

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 работ для бурения глубокой скважины
турбинным способом»

Исполнитель: студент гр. ЗНР-61

Крючков В.Г.

Руководитель: ст. пр.

Абрамович О. К.

Гомель 2022

СОДЕРЖАНИЕ

Введение.....	4
Теоретические аспекты бурения скважины турбинным способом и используемого технологического оборудования	5
Организационная структура управления обособленным подразделением. Должностные обязанности основных линейных руководителей и исполнителей процесса	12
Пример расчета организации работ при бурении скважины роторным способом	17
Методические аспекты оценки инвестиционных проектов в нефтяной и газовой промышленности.....	20
Заключение.....	27
Список использованных источников.....	28

						Лист
						3
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

ВВЕДЕНИЕ

Целью данной курсовой работы является: анализ организационных работ при бурении скважин роторным способом. 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 буровыми работами, описать должностные обязанности основных линейных руководителей и исполнителей процесса;
- рассчитать экономическую эффективность инвестиций;
- сделать вывод, на основе поставленной цели и задач.

Бурение производят вращательным способом с помощью забойных двигателей, ротора или системы верхнего привода, с применением в качестве породоразрушающего инструмента долота, с промывкой забоя скважины буровым раствором или водой.

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 БУРЕНИЯ СКВАЖИН ТУРБИННЫМ СПОСОБОМ И ИСПОЛЬЗУЕМОЕ ТЕХНОЛОГИЧЕ- СКОЕ ОБОРУДОВАНИЕ

Турбобур — это забойный гидравлический двигатель, предназначенный для бурения скважин в различных геологических условиях. В рабочих колесах турбобура гидравлическая энергия бурового раствора, движущегося под давлением, превращается в механическую энергию вращающегося вала, связанного с долотом.

Основная часть турбобура — турбина, состоящая из большого числа (более сотни) совершенно одинаковых ступеней. Каждая ступень турбины в свою очередь состоит из двух частей: вращающейся, соединенной с валом турбобура, — ротора, и неподвижной, закрепленной в корпусе турбобура, — статора.

Для наименьшего износа турбинных лопаток роторы турбины выполняют с тем же профилем, что и статоры, но с поворотом лопаток в противоположную сторону.

Перепад давления на турбине должен быть в пределах, допускаемых насосными установками, применяемыми при бурении глубоких скважин, и во избежание толчков давления в системе не должен существенно изменяться при изменении режима работы турбины.

При бурении турбобуром энергия для разрушения породы подводится к забою потоком промывочной жидкости. Генератором гидравлической энергии являются буровые насосы, преобразующие механическую энергию привода в гидравлическую энергию потока промывочной жидкости. Часть энергии потока теряется на преодоление сопротивления в нагнетательной линии, бурильных трубах, замках, долоте и затрубном пространстве. Оставшаяся часть энергии в турбине турбобура преобразовывается в механическую энергию, которая обеспечивает работу долота.

Поскольку в процессе бурения скважины гидравлическое сопротивление в бурильных трубах, замках и кольцевом пространстве непрерывно возрастает, то для обеспечения равенства необходимо было бы, по мере углубления скважины, непрерывно снижать подачу насосов и соответственно изменять характеристику турбобуров таким образом, чтобы перепад давления на турбине, несмотря на уменьшение расхода жидкости, протекающей через нее, оставался постоянным.

Практически характеристики турбобура можно изменять только ступенчато, применяя на различных участках скважины турбобуры разных типов. Производительность буровых насосов регулируется также только ступенчато путем смены цилиндрических втулок.

Таким образом, основная задача проектирования режима турбинного бурения заключается в установлении режима работы буровых насосов, подборе типов турбобуров и осевой нагрузки на долото для различных участков ствола скважины, обеспечивающих наиболее высокие качественные и количественные показатели бурения.

						Лист
						5
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Во время бурения турбобуром частота вращения долота непрерывно меняется в зависимости от нагрузки на забой и крепости проходимых пород. Зависимость между крутящим моментом, приложенным к долоту, и скоростью вращения вала турбобура обратно пропорциональная: чем больше нагрузка на долото, тем меньше скорость вращения вала, и наоборот, уменьшение нагрузки ведет к увеличению скорости вращения.

Различные условия, в которых работают турбобуры, привели к необходимости создания нескольких конструктивных разновидностей турбобуров. Турбобуры выпускаются односекционные бесшпиндельные, односекционные шпиндельные, двухсекционные шпиндельные, трех- и более секционные шпиндельные.

В турбинных секциях могут быть установлены металлические цельнолитые турбины, металлические составные турбины с проточной частью, выполненной методом точного литья, составные турбины из металлических ступиц и пластмассовых проточных частей, резинометаллические и шаровые радиальные опоры. В шпиндельных секциях могут использоваться резинометаллические или шаровые опоры. Применяются турбобуры нескольких типов.

Турбобуры типа Т12 применяют для бурения верхних интервалов скважин шарошечными долотами и для комплектования реактивно-турбинных агрегатов для бурения стволов большого диаметра.

Для бурения верхних интервалов глубоких скважин диаметром 394–920 мм и более применяют агрегаты реактивно-турбинного бурения (РТБ), у которых два турбобура размещены параллельно и жестко соединены между собой. Для бурения скважин диаметром 1730–2660 мм созданы и применяются в горнорудной промышленности агрегаты, укомплектованные тремя и даже четырьмя турбобурами.

Турбобуры секционные типа ТС (ТС4А-104,5, ТС4А-127, ТС5Е-172, ТС5Б195, ТС5Б-240, 3ТС5Е-172, 3ТС5Б-195, 3ТС5Б-240 и др.) применяют для бурения глубоких скважин шарошечными долотами. Они состоят из двух и более турбинных секций, соединенных в один турбобур.

Вращающий момент от валов верхних секций к валам последующих секций передается через муфты валов (конусно-фрикционные и конусно-шлицевые). По корпусу секции соединяются переводниками на замковой резьбе. Нижние секции турбобуров этого типа аналогичны по конструкции односекционным турбобурам типа Т12, за исключением верхней части вала, которая представляет собой конусную поверхность, сопрягаемую с полумуфтой, предназначенной для соединения с валом второй секции турбобура. Верхние и средние турбинные секции одинаковые по конструкции и отличаются от нижних отсутствием осевой опоры и конструкцией вала.

Нижнюю секцию турбобуров типа ТС можно применять для бурения как самостоятельный турбобур, для этого на корпус навинчивают переводники для соединения с бурильными трубами.

Турбобуры типа КТД (колонковое турбодолото) предназначены для отбора образцов породы (керн) при бурении скважин. Имеют наружный диаметр 240, 195 и 172 мм (КТДЗ-240-269/4В, КТД4С-195-214/60, КТД4С-172-190/40).

						Лист
						6
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Колонковое турбодолото КТДЗ-240-269/4В по конструкции аналогично турбобуру типа Т12 и отличается от него тем, что имеет полый вал, в котором помещаются грунтоноски и узел для ее крепления.

Колонковые турбодолота КТД4С-172-190/40 и КТД4С-195-214/60 состоят из двух секций. Валы секций турбодолот полые. Они имеют больший наружный диаметр, чем валы турбобуров, и соединяются между собой полыми конусно-шлицевыми полумуфтами.

Конструкция колонковых турбодолот предусматривает применение съемной грунтоноски, обеспечивающей отбор керна без подъема бурильных труб до полной отработки бурильной головки. В верхней части грунтоноски имеется бурт для захвата ее ловителем (шлипсом), спускаемым в бурильную колонну при помощи специальной лебедки.

Турбобуры секционные шпиндельные (ЗТСШ-172; ЗТСШ-195; ЗТСШ-195Л; ЗТСШ-215; ЗТСШ-240), а также турбобуры шпиндельные унифицированные (ЗТСШ1-172; ЗТСШ1-195; ЗТСША-195ТЛ; ЗТСШ1-240Ш; см. табл. 3.5) состоят из трех турбинных и одной шпиндельной секции. Они позволяют бурить шарошечными долотами с обычной схемой промывки, гидромониторными и алмазными долотами (турбобур ЗТСША-195ТЛ); изменять секционность турбобуров в зависимости от условий бурения; производить смену отработанных шпинделей без разборки секций; увеличивать величину вращающего момента при снижении числа оборотов за счет применения тихоходных турбин, выполненных методом точного литья (турбобур ЗТСШ-195ТЛ). В каждой турбинной секции размещено около 100 ступеней турбины, по четыре радиальные опоры и по три ступени предохранительной осевой пяты, применяемой для предупреждения опасности соприкосновения роторов и статоров турбины из-за износа шпиндельного подшипника в процессе работы.

Турбобуры секционные (А6КЗС; А7Н4С; А9К5Са; А6ГТ; А7ГТ; А9ГТ) и унифицированные турбобуры секционные с наклонной линией давления (А7Ш; А9Ш; А7ГТШ; А3ГТШ) состоят из двух или трех турбинных и одной шпиндельной секций. В данных турбобурах используется турбина с наклонной линией давления, а в турбобурах А7ГТШ, А9ГТШ для снижения разгонных оборотов дополнительно установлены решетки гидродинамического торможения.

Применение в турбобурах опор качения и турбин, перепад давления на которых при постоянном расходе жидкости уменьшается от холостого к тормозному режиму, позволяет работать на низких оборотах и при повышенных нагрузках на долото, улучшает запуск турбобура на высокоабразивных и утяжеленных глинистых растворах.

Недостатком турбобуров с наклонной линией давления является возможность резкого увеличения перепада давления при снижении нагрузки на долото в процессе бурения, поэтому их рекомендуют применять, используя дизельный привод на буровых насосах (учитывая более мягкую его характеристику по сравнению с электроприводом). При использовании ступеней гидродинамического торможения частота вращения вала турбобура может быть снижена до 250–300 об./мин.

						Лист
						7
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Турбобуры с «плавающими статорами» (ЗТСШ1М1-195; ТПС-172;) имеют следующие особенности: каждый статор турбобура может свободно перемещаться и с помощью шпонки, заходящей в специальный паз корпуса, запирается от проворота под действием собственного реактивного момента; каждый ротор представляет собой одновременно и пята для соответствующего статора, который не имеет приставочных дистанционных колец. Такое исполнение ступени турбины позволяет до максимума 102 I. Технология бурения скважин увеличить средний диаметр турбины и до минимума сократить осевой люфт в ступени. Тем самым в корпусе стандартной длины удастся разместить в 1,4 раза больше ступеней турбин, чем у серийных турбобуров.

Турбобуры этого типа состоят из трех турбинных секций и шпинделя с двумя вариантами осевой опоры: подшипник типа ШШО и резинометаллическая пята.

Отсутствие взаимосвязи между осевыми люфтами турбины и осевой опоры шпинделя позволяет исключить из практики бурения торцовый износ лопаточных венцов турбин и повысить межремонтный период работы шпинделей.

Редукторный турбобур

Главный недостаток турбобуров — быстроходность. Это ограничивает возможность их использования в сочетании с долотами для низкооборотного (до 200 об./мин) бурения. Редукторный турбобур лишен этого недостатка.

Каждый новый турбобур, получаемый с завода, перед отправкой на буровую проходит проверку в турборемонтном цехе предприятия бурения (экспедиции) с диагностикой его состояния, которая производится на специальном стенде для снятия рабочих характеристик. Рабочие характеристики турбобуров снимают также после их работы на скважине и после ремонта. На каждый комплект (секции, шпиндель) заводится паспорт, в котором фиксируются его ремонты и движение по объектам. При ремонте проверяют крепления гайки, переводника, ниппеля и вращение вала. Турбобуры снабжены предохранительным колпаком на валу и заглушкой в переводнике во избежание засорения и порчи турбины во время транспортировки и хранения.

Каждый турбобур имеет заводской паспорт в одном экземпляре и вкладную карточку для учета работы и ремонтов турбобура. Паспорт хранится на ремонтной базе бурового предприятия, а вкладная карточка в период его пребывания на буровой — у бурового мастера. Во время ремонта карточку сдают на базу или завод. Перевозить турбобуры необходимо на специальных лафетах

						Лист
						8
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

или автомашинах, оборудованных подъемными устройствами для погрузки и выгрузки. При разгрузке их нельзя сбрасывать, так как от сильного удара может погнуться вал турбобура.

Перед спуском в скважину нового или поступившего из ремонта турбобура следует проверить его работу на поверхности. Для проверки турбобур соединяют с ведущей трубой и проверяют плавность запуска при производительности насосов, соответствующих нормальному режиму его работы. Запускают буровые насосы при открытой пусковой задвижке, которую постепенно перекрывают и следят за давлением на манометре. Правильно собранный и отрегулированный турбобур запускается при давлении до 2 МПа. Проверяют также осевой люфт вала, герметичность резьбовых соединений и отсутствие биения вала. Все данные опробования заносят в буровой журнал. Если при опробовании обнаруживаются дефекты, турбобур в скважину не спускают.

При отсутствии запасного турбобура не вращающийся на поверхности турбобур иногда спускают в скважину, потому что он может заработать после того, как будет дана некоторая осевая нагрузка на долото. Если спущенный на забой турбобур все же не начинает работать, то его следует вращать («расхаживать») ротором, сохраняя нагрузку на забой. «Расхаживание» разрешается вести не более 20–30 мин. Контроль за нормальной работой турбобура на забое осуществляется на буровой по показаниям манометра и индикатора массы (веса).

При постоянной производительности насосов перепад давления в турбобуре при изменении режима его работы почти не меняется. Резкое снижение или повышение давления в нагнетательной линии указывает на отклонения в работе турбобура. О неполадках можно также судить по уменьшению принимаемой турбобуром осевой нагрузки и резкому снижению скорости бурения (если это не вызвано износом долота). Для непрерывного контроля за частотой вращения вала турбобура в процессе бурения скважин рекомендуется использовать турботахометр.

						Лист
						9
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

К снижению давления в нагнетательном трубопроводе приводит уменьшение количества жидкости, поступающей в турбобур. Причиной этого могут быть:

неисправность буровых насосов (нарушение герметичности поршней, уплотнений клапанов, засасывание насосом воздуха, засорение приемной сетки, уменьшение числа ходов насоса и т.д.);

утечки в резьбовых соединениях бурильных труб и переводников.

Резкое внезапное падение давления (почти до нуля) указывает на то, что произошла авария с переводником турбобура, срыв резьбы замков или труб. Чаще всего давление повышается из-за засорения каналов турбины турбобура. Для предотвращения этого при бурении и опробовании турбобуров устанавливают фильтры. Когда буровой раствор загрязнен, частицы шлама после прекращения циркуляции осаждаются из бурового раствора на турбине. Если при включении насоса полностью закрыть пусковую задвижку, то шлам (выбуренная порода) забьет турбобур, поэтому полностью закрывать задвижку следует только после промывки скважины в течение 5–10 мин.

Аналогичное засорение турбины шламом произойдет, если во время бурения после выключения насоса сразу открыть пусковую задвижку. При этом возникает обратная циркуляция и осаждающийся на забой шлам засасывается в турбобур. Особенно часто это происходит при использовании воды в качестве промывочной жидкости. Во избежание засорения турбобура необходима тщательная промывка скважины перед остановкой насосов.

Очень часто бывает так, что давление в нагнетательной линии не падает, а турбобур «не принимает» нагрузку. Возможная причина этого — заклинивание шарошек долота, большая сработка опор долота или неисправность турбобура. Для выяснения причины сбоя в работе турбобура поднимают бурильную колонну.

						Лист
						10
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Турбины турбобура выходят из строя главным образом вследствие механического износа наружных, внутренних и торцовых поверхностей. Предупреждение износа турбин является одним из важнейших условий обеспечения эффективности работы турбобура.

После подъема турбобура необходимо проверять его осевой люфт. Для этого вал турбобура опирают на стол ротора, у торца ниппеля на валу наносят риску, затем турбобур приподнимают и на валу точно так же наносят еще одну риску. По расстоянию между рисками определяют величину осевого люфта, которую после каждого долбления заносят в суточный рапорт и передают по вахте. Допустимая величина осевого люфта неодинакова (от 3 до 8 мм) для турбобуров различных типов.

Не более чем через каждые два рейса в зависимости от условий бурения необходимо проверять и подкреплять машинными ключами резьбы ниппеля и переводника турбобура.

						Лист
						11
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

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

Разработка нефтяных месторождений – сложный производственный процесс, который охватывает следующие направления деятельности: геолого-поисковые и разведочные работы; строительство нефтяных, газовых и других скважин; добычу нефти и газа; транспортирование нефти и газа; другие виды работ и услуг. Строительство скважин осуществляют управления буровых работ (УБР). От деятельности этих обособленных подразделений зависят не только масштабы и эффективность открытия нефтяных и газовых месторождений, но и их рациональная разработка. 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 УБР использует в соответствии с действующими и утвержденными различными органами государственного управления инструкциями и положениями. Управление нефтегазодобывающим обособленным подразделением государство осуществляет через Республиканское унитарное предприятие (РУП). В состав РУП на правах обособленных подразделений входят: нефтегазодобывающие управления; управления буровых работ; геолого-поисковые и разведочные управления; ряд специализированных управлений, обслуживающих основное производство; производственно-технического обслуживания и комплектации; связи; по обслуживанию и ремонту дорог; по обслуживанию высоковольтного энергетического оборудования и высоковольтных ЛЭП; автотранспортные; строительно-ремонтные и строительно-монтажные; жилищно-бытовые подразделения; научно-исследовательские и проектные институты и т. д.

Структура управления складывается из ступеней и звеньев.

Звено управления – это самостоятельное структурное подразделение, выполняющее определенную функцию управления (планирование; организация; подбор и расстановка кадров; координация; контроль работ, выполненных другими) ее часть или совокупность нескольких функций.

Ступень управления – это уровень управления, единство звеньев определенного уровня, иерархия управления (цехоуправление, управление производственными участками и др.).

Совокупность управленческих звеньев представляет собой организационную структуру управления предприятием, являющуюся аппаратом управления. Современный аппарат управления должен быть оперативным, т. е. принимаемые решения должны быть своевременны, отвечать требованиям и ходу произ-

						Лист
						12
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

водства, его работа должна обеспечивать принятие наиболее оптимальных решений из множества возможных вариантов и обеспечивать надежное функционирование предприятия, исключая ошибки, недостатки информации, необъективную подготовку решений.

Организационная структура зависит от размера предприятия, его специализации, характера производственного процесса и других условий. Успешность работы аппарата зависит от четкости построения органов управления, распределения обязанностей, исключения параллелизма в работе.

Общее и административное руководство в управлении буровых работ

Структура аппарата управления обособленного подразделения управления буровых работ (УБР). Она характеризуется наличием руководителя (начальника УБР), его заместителей (главного инженера, главного геолога, главного экономиста, заместителя начальника по общим вопросам и др.); функциональных отделов, выполняющих определенные задачи управления. Структурные подразделения аппарата действуют в соответствии с установленным положением и должностными инструкциями, утвержденными начальником управления. Общее и административное руководство обособленным подразделением осуществляет руководитель – начальник управления. Он действует по принципу единоначалия, отвечает за результаты производственнохозяйственной деятельности. Начальник УБР с помощью подведомственного ему аппарата направляет работу обособленного подразделения по производству продукции, внедрению новой и совершенствованию действующей техники, технологии и организации производства, определяет пути и методы выполнения задания народнохозяйственного плана, содействует своевременному обеспечению производства необходимыми материально-техническими средствами, отвечает за выполнение обязательств перед государством и бюджетом и др. Руководитель осуществляет все права по планированию производства, материально-техническому снабжению, финансированию, капитальному строительству, предоставленные ему Положением о предприятии.

Отдел кадров, подчиняющийся начальнику УБР, осуществляет подбор и комплектование кадров, прием и увольнение, учет движения работников и часто занимается вопросами их технического обучения. В ведении этого отдела находится планирование и отчетность о состоянии кадров, разработка мероприятий по повышению квалификации и подготовке новых кадров. Начальник УБР должен быть квалифицированным специалистом, хорошо разбирающимся в вопросах техники и экономики производства, иметь способности политического руководителя. У начальника имеются заместители: главный инженер, главный геолог, заместитель по общим вопросам и др.

						Лист
						13
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Производственно-техническое руководство в УБР. Важнейшей работой по управлению является организация непосредственно производства и техническое руководство по совершенствованию техники, технологии. Осуществляет эту работу служба главного инженера, основными задачами которого являются: инженерно-техническое обеспечение выполнения задания производства, определение перспектив развития в области техники и технологии добычи нефти и газа; координация деятельности подчиненных служб; создание работникам безопасных условий труда и др. Главный инженер руководит работой всех производственных цехов, лабораторий, конструкторских бюро. Он возглавляет научноисследовательскую и рационализаторскую работу на предприятии, отвечает за проведение правильной технической политики на предприятии. Назначается и освобождается от должности, так же как начальник, отраслевым министерством. Главный инженер является первым заместителем начальника и наравне с ним отвечает за правильное производственно-техническое руководство. Главный инженер осуществляет техническое руководство производством через отделы, которые ему непосредственно подчиняются: технический, технологический, производственный, отдел главного механика, отдел главного энергетика, охраны труда и техники безопасности. Функцией технического отдела является обеспечение постоянного совершенствования техники и технологии производства. Аппарат технического отдела разрабатывает и контролирует выполнение плана технического и организационного развития предприятия и составляет отчеты, определяет экономическую эффективность новой техники.

Руководит работой бюро рабочего изобретательства (БРИЗ), которое составляет тематические планы для рационализаторов и изобретателей, оказывает помощь рационализаторам в их работе, производит расчеты технико-экономической эффективности и премий. Основная задача технологического отдела – разработка и внедрение прогрессивной технологии строительства скважин в УБР. В УБР этот отдел, например, занимается анализом режимов бурения и технологии. Главная задача производственного отдела – разработка и анализ выполнения оперативных планов-графиков, производственной программы, организационно-технических мероприятий; составление документации на планово-предупредительное материально-техническое обеспечение производственных объектов. Производственный отдел работает в тесном контакте с центральной инженерно-технологической службой. Немаловажной функцией на предприятии является обеспечение бесперебойной и качественной работы оборудования, которое осуществляет главный механик с подчиненными ему отделом главного механика и ремонтными цехами. Главный механик организует контроль и текущее обслуживание оборудования, планирует графики пла-

						Лист
						14
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

новопредупредительных ремонтов. Организует и осуществляет планово-предупредительные ремонты и частично изготовление и ремонт запасных частей, разрабатывает наиболее совершенные методы проведения ремонтных работ, а также нормы времени на отдельные виды ремонтных работ. Работники отдела главного механика планируют потребность в материалах и запасных частях, необходимых для обслуживания и ремонта. Главный энергетик отвечает за бесперебойное обеспечение производственных объектов энергией и ремонт энергетического оборудования. Функцией главного энергетика и его отдела является определение потребности предприятия в различных видах энергии. Отдел главного энергетика разрабатывает мероприятия по снижению норм расхода энергии, по повышению соцф, организует контроль и наблюдение за работой энергооборудования и энергосетей и их ремонт. Отдел охраны труда контролирует соблюдение правил техники безопасности, охраны труда и промышленной санитарии, разрабатывает профилактические мероприятия по предотвращению промышленного травматизма, профессиональных заболеваний, повышению уровня техники безопасности, культуры производства с учетом достижений техники.

Производственно-геологическое руководство в УБР. Особые функции в управлении производством буровых и нефтегазодобывающих предприятий выполняет геологический отдел, подчиняющийся главному геологу – второму заместителю начальника УБР. Главной задачей этого отдела в УБР является выбор и обоснование основных направлений поисково-разведочных работ, осуществление геологического контроля в процессе бурения и опробования скважин, выявление промышленных нефтегазоносных горизонтов, оценка нефтегазоносности разбуриваемых площадей, обеспечение выполнения заданий по приросту запасов нефти и газа.

Экономическое руководство в УБР. Экономические службы предприятия возглавляются заместителем начальника УБР по экономике, который осуществляет руководство работами по анализу и планированию производственно-хозяйственной деятельности предприятия, по наиболее полному и целесообразному использованию материальных, трудовых и денежных ресурсов. Ему подчинены отделы: планово-экономический; организации труда и заработной платы; капитального строительства; лаборатория технико-экономического анализа. Планово-экономический отдел осуществляет разработку текущих и перспективных планов, координацию всей плановой работы на предприятии, обеспечивает учет и контроль выполнения плановых заданий, организует внутризаводской хозрасчет. Отдел организации труда и заработной платы проводит работу по планированию научной организации труда, затрат труда и заработной платы, по анализу использования трудовых ресурсов предприятия, определяет наиболее целесообразные формы оплаты труда, осуществляет техническое

						Лист
						15
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

нормирование, организует социалистическое соревнование. Лаборатория технико-экономического анализа (если такая имеется) проводит технико-экономический анализ работы предприятия и отдельных ресурсов с целью выявления резервов для улучшения их использования. Разрабатывает предложения по улучшению деятельности предприятия. К важнейшим отделам экономической службы относится бухгалтерия, подчиняющаяся непосредственно начальнику управления. Она осуществляет учет денежных расходов предприятия основных и оборотных средств, заработной платы; составляет бухгалтерский отчет и баланс; осуществляет планирование, учет и анализ финансов; определяет доходы и расходы предприятия; осуществляет оперативную финансовую работу по обеспечению предприятия денежными средствами.

Руководство капитальным строительством в УБР. Для организации и осуществления работ по капитальному строительству на предприятиях имеется отдел капитального строительства и строительно-монтажные участки. В большинстве случаев капитальное строительство, если оно связано со значительными капиталовложениями, осуществляют специальные строительные организации (подрядчики). В этом случае отдел капитального строительства выдает заказ подрядной организации на производство работ, контролирует ход работ и прием законченных строительством объектов. При осуществлении работ хозяйственным способом отдел капитального строительства непосредственно руководит этими работами. Функциями отдела капитального строительства являются планирование всех работ по капитальному строительству, определение способов их выполнения, обеспечение наиболее эффективного ведения этих работ, а также учет и составление отчетности по капитальному строительству.

Руководство в УБР общими вопросами. Главной задачей заместителя начальника по общим вопросам и подчиненного ему административно-хозяйственного отдела (АХО) является создание благоприятных условий для деятельности работников управления. Административно-хозяйственный отдел выполняет следующие функции: контролирует состояние и обеспеченность необходимым инвентарем рабочих помещений; обеспечивает правильность оформления документации, обработку поступающей корреспонденции, своевременную отправку исходящей корреспонденции, взаимоотношений в коллективе аппарата управления и т. д. Заместителю начальника УБР по общим вопросам подчиняется также отдел материально-технического снабжения предприятия. Главная задача этого отдела – обеспечение сырьем и материалами, заключение договоров с поставщиками, контроль за использованием материалов, организация их выдачи и хранения.

						Лист
						16
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

ГЛАВА 3. ПРИМЕР РАСЧЕТА ОРГАНИЗАЦИИ РАБОТ ПРИ БУРЕНИИ СКВАЖИНЫ ТУРБИННЫМ СПОСОБОМ

Совокупность производственных затрат показывает, во что обходится предприятию изготовление выпускаемой продукции, то есть составляет производственную себестоимость продукции.

Затраты, образующие себестоимость продукции (работ, услуг), группируются в соответствии с их экономическим содержанием по следующим элементам:

- 1) материальные затраты;
- 2) затраты на оплату труда;
- 3) отчисления на социальные нужды;
- 4) амортизационные отчисления;
- 5) прочие расходы.

Себестоимость строительства скважин определяет сумму всех затрат по буровому предприятию, которые должны быть произведены для выполнения установленного объема работ по строительству скважин, а также затраты по каждому цеху и хозяйству, входящему в состав бурового предприятия.

При расчете себестоимости буровых работ определяют:

- 1) объем буровых работ в сметных ценах;
- 2) накладные расходы основных, вспомогательных и подсобных производств, в том числе административно-хозяйственные расходы и прочие накладные расходы;
- 3) свод затрат по строительству скважин.

Базой определения сметной стоимости объема буровых работ являются сметы к техническим проектам на строительство скважин.

Сметно-финансовые документы составляются на основе технического проекта на строительство скважины, отображающего объемы отдельных работ, конструкцию скважины, технологию и организацию работ.

Свод затрат составляют на основе данных производственной программы основных и вспомогательных подразделений бурового предприятия, плана по труду и заработной плате в разрезе указанных подразделений.

Все расчеты производятся в соответствии с их экономическим содержанием по элементам затрат и заносятся в таблицу.

						Лист
						17
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Коммерческая скорость (v_k) -это отношение проходки в метрах (Π) на календарное время бурения, в станко-месяцах ($T_б$).

$$v_k = \Pi / T_б, \text{ м/ст-мес.}$$

$$5813/4=1453,2 \text{ м/ст-мес}$$

Механическая скорость ($v_{мех}$)-это отношение проходки в метрах (Π) на время механического бурения, в станко-часах ($T_{м.б}$).

$$v_{мех} = \Pi / T_{м.б}, \text{ м/ст-час. (5)}$$

$$5813/2111=2,75 \text{ м/ст-час}$$

Рейсовая скорость (v_r)-определяется как отношение проходки в метрах (Π) на рейсовое время (T_r), т.е. время на механическое бурение, время на спуско-подъемные операции и наращивание в станко-часах.

$$v_r = \Pi / T_r, \text{ м/ст-час}$$

$$5813/3550=1,64 \text{ м/ст-час}$$

$$T_r = t_{м.б.} + t_{СПО} + t_n, \text{ ст-час.}$$

$$2111+786+653=3550 \text{ ст-час}$$

Проходка на 1 долото (Π_d)-определяется как отношение проходки в метрах (Π) на количество долот затраченных в этом интервале (D).

$$\Pi_d = \Pi / D, \text{ м/шт. (9)}$$

$$5813/18=323 \text{ м/шт}$$

Сметная стоимость 1 метра проходки (C_m)-это отношение сметной стоимости бурения в рублях ($C_{смет}$) на проходку в метрах (Π).

$$C_m = C_{смет} / \Pi, \text{ руб./м. (10)}$$

$$1734569/5813=298,4 \text{ руб./м}$$

где C_m - сметная стоимость 1 м. проходки, руб.;

$C_{смет}$ - сметная стоимость бурения, руб.

Мероприятия, способствующие улучшению показателей буровых работ и снижению себестоимости, отражаются в плане инновационной деятельности предприятия. С ростом скорости бурения сокращаются затраты на оплату труда и экономятся материалы. Прибыль предприятия увеличивается. Результаты расчетов технико – экономических показателей бурения скважины указываются в таблице.

						Лист
						18
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Технико – экономические показатели бурения скважины

Показатели	Количество
1 Проходка, м	5813
2 Время механического бурения, ст-ч	2111
3 Время СПО, ст-ч	653
4 Время рейсовое, ст-ч	3550
5 Календарное время бурения, ст-мес	4
6 Скорость механическая, м/ст-ч	2,75
7 Скорость рейсовая, м/ст-ч	1,64
8 Скорость коммерческая, м/ст-мес	1453,2
9 Количество долот, шт	18
10 Проходка на долото, м/д	323
11 Сметная стоимость бурения, руб	1734569
12 Стоимость одного метра бурения, руб/м	298,4

						Лист
						19
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. 5200

Годовой объем добычи нефти по одной скважине при базовом варианте конструкции $Q_{год(1скв)1}$, т 12200

Коэффициент увеличения добычи нефти k_Q 1,022

Полная себестоимость добычи 1 т нефти при базовом варианте конструкции $I_{п(1т)1}$, у.е. 860

Издержки на проведение одного капитального ремонта при новом варианте конструкции $I_{р2}$, у.е. 8400

Среднемесячный уровень инфляции β , % 0,018

Принятая норма дисконта $r=0,18$

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
						20
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.

$$I_{1\text{год}} = \frac{8000 \cdot 3}{8} 1,022 = 3066 \text{ у. е.}$$

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.;

$$I_{2\text{год}} = \frac{8400 \cdot 3}{10} = 2520 \text{ у. е.}$$

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, %.

$$I_{\text{уп}1} = 860 \frac{48}{100} = 412,8 \text{ у. е.}$$

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

$$I_{\text{упго}20535} = I_{\text{уп}1} \cdot Q_{\text{год}(1\text{скв})1} \cdot k_Q$$

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

$$I_{\text{упго}20535} = 412,8 \cdot 12200 \cdot 1,022 = 5146956 \text{ у. е.}$$

						Лист
						21
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

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

$$I_{\text{упго14029}} = I_{\text{уп1}} \cdot Q_{\text{год(1скв)}}1$$

$$I_{\text{упго14029}} = 412,8 \cdot 12200 = 5036160 \text{ у. е.}$$

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

базовый вариант:

$$I_{\text{го20535}} = I_{1\text{ргод}} + I_{\text{упго20535}}$$

$$I_{\text{го20535}} = 3066 + 5146956 = 5150022 \text{ у. е.}$$

новый вариант:

$$I_{\text{го14029}} = I_{2\text{ргод}} + I_{\text{упго14029}}$$

$$I_{\text{го14029}} = 2520 + 5036160 = 5038680$$

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

$$\mathcal{E}_и = I_{\text{го20535}} - I_{\text{го14029}}$$

$$\mathcal{E}_и = 5150022 - 5038680 = 111341,5 \text{ у. е.}$$

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
						22
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) $J_1 = 1$.

$$\begin{aligned} J_2 &= 1 \cdot (1 + 0,018)^{12} = 1,24 \\ J_3 &= 1,24 \cdot (1 + 0,018)^{12} = 1,54 \\ J_4 &= 1,54 \cdot (1 + 0,018)^{12} = 1,91 \\ J_5 &= 1,91 \cdot (1 + 0,018)^{12} = 2,37 \\ J_6 &= 2,37 \cdot (1 + 0,018)^{12} = 2,94 \\ J_7 &= 2,94 \cdot (1 + 0,018)^{12} = 3,64 \\ J_8 &= 3,64 \cdot (1 + 0,018)^{12} = 4,51 \\ J_9 &= 4,51 \cdot (1 + 0,018)^{12} = 5,59 \\ J_{10} &= 5,59 \cdot (1 + 0,018)^{12} = 6,92 \\ J_{11} &= 6,92 \cdot (1 + 0,018)^{12} = 8,57 \end{aligned}$$

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

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

$$\begin{aligned} \mathcal{E}_{i1} &= 0 \\ \mathcal{E}_{i2} &= \frac{111341,5}{1,24} = 89792 \text{ у.е} \\ \mathcal{E}_{i3} &= \frac{111341,5}{1,54} = 72300 \text{ у.е} \\ \mathcal{E}_{i4} &= \frac{111341,5}{1,91} = 58294 \text{ у.е} \\ \mathcal{E}_{i5} &= \frac{111341,5}{2,37} = 46980 \text{ у.е} \\ \mathcal{E}_{i6} &= \frac{111341,5}{2,94} = 37871 \text{ у.е} \\ \mathcal{E}_{i7} &= \frac{111341,5}{3,64} = 30588 \text{ у.е} \\ \mathcal{E}_{i8} &= \frac{111341,5}{4,51} = 24688 \text{ у.е} \\ \mathcal{E}_{i9} &= \frac{111341,5}{5,59} = 19918 \text{ у.е} \\ \mathcal{E}_{i10} &= \frac{111341,5}{6,92} = 16090 \text{ у.е} \\ \mathcal{E}_{i11} &= \frac{111341,5}{8,57} = 12992 \text{ у.е} \end{aligned}$$

						Лист
						23
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

$$\mathcal{E}_{\text{дис}} = 0 + 64487 + 44004 + 30067 + 20535 + 14029 + 9602 + 6568 + 4491 + 3074 + 2104 = 198961 \text{ у. е.}$$

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.

$$\mathcal{E}_{\text{тр}} = 198961 - 5200 = 193761 \text{ у. е.}$$

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.:

$$A = K - \mathcal{E}_{\text{дис}}$$

$$A = 5200 - 3485 = 1715 \text{ у. е.}$$

в) рассчитывается по формуле

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

						Лист
						24
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$E_{BH} = 0,18 + \frac{193761}{193761 + 1715} (4 - 0,18) = 2$$

Индекс прибыльности (рентабельности) инвестиций E_{Π} за расчетный период, у.е./у.е.,

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

$$\mathcal{E}_{\Pi} = \frac{198961}{5200} = 38,26 \text{ у.е./у.е.}$$

Период возврата инвестиций T_B устанавливается из условия, что

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

Расчет производится по следующему порядку:

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

$$\mathcal{E}_{kt} = \mathcal{E}_{k(t-1)} + \mathcal{E}_{it}$$

Для 1 года T_p значения $\mathcal{E}_{k(t-1)}$ и \mathcal{E}_{it} равны нулю, т.е. $\mathcal{E}_{k1} = 0$;

$$\begin{aligned} \mathcal{E}_{k2} &= 0 + 89792 = 89792 \text{ у.е.} \\ \mathcal{E}_{k3} &= 89792 + 72300 = 162092 \text{ у.е.} \end{aligned}$$

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

$$\begin{aligned} \mathcal{E}_{k(t-1)} &< K < \mathcal{E}_{kt} \\ 0 &< 5200 < 89792 \end{aligned}$$

в) устанавливается целое число лет периода возврата инвестиций T_{B1} , которому соответствует значение $\mathcal{E}_{k(t-1)}$.

При $\mathcal{E}_{k(t-1)} = 0$ (1 год T_p) величина $T_{B1} = 1$;

г) рассчитывается T_B по формуле

$$T_B = T_{B1} + \frac{(K - \mathcal{E}_{k(t-1)})}{(\mathcal{E}_{kt} - \mathcal{E}_{k(t-1)})}$$

						Лист
						25
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$T_v = 1 + \frac{(5200 - 0)}{(89792 - 0)} = 1,06$$

Таблица 1 – Оценка экономических результатов инвестиционного проекта

	Наименование	Об означение	Еди- ница измере- ния	Значе- ние оценочных показателей эф- фективности
	Инвестиция на модерни- зацию	К	У.е.	5200
	Среднемесячный уровень инфляции	β	-	0,018
	Принятая норма дисконта	г	-	0,18
	Экономический эффект за расчетный период	Э _{тр}	У.е.	193761
	Внутренний коэффици- ент экономической эффективности	Евн	-	Ъ2
	Индекс прибыльности инвестиций	Еп	У.е./у. е.	38,26
	Период возврата инвести- ций	T _в	год	1,06

Таким образом, модернизация производства оказалась очень прибыльной. Инвестиции суммой 5200 у.е. погасятся через 1,06 лет. Экономический эффект за расчётный период составляет 198961 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.

Гидропескоструйная перфорация основана на использовании гидромониторного эффекта, создаваемого струёй абразивной песчано-жидкостной смеси, вытекающей с большой скоростью из насадки.

При гидропескоструйной перфорации разрушение преграды происходит в результате использования абразивного и гидромониторного эффектов высокоскоростных песчано-жидкостных струй, вылетающих из насадок специального аппарата - пескоструйного перфоратора, прикрепленного к нижнему концу насосно-компрессорных труб. Песчано-жидкостная смесь закачивается в НКТ насосными агрегатами высокого давления, смонтированными на шасси тяжелых автомашин, поднимается из скважины на поверхность по кольцевому пространству.

В данной курсовой работе был проведён расчёт процесса гидропескоструйной перфорации, произведена оценка инвестиционного проекта (проект окупится через 1,06 года при инвестициях в 5200 у.е.).

						Лист
						27
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
						28
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		