар
- water handling** система водоснабжения или водообработки
- water-in-oil emulsion** эмульсия «вода в нефти»
- water inflow** приток воды
- water injection** нагнетание воды в пласт
- water Injection profile** профиль приемистости скважины при закачивании воды
- water injection rate** норма (*скорость*) нагнетания воды
- water leak** утечка воды
- water line** водопровод; уровень воды

- water loss** фильтрация, водоотдача
- water-mass density** плотность воды
- water-oil contact** водонефтяной контакт
- water-oil displacement** вытеснение нефти водой
- water-oil interface** поверхность раздела вода — нефть
- water-oil ratio (WOR)** водонефтяной фактор; водяной фактор
- water-oil ratio in flooding** отношение вода — нефть при заводнении
- water permeability** водопроницаемость
- water producer** обводненная скважина
- water shutoff** закрытие воды
- water-soluble** растворимый в воде
- wear test** испытание на износ
- web members** соединительные элементы
- weir tank** сливной резервуар
- well bore** ствол скважины
- well cuts** содержание примесей в добываемой нефти
- well depth** глубина скважины
- well fracturing** гидравлический разрыв пласта
- well head** устье скважины
- well head set up** оборудование устья скважины

- well in operation** действующая скважина
- well interference** взаимодействие скважин
- well off** простаивающая скважина
- well performance testing** исследование поведения скважин
- well producing from...** эксплуатационная скважина, проведенная на такой-то пласт
- well pulling machine** установка для подземного ремонта скважин
- well repair** ремонт скважины
- well spacing** размещение скважин, расстановка скважин; сетка разработки; площадь дренирования, приходящаяся на скважину
- well stream** приток к скважине
- well survey** исследование скважины (каротаж и т. п.)
- well testing** опробование скважины
- wet oil** нефть, содержащая воду
- wire-line work** работы в скважине, производимые при помощи инструментов, спускаемых на тресе

Z

- zone** зона, интервал (в скважине)
- zone of production** эксплуатационная зона

ИСПОЛЬЗОВАННЫЕ ИСТОЧНИКИ

1. Англо-русский словарь по экономике и финансам / Под ред. А.В. Аникина. — С.-Пб.:Экономическая школа, 1993.
2. Англо-русский словарь по нефтепромысловому делу / Под ред. Е.Ю. Израилевой. — М.: Гос. науч-техн. изд-во нефт. и горн. лит-ры, 1972.
3. Геоэкология: русско-английский понятийно-терминологический словарь / Под ред. С.В. Клубова. — М.: ВНИИзарубежгеология, 1994.
4. Англо-русский словарь терминов, используемых в проектно-анализе / Под ред. В.В. Пономарева. — М., 1993.
5. Ilsky A.L. Technical petroleum-gas dictionary. Russian, English, French, German. International Academy of Engineering. Series International Encyclopedia, 1993.

ОГЛАВЛЕНИЕ

Введение	7
Глава 1. Современное состояние и экономические проблемы эксплуатации нефтяных месторождений	9
<i>1.1. Влияние изменения ресурсной базы нефтяной промышленности на эффективность нефтедобычи</i>	<i>9</i>
<i>1.2. Нефтегазодобывающие мощности и современный уровень их использования</i>	<i>19</i>
<i>1.3. Экологические последствия эксплуатации нефтепромысловых объектов</i>	<i>32</i>
Глава 2. Использование эффективных технологий нефтеизвлечения как основной фактор интенсификации нефтегазового производства	45

2.1. Сущность, категории сложности и виды ремонтов скважин	45
2.2. Техничко-экономическая эффективность методов воздействия на пласт и призабойную зону скважин	53
2.3. Техничко-экономическая целесообразность использования физических методов на новых и старых месторождениях	61
2.4. Отечественная и зарубежная практика использования тепловых методов	69
2.5. Актуальность применения химических методов в условиях старения месторождений	73
Глава 3. Пофакторное планирование повышения эффективности нефтегазодобывающего производства	84
3.1. Определение влияния различных факторов на уровень добычи нефти	84
3.2. Оценка влияния различных факторов на себестоимость добычи нефти	90
3.3. Графический метод планирования повышения эффективности производительности скважин	99
Глава 4. Оптимизация мероприятий по увеличению добычи нефти	104

4.1. <i>Производственные процессы и их оптимизация</i>	104
4.2. <i>Особенности и методы оптимизации повышения эффективности нефтегазодобывающего производства</i>	109
4.3. <i>Выбор оптимальных геолого-технических мероприятий, направленных на изменение параметров эксплуатации нефте- промысловых объектов</i>	114
4.4. <i>Оптимизация распределения ресурсов для проведения геолого-технических мероприятий</i>	120
4.5. <i>Определение оптимального комплекса геолого-технических мероприятий, направленных на повышение производительности скважин</i>	123
4.6. <i>Матричный метод определения эффективных мероприятий повышения производительности скважин</i>	128
4.7. <i>Оптимизация планируемых геолого- технических мероприятий в нефтяной компании</i>	132

Глава 5. Экономическое обоснование комплекса мероприятий по сокращению потерь углеводородов и их экологических последствий 136

5.1. Экономические проблемы сокращения технологических потерь углеводородов 136

5.2. Экономическая оценка эффективности природоохранных и ресурсосберегающих технологий..... 142

5.3. Зарубежный подход к оценке экологических последствий 147

5.4. Экономическое моделирование экологических рисков при эксплуатации нефтепромысловых объектов 153

Глава 6. Экономическое обоснование мероприятий по восстановлению производительности скважин 165

6.1. Экономическая эффективность и критерии ее оценки 165

6.2. Выбор методов и критериев эффективности мероприятий по восстановлению производительности скважин..... 176

6.3. Особенности оценки экономической эффективности мероприятий по восстановлению производительности скважин по выбранным критериям	181
6.4. Оптимизация сценариев исследования экономической оценки мероприятий по восстановлению производительности скважин	190
6.5. Количественная оценка особенностей выбора комплекса мероприятий по восстановлению производительности скважин на разных стадиях эксплуатации нефтяных месторождений	194
6.6. Оценка пределов технологической и экономической целесообразности проведения мероприятий на скважинах	208
Заключение	217
Литература	220
Приложение	
Краткий англо-русский глоссарий по эффективности нефтегазодобывающего производства.....	227
Использованные источники	369

CONTENTS

INTRODUCTION	7
Chapter 1. PRESENT STATE AND ECONOMIC PROBLEMS OF OIL DEPOSITS' EXPLOITATION	9
1.1. Influence of oil resource base changing of oil industry upon the oil output efficiency	9
1.2. Oil and gas producing capacities and modern level of their utilization	19
1.3. Ecological consequences of oil producing objects' exploitation	32
Chapter 2. USE OF EFFICIENT TECHNOLOGIES OF OIL EXTRACTION AS THE MAIN FACTOR OF OIL AND GAS PRODUCTION INTENSIFICATION	45
2.1. Essence, category of complexity and types of wells reparation	45

2.2. Technical and economic efficiency influence upon the stratum and pre-face zone of wells	53
2.3. Technical and economic expediency of hydro dynamic physical methods usage in the new and old deposits	61
2.4. Domestic and foreign practice of thermal methods usage	69
2.5. Actuality of using chemical methods in the terms of deposit aging	73
Chapter 3. FACTOR PLANNING OF OIL AND GAS PRODUCTION EFFECIENCY INCREASE	84
3.1. Determination different factors' influence upon the level of oil production	84
3.2. The evaluation of different factors influence upon the cost of oil production	90
3.3. Graphic method of wells' productivity efficiency increase planning	99
Chapter 4. OPTIMIZATION MEASURES OF OIL PRODUCTION INCREASE.....	104
4.1. Productive processes and their optimization	104
4.2. Peculiarities and methods of economijation of gas and oil production of optimization	

of conductive geological and technical measures	109
4.3. Choise of optimal geological and technical measures, aimed at changing parameters of oil producing obj ects	114
4.4. Optimization of resource distribution for conducting geological and technical measures	120
4.5. Optimal complex determination geological and technical measures aimed at wells' productivity increase	123
4.6. Matrice method of determining the most effective measures of wells' productivity	128
4.7. Planning optimization of geological and technical measures in oil company	132
Chapter 5. ECONOMIC SUBSTANTIATION OF COMPLEX MEASURES OF CUTTING HYDROCARBONS' LOSSES AND THEIR ECOLOGICAL CONSEQUANCES	136

5.1. Economic problem of cutting technological losses of hydrocarbons	136
5.2. Economic evaluation of efficiency of environmental and resource-saving technologies	142
5.3. The foreign methods of evolution of ecological implications	147
5.4. Economic modelling of environmental risks in exploitation of oil-field objects	153

**Chapter 6. ECONOMIC SUBSTANTIATION
OF WELLS' PRODUCTIVITY
MEASURES RESTORATION** 165

6.1. Economic efficiency and criteria of its evaluation	165
6.2. Choise of methods of efficiency measures' of well's productivity restoration	176
6.3. Peculiarities of economic efficiency measures of well's productivity restoration accoding to chosen criteria evaluation	181
6.4. Optimization of investigation variants of economic evaluation of measures for well's capacity restoration	190

6.5. Choise of investigation methodology Evolution measures of well's productivity restoration	194
6.6. Limit's estimation of technological and economic expediency of conducting measures on well's	208
CONCLUSION	217
LITERATURE	220
APPENDIX	
Brief English-Russian glossary of oil and gas production efficiency increase	227
USED SOURCES	369

Научное издание

**ЗАЙНУТДИНОВ Рустам Амирович
КРАЙНОВА Элеонора Алексеевна**

**ТЕОРИЯ И ПРАКТИКА
ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ОЦЕНКИ
ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ
НЕФТЕГАЗОДОБЫВАЮЩЕГО
ПРОИЗВОДСТВА**

Редактор *З.Б. Бацежева*
Компьютерная верстка *Т.В. Уткина*

Подписано в печать 13.01.2003. Формат 60х90^{1/16}.
Бумага офсетная. Печать офсетная. Гарнитура Таймс. Усл. п. л. 24.
Тираж 2000 экз. Заказ № 6



Государственное унитарное предприятие
Издательство «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина
Лицензия ИД № 06329 от 26 ноября 2001 г.
119991, Москва, Ленинский просп., 65
Тел.: (095) 135-84-06, 930-97-11.
Факс: (095) 135-74-16

Налоговая льгота — общероссийский классификатор продукции
ОК-005-93, том 2: 953000

Отпечатано в типографии издательства



КРАЙНОВА ЭЛЕОНОРА АЛЕКСЕЕВНА

доктор экономических наук, профессор кафедры экономики нефтяной и газовой промышленности Российского государственного университета нефти и газа им. И.М. Губкина. Окончила факультет экономики и аспирантуру университета, там же защитила докторскую диссертацию.

Прошла обучение в Институте экономического развития Всемирного банка по программам «Проектный анализ и экономическая оценка инвестиций» (Вашингтон, 1993—1994), «Экологическая политика и экономическая теория окружающей среды в России» (1996), «Управление процессом реструктуризации предприятий» (1996).

Специалист в области экономики недропользования и охраны окружающей среды. Автор более 140 печатных работ. Среди них монографии «Экологический фактор в принятии экономических решений», «Экономическое реформирование экологической политики», «Экономические рычаги взаимодействия предприятий НГК с окружающей средой», методические и учебные пособия по оценке экономической эффективности инвестиций и инноваций.

Ведет активную педагогическую работу в области экономики и правовых основ нефтегазового производства, управления нефтяными проектами. Принимает участие в проектах реорганизации и развития бизнеса ряда нефтяных компаний.

ЗАЙНУТДИНОВ РУСТАМ АМИРОВИЧ

возглавляет одно из структурных подразделений крупнейшей российской нефтяной компании «Лукойл» и основывает всю свою производственно-экономическую деятельность на методологии эффективного менеджмента.

Кандидат экономических наук.

Окончил Уфимский государственный нефтяной технический университет и аспирантуру Российского государственного университета нефти и газа им. И.М. Губкина.

Трудовая биография связана с научной и практической деятельностью в нефтегазовой промышленности: от старшего инженера до руководителя нефтяной инжиниринговой фирмы, впоследствии — руководитель ведущего подразделения НК «Лукойл».

Им разработаны и внедрены оригинальные технологии повышения производительности скважин. В круг интересов входят проблемы вероятностной оценки эколого-экономических параметров эксплуатации нефтепромысловых объектов, формирования экономической оптимальной программы осуществления мероприятий, направленных на восстановление и повышение производительности скважин.

Автор и соавтор более 15 печатных работ, в их числе монография «Экономические рычаги взаимодействия предприятий НГК с окружающей средой».

