

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ РЕСПУБЛИКИ БЕЛАРУСЬ
УЧРЕЖДЕНИЕ ОБРАЗОВАНИЯ
«ГОМЕЛЬСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ
ИМ.П.О.СУХОГО»

Заочный факультет

Кафедра «НГРиГПА»

РАСЧЁТНО-ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА

к курсовой работе

по дисциплине

«Организация, планирование и управление процессом разработки»

на тему: «Организация процесса воздействия на пласт»

Исполнитель: студент гр. ЗНР-61

Шкурин Д.М.

Руководитель: ст. пр.

Абрамович О. К.

Гомель 2022

СОДЕРЖАНИЕ

Введение.....	4
Теоретические аспекты технологического процесса и используемого технологического оборудования	5
Организационная структура управления обособленным подразделением. Должностные обязанности основных линейных руководителей и исполнителей процесса	12
Пример расчета организации работ при организации процесса воздействия на пласт	16
Методические аспекты оценки инвестиционных проектов в нефтяной и газовой промышленности.....	18
Заключение.....	25
Список использованных источников.....	26

						Лист
						3
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

ВВЕДЕНИЕ

Целью данной курсовой работы является: анализ организационных работ при воздействии на пласт. В соответствии с выбранной темой и целью необходимо решить следующие задачи в курсовой работе:

- изучить и проанализировать справочную и учебную литературу;
- обработать и систематизировать собранную литературу;
- изучить структуру управления работами, описать должностные обязанности основных линейных руководителей и исполнителей процесса;
- рассчитать экономическую эффективность инвестиций;
- сделать вывод, на основе поставленной цели и задач.

Под организацией разработки нефтяных и нефтегазовых месторождений понимается регламентированная во времени и пространстве координация всех материальных и трудовых факторов производства с целью достижения оптимального производственного результата с наименьшими затратами.

Организация производства представляет собой особый вид человеческой деятельности по созданию и совершенствованию производственной системы.

В настоящее время на первый план выдвигаются повышенные требования к разведке, подсчету запасов и промышленной разработке нефтяных и нефтегазоконденсатных месторождений, к строительству, технологии и технике эксплуатации скважин и других промысловых сооружений, охране недр и окружающей среды, промышленной безопасности при проведении работ.

						Лист
						4
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

ГЛАВА 1 ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ АСПЕКТЫ МЕТОДОВ ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ПЛАСТ И ИСПОЛЬЗУЕМОЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЕ ОБОРУДОВАНИЕ

Освоение и испытание нефтяных и водоносных пластов Последнее мероприятие перед сдачей скважины в эксплуатацию — вызов притока жидкости из пласта. Приток жидкости в скважину возможен только в том случае, когда давление на забой в скважине меньше пластового давления. Поэтому все работы по освоению скважин заключаются в понижении давления на забой и очистке забоя от грязи, бурового раствора и песка. Эти работы осуществляются различными способами в зависимости от характеристик пласта, величины пластового давления, количества газа, содержащегося в нефти, и технической оснащенности. Для каждой скважины, подлежащей испытанию, составляется план работ с учетом технологических регламентов на них. В плане должны быть указаны число объектов испытания, их геологогеофизические характеристики, интервалы и плотность перфорации, тип перфоратора, порядок вызова притока в зависимости от коллекторских свойств пластов и конструкции скважин, пластовое давление и температура, допустимый предел снижения давления в эксплуатационной колонне, схемы оборудования лифта и устья, данные об объемах и методах исследования. План утверждается главным инженером и геологом объединения, треста, управления геологии

В результате эксплуатации нефтяных скважин на поверхность извлекаются не все запасы нефти, а только их часть. При разработке нефтяных месторождений конечный коэффициент нефтеотдачи в карбонатных коллекторах достигает 0,4–0,5, а в терригенных коллекторах – 0,4–0,8. Увеличение нефтеотдачи хотя бы на 0,1 д.ед. (10 %) может привести к значительным приростам добычи нефти и улучшению экономических показателей.

Одним из способов увеличения коэффициента нефтеотдачи является применение методов увеличения нефтеотдачи (МУН). Опыт внедрения МУН показывает, что их эффективность в значительной степени зависит от правильного выбора метода для конкретных условий месторождения. Выделяют три основных группы факторов:

- геолого-физические (вязкость нефти и минерализация пластовой воды, проницаемость и глубина залегания пласта, его толщина, однородность, текущая нефтенасыщенность, пластовое давление, величина водонефтяной зоны и т.п.);

- технологические (закачиваемый агент, его концентрация, величина оторочки, количество добывающих и нагнетательных скважин, их взаимное расположение, расстояние между скважинами, плотность сетки скважин, система разработки и т.п.);

- технические (обеспечение техникой, оборудованием, их качество, наличие и расположение источников сырья (агента), состояние фонда скважин, климатические условия и т.д.).

						Лист
						5
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

На основании лабораторных исследований, опытно-промышленных и промышленных испытаний разработаны определенные критерии методов увеличения нефтеотдачи (МУН). Классически они разделены на четыре большие группы :

– физико-химические (закачка водных растворов поверхностно-активных веществ (ПАВ), загустителей полиакриламида (ПАА), щелочей, кислот и др. агентов);

– методы смешивающегося вытеснения (закачка в пласт двуокиси углерода (CO₂) или карбонизированной воды, углеводородного или дымовых газов, водогазовой смеси, применение мицеллярных растворов и др.);

– тепловые методы (закачка горячей воды, закачка пара, влажное внутрипластовое горение);

– гидродинамические методы (гидравлический разрыв пласта (ГРП), нестационарное (циклическое) заводнение и отбор жидкости с изменением направлений фильтрационных потоков (ИНФП), повышение давления нагнетания, перенос фронта нагнетания, очаговое и избирательное размещение нагнетательных скважин, форсированный отбор жидкости и др.

Физико-химические методы повышения нефтеотдачи:

Закачка водных растворов поверхностно-активных веществ

Водные растворы поверхностно-активных веществ (ПАВ), закачиваемые в пласт, оказывают многостороннее воздействие на физико-химические свойства пластовых систем. Они даже при небольшой концентрации способствуют значительному снижению поверхностного натяжения воды на границе с нефтью и твердой поверхностью, в результате этого нефть более полно вытесняется из пористой среды. ПАВ способствуют дроблению глобул нефти, охваченных водой, снижают необходимый перепад давления для фильтрации жидкостей в пористой среде, улучшают моющие свойства воды. ПАВ влияют на смачиваемость поверхности пор пластовыми жидкостями: уменьшение угла смачиваемости, интенсивность капиллярного впитывания воды в нефтенасыщенную породу. В результате происходит отмывание прилипающих к породе капель нефти.

Все ПАВ по химическим свойствам разделяются на два основных класса – ионогенные и неионогенные. Ионогенные, молекулы которых в водной среде диссоциируют на ионы – носители поверхностной активности. Неионогенные, в которых активной частью, воздействующую на поверхность путем избирательной адсорбции, являются полярные молекулы, не распадающиеся в водной среде на ионы. В нефтяной промышленности наиболее широко применяют неионогенные ПАВ, которые обладают высокой поверхностной активностью, хорошо растворяются в хлоркальциевых водах и не дают осадков, меньше адсорбируются на поверхности пород, чем ионогенные ПАВ.

Технология: концентрация ПАВ в закачиваемом водном растворе равна 0,05 %; величина оторочки раствора – 50–100 % от объема пор, насыщенных нефтью. В результате закачки раствора ожидается увеличение нефтеотдачи на 10–15 %, по последним исследованиям принимают 5–10 %. Контроль за ведением процесса осуществляется как по добывающим, так и по нагнетательным

						Лист
						6
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

скважинам. Измеряется концентрация раствора как при закачке в нагнетательные скважины, так и при отборе проб в добывающих скважинах, измеряется в лабораторных условиях величина поверхностного натяжения. Снятие профилей приемистости по нагнетательным и профилей отдачи по добывающим скважинам. Измеряется обводненность продукции, дебиты скважин по нефти и жидкости и др.

Закачка водных растворов полимеров

Сущность метода полимерного заводнения (ПАА) заключается в выравнивании подвижностей нефти и вытесняющего агента для увеличения охвата пласта воздействием. Нагнетание растворов полимеров в продуктивные пласты изменяет гидродинамические характеристики объекта разработки. В результате этого начинают работать пропластки, которые при обычном заводнении оказываются неохваченными процессом. Механизм действия полимерных растворов проявляется в снижении подвижности воды (вытесняющего агента). Существенное влияние оказывают также катионообменные процессы и физико-химические свойства поверхности.

Технология: концентрация ПАА в закачиваемом водном растворе равна 0,05 %; объем оторочки раствора – 50–100 %. В результате закачки раствора ожидается увеличение нефтеотдачи на 10–15 % (5–10 %). Закачка растворов ПАА проведена на Арланском, Орлянском, Ромашкинском, Мышкинском и других нефтяных месторождениях.

Применение щелочных агентов

Применение щелочного заводнения основано на взаимодействии щелочи с пластовыми жидкостями и породой. Основными факторами повышения нефтеотдачи при этом считаются следующие: снижение межфазного натяжения на границе нефти и раствора щелочи, образование эмульсии, вязкость которой выше, чем обычной воды, изменение смачиваемости поверхности породколлекторов, растворение прочных граничных пленок. В последнее время к положительным факторам стали относить и образование осадка в результате взаимодействия раствора щелочи с ионами кальция и магния, содержащимися в пластовых водах. При образовании осадка происходит перераспределение объемов закачиваемого агента по толщине и увеличение охвата пласта процессом заводнения. Механизм повышения нефтеотдачи главным образом основан на реакции нейтрализации кислотных компонентов нефти с образованием поверхностно-активных веществ. В ряде случаев происходит активизация (резкое усиление поверхностно-активных свойств) некоторых естественных поверхностно-активных компонентов нефти под воздействием растворов сильных щелочей. К числу таких компонентов относятся смолы, асфальтены и другие высокомолекулярные вещества.

Заводнение с применением кислот

Применение серной кислоты. В основе применения концентрированной серной кислоты (H_2SO_4) для повышения нефтеотдачи пластов лежит комплексное воздействие этого реагента как на минералы скелета пласта, так и на содержащиеся в нем нефть и погребенную воду. Химическое взаимодействие серной кислоты с ароматическими углеводородами нефтей приводит к образованию

						Лист
						7
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

сульфокислот в количестве 5–7 % от массы нефти, которые являются анионами ПАВ и способствуют улучшению извлечения нефти из пор пласта.

Для проведения работ по приготовлению и закачке кислот необходимо следующее оборудование:

- насосный агрегат типа ЦА-320 в случае отсутствия кислотного агрегата;
- кислотный агрегат АЗИНМАШ-30А;
- автоцистерна типа АЦН для подвоза технической воды;
- смесительная емкость.

Соляная кислота (HCl) – раствор хлористого водорода в воде, на воздухе дымит, образуя туман. Товарная ингибированная соляная кислота 31-, 27-, 24%-ной концентрации поставляется в цистернах. Транспортировка производится специальными кислотными агрегатами. Хранение обязательно в гуммированных емкостях на площадках с обвалованием. Пары соляной кислоты сильно раздражают дыхательные пути и слизистые оболочки, длительное воздействие паров соляной кислоты может вызвать катар дыхательных путей, помутнение роговицы глаз. При воздействии на кожу вызывает ожоги и раздражение.

Плавиковая кислота (HF) 40%-ной концентрации, плотностью 1,15 г/см³. Транспортировать и хранить плавиковую кислоту необходимо в пластмассовой таре. Плавиковая кислота – раствор фтористого водорода в воде, на воздухе дымит, образуя туман. Пары плавиковой кислоты сильно раздражают дыхательные пути и слизистые оболочки, длительное воздействие паров плавиковой кислоты может вызвать катар дыхательных путей, помутнение роговицы глаз. При воздействии на кожу вызывает долго незаживающие ожоги.

Бифторид фторид аммония (БФА) (NH₄F · HF + NH₄F). Его кислотность в пересчете на плавиковую кислоту составляет 25 %, плотность реагента 1,27 г/см³. Несмотря на то, что использование 88 БФА требует повышенного расхода соляной кислоты для приготовления рабочего раствора (часть HCl участвует в реакции превращения БФА в HF), реагент особенно удобен для использования в труднодоступных районах, так как может храниться и транспортироваться обычными методами. БФА поставляется в полиэтиленовых мешках, вложенных в 4–5-слойные бумажные мешки массой не более 36 кг.

Смешивающееся вытеснение

Закачка углекислоты и углеводородного газа

Углекислый газ для повышения нефтеотдачи может быть использован по трем технологиям. По первой углекислый газ закачивается в пласт в виде одноразовой оторочки в сжиженном состоянии, которая далее продвигается по пласту карбонизированной или обычной водой. По второй технологии осуществляется закачка карбонизированной воды концентрацией 4–5 %. Третья технология заключается в закачке чередующихся небольших оторочек углекислоты и воды. В любом случае общий объем оторочки и средняя концентрация должны соблюдаться.

Повышение нефтеотдачи при вытеснении нефти углекислотой объясняется рядом факторов. Происходит взаимное растворение углекислоты в нефти и

						Лист
						8
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

углеводородов в жидком CO₂, что сопровождается уменьшением вязкости нефти, возрастанием ее объема, снижением поверхностного натяжения на границе с водой, увеличением вязкости воды, уменьшается набухаемость глин. Эффективность возрастает вследствие образования на фронте вытеснения вала из смеси легких углеводородов и CO₂. Образование угольной кислоты способствует возникновению ряда положительных факторов, таких как растворение карбонатов, повышение температуры.

Технология. Объем оторочки должен составлять 0,1–0,2 до 0,3 нефтена-
сыщенного объема пор. Концентрация 4–5 %. При закачке углекислоты в соче-
тании с заводнением соотношение CO₂/вода должно соблюдаться как 1/3. При-
рост нефтеотдачи – от 5–10 до 15 %

Закачка углеводородного газа.

Метод заключается в создании в пласте оторочки легких углеводородов на границе с нефтью. Это обеспечивает процесс смешивающегося вытеснения нефти. Применительно к различным пластовым системам были разработаны и опробованы следующие технологические схемы повышения нефтеотдачи: за-
качка газа высокого давления; вытеснение нефти обогащенным газом; вытесне-
ние нефти оторочкой из углеводородных жидкостей с последующим продвиже-
нием ее закачиваемым сухим газом. Режим газа высокого давления пригоден
для глубокозалегающих залежей нефти (свыше 1500 м). Процесс лучше осу-
ществлять в пластах с легкими, маловязкими нефтями.

Технология: объем оторочки 90 должен составлять 0,02–0,05 нефтена-
сыщенного объема пор, концентрация 50–100 %.

Мицеллярное заводнение

Особенностью мицеллярного заводнения является то, что для конкрет-
ных геолого-физических условий по вязкости нефти и другим параметрам в ла-
бораторных условиях подбирается определенная композиция нескольких реа-
гентов, последовательность их закачки, величина оторочек и концентрации. Од-
ним из эффективных методов повышения нефтеотдачи пластов является мицел-
лярный раствор. Технология извлечения нефти включает в себя: последователь-
ную закачку в пласт предоторочки пресной или опресненной воды; оторочку
мицеллярного раствора (основной элемент, способствующий наиболее полному
извлечению нефти); буферную оторочку полимера и, наконец, воды, проталки-
вающей эти оторочки по пласту. Мицеллярные растворы представляют собой
очень тонкие дисперсии углеводородов в воде или воды в углеводороде, стаби-
лизированные специально подобранными смесями ПАВ.

Тепловые методы

Закачка горячей воды и пара

Увеличение нефтеотдачи пластов при нагнетании воды достигается за
счет снижения вязкости нефти, теплового расширения нефти и скелета пласта,
а также интенсификации капиллярной пропитки (для гидрофильных пластов).
В результате увеличиваются подвижность нефти, фазовая проницаемость для
нее и охват пласта вытесняющим агентом, создаются условия для вытеснения
нефти из малопроницаемых целиков. В случае нагнетания пара к указанным

						Лист
						9
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

факторам добавляется еще эффект дистилляции, который заключается в испарении части пластовой нефти под воздействием пара и переносе ее по пласту в парообразном виде

Особо важное значение имеет контроль за ходом процесса и его регулирование. В процессе нагнетания должны регулярно контролироваться: давление нагнетания, температура на устье нагнетательных и добывающих скважин, степень сухости теплоносителя, изменение дебитов нефти и воды, химический состав добываемой воды. Для закачки воды применяются водогрейные установки. При нагнетании пара оборудование состоит из паровых котлов, паропроводов, устьевого и внутрискважинного оборудования. Для получения пара используют стационарные и полустационарные паровые котельные, передвижные парогенераторные установки.

Внутрипластовое горение. Выделяют три вида пластового горения. Сухое горение, когда на 1000 м³ воздуха закачивается 1–3 м³ воды. Влажное, когда на 1000 м³ воздуха закачивается от 3 до 5 м³ воды. Сверхвлажное, когда на 1000 м³ воздуха закачивается более 5 м³ воды. Для создания очага горения применяют различные глубинные нагреватели, обычно электрические или газовые. После нагрева призабойной зоны в скважину подается окислительный агент (воздух) для воспламенения нефти. Тепловые методы применяются главным образом на месторождениях с высоковязкими нефтями.

Гидродинамические методы повышения нефтеотдачи пластов **Циклическое заводнение**

Метод основан на периодическом изменении режима работы залежи путем прекращения и возобновления закачки воды и отбора. За счет этого более полно используются капиллярные и гидродинамические силы. Физическая сущность процесса состоит в том, что в период нагнетания воды нефть в малопроницаемых зонах сжимается и в них входит вода, а при прекращении закачки вода удерживается капиллярными силами в малопроницаемых прослоях, а нефть выходит из них. Продолжительность циклов различна и зависит от удаления фронта вытеснения (расстояние между нагнетательными и добывающими скважинами), геолого-физических свойств коллекторов, особенно от проницаемости и пьезопроводности, изменяется в пределах от нескольких суток до 1–2 месяцев.

Изменение направлений фильтрационных потоков (ИНФП)

Технология метода заключается в том, что закачка воды прекращается в одни скважины и переносится на другие, в результате чего обеспечивается изменение направления фильтрационных потоков до 90°. Физическая сущность процесса следующая:

- а) при обычном заводнении вследствие вязкостной неустойчивости процесса вытеснения образуются целики нефти, обойденные водой;
- б) при вытеснении нефти водой водонасыщенность вдоль направления вытеснения уменьшается. При переносе фронта нагнетания в пласте нагнетаемая вода внедряется в застойные малопроницаемые зоны и вытесняет из них нефть в зоны интенсивного движения воды.

						Лист
						10
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Изменение направления фильтрационных потоков достигается за счет дополнительного разрезания залежи на блоки, очагового заводнения, перераспределения отборов и закачки между скважинами, циклического заводнения. Метод более эффективен в случае повышенной неоднородности пластов, высоковязких нефтей и применения в первой трети основного периода разработки.

Создание высоких давлений нагнетания

Применение высоких давлений нагнетания обеспечивает: увеличение текущих дебитов скважин и пластового давления; снижение обводненности продукции за счет более интенсивного притока нефти из малопроницаемого пропластка; уменьшение влияния неоднородности коллектора за счет относительно большего увеличения приемистости малопроницаемого пропластка по сравнению с высокопроницаемым; повышение текущей нефтеотдачи при существенно меньшем расходе воды за счет вовлечения в разработку дополнительных запасов нефти.

Гидравлический разрыв пласта

Если еще несколько лет назад гидравлический разрыв пласта (ГРП) применяли главным образом в качестве технологии интенсификации добычи или закачки, то сегодня акценты заметно смещаются в область повышения нефтеотдачи и водоприема пластов, что способствует вовлечению в разработку дополнительных трудно извлекаемых запасов на месторождении.

Перечень существующих технологий ГРП. Стандартный ГРП. Нагнетание в пласт геля с увеличивающимся во времени расходом до разрыва пласта, развитие трещины при постоянном режиме нагнетании геля (2–5 м³ /мин), заполнение трещины пропантом (рис. 5.4) при повышении его концентрации в геле (до 1500 кг/м³) общей массой до 50 т.

						Лист
						11
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

ГЛАВА 2 ОРГАНИЗАЦИОННАЯ СТРУКТУРА УПРАВЛЕНИЯ ОБОСОБЛЕННЫМ ПОДРАЗДЕЛЕНИЕМ. ДОЛЖНОСТНЫЕ ОБЯЗАН- НОСТИ ОСНОВНЫХ ЛИНЕЙНЫХ РУКОВОДИТЕЛЕЙ И ИСПОЛНИ- ТЕЛЕЙ ПРОЦЕССА

Основная функция буровых обособленных подразделений состоит в создании новых нефтегазодобывающих мощностей, обеспечивающих как восполнение потерь мощностей, в результате снижения дебита действующих скважин, так и неуклонное их наращивание.

Свою деятельность НГДУ использует в соответствии с действующими и утвержденными различными органами государственного управления инструкциями и положениями.

Всею деятельностью предприятия руководит директор (начальник, управляющий и т. п., в производственном объединении – генеральный директор, в компании, корпорации, акционерном обществе). Он организует производственно-хозяйственную деятельность подчиненного предприятия (объединения, общества, фирмы) на основе использования научных методов управления, исследования внешних и внутренних условий рынка, обеспечивает взаимодействие производственных единиц, служб, цехов и других структурных подразделений, направляет их деятельность на достижение высоких темпов развития и совершенствования производства, максимальную мобилизацию имеющихся резервов.

Директор должен гарантировать правильное применение принципа социальной справедливости, рациональное сочетание экономических и административных методов управления, единоначалия и коллегиальности в обсуждении и решении вопросов, материальных и моральных стимулов повышения эффективности производства. Ему предоставлено право по согласованию с профсоюзной организацией устанавливать формы оплаты труда, определять показатели и условия премирования, разрабатывать и утверждать структуру и штаты предприятия. Он решает все вопросы в пределах предоставленных ему прав и поручает выполнение отдельных производственно-хозяйственных функций другим должностным лицам – заместителям, руководителям производственных единиц и других подразделений предприятия.

Первым заместителем директора, как правило, является главный инженер, который решает вопросы технического развития и специализации, научных исследований, осуществляет контроль за соблюдением проектной, конструкторской и технологической дисциплины, правил и норм по охране труда, производственной санитарии и противопожарным мероприятиям, требований технадзора, природоохранных, санитарных и других органов. В его функции (должностные обязанности) входят также: определение технической политики, перспектив развития предприятия, его реконструкции и технического переосна-

						Лист
						12
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

щения, обеспечение рационального использования основных производственных фондов и других ресурсов. Он руководит деятельностью технических служб предприятия, контролирует результаты их работы.

У директора в зависимости от состава и объема производства могут быть заместители, ведающие группой определенных функций управления или различными видами производств (например, заместитель директора по маркетингу и др.), а заместитель по общим вопросам (кадрам) занимается комплектованием и подготовкой кадров, административно-хозяйственными и жилищно-коммунальными вопросами, культурно-бытовыми и детскими учреждениями. Заместители директора в пределах своих полномочий действуют от имени предприятия, могут совершать хозяйственные операции и заключать договоры, несут полную ответственность за вверенный им участок работы. На небольших по объему производства предприятиях их функции могут быть совмещены с функциями начальников соответствующих отделов.

Функциональные подразделения в аппарате управления предприятием организуют при определенных объемах работ и видах производства. Ниже рассмотрены некоторые функции основных, наиболее часто встречающихся отделов и служб предприятия.

Производственно-технический отдел разрабатывает и внедряет прогрессивные технологические процессы, передовые формы организации производства и труда, оформляет необходимую техническую документацию. В его состав включают группу (или исполнителя) по охране труда и других работников с соответствующими функциями.

Группа по охране труда определяет затраты на выполнение этих мероприятий, контролирует их выполнение и соблюдение правил на рабочих местах, изучает причины травматизма и заболеваемости, разрабатывает мероприятия по их предупреждению, контролирует работу по обучению рабочих безопасным приемам труда и проведение инструктажа.

Отдел главного механика (энергетика) обеспечивает постоянное содержание в рабочем состоянии машин и оборудования (энергетических установок и электрических сетей), осуществляет их ремонт и контроль за эксплуатацией, организует бесперебойное снабжение запасными частями (электроэнергией), проводит работы по модернизации оборудования, повышению квалификации механизаторов (операторов, машинистов и т. д.), энергетиков. В ведении этого отдела могут находиться центральные ремонтно-механические мастерские и центральный склад запасных частей и ремонтных материалов.

Возглавляет отдел главный механик (энергетик), который непосредственно организует разработку планов технического обслуживания и ремонта оборудования, утверждает эти планы и контролирует их выполнение, организует работы по учету наличия и движения оборудования, составлению и оформлению технической документации, своевременный и качественный ремонт оборудования, работу по повышению его надежности, технический надзор за его состоянием и использованием.

Планово-экономический отдел разрабатывает прогнозы экономического и социального развития предприятия, составляет планы и контролирует

						Лист
						13
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

их выполнение, ведет статистический учет, анализирует деятельность предприятия и его подразделений, рассчитывает экономическую эффективность инвестиционных проектов (инноваций), организационных и технических мероприятий, выдвигает перед руководством задачи совершенствования производства. В этом отделе разрабатываются мероприятия по усилению режима экономии, снижению потерь и непроизводительных расходов, ликвидации убыточности.

Отдел труда и заработной платы занимается разработкой мероприятий по НОТ, повышению производительности труда, анализирует их выполнение, контролирует правильность применения тарифных ставок, коэффициентов и разрядов, участвует в социологических исследованиях. Отдел организует работы по нормированию труда, своевременному пересмотру норм затрат труда, внедрению технически обоснованных нормативов по труду, обеспечивает контроль за расходованием заработной платы.

Отдел кадров осуществляет подбор, оформление приема, перемещения и увольнения работников, ведет учет и составляет отчетность по кадрам, принимает меры по трудоустройству высвобождаемых работников.

Отдел материально-технического снабжения и сбыта совместно с маркетинговой службой исследует вопросы спроса и предложения, организации сбыта продукции, вырабатывает систему мер (включая и рекламу) по активному воздействию на рынок. Маркетинговая деятельность, как система управления рынками, предполагает непрерывное их изучение, творческий подход к организации спроса и сбыта.

Занимающийся маркетингом должен уметь воздействовать на уровень, время и характер спроса, поскольку существующий может не совпадать с желанием фирмы. Управляющие (менеджеры) по маркетингу – это должностные лица предприятия, занимающиеся анализом маркетинговой ситуации, претворением в жизнь намеченных планов и (или) осуществляющие контрольные функции. К ним относят управляющих и сотрудников службы сбыта, руководящих работников отдела рекламы, специалистов по стимулированию сбыта, исследователей маркетинга, специалистов по ценообразованию и др.

Жилищно-коммунальный отдел отвечает за состояние и эксплуатацию жилого фонда, культурно-бытовых зданий, детских учреждений, контор и общежитий, составляет сметы на их текущее содержание и капитальный ремонт, организует их выполнение. Отдел капитального строительства организует и контролирует все капитальные работы, оформляет всю технико-экономическую документацию по капитальному строительству и организует выполнение его объемов.

Бухгалтерия ведет бухгалтерский учет, осуществляет контроль за расходованием средств и соблюдением финансовой дисциплины, составляет отчеты и бухгалтерские балансы, производит расчеты с рабочими и служащими, анализирует результаты финансовой деятельности предприятия. Она ведет работу по обеспечению строгого соблюдения кассовой дисциплины, смет расходов, законности списания материальных ценностей, недостач, дебиторской задолженности (суммы долгов, причитающихся предприятию) и других потерь.

						Лист
						14
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Производственное подразделение предприятия – цех – возглавляет начальник, который в пределах установленных прав и обязанностей обладает необходимой самостоятельностью, планирует работу подчиненных подразделений, распоряжается материальными и денежными средствами цеха, организует высокопроизводительную работу и обеспечивает равномерный выпуск продукции, снижение ее себестоимости. Он имеет право поощрять, налагать дисциплинарные взыскания и привлекать работников цеха к материальной ответственности.

Ремонтной службой цеха руководит старший механик (механик цеха). В его подчинении могут быть ремонтно-механические мастерские, гаражи и т. п. Он обеспечивает техническое состояние действующего парка оборудования, организует его техническое обслуживание и ремонт, составляет заявки и спецификации на запасные части, материалы, инструмент, контролирует правильность их расхода.

Производственный участок возглавляет мастер, являющийся полноправным руководителем и непосредственным организатором производства на своем участке. Ему предоставлены широкие права по подбору и расстановке рабочих на участке, их материальному поощрению и возлагаются обязанности по выполнению участком плановых заданий, снижению производственных затрат, установлению заданий бригадирам и отдельным рабочим.

На современном этапе развития экономики неизмеримо возросли требования к мастеру. Он должен оказывать активное влияние на результаты производственной деятельности, формирование у рабочих нового отношения к труду и собственности, недостаткам и нарушениям. Вместе с тем, находясь в непосредственном и ежедневном контакте с рабочими, мастер сам подвергается влиянию рабочих, проходит богатую школу опыта и воспитания.

						Лист
						15
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

ГЛАВА 3 ПРИМЕР РАСЧЕТА ТРУДОЕМКОСТИ РАБОТ ПРИ ГИДРОПЕСКОСТРУЙНОЙ ПЕРФОРАЦИИ

Рассчитать процесс гидropескоструйной перфорации на глубине $L=1020$ м. Скважина имеет эксплуатационную колонну с условным диаметром $D=0,114$ м и толщиной стенки $s=0,0074$ мм. При обработке используют колонну НКТ с условным диаметром $d=0,048$ м, $s=0,0074$ м. Применяют насадки диаметром $0,0045$ м. Перепад давления $\Delta p_{т+дp}=0,115$ МПа/100м. Группа прочности К.

Решение

Общее количество жидкости, проходящее через гидropескоструйный перфоратор:

$$V_{ж} = 1,88 \cdot D_{вн}^2 \cdot L$$

$D_{вн}$ – внутренний диаметр колонны, м.

$$D_{вн} = D - 2 \cdot s$$

$$D_{вн} = 0,114 - 2 \cdot 0,0074 = 0,0992 \text{ м}$$

$$V_{ж} = 1,88 \cdot 0,0992^2 \cdot 1020 = 18,87 \text{ м}^3$$

Общее количество песка:

$$Q_{п} = 1,13 \cdot D_{вн}^2 \cdot L \cdot C_{п}$$

$C_{п} = 100$ - объемная концентрация песка в 1 м жидкости, кг/м.

$$Q_{п} = 1,13 \cdot 0,0992^2 \cdot 1020 \cdot 100 = 1134 \text{ кг}$$

Расход рабочей жидкости:

$$Q = 1,414 \cdot \mu \cdot n_{н} \cdot f_{н} \cdot \sqrt{\frac{\Delta P_{н} \cdot 10^6}{\rho}}$$

$\mu = 0,82$ – коэффициент расхода;

$n_{н} = 4$ – количество насадок, шт.

$f_{н} = 0,000016$ – площадь поперечного сечения насадки на выходе, м².

Плотность жидкости-песконосителя:

$$\rho = \rho_{ж}(1 - \beta) + \rho_{п} \cdot \beta$$

где $\rho_{ж} = 1000$ - плотность рабочей жидкости, кг/м³;

$\rho_{п} = 2500$ – плотность песка, кг/м³;

β - объемная концентрация песка в смеси;

						Лист
						16
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$\beta = \frac{C_{\Pi}/\rho_{\Pi}}{C_{\Pi}/\rho_{\Pi} + 1}$$

$$\beta = \frac{100/2500}{100/2500 + 1} = 0,4$$

$$\rho = 1000(1 - 0,4) + 2500 \cdot 0,4 = 1060 \text{ кг/м}^3$$

Гидравлические потери при проведении гидropескоструйной перфорации:

$$P = \Delta P_{\text{Т}} + \Delta P_{\text{К}} + \Delta P_{\text{Н}} + \Delta P_{\text{П}}$$

$\Delta P_{\text{П}}=3,5$ – потери давления в полости, образовавшейся при воздействии на породу абразивной струи, МПа.

$\Delta P_{\text{Н}}=19$ – потери давления в насадках, МПа;

$$P = 0,115 \cdot 10,2 + 19 + 3,5 = 23,67 \text{ МПа}$$

Допускаемое давление на устье:

$$P_{\text{уд}} = \frac{P_{\text{стр}} - L \cdot q_{\text{Т}}}{k \cdot f_{\text{Т}}}$$

$P_{\text{стр}} = 196$ – страгивающая нагрузка резьбового соединения НКТ, кН;

$q_{\text{Т}} = 18,5$ – вес 1м трубы НКТ, Н/м;

$f_{\text{Т}} = 0,000868$ – площадь поперечного сечения трубы НКТ.

$$P_{\text{уд}} = \frac{196000 - 1020 \cdot 18,5}{1,5 \cdot 0,000868} = 136 \text{ МПа}$$

Условие безопасной работы выполняется:

$$P_{\text{уд}} = 136 \text{ МПа} > 23,67 \text{ МПа} = P$$

						Лист
						17
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

ГЛАВА 4 МЕТОДИЧЕСКИЕ АСПЕКТЫ ОЦЕНКИ ИНВЕСТИЦИОННЫХ ПРОЕКТОВ В НЕФТЯНОЙ И ГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

Исходные данные:

Срок службы базовой конструкции $T_{сл1} = 8$ лет

Коэффициент увеличения срока службы $k_{сл} = 1,25$;

Издержки на проведение одного капитального ремонта при базовом варианте конструкции $I_{р1} = 8000$ у.е.;

Количество капитальных ремонтов за срок службы оборудования при базовом и новом вариантах конструкции $k_p = 3$;

Удельный вес условно-постоянных издержек в полной себестоимости добычи 1 т нефти при базовом варианте конструкции $\alpha_1 = 48\%$.

Инвестиции на модернизацию K , у.е. 5100

Годовой объем добычи нефти по одной скважине при базовом варианте конструкции $Q_{год(1скв)1,т} = 12100$

Коэффициент увеличения добычи нефти $k_Q = 1,023$

Полная себестоимость добычи 1 т нефти при базовом варианте конструкции $I_{п(1т)1}$, у.е. 880

Издержки на проведение одного капитального ремонта при новом варианте конструкции $I_{р2}$, у.е. 8200

Среднемесячный уровень инфляции β , % 0,016

Принятая норма дисконта $r = 0,16$

Расчет годовой экономии на эксплуатационных издержках при использовании новой конструкции оборудования

Срок службы новой конструкции оборудования:

$$T_{сл2} = T_{сл1} \cdot k_{сл}$$

где $T_{сл1}$ – срок службы базовой конструкции, год;
 $k_{сл}$ – коэффициент увеличения срока службы.

$$T_{сл2} = 8 \cdot 1,25 = 10 \text{ лет}$$

Издержки на проведение капитальных ремонтов, приходящиеся на один год, при базовом варианте конструкции, у.е.

$$I_{1год} = \frac{I_{р1} \cdot k_{р1}}{T_{сл1}} k_Q$$

						Лист
						18
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

где I_{p1} – издержки на проведение одного капитального ремонта при базовом варианте конструкции, у.е.;

k_{p1} – количество капитальных ремонтов за срок службы оборудования при базовом варианте конструкции, у.е.;

k_Q – коэффициент увеличения добычи нефти.

$$I_{1\text{год}} = \frac{8000 \cdot 3}{8} 1,023 = 3069 \text{ у. е.}$$

Издержки на проведение капитальных ремонтов, приходящиеся на один год, при новом варианте конструкции, у.е.

$$I_{2\text{год}} = \frac{I_{p2} \cdot k_{p2}}{T_{\text{сл}2}}$$

где I_{p2} – издержки на проведение одного капитального ремонта при базовом варианте конструкции, у.е.;

k_{p2} – количество капитальных ремонтов за срок службы оборудования при базовом варианте конструкции, у.е.;

$$I_{2\text{год}} = \frac{8200 \cdot 3}{10} = 2460 \text{ у. е.}$$

Условно-постоянные издержки в полной себестоимости добычи 1 т нефти при базовом варианте конструкции, у.е.

$$I_{\text{уп}1} = I_{\text{п}(1\text{т})1} \frac{\alpha_1}{100}$$

где $I_{\text{п}(1\text{т})1}$ – полная себестоимость добычи 1 т нефти, у.е.;

α_1 – удельный вес условно-постоянных издержек в полной стоимости добычи 1 т нефти при базовом варианте конструкции, %.

$$I_{\text{уп}1} = 880 \frac{48}{100} = 422,4 \text{ у. е.}$$

Условно-постоянные издержки в полной себестоимости годового объема добычи нефти по одной скважине при базовом варианте конструкции, у.е.

$$I_{\text{упго}26289} = I_{\text{уп}1} \cdot Q_{\text{год}(1\text{скв})1} \cdot k_Q$$

где $Q_{\text{год}(1\text{скв.})1}$ – годовой объем добычи нефти по одной скважине при базовом варианте конструкции, т.

$$I_{\text{упго}26289} = 422,4 \cdot 12100 \cdot 1,023 = 5228594 \text{ у. е.}$$

						Лист
						19
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Условно-постоянные издержки в полной себестоимости годового объема добычи нефти по одной скважине при новом варианте конструкции, у.е.

$$I_{\text{упго18726}} = I_{\text{уп1}} \cdot Q_{\text{год(1скв)}}1$$

$$I_{\text{упго18726}} = 422,4 \cdot 12100 = 5111040 \text{ у. е.}$$

Изменяющиеся годовые эксплуатационные издержки при использовании базовой и новой конструкции оборудования, у.е.:

базовый вариант:

$$I_{\text{го26289}} = I_{1\text{прод}} + I_{\text{упго26289}}$$

$$I_{\text{го26289}} = 3069 + 5228594 = 5231663 \text{ у. е.}$$

новый вариант:

$$I_{\text{го18726}} = I_{2\text{прод}} + I_{\text{упго18726}}$$

$$I_{\text{го18726}} = 2460 + 5111040 = 5113500$$

Годовая экономия на эксплуатационных издержках при использовании новой конструкции оборудования, у.е.,

$$\mathcal{E}_и = I_{\text{го26289}} - I_{\text{го18726}}$$

$$\mathcal{E}_и = 5231663 - 5113500 = 118162,9 \text{ у. е.}$$

Расчет оценочных показателей эффективности инвестиций на модернизацию оборудования

Продолжительность расчетного периода, год.

$$T_p = 1 + T_{\text{сл2}}$$

где 1 – год принятия инвестиционного решения;

$T_{\text{сл2}}$ – срок службы новой конструкции оборудования, год.

$$T_p = 1 + 10 = 11 \text{ лет}$$

Индекс инфляции по годам расчетного периода по отношению к году принятия инвестиционного решения,

$$J_t = J_{(t-1)} \cdot (1 + \beta)^{12}$$

где J_t , $J_{(t-1)}$ – индекс инфляции в t-том и (t-1)-м годах расчетного периода.

						Лист
						20
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

β - среднемесячный уровень инфляции; 12 – количество месяцев в году.
 Для 1 года расчетного периода T_p (года принятия инвестиционного решения) $J_1 = 1$.

$$\begin{aligned} J_2 &= 1 \cdot (1 + 0,016)^{12} = 1,21 \\ J_3 &= 1,21 \cdot (1 + 0,016)^{12} = 1,46 \\ J_4 &= 1,46 \cdot (1 + 0,016)^{12} = 1,77 \\ J_5 &= 1,77 \cdot (1 + 0,016)^{12} = 2,14 \\ J_6 &= 2,14 \cdot (1 + 0,016)^{12} = 2,59 \\ J_7 &= 2,59 \cdot (1 + 0,016)^{12} = 3,13 \\ J_8 &= 3,13 \cdot (1 + 0,016)^{12} = 3,79 \\ J_9 &= 3,79 \cdot (1 + 0,016)^{12} = 4,59 \\ J_{10} &= 4,59 \cdot (1 + 0,016)^{12} = 5,55 \\ J_{11} &= 5,55 \cdot (1 + 0,016)^{12} = 6,71 \end{aligned}$$

Экономия на эксплуатационных издержках при использовании новой конструкции оборудования по годам расчетного периода в ценах года принятия инвестиционного решения, у.е.,

$$\mathcal{E}_{it} = \mathcal{E}_i / J_t$$

$$\begin{aligned} \mathcal{E}_{i1} &= 0 \\ \mathcal{E}_{i2} &= \frac{118162,9}{1,21} = 97655 \text{ у.е} \\ \mathcal{E}_{i3} &= \frac{118162,9}{1,46} = 80934 \text{ у.е} \\ \mathcal{E}_{i4} &= \frac{118162,9}{1,77} = 66759 \text{ у.е} \\ \mathcal{E}_{i5} &= \frac{118162,9}{2,14} = 55216 \text{ у.е} \\ \mathcal{E}_{i6} &= \frac{118162,9}{2,59} = 45623 \text{ у.е} \\ \mathcal{E}_{i7} &= \frac{118162,9}{3,13} = 37752 \text{ у.е} \\ \mathcal{E}_{i8} &= \frac{118162,9}{3,79} = 31178 \text{ у.е} \\ \mathcal{E}_{i9} &= \frac{118162,9}{4,59} = 25744 \text{ у.е} \\ \mathcal{E}_{i10} &= \frac{118162,9}{5,55} = 21291 \text{ у.е} \\ \mathcal{E}_{i11} &= \frac{118162,9}{6,71} = 17610 \text{ у.е} \end{aligned}$$

						Лист
						21
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Дисконтированная величина экономии от реализации проекта в ценах года принятия инвестиционного решения, у.е.,

$$\mathcal{E}_{\text{дис}} = \sum_{t=1}^{T_p} \frac{\mathcal{E}_{\text{ит}}}{(1+r)^t}$$

где r – принятая норма дисконта

$$\mathcal{E}_{\text{дис}} = 0 + 72574 + 51851 + 36870 + 26289 + 18726 + 13358 + 9510 + 6769 + 4826 + 3441 = 244214 \text{ у. е.}$$

Экономический эффект за расчетный период T_p при использовании новой конструкции оборудования, у.е.,

$$\mathcal{E}_{\text{тр}} = \mathcal{E}_{\text{дис}} - K$$

где K – инвестиции на модернизацию базовой конструкции оборудования, у.е.

$$\mathcal{E}_{\text{тр}} = 244214 - 5100 = 239214 \text{ у. е.}$$

Внутренний коэффициент экономической эффективности инвестиционного проекта $E_{\text{вн}}$ определяется из условия, что

$$\sum_{t=1}^{T_p} \frac{\mathcal{E}_{\text{ит}}}{(1+E_{\text{вн}})^t} = K$$

Определение $E_{\text{вн}}$ производится на основе итеративного подхода и сводится к поиску такой величины $E_{\text{вн}}$, при которой выполняется условие. Первое пробное (ориентировочное) значение $E_{\text{вн}}$ можно установить с помощью следующего расчета:

- а) выбирается любое значение $r_1 > r$, при котором величина $\mathcal{E}_{\text{дис}1} < K$;
 $\mathcal{E}_{\text{дис}1} = 3485$, $r_1 = 4$.
- б) определяется промежуточная величина A , у.е.:

$$A = K - \mathcal{E}_{\text{дис}}$$

$$A = 5100 - 3485 = 1615 \text{ у. е.}$$

- в) рассчитывается по формуле

$$E_{\text{вн}} = r + \frac{\mathcal{E}_{\text{тр}}}{\mathcal{E}_{\text{тр}} + A} (r_1 - r)$$

						Лист
						22
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$E_{\text{вн}} = 0,16 + \frac{239214}{239214 + 1615} (4 - 0,16) = 3,97$$

Индекс прибыльности (рентабельности) инвестиций $E_{\text{п}}$ за расчетный период, у.е./у.е.,

$$\mathcal{E}_{\text{п}} = \mathcal{E}_{\text{дис}}/K$$

$$\mathcal{E}_{\text{п}} = \frac{244214}{5100} = 47,89 \text{ у. е./у. е.}$$

Период возврата инвестиций $T_{\text{в}}$ устанавливается из условия, что

$$\sum_{t=1}^{T_p} \mathcal{E}_{\text{ит}} = K$$

Расчет производится по следующему порядку:

а) определяется кумулятивная величина экономии по годам расчетного периода T_p в ценах года принятия инвестиционного решения, у.е.,

$$\mathcal{E}_{\text{кт}} = \mathcal{E}_{\text{к}(t-1)} + \mathcal{E}_{\text{ит}}$$

Для 1 года T_p значения $\mathcal{E}_{\text{к}(t-1)}$ и $\mathcal{E}_{\text{ит}}$ равны нулю, т.е. $\mathcal{E}_{\text{к1}} = 0$;

$$\begin{aligned} \mathcal{E}_{\text{к2}} &= 0 + 97655 = 97655 \text{ у. е.} \\ \mathcal{E}_{\text{к3}} &= 97655 + 80934 = 178589 \text{ у. е.} \end{aligned}$$

б) находятся 2 смежных значения $\mathcal{E}_{\text{кт}}$, которые отвечают условию

$$\begin{aligned} \mathcal{E}_{\text{к}(t-1)} &< K < \mathcal{E}_{\text{кт}} \\ 0 &< 5100 < 97655 \end{aligned}$$

в) устанавливается целое число лет периода возврата инвестиций $T_{\text{в1}}$, которому соответствует значение $\mathcal{E}_{\text{к}(t-1)}$.

При $\mathcal{E}_{\text{к}(t-1)} = 0$ (1 год T_p) величина $T_{\text{в1}} = 1$;

г) рассчитывается $T_{\text{в}}$ по формуле

$$T_{\text{в}} = T_{\text{в1}} + \frac{(K - \mathcal{E}_{\text{к}(t-1)})}{(\mathcal{E}_{\text{кт}} - \mathcal{E}_{\text{к}(t-1)})}$$

						Лист
						23
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$T_{\text{в}} = 1 + \frac{(5100 - 0)}{(97655 - 0)} = 1,05$$

Таблица 1 – Оценка экономических результатов инвестиционного проекта

№	Наименование	Обозначение	Единица измерения	Значение оценочных показателей эффективности
1	Инвестиция на модернизацию	К	У.е.	5100
2	Среднемесячный уровень инфляции	β	-	0,016
3	Принятая норма дисконта	r	-	0,16
4	Экономический эффект за расчетный период	$\Delta_{\text{тр}}$	У.е.	239214
5	Внутренний коэффициент экономической эффективности	Евн	-	3,97
6	Индекс прибыльности инвестиций	Еп	У.е./у.е.	47,89
7	Период возврата инвестиций	$T_{\text{в}}$	год	1,05

Таким образом, модернизация производства оказалась очень прибыльной. Инвестиции суммой 5100 у.е. погасятся через 1,05 лет. Экономический эффект за расчётный период составляет 244214 у.е. время работы оборудования увеличится с 8 лет до 10 лет.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Таким образом, под организацией разработки нефтяных и нефтегазовых месторождений понимается регламентированная во времени и пространстве координация всех материальных и трудовых факторов производства с целью достижения оптимального производственного результата с наименьшими затратами.

Организация производства представляет собой особый вид человеческой деятельности по созданию и совершенствованию производственной системы.

Бурение — сложный комплексный технологический процесс, состоящий из множества локальных процессов. Все технологические процессы можно условно разделить на общие и частные. Общие технологические процессы выполняются во всех без исключения группах скважин, а частные — только в конкретных группах, видах и разновидностях скважин. Все технологические процессы, как общие, так и частные, подробно рассматриваются при описании способов и режимов бурения, а также использования технических и других средств, необходимых для их реализации.

В данной курсовой работе был проведён расчёт процесса гидropескоструйной перфорации, произведена оценка инвестиционного проекта (проект окупится через 1,05 года при инвестициях в 5100 у.е.).

						Лист
						25
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Андреев А.Ф., Зубарева В.Д., Саркисов А.С. Методические аспекты оценки инвестиционных проектов в нефтяной и газовой промышленности. М.: Полиграф, 1996. – 70 с.
2. Зубарева В.Д., Алексанов Д.С. Экономический анализ инвестиционных проектов в нефтяной и газовой промышленности: народнохозяйственный подход. М.: Полиграф, 1997.-73 с.
3. Организация и управление предприятиями нефтяной и газовой промышленности: Учебное пособие. В 2ч. / А.Ф. Андреев, М.Ф. Маккавеев, Н.Н. Победоносцева и др.; Под ред. Е.С. Сыромятникова. М.: Нефть и газ, 1997. – Ч. 1. – 144 с.
4. Организация, планирование и управление предприятиями нефтяной и газовой промышленности: Учебник для вузов / А.Д. Бренц, В.Е. Тищенко, Ю.И. Малышев и др.; Под ред. А.Д. Бренца и В.Е. Тищенко, 2-е изд., перераб. и доп. М.: Недра, 1986. – 511 с.
5. Экономическое обоснование проекта новых средств труда длительного пользования в курсовых и дипломных работах: Метод. указ. для студентов специальностей 0907, 1702 / Куйбыш. политехн. ин-т; Сост. Б.А. Колотилин, А.И. Ладошкин, О.Г. Макаренко. Куйбышев, 1989. – 21 с.
6. Организация, планирование и управление нефтегазодобывающими предприятиями / Е. С. Сыромятников [и др.]. – Москва : Недра, 1987. – 285 с.
7. Организация, планирование и управление предприятий нефтяной и газовой промышленности : учеб. для вузов / А. Д. Бренц [и др.]. – Москва : Недра, 1986. – 511 с
8. Тищенко, В. Е. Организация и планирование геолого-разведочных работ на нефть и газ / В. Е. Тищенко. – Москва : Недра, 1983. – 382 с

						Лист
						26
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		