

Министерство образования Республики Беларусь

Учреждение образования  
«Гомельский государственный технический  
университет имени П. О. Сухого»

Кафедра «Разработка и эксплуатация нефтяных  
месторождений и транспорт нефти»

**М. Е. Лебешков**

## **ОРГАНИЗАЦИЯ, ПЛАНИРОВАНИЕ И УПРАВЛЕНИЕ ПРОЦЕССОМ РАЗРАБОТКИ**

**МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ  
к контрольным работам по одноименному курсу  
для студентов специальности 1-51 02 02  
«Разработка и эксплуатация нефтяных  
и газовых месторождений»  
заочной формы обучения**

Электронный аналог печатного издания

Гомель 2008

УДК 622.276:622.013(075.8)  
ББК 30.606:33.36я73  
Л33

*Рекомендовано к изданию научно-методическим советом  
заочного факультета ГГТУ им. П. О. Сухого  
(протокол № 4 от 21.02.2006 г.)*

Рецензенты: зам. директора «БелНИПИнефть» канд. геолого-минерал. наук *М. Ф. Кибалин*;  
зав. каф. «Разработка и эксплуатация нефтяных месторождений и транспорт  
нефти» ГГТУ им. П. О. Сухого канд. техн. наук *А. В. Захаров*

**Л33 Лебешков, М. Е.**

Организация, планирование и управление процессом разработки : метод. указания к контрол. работам по одноим. курсу для студентов специальности 1-51 02 02 «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» заоч. формы обучения / М. Е. Лебешков. – Гомель : ГГТУ им. П. О. Сухого, 2008. – 60 с. – Систем. требования: PC не ниже Intel Celeron 300 МГц ; 32 Mb RAM ; свободное место на HDD 16 Mb ; Windows 98 и выше ; Adobe Acrobat Reader. – Режим доступа: <http://gstu.local/lib>. – Загл. с титул. экрана.

ISBN 978-985-420-687-5.

Рассмотрены методы разработки нефтяных месторождений, способы и технологии, направленные на улучшенную выработку запасов нефти по сравнению с традиционным методом заводнения.

Для студентов специальности 1-51 02 02 «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений».

УДК 622.276:622.013(075.8)  
ББК 30.606:33.36я73

ISBN 978-985-420-687-5

© Лебешков М. Е., 2008  
© Учреждение образования «Гомельский  
государственный технический университет  
имени П. О. Сухого», 2008

## ВВЕДЕНИЕ

Выполнение контрольной работы является основным элементом учебной подготовки высококвалифицированных специалистов. В соответствии с учебным планом контрольная работа выполняется студентами для теоретического и практического изучения вопросов курса.

Контрольная работа должна показать не только степень усвоения студентом теоретических основ курса, но и его умение применять полученные знания при решении вопросов по организации, планированию, нормированию и управлению процессом разработки.

В процессе выполнения контрольной работы студент учится пользоваться специальной литературой, статистической отчетностью, приобретает навыки выполнения различных расчетов для подготовки программы производственной деятельности предприятия и анализа полученных результатов.

В контрольной работе студент должен изучить особенности организации производственного процесса в нефтяной промышленности. Разнообразие трудовых приемов и методов работы в добыче нефти и газа и их взаимосвязь с организацией, планированием, нормированием и управлением нефтегазодобывающим производством.

Контрольная работа выполняется в ученической тетради, или на листах формата А4, должна быть аккуратно оформлена, написана четким почерком, без помарок, проставлены страницы, работа должна быть подписана студентом и указана дата ее выполнения.

Контрольная работа сдается в деканат заочного факультета. В течение 3-х дней проверяется и рецензируется преподавателем. Получившая рецензию работа возвращается на кафедру РНМ и ТН.

При подготовке к защите студент должен ознакомиться со всеми замечаниями и дать на них ответы. Если в работе допущены арифметические погрешности и методологические неточности, необходимо сделать дополнительные расчеты.

Контрольная работа, не соответствующая требованиям к ее содержанию, не допускается к защите и возвращается автору на доработку.

Структура выполняемой контрольной работы состоит из двух частей (теоретической и практической) и списка использованной литературы. Содержание частей контрольной работы и порядок выбора варианта следующий:

Часть 1 – раскрытие четырех теоретических вопросов, выбор которых осуществляется следующим образом:

- первый вопрос выбирается согласно варианту студента в учебном журнале группы;
  - второй вопрос – путем прибавления к номеру по журналу цифры 20;
  - третий вопрос – прибавлением к номеру второго вопроса цифры 20;
  - четвертый вопрос – прибавлением к номеру третьего вопроса цифры 20 (например, первый вопрос – вопрос № 19, второй вопрос – № 39, третий вопрос – № 59, четвертый – № 79).
- Часть 2 – решение практических задач по варианту порядкового номера студента по учебному журналу группы.

## **ЗАДАНИЯ ДЛЯ КОНТРОЛЬНОЙ РАБОТЫ**

### **Вопросы для выполнения теоретической части контрольной работы**

1. Нефтегазодобывающее предприятие – основное звено в разработке залежей нефти и газа.
2. Основное понятие организации производства. Задачи и принципы деятельности предприятия.
3. Государственное предприятие. Основные положения Закона Республики Беларусь «О предприятиях».
4. Предприятие – самостоятельный хозяйственный субъект. Главная задача предприятия. Основные черты, признаки и организационно-правовые формы предприятия.
5. Виды предприятий. Создание предприятия и порядок его регистрации. Правовая регламентация деятельности предприятия. Учредители предприятия. Устав предприятия.
6. Управление предприятием. Трудовой коллектив предприятия, его полномочия. Коллективный договор. Совет (правление) предприятия.
7. Характеристика предприятий нефтяной промышленности. Специфические особенности нефтедобывающих предприятий. Основные функции, выполняемые НГДУ.
8. Производственный процесс на предприятии. Виды и классификация производственных процессов.
9. Целевое назначение производственных процессов. Периодичность повторения и длительность производственных процессов.
10. Методы, принципы и формы организации производственного процесса на предприятии. Рационализация производственного

процесса. Специализация, пропорциональность, ритмичность, непрерывность и автоматичность производственных процессов.

11. Производственный процесс в нефтяной промышленности, геологоразведочный процесс. Организация геологоразведочных работ, геологоразведочный цикл и его основные части. Этапы и стадии в геологоразведочном процессе.

12. Организация работ по строительству скважин. Производственный процесс в строительстве скважин. Цикличность производственного процесса в строительстве скважин.

13. Производственный процесс в добыче нефти и газа. Длительность производственного цикла в спуске и подъеме инструмента и оборудования в скважину. Фазы производственного цикла в добычи нефти и газа.

14. Роль трубопроводного транспорта в производственном процессе добычи нефти и газа.

15. Особенности производственных процессов на предприятиях нефтяной промышленности. Организация вышкомонтажных работ.

16. Длительность цикла выполнения технологических операций на предприятиях нефтегазотранспорта и хранения. Пункты налива. Подземные хранилища газа. Ассортимент хранимых или перекачиваемых нефтепродуктов.

17. Организация и особенности производственного процесса различных предприятий транспорта, хранения и сбыта нефти и газа. Основные группы нефтепродуктопроводов. Структура нефтебаз. Распределения нефтебаз по их целевому назначению и характеру оперативной деятельности на типы.

18. Понятие вспомогательного производства. Назначение вспомогательного производства. Виды деятельности вспомогательного производства в нефтяной промышленности. Специфические виды деятельности. Концентрация ремонтных работ, ПРЦ и БПО.

19. Организация материально-технического обеспечения проката и ремонта оборудования и инструмента. Прокат.

20. Базы производственного обслуживания и эффективность основного производства. Система ППР. Продолжительность ремонта цикла. Межремонтный период.

21. Текущий подземный ремонт и капитальный подземный ремонт скважин. Категории капитальных ремонтов скважин.

22. Способы приготовления промывочных жидкостей. Доставка промывочных жидкостей на буровые.

23. Организация транспортного обслуживания. УТТ. УТТиСТ. Группы грузов по признаку однородности и степени транспортабельности. Способы движения транспортных средств при построении маршрутов. Экономическое обоснование транспортного обеспечения.

24. Объекты геофизического обслуживания. Основная производственная единица для проведения геофизических работ. Порядок осуществления геофизических работ. Наряд-маршрут.

25. Нормирование расхода материальных ресурсов. Классификация норм расхода материальных ресурсов. Состав и структура норм. Показатели материалоемкости продукции.

26. Главная задача подготовки производства в нефтяной промышленности. Содержание и этапы подготовки производства. Предпроизводственная и оперативная подготовка производства.

27. Роль и значение проектно-сметной документации в подготовке производства. Технологические схемы разработки нефтяных месторождений. Технологический режим работы фонда скважин.

28. Технологическая карта на бурение скважин.

29. Конструкторская подготовка производства. Исходный документ для разработки проекта и сметы. Стадии проектирования.

30. Роль проектов и схем разработки в составлении перспективных и текущих планов добычи нефти и газа, обустройства и разбуривания месторождений.

31. Рабочее место. Деление рабочих мест по степени механизации выполняемых работ. Классификация рабочих мест в зависимости от числа исполнителей и числа обслуживаемого оборудования. Оснащение рабочих мест. Обслуживание рабочего места.

32. Особенности организации рабочих мест в нефтяной промышленности. Разнообразие трудовых приемов и методов работы в добыче нефти и газа. Рабочее место в добыче нефти и газа.

33. Специализация рабочих мест в бурении скважин. Рабочее место буровой бригады.

34. Сущность, содержание и задачи технического нормирования труда. Виды технических норм труда, особенности и методы разработки норм и нормативов в нефтяной промышленности.

35. Классификация норм труда в зависимости от назначения и области применения. Единицы измерения норм времени. Порядок внедрения, учета, анализа и пересмотра норм.

36. Методы нормирования труда. Типовые элементы и операции и их роль в нормировании труда. Способы определения норм.

37. Особенности нормирования труда вышкомонтажных бригад. Местные сборники норм. Нормативный состав вышкомонтажной бригады.

38. Нормирование процессов при проходке скважин. Нормирование механического бурения. Нормы механического бурения. Нормативное поле и пачка. Численный и квалификационный состав буровой бригады.

39. Геолого-технический наряд. Нормативная карта на производство буровых работ. Единые нормы времени на бурение скважин на нефть и газ, и другие полезные ископаемые. Элементы нормативной карты. Схема расчета нормативной карты.

40. Нормирование процесса добычи нефти и газа. Нормы выработки, нормы обслуживания и нормативы численности. Работа, выполняемая операторами по добыче нефти и газа при обслуживании наземного оборудования скважин.

41. Объект нормирования в подземном ремонте. Величина нормы штучного времени.

42. Классификация затрат рабочего времени. Рабочее время. Производительное и непроизводительное рабочее время. Перерывы. Регламентированные и нерегламентированные перерывы.

43. Методы изучения затрат рабочего времени. Виды фотографии рабочего дня и производственного процесса. Значение фотографии рабочего дня в организации производственного процесса. Виды записи наблюдений.

44. Составление фактического баланса рабочего времени. Показатели использования рабочего времени. Расчет коэффициентов использования рабочего времени.

45. Хронометраж. Этапы проведения хронометража. Устойчивость хронометражного ряда.

46. Планирование и основная цель деятельности предприятия. Определение сущности общей деловой политики предприятия.

47. Взаимосвязь затрат, цен и планирования. Факторы, влияющие на принятие решений при планировании деятельности предприятия. Главная задача предприятия и планирование.

48. Процесс планирования. Цели деятельности предприятия. Основная цель деятельности предприятия и планирование. Первоочередная задача деятельности предприятия и планирование.

49. Долгосрочная программа деятельности предприятия. Определение стратегии предприятия на рынке. Перспективная оценка основных возможностей предприятия, сильных и слабых сторон деятельности.

50. Сферы деятельности предприятия. Оценка внешних и внутренних факторов, влияющих на производственную деятельность.

51. Основа системы сетевого планирования. Сетевой график. Методические положения расчета сетевых графиков. Основные элементы построения сетевых графиков.

52. Правила построения сетевых графиков. Расчет сетевого графика. Основной метод расчета сетевого графика. «Сшивания» сетевых графиков. Привязка сетевых графиков.

53. Сетевые графики в организации плановых работ. Зависимость структуры сетевого графика выполнения плановых работ от технической базы.

54. Методы расчета (прогнозирования) добычи нефти, газа и конденсата. Учет всего многообразия особенностей геологического строения залежей и неоднородности продуктивных пластов в планировании добычи нефти, газа и конденсата.

55. Группы скважин, составляющих фонд скважин эксплуатационного объекта (месторождения). Категории скважин эксплуатационного фонда.

56. Долгосрочное планирование добычи нефти, газа и конденсата. База планирования добычи нефти. Средний дебит. Количество новых скважин, введенных в эксплуатацию.

57. Коэффициент эксплуатации. Коэффициент изменения добычи нефти в планируемом году. Темпы отбора.

58. Сущность перспективного (долгосрочное) планирования добычи нефти, газа и конденсата. Основные направления перспективного (долгосрочное) планирования добычи нефти, газа и конденсата.

59. Технологический режим работы скважин. Учет обводненности продукции в проектировании уровней добычи нефти. Баланс нефти.

60. Организация разработки бизнес-плана. Функции бизнес-плана. Особенности и этапы разработки бизнес-плана. Основная задача бизнес-плана.

61. Основные разделы бизнес-плана предприятия (проекта). Оптимизация уровня материальных затрат в себестоимости продукции.

62. Ключевые технико-экономические показатели работы предприятия, фиксируемые в бизнес-плане. Разделы бизнес-плана. Сводный бизнес-план.



63. Системность и этапы разработки программы производственно-финансовой деятельности. Основные элементы производственной программы.

64. Производственная программа геологопоисковых и геолого-разведочных предприятий. Исходная информация для составления программы.

65. Производственная программа буровых предприятий. План-график строительства скважин и производственная программа.

66. Производственная программа вышкомонтажного предприятия. Производственная программа тампонажного предприятия.

67. Производственная программа нефтегазодобывающих предприятий. Показатели использования фонда скважины. Производственная программа работ по поддержанию пластового давления. Производственная программа подготовки и перекачки нефти. Баланс нефти.

68. Производственная программа подземного ремонта скважин.

69. Производственная программа вспомогательного производства. Программа ремонтных работ. Программа прокатных работ. Программа транспортного хозяйства. Программа материально-технического снабжения.

70. Нормирование расхода электрической энергии на добычу нефти всеми способами. Расчет потребности котельно-печного топлива на подготовку нефти. Расчет потребности дизельного топлива на бурение скважин. Расчет норм расхода теплоэнергии на обогрев зданий и сооружений.

71. Специфические особенности подготовки программы производственно-финансовой деятельности (сметы). Группировка затрат на производство. Методы разработки сметы затрат в промышленном производстве.

72. Методы калькулирования затрат. Особенности расчета нормативных затрат. Расчет затрат на добычу нефти и газа по экономическим элементам и нормативам.

73. Подготовка программы производственно-финансовой деятельности (сметы) на бурение скважин. Подготовка сметы затрат на бурение скважин. Сметная стоимость в бурении скважин.

74. Учет особенностей промышленного производства при разработке сметы затрат по экономическим элементам по отдельным вспомогательным подразделениям. Смета затрат на работы и услуги отдельных вспомогательных подразделений.

75. Принципы и методы управления на предприятии. Виды управления на предприятии. Задачи управления производственными предприятиями. Управленческий цикл и его элементы. Функции процесса управления. Составные части управления. Взаимосвязь частей управления.

76. Организационная структура управления предприятием и ее виды. Основы разработки рациональной структуры аппарата управления. Звено управления. Степень управления. Особенности построения структур управления на предприятиях нефтяной промышленности.

77. Общие принципы целевого управления. Реактивное и целевое управление. Основные функции управляющего сосредоточены на достижение определенной цели и результата.

78. Функции целевого управления. Перечень работ, входящих в функции целевого управления. Уровень управления. Роль целевого управления в повышении эффективности производства.

79. Экономическая составляющая процесса управления затратами на производство продукции. Цель и основные элементы управления затратами на производство продукции.

80. Прогнозирование и планирование. Нормирование затрат. Организация учета. Калькулирование себестоимости продукции, работ и услуг. Анализ и контроль.

81. Информация и управление затратами на производство продукции. Роль информации в управлении затратами на производство продукции.

82. Структура управления. Звено управления. Степень управления. Аппарат управления и его основные службы. Общее и административное руководство в УБР (НГДУ). Начальник УБР (НГДУ) и его основная задача.

83. Производственно-техническое руководство в УБР (НГДУ). Главный инженер. Его права, обязанности и основные функции. Руководство отделами техническим, технологическим, производственным, главного механика, главного энергетика, охраны труда и техники безопасности.

84. Главный геолог. Его права, обязанности и основные функции. 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 – основная задача служб главного геолога.

85. Заместитель начальника УБР (НГДУ) по экономике. Руководство отделами: планово-экономическим, организации труда и заработной платы и лаборатория технико-экономического анализа.

86. Хозяйственный расчет. Сущность и цели хозяйственного расчета. Основные принципы хозяйственного расчета.

87. Планирование внутрипроизводственной хозрасчетной деятельности промышленного производства. Планово-оценочные показатели и экономические нормативы. Определение производственной программы хозрасчетных подразделений.

88. Учет и регулирование хозрасчетных отношений. Материальное стимулирование. Основной принцип системы материального стимулирования. Основные условия премирования.

89. Материальная ответственность хозрасчетных подразделений. Основные документы, регламентирующие хозрасчетные отношения. Претензии. Убытки.

## **Задания для выполнения практической части контрольной работы**

### **Тема 1. Производственный процесс в добыче нефти и газа**

Определение затрат времени на подъем одной трубы по скоростям и длительности технологического цикла подъема труб при подземном текущем ремонте скважины.

#### *Теоретические аспекты*

Длительность технологического цикла одной операции при спуске или подъеме колонны труб определяется по формуле:

$$T_{\text{спо.т}} = t_{\text{р.т}} + t_{\text{мр.т}} + t_{\text{м.т}}, \quad (1.1)$$

где  $T_{\text{спо.т}}$  – затраты времени на подъем одной трубы по скоростям при подъеме колонны труб из скважины, мин;  $t_{\text{р.т}}$  – время ручной работы при подъеме колонны труб из скважины, мин;  $t_{\text{мр.т}}$  – затраты машинно-ручного времени при подъеме колонны труб из скважины, мин;  $t_{\text{м.т}}$  – затраты машинного времени на подъем одной трубы по скоростям при подъеме колонны труб из скважины, мин.

Нормативы времени на машинно-ручные и ручные приемы при спуске и подъеме колонны труб установлены для двух типов соеди-

нения – однострубка и двухтрубка («Единые нормы времени на подземный (текущий) ремонт скважин», табл. 1.1).

Таблица 1.1

**Нормативы времени, мин**

Тип соединения	Диаметр труб, мм				
	48	60	73	89–102	114
Однострубка					
Спуск труб с мостков	0,72	0,90	1,34	1,65	2,30
Подъем с укладкой труб на мостки	0,80	0,98	1,42	1,73	2,40
Двухтрубка					
Спуск труб с мостков	–	–	1,47	1,76	2,47
Подъем с укладкой труб на мостки	–	–	1,63	1,92	2,67
То же, при работе с ЭПН:	–	–	–	–	–
Однострубка					
Спуск труб с мостков	–	1,84	2,22	2,53	–
Подъем с укладкой труб на мостки	–	1,20	1,63	1,89	–
Двухтрубка					
Спуск труб с мостков	–	–	3,31	3,60	–
Подъем с укладкой труб на мостки	–	–	2,03	2,32	–
Установка трубы за палец	–	–	–	–	–
Двухтрубка					
Спуск труб с мостков	–	0,81	1,02	1,23	1,58
Подъем с укладкой труб на мостки	–	1,01	1,22	1,43	1,79

Машинное время на подъем штанги или трубы из скважины определяется по формуле:

$$t_{м.т} = \frac{L_{т} \times K_{т}}{V_{ср.т}}, \quad (1.2)$$

где  $t_{м}$  – машинное время на спуск или подъем штанги или трубы из скважины по скоростям, мин;  $L$  – длина штанги или трубы, м;  $V_{ср}$  – средняя скорость подъема крюка при спуске или подъеме штанги или трубы из скважины, м/мин;  $K_{т}$  – коэффициент, учитывающий замедление скорости подъема крюка при включении и торможении барабана лебедки, приведен в таблице 1.2.

**Коэффициенты, учитывающие замедление скорости подъема крюка**

Тип подъемника	Скорость подъема	Вид ремонта скважин	
		оборудованных ЭЦН	во всех остальных случаях
Азинмаш-37	I	1,5	1,2
	II, II	1,5	1,3
Азинмаш-43	I, II, III	1,5	1,2
	IV		1,3
А-50	I	1,5	1,1
	II	1,5	1,15
	III	–	1,2
	IV		1,3

Средняя скорость подъема крюка определяется по формуле:

$$V_{\text{ср}} = \frac{\pi \cdot d_{\text{ср}} \cdot n_{\text{б}}}{i}, \text{ м/мин,} \quad (1.3)$$

где  $i$  – число струн оснастки талевого системы;  $n_{\text{б}}$  – число оборотов барабана лебедки, об/мин;  $d_{\text{ср}}$  – средний расчетный диаметр барабана лебедки с намотанными на него рабочими рядами каната, определяется по формуле:

$$d_{\text{ср}} = \frac{d_2 + d_n}{2}, \quad (1.4)$$

где  $d_2$  – диаметр барабана лебедки второго рабочего ряда каната, м;  $d_n$  – диаметр барабана лебедки с последним рабочим рядом каната, м.

При расчетах принято, что на барабане постоянно намотан не участвующий в работе один ряд каната (первый ряд). При наматывании на барабан лебедки канат частично укладывается между витками предыдущего ряда, что дает увеличение диаметра барабана при наматывании следующего ряда каната, равное:

$$\frac{2\delta + \delta \cdot \sqrt{3}}{2} = 1,87 \cdot \delta. \quad (1.5)$$

Диаметр барабана лебедки вместе с намотанными на него рабочими рядами каната определяется по формуле:

$$d_n = d + \delta + 1,87 \cdot \delta (n - 1), \quad (1.6)$$

где  $d$  – диаметр барабана лебедки (приведен в табл. 1.3), м;  $\delta$  – диаметр талевого каната, м;  $n$  – порядковый номер наматываемого ряда каната.

Таблица 1.3

**Техническая характеристика агрегатов подъемников**

Технические параметры	Единица измерения	Подъемные агрегаты		
		Азинмаш-37	Азинмаш-43	А-50
Номинальная мощность двигателя	л. с.	240	108	210
Число оборотов барабана лебедки по скоростям				
I	об/мин	54,6	35	39,8
II		114,9	58	69,8
III		230,9	96	153
IV		–	159	268
Диаметр бочки барабана лебедки	мм	420	420	420
Длина бочки барабана лебедки	мм	800	1000	600
Рабочая длина бочки барабана лебедки	мм	800	800	600

Величина  $n$  зависит от длины рабочей части каната, наматываемого на барабан лебедки при подъеме бурильной свечи или порожнего элеватора. Длина рабочей части каната, наматываемого на барабан лебедки, зависит от длины свечи, оснастки талевой системы и определяется по формуле:

$$l_k = (L + 0,5)i, \text{ м}, \quad (1.7)$$

где 0,5 – высота подъема свечи выше муфты труб, насаженных на элеватор, м.

Длина каната, наматываемого на барабан лебедки в  $n$ -м ряду, определяется по формуле:

$$l_n = \pi \cdot d_n \cdot a, \quad (1.8)$$

где  $a$  – число витков каната, размещающихся в каждом ряду.

Число витков каната, размещающихся в каждом ряду, определяется по формуле:

$$a = \frac{l_{\text{б}}}{\delta} - c, \quad (1.9)$$

где  $l_{\text{б}}$  – длина рабочей части барабана лебедки, м;  $c$  – поправка на неплотное прилегание витков каната друг к другу, принимаемая равной единице.

Количество поднимаемых труб или штанг по скоростям определяется по формуле:

$$B = \frac{Q - Q_{\text{тс}} - Q_{\text{эцн}}}{P \cdot L}, \quad (1.10)$$

где  $Q$  – расчетная грузоподъемность лебедки, кг;  $Q_{\text{тс}}$  – вес подвижных частей талевой системы (талевого блока, крюка, штропов, элеватора, талевого каната), кг;  $Q_{\text{эцн}}$  – вес электропогружного агрегата, кг;  $P$  – средний вес 1 м трубы или штанги, кг;  $L$  – длина поднимаемой трубы или штанги, м.

Расчетная грузоподъемность буровой лебедки по скоростям определяется по формуле:

$$Q = \frac{75 \cdot N_{\text{б}} \cdot \eta_{\text{тс}}}{V_{\text{ср}}}, \quad (1.11)$$

где  $N_{\text{б}}$  – мощность на подъемном валу лебедки, л. с.;  $\eta_{\text{тс}}$  – коэффициент полезного действия талевой системы;  $V_{\text{ср}}$  – средняя скорость подъема крюка, м/сек.

Коэффициент полезного действия талевой системы для соответствующих оснасток приведены в таблице 1.4:

Таблица 1.4

Число струн ( $i$ )	Оснастка талевой механизма	Тип подшипника	
		скольжения	качения
2	1x2	0,94	0,968
4	2x3	0,904	0,95
6	3x4	0,868	0,931
8	4x5	0,836	0,914
10	5x6	0,804	0,896

Мощность на подъемном валу лебедки определяется по формуле:

$$N_{\delta} = N \cdot \eta, \quad (1.12)$$

где  $N$  – мощность двигателей привода подъемного механизма, л. с.;  
 $\eta$  – общий коэффициент полезного действия установки, принимается по таблице 1.5:

Таблица 1.5

Тип подъемника	Скорость подъема	Оснастка				
		1x2	2x3	3x4	4x5	5x6
Азинмаш-37	I, II, III	0,76	0,75	–	–	–
Азинмаш-43	I, II, III, IV	0,77	0,76	0,74	0,73	0,71
А-50	I, II, III, IV	–	–	0,7	–	–

Средняя скорость подъема крюка определяется по формуле:

$$V_{\text{ср}} = \frac{\pi \cdot d_{\text{ср}} \cdot n_{\delta}}{60 \cdot i}, \text{ м/сек.} \quad (1.13)$$

Подставляя значения  $V_{\text{ср}}$  и  $N_{\delta}$  в формулу (1.11), получим расчетную формулу для определения грузоподъемности лебедки.

При мощности двигателей в л. с.:

$$Q = 1433 \frac{N \cdot i \cdot \eta \cdot \eta_{\text{тс}}}{d_{\text{ср}} \cdot n_{\delta}}, \quad (1.14)$$

где  $d_{\text{ср}}$  – средний диаметр барабана лебедки, м;  $n_{\delta}$  – число оборотов барабана лебедки, об/мин;  $i$  – число струн оснастки талевой системы.

Найденные значения грузоподъемности лебедки, рассчитанные исходя из мощности привода подъемного механизма, должны быть проверены по формуле :

$$Q_{\text{л}} = P_{\text{к}} \cdot i \cdot \eta_{\text{тс}}, \quad (1.15)$$

где  $P_{\text{к}}$  – максимально допустимое натяжение каната, приведено в таблице 1.6, кг:



Таблица 1.6

## Техническая характеристика кронблоков

Наименование	1КБН-50	КБН4-25	КБН3-15
Грузоподъемность, т	50	25	15
Максимальное натяжение каната, кг	10000	4480	4000
Число канатных шкивов	5	4	3
Диаметр шкивов по дну канавки, мм	580	480	380
Размер профиля канавок шкивов, мм	21,5	19,5	18,5
Габаритные размеры, мм:			
длина $L$	2250	550	450
ширина $B$	765	435	360
высота $H$	785	550	450
Масса, кг	725	125	100

Таблица 1.7

## Вес подвижных частей талевого системы

Оснастка талевого механизма	Вес подвижной части талевого системы, кг	
	труб	штанг
Напрямую	–	72
1x2	327	240
2x3	468	399
3x4	847	–
4x5	927	–
5x6	1005	–

Средний вес 1 м насосно-компрессорных труб с учетом увеличения веса из-за высаженных концов и веса замков, кг, приведен в таблице 1.8:

Таблица 1.8

Диаметр, мм	Трубы без жидкости и штанг	Трубы с жидкостью	Трубы с жидкостью и штангами	Трубы с электрокабелем ЭПН	Штанги
16	–	–	–	–	1,67
19	–	–	–	–	2,35
22	–	–	–	–	3,14
25	–	–	–	–	4,1

Диаметр, мм	Трубы без жидкости и штанг	Трубы с жидкостью	Трубы с жидкостью и штангами	Трубы с электрокабелем ЭПН	Штанги
48	4,4	5,71	7,18	6,54	–
60	7	9,05	10,51	9,14	–
73	9,5	12,62	14,67	11,64	–
89–102	13,7	18,36	21,11	15,84	–
114	19,3	27,43	30,18	21,44	–

Определяется общее количество поднимаемых свечей (труб) по формуле

$$n = \frac{L_{\text{л}}}{l_{\text{т}}}, \quad (1.16)$$

где  $L_{\text{л}}$  – глубина подвески, м;  $l_{\text{т}}$  – длина трубы, м.

Определяются затраты времени на подъем одной трубы по скоростям по формуле

$$T_{\text{п}} = T_{\text{сп0}} \cdot K_{\text{о}}, \quad (1.17)$$

где  $K_{\text{о}}$  – коэффициент, учитывающий добавочное время на отдых и личные надобности,  $K_{\text{о}} = 1,05 \div 1,2$ .

Определяются затраты времени на подъем труб по скоростям по формуле:

$$З_{\text{в},i} = T_{\text{п}} \cdot V. \quad (1.18)$$

Определяем длительность технологического цикла подъема труб из глубины подвески по формуле

$$З_{\text{н}} = \Sigma З_{\text{в},i}. \quad (1.19)$$

### **Пример решения задачи по теме 1**

На основании технических данных используемого оборудования и скважины определить длительность технологического цикла подъема насосно-компрессорных труб из скважины по следующим данным:

1. Агрегат А-50 (технические данные).
  - 1.1. Длина бочки барабана лебедки  $l_{\text{б}} = 0,6$  м.
  - 1.2. Диаметр барабана лебедки  $d = 0,420$  м.
  - 1.3. Число струн в оснастке талевой системы (оснастка 5 x 6)  $i = 10$ .

1.4. Число оборотов (скорость вращения) барабана лебедки (мин) по скоростям:

$$n_I = 39,8 \text{ об/мин};$$

$$n_{II} = 69,8 \text{ об/мин};$$

$$n_{III} = 153 \text{ об/мин};$$

$$n_{IV} = 268 \text{ об/мин.}$$

2. Диаметр талевого каната  $\delta = 0,0215$  м.

3. Длина трубы  $L = 8$  м.

4. Глубина подвески – 4480 м.

5. Диаметр труб – 73 мм.

*Решение*

1. Определяем длину рабочей части каната, наматываемого на барабан лебедки,

$$l_k = (8 + 0,5)10 = 85 \text{ м.}$$

2. Определяем число витков талевого каната, размещающихся в одном ряду,

$$a = \frac{0,6}{0,0215} - 1 = 27 \text{ витков.}$$

3. Определяем диаметры барабана лебедки с намотанными на него рабочими рядами каната,

$$d_2 = 0,42 + 0,0215 + 1,87 \cdot 0,0215 \cdot 1 = 0,482 \text{ м};$$

$$d_3 = 0,42 + 0,0215 + 1,87 \cdot 0,0215 \cdot 2 = 0,522 \text{ м};$$

$$d_4 = 0,42 + 0,0215 + 1,87 \cdot 0,0215 \cdot 3 = 0,562 \text{ м.}$$

4. Определяем длину каната в каждом ряду.

В первом ряду

$$l_1 = 3,14 \cdot 0,42 \cdot 27 = 35,6 \text{ м.}$$

Во втором ряду

$$l_2 = 3,14 \cdot 0,482 \cdot 27 = 40,8 \text{ м.}$$

В третьем ряду

$$l_3 = 3,14 \cdot 0,522 \cdot 27 = 44,2 \text{ м.}$$

В четвертом ряду

$$l_4 = 3,14 \cdot 0,562 \cdot 27 = 47,7 \text{ м.}$$

5. Определяем суммарную длину каната, размещающегося в работающих рядах,

$$l_p = 40,8 + 44,2 + 47,7 = 132,7 \text{ м.}$$

В результате сопоставления суммарной длины каната с длиной рабочей части каната, устанавливаем количество работающих рядов каната ( $n = 2$ ).

6. Определяем средний диаметр барабана лебедки, с намотанными на него рабочими рядами каната:

$$d_{\text{ср}} = \frac{0,482 + 0,522}{2} = 0,502 \text{ м.}$$

7. Определяем среднюю скорость подъема крюка:

I скорость

$$V_{\text{ср.1}} = \frac{3,14 \cdot 0,502 \cdot 39,8}{10} = 6,274 \text{ м/мин;}$$

II скорость

$$V_{\text{ср.2}} = \frac{3,14 \cdot 0,502 \cdot 69,8}{10} = 11,002 \text{ м/мин;}$$

III скорость

$$V_{\text{ср.3}} = \frac{3,14 \cdot 0,502 \cdot 153}{10} = 24,117 \text{ м/мин;}$$

IV скорость

$$V_{\text{ср.4}} = \frac{3,14 \cdot 0,502 \cdot 268}{10} = 42,244 \text{ м/мин.}$$

8. Определяем машинное время подъема по каждой скорости лебедки ( $t_{\text{м}}$ ):

I скорость

$$t_{\text{м.т.1}} = \frac{8 \cdot 1,2}{6,274} = 1,53 \text{ мин;}$$

II скорость

$$t_{\text{м.т.2}} = \frac{8 \cdot 1,2}{11,002} = 0,87 \text{ мин};$$

III скорость

$$t_{\text{м.т.3}} = \frac{8 \cdot 1,2}{24,117} = 0,40 \text{ мин};$$

IV скорость

$$t_{\text{м.т.4}} = \frac{8 \cdot 1,2}{42,244} = 0,22 \text{ мин}.$$

9. Определяем скорость подъема крюка:

I скорость

$$V_{\text{ср.1}} = \frac{3,14 \cdot 0,502 \cdot 39,8}{60 \cdot 10} = 0,105 \text{ м/сек};$$

II скорость

$$V_{\text{ср.1}} = \frac{3,14 \cdot 0,502 \cdot 69,8}{60 \cdot 10} = 0,183 \text{ м/сек};$$

III скорость

$$V_{\text{ср.1}} = \frac{3,14 \cdot 0,502 \cdot 153}{60 \cdot 10} = 0,402 \text{ м/сек};$$

IV скорость

$$V_{\text{ср.1}} = \frac{3,14 \cdot 0,502 \cdot 268}{60 \cdot 10} = 0,704 \text{ м/сек}.$$

10. Мощность на подъемном валу лебедки определяется:

$$N_{\text{в}} = 210 \cdot 0,7 = 147 \text{ л. с.}$$

11. Определяем расчетную грузоподъемность буровой лебедки:

I скорость

$$Q_1 = \frac{75 \cdot 147 \cdot 0,804 \cdot 0,896}{0,105} = 75958,7 \text{ кг};$$

II скорость

$$Q_2 = \frac{75 \cdot 147 \cdot 0,804 \cdot 0,896}{0,183} = 43311,7 \text{ кг};$$

III скорость

$$Q_3 = \frac{75 \cdot 147 \cdot 0,804 \cdot 0,896}{0,402} = 19759,2 \text{ кг};$$

IV скорость

$$Q_4 = \frac{75 \cdot 147 \cdot 0,804 \cdot 0,896}{0,704} = 11280,4 \text{ кг}.$$

12. Проверяем найденные значения грузоподъемности лебедки, рассчитанные, исходя из мощности привода подъемного механизма и натяжения подвижного конца талевого каната при номинальной грузоподъемности лебедки,

$$Q_{\text{л}} = 6950 \cdot 10 \cdot 0,84 \cdot 0,896 = 50066,7 \text{ кг}.$$

13. Ранее определенная грузоподъемность для скорости I лебедки  $Q_1 = 75958,7$  кг больше, чем  $Q_{\text{л}} = 50066,7$  кг. Поэтому в расчет принимается грузоподъемность – 50066,7 кг.

14. Рассчитаем количество поднимаемых свечей для установки А-50.

Определяем количество поднимаемых труб на каждой скорости лебедки:

на I скорости

$$B_1 = \frac{50066,7 - 1005}{9,5 \cdot 8} = 646 \text{ шт.};$$

на II скорости

$$B_2 = \frac{43311,7 - 1005}{9,5 \cdot 8} = 556 \text{ шт.};$$

на III скорости

$$B_3 = \frac{19759,2 - 1005}{9,5 \cdot 8} = 247 \text{ шт};$$

на IV скорости

$$B_4 = \frac{11280,4 - 1005}{9,5 \cdot 8} = 135 \text{ шт}.$$

15. Распределение поднимаемых труб по скоростям лебедки в этом случае будет следующим:

I скорость:  $645 - 556 = 89$  шт;

II скорость:  $556 - 247 = 309$  шт;

III скорость:  $247 - 135 = 112$  шт;

IV скорость:  $135 - 0 = 135$  шт.

16. Определяем общее количество поднимаемых свечей (труб),

$$n = \frac{4480}{8} = 560 \text{ шт.}$$

17. Определяем количество поднимаемых труб по скоростям.

I скорость:  $560 - 556 = 4$  шт.;

II скорость:  $556 - 247 = 309$  шт.;

III скорость:  $247 - 135 = 112$  шт.;

IV скорость:  $135 - 0 = 135$  шт.

18. Определяем затраты времени на подъем одной трубы по скоростям по формуле:

I скорость:  $T_{п.1} = (1,42 + 1,53) 1,15 = 3,08$  мин;

II скорость:  $T_{п.2} = (1,42 + 0,87) 1,15 = 2,32$  мин;

III скорость:  $T_{п.3} = (1,42 + 0,40) 1,15 = 1,78$  мин;

IV скорость:  $T_{п.4} = (1,42 + 0,23) 1,15 = 1,59$  мин.

19. Определяем затраты времени на подъем труб по скоростям:  
на I скорости

$$Z_{в.1} = 4 \cdot 3,08 = 12,33 \text{ мин};$$

на II скорости

$$Z_{в.2} = 309 \cdot 2,32 = 717,81 \text{ мин};$$

на III скорости

$$Z_{в.1} = 112 \cdot 1,78 = 199,64 \text{ мин};$$

на IV скорости

$$Z_{в.1} = 135 \cdot 1,59 = 214,25 \text{ мин.}$$

20. Определяем длительность технологического цикла подъема труб из скважины при глубине подвески – 4480 м,

$$Z_{п} = 12,33 + 717,81 + 199,64 + 214,25 = 1144,03 \text{ мин} = 19,07 \text{ ч.}$$

### **Задачи для самостоятельного решения по теме 1**

На основании технических данных используемого оборудования при подземном текущем ремонте скважины, определить затраты времени на подъем одной трубы по скоростям и длительности технологического цикла подъема труб при подземном текущем ремонте скважины по данным, приведенным в таблице 1.9:

Таблица 1.9

#### **Задания для решения задач**

<b>Номер задачи</b>	<b>Тип подъемника</b>	<b>Тип соединения</b>	<b>Оснастка</b>	<b>Диаметр труб, мм</b>	<b>Глубина подвески, м</b>
1	Аз-37	Однотрубка	2х3	60	2350
2	Аз-43	Двухтрубка	3х4	73	1650
3	А-50	Однотрубка	3х4	89	2100
4	Аз-37	Двухтрубка	3х4	102	1100
5	Аз-43	Однотрубка	2х3	114	1150
6	А-50	Двухтрубка	3х4	60	3150
7	Аз-37	Однотрубка	3х4	73	2010
8	Аз-43	Двухтрубка	2х3	89	1640
9	А-50	Однотрубка	3х4	102	1250
10	А-50	Двухтрубка	4х5	114	1025
11	Аз-43	Однотрубка	3х4	60	1850
12	А-50	Двухтрубка	2х3	73	1980
13	Аз-37	Однотрубка	3х4	89	1520
14	А-50	Двухтрубка	3х4	102	1060
15	А-50	Однотрубка	2х3	114	1010
16	Аз-37	Двухтрубка	3х4	60	2260
17	Аз-43	Однотрубка	2х3	73	2430
18	А-50	Двухтрубка	3х4	89	2540
19	Аз-37	Однотрубка	2х3	102	1680
20	Аз-43	Двухтрубка	3х4	114	1180
21	А-50	Однотрубка	2х3	60	2920
22	Аз-37	Двухтрубка	2х3	73	3230
23	Аз-43	Однотрубка	3х4	89	2150
24	А-50	Двухтрубка	2х3	102	2400
25	Аз-37	Однотрубка	3х4	114	1320
26	Аз-43	Двухтрубка	2х3	60	2180
27	А-50	Однотрубка	3х4	73	2100
28	Аз-37	Двухтрубка	2х3	89	1300



Номер задачи	Тип подъемника	Тип соединения	Оснастка	Диаметр труб, мм	Глубина подвески, м
29	Аз-43	Однотрубка	2х3	102	1200
30	А-50	Двухтрубка	3х4	114	1850

## **Тема 2. Разработка программы производственной деятельности бурового предприятия. Составление плана-графика строительства скважин**

### *Теоретические аспекты*

При составлении плана-графика строительства скважин необходимо стремиться, чтобы процесс строительства скважин был непрерывным, а производственные мощности вспомогательных цехов использовались равномерно.

Перед составлением плана-графика строительства скважин необходимо построить технологический график проходки скважин, используя для этой цели нормативные карты к проектам на строительство скважин, а также фактические данные по ранее пробуренным скважинам. По технологическим графикам осуществляется распределение проходки по планируемым периодам (сутки, декада, месяц, квартал и год).

Последовательность составления плана-графика строительства скважин следующая.

Определяются сроки окончания бурения переходящих скважин, которые включают в план-график в первую очередь.

Определяются сроки проведения испытания заканчиваемых строительством скважин и работ по демонтажу оборудования.

Устанавливаются сроки проведения вышкомонтажных работ с учетом недопущения простоев буровых бригад из-за неподготовленности объектов для бурения.

Устанавливаются даты начала и окончания бурения скважин в плановом периоде. Эти скважины заносят в план-график во вторую очередь.

Определяются даты начала бурения скважин, строительство которых не будет закончено в плановом году. Эти скважины заносят в план-график в последнюю очередь.

По план-графику строительства скважин определяют основные показатели в масштабе каждого планируемого периода:

- проходку по УБР;
- количество станко-месяцев и крепления;
- коммерческую скорость бурения;
- число скважин, начинаемых бурением и заканчиваемых строительством.

### ***Окончание строительства скважин***

*В эксплуатационном бурении:*

а) при строительстве скважин на нефть и газ – выполнение всех работ по испытанию скважин на приток нефти и газа, предусмотренных проектом и включенных в согласованный с «Заказчиком» план работ по испытанию, что подтверждается актом на окончание испытания скважины;

б) при бурении нагнетательных скважин – выполнение всех работ, предусмотренных проектом строительства скважин и включенных в согласованный с «Заказчиком» план работ по строительству скважин, что подтверждается актом на окончание строительства скважины.

*В разведочном бурении:*

а) выполнение всех работ по испытанию (опробованию) объектов, предусмотренных проектом и включенных в согласованный с «Заказчиком» план работ. В случаях возврата на ранее испытанный объект для передачи разведочной скважины в эксплуатацию она считается законченной строительством только после выполнения всех работ, связанных с возвратом на этот объект (горизонт).

В число законченных строительством скважин включаются все скважины, законченные строительством (испытанием, опробованием) в отчетном периоде, независимо от времени окончания бурения, а также скважины, выполнившие свое назначение без проведения испытания (опробования) объектов, прекращение работ, на которых оформлено соответствующим актом.

В число законченных строительством скважин не включаются:

- а) скважины, прекращенные бурением по техническим причинам;
- б) скважины, прекращенные испытанием по техническим причинам;
- в) ликвидированные скважины.

Правильно составленный план-график предусматривает полное использование календарного времени буровых бригад на работах, непосредственно связанных с бурением скважин. Степень полноты ис-

пользования их рабочего времени отражается коэффициентом занятости буровых бригад  $k_3$

$$k_3 = \frac{T_{\text{п}} + T_{\text{б.к}} + T_{\text{и}}}{T}, \quad (2.1)$$

где  $T_{\text{п}}$  – время подготовительных работ к бурению (включая время перехода с законченной скважины на новую буровую) в бригадо-сут;  $T_{\text{б.к}}$  – время бурения и крепления скважины в бригадо-сут;  $T_{\text{и}}$  – время работ по испытанию скважины, если испытание производит буровая бригада, в бригадо-сут;  $T$  – календарное время пребывания буровых бригад в буровом предприятии в бригадо-сут.

При отсутствии простоев  $k_3 = 1$ .

Для составления плана-графика необходимо знать продолжительность отдельных элементов цикла строительства для скважин каждого типа. Продолжительность строительно-монтажных работ, подготовительных работ к бурению и работ по испытанию скважин определяют по прогрессивным техническим нормам времени на эти работы. В основу планирования общей скорости берут продолжительность работ, рассчитываемую по прогрессивным технологическим нормам с учетом резерва времени на перерывы в процессе бурения в результате возникновения геологических осложнений, аварий и недостатков в организации материально-технического снабжения (табл. 2.1):

Таблица 2.1

Тип буровой установки	Продолжительность, сут			
	первичного монтажа	повторного монтажа	демонтажа	испытания
Уралмаш-3Д-76	30–40	25–30	6–11	8–14
БУ-3000БД	24–36	18–25	5–10	8–14
Уралмаш-4Э-76	28–38	21–28	6–10	8–14
БУ-2500ЭУ	20–30	15–20	5–8	8–14

Технологический график строится в координатах: по ординате откладывают проходку в метрах (глубина скважины); по абсциссе – нормативную продолжительность бурения в сутках, графики, изображенные на рис. 2.1–2.4.

Участки графика, расположенные параллельно оси абсцисс, отражают продолжительность работ, не связанных непосредственно с разбуриванием пород (крепление скважины, электроизмерительные работы); наклонные участки характеризуют процесс углубления скважины во времени.

Каждой буровой бригаде по плану-графику устанавливают число эксплуатационных и разведочных скважин, которые она должна пробурить и испытать, а также общий объем годовой проходки в метрах. На основе этих данных буровой бригаде разрабатывают годовую производственную программу.

Нормативная продолжительность в планируемом периоде с нарастающим итогом определяется по формуле

$$t_{\text{п.кон}} = t_{\text{п.нач}} + t_{\text{п.п}}, \quad (2.2)$$

где  $t_{\text{п.п}}$  – нормативную продолжительность планируемого периода, сут;  $t_{\text{п.нач}}$  – нормативную продолжительность на начало планируемого периода с нарастающим итогом, сут;  $t_{\text{п.кон}}$  – нормативную продолжительность на конец планируемого периода с нарастающим итогом, сут.

Проходка в планируемом периоде и определяется по формуле

$$l_{\text{п.п}} = l_{\text{п.кон}} - l_{\text{п.нач}}, \quad (2.3)$$

где  $l_{\text{п.п}}$  – проходка в планируемом периоде, м;  $l_{\text{п.кон}}$  – забой на конец планируемого периода, м;  $l_{\text{п.нач}}$  – забой на начало планируемого периода, м.

Месячная проходка по УБР, как сумму месячной проходки по каждой скважине, определяется по формуле:

$$l_{\text{п.мес}} = \sum l_{\text{п.п}}. \quad (2.4)$$

Количество станко-суток бурения и крепления в планируемом периоде определяется по формуле

$$t_{\text{п.сут}} = \sum t_{\text{п.п}}. \quad (2.5)$$

Количество станко-месяцев бурения и крепления в планируемом периоде определяется по формуле

$$t_{\text{п.мес}} = \frac{\sum t_{\text{п.п}}}{30}. \quad (2.6)$$

Коммерческая скорость бурения определяется по формуле

$$v = \frac{l_{\text{п.мес}}}{t_{\text{п.мес}}}. \quad (2.7)$$

Число скважин, начинаемых бурением и заканчиваемых строительством, определяется прямым счетом.

## Технологические графики

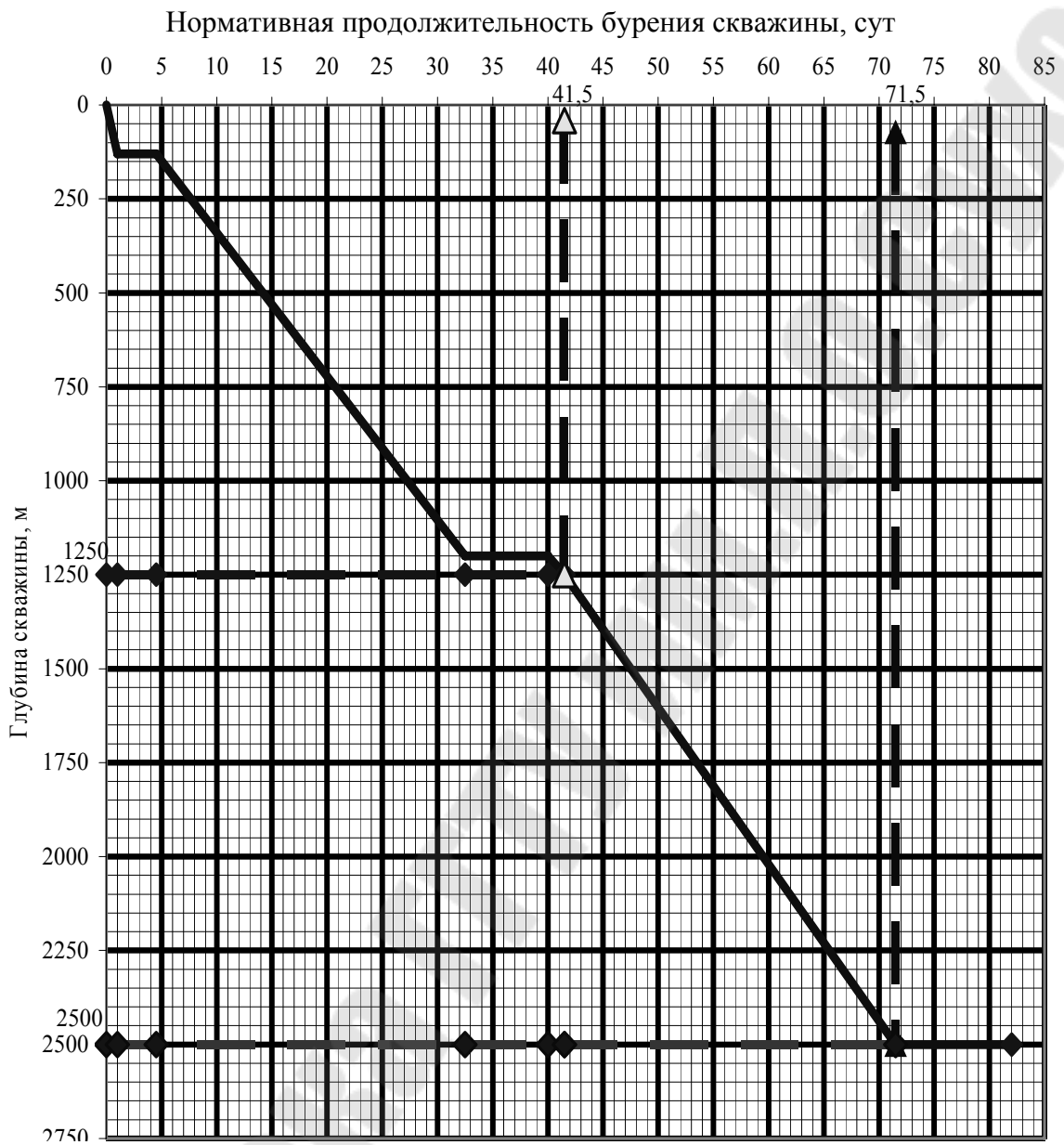


Рис. 2.1. Технологический график строительства скважины глубиной 2500 м

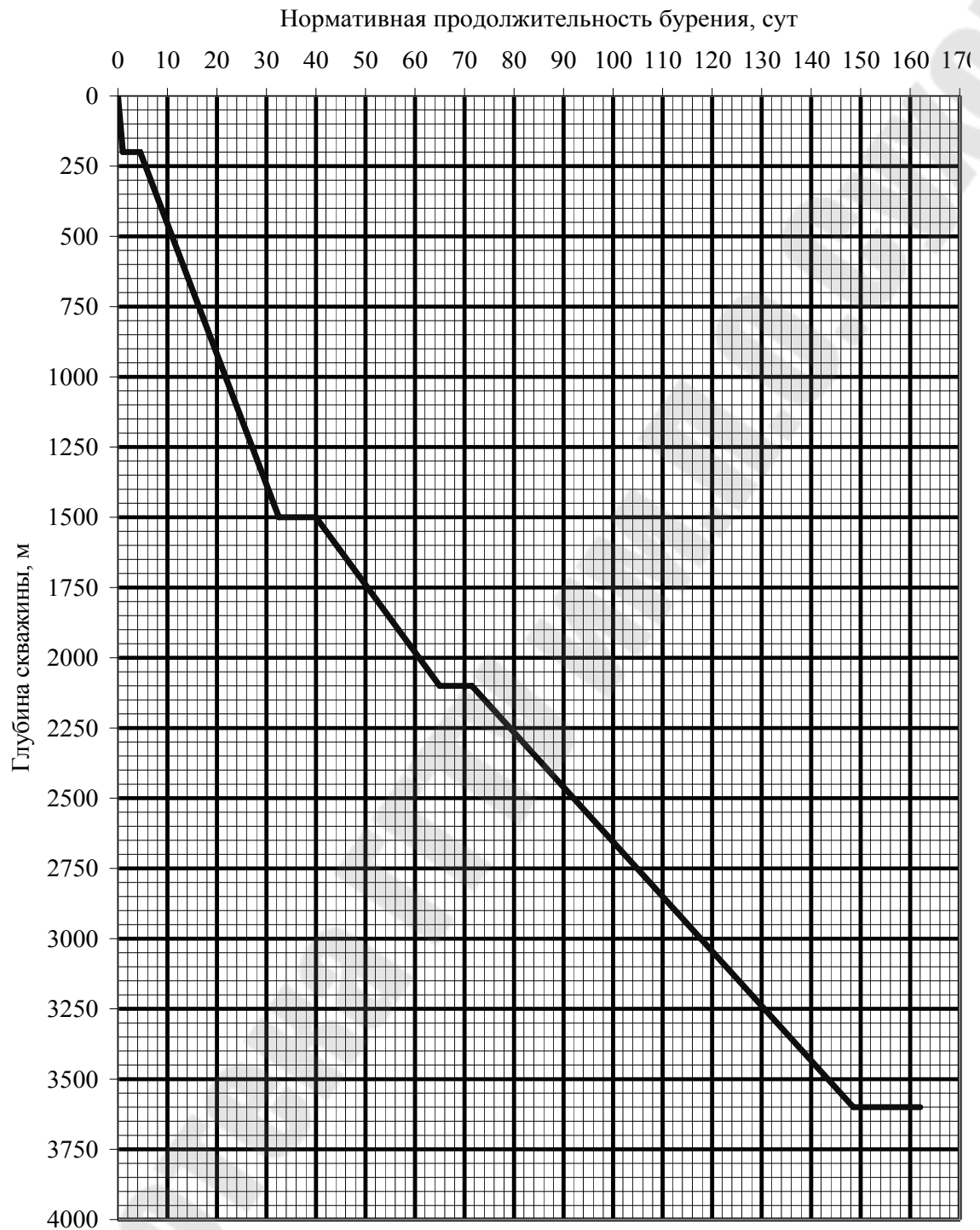


Рис. 2.2. Технологический график строительства скважины глубиной 3600 м

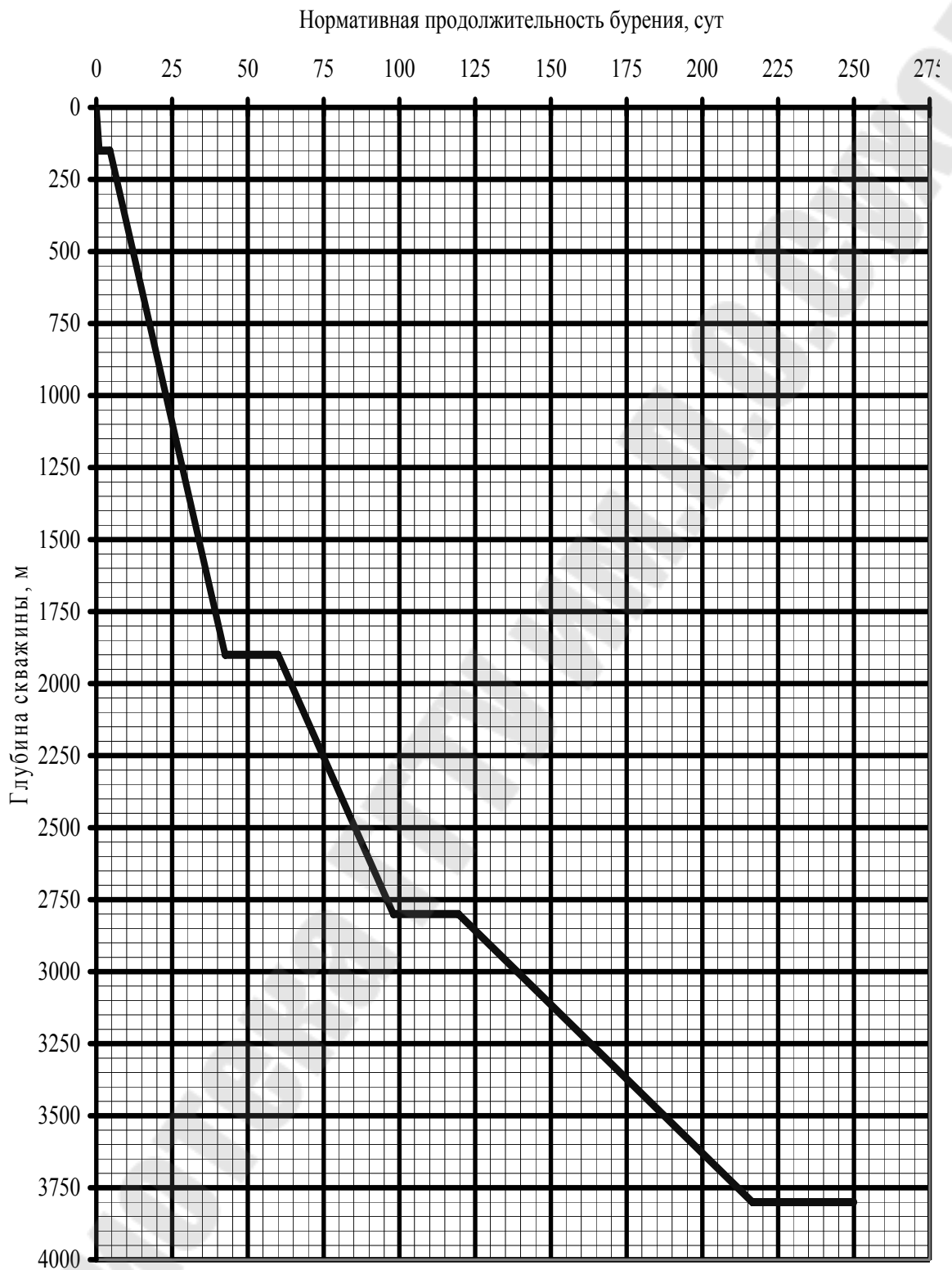


Рис. 2.3. Технологический график бурения скважины  
глубиной 3800 м

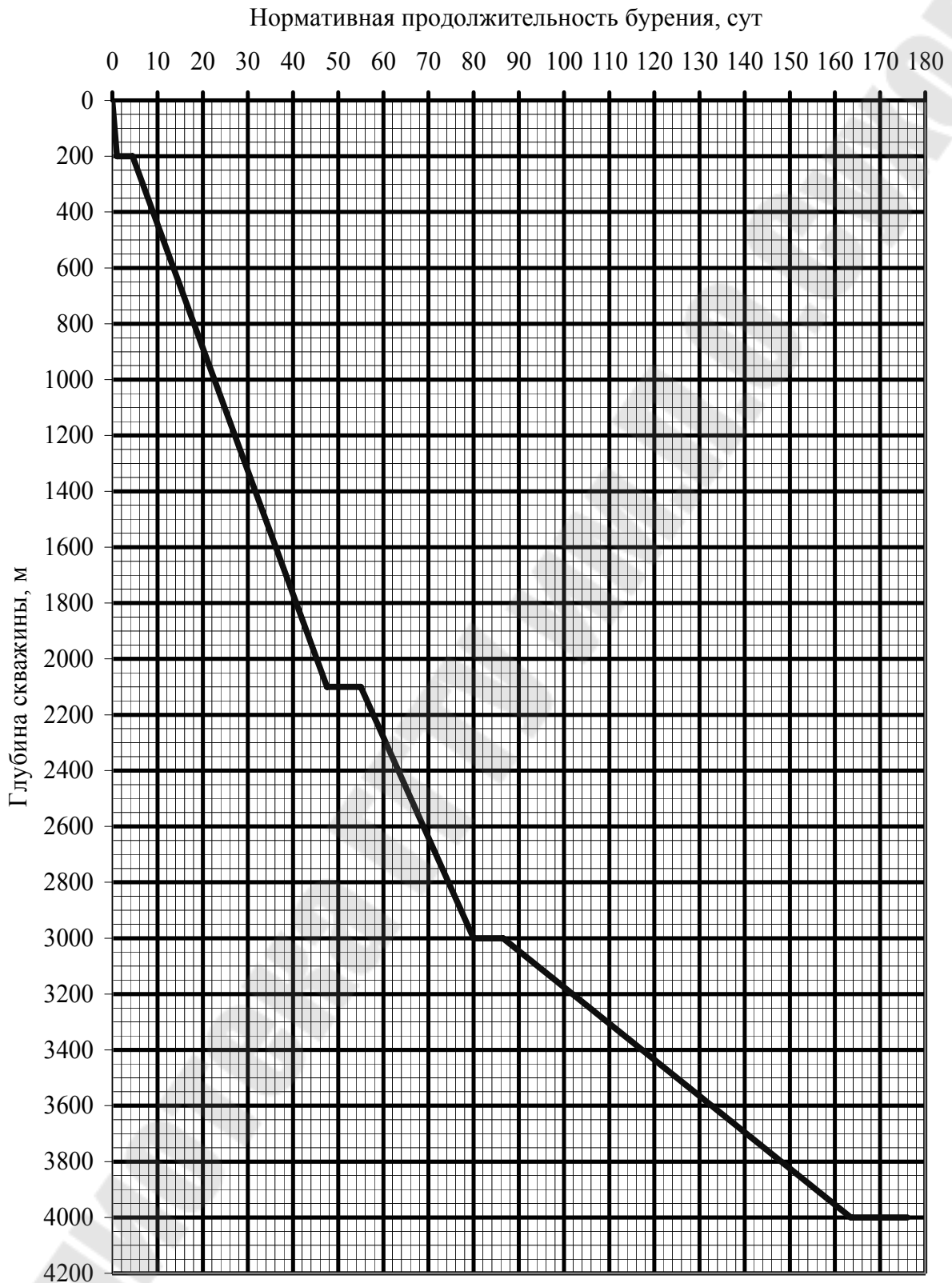


Рис. 2.4. Технологический график бурения скважины  
глубиной 4000 м



## Пример решения задачи по теме 2

Разработать план-график строительства скважин УБР и определить основные показатели характеризующие работу УБР и буровых бригад, по данным таблицы 2.1:

Таблица 2.1

Номер скважины	Номер буровой бригады	Тип буровой установки	Глубина проектная, м	Пласт (проектный)	Забой на начало года
101	1	ЗД-86	2500	Ptr-zd	2100
201	2	ЗД-86	3600	Sm	1800
302	3	ЗД-86	3800	Sm	1500
403	4	ЗД-86	4000	Sm	1000
105	5	ЗД-86	2500	Ptr-zd	800
406	6	ЗД-86	4000	Sm	300

### Решение

Определяем проходку за январь для бригады № 1, которая осуществляет бурение скважины № 101 проектной глубиной – 2500 м, и достигшей на начало года забоя – 1250 м, расчеты проводятся следующим образом:

По графику рис. 2.1, на шкале глубина скважины определяем 1250 метров, с данной точки проводим линию, параллельную нормативной продолжительности бурения до пересечения с линией графика бурения, с точки пересечения проводим линию, параллельную глубине скважины до пересечения линии нормативной продолжительности бурения, на которой отмечаем точку и определяем значения продолжительности бурения 41,5 сут, (рис. 2.1). Это означает, что буровая бригада за 41,5 сут нормативной продолжительности набурила 1250 м.

Определяем нормативную продолжительность на конец планируемого периода (с нарастающим итогом) по формуле (2.2):

$$t_{п.кон} = 41,5 + 31 = 72,5 \text{ сут,}$$

$t_{п.п} = 31$  сут – нормативная продолжительность бурения в январе.

Определяем проходку за январь для бригады № 1 по значению нормативной продолжительности в планируемом периоде с нарастающим итогом 72,5 сут. Для этого определяем точку на линии нормативной продолжительности бурения скважины, с которой прово-

дим линию, параллельную глубине скважины до пересечения с линией бурения. С точки пересечения проводим линию, параллельную нормативной продолжительности бурения до пересечения с линией глубины скважины, на которой определяем значения проходки (с нарастающим итогом) 2500 м (рис. 2.1).

Проходка в планируемом периоде определяется по формуле (2.3), как разность значений на конец и начало планируемого периода:

$$l_{\text{п.январь}} = 2500 - 1250 = 1250 \text{ м.}$$

Результаты расчетов заносим в таблицу 2.3, план-график строительства скважин по УБР на расчетный год.

Месячную проходку по УБР определяем как сумму месячной проходки по каждой скважине по формуле (2.4).

$$l_{\text{п.мес}} = 1250 + 550 + 500 + 1100 + 900 + 1350 = 5650 \text{ м.}$$

Количество станко-суток бурения и крепления определяем в планируемом периоде по формуле (2.5):

$$t_{\text{п.сут}} = 31 + 31 + 31 + 31 + 31 + 31 = 186 \text{ сут.}$$

Количество станков-месяцев бурения и крепления определяем в планируемом периоде по формуле (2.6):

$$t_{\text{п.мес}} = \frac{186}{30} = 6,2 \text{ станко-мес.}$$

Коммерческую скорость бурения определяем по формуле:

$$v = \frac{5650}{6,2} = 911,3 \text{ м/станко-мес.}$$

Число скважин, начинаемых бурением и заканчиваемых строительством, определяется прямым счетом.

Аналогично определяем данные показатели по другим планируемым периодам и бригадам. Результаты расчетов вписываем в табл. 2.3 и 2.4.

Таблица 2.3

**План-график строительства скважин на расчетный год по УБР  
(Эксплуатационное бурение)**

Номер скважины	Номер буровой бригады	Тип буровой установки	Глубина, м сут-бурения	Пласт (проектный)	Забой на начало года	Строительство и монтаж БУ		Бурение		Дата окончания испытания	Дата окончания демонтажа
						начало	окончание	начало	окончание		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	1-	11	12
101	1	3Д-86	2500	Ptr-zd	1250				9,02	16,02	23,02
			сут								
102	1	3Д-86	2500	Ptr-zd	0	3,01	16,02	17,02	9,05	17,05	26,05
			сут								
301	1	3Д-86	3800	sm	0	12,04	19,05	20,05			
			сут								
201	2	3Д-86	3600	sm	1800				19,04	27,04	7,05
			сут								
202	2	3Д-86	3600	sm	0	7,04	28,04	29,4	7,10	18,10	28,10
			сут								
401	2	3Д-86	4000	sm	0	24,09	20,10	21,10			
			сут								
302	3	3Д-86	3800	sm	1500				6,08	17,08	25,08
			сут								
402	3	3Д-86	4000	sm	0	2,08	18,08	19,08			
			сут								

Продолжение табл. 2.3

Номер скважины	Номер буровой бригады	Тип буровой установки	Глубина, м суг-бурения	Пласт (проектный)	Забой на начало года	Строительство и монтаж БУ		Бурение		Дата окончания испытания	Дата окончания демонтажа
						начало	окончание	начало	окончание		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	1-	11	12
403	4	3Д-86	4000	sm	1000				24,05	3,06	11,06
			сут								
103	4	3Д-86	2500	Ptr-zd	0	5,05	4,06	5,06	29,08	11,09	20,09
			сут								
104	4	3Д-86	2500	Ptr-zd	0	12,08	10,09	12,09	6,12	17,12	24,12
			сут								
203	4	3Д-86	3600	sm	0	20,11	18,12	20,12			
			сут								
105	5	3Д-86	2500	Ptr-zd	800				5,03	14,03	24,03
			сут								
404	5	3Д-86	4000	sm	0	11,02	14,03	15,03	29,08	12,09	21,09
			сут								
405	5	3Д-86	4000	sm	0	10,09	12,09	12,09			
			сут								
406	6	3Д-86	4000	sm	300				19,06	30,06	10,07
			сут								
106	6	3Д-86	2500	Ptr-zd	0	22,05	1,07	2,07	21,09	2,10	9,10
			сут								

Продолжение табл. 2.3

Номер скважины	Номер буровой бригады	Тип буровой установки	Глубина, м сут-бурения	Пласт (проектный)	Забой на начало года	Строительство и монтаж БУ		Бурение		Дата окончания испытания	Дата окончания демонтажа
						начало	окончание	начало	окончание		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	1-	11	12
107	6	ЗД-86	2500	Ptr-zd	0	1,09	2,10	4,10	24,12		
			сут								
Проходка, м											
Объем бурения, станко-сут											
Объем бурения, станко-мес											
Число скважин, заканчиваемых строительством											
Скорость бурения, м/ст.-мес											
Число скважин, начинаемых бурением											

Продолжение табл. 2.3

Номер скважины	Распределение проходки и времени бурения (м, сут)							
	I квартал				II квартал			
	январь	февраль	март	Итого	апрель	май	июнь	Итого
1	13	14	15	16	17	18	19	20
101	1250			1250				
	31	9		40				

Продолжение табл. 2.3

Номер скважины	Распределение проходки и времени бурения (м, сут)							
	I квартал				II квартал			
	январь	февраль	март	Итого	апрель	май	июнь	Итого
<b>1</b>	<b>13</b>	<b>14</b>	<b>15</b>	<b>16</b>	<b>17</b>	<b>18</b>	<b>19</b>	<b>20</b>
102		450	875	1325	1125	50		1175
		12	31	43	30	9		39
301						500	1400	1900
						12	30	42
201	550	550	625	1725	100			100
	31	28	31	90	19			19
202					200	1300	550	2050
					2	31	30	63
401								0
302	500	650	200	1350	350	220	330	900
	31	28	31	90	30	31	30	91
402								0
403	1100	900	450	2450	350	200		550
	31	28	31	90	30	24		54
103							900	900
							26	26
104								0

Продолжение табл. 2.3

Номер скважины	Распределение проходки и времени бурения (м, сут)							
	I квартал				II квартал			
	январь	февраль	март	Итого	апрель	май	июнь	Итого
<b>1</b>	<b>13</b>	<b>14</b>	<b>15</b>	<b>16</b>	<b>17</b>	<b>18</b>	<b>19</b>	<b>20</b>
203								0
105	900	800		1700				0
	31	28	5	64				
404			750	750	1350	850	300	2500
			17	17	30	31	30	91
405								0
406	1350	800	650	2800	400	400	100	900
	31	28	31	90	30	31	19	80
106								0
107								0
	5650	4150	3550	13350	3875	3520	3580	10975
	186	161	177	524	171	169	165	505
	6,2	5,37	5,90	17,47	5,70	5,63	5,50	16,83
		1	1	2	2		2	4
	911,29	773,3	601,7	764,3	679,8	624,9	650,9	652,0
		1	1	2	1	1	1	3

Продолжение табл. 2.3

Номер скважины	Распределение проходки и времени бурения (м, сут)								Проходка всего за год, м
	III квартал				IV квартал				
	июль	август	сентябрь	Итого	октябрь	ноябрь	декабрь	Итого	
1	21	22	23	24	25	26	27	28	29
101									1250
									40
102									2500
									82
301	350	550	200	1100	400	300	100	800	3800
	31	31	30	92	31	30	31	92	226
201				0				0	1825
									109
202	500	600	450	1550				0	3600
	31	31	30	92	7				155
401				0	350	1450	900	2700	2700
					10	30	31	71	71
302	50			50				0	2300
	31	6		37					218
402		600	1300	1900	900	400	525	1825	3725
		13	30	43	31	30	31	92	135
403				0				0	3000
									144



Продолжение табл. 2.3

Номер скважины	Распределение проходки и времени бурения (м, сут)								Проходка всего за год, м
	III квартал				IV квартал				
	июль	август	сентябрь	Итого	октябрь	ноябрь	декабрь	Итого	
<b>1</b>	<b>21</b>	<b>22</b>	<b>23</b>	<b>24</b>	<b>25</b>	<b>26</b>	<b>27</b>	<b>28</b>	<b>29</b>
103	850	750		1600				0	2500
	31	29		60					86
104			700	700	875	925		1800	2500
			19	19	31	30	6	67	86
203				0			550	550	550
							12	12	12
105				0				0	1700
									64
404	400	350		750				0	4000
	31	29		60					168
405			850	850	1250	900	350	2500	3350
			19	19	31	30	31	92	111
406				0				0	3700
									170
106	1100	850	550	2500				0	2500
	30	31	21	82					82
107				0	1000	800	700	2500	2500
					28	30	24	82	82
	3250	3700	4050	11000	4775	4775	3125	12675	48000
	185	170	149	504	169	180	166	508	2041

Продолжение табл. 2.3

Номер скважины	Распределение проходки и времени бурения (м, сут)								Проходка всего за год, м
	III квартал				IV квартал				
	июль	август	сентябрь	Итого	октябрь	ноябрь	декабрь	Итого	
<b>1</b>	<b>21</b>	<b>22</b>	<b>23</b>	<b>24</b>	<b>25</b>	<b>26</b>	<b>27</b>	<b>28</b>	<b>29</b>
	6,17	5,67	4,97	16,80	5,63	6,00	5,53	16,93	68,03
		1	2	3	2		1	3	12
	527,0	652,9	815,4	654,8	847,6	795,8	564,8	748,5	705,5
	1	1	2	4	2		1	3	12

Таблица 2.4

**Основные показатели работы буровых бригад**

Показатель	Бригада						Всего по УБР, м
	1	2	3	4	5	6	
Проходка, м	7550	8125	6025	8550	9050	8700	48000
Объем бурения, станко-сут	348	335	353	328	343	334	2041
Объем бурения, станко-мес	11,6	11,2	11,8	10,9	11,4	11,1	68,03
Число скважин, заканчиваемых строительством	2	2	1	3	2	2	12
Скорость бурения, м/станко-мес	650,9	727,6	512,0	782,0	791,5	781,4	705,5
Число скважин, начинаемых бурением	2	2	1	3	2	2	12

## **Задачи для самостоятельного решения по теме 2**

Разработать план-график строительства скважин УБР и определить основные показатели, характеризующие работу УБР и буровых бригад, используя технологические графики строительства скважин (рис. 2.1–2.4) и данные таблицы 2.5.

*Таблица 2.5*

<b>Номер задачи</b>	<b>Забой на начало года по буровым бригадам, м</b>							
	<b>Бригада</b>							
	<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>	<b>4</b>	<b>5</b>	<b>6</b>	<b>7</b>	<b>8</b>
	<b>Проектная глубина скважин, м</b>							
	<b>2500</b>	<b>3600</b>	<b>3800</b>	<b>4000</b>	<b>2500</b>	<b>3600</b>	<b>3800</b>	<b>4000</b>
1	500	800	1600	2800	650	950	1750	2950
2	600	3000	800	1100	750	3150	–	–
3	300	3300	500	800	450	3450	–	–
4	800	2800	1000	1300	950	2950	1150	–
5	100	3500	300	600	250	3350	450	–
6	200	3400	400	700	350	3550	550	850
7	300	3300	500	800	450	3450	650	950
8	400	3200	600	900	550	3350	750	–
9	500	3100	700	1000	650	3250	850	1150
10	600	3000	800	1100	750	3150	950	1250
11	700	2900	900	1200	850	3050	1050	1350
12	800	2800	1000	1300	950	2950	–	–
13	900	2700	1100	1400	1050	2850	1250	1550
14	1000	2600	1200	1500	1150	2750	1350	1650
15	1100	2500	1300	1600	1250	2650	–	–
16	1200	2400	1400	1700	1350	2550	1550	–
17	1300	2300	1500	1800	1450	2450	1650	1950
18	1400	2200	1600	1900	1550	2350	1750	–
19	1500	2100	1700	2000	1650	2250	–	–
20	1600	2000	1800	2100	1750	2150	1950	–
21	1700	1900	1900	2200	1850	2050	2050	–
22	1800	1800	2000	2300	1950	1950	2150	2450
23	1900	1700	2100	2400	2050	1850	2250	–
24	2000	1600	2200	2500	2150	1750	2350	2650
25	2100	1500	2300	2600	2250	1650	2450	2750
26	2200	1400	2400	2700	2350	1550	2550	2850
27	2300	1300	2500	2800	2450	1450	2650	2950

Номер задачи	Забой на начало года по буровым бригадам, м							
	Бригада							
	1	2	3	4	5	6	7	8
	Проектная глубина скважин, м							
	2500	3600	3800	4000	2500	3600	3800	4000
28	1000	2600	1200	1500	1150	2750	1350	1650
29	900	2700	1100	1400	1050	2850	1250	–
30	800	2800	1000	1300	950	2950	1150	–

### Тема 3. Разработка программы производственной деятельности нефтедобывающего предприятия. Планирование (прогнозирование) добычи нефти

#### *Теоретические аспекты*

Для целей планирования выделяют две категории скважин эксплуатационного фонда – старые и новые.

К категории старых относятся скважины, которые впервые были введены в эксплуатацию на нефть (газ) в предыдущие годы, т. е. до 1 января отчетного года: перешедшие с прошлого года, т. е. старые скважины, которые на 1 января отчетного года находились в действующем фонде; восстановленные из бездействия, т. е. старые скважины, которые в прошлые годы давали нефть (газ), но были остановлены до 1 декабря предыдущего года и на 1 января текущего года числились в бездействии или вообще были исключены из эксплуатационного фонда и числились в других группах скважин.

К категории новых относятся скважины, которые в отчетном году впервые введены в эксплуатацию на нефть (газ) из бурения или из освоения после бурения прошлых лет, а также переведены из других групп, если они ранее не эксплуатировались на нефть (газ).

При планировании (прогнозировании) добыча нефти рассчитывается как сумма добычи нефти из старых (переходящих) и новых скважин:

$$Q_{t+1} = Q_{ct+1} + Q_{cbt+1} + Q_{nt+1}, \quad (3.1)$$

где  $Q_{t+1}$  – добыча нефти в планируемом году;  $Q_{ct+1}$  – добыча нефти в планируемом году из перешедших с прошлого года (старых) скважин;  $Q_{cbt+1}$  – добыча нефти в планируемом году из новых скважин,

введенных в эксплуатацию в предшествующем году;  $Q_{нт+1}$  – добыча нефти в планируемом году из новых скважин, которые предусмотрено ввести в эксплуатацию из бурения, а также из освоения с прошлых лет;  $t+1$  – индекс планируемого года;  $t$  – индекс года, предшествующего планируемому.

Добыча нефти из старых скважин определяется из соотношения:

$$Q_{ct+1} = (Q_{ct} + (q_t \cdot N_t \cdot t_p)) K_{нт+1}, \quad (3.2)$$

где  $Q_{ct}$  – добыча из старых скважин в предыдущем году, т;  $q_t$  – средний дебит из скважин введенных в эксплуатацию в предшествующем году, т;  $N_t$  – количество новых скважин, введенных в эксплуатацию в предшествующем году;  $K_{нт+1}$  – коэффициент изменения добычи нефти в планируемом году.

При этом число дней работы переходящих новых скважин ( $t_p$ ) принимается равным

$$t_p = 365 \cdot K_э, \quad (3.3)$$

$$Q_{ct} = \sum_{i=1}^{i=n} Q_i, \quad (3.4)$$

где  $Q_i$  – добыча по каждой старой скважине в предыдущем году, т.;  $K_э$  – коэффициент эксплуатации;

Коэффициент изменения содержания нефти  $K_{ft+1}$  – определяется как отношение, предусмотренного технологической схемой (проектом), разработки содержания нефти по переходящим скважинам в планируемом году  $f_{ct+1}$  к расчетному содержанию нефти по этим же скважинам (старым + новым, введенным в предшествующем году), если бы их обводненность осталась на уровне прошлого года  $f_{пт+1}$ , т. е.

$$K_{ft+1} = \frac{f_{ct+1}}{f_{пт+1}}. \quad (3.5),$$

Изменение добычи, вследствие увеличения или уменьшения дебита жидкости по скважинам, учитывается коэффициентом  $K_{qt+1}$ .

Коэффициент изменения среднего дебита жидкости по старым скважинам в планируемом году определяется как отношение, предусмотренного технологической схемой (проектом), дебита переходящих скважин в планируемом году  $q_{сжт+1}$  к расчетному дебиту  $q_{ржт+1}$

тех же скважин (старые + новые, введенные в эксплуатацию в предшествующем году), если бы их дебиты остались неизменными

$$K_{qt+1} = \frac{q_{сжт+1}}{q_{ржт+1}}. \quad (3.6)$$

Изменение фонда старых скважин связано главным образом с выходом скважин из эксплуатации из-за обводнения в связи с подходом закачиваемой воды или переводом части скважин под нагнетание воды.

Для количественного выражения этого фактора, влияющего на темп падения добычи нефти, вводится коэффициент изменения числа старых скважин  $K_{пт+1}$ . Этот коэффициент определяется как отношение рассчитанной в технологических схемах (проектах) продолжительности работы переходящих скважин с учетом выбытия из эксплуатации обводняющихся скважин  $T_{спт+1}$  к расчетной продолжительности работы переходящих скважин в планируемом году  $T_{рпт+1}$  без учета выбытия:

$$K_{пт+1} = \frac{T_{спт+1}}{T_{рпт+1}}. \quad (3.7)$$

Таким образом, коэффициент изменения определяется как произведение трех параметров, представляющих изменение доли нефти в продукции, среднего дебита скважины по жидкости и числа действующих скважин

$$K_{ит+1} = K_{фт+1} \cdot K_{qt+1} \cdot K_{пт+1}. \quad (3.8)$$

Добычу по старым скважинам, восстановленным из бездействия, определяют по каждой скважине отдельно и суммируют:

$$\sum Q_{свт+1} = \sum_{i=1}^n Q_{свт+1}, \quad (3.9)$$

где  $Q_{свт+1}$  – добыча за планируемый период по каждой восстановленной из бездействия скважине:

$$Q_{свт+1} = q_{свт+1} \cdot m_{t+1} \cdot K_{ит+1}, \quad (3.10)$$

где  $q_{свт+1}$  – начальный дебит, с которого скважина восстанавливается в эксплуатации;  $m_{t+1}$  – число дней работы скважины в планируемом периоде, зависящее от даты ввода ее в эксплуатацию.

Ввод в эксплуатацию новых добывающих скважин в планируемом году определяется по формуле:

$$N_{н.т+1} = N_{н.э.т+1} + N_{н.р.т+1} + N_{н.о.т+1}, \quad (3.11)$$

где  $N_{н.э.т+1}$  – число скважин, вводимых из эксплуатационного бурения, скв.;  $N_{н.р.т+1}$  – число скважин, вводимых из разведочного бурения, скв.;  $N_{н.о.т+1}$  – число скважин, вводимых из освоения прошлых лет, скв.

Число дней работы одной новой добывающей скважины в планируемом году по  $i$ -му месторождению рассчитывается, исходя из месячного графика ввода новых скважин в эксплуатацию, разработанного с учетом планируемых сроков окончания строительства скважин, нормативной продолжительностью их обустройства и освоения, сезонных условий выполнения этих работ и производственных мощностей буровых организаций, осуществляющих бурение на конкретных месторождениях. На ввод новых скважин в эксплуатацию действует «Регламент ввода в эксплуатацию скважин из бурения» (табл. 3.1).

Таблица 3.1

**Регламент ввода в эксплуатацию скважин из бурения**

№ п/п	Наименование работ	Срок исполнения (рабочие дни)		Ответственный исполнитель
		лето	зима	
1	Сдача бурового станка ВМУ	1	1	СУБР
2	Освобождение площадки от бурового станка	6	8	ВМУ
3	Подготовка площадки, обустроенной под А-50			
3.1	Нагнетательная	15	15	НСС
3.2	Фонтанная	15	15	НСС
3.3	Оборудованной ЭЦН	15	15	НСС
3.4	Оборудованной СКН	19	19	НСС
4	Сдача скважины, площадки и обустройства заказчику	1	1	СУБР, НСС
5	Ввод скважины в эксплуатацию	3	3	НГДУ
6	Итого			
6.1	Нагнетательная	26	28	
6.2	Фонтанная	26	28	
6.3	Оборудованной ЭЦН	26	28	
6.4	Оборудованной СКН	30	32	

Величина среднесуточного дебита новых скважин по нефти определяется в технологическом проекте его разработки на основании равных продуктивностей пласта, на котором размещаются новые добывающие скважины, проектируемые к вводу в эксплуатацию в планируемом году, после чего средний дебит по месторождению рассчитывается как средневзвешенная величина по группам скважин равной продуктивности.

В учебных целях величина среднесуточного дебита новых скважин, вводимых в эксплуатацию в соответствии с планом-графиком строительства скважин (тема 2) в планируемом году, принимается по таблице 3.2 в зависимости от разрабатываемой залежи.

Коэффициент эксплуатации скважин определяется на основе анализа данных отчетных значений этого коэффициента с учетом осуществления мер по сокращению времени ремонта скважин, удлинению межремонтного периода за счет повышения качества ремонта, предупреждения аварий.

Таблица 3.2

**Величина среднесуточного дебита новых скважин**

Залежь	Предполагаемый среднесуточный дебит, т/сут			
	2500	3600	3800	4000
Sr	12–26	14–30	18–32	14–35
Vr-Iп	8–16	12–21	15–40	7–16
Sm	11–18	3–15	7–12	26–42
Zd-Iвп	9–21	15–33	19–29	16–25
Ptr-zd	14–27	11–28	12–36	8–18

Число дней работы восстановленных скважин в планируемом году, в учебных целях, принимается от 130 до 150.

***Пример решения задачи по теме 3***

Определить планируемую добычу нефти из старых (переходящих) и новых скважин. Определить число дней работы новой скважины, планируемую (прогнозируемую) добычу нефти по способам эксплуатации. Для решения задачи используется разработанный план-график строительства скважин (тема 2). Для определения планируемой (прогнозируемой) добычи нефти по новым скважинам и следующие данные:



$q_{t-1} = 25,9 \text{ т}$  – средний дебит из скважин, перешедших с прошлого года (старых) скважин, т;

$\Phi = 210$  скв. – среднегодовой фонд добывающих скважин, перешедших с прошлого года (старых) скважин;

$K_{\phi} = 0,985$  – коэффициент эксплуатации;

$N_{\text{в}} = 6$  скв. – среднегодовое количество добывающих скважин, выбывающих из эксплуатации в планируемом году;

$f_{\text{ст}+1} = 63,8 \%$  – содержание нефти по переходящим скважинам в планируемом году;

$f_{\text{пт}+1} = 64,5 \%$  – расчетное содержание нефти по скважинам (старые + новые, введенные в предшествующем году);

$q_{\text{свт}+1} = 15$  т/сут – начальный дебит, с которого скважина восстанавливается в эксплуатации;

$m_{t+1} = 140$  сут – число дней работы скважины в планируемом периоде;

$N_{\text{вт}+1} = 10$  скв. – количество восстановленных из бездействия скважин, вводимых в планируемом году.

#### *Решение*

Определяем коэффициент изменения содержания нефти по формуле (3.5)

$$K_{f_{t+1}} = \frac{63,8}{64,5} = 0,99.$$

Определяем коэффициент изменения добычи, вследствие увеличения или уменьшения дебита жидкости по скважинам по формуле (3.6)

$$K_{q_{t+1}} = \frac{40,4}{40,64} = 0,99.$$

Определяем, предусмотренный технологической схемой (проектом), дебит переходящих скважин в планируемом году по формуле:

$$q_{\text{сжт}+1} = \frac{q_{t-1}}{f_{\text{ст}+1}} \cdot 100, \quad (3.12)$$
$$q_{\text{сжт}+1} = \frac{25,8}{63,8} \cdot 100 = 40,4 \text{ т/сут.}$$

Определяем дебит переходящих скважин, если бы их дебиты остались неизменными по формуле (3.12)

$$q_{ржт+1} = \frac{25,9}{63,8} \cdot 100 = 40,64 \text{ т/сут.}$$

Определяем коэффициент изменения числа старых скважин по формуле (3.7)

$$K_{пт+1} = \frac{T_{спт+1}}{T_{пт+1}}.$$

Определяем по технологическим схемам (проектам) продолжительности работы переходящих скважин с учетом выбытия из эксплуатации скважин по формуле:

$$T_{спт+1} = (\Phi - N_{в}) 365 \cdot K_{э}, \quad (3.13)$$

где  $\Phi$  – среднегодовой фонд добывающих скважин, перешедших с прошлого года (старых) скважин;  $N_{в}$  – среднегодовое количество добывающих скважин, выбывающих из эксплуатации в планируемом году

$$T_{спт+1} = (210 - 6) \cdot 365 \cdot 0,985 = 73412 \text{ сут.}$$

Определяем расчетную продолжительность работы переходящих скважин в планируемом году  $T_{пт+1}$  без учета выбытия по формуле (3.13):

$$T_{пт+1} = 210 \cdot 365 \cdot 0,985 = 75570 \text{ сут.}$$

$$K_{пт+1} = \frac{73412}{75570} = 0,97.$$

Определяем коэффициент изменения добычи нефти в планируемом году по формуле (3.8):

$$K_{нт+1} = 0,99 \cdot 0,99 \cdot 0,97 = 0,955.$$

Определяем добычу нефти из старых скважин по формуле (3.2):

$$Q_{ст} = 210 \times 365 \cdot 25,9 \cdot 0,985 = 1955456,5 \text{ т.}$$

$$Q_{ст+1} = (1955456,5 + 75859,8) 0,955 = 1939907 \text{ т.}$$

Определяем добычу нефти из скважин, введенных в эксплуатацию в предшествующем году по формуле

$$Q_{ст-пред} = (q_t \cdot N_t \cdot t_p \cdot K_{э}).$$

Только в учебных целях добычу нефти из скважин, введенных в эксплуатацию в предшествующем году, определяем по скважинам, которые будут введены в эксплуатацию в планируемом году. Так, скважина 101 эксплуатируется фонтанным способом, дебит нефти составляет – 17 т/сут.

$$Q_{101\text{-пред}} = 17 \cdot 1 \cdot 365 \cdot 0,985 = 6111,9 \text{ т.}$$

Аналогично определяем добычу нефти по всем остальным скважинам введенных в эксплуатацию в предшествующем году, и результаты вписываем в таблицу 3.4.

Определяем добычу нефти из старых скважин, восстановленных из бездействия по формулам (3.9) и (3.10).

$$Q_{\text{свт}+1} = 15 \cdot 140 \cdot 0,985 = 2068,5 \text{ т,}$$

$$Q_{\text{свт}+1} = 2068,5 \cdot 10 = 20685.$$

Определяем добычу нефти из новых скважин, которые будут введены в эксплуатацию в планируемом году.

Определяем число дней работы новых добывающих скважины в планируемом году, исходя из помесечного графика ввода новых скважин в эксплуатацию, с учетом планируемых сроков окончания строительства скважин и нормативной продолжительности их обустройства по таблице 3.1. Так, на скважине 101 работы по демонтажу бурового станка завершились 23 февраля. Скважину планируется эксплуатировать фонтанным способом. Ввод в эксплуатацию 13 марта. Следовательно, число дней работы скважины в марте составляет – 18 дней, в апреле – 30 дней и т. д. Результаты заносим в таблицу 3.4.

Определяем дебит из новых скважин, которые будут введены в эксплуатацию по таблице 3.1. Для скважины 101 глубиной 2500 м и разрабатываемой залежи ptr-zd, принимается – 17 т/сут. Результаты заносим в таблицу 3.4.

Определяем добычу нефти в марте из новой скважины 101 глубиной 2500 м и разрабатываемой залежи ptr-zd:

$$Q_{101\text{-мар}} = 17 \cdot 18 = 306 \text{ т.}$$

Производим расчеты по всем вводимым в эксплуатацию скважинам и планируемым периодам года. Результаты заносим в таблицу 3.4

Определяем планируемую (прогнозируемую) добычу по формуле (3.1):

$$Q_{t+1} = 1939907 + 20685 + 32109 = 1992701 \text{ т.}$$

По данным таблицы 3.4 определяем планируемую (прогнозируемую) добычу нефти по способам эксплуатации и результаты заносим в таблицу 3.3.

Таблица 3.3

**Планируемая добыча нефти по способам эксплуатации**

Способ эксплуатации	Предшествующий год		Планируемый год	
	Добыча, т	%	Добыча, т	%
Фонтанный	41544,9	57,35	19523,0	60,80
ЭЦН	24034,2	33,18	11586,0	36,08
СКН	6866,9	9,48	1000,0	3,11
<i>Итого</i>	72446,1	100	32109,0	100,00

Таблица 3.4

## Расчет добычи нефти из новых скважин, вводимых в планируемом году

Номер скважины	Глубина, м	Пласт (проектный)	Способ эксплуатации	Дата окончания демонтажа	Дата ввода в эксплуатацию	Дебит, т/сут	Январь	
							31	
							Число дней работы	Добыча, т
101	2500	ptr-zd	Фон.	23 февр.	13 марта	17		0
102	2500	ptr-zd	ЭЦН	26 май	11 июнь	15		0
201	3600	Sm	ЭЦН	07 май	26 май	12		0
202	3600	Sm	СКН	28 окт.	20 нояб.	10		0
302	3800	Sm	ЭЦН	25 авг.	13 сент.	14		0
403	4000	Sm	Фон.	11 июнь	30 июня	35		0
103	2500	ptr-zd	ЭЦН	20 сент.	09 окт.	18		0
104	2500	ptr-zd	ЭЦН	24 дек.		16		0
105	2500	ptr-zd	ЭЦН	24 марта	12 апр.	11		0
404	4000	Sm	Фон.	21 сент.	10 окт.	36		0
406	4000	Sm	Фон.	10 июля	29 июля	33		0
106	2500	ptr-zd	СКН	9 окт.	02 нояб.	10		0
	<i>Итого</i>						0	

Продолжение табл. 3.4

Номер скважины	Февраль		Март		I квартал		Апрель	
	28		31				30	
	Число дней работы	Добыча, т	Число дней работы	Добыча, т	Число дней работы	Добыча, т	Число дней работы	Добыча, т
101		0	18	306	18	306	30	510
102		0		0				



Продолжение табл. 3.4

Номер скважины	Май		Июнь		II квартал		Июль	
	31		31				31	
	Число дней работы	Добыча, т	Число дней работы	Добыча, т	Число дней работы	Добыча, т	Число дней работы	Добыча, т
302								
403			1	35	1	35	31	1085
103								
104								
105	31	341	30	330	79	869	31	341
404								
406							2	66
106								
	67	928	110	1520	225	3156	157	2856

55

Продолжение табл. 3.4

Номер скважины	Август		Сентябрь		III квартал		Октябрь	
	31		30				31	
	Число дней работы	Добыча, т	Число дней работы	Добыча, т	Число дней работы	Добыча, т	Число дней работы	Добыча, т
101	31	527	30	510	92	1564	31	527
102	31	465	30	450	92	1380	31	465
201	31	372	30	360	92	1104	31	372
202								
302			17	238	17	238	31	434
403	31	1085	30	1050	92	3220	31	1085

Продолжение табл. 3.4

Номер скважины	Август		Сентябрь		III квартал		Октябрь	
	31		30				31	
	Число дней работы	Добыча, т	Число дней работы	Добыча, т	Число дней работы	Добыча, т	Число дней работы	Добыча, т
103							22	396
104								
105	31	341	30	330	92	1012	31	341
404							21	756
406	31	1023	30	990	63	2079	31	1023
106								
	186	3813	197	3928	540	10597	260	5399

Продолжение табл. 3.4

Номер скважины	Ноябрь		Декабрь		IV квартал		Год	
	30		31					
	Число дней работы	Добыча, т	Число дней работы	Добыча, т	Число дней работы	Добыча, т	Число дней работы	Добыча, т
101	30	510	31	527	92	1564	293	4981
102	30	450	31	465	92	1380	203	3045
201	30	360	31	372	92	1104	219	2628
202	10	100	31	310	41	410	41	410
302	30	420	31	434	92	1288	109	1526
403	30	1050	31	1085	92	3220	185	6475
103	30	540	31	558	83	1494	83	1494
104				0	0	0	0	0



Продолжение табл. 3.4

Номер скважины	Ноябрь		Декабрь		IV квартал		Год	
	30		31					
	Число дней работы	Добыча, т	Число дней работы	Добыча, т	Число дней работы	Добыча, т	Число дней работы	Добыча, т
105	30	330	31	341	92	1012	263	2893
404	30	1080	31	1116	82	2952	82	2952
406	30	990	31	1023	92	3036	155	5115
106	28	280	31	310	59	590	59	590
	308	6110	341	6541	909	18050	1692	32109

### Задачи для самостоятельного решения по теме 3

Определить планируемую добычу нефти из старых (переходящих) и новых скважин, определить число дней работы новой скважины, планируемую (прогнозируемую) добычу нефти по способам эксплуатации. Для решения задачи используется разработанный план-график строительства скважин (тема 2) и данные таблицы 3.5.

Таблица 3.5

Номер задачи	$\Phi$ , скв.	$N_{в}$ , скв.	$q_{t-1}$ , т/сут	$f_{pt+1}$ , %	$f_{ct+1}$ , %	$q_{cbr+1}$ , т/сут	$K_3$	$N_{br+1}$ , скв.
1	268	5	31	62	61	28	0,965	8
2	1450	12	16,2	70	68	17,9	0,975	5
3	2331	16	11	65	64	13,7	0,99	4
4	468	4	22,7	63	62	18,4	0,961	6
5	463	6	33,3	53	52	29	0,951	9
6	510	7	14,5	58	57	10	0,955	3
7	274	2	15,7	42	41	11,1	0,945	5
8	549	4	16,9	41	40	12,1	0,935	6
9	1152	12	18,4	52	51	13,2	0,915	1
10	460	5	19,9	53	52	14,2	0,897	7
11	295	3	21,7	45	45	15,3	0,865	8
12	882	8	20	46	45	16,3	0,988	6
13	435	21	21,3	48	47	17,4	0,978	3
14	450	3	23,4	78	77	19,5	0,975	5
15	141	1	25,7	89	88	21,6	0,965	4
16	653	6	24,1	25	24	20,5	0,987	7
17	2109	8	11,6	43	42	6,8	0,937	8
18	1252	13	15,1	30	29	11,1	0,986	9
19	775	3	13	32	31	9	0,988	6
20	1197	4	11,6	28	25	7,9	0,996	2
21	749	8	16,5	25	24	13,2	0,994	5
22	678	3	15,8	26	25	12,1	0,995	6
23	814	5	20,2	34	33	15,3	0,933	8
24	975	6	15,6	19	18	11,1	0,954	0
25	1592	12	17,7	25	24	14,2	0,998	4
26	3047	33	21,3	31	30	17,4	0,978	3
27	2632	18	20,5	32	31	16,3	0,968	7
28	694	12	32,1	33	32	27,9	0,955	2
29	696	17	26,1	36	35	22,7	0,987	1
30	1275	12	24,6	82	81	20,5	0,966	8

## Литература

1. Организация, планирование и управление нефтегазодобывающими предприятиями / Е. С. Сыромятников [и др.]. – Москва : Недра, 1987.
2. Организация, планирование и управление предприятий нефтяной и газовой промышленности : учеб. для вузов / А. Д. Бренц [и др.] ; под. ред. А. Д. Бренца и В. Е. Тищенко. – 2-е изд., перераб. и доп. – Москва : Недра, 1986. – 511 с.
3. Тищенко, В. Е. Организация и планирование геологоразведочных работ на нефть и газ / В. Е. Тищенко. – Москва : Недра, 1983. – 382 с.
4. Цены и экономика капитализма : пер. с англ. / общ. ред. и предисл. Е. И. Пунина и С. Б. Рычкова. – Москва : Прогресс, 1989. – 320 с.
5. Моррисей, Дж. Целевое управление организацией / Дж. Моррисей ; пер. с англ. ; под ред. И. М. Верещагина. – Москва : Совет. радио, 1979 – 144 с.
6. Типовые нормативы численности рабочих нефтегазодобывающих управлений нефтяной промышленности. – Москва : ВНИИОЭНГ, 1987.
7. Скворцов, Н. Н. Как разработать бизнес-план предприятия? / Н. Н. Скворцов. – Киев : [б. и.], 1994.
8. Единые нормы времени на подземный (текущий) ремонт скважин. В 2 ч. Ч. I ; Ч. II. – Москва : [б. и.], 1985.

## Содержание

Введение.....	3
Задания для контрольной работы .....	4
Вопросы для выполнения теоретической части контрольной работы.....	4
Задания для выполнения практической части контрольной работы.....	11
Тема 1. Производственный процесс в добыче нефти и газа.....	11
Тема 2. Разработка программы производственной деятельности бурового предприятия. Составление плана-графика строительства скважин .....	25
Тема 3. Разработка программы производственной деятельности нефтедобывающего предприятия. Планирование (прогнозирование) добычи нефти.....	44
Литература .....	59

Учебное электронное издание комбинированного распространения

Учебное издание

**Лебешков Михаил Егорович**

# **ОРГАНИЗАЦИЯ, ПЛАНИРОВАНИЕ И УПРАВЛЕНИЕ ПРОЦЕССОМ РАЗРАБОТКИ**

**Методические указания  
к контрольным работам по одноименному курсу  
для студентов специальности 1-51 02 02  
«Разработка и эксплуатация нефтяных  
и газовых месторождений»  
заочной формы обучения**

**Электронный аналог печатного издания**

Редактор *Н. И. Жукова*  
Компьютерная верстка *Н. Б. Козловская*

Подписано в печать 30.04.08.

Формат 60x84/16. Бумага офсетная. Гарнитура «Таймс».

Цифровая печать. Усл. печ. л. 3,72. Уч.-изд. л. 3,80.

Изд. № 133.

E-mail: [ic@gstu.gomel.by](mailto:ic@gstu.gomel.by)

<http://www.gstu.gomel.by>

Издатель и полиграфическое исполнение:  
Издательский центр учреждения образования  
«Гомельский государственный технический университет  
имени П. О. Сухого».

ЛИ № 02330/0131916 от 30.04.2004 г.

246746, г. Гомель, пр. Октября, 48.