Министерство нефтяной промышленности

АЛЬБОМ

ТИПОВЫХ ОТРАСЛЕВЫХ ФОРМ ПЕРВИЧНОЙ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ ДОКУМЕНТАЦИИ ПО РАЗРАБОТКЕ НЕФТЯНЫХ, НЕФТЕГАЗОВЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ И ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН

РД 39-3-1006-84

Москва - 1984 г.

gost.e-ecolog.ru

МИНИСТЕРСТВО НЕФТЯНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

СОГЛАСОВАНО
с Госгортехнадзором СССР
(письмо №13-26/1019 от
28 ноября 1983 г.)

УТВЕРЖДАЮ:
Заместитель Министра
нефтяной промышленности
_____ В.М. Юдин
"30" ____ 1983 г.

А Л Ь Б О М

ТИПОВЫХ ОТРАСЛЕВЫХ ФОРМ ПЕРВИЧНОЙ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ ДОКУМЕНТАЦИИ ПО РАЗРАБОТКЕ НЕФТЯНЫХ, НЕФТЕГАЗОВЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ И ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН

РД - 39 - 3 - 1006 - 84

Настоящий документ разработан:
Всесоюзным нефтегазовым научно-исследовательским институтом (ВНИИ)

Директор института Г.Г.Вахитов

Ответственные исполнители:

Заведующий лабораторией анализа перспектив развития добычи нефти Б.Н.Кричков

Заведующий лабораторией автоматизированных систем проектирования В.Р. Вороновский

Заведующий отделом разработки нефтяных и нефтегазовых месторождений Б.Т.Баишев

Заведующий отделом вычислительной математики и кибернетики М.М.Максимов

Старший научный сотрудник А.В.Эсадова

СОГЛАСОВАНО:

Начальник Технического управления	Ю.Н.Байдиков
Начальник Планово-экономического управления	В.И.Грайфер
Начальник управления по развитию техники, технологии и организации добычи нефти и газа	В.В.Гнатченко
Управление по развитию техники, технологии и организации бурения	А.В.Перов
Управление промысловой и полевой геофизики	Н.А.Савостьянов
Управление разработки нефтяных и газовых месторождений	В.Е.Лещенко
Управление по повышению нефтеотдачи пластов	В.А.Сорокин
Геологическое управление	Н.Н.Лисовский
Управление по автоматизации	В.Т.Дробах

СОСТАВИТЕЛИ АЛЬБОМА

От ВНИИ - Крючков Б.Н., Вороновский В.Р., Баишев Б.Т., Максимов М.М., Эсадова А.В.

В составлении Альбома принимали участие:

От Миннефтепрома - Лещенко В.Е.,Николаев В.А., Базив В.Ф., Гавура В.Е.

От ВНИИ - Керим-Заде В.С.,Пименова Л.Н., Старшова З.Ф., Рыбчевский И.Л.,Иванова Л.И.,Бученков Л.И.,Кащавцев В.Е., Мамуна В.Н.

От производственных объединений - Мухаметзянов Р.Н. (объед. "Нижневартовскнефтегаз"),Калинский Б.А. (объед."Башнефть"), Карпук П.Я., (объед. "Нижневолжскнефть"), Прокошев Н.А.(объед. "Сургутнефть"),Слабецкий А.И. (объед."Куйбышевнефть), Кирьянчук В.Г. (объед."Укрнефть"), Кандаурова Т.Ф., Халтурин В.Г.,Сергеев С.С Полушин В.И. (объед. "Татнефть").

РУКОВОДЯЩИЙ ДОКУМЕНТ

А Л Ь Б О М

типовых отраслевых форм первичной технологической документации по разработке нефтяных, нефтегазовых и газовых месторождений и эксплуатации скважин

РД 39 -3 -1006 - 84

Вводится впервые

Приказом Минстра нефтяной промышленности
№ 57 от 18 января .....1984 года
Срок введения с 01.01.84 г.
Срок действия до 31.12.89 г.

Настоящий Альбом определяет единый вид и объем геолого-технологической документации при разработке нефтяных, нефтегазовых и газовых месторождений для цехов по добыче нефти и газа, закачке воды в пласты и ЦНИПРов нефтегазодобывающих управлений производственных объединений Министерства нефтяной промышленности.

При составлении форм максимально использовалась документация, существующая в нефтяной промышленности.

Альбом разработан по заданию Миннефтепрома Всесоюзным нефтегазовым научно-исследовательским институтом (ВНИИ) с учетом замечаний и предложений Управления разработки нефтяных и газовых месторождений, производственных объединений Миннефтепрома и Главтюменнефтегаза, а также решения согласительного совещания.

Первичная промысловая документация является основой для проведения анализа, проектирования, проведения геолого-технических мероприятий, направленных на улучшение состояния разработки нефтяных, нефтегазовых и газовых месторождений. Кроме того, первичная документация является основой для формирования статистической отчетности нефтегазодобывающих управлений по количествен-

ной и качественной характеристике технологических показателей разрабатываемых месторождений.

Составление "Паспорта" объединения и "Паспорта" месторождения должно базироваться на единой форме первичной документации.

Формы "Паспорта месторождения", "Паспорта на объект разработки" заполняются по существующим в отрасли образцам.

С О Д Е Р Ж А Н И Е

Стр.

Перечень форм документации "Альбома", составляемых в цехах, НГДУ производственных объединений 9

№ формы — I. Первичная документация

I. Паспорт скважины I5

2. Технический каталог скважин 25

3. Геологический каталог скважин 26

4. Журнал замеров дебитов жидкости и обводненности продукции 27

5. Журнал замеров приемистости и устьевого давления нагнетательных скважин 28

6. Карточка добывающей скважины 29

7. Карточка нагнетательной скважины 30

8. Карточка водозаборной скважины 3I

9. Карточка по исследованию добывающей скважины 32

I0. Карточка по исследованию нагнетательной скважины 33

II. Карточка по исследованию водозаборной скважины 34

II. Технологические режимы, планы

I2. Технологический режим работы фонтанных и газлифтных скважин 36

I3. Технологический режим работы фонда механизированных скважин 37

I4. Технологический режим работы газовых скважин 37

I5. Технологический режим работы нагнетательных скважин 39

I6. Технологический режим работы водозаборных скважин 40

I7. План промысловых гидродинамических исследований 4I

I8. План промыслово-геофизических работ 46

Стр.

Ш. Отчеты о выполненных работах

19. Отчет о работе добывающих скважин 50

20. Отчет о работе нагнетательных скважин 51

21. Отчет о работе газовых скважин 52

22. Отчет о работе водозаборных скважин 53

23. Отчет о проделанных работах над фондом добывающих скважин 54

24. Отчет о проделанных работах над фондом нагнетательных скважин 55

25. Расшифровка и движение фонда скважин цеха по добыче нефти и газа 56

26. Расшифровка и движение фонда скважин цеха поддержания пластового давления 58

27. Заказ на подземный (текущий) ремонт скважины 60

28. График движения бригад подземного (текущего) ремонта по скважинам 62

29. Технический наряд на проведение подземного (текущего) ремонта скважины 63

30. Акт о приемке (сдаче) скважины на (из) подземного (текущего) ремонта 65

31. Заказ на производство капитального ремонта скважины 66

32. Наряд на ремонт скважины 68

33. Акт о приемке (сдаче) скважины, установленного оборудования к территории в капитальный ремонт 69

34. Акт о сдаче (приемке) скважины из капитального ремонта 70

35. Отчет о результатах исследования добывающих, нагнетательных, водозаборных и контрольных скважин 71

36. Отчет о результатах исследования газовых скважин 72

37. Отчет о выполнении плана промысловых и гидродинамических исследований по цеху 73

Стр.

38. Отчет о выполнении плана промысловых и гидродинамических исследований по НГДУ 74

39. Отчет о выполнении плана промыслово-геофизических работ по цеху 75

40. Отчет о выполнении плана промыслово-геофизических работ по НГДУ 76

41. Отчет по исследованию нефти в пластовых условиях 77

42. Отчет по анализу нефти в поверхностных условиях 78

43. Отчет по анализу нефтяного газа 79

44. Отчет по исследованию пластового газа газовой шапки 80

45. Отчет по анализу пластовой воды 81

IУ. Обобщенные показатели по залежам, месторождениям

46. Текущее состояние разработки нефтяных месторождений 83

47. Расшифровка фонда скважины нефтяных месторождений 88

48. Текущее состояние разработки газовых залежей 91

49. Расшифровка фонда скважин газовых залежей 92

П Е Р Е Ч Е Н Ь

формы документации "Альбома типовых отраслевых форм первичной технологической документации по разработке нефтяных, нефтегазовых и газовых месторождений", составляемых в цехах, НГДУ производственных объединений

№ п/п	Наименование и составитель документов	№ формы "Альбома"	Периодичность составления	Место хранения
I	2	3	4	5
	I. Цех по добыче нефти и газа			
I.	Паспорт скважины	I	постоянно	
2.	Технический каталог скважин	2	постоянно	
3.	Журнал замеров дебитов жидкости и обводненности продукции	4	постоянно	
4.	Технологический режим работы фонтанных и газлифтных скважин	I2	ежемесячно	бригада, НГДУ
5.	Технологический режим работы фонда механизированных скважин	I3	-"-	-"-
6.	Технологический режим работы газовых скважин	I4	-"-	-"-
7.	Отчёт о работе добывающих скважин	I9	-"-	ЦПД, НГДУ
	Отчёт о работе газовых скважин	2I	-"-	НГДУ
	Отчёт о проделанных работах над фондом добывающих скважин	23	-"-	-"-
I0.	Расшифровка и движение фонда скважин цеха по добыче нефти и газа	25	-"-	-"-
II.	Карточка по исследованию добывающей скважины	9	-"-	
I2.	Отчёт о выполнении плана промысловых и гидродинамических исследований по цеху	37	-"-	-"-

I	2	3	4	5
I3.	Отчет о выполнении плана промыслово-геофизических работ по цеху	39	ежемесячно	НГДУ
I4.	Заказ на подземный (текущий) ремонт скважин	27	постоянно	
I5.	График движения бригад подземного (текущего) ремонта по скважинам	28	-"-	
I6.	Технический наряд на проведение подземного (текущего) ремонта скважины	29	-"-	
I7.	Акт о приёмке (сдаче) скважины на (из) подземного (текущего) ремонта	30	-"-	
I8.	Заказ на производство капитального ремонта скважины	3I	-"-	
I9.	Наряд на ремонт скважины	32	-"-	
20.	Акт о приёмке (сдаче) скважины, установленного оборудования и территории в капитальный ремонт	33	-"-	
2I.	Акт о сдаче (приёмке) скважины из капитального ремонта	34	-"-	
	2. Цех поддержания пластового давления			
I.	Паспорт скважины	I	постоянно	
2.	Технический каталог скважин	2	-"-	
3.	Журнал замеров приёмистости и устьевого давления нагнетательных скважин	5	-"-	
4.	Технологический режим работы нагнетательных скважин	I5	ежемесячно	НГДУ
5.	Технологический режим работы водозаборных скважин	I6	-"-	НГДУ
6.	Отчёт о работе нагнетательных скважин	20	-"-	ЦДНГ, НГДУ
7.	Отчёт о работе водозаборныхскважин	22	-"-	-"-
8.	Отчёт о проделанных работах над фондом нагнетательных скважин	24	-"-	НГДУ

I	2	3	4	5
9.	Расшифровка и движение фонда скважин цеха поддержания пластового давления	26	ежемесячно	НГДУ
IO.	Карточка го исследованию нагнетательной скважины	IO	-"-	
II.	Карточка пс исследованию водозаборной скважины	II	-"-	
I2.	Отчёт о выполнении плана промысловых и гидродинамических исследований по цеху	37	-"-	НГДУ
I3.	Отчёт о выполнении плана промыслово-геофизических работ по цеху	39	-"-	-"-
	3. Цех научно-исследовательских и производственных работ			
I.	Отчёт о результатах исследования добывающих, нагнетательных, водозаборных и контрольных скважин	35	ежемесячно	ЦЛНГ, ЦППД
2.	Отчёт о результатах исследования газовых скважин	36	-"-	ЦЛНГ
3.	Отчёт по исследованию нефти в пластовых условиях	4I	постоянно	-"-
4.	Отчёт по анализу нефти в поверхностных условиях	42	-"-	-"-
5.	Отчёт по анализу нефтяного газа	43	-"-	-"-
6.	Отчёт по исследованию пластового газа газовой шапки	44	-"-	-"-
7.	Отчёт по анализу пластовой воды	45	-"-	-"-
8.	Отчёт о выполнении плана промысловых и гидродинамических исследований по цеху	37	ежемесячно	НГДУ
	4. Нефтегазодобывающее управление			
I.	Геологический каталог скважин	3	ежемесячно	
2.	Карточка добывающей скважины	6	-"-	
3.	Карточка нагнетательной скважины	7	-"-	
4.	Карточка водозаборной скважины	8	-"-	

I	2	3	4	5
5.	План промысловых гидродинамических исследований	I7	ежегодно	ПДНГ, ПНИПР, НГДУ, объединение
6.	План промыслово-геофизических работ	I8	-"-	-"-
7.	Отчёт о выполнении плана промысловых и гидродинамических исследований по НГДУ	38	ежеквартально	объединение
8.	Отчёт о выполнении плана промыслово-геофизических работ по НГДУ	40	-"-	-"-
9.	Текущее состояние разработки нефтяных месторождений	46	ежемесячно	-"-
I0.	Расшифровка фонда скважин нефтяных месторождений	47	-"-	-"-
II.	Текущее состояние разработки газовых залежей	48	-"-	-"-
I2.	Расшифровка фонда скважин газовых залежей	49	-"-	-"-
I3.	Паспорт на месторождение и объект разработки		постоянно	

ФОРМЫ ПЕРВИЧНОЙ ДОКУМЕНТАЦИИ

I. ПЕРВИЧНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

Форма I

МИНИСТЕРСТВО НЕФТЯНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

Объединение _____

НГДУ _____

Цех _____

Паспорт скважины

№ ____

_____ месторождения

I. Категория скважины _____

2. Проектный горизонт _____

3. Дата заложения _____

4. Бурение начато _____

5. Бурение окончено _____

6. Глубина забоя:

проектная _____

фактическая _____

7. Альтитуда:

земли _____

ротора _____

8. Превышение ротора над муфтой колонны _____

9. Способ бурения _____

I0. Основание прекращения бурения _____

II. Вступила в эксплуатацию _____

I2 Ликвидирована _____

I3. Паспорт заведен _____

Таблица I-I

Глубина, м	Геологический разрез: стратиграфия	Геологический разрез: литология	Конструкция скважины
I	2	3	4
50			
I00			
I50			
200			
250			
300			
350			
400			
450			
500			
550			
600			
650			
700			
750			
800			
850			
900			
950			
I000			
I050			
II00			
II50			
I200			
I250			
I300			
I350			
I400			
I450			
I500			
I550			
I600			
I650			
I700			
I750			
I800			
I850			
I900			
I950			
2000			
2050			
2I00			
2I50			
2200			
2250			
2300			
2350			
2400			
2450			
2500			

Таблица I-2

Кривизна: глубина, м	Кривизна: градус	Кривизна: азимут	Смещение: расстояние, м	Смещение: азимут	Удлинение м
I	2	5	4	5	6

Продолжение таблицы I-I

I	2	3	4
2550			
2600			
2650			
2700			
2750			
2800			
2850			
2900			

Продолжение таблицы I-2

I	2	3	4	5	6

Таблица I-3

Характеристика эксплуатационного объекта

Индекс пласта	Глубина залегания пласта, м		Тип коллектора	Пористость, %	Проницаемость, мкм²	Нефтенасыщенность, %	Интервал перфорации, м	Тип перфорации	Количество отверстий
	кровля	подошва							
I	2	3	4	5	6	7	8	9	I0

Таблица I-4

Характеристика нефти в поверхностных условиях

Параметры	Единица измерения	Дата и результаты анализов							
I	2	3	4	5	6	7	8	9	I0
I. Пласт (горизонт)									
Вязкость;	мПа·с								
2 При °С									
3 при 50°С									
Температура:	°С								
4 Застывания									
5 Насыщения парафином									
Содержание:	весовые, %								
6 Серы	"								
7 Смол силикагелевых	"								
8 Асфальтенов	"								
9 Парафинов	"								
I0 Выход фракций:									
Начало кипения	°С								
до I00°С	%								
до I50°С	%								
до 200°С	%								
до 300°С	%								

Таблица I-5

Характеристика нефти в пластовых условиях

Параметры	Ед. изм.	Дата и результаты анализов			
I	2	3	4		5
I. Пласт (горизонт)					
2. Давление насыщения	МПа				
3. Коэффициент сжимаемости нефти	$10^{-4} \cdot МПа^{-1}$				
4. Стандартная сепарация:					
- газосодержание	$м^3/т$				
- объемный коэффициент	-				
- плотность пластовой нефти	$г/см^3$				
- плотность сепарированной нефти.....	$г/см^3$				
- плотность сепарированного газа	$кг/м^3$				
5. Ступенчатая сепарация:x)					
- газовый фактор.....	$м^3/т$				
- объемный коэффициент нефти	-				
- плотность сепарированной нефти	$г/см^3$				
6. Вязкость пластовой нефти	мПа·с				
7. Температура насыщения парафином	^oC				

x) ступенчатая сепарация по ОСТ 39-II2-80 или расчетным путем

Таблица I-6

Характеристика пластовой воды

Параметры	Ед. изм.	Дата и результаты анализов						
1	2	3	4	5	6	7	8	9
I Пласт (горизонт)								
2 Газосодержание	$м^3/т$							
3 Содержание сероводорода	$м^3/т$							
4 Объемный коэффициент	—							
5 Вязкость	мПа·с							
6 Общая минерализация	г/л							
7 Плотность	$г/см^3$							
Содержание ионов	мг/л / кг-экв/л							
8 Хлор (Cl^-)								
9 Сульфатный ион (SO_4^{--})								
I0 Гидрокарбонатный ион (HCO_3^-)								
II Кальций (Ca^{++})								
I2 Магний (Mg^{++})								
I3 Натрий + калий ($Na^+ + K^+$)								

Таблица I-7

Характеристика нефтяного газа

Параметры	Единицы измерения	Дата и результаты анализов					
I	2	3	4	5	6	7	8
I Пласт (горизонт)							
Содержание:	мольные,%						
2 Сероводорода	"						
3 Углекислого газа	"						
4 Азота + редкие	"						
5 Метана	"						
6 Этана	"						
7 Пропана	"						
8 Изобутана	"						
9 Н-бутана	"						
I0 Гексанов	"						
II Гептанов	"						
I2 Остатка (C_7+высшие)	"						
Молекулярная масса:							
I3 Всего	"						
I4 Остатка	"						
Плотность при стандартных условиях:							
I5 Всего	$г/см^3$						
I6 Остатка	$г/см^3$						

Таблица I-8

Характеристика пластового газа газовой шапки

Параметры	Единицы измерения	Дата и результаты анализов						
I	2	3	4	5	6	7	8	9
I Пласт (горизонт)								
2 Давление начала конденсации	МПа							
3 I тность	г/см^3							
4 Объемный коэффициент при условиях сепарации								
5 Вязкость	мПа·с							
6 Содержание стабильного конденсата	г/ м^3							
7 Конденсатный фактор при условиях сепарации	г/ м^3							

Таблица I - 9 Процесс бурения скважины (приводится словесное описание процесса)

Таблица I -IO Процесс освоения скважины (приводится словесное описание процесса с указанием даты освоения и пласта)

Таблица I -II Сводные данные о работе скважины

Год, месяц	Способ эксплуатации	Средняя депрессия на пласт, МПа	Давление на буфере, МПа	Число дней эксплуатации	Добыча нефти, т		Добыча воды, м³		Добыча воды, т	
					за месяц	с начала эксплуатации	за месяц	с начала эксплуатации	за месяц	с начала эксплуатации
I	2	3	4	5	6	7	8	9	IO	II

Среднесуточный дебит		Обводненность (объемная), %	Примечание
жидкости, м³/сут	нефти, т/сут		
I2	I3	I4	I5

Таблица I-I2. Данные по закачке рабочего агента

Год, месяц	Рабочий агент-вода (пресная, сточная, морская), химреагенты, газ, пар, воздух, углекислота и др.	Закачка				Число дней работы за месяц, дни	Концентрация химреагентов в растворе %
		суточная, $м^3$	за месяц, $м^3$	с начала года, $м^3$	с начала освоения, $м^3$		
I	2	3	4	5	6	7	8

Сухость нагнетаемого пара на устье	Температура, ^oC	Давление нагнетания, МПа	Примечание
9	I0	II	I2

Таблица I-I3 Данные о ремонтных работах проведенных в процессе эксплуатации скважины (приводится словесное описание работ указанием конструкции части технического разреза, подвергшейся изменению).

Таблица I-I4 Ликвидация скважины (приводится словесное описание с объяснением следующих вопросов):

I. Дата ликвидации
2. Причина ликвидации
3. Основание ликвидации
4. Фактически выполненный объем работ по ликвидации скважины.

Технический каталог скважин

Форма 2

№№ пп	№ скв.	Альтитуда ротора, м	Расстояние муфта-ротор, м	Удлинение на кровле пласта, м	Начата бурением	Закончена бурением	Дата вступления в эксплуатацию	Пробуренная глубина, м	Искусственный забой, м	Конструкция скважины: диаметр, м	Конструкция скважины: глубина, м	Уровень подъема цемента от устья, м	Нефтеносность: индекс пласта	Нефтеносность: интервал, м: кровли	Нефтеносность: интервал, м: подошвы	Общая толщина пласта, м	Перфорация: интервал, м	Перфорация: вид перфорации	Перфорация: количество отверстий	Первоначальная отметка ВНК, м	Лифт: диаметр, м	Лифт: глубина спуска лифта, м	Сооружение низа	Дата ликвидации № приказа	Примечание*
I	2	3	4	5	6	7	8	9	I0	II	I2	I3	I4	I5	I6	I7	I8	I9	20	2I	22	23	24	25	26

Месторождение

Горизонт

*Указываются аварийные, ремонтно-изоляционные и прочие работы, проведенные на скважине

Форма 3

ГЕОЛОГИЧЕСКИЙ КАТАЛОГ СКВАЖИН

№ п/п	№ скважины	Дата окончания бурения	Удлинение, м	Альтитуда + удлинение	Интервал залегания, м		Индекс пласта	Тип коллектора	Толщина, м		Пористость %
					кровля	подошва			нефтенасыщенная	водонасыщенная	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12

Месторождение
Горизонт

Нефтенасыщенность, %	Проницаемость, мкм^2	Глубина ВНК, м	Абсолютная отметка ВНК, м	Примечание
13	14	15	16	17

Форма 4

Ж У Р Н А Л

замеров дебитов жидкости и обводненности продукции скважин[x/]

Скважина №_____ 198___ год

Месяцы	Технологический режим: Способ эксплуатации	Дебит жидкости, м³/сут.	Дебит нефти, т/сут.	Обводненность, (объемная) %	Значения замеренных параметров: дебит жидкости, м³/сут. / обводненность (объемная)% по числам месяца: 1	2	3	.....	28	29	30	31
январь												
февраль												
март												
апрель												
май												
июнь												
июль												
август												
сентябрь												
октябрь												
ноябрь												
декабрь												

x/Указывать дату остановки и пуска в эксплуатацию.

Форма 5

Ж У Р Н А Л

замеров приемистости и устьевого давления нагнетательных скважин x/

Скважина №_____ 198___ год

Месяцы	Технологический режим: расход м³/сут.	Технологический режим: давление на устье, МПа	Значения замеренных параметров: Расход, м³/сут. _____ по числам месяца: давление на устье, МПа: 1	2	3	...	28	29	30	31
январь										
февраль										
март										
апрель										
мая										
июнь										
июль										
август										
сентябрь										
октябрь										
ноябрь										
декабрь										

x/ Указывать дату остановки и пуска в эксплуатацию.

КАРТОЧКА

Форма 6

добывающей скважины № _____

Месторождение _____ НГДУ _____ Дата вступления в эксплуатацию ____

Горизонт _____ ____ Цех по добыче нефти и газа Дата появления воды _____

Пласт _____ ____

Год, месяц	Способ эксплуатации	Диаметр штуцера, мм	Давление на буфере, МПа	Число дней эксплуатации, дни	Добыча нефти, т		Добыча воды, $м^3$		Добыча воды, т		Среднесуточный дебит		Обводнённость (объемная) %	Примечание
					за месяц	с начала эксплуатации	за месяц	с начала эксплуатации	за месяц	с начала эксплуатации	жидкости, $м^3$/сут	нефти, т/сут		
I	2	3	4	5	6	7	8	9	I0	II	I2	I3	I4	I5

Форма 7

КАРТОЧКА НАГНЕТАТЕЛЬНОЙ СКВАЖИНЫ № _____

Месторождение _____ НГДУ _____ Дата начала закачки _____

Горизонт _____ Цех поддержания пластового давления _____

Пласт _____

Год, месяц	Рабочий агент-вода(пресная,сточная,морская),химреагенты, газ, пар, воздух, углекислота,др.	Закачка				Число дней работы за месяц	Концентрация химреагентов в растворе,	Сухость нагнетаемого пара на устье	Температура, °С	Давление нагнетания, МПа	Примечание
		суточная, м³	за месяц, м³	с начала года, м³	с начала освоения, м³						
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12

Форма 8

К А Р Т О Ч К А

водозаборной скважины № _____

Месторождение _____ _____ НГДУ _____ Дата вступления в эксплуатацию _____

Горизонт _____ Цех _____

Пласт _____

Год, месяц	Способ эксплуатации	Число дней эксплуатации, дни	Добыча воды, тыс.м^3			Среднесуточный дебит, м^3/сут.	Примечание
			за месяц	с начала года	с начала эксплуатации		
I	2	3	4	5	6	7	8

КАРТОЧКА ПО ИССЛЕДОВАНИЮ ДОБЫВАЮЩЕЙ СКВАЖИНЫ № Форма 9

Месторождение -

Горизонт -

НГДУ -

Цех по добыче нефти и газа-

Дата ввода в эксплуатацию-

Дата перевода на механизированную добычу-

Дата замера	Способ эксплуатации	Глубина подвески насоса, м	Глубина замера: м / кровля, м	Диаметр штуцера, мм	Дебит жидкости, $м^3$/сут	Обводненность (объемная), %	Плотность воды, $г/см^3$	Продолжительность остановки, час	Уровни, м: динамический	Уровни, м: статический	Давление, МПа: буферное работающее	Давление, МПа: буферное после остановки	Давление, МПа: затрубное	Давление забойное на глубине замера, МПа	Давление пластовое на глубине замера, МПа	Давление забойное на зеркало воды, МПа	Давление пластовое на зеркало воды, МПа	Температура на забое скважины, °С	Коэффициент продуктивности, $\frac{т}{сут \cdot МПа}$	Пьезопроводность, $м^2/с$	Гидропроводность, $\frac{мкм^2 \cdot см}{мПа \cdot с}$	Проницаемость, $мкм^2$
I	2	3	4	5	6	7	8	9	I0	II	I2	I3	I4	I5	I6	I7	I8	I9	20	2I	22	23

28

Примечание

24

КАРТОЧКА ПО ИССЛЕДОВАНИЮ НАГНЕТАТЕЛЬНОЙ СКВАЖИНЫ № Форма IO

Месторождение -

НГДУ -

Дата начала закачки -

Горизонт

Цех поддержания пластового давления -

Дата замера	Глубина замера, м	Глубина кровли, м	Продолжительность остановки скважины, час	Давление буферное на устье, МПа		Плотность воды, г/см³	Давление на глубине замера, МПа		Давление на зеркале воды, МПа		Приемистость, м³/сут	Температура на буфере, °С	Коэффициент приемистости, м³/сут/МПа	Примечание
				рабочее	после остановки		забойное	пластовое	забойное	пластовое				
I	2	3	4	5	6	7	8	9	IO	II	I2	I3	I4	I5

Форма II

КАРТОЧКА ПО ИССЛЕДОВАНИЮ ВОДОЗАБОРНОЙ СКВАЖИНЫ №

Месторождение –

НГДУ –

Дата начала эксплуатации –

Горизонт –

Цех –

Дата замера	Глубина забоя, м	Способ эксплуатации	Интервал перфорации (фильтра), м	Глубина замера, м	Дебит воды, м³/сут	Продолжительность остановки, час	Уровни, м		Давление, МПа				Коэффициент продуктивности, м³/сут/МПа	Пьезопроводность, м²/с	Гидропроводность, мкм²·см/мПа·с	Проницаемость, мкм²	Температура воды, °С	
							статический	динамический	на глубине замера: забойное	на глубине замера: пластовое	буферное	затрубное					на глубине замера	на устье
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19

П. ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РЕЖИМЫ, ПЛАНЫ

Форма I2

УТВЕРЖДАЮ:
Главный инженер НГДУ _____
" " _____ I98 г.
Главный геолог НГДУ _____
" " _____ I98 г.

ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ РЕЖИМ

работы фонтанных и газлифтных скважин цеха _____ НГДУ

на месяц _____ I98 г.

№ п/п	№ скв	Диаметр эксплуатационной колонны, мм	Перфорированная толщина, м	Коэффициент продуктивности, $\frac{т}{сут \cdot МПа}$	Вид газлифта	Фактический режим: Конструкция забоя: диаметр, мм	Конструкция забоя: длина, м	Давление, МПа: Пластовое	Забойное	Буферное	Затрубное	В линии	Расход воздуха (газа), $\frac{м^3}{сут}$	Удельный расход газа (воздуха), $\frac{м^3}{т}$: нефти	Удельный расход газа (воздуха), $\frac{м^3}{т}$: жидкости	Среднесуточный дебит: нефти, т/сут	Среднесуточный дебит: жидкости, $м^3$/сут	Обводненность (объемная), %	Газовый фактор рабочий, $\frac{м^3}{т}$	Диаметр штуцера, мм: устьевой	Диаметр штуцера, мм: глубинный
I	2	3	4	5	6	7	8	9	I0	II	I2	I3	I4	I5	I6	I7	I8	I9	20	2I	22

Месторождение

Горизонт

36

Намечаемый режим: Среднесуточный дебит: нефти, т/сут	Среднесуточный дебит: жидкости $м^3$/сут.	Обводненность (объемная), %	Число дней работы	Добыча нефти за месяц, т	Изменение дебита к режиму предыдущего месяца: нефти, т/сут	Изменение дебита к режиму предыдущего месяца: жидкости, $м^3$/сут	Мероприятия по обеспечению технологического режима и сроки их проведения
23	24	25	26	27	28	29	30

Начальник цеха

Старший геолог цеха

Старший инженер цеха

Форма I3

УТВЕРЖДАЮ:
Главный инженер НГДУ _____
" " _____ 198 г.
Главный геолог НГДУ _____
" " _____ 198 г.

ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ РЕЖИМ

работы фонда механизированных скважин цеха.....
НГДУ..... на _____ месяц
198 г.

№ пп.	№ скважины	Перфорированный толщина, м	Диаметр эксплуатационной колонны, мм	Коэффициент продуктивности, т/сут·МПа	Тип качалки	Тип насоса	Глубина спуска насоса, м	Фактический режим												Коэффициент подачи
								Число качаний	Длина хода, м	Уровень, м: статический	Уровень, м: динамический	Давление затрубное, МПа: при стат.	Давление затрубное, МПа: при динам.	Давление, МПа: пластовое	Давление, МПа: забойное	Теоретическая производительность, т/сут	Среднесуточный дебит: нефти, т/сут	Среднесуточный дебит: жидкости, м³/сут	Обводненность (объемная), %	
I	2	3	4	5	6	7	8	9	I0	II	I2	I3	I4	I5	I6	I7	I8	I9	20	2I

Месторождение

Горизонт

Намечаемый режим								
Среднесуточный дебит: нефти, т/сут	Среднесуточный дебит: жидкости, м³/сут	Обводненность (объемная), %	Периодичность работы скважины, час	Число дней работы, дни	Добыча нефти за месяц, т	Изменение дебита к режиму предыдущего месяца: нефти, т/сут	Изменение дебита к режиму предыдущего месяца: жидкости, м³/сут	Мероприятия по обеспечению режима
22	23	24	25	26	27	28	29	30

Начальник цеха
Старший геолог цеха
Старший инженер цеха

УТВЕРЖДАЮ:
Главный инженер НГДУ _____
" " _____ I98 г.
Главный геолог НГДУ _____
" " _____ I98 г.

ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ РЕЖИМ

работы газовых скважин цеха _____ НГДУ _____

на _____ месяц I98 г.

№ п/п	№ скважины	Диаметр эксплуатационной колонны, мм	Перфорированная толщина, м	Конструкция забоя: Диаметр НКТ, мм	Конструкция забоя: Длина подвески НКТ, м	Фактический режим: Диаметр штуцера, мм	Фактический режим: Коэффициент продуктивности, м³/сут·кгс/см²	Фактический режим: Давление, МПа: пластовое	Фактический режим: Давление, МПа: забойное	Фактический режим: Буферное: рабочее	Фактический режим: Буферное: затрубное статическое	Фактический режим: Ср.сут.дебит газа, тыс. м³/сут	Фактический режим: Средне сут. дебит конденсата, т/сут	Фактический режим: Содержание воды в продукции скв., г/м³	Фактический режим: Конденсатный фактор, г/м³	Намечаемый режим: Дебит газа, тыс. м³/сут	Намечаемый режим: Средн. сут. дебит конденсата, т/сут	Намечаемый режим: Диаметр штуцера, мм	Намечаемый режим: Изменение дебита к ранее существующему предыдущего месяца: газа, м³/сут	Намечаемый режим: Изменение дебита к ранее существующему предыдущего месяца: конденсата, т/сут	Намечаемый режим: Число дней работы, дни	Добыча за месяц: Газа, тыс. м³	Добыча за месяц: конденсата, т
I	2	3	4	5	6	7	8	9	I0	II	I2	I3	I4	I5	I6	I7	I8	I9	20	2I	22	23	24	25

Месторождение

Горизонт

Мероприятия по обеспечению режима	Примечание
26	27

Начальник газового цеха

Старший геолог газового цеха

Старший инженер газового цеха

Форма I5

УТВЕРЖДАЮ :

Главный инженер НГДУ_____

" "_____I98 г.

Главный геолог НГДУ_____

" "_____I98 г.

ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ РЕЖИМ

работы нагнетательных скважин цеха ППД на_____ месяц I98 г.

№ п/п	№ скважины	КНС	Горизонт, пласт, объект	Диаметр эксплуатационной колонны, мм	Конструкция лифта		Оборудование низа НКТ	Перфорированная толщина, м	Коэффициент приемистости, $м^3$/кг·МПа	Фактический режим				Намечаемый режим				Мероприятия по обеспечению режима
					диаметр НКТ, мм	длина подвески труб, м				суточная приемистость, $м^3$/сут	давление на выкиде насоса, МПа	давление на устье скважины, МПа	приемистость без ограничений, $м^3$/сут	суточная приемистость, $м^3$/сут	давление закачки, МПа	время работы скважины, час	закачка за месяц, тыс.$м^3$	
I	2	3	4	5	6	7	8	9	I0	II	I2	I3	I4	I5	I6	I7	I8	I9

Начальник цеха ППД

Старший геолог цеха ППД

Старший инженер цеха ППД

Форма I6

УТВЕРЖДАЮ:

Главный инженер НГДУ _____

" " _____ 198 г.

Главный геолог НГДУ _____

" " _____ 198 г.

ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ РЕЖИМ

работы водозаборных скважин. на _____ месяц 198 г.

№ п/п	№ скважины	Горизонт	Толщина, м	Диаметр эксплуатационной колонны, мм	Коэффициент продуктивности, $\frac{м^3}{сут \cdot МПа}$	Фактический режим										Намечаемый режим			
						Диаметр НКТ, мм	Глубина спуска НКТ, м	Тип насоса	Глубина спуска насоса, м	Статический уровень, м	Динамический уровень, м	Затрубное давление, МПа: при статическом уровне	Затрубное давление, МПа: при динамическом уровне	Забойное давление, МПа	Среднесуточная производительность, $м^3/сут$	Среднесуточная производительность, $м^3/сут$	Число дней работы, дни	Добыча за месяц, $м^3$	Мероприятия по обеспечению режима
I	2	3	4	5	6	7	8	9	I0	II	I2	I3	I4	I5	I6	I7	I8	I9	20

Месторождение

Начальник цеха ППД

Старший инженер цеха ППД

Старший геолог цеха ППД

40

Форма I7

Главный инженер
объединения

" " _____ 198 г.

Главный геолог
объединения

" " _____ 198 г.

П Л А Н

промысловых гидродинамических исследований
по НГДУ .....198 г.

Вид исследования	Установленное задание на год		I квартал								и т.д.
			январь		февраль		март		Итого за квартал:		
	к-во скв.	к-во замеров	к-во скв.	к-во замеров	к-во скв.	к-во замеров	к-во скв.	к-во замеров	к-во скважин	к-во замеров	
I	2	3	4	5	6	7	8	9	I0	II	

Фонтанная и газлифтная скважины

I. Замер пластового давления
2. Замер забойного давления
3. Исследование методом восстановления давления
4. Исследование методом установившихся отборов

продолжение формы I7

I	2	3	4	5	6	7	8	9	I0	II
5.Исследование профиля притока дистанционными приборами										
ШГН										
6.Определение статического уровня										
7.Определение динамического уровня										
8.Исследование методом восстановления уровня										
9.Замер пластового давления (через межтрубное пространство)										
I0.Замер забойного давления(через межтрубное пространство)										
II.Исследование методом восстановления давления (через межтрубное пространство)										

продолжение формы I7

I	2	3	4	5	6	7	8	9	I0	II
I2. Снятие динамограммы										
I3. Исследование профиля притока дистанционными приборами через межтрубное пространство										
ЭЦН										
I4. Определение статического уровня										
I5. Определение динамического уровня										
I6. Исследование методом восстановления уровня										
I7. Замер пластового давления										
Нагнетательная скважина										
I8. Замер пластового давления										
I9. Замер забойного давления										
20. Замер устьевого давления										
2I. Исследование методом установившихся закачек										

продолжение формы I7

I	! 2	! 3	! 4	! 5	! 6	! 7	! 8	! 9	! I0	! II
22. Исследование методом падения давления										
23. Исследование профиля поглощения дистанционными приборами										
Пьезометрическая и наблюдательная скважины										
24. Определение уровня										
25. Замер пластового давления										
Водозаборная скважина										
26. Определение статического уровня										
27. Определение динамического уровня										
28. Замер пластового давления										
29. Замер забойного давления										
30. Исследование методом восстановления давления (уровня)										
31. Исследование методом установившихся отборов										
Другие виды исследований										
32. Отбор глубинных проб нефти										
33. Исследование устьевых проб жидкости по скважинам на водосодержание										
34. Химический анализ поверхностных проб нефти										
35. Химический анализ растворенного газа и газа газовой шапки										

продолжение формы I7

I	2	3	4	5	6	7	8	9	I0	II
36. Физико-химический анализ проб попутной воды										
37. Замер дебита добывающих скважин на поверхности										
38. Замер газового фактора по скважинам										
39. Замер приемистости нагнетательных скважин на поверхности										
40. Замер дебита водозаборных скважин										

Главный геолог НГДУ

Форма I8

"СОГЛАСОВАНО"
Главный инженер геофизического треста
Главный геолог геофизического треста

"УТВЕРЖДАЮ"
Главный геолог объединения
"__" _____ 198 г.

П Л А Н

промыслово-геофизических работ по НГДУ _____ на 198 г.

№ п.п	Вид исследования	Установленное задание на г.		I квартал								
				Январь		Февраль		Март		Итого за Iкв		
		к-во скв.	к-во замеров	к-во скв.	к-во замеров	к-во скв.	к-во замеров	к-во скв.	к-во замеров	к-во скв.	к-во замеров	и т.д.
I	2	3	4	5	6	7	8	9	I0	II	I2	I3
I	Определение ВНК, нефтеводонасыщенности и источника обводнения импульсными генераторами нейтронов											
2	Определение ВНК, нефтеводонасыщенности и источника обводнения стандартным методом (НГК, ННК, КГ)											
3	Определение уровней в скважинах с ЭЦН методом ГГК											
4	Исследование методом изотопов: а) нагнетательных скважин б) эксплуатационных скважин											

продолжение формы I8

I	2	3	4	5	6	7	8	9	I0	II	I2

5. Исследование методом термометрии:

   а/ с целью контроля температурного режима месторождения;

   б/ с целью контроля технического состояния, определения поглощающих пластов и выявления затрубного движения в нагнетательных и поглотительных скважинах;

   в/ с целью определения затрубного движения и перетоков жидкости между пластами в эксплуатационных скважинах.

6. Цементометрия:

   а/ АКЦ

   б/ ЦМТУ

7. Исследование фонтанных скважин дистанционным дебитомером.

продолжение формы I8

I	2	3	4	5	6	7	8	9	I0	II	I2

8. Исследование скважин с ШГН дистанционным дебитомером через межтрубное пространство

9. Исследование скважин СТД в комплексе с плотностномером ГГП через межтрубное пространство скважин с ШГН

I0. Исследование нагнетательных скважин дистанционным расходомером

II. Проверка герметичности эксплуатационных колонн глубинным расходомером.

I2. Перфорация

I3. Отбивка роллера, забоя

I4. Т Г Х В

I5. КИИ-95

I6. К Н А Ш

Главный инженер НГДУ

Главный геолог НГДУ

Ш. ОТЧЕТЫ О ВЫПОЛНЕННЫХ РАБОТАХ

ОТЧЕТ О РАБОТЕ ДОБЫВАЮЩИХ СКВАЖИН

за _____ месяц 198 г.

Форма I9

НГДУ _____

Цех _____

№№ пп	№№ скважины	Способ эксплуатации	Число дней эксплуатации	Добыто нефти, т: за месяц	Добыто нефти, т: с начала года	Добыто нефти, т: с начала разработки	Добыто воды: за месяц, т	Добыто воды: за месяц, м³	Добыто воды: с начала года, м³	Добыто газа: за месяц, м³	Процент воды: весовой	Процент воды: объемный	Удельный вес воды г/см²	Среднесуточный дебит: нефти, т/сут.	Среднесуточный дебит: жидкости, м³/сут	Газовый фактор, пластовый, м³/т	Часы: работы	Часы: накопленные	Часы: простоя	Причины простоя
I	2	3	4	5	6	7	8	9	I0	II	I2	I3	I4	I5	I6	I7	I8	I9	20	2I

Месторождение

Горизонт

Начальник цеха

Старший геолог цеха

О Т Ч Е Т

о работе нагнетательных скважин
за _____ месяц 198__г.

Форма 20

НГДУ _____

Цех ППД _____

№ п/п	№ нагнетательной скважины	Горизонт, пласт, объект	Давление на устье, МПа	Среднесуточная закачка, м³/сут	Рабочий агент-вода (пресная, сточная, морская), химреагенты газ, пар, воздух, углекислота и др.)	Часы: эксплуатац	Часы: простоя	Закачано, м³: за м-ц	Закачано, м³: с начала года	Закачано, м³: с начала закачки	Концентрац. хим. реаг. в растворе, %	Сухость нагнетаемого пара на устье	Температура, °С	Причины простоя
I	2	3	4	5	6	7	8	9	I0	II	I2	I3	I4	I5

Месторождение

Начальник цеха ППД

Ст.геолог цеха ППД

ОТЧЕТ О РАБОТЕ ГАЗОВЫХ СКВАЖИН

Форма 21

за _____месяц 198 г.

НГДУ_____

Цех_____

№№ пп	№ скважины	Горизонт, пласт	Число дней эксплуатации, дни	Часы: работы	Часы: накопленные	Часы: простоя	Добыча за месяц: газа млн. м³	Добыча за месяц: конденсата, тыс.т	Добыча за месяц: воды, м³	Среднесуточный дебит: газа, м³/сут	Среднесуточный дебит: конденсата, т/сут	Добыча газа: с начала года, млн.м³	Добыча газа: с начала разработки, млн.м³	Добыча конденсата: с начала года, тыс.т	Добыча конденсата: с начала разработки, тыс.т	Содержание конденсата, г/м³	Содержание воды, г/м³	Причина простоя	Примечание
I	2	3	4	5	6	7	8	9	I0	II	I2	I3	I4	I5	I6	I7	I8	I9	20

Месторождение

Начальник цеха

Старший геолог цеха

НГДУ _____

Цех _____

ОТЧЕТ О РАБОТЕ ВОДОЗАБОРНЫХ СКВАЖИН

за _____ месяц 198 г.

Форма 22

№№ п/п	№ скважины	Способ эксплуатации	Суточный дебит, м³/сут	Динамическ. уровень в конце м-ца, м	Число дней работы, дни	Добыча воды, тыс. м³			Часы			Причины простоя	Примечание
						за месяц	с начала года	с начала эксплуатации	работы	накопление	простоя		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14

Начальник цеха

Старший геолог цеха

ОТЧЕТ О ПРОДЕЛАННЫХ РАБОТАХ НАД ФОНДОМ ДОБЫВАЮЩИХ СКВАЖИН

Форма 23

за _____ месяц 19 год

№№ пп	№ скважины	Дата ремонта: начало	Дата ремонта: конец	Цель и причина ремонта	Выполненные работы	Подземное оборудование: до ремонта	Подземное оборудование: после ремонта	Интервал перфорации, м: до ремонта	Интервал перфорации, м: после ремонта	Диаметр НКТ (мм) и глубина подвески, м: до ремонта	Диаметр НКТ (мм) и глубина подвески, м: после ремонта	Параметры работы насоса после ремонта	Режим работы скважины до ремонта: Дебит жидкости, м³/сут	Режим работы скважины до ремонта: Обводненность (объемн.) %	Режим работы скважины до ремонта: Плотность воды, г/см³
I	2	3	4	5	6	7	8	9	I0	II	I2	I3	I4	I5	I6

после ремонта: Дебит жидкости, м³/сут	после ремонта: Обводненность (объемн.) %	после ремонта: Плотность воды, г/см³	Примечание
I7	I8	I9	20

Старший геолог цеха по добыче

Форма 24

ОТЧЕТ О ПРОДЕЛАННЫХ РАБОТАХ НАД ФОНДОМ НАГНЕТАТЕЛЬНЫХ СКВАЖИН

за _____ 198 г.

№ п/п	№ скважины	Дата ремонта: начало	Дата ремонта: конец	Цель и причина ремонта	Выполненные работы	Подземное оборудование: до ремонта	Подземное оборудование: после ремонта	Интервал перфорации, м: до ремонта	Интервал перфорации, м: после ремонта	Диаметр НКТ (мм) и глубина подвески, м: до ремонта	Диаметр НКТ (мм) и глубина подвески, м: после ремонта	Режим работы скважины: до ремонта: Суточная приемистость, м³/сут.	Режим работы скважины: до ремонта: Давление на устье, МПа	Режим работы скважины: после ремонта: Суточная приемистость, м³/сут.	Режим работы скважины: после ремонта: Давление на устье, МПа	Примечание
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17

Старший геолог цеха поддержания пластового давления

Форма 25

Расшифровка и движение фонда скважин цеха по добыче нефти и газа № НГДУ_____

По состоянию на_____
198 г.

а) Расшифровка фонда

№№ пп	Категория скважин	количество скважин: на начало месяца	на конец месяца	Изменение + −	Примечание
I.	Эксплуатационный фонд нефтяных (газовых) скважин				
2.	Действующий фонд скважин				
3.	Дающие нефть (газ), всего				
3.I.	в т.ч. - фонтанные				
3.2.	- газлифтные				
3.3.	- ЭЦН				
3.4.	- ШГН				
3.5.	-нагнетательные в отработке на нефть				
4.	Остановленные в отчетном месяце, из них в ремонте				
5.	Бездействующие после эксплуатации				
5.I.	остановленные в предыдущие месяцы текущего и в декабре предыдущего года, в т.ч. находящиеся в ремонте				
5.2.	остановленные до I декабря предыдущего года, в т.ч. находящиеся в ремонте				
5.3.	ожидающие ликвидации				
5.4.	остановленные по технологическим причинам				
6.	В освоении и ожидании освоения после бурения				
6.I.	- в работе по освоению				
6.2.	- в ожидании разбуривания куста скважин				
6.3.	- в ожидании обустройства				
7.	Фонд скважин, дающих техническую воду				
8.	Контрольные				
8.I.	Пьезометрические				
8.2.	Наблюдательные				
9.	В консервации				
9.I.	Из-за отсутствия обустройства				
9.2.	обводненные выше проекта				
9.3.	дегазаторы				
I0.	Ликвидированные				
I0.I.	по геологическим причинам				
I0.2.	по техническим причинам				
I0.3.	выполнившие назначение				
II.	Поглотительные скважины				
I2.	Весь фонд скважин				

Начальник цеха

Старший геолог цеха

(оборотная сторона формы 25)

б) Движение фонда

№№ пп	Движение фонда	Количество скважин	Способ эксплуатации №№ скважин			
			фонтан.	газ. лифт	ЭЦН	ШГН
I.	Ввод скважин из бурения и освоения, всего					
2.	Ввод скважин из бездействия, всего,					
2.I.	из числа остановленных до I декабря предыдущего года					
2.2.	из числа остановленных в предыдущие месяцы и в декабре предыдущего года					
3.	Изменение способа эксплуатации из числа: - фонтанных - с газлифта - с ЭЦН - с ШГН					
4.	Ввод из числа остановленных в предыдущем месяце					
5.	Ввод из числа остановленных по технологическим причинам					
6.	Остановлены в отчетном месяце в т.ч. по технологическим причинам					
7.	Принято из бурения					
8.	Ликвидированы					
9.	Законсервированы					
I0.	Переведены в другие категории					

Форма 26

Расшифровка и движение фонда скважин
цеха поддержания пластового давления
НГДУ_____

По состоянию на I_____
I9 г.

а) Расшифровка фонда

№№ пп:	Категории скважин	Количество скважин: на начало месяца	на конец месяца	Изменение + -	Примечание
I.	Эксплуатационный фонд				
2.	Действующие				
2.I.	под закачкой рабочего агента (воды, газа)				
2.2.	Остановленные в отчетном месяце, всего				
	в т.ч. -находящиеся в ремонте				
	- остановленные по технологическим причинам				
3.	Бездействующие после закачки				
4.	Остановленные по технологическим причинам до отчетного месяца				
5.	В освоении и ожидании освоения после бурения и эксплуатации на нефть, всего				
	в т.ч. - в работе по освоению				
	- в ожидании окончания бурения куста скважин				
	- в ожидании обустройства				
6.	Водозаборные скважины, всего				
	в т.ч. дающие воду				
7.	Ликвидированные, всего				
	в т.ч. - по геологическим причинам				
	- по техническим причинам				
	- выполнившие проектное назначение				
8.	В консервации				
9.	Другие категории скважин				
I0.	Весь фонд скважин				

Начальник цеха

Старший геолог цеха

б) Движение фонда (оборотная сторона формы 26)

№№ пп	Движение фонда	Количество скважин	№№ скважин
I.	Принято:		
I.I.	Из бурения		
I.2.	после эксплуатации на нефть		
2.	Введены под закачку рабочего агента		
2.I.	из бурения и освоения		
2.2.	из бездействия		
2.3.	из числа остановленных по технологическим причинам		
2.4.	из числа остановленных в предыдущем месяце		
3.	Остановлены в отчетном месяце, всего		
	в т.ч. по технологическим причинам		
4.	Ликвидированы		
5.	Законсервированы		
6.	Переведены в другие категории		
7.	Водозаборные скважины		
7.I.	принято из бурения		
7.2.	введены в эксплуатацию		
7.3.	остановлены в отчетном месяце		

Форма 27

Нефтегазодобывающее управление_____

Куст_____

З А К А З

на подземный (текущий) ремонт скважины
№_____

I. Подробное описание работ по ремонту скважин_____

_____

_____

_____

_____

_____

_____

_____

II. Дата ремонта_____

III. Подготовленность скважины к подземному ремонту

_____

_____

_____

_____

_____

IУ. Геолого-техническая характеристика по скважине

1. Эксплуатационный горизонт_____

2. Эксплуатационная колонна: диаметр_____мм
глубина спуска_____м

3. Искусственный забой_____м Его состояние_____

_____

4. Интервал перфорации пласта_____м

5. Максимальный угол наклона_____

6. Способ эксплуатации_____

Продолжение формы 27

7. Глубина подвески насоса или лифтовых труб_____м

8. Количество труб_____Диаметр труб_____

9. Количество штанг_____Диаметр штанг_____

I0. Тип насоса_____Диаметр насоса_____

Параметры работы скважины:

II. Дебит скважины: общий_____т, нефти_____т, воды_____т

I2. $P_{буф}$_____кгс/см^2, $P_{зат}$_____кгс/см^2, $P_{пласта}$_____кгс/см^2

I3. Диаметр штуцера_____мм

I4. Статический уровень_____м Динамический уровень_____ м

I5. Тип наземного оборудования_____

I6. Время и причины выхода из строя_____

_____

Начальник цеха по добыче нефти и газа

Ст. геолог

" " _____I9 г.

Форма 28

ГРАФИК

движения бригад подземного (текущего) ремонта по скважинам цеха добычи нефти и газа (нефтепромысла)

№_____на_____ месяц 19_____г.

Ф.И.О. мастера	Количество вахт	№ скважины	Вид ремонта (работ)	Вид и плотность задавочной жидкости	Дата ремонта	
					начало	конец
I	2	3	4	5	6	7

Начальник цеха по добыче нефти и газа (нефтепромысла)

Начальник цехе подземного ремонта скважин (или ЦПРС)

Форма 29

ТЕХНИЧЕСКИЙ НАРЯД

на проведение подземного (текущего) ремонта скважины №_____

НГДУ №_____ Бригада ПРС №_____ Вид ремонта _____

ЦДНГ №_____ начало ремонта (год, мес., число, часы) _____ Конец ремонта (год, мес., число, часы) Причины повторного ремонта _____

Вид работа_____ Количество вахт в бригаде_____ Тип подъемника_____

Наименование операций, работ	Объем	Норма на единицу объема	Продолжительность, час		Примечание
			факт.	норма	

РАСПРЕДЕЛЕНИЕ ЗАРАБОТКА

Продолжительность по заданию____ час., фактич.время_____, час.факт.ускорение ремонта_____%.

Дата работы	Ф. И. О. работников вахты	Профессия	Разряд рабочего	Разряд работы	Табельный номер	Статья затрат	Балансовый отчет	Сдельные работы (час.)		Повременные работы (час.)		Ночное (час)	Простои (час)	Премии сдельщикам %
								Факт.	Норма	Технологич. характеристика (сетка2)	Не технологическая характеристика (сетка 4)			

Зам.начальника ЦПРС

Начальник участка ЦПРС

Мастер ЦПРС

Инженер по технормированию

Ф о р м а 30

Объединение

А К Т

о приемке (сдаче) скважины № _____ из на подземный (ого) текущий ремонт(а)

Мы, нижеподписавшиеся, представитель цеха по добыче нефти и газа (нефтепромысла) т._____, мастер цеха подземного ремонта скважин т._____, составили настоящий акт в том, что первый сдал, а второй принял скважину
принял сдал

на подземный (ого) ремонт(а)
из

При приемке скважины ее состояние следующее:

I. _____

2. _____

3. _____

4. _____

Принял:

Представитель цеха подземного ремонта скважин

Представитель цеха по добыче нефти и газа (нефтепромысла)

Сдал:

Представитель цеха по добыче нефти и газа (нефтепромысла)

Представитель цеха подземного ремонта скважин

ФОРМА 31

УТВЕРЖДАЮ
Гл.геолог НГДУ

УТВЕРЖДАЮ
Гл.инженер НГДУ

З А К А З

на производство капитального ремонта
скважины №_____

НГДУ_____

Площадь_____

I.Краткая геолого-техническая характеристика и состояние скважины

Кондуктор_____

Диаметр ствола_____ Кривизна ствола_____

Эксплуатационная колонна_____

Подземное оборудование_____

Искусственный забой_____

Эксплуатационный горизонт_____

Интервал перфорации_____

Отметка ротора_____Отметка муфты_____

2.История бурения скважины:

Начало бурения_____Конец бурения_____

Зоны уходов_____

Зоны нефте - и водопроявлений_____

Аварии в процессе бурения_____

_____

Высота подъема цемента а) за кондуктором_____

б) за эксплуатационной колонной_____

3.История эксплуатации скважины:_____

Дата ввода _____Способ освоения_____

Способ эксплуатации_____

Начальный дебит нефти_____Обводненность (объемная),%_____

Продолжение формы 3I

Замечания к эксплуатационному периоду скважины, динамика обводнения,..еречень ремонтов, их результаты и т.д._____

_____

4. Состояние скважины к началу ремонта:
Дебит_____ Обводненность (объемная), %_____

Характер и уд. вес воды_____
Содержание сероводорода в %_____

Состояние забоя (засоренность)_____
Пластовое давление_____Стат.уровень_____

Динамич.уровень_____

5. Проведенные исследования:
Определение места притока воды,нарушения эксплуатационной колонны и т.д. (материалы прилагаются)_____

_____

_____

6. Характер и описание аварии (акт о расследовании аварий прилагается)_____

_____

_____

7. Цель ремонта_____

_____

8. Вид,подвид ремонта по классификатору_____
шифр

9. Ожидаемый дебит_____

I0. Ожидаемая обводненность (объемная), %_____

Начальник цеха по добыче
нефти и газа (нефтепромысла)

Ст.геолог цеха по добыче
нефти и газа (нефтепромысла)

" "_____I9 г.

Форма 32

СОГЛАСОВАНО
Гл.геолог НГДУ

УТВЕРЖДАЮ
Гл.инженер цеха КРС
(УПНП и КРС)

НАРЯД

на ремонт скважины №_____цеха по добыче нефти и газа (нефтепромысла)

Бригада №_____мастер_____характер ремонта_____
Начало ремонта_____категория ремонта_____
конец ремонта_____

Подъемник_____
Лебедка_____
Оснастка_____
АПР не имеется _____

I.Конструкция скважины:

1.Диаметр колонны_____ Продолжительность ремонта_____ Размер премии, %
2.Искусственный забой_____ Нормативное время_____ За срок_____
3.Интервал перфорации_____ Ускорение,%_____ За ускорение_____
Экономия_____

Подготовительно -заключительные работы_____
Непредвиденные работы-3%_____

Наименование работ	Единица измерения	Количество	Сдельно по нормам	Повременно: с ограничением не свыше	Повременно: Фактически	Дата фактического исполнения ремонта

Начальник цеха КРС

Инженер по нормированию
КРС (УПНП и КРС)

Форма 33

А К Т

о приемке (сдаче) скважины, установленного оборудования и территории в капитальный ремонт

1. Мы, нижеподписавшиеся, мастер цеха по добыче нефти и газа (нефтепромысла)_____НГДУ_____
и мастер ЦПКРС (УПНПи КРС)_____
составили настоящий акт о том, что первый сдал , а второй принял скважину №_____с дебитом_____т

При приемке (сдаче) скважины установлено:

а)_____труб_____м ( )штук

б)_____штанг_____ м ( )штук

2. Состояние территории скважины:

а) Наземного оборудования (устье скважины, арматурная площадка, СКН, СУ, мерники, трапы, ГУ и т.д.);

б) Территория скважины (насыпь для площадки и мостков, ЛЭП, ТП, трубопроводы, колодцы, обвалование, амбары, подземные кабели, обустройство скважины и т.д.)

Подписи:

Мастер по добыче нефти и газа
(нефтепромысла)

Мастер КРС

Форма 34

Объединение_____
НГДУ_____
ЦКРС(УПНП и КРС)_____

А К Т

о сдаче (приемке) скважины из капитального ремонта

Комиссия в составе начальника ЦКРС (УПНП и КРС)_____
Ст.геолог ЦКРС(УПНП и КРС)_____ начальника цеха по добыче нефти и газа (нефтепромысла)_____
составили настоящий акт о том, что первый сдал, а второй принял в эксплуатацию скважину № _____с дебитом _____т

Состояние скважины:

Период	забой скважины	Пласта	Эксплуатационная колонна: диаметр	Эксплуатационная колонна: длина
До проведения работ.....				
После проведения работ.....				
Баланс календарного времени				
Производительное время.....				
Простои.....				
Аварии.....				
Ликвидации брака.....				
Всего.....				

Стоимость выполненных работ: по смете.....
фактически.....

Инженер по нормированию Старший бухгалтер

1.Дата начала работ_____
2.Дата окончания работ_____
3.Дата начала основных работ_____
4.Дата окончания основных работ_____
5.Вид и категория ремонта_____
6.Израсходовано цемента_____
7.Способ заливки_____
8.Давление при заливке_____
9.Способ испытания_____
10.Краткое описание производственных работ_____

Начальник ЦКРС(УПНП и КРС)_____
Ст.геолог ЦКРС(УПНП и КРС)_____
Начальник цеха по добыче нефти и газа (нефтепромысла)_____

Форма 35

О Т Ч Е Т

о результатах исследования добывающих, нагнетательных, водозаборных и контрольных скважина за_____

198 г.

№№ пп	№ скважины	Дата исследования	Глубина подвески НКТ, м	Глубина замера, м	Глубина кровли, м	Время остановки, час.	Уровни, м: статический	Уровни, м: динамический	Давление на глубине замера, МПа	Давление затрубное, МПа: при статическом уровне	Давление затрубное, МПа: при динамическом уровне	Давление пластовое на зеркале воды, МПа	Давление забойное на зеркале воды, МПа	Обводненность (объемная), %	Дебит жидкости при замере, м³/сут	Рабочий газовый фактор (в поверхностных условиях) м³/т	Коэффициент продуктивности, т/сут·МПа	Проницаемость, мкм²	Пьезопроводность, м²/с	Гидропроводность, мкм²/мПа·с	Температура, °С	Примечание
I	2	3	4	5	6	7	8	9	I0	II	I2	I3	I4	I5	I6	I7	I8	I9	20	2I	22	23

а) Добывающие скважины
б) Нагнетательные скважины
в) Водозаборные скважины
г) Контрольные скважины

Начальник ЦНИПРа

ОТЧЕТ

Форма 36

о результатах исследования газовых скважин за _____ месяц 198 _ г.

№ № п.п	№ скважины	Дата исследования	Дебит газа, $нм^3$/сут	Дебит конденсата, т/сут	Давление, МПа				Конденсатный фактор, $г/м^3$	Количество воды в продукции скважины, $г/м^3$	Количество твердых частиц в продукции скважины, $г/м^3$	Депрессия, МПа
					устьевое	пластовое	забойное	затрубное				
I	2	3	4	5	6	7	8	9	10	II	I2	I3

Абсолютный свободный дебит, тыс.$нм^3$/сут	Максимальный дебит, тыс.$нм^3$/сут	Пластовая температура, ^oC	Устьевая температура, ^oC	Коэффициенты фильтрационных сопротивлений A	Коэффициенты фильтрационных сопротивлений B	Проницаемость, $мкм^2$	Гидропроводность $\frac{мкм^2 \cdot см}{мПа \cdot с}$	Пьезопроводность, $м^2/с$	Примечание
I4	I5	I6	I7	I8	I9	20	2I	22	23

Начальник ЦНИРа

Форма 37

О Т Ч Е Т

о выполнении плана промысловых и гидродинамических исследований по цеху_____ за ___ _____ месяц I98___г.

№ № п/п	Вид исследования	задание		факт	
		к-во скв.	к-во замеров	к-во скважин	к-во замеров
I	2	3	4	5	6

Примечание: виды исследований такие же, как и в форме I7

Начальник цеха

Форма 38

О Т Ч Е Т

о выполнении плана промысловых и гидродинамических исследований по НГДУ _____ за _._._. квартал I98___г.

№№ пп	Вид исследования	_._._. квартал				с начала года				
		задание		факт		задание		факт		
		к-во скв.	к-во замеров	к-во скв.	к-во замеров	к-во скв.	к-во замеров	к-во скважин	к-во замеров	% охвата от фонда скважины
I	2	3	4	5	6	7	8	9	I0	II

Примечание: виды исследований такие же, как и в форме I7

Главный геолог НГДУ

Форма 39

О Т Ч Е Т

о выполнении плана промыслово-геофизических работ по цеху_____ за_____ месяц 198___г.

№ п/п	Вид исследования	Задание		Факт	
		к-во скв.	к-во замеров	к-во скважин	к-во замеров
1	2	3	4	5	6

Примечание: виды исследований такие же, как и в форме 18

Старший геолог цеха

Форма 40

О Т Ч Ё Т

о выполнении плана промыслово-геофизических исследований по НГДУ_____за____квартал 198 г.

№№ пп	Вид исследования	. . . .квартал				с начала года				процент охвата от фонда скважин
		задание		факт		задание		факт		
		к-во скв.	к-во замеров	к-во скважин	к-во замеров	к-во скважин	к-во замеров	к-во скважин	к-во замеров	
I	2	3	4	5	6	7	8	9	I0	II

Примечание: виды исследований такие же, как и в форме I8

Главный геолог НГДУ

Форма 4I

О Т Ч Е Т

по исследованию нефти в пластовых условиях

№№ пп	Номера скважин	Дата отбора пробы	Глубина отбора, м	№ пробы	Дата анализа	Давление насыщения, МПа	Коэффициент сжимаемости нефти, 10^{-4} $МПа^{-1}$	Стандартная сепарация: газосодержание, $м^3/т$	объемный коэффициент	плотность пластовой нефти, $г/см^3$	плотность сепарированной нефти, $г/см^3$	плотность сепарированного газа, $кг/м^3$
I	2	3	4	5	6	7	8	9	I0	II	I2	I3

Месторождение

Горизонт

Ступенчатая сепарация: газовый фактор, $м^3/т$	объемный коэффициент	плотность сепарированной нефти, $г/см^3$	вязкость пластовой нефти, мПа·с	температура насыщения парафином, °С
I4	I5	I6	I7	I8

Начальник ЦНИПРа

Форма 42

О Т Ч Е Т

по анализу нефти в поверхностных условиях

Куст	Номера скважин	Дата отбора пробы	Интервал отбора, м	Дата анализа	Вязкость, мПа·с при 20°С	Вязкость, мПа·с при 50°С	Температура, °С застывания	Температура, °С насыщения парафином	Содержание, % весовые серы	Содержание, % весовые смол селикагелевых	Содержание, % весовые асфальтенов	Содержание, % весовые парафинов	Начало кипения, °С	Выход фракций, % весовые до 100°С	Выход фракций, % весовые до 150 °С	Выход фракций, % весовые до 200 °С	Выход фракций, % весовые до 300 °С	Примечание
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19

Месторождение

Горизонт

Начальник ЦЕПРа

О Т Ч Е Т

по анализу нефтяного газа (мольные, %)

Форма 43

№ п.п	Номера скважин	Дата отбора пробы	Интервал отбора, м	Дата анализа	Содержание											Молекулярная масса	
					сероводорода	углекислого газа	азота+редкие	метана+этана	пропана	изобутана	н-бутана	гексанов	гептанов	остатка(C_7+высшие)		всего	остатка
I	2	3	4	5	6	7	8	9	I0	II	I2	I3	I4	I5	I6	I7	I8

Месторождение

Горизонт

Плотность при стандартных условиях, г/см³		Примечание
всего	остатка	
I9	20	21

Начальник ЦНИПРа

Форма 44

О Т Ч Ё Т

по исследованию пластового газа газовой шапки

№ п/п	№ скважины	Дата отбора пробы	Интервал отбора пробы, м	Дата анализа	Давление начала конденсации, МПа	Плотность, г/см³	Объемный коэффициент при условиях сепарации	Вязкость, мПа.с	Содержание стабильного конденсата, г/м³	Конденсатный фактор при условиях сепарации, г/м³	Примечание
I	2	3	4	5	6	7	8	9	I0	II	I2

Месторождение

Горизонт

Начальник ЦНИПРа

О Т Ч Е Т

по анализу пластовой воды

Форма 45

№ пп	Номер скважины	Дата отбора пробы	Интервал отбора,	Дата анализа	Газосодержание, $м^3/т$	Содержание сероводорода, $м^3/т$	Объемный коэффициент	Вязкость, мПа.с	Общая минерализация, г/л	Плотность, $г/см^3$	Содержание ионов, мг/л / кг-экв/л						Примечание
											хлор Cl^-	сульфатн. ион SO_4^{--}	гидрокарбонат. ион HCO_3	кальций Ca^{++}	магний Mg^{++}	натрий+калий $Na^+ + K^+$	
I	2	3	4	5	6	7	8	9	I0	II	I2	I3	I4	I5	I6	I7	I8

Месторождение

Горизонт

Начальник ЦНИПРа

IV. ОБОБЩЕННЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ ПО ЗАЛЕЖАМ, МЕСТОРОЖДЕНИЯМ

Форма 46

Текущее состояние разработки нефтяных месторождений по НГДУ ____ за ____ 198 г.

Основные показатели		Ед. измер.	Месторождения, гориз, объект:			Всего по НГДУ
I		2	3	4	...	
Добыча нефти	за период	тыс.т.				
	среднесуточная	т/сут.				
	в т.ч. из нагнетательных	тыс.т.				
	с начала года	тыс.т.				
	с начала разработки	тыс.т.				
Добыча воды	за период	тыс.м^3				
		тыс.т.				
	с начала года	тыс.м^3				
		тыс.т.				
	с начала разработки	тыс.м^3				
		тыс.т.				
Обводненность продукции (объемная)	за период	%				
	с начала года	%				
Добыча жидкости в пластовых условиях	за период	тыс.м^3				
	с начала года	тыс.м^3				
	с начала разработки	тыс.м^3				
Добыча жидкости в поверхностных условиях	за период	тыс.м^3				
	с начала года	тыс.м^3				
Закачка воды	среднесуточная	м^3/сут.				
	за период	тыс.м^3				
	с начала года	тыс.м^3				

Продолжение формы 46

1	2	3	4	...
	с начала разработки тыс.м^3			
	в т.ч.внутриконтурная тыс.м^3			
Закачка химического реагента	среднесуточная м^3/сут.			
	за период м^3			
	с начала года м^3			
	с начала применения метода тыс.м^3			
Закачка газа или воздуха	среднесуточная м^3/сут (нм^3/сут)			
	за период тыс.м^3 (тыс.нм.^{3})			
	с начала года тыс.м^3 (тыс.нм^3)			
	с начала применения метода тыс.м^3 (тыс.нм^3)			
Компенсация отбора жидкости закачкой в пластовых условиях	с начала года %			
	с начала разработки %			
Добыча попутного газа	за период млн.м^3			
	с начала года млн.м^3			
	с начала разработки млн.м^3			
Добыча газа из газовой шапки	за период млн.м^3			
	с начала года -"-			
	с начала разработки -"-			

Продолжение формы 48

1		2	3	4 ...
Средний текущий газовый фактор		$м^3/т$		
Фонд добывающих скважин	Пробурено	скв.		
	Возвращены с других горизонтов	"		
	Всего	"		
	в том числе:			
	Действующие	"		
	из них:			
	фонтанные	"		
	ЭЦН	"		
	ШГН	"		
	газлифт	"		
	Бездействующие	"		
	В освоении после бурения	"		
	В консервации	"		
	Переведены под закачку	"		
	Переведены на другие горизонты	"		
	Ликвидированные	"		
Фонд нагнетательных скважин	Пробурено	скв.		
	Возвращено с других горизонтов	"		
	Всего	"		
	в том числе:			
	Под закачкой	"		
	Бездействующие	"		
	В освоении после бурения	"		
	В консервации	"		
	В отработке на нефть	"		
	Переведены на другие горизонты	"		
	Ликвидированные	"		

Продолжение формы 46

1		2	3	4 и т. д.
Специальные скважины	Всего	скв.		
	в том числе			
	Контрольные	скв.		
	Пьезометрические	скв.		
	Поглощающие	скв.		
	Водозаборные	скв.		
Принято скв.(на баланс за отчетн. период)	добывающих скважин	скв.		
	нагнетательных	"		
	других категорий	"		
Выбыло за отчетный период	из фонда добывающих скважин	скв.		
	из фонда нагнетательных скважин	"		
Средний дебит одной скважины по нефти		т/сут		
	Всего фонда	"		
	в т.ч. фонтанной	"		
	газлифт	"		
	Э Ц Н	"		
	Ш Г Н	"		
Средний дебит одной скважины по жидкости		$м^3$/сут		
	в т.ч. фонтанной	"		
	газлифт	"		
	ЭЦН	"		
	ШГН	"		
Ввод новых добывающих скважин с начала года		скв.		
Средний дебит нефти нов.скважины с с начала года		т/сут.		
Количество дней работы новой скважины с начала года		дни		
Добыча нефти по нов.скважинам с начала года		тыс.т.		

Продолжение формы 46

1	2	3	4 ...
Количество скважин, работающих с водой, всего			скв.
в т.ч. до 2%			скв.
2-20%			"
20-50%			"
50-90%			"
более 90%			"
Средневзвешенное пластовое давление а) В пределах начального внешнего контура нефтеносности (залежи, блока, зоны, участка)			МПа
б) В зоне отбора			МПа

Главный геолог НГДУ

Расшифровка фонда скважин
нефтяных месторождений НГДУ _____ на " "_____ 198 г.

Форма 47

Категория скважин	Состояние фонда	Месторождение					
		Горизонт			Горизонт	Всего	
		Количество скважин на начало периода	Номера скважин	Количество скважин на конец периода	.....	Количество скважин на начало периода	Количество скважин на конец периода
I	2	3	4	5	6	7	8
Фонд добывающих нефтяных скважин	I. Дающие продукцию						
	всего						
	в т.ч. Фонтанные						
	Газлифт						
	Э Ц Н						
	Ш Г Н						
	Нагнетательные в обработке на нефть						
	2. В простое						
	всего						
	в т.ч. Фонтанные						
	Газлифт						
	Э Ц Н						
	Ш Г Н						
	3. Оставленные по технологическим причинам						
	4. В бездействии						
	всего						
	в.т.ч.						

Продолжение формы 47

1	2	3	4	5	6	7	8
	Оставленные в текущем году и в декабре предыдущего года	40					
	Оставленные до I декабря предыдущего года	45					
	в том числе находящиеся в ремонте						
	5. В освоении после бурения всего						
	в.т.ч. находящиеся в работах по освоению						
	Ожидающие окончания разбуривания куста						
	Ожидающие обустройства						
	6. Весь эксплуатационный фонд нефтяных скважин						
	в т.ч. подключенные к промысловой системе сбора газа						
Фонд скважин, дающих техническую воду	Всего						
	в т.ч. действующие						
Нагнетательный фонд	I. Под закачкой						
	2. В простое						
	3. Оставлены по технологическим причинам	46					
	4. В освоении и ожидании освоения						
	5. В бездействии						
	6. Всего нагнетательных скважин						
Контрольные	Всего						
	в т.ч. пьезометрические наблюдательные						

Продолжение формы 47

1	2	3	4	5	6	7	8
В консервации	Всего						
Фонд ликвидированных скважин	Всего в т.ч. по геологическим причинам по техническим причинам выполнившие назначение						
Водозаборный фонд	Всего в т.ч. действующие бездействующие						
Поглощающий фонд	Всего в т.ч. действующие бездействующие						
Весь пробуренный фонд	Всего						

Главный геолог НГДУ

Форма 18

Текущее состояние разработки
газовых залежей НГДУ _____ за _____ месяц
198 г.

Основные показатели	Ед. измер.	месторождение, залежь			Всего по НГДУ
I	2	3	4	5	6
Среднесуточная добыча газа	тыс.м^3				
Добыча газа за месяц	тыс.м^3				
Добыча газа с начала года	тыс.м^3				
Добыча газа с начала разработки	тыс.м^3				
Пробуренный фонд скважин	скв.				
Добывающий фонд скважин	-"-				
в т.ч. Дающие газ на конец месяца	-"-				
простаивающие	-"-				
бездействующие	-"-				
в освоении	-"-				
В консервации	-"-				
Контрольные скважины	-"-				
Фонд ликвидированных скважин	-"-				
Всего	-"-				
в т.ч. по геологическим причинам	-"-				
по техническим причинам	-"-				
выполнившие назначение	-"-				
Ожидающие ликвидации	-"-				
Средний дебит одной скважины	$\frac{\text{тыс.м}^3}{\text{сут}}$				
Средневзвешенное пластовое давление	МПа				

Главный геолог НГДУ

Форма 49

РАСШИФРОНКА ФОНДА

скважин газовых залежей НГДУ _____на_____ 198 г.

Категория скважин	Состояние фонда	Месторождение, залежь					
		Горизонт			Горизонт	Всего	
		Количество скважин на начало периода	Номера скважин	Количество скважин на конец периода		Количество скважин на начало периода	Количество скважин на конец периода
I	2	3	4	5	6	7	8
Фонд добывающих газовых скважин	I. Дающие продукцию всего						
	в т.ч. дающие только газ						
	дающие газ и конденсат (или нефть)						
	2. В простое						
	Всего действующих						
	3. Остановленные в текущем году и в декабре предыдущего года						
	Остановленные до I декабря предыдущего года						
	Находящиеся в ожидании ликвидации						
	Итого бездействующих						
	4. Осваиваемые и ожидающие освоения после бурения, всего						
	в т.ч. находящиеся в работах по освоению						
	ожидающие окончания разбуривания куста						
	ожидающие строительства промысла						

Продолжение формы 49

1	2	3	4	5	6	7	8
В консервации	5. Весь эксплуатационный фонд газовых скважин						
	Всего						
Контрольные	Всего						
	в т.ч. пьезометрические, наблюдательные						
Фонд ликвидированных скважин	Всего						
	в т.ч. по геологическим причинам, по техническим причинам, выполнившие назначение						
	Принято скважин из бурения с начала года						
	в т.ч. за отчетный период						
Весь пробуренный фонд	Всего						

Главный геолог НГДУ

Л-77836 Подп. к печати 11/III 1984 г. Ф.П.Л. 6,0 Тираж 1000

Типография ХОЗУ Миннефтепрома. Зак. 1595

gost.e-ecolog.ru