

КАЗАНСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ

ИНСТИТУТ ФИЗИКИ

Кафедра радиоэлектроники

М.Н. ОВЧИННИКОВ, Г.Г. КУШТАНОВА, А.Г. ГАВРИЛОВ

**СРЕДСТВА КОНТРОЛЯ
ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ ПОТОКОВ В
СКВАЖИННЫХ УСЛОВИЯХ И РАСЧЕТЫ
ФИЛЬТРАЦИОННЫХ ПАРАМЕТРОВ ПЛАСТОВ**

Учебно-методическое пособие

Казань – 2016

УДК 532.546:556.3:622.32
О-35

*Принято на заседании кафедры радиоэлектроники
Протокол № 1 от 14 сентября 2016 г.*

Рецензент:

канд. физ.-мат. наук, зав. лаб. **Я.В. Фаттахов**

Овчинников М.Н.

О-35 Средства контроля гидродинамических потоков в скважинных условиях и расчеты фильтрационных параметров пластов: учеб.-метод. пособие / М.Н. Овчинников, Г.Г. Куштанова, А.Г. Гаврилов, – Казань: Казан. ун-т, 2016. – 96 с.

Пособие предназначено для студентов и магистрантов, обучающихся по профилям и направлениям «Радиофизика», «Радиофизические методы по областям применения: «Геофизика», «Радиофизические измерения», «Разработка и эксплуатация нефтяных месторождений», для курсов «Автоматизированные системы контроля разработки месторождений», «Подземная гидродинамика», «Гидродинамические исследования скважин». Пособие содержит около 100 задач и контрольных заданий в области стационарной и нестационарной фильтрации, анализа свойств фильтрационных волн давления, расчетов фильтрационных параметров пластов и конструирования автоматизированных систем контроля, а также справочный материал по способам измерений и средствам контроля гидродинамических потоков.

© Овчинников М.Н., Куштанова Г.Г., Гаврилов А.Г., 2016
© Казанский университет, 2016

Оглавление

Введение	4
Раздел 1 Стационарные фильтрационные течения в пластах	5
Раздел 2. Нестационарные фильтрационные течения в пластах.	
Фильтрационные волны давления	24
2.1. Фундаментальные решения линейных уравнений фильтрации для плоско- радиальных течений	25
2.2. Расчеты фильтрационных параметров пластов с использованием аппроксимаций функций Кельвина	26
2.3. Скорости фильтрационных волн	29
2.4. Амплитудно-частотные и фазочастотные характеристики волн давления	30
Раздел 3. Автоматизация гидродинамических исследований	
нефтеводонасыщенных пластов	34
3.1. Автоматизированная система контроля для гидропрослушивания	44
3.2. Автоматизированная система контроля для самопрослушивания	47
3.3. Аппаратно-программный комплекс для промысловых гидродинамических исследований	51
3.4. Контрольно-измерительные приборы (КИП) и датчики	57
3.5. Задачи к разделу 3	62
Приложение	66
Литература	92

ВВЕДЕНИЕ

Учебно-методическое пособие «Средства контроля гидродинамических потоков в скважинных условиях и расчеты фильтрационных параметров пластов» предназначено для сопровождения спецкурсов «Автоматизированные системы контроля разработки месторождений», «Подземная гидродинамика», «Гидродинамические исследования скважин», «Радиофизические методы исследования природных сред», «Моделирование разработки нефтяных месторождений».

Первый раздел пособия содержит 60 типовых задач в области стационарной фильтрации. Во втором разделе собраны оригинальные задачи подземной гидродинамики, основанные на применении метода фильтрационных волн давления (ФВД). Особенностью этого раздела является рассмотрение реализации метода ФВД, как одного из волновых методов исследований природных сред с использованием таких понятий, как фазовые и групповые скорости, амплитудно – частотные и фазо – частотные характеристики, диаграммы Найквиста для различных линейных типов волн, используемых при описании нестационарных фильтрационных процессов. Решение задач этого и предыдущего разделов позволяет определять фильтрационные параметры пластов (гидропроводности и пьезопроводности), а также проводить оценочные расчеты переменных волновых полей давлений с использованием фундаментальных решений различных уравнений для задач с осевой симметрией – плоско – радиальных потоков.

Третий раздел содержит подробное описание построения автоматизированных систем контроля разработки нефтяных месторождений, используемых при этом контрольно-измерительных приборов, программных продуктов и способов управления гидродинамическим экспериментом.

РАЗДЕЛ 1. СТАЦИОНАРНЫЕ ФИЛЬТРАЦИОННЫЕ ТЕЧЕНИЯ В ПЛАСТАХ

В данном разделе использованы задачи из следующих источников:

1. Басниев К.С. Подземная гидромеханика / К.С. Басниев, И.Н. Кочина, В.М. Максимов.– М.: Недра, 1993.– 416 с.
2. Евдокимова В.А. Сборник задач по подземной гидравлике / В.А.Евдокимова, И.Н. Кочина // М.: Недра, 1979.–167 с.
3. Рабочая программа по дисциплине «Подземная гидромеханика» Удмуртского госуниверситета/сост. С. Ю. Борхович // Ижевск, 2005.

Задача 1.1

При фильтрации жидкости с постоянным расходом через нецементированную пористую среду произошло вымывание мелких фракций песка. Изменилась при этом скорость фильтрации и средняя скорость движения жидкости?

Задача 1.2

Куб с ребром 1 м наполнили шарами диаметром 10см , а куб с ребром 1 см точно также уложили шарами диаметром 1 мм каждый. Пористость какой засыпки больше?

Задача 1.3

Определить удельную поверхность фиктивного грунта, пористость которого 0,25, а диаметр шаров 0,2 мм. Найти число шаров в 1 м³.

Задача 1.4.

Определить проницаемость при фильтрации через образец площадью 1 см², при перепаде давления 1 кгс/см² с расходом жидкости 1 см³/с, если длина

образца 1см, а жидкость имеет динамический коэффициент вязкости 1сП (сантипуаз).

Задача 1.5

Определить коэффициент фильтрации для керна, помещенного под углом α к горизонту, если массовый расход жидкости равен Q , плотность жидкости и вязкость равны соответственно ρ и μ , разница напоров в начале и конце керна ΔH , площадь сечения S , длина L .

Задача 1.6

Образец пористой среды длиной 10 см и диаметром 5 см после насыщения под вакуумом керосином плотностью 810 кг/м³ стал тяжелее на 20 г. Определить коэффициент пористости.

Задача 1.7

Во сколько раз изменится плотность упругой жидкости и совершенного газа при изменении давления от атмосферного ($p_a=0,1$ МПа) до $p=10$ МПа. Принять $\beta_{ж}=10^{-8}$ Па⁻¹.

Задача 1.8

Определить дебит дренажной галереи шириной B , если толщина пласта h , расстояние от контура питания до галереи L , коэффициент проницаемости k , динамический коэффициент вязкости μ , давление на контуре питания p_k , давление на галерее p_r .

Номер варианта	B , м	h , м	L , км	k , дарси	μ , сП	p_k , кПа	p_r , кПа
1	50	10	1	1	1	1960	980
2	40	5	1,1	0,5	1	1000	500
3	60	10	0,5	0,8	1,5	2000	1100
4	45	7	0,8	0,6	2	3000	2000
5	100	3	0,6	0,7	2,5	2500	1500

Задача 1.9

Определить функцию распределения давления и найти модуль градиента давления при прямолинейно-параллельной фильтрации в пласте несжимаемой жидкости по закону Дарси. Использовать следующие данные: длина пласта L , толщина h , ширина галереи B , коэффициент проницаемости пласта k , давление на галерее p_g , динамический коэффициент вязкости μ , дебит галереи.

Номер варианта	B , м	h , м	L , км	k , дарси	μ , сП	p_g , МПа	Q , м ³ /сут
1	300	10	5	0,8	4	2,94	30
2	120	5	1,1	0,5	2	3	350
3	210	4	2,1	1	1,5	4	40
4	150	7	3,2	0,6	3	5	20
5	180	3	1,5	0,7	2,8	6	30

Задача 1.10

Определить дебит нефтяной скважины (т/сут) в случае установившейся плоскорадиальной фильтрации жидкости по закону Дарси, если давление на контуре питания $p_k = 9,8$ МПа, давление на забое скважины $p_z = 7,3$ МПа, коэффициент проницаемости пласта $k = 0,5$ дарси, мощность пласта $h = 15$ м, диаметр скважины $d = 24,8$ см, радиус контура питания $R_k = 10$ км, динамический коэффициент вязкости $\mu = 6$ мПа·с, плотность жидкости $\rho = 850$ кг/м³.

Номер варианта	p_k , МПа	p_z , МПа	k , дарси	h , м	d , см	R_k , км	μ , сП	ρ , кг/м ³
1	9,8	7,3	0,5	15	24,8	10	6	850
2	9,1	5	1,1	3	22	5	5	880
3	13,6	10	0,7	6	18	3	4,5	860
4	12,3	8,1	0,8	7	20	2	3	910
5	7,1	3	0,6	4	24,8	1	2,5	870

Задача 1.11

Определить давление на расстоянии 10 и 100 м от оси симметрии скважины при установившейся плоскорадиальной фильтрации жидкости по закону Дарси, если давление на забое скважины p_z , коэффициент проницаемости пласта k , мощность пласта h , радиус скважины r_c , радиус

контура питания R_K , динамический коэффициент вязкости μ , плотность нефти ρ и дебит скважины равен Q .

Номер варианта	p_z , МПа	k , дарси	h , м	r_c , см	R_K , км	μ , сП	ρ , кг/м ³	Q , т/сут
1	7,84	0,57	10	12,8	10	4	870	200
2	9,2	1,1	6	10	3	5	888	230
3	13,6	1,8	4,5	9	6	3,5	950	180
4	12,3	0,9	5,8	14	5	2	850	120
5	7,1	2,1	7,8	11	4	1	920	150

Задача 1.12

Определить средневзвешенное по поровому объему пласта давление, если известно, что давление на контуре питания P_K , давление на забое скважины P_z , радиус скважины r_c , расстояние контура питания R_K .

Номер варианта	P_K , МПа	P_z , МПа	r_c , см	R_K , км
1	9,8	7,84	10	25
2	9,2	7,2	12	10
3	13,6	11	9	6
4	12,3	9,8	14	5
5	7,1	5,7	11	4

Задача 1.13

Определить время отбора нефти из призабойной зоны скважины радиусом R , если толщина пласта h , коэффициент пористости m , массовый дебит нефти Q , плотность нефти ρ , радиус скважины r_c .

Номер варианта	h , м	r_c , м	R , м	m	ρ , кг/м ³	Q , т/сут
1	10	0,1	100	0,2	920	40
2	6	0,12	300	0,25	888	48
3	4,5	0,11	150	0,21	950	55
4	5,8	0,1	120	0,19	850	30
5	8	0,124	90	0,23	920	36

Задача 1.14

Определить время, за которое частица жидкости подойдет к стенке скважины с расстояния r_0 , если коэффициент проницаемости пласта равен k , динамический коэффициент вязкости μ , радиус контура питания R_K , депрессия

составляет $\Delta p = p_k - p_c$, толщина пласта h , коэффициент пористости m , радиус скважины r_c .

Номер варианта	Δp , кгс/см ²	k , дарси	h , м	r_0 , см	R_K , км	μ , сП	m	r_c , м
1	10	1	10	200	1	5	0,15	0,1
2	21	1,1	6	100	3	5	0,16	0,12
3	13,6	1,8	4,5	120	6	3,5	0,18	0,09
4	12,3	3	5,8	150	5	2	0,2	0,14
5	15	2,1	7,8	110	4	1	0,23	0,2

Задача 1.15

В пласте, состоящем из трех пропластков, имеет место прямолинейно-параллельная фильтрация несжимаемой жидкости по закону Дарси. Как относятся скорости фильтрации расходы пропластков, если $k_1:k_2:k_3=5:4:3$, $h_1:h_2:h_3=1:2:3$? Общая депрессия $\Delta p=3$ МПа, длина пласта L , ширина B ?

Номер варианта	Δp , МПа	$k_1:k_2:k_3$	$h_1:h_2:h_3$	L , м	B , м
1	3	5:4:3	1:2:3	1500	100
2	2,1	6:4:3	3:2:1	1000	300
3	3,5	5:2:3	2:2:1	1200	50
4	4,1	5:4:1	4:2:3	1500	80
5	1,9	3:4:3	1:5:3	1100	120

Задача 1.16

В центре кругового пласта радиуса R_K расположена совершенная скважина радиуса r_c . Пластовое давление $p_{пл}$. Вначале пласт имел постоянную проницаемость k и скважина эксплуатировалась при депрессии Δp . Затем проницаемость призабойной зоны радиуса r_0 уменьшилась до $k_{п}$. Какое забойное давление надо создать, чтобы получить тот же дебит, что для однородного пласта?

Номер варианта	$p_{пл}$, МПа	Δp , МПа	k , дарси	R_K , км	r_c , м	r_0 , м	$k_{п}$, дарси
1	12	3	0,6	5	0,1	10	0,1
2	15	4	1,1	3	0,12	5	0,2
3	20	5	0,9	6	0,09	7	0,18
4	19	4,5	0,5	5	0,14	12	0,2
5	17	6	0,7	4	0,2	8	0,23

Задача 1.17

Круговой пласт состоит из двух зон разной проницаемости (k_1 , k_2), радиус зоны неоднородности $r_1=10$ м. В пласте фильтруется нефть плотностью ρ и вязкостью μ по закону Дарси. Определить скорости фильтрации и значения градиентов давления на границе зон, если известны r_c , R_k , p_k , p_c .

Номер варианта	p_k , МПа	p_c , МПа	k_1 , дарси	k_2 , дарси	R_k , м	r_c , м	r_1 , м	μ , мПа*с	ρ , кг/м ³
1	12	10	1	0,2	500	0,1	10	2	760
2	15	11	1,1	0,2	300	0,12	5	5	888
3	20	15	0,9	0,18	600	0,09	7	3,5	950
4	19	16	0,5	0,2	500	0,14	12	2	850
5	17	12	0,7	0,23	400	0,2	8	1	920

Задача 1.18

Проницаемость однородного пласта радиуса R_k равна k_0 . В результате запарафинивания проницаемость призабойной зоны радиусом r_1 снизилась до k_1 . Радиус скважины r_c . Найти среднюю проницаемость пласта.

Номер варианта	k_0 , дарси	k_1 , дарси	R_k , м	r_c , м	r_1 , м
1	1,5	0,15	1600	0,1	10
2	1	0,11	1500	0,12	15
3	2	0,09	1200	0,09	7
4	1,9	0,1	1000	0,14	12
5	1,7	0,17	1400	0,2	8

Задача 1.19

В результате кислотной обработки призабойной зоны пласта проницаемость ее увеличилась в 2 раза на расстоянии r_1 от скважины. Как изменится дебит скважины, если первоначальная проницаемость k_0 , радиус пласта R_k , а дебит Q_0 . Радиус скважины r_c .

Номер варианта	$k_1:k_0$	R_k , м	r_c , м	r_1 , м
1	2	1000	0,1	5
2	2,5	1100	0,12	6
3	3	900	0,09	7
4	3,5	1200	0,14	9
5	2,2	1300	0,2	8

Задача 1.20

Во сколько раз изменится дебит нефтяной скважины радиусом r_c , эксплуатирующей пласт R_K проницаемостью k_0 , если проницаемость призабойной зоны радиусом r_1 уменьшилась в 5 раз.

Номер варианта	k_0 , дарси	$k_0:k_1$	R_K , км	r_c , м	r_1 , м
1	1	5	10	0,1	1
2	2	4	3	0,12	2
3	1,5	3	9	0,09	2,5
4	0,9	6	2	0,14	1,5
5	0,7	7	4	0,2	1,8

Задача 1.21

В пласте, состоящем из 2 зон различной проницаемости, имеет место прямолинейно-параллельная фильтрация несжимаемой жидкости по закону Дарси. k_1 , k_2 , w_1 , μ Найти градиенты давления в обеих зонах и построить график $p(x)$.

Номер варианта	w_1 , м/с	k_1 , дарси	k_2 , дарси	μ , мПа*с
1	10^{-5}	0,2	0,6	2
2	$2 \cdot 10^{-5}$	0,1	0,5	3
3	$1,5 \cdot 10^{-5}$	0,3	0,8	3,5
4	$1,8 \cdot 10^{-5}$	0,35	1	2,5
5	$1,3 \cdot 10^{-5}$	0,22	0,9	4

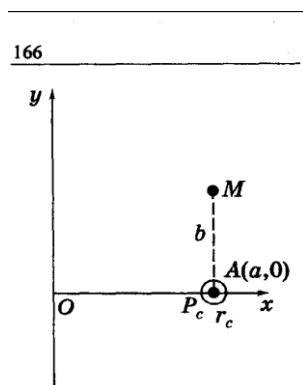
Задача 1.22

Определить дебит скважины в случае установившейся плоскорадиальной фильтрации совершенного газа, если давление на контуре питания p_K , давление на забое скважины p_z , коэффициент проницаемости пласта k , мощность пласта h , диаметр скважины d_c , радиус контура питания R_K , динамический коэффициент вязкости μ , плотность газа при атмосферных условиях ρ .

Номер варианта	p_K , МПа	p_z , МПа	k , дарси	h , м	d_c , см	R_K , км	$\mu \cdot 10^7$, Па·с	ρ , кг/м ³
1	9,8	7,3	0,5	15	24,8	10	135	0,71
2	9,2	7	0,6	11	21	7	120	0,72
3	11,6	8,2	0,7	8	18	6	139	0,75
4	12,3	9	0,9	9	26	5	144	0,78
5	10,1	6,7	0,8	7	22	8	142	0,73

Задача 1.23

В полубесконечном пласте с прямолинейным контуром питания работает добывающая скважина на расстоянии a от контура с удельным дебитом q . Найти скорость фильтрации в точке пласта с координатами $x=f$, $y=b$ (см. рис.).



Задача 1.24

В полубесконечном пласте с непроницаемой границей $x=0$ работает добывающая газовая скважина в т. $A(a, 0)$ с забойным давлением p_c . Давление на контуре питания равно p_k , проницаемость пласта k , толщина пласта h , вязкость газа μ . Найти приведенный дебит газовой скважины.

Задача 1.25

В полубесконечном пласте с прямолинейным контуром питания $x=0$, на котором задано давление p_k , работает добывающая газовая скважина в т. $A(a, 0)$ с забойным давлением p_c . Проницаемость пласта k , толщина пласта h , вязкость газа μ . Найти приведенный дебит газовой скважины.

Задача 1.26

В полубесконечном пласте с прямолинейным контуром питания $x=0$, на котором задано давление p_k , работает добывающая нефтяная скважина в т. $A(a, 0)$ с забойным давлением p_3 . Проницаемость пласта k , толщина пласта h , вязкость μ . Определить дебит скважины.

Номер варианта	p_k , МПа	p_z , МПа	k , дарси	h , м	a , м	μ , мПа·с
1	10	8	0,3	10	100	5
2	9,2	7	0,6	11	120	4
3	11,6	8,2	0,7	8	150	3
4	12,3	9	0,9	9	140	2
5	10,1	6,7	0,8	7	130	3,5

Задача 1.27

Найти отношение дебита скважины Q_1 , работающей в центре кругового пласта с радиусом R_k с депрессией p , к дебиту скважины Q_2 , расположенной в пласте с теми же параметрами h, k, μ , на расстоянии L от прямолинейного контура питания и работающего с той же депрессией, r_c .

Номер варианта	L , км	r_c , м	R_k , км
1	3	0,1	3
2	2	0,11	2
3	1	0,12	1
4	1,5	0,13	1,5
5	2,5	0,14	2,5

Задача 1.28

В центре кругового пласта радиуса R_k , толщиной h , расположена нефтяная скважина радиуса r_c . Пластовое давление $p_{пл}$, вязкость нефти μ . Проницаемость пласта k и скважина эксплуатировалась при депрессии Δp . Дебит скважины Q . Определите величину скин-эффекта.

Номер варианта	$p_{пл}$, МПа	Δp , МПа	k , дарси	h , м	r_c , м	R_k , км	μ , сП	Q , м ³ /сут
1	12	3	0,6	10	0,1	3	6	100
2	11	4	0,6	11	0,11	2	5	120
3	12	3	0,7	8	0,12	3	4	130
4	13	4	0,9	9	0,13	2	3	90
5	10	3,5	0,8	7	0,14	1,5	4	110

Задача 1.29

В нефтяном пласте пьезопроводностью χ в момент времени $t=0$ начала работать скважина с постоянным дебитом. Через t_1 скважину закрыли. Что

происходит на расстоянии r от скважины в момент времени t_2 (повышение или понижение давления)?

Номер варианта	$\chi, \text{м}^2/\text{с}$	$t_1, \text{час}$	$t_2, \text{час}$	$r, \text{м}$
1	0,1	5	10	120
2	0,18	4	11	110
3	0,2	3	12	130
4	0,3	4	13	150
5	0,4	3,5	14	170

Указание. Построить график зависимости $\partial p / \partial t$ от t при фиксированном r .

Задача 1.30

Допустим, что однородный пласт имеет бесконечную прямолинейную непроницаемую границу. В этом полубесконечном пласте в момент времени $t=0$ пущена в эксплуатацию одна скважина скв.1 с постоянным дебитом Q . Требуется изучить процесс перераспределения давления в таком пласте поле пуска скважины.

Задача 1.31

Пусть происходит вытеснение нефти водой в условиях плоско-радиальной фильтрации по закону Дарси (см. рис.). На контуре питания радиусом R_k поддерживается постоянное давление p_k , на забое добывающей скважины радиусом r_c — постоянное давление p_c , толщина пласта h , проницаемость k . Если начальное положение контура нефтеносности R_0 совпадает с контуром питания, определить;

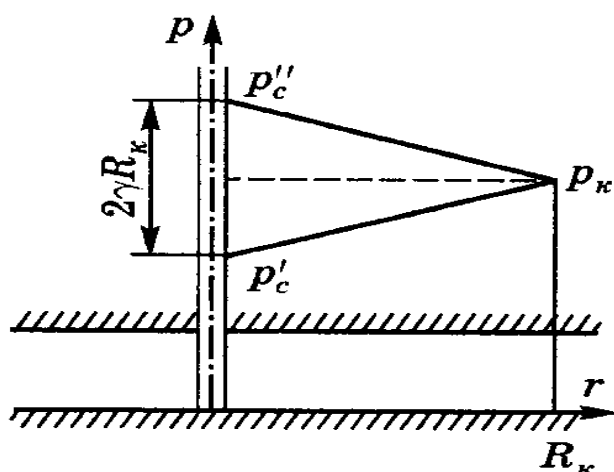
- местонахождение границы раздела жидкостей r_f через 1 год после начала эксплуатации;
- давление на границе раздела фаз $p(t)$;

- в) построить графики изменения давления в водоносной и нефтеносной областях пласта, выбрав точки самостоятельно;
- г) время прорыва воды в скважину.

Номер варианта	p_k , МПа	p_c , ат	k , дарси	h , м	r_c , см	R_K , км
1	15	120	0,2	8	12	1
2	11	70	0,6	11	11	2
3	12	85	0,7	8	12,4	3
4	13	97	0,9	9	13	2
5	10	66	0,8	7	14	1,5

Задача 1.32

Определить предельный градиент γ по данным промысловых исследований. После длительной эксплуатации скважины в пласте с неньютоновской нефтью увеличивают противодействие на пласт до p_c' , при котором прекращается поступление нефти в скважину. Затем закачивают в нее такое количество той же нефти, при котором начинается поступление нефти в пласт. Давление на забое становится равным p_c'' . Радиус контура питания равен R_K .



Номер варианта	p_c' , МПа	p_c'' , МПа	R_K , м
1	7	12	500
2	8	12	600
3	9	12,5	700
4	6,3	11	800
5	6,5	11,5	850

Задача 1.33

В пласте происходит фильтрация неньютоновской нефти с предельным градиентом $\gamma=0,03$ (кгс/см²)/м. Найти дебит скважины и вычислить уравнение индикаторной линии при установившейся радиальной фильтрации. Толщина пласта равна h , коэффициент проницаемости k , давление на контуре питания p_k , давление на забое p_c , радиус контура питания R_k , радиус скважины r_c , коэффициент вязкости μ .

Номер варианта	p_k , кгс/см ²	p_c , кгс/см ²	k , дарси	h , м	r_c , см	μ , сП	R_k , м
1	100	70	0,07	7	10	17	400
2	110	70	0,06	11	11	12	500
3	120	85	0,08	8	12,4	8	600
4	130	97	0,09	9	13	10	700
5	100	66	0,08	7	14	5	800

Задача 1.34

Через горизонтальную трубу незначительной длины диаметром 50 мм, имеющую сужение до 20 мм, протекает несжимаемая жидкость плотностью 1г/см³. Определить давление в узкой части трубы, если на входе поддерживается давление 0,3 МПа и расход равен 1 л/с.

Задача 1.35

Эксплуатационная нефтяная скважина диаметром 10'' вскрыла пласт толщиной 6 м, насыщенный нефтью вязкостью $2.5 \cdot 10^{-3}$ Па·с. На расстоянии 250м от оси скважины поддерживается постоянное пластовое давление 20.7 МПа. В скважине проведены исследования методом установившихся отборов (ИД).

p_c , МПа	Q , м ³ /сут	p_c , МПа	Q , м ³ /сут	p_c , МПа	Q , м ³ /сут	p_c , МПа	Q , м ³ /сут
20,2	30,0	19,2	92,0	17,7	177,0	14,0	378,0

Задача 1.36

Определить характер распределения давления вокруг работающей скважины с диаметром 10" и построить поверхность депрессионной воронки, если величина забойного давления равна 12 МПа, а величина давления на контуре питания, расположенном на расстоянии 300 м от оси скважины, составляет 20 МПа.

Задача 1.37

Эксплуатационная нефтяная скважина вскрыла изотропный бесконечный продуктивный пласт толщиной 26 метров, насыщенный нефтью вязкостью 1×10^{-3} Па·с. Работа скважины характеризуется следующим переменным во времени дебитом:

Продолжительность интервалов работы скважины, сут	60	80	80	220
Дебит скважины, м ³ /сут	100	180	0	60

Определить величину пластового давления в точке пласта, расположенной на расстоянии 120 м от оси скважины, если коэффициент проницаемости пласта равен 500 миллидарси, а коэффициент пьезопроводности – $1 \text{ м}^2/\text{с}$, величина начального пластового давления $p_0=12 \text{ МПа}$.

Задача 1.38

Для определения фильтрационных параметров пласта в скважине, работавшей с постоянным дебитом $Q=200 \text{ м}^3/\text{сут}$, снята кривая восстановления забойного давления (КВД). Начальное забойное давление в скважине было равно 12,0 МПа; пласт с эффективной толщиной 15,0 м насыщен нефтью вязкостью 2×10^{-3} Па·с. Результаты исследования представлены в следующей таблице:

T, сек	$p_{с,}$ МПа	t, сек	$p_{с,}$ МПа	t, сек	$p_{с,}$ МПа	t, сек	$p_{с,}$ МПа
0	12,0000	1500	12,6680	5000	13,0133	10000	13,0472
300	12,1050	2000	12,8620	6000	13,0233	12000	13,0562
600	12,2080	2500	12,9160	7000	13,0291	14000	13,0641
900	12,3550	3000	12,9740	8000	13,0359	16000	13,0698
1200	12,5120	4000	13,0020	9000	13,0415	18000	13,0759

Упругость 0.28×10^{-7} 1/атм

Задача 1.39

Эксплуатационная нефтяная скважина диаметром 8" вскрыла продуктивный пласт толщиной 18 метров и проницаемостью 60 мд, насыщенный нефтью вязкостью $5,0 \times 10^{-3}$ Па с. На расстоянии 220 метров от оси скважины поддерживается постоянное давление на уровне 15,8 МПа, на забое скважины – 12,2 МПа. После обработки призабойной зоны скважины с проникновением реагента на глубину 10 м, её проницаемость увеличилась в 5 раз. Определить дебит скважины и эффективность проведённых мероприятий по обработке призабойной зоны скважины.

Задача 1.40

Определить скорость фильтрации и среднюю скорость движения нефти у стенки гидродинамически совершенной скважины и на расстоянии $r = 75$ м, если известно, что мощность пласта $h = 10$ м, коэффициент пористости $m = 12\%$, радиус скважины $r_c = 0,1$ м, массовый дебит скважины $Q_m = 50$ т/сут и плотность нефти $\rho = 850$ кг/м³.

Задача 1.41

Определить объемный дебит Q_c и скорость фильтрации газа w_c у стенки гидродинамически совершенной скважины, если известно, что приведенный к атмосферному давлению и пластовой температуре объемный дебит газа $Q_{at} = 10^6$ м³/сут, радиус скважины $r_c = 0,1$ м, мощность пласта $h = 20$ м, абсолютное давление газа на забое $p_c = 4,9$ МПа (50 кгс/см²).

Задача 1.42

Определить скорость фильтрации и среднюю скорость движения при плоскорадиальной фильтрации газа к скважине в точке на расстоянии $r = 150$ м от центра скважины, если давление в этой точке равно $p = 7,84$ МПа (80 кгс/см²), мощность пласта $h = 12$ м, пористость его $m = 20\%$, а приведенный к

атмосферному давлению и пластовой температуре дебит $Q_{ат} = 2 \cdot 10^6 \text{ м}^3/\text{сут}$, $p_{ат} = 0,1 \text{ МПа}$.

Задача 1.43

Определить радиус призабойной зоны $r_{кр}$, в которой нарушен закон Дарси, при установившейся плоскорадиальной фильтрации идеального газа, если известно, что приведенный к атмосферному давлению дебит скважины $Q_{ат} = 2 \cdot 10^6 \text{ м}^3/\text{сут}$, мощность пласта $h = 10 \text{ м}$, коэффициент проницаемости $k=0,6 \text{ Д}$, коэффициент пористости пласта $m=19\%$, динамический коэффициент вязкости газа в пластовых условиях $\mu=1,4 \cdot 10^{-5} \text{ кг/м}\cdot\text{с}$, плотность газа при атмосферном давлении и пластовой температуре $\rho_{ат} = 0,7 \text{ кг/м}^3$.

Задача 1.44

Дебит газовой скважины, приведенный к атмосферному давлению при пластовой температуре $Q_{ат} = 2 \cdot 10^6 \text{ м}^3/\text{сут}$, абсолютное давление на забое $p_c = 7,84 \text{ МПа}$ (80 кгс/см^2), мощность пласта $h=10 \text{ м}$, коэффициент пористости пласта $m = 18\%$, коэффициент проницаемости $k=1,2 \text{ Д}$, средняя молекулярная масса газа 18, динамический коэффициент вязкости в пластовых условиях $\mu = 0,015 \text{ мПа}\cdot\text{с}$, температура пласта 45° С .

Определить, имеет ли место фильтрация по закону Дарси в призабойной зоне совершенной скважины радиусом $r_c = 10 \text{ см}$.

Задача 1.45

Определить дебит дренажной галереи шириной $B = 100 \text{ м}$, если мощность пласта $h=10 \text{ м}$, расстояние до контура питания $l = 10 \text{ км}$, коэффициент проницаемости пласта $k=1 \text{ Д}$, динамический коэффициент вязкости жидкости $\mu = 1 \text{ сП}$, давление на контуре питания $p_k = 9,8 \text{ МПа}$ (100 кгс/см^2) и давление в галерее $p_z = 7,35 \text{ МПа}$ (75 кгс/см^2). Движение жидкости напорное, подчиняется закону Дарси.

Задача 1.46

Определить дебит нефтяной скважины (в т/сут) в случае установившейся плоскорадиальной фильтрации жидкости по закону Дарси, если известно, что давление на контуре питания $p_k = 9,8$ МПа (100 кгс/см^2), давление на забое скважины $p_c = 7,35$ МПа (75 кгс/см^2), коэффициент проницаемости пласта $k = 0,5$ Д, мощность пласта $h = 15$ м, диаметр скважины $D_c = 24,8$ см, радиус контура питания $R_k = 10$ км, динамический коэффициент вязкости жидкости $\mu = 6$ мПа·с и плотность жидкости $\rho = 850 \text{ кг/м}^3$.

Задача 1.47

Определить коэффициент гидропроводности пласта kh/μ по данным о коэффициенте продуктивности скважины. Известно, что фильтрация происходит по закону Дарси, коэффициент продуктивности $K = 18$ т/сут (кгс/см^2), среднее расстояние между скважинами $2\sigma = 1400$ м, плотность $\rho = 925 \text{ кг/м}^3$, радиус скважины $r_c = 0,1$ м.

Задача 1.48 Найти изменение перепада давления Δp при увеличении радиуса скважины вдвое, при котором дебит остается прежним. Рассмотреть два случая, как в предыдущей задаче. Начальный радиус скважины $r_c = 0,1$ м, расстояние до контура питания $R_k = 1$ км.

Задача 1.49

Определить значение числа Рейнольдса у стенки гидродинамически несовершенной по характеру вскрытия нефтяной скважины, если известно, что эксплуатационная колонна перфорирована, на каждом метре длины колонны прострелено 10 отверстий диаметром 10 мм, мощность пласта 15 м, проницаемость 1 д, пористость 18%, коэффициент вязкости 4 мПа·с, плотность нефти 870 кг/м^3 и дебит скважины $140 \text{ м}^3/\text{сут}$.

По формуле Щелкачева $Re = \frac{10w\sqrt{k\rho}}{m^{2.3}\mu}$, а критические значения $1 \leq Re \leq 12$.

По формуле Миллионщикова $Re = \frac{w\sqrt{k}\rho}{m^{1.5}\mu}$, а критические значения $0,022 \leq Re \leq 0,29$

Задача 1.50

Определить радиус призабойной зоны, в которой нарушен закон Дарси, при установившейся плоскорадиальной фильтрации идеального газа, если известно, что приведенный к атмосферному давлению дебит скважины $2 \cdot 10^6$ м³/сут., мощность пласта 10 м, проницаемость 0,6 д, пористость 19%, коэффициент вязкости в пластовых условиях $1,4 \cdot 10^{-5}$ Па·с, плотность газа при атмосферном давлении и пластовой температуре 0,7 кг/м³.

Указание: использовать число Рейнольдса по формуле Миллионщикова и за Рекр взять нижнее значение 0,022.

Задача 1.51

Определить по формуле Щелкачева происходит ли фильтрация по закону Дарси, если известно, что дебит нефтяной скважины 200 м³/сут., мощность пласта 5 м, проницаемость 0,2 д, пористость 16%, динамический коэффициент вязкости 5 мПа·с, плотность нефти 0,8 г/см³. Скважина гидродинамически совершенна, ее радиус 0,1 м.

Задача 1.52

Приведенный к атмосферному давлению дебит газовой скважины $2 \cdot 10^6$ м³/сут, давление на забое 7,84 МПа, мощность пласта 10 м, проницаемость 1,2 д, пористость 18%, коэффициент вязкости в пластовых условиях 0,015 мПа·с, средняя молекулярная масса газа 18, температура пласта 45 С.

Определить имеет ли место фильтрация по закону Дарси, в призабойной зоне совершенной скважины радиусом 10 см.

Задача 1.53

Определить дебит дренажной галереи шириной 100 м, если мощность пласта 10 м, расстояние до контура питания 10 км, проницаемость 1 д, динамический коэффициент вязкости 1 сП, давление на контуре питания 9,8 МПа и давление в галерее 7,35 МПа. Давление жидкости напорное, подчиняется закону Дарси.

Задача 1.54

Определить коэффициент проницаемости пласта (в различных системах единиц), если в пласте происходит прямолинейно-параллельное установившееся движение однородной жидкости по закону Дарси. Галерея шириной 500м, если толщина пласта 6 м, гидравлический уклон 0,03, динамический коэффициент вязкости 5 сП, дебит галереи $Q=30 \text{ м}^3/\text{сут}$.

Задача 1.55 Найти градиент давления в пласте при прямолинейно-параллельной установившемся движении однородной несжимаемой жидкости по закону Дарси. Галерея шириной 300м, если толщина пласта 10 м, проницаемость 0,8 д, давление на галерее $p_r=2,94 \text{ МПа}$, длина пласта 5 км, динамический коэффициент вязкости 4 сП, дебит галереи $Q=30 \text{ м}^3/\text{сут}$.

Задача 1.56

Определить дебит нефтяной скважины (т/сут) при установившемся плоско-радиальной движении однородной несжимаемой жидкости по закону Дарси. Радиус контура питания 10 км, толщина пласта 15 м, проницаемость 0,5 д, давление на забое скважины $p_c=7,35 \text{ МПа}$, давление на контуре $p_c=9,8 \text{ МПа}$, динамический коэффициент вязкости $6 \text{ мПа}\cdot\text{с}$, диаметр скважины 24.8 см, плотность жидкости 850 кг/м^3 .

Задача 1.57

Сколько жидкости надо закачивать в нагнетательную скважину, если необходимо, чтобы давление в скважине поддерживалось на 1,47 МПа выше давления, установившегося на расстоянии 2 км от скважины. Толщина пласта 10 м, проницаемость 15 мД, динамический коэффициент вязкости 1 сП, диаметр скважины 10 см, плотность жидкости 850 кг/м³.

Задача 1.58

Определить средневзвешенный по мощности коэффициент проницаемости пласта, представленного несколькими проницаемыми пропластками, разделенными глинистыми пропластками. Жидкость движется в направлении напластования.

Задача 1.59

Определить средний коэффициент проницаемости пласта в зоне радиуса 500 м, Если первоначальный 1200 мД, а затем в результате запарфинирования коэффициент проницаемости призабойной зоне радиуса 30 м снизился до 150 мД. Радиус скважины 0,1м.

Задача 1.60

Скважина радиусом 10 см эксплуатирует пласт радиуса 10 км с коэффициентом проницаемости k . Во сколько раз изменится дебит скважины, если:

1. Проницаемость в призабойной зоне радиуса $r=0,5$ м возрастает в 10 раз
2. Ухудшится в 10 раз
3. Рассмотреть предыдущие варианты при $r= 5$ м

РАЗДЕЛ 2. НЕСТАЦИОНАРНЫЕ ФИЛЬТРАЦИОННЫЕ ТЕЧЕНИЯ В ПЛАСТАХ. ФИЛЬТРАЦИОННЫЕ ВОЛНЫ ДАВЛЕНИЯ

Тесты для верификации моделей фильтрации. Предложите экспериментально реализуемые тесты - гидродинамические натурные эксперименты для верификации фильтрационных моделей.

Задача 2.1

Предложите формулировку критерия установившихся колебаний в методе ФВД.

Задача 2.2

Предложите тесты для определения линейности рассматриваемых систем.

Задача 2.3

Предложите тесты для определения неоднородности пласта.

Задача 2.4

Предложите тесты для определения применимости принципа локального термодинамического равновесия.

Задача 2.5

Предложите тесты для различения моделей 1-4 (приложение к разделу 2).

2.1. ФУНДАМЕНТАЛЬНЫЕ РЕШЕНИЯ ЛИНЕЙНЫХ УРАВНЕНИЙ ФИЛЬТРАЦИИ ДЛЯ ПЛОСКО – РАДИАЛЬНЫХ ТЕЧЕНИЙ

Задача 2.1.1

Найти фундаментальное решение для уравнения плоско-радиальной фильтрации вида

$$\frac{\partial p(r,t)}{\partial t} = \chi \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} r \frac{\partial p(r,t)}{\partial r}.$$

Записать решение для изменения давления в пласте, начиная с момента времени $t = 0$, при задании произвольного дебита $q(t)$ на длительно простаивавшей одиночной скважине.

Задача 2.1.2

Найти фундаментальное решение для уравнения плоско-радиальной фильтрации вида

$$\tau_q \frac{\partial^2 p(r,t)}{\partial t^2} + \frac{\partial p(r,t)}{\partial t} = \chi \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} r \frac{\partial p(r,t)}{\partial r}.$$

Записать решение для изменения давления в пласте, начиная с момента времени $t = 0$, при задании произвольного дебита $q(t)$ на длительно простаивавшей одиночной скважине.

Задача 2.1.3

Найти фундаментальное решение для уравнения плоско-радиальной фильтрации вида

$$\frac{\partial p(r,t)}{\partial t} = \chi \frac{\partial}{\partial r} r \frac{\partial}{\partial r} \left(p(r,t) + \tau_p \frac{\partial p(r,t)}{\partial t} \right).$$

Записать решение для изменения давления в пласте, начиная с момента времени $t = 0$, при задании произвольного дебита $q(t)$ на длительно простаивавшей одиночной скважине.

Задача 2.1.4

Найти фундаментальное решение для уравнения плоско-радиальной фильтрации вида

$$\tau_q \frac{\partial^2 p(r,t)}{\partial t^2} + \frac{\partial p(r,t)}{\partial t} = \chi \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} r \frac{\partial}{\partial r} \left(p(r,t) + \tau_p \frac{\partial p(r,t)}{\partial t} \right).$$

Записать решение для изменения давления в пласте, начиная с момента времени $t = 0$, при задании произвольного дебита $q(t)$ на длительно простаивавшей одиночной скважине.

2.2. РАСЧЕТЫ ФИЛЬТРАЦИОННЫХ ПАРАМЕТРОВ ПЛАСТОВ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ АППРОКСИМАЦИЙ ФУНКЦИЙ КЕЛЬВИНА

При интерпретации результатов исследований ФПП методом ФВД актуальны вопросы корректности применения тех или иных приближённых аналитических решений. Действительно, относительно простые аналитические решения даже для простейшей модели фильтрации по закону Дарси и классического уравнения могут быть использованы только при выполнении условий, когда безразмерный параметр ближней зоны скважин (индексы n – номеров гармоник ниже опущены) весьма мал

$$X_c = r\sqrt{\omega/\chi} \ll 1,$$

а безразмерный параметр для межскважных интервалов - велик

$$X = r\sqrt{\omega/\chi} \gg 1.$$

Однако, как это часто бывает на практике, эти условия могут и не выполняться. При этом использование точных решений для определения искомых параметров весьма затруднительно ввиду присутствия в них сложных комбинаций функций Кельвина. При осуществлении аппроксимаций широко используются линейные или полиномиальные тренды. В ряде случаев эффективным может оказаться и метод аппроксимации Паде, когда посредством использования отношений полиномов относительно низких порядков:

$$f_{(N,M)}(x) = \frac{\sum_{n=0}^N a_n x^n}{\sum_{m=0}^M a_m x^m}$$

можно описать весьма сложные соотношения. При этом, результаты натурных исследований показывают, что для многих практических ситуаций интервалы изменения X_c лежат в диапазоне $0,1 < X_c < 0,5$, а X в диапазоне $0,5 < X < 5$.

Используя выражения для определения фильтрационных параметров пластов (см. приложение к разделу 2), решить задачи, представленные ниже.

Задача 2.2.1

Рассчитать значения X_c для δ_c в диапазоне $0,08 < \delta_c < 0,576$ с использованием аппроксимации в виде полинома 4 степени.

Задача 2.2.2

Рассчитать значения X_c для δ_c в диапазоне $0,08 < \delta_c < 0,576$ с использованием аппроксимаций Паде в виде отношения полиномов второй степени.

Задача 2.2.3

Рассчитать значения X_c для δ_c в диапазоне $0,563 < \delta_c < 0,74$ с использованием аппроксимации в виде полинома 4 степени.

Задача 2.2.4

Рассчитать значения X_c для δ_c в диапазоне $0,563 < \delta_c < 0,74$ с использованием аппроксимаций Паде в виде отношения полиномов второй степени.

Задача 2.2.5

Рассчитать значения X_c для δ_c в диапазоне $0,74 < \delta_c < 0,778$ с использованием аппроксимации в виде полинома 4 степени.

Задача 2.2.6

Рассчитать значения X_c для δ_c в диапазоне $0,74 < \delta_c < 0,778$ с использованием аппроксимаций Паде в виде отношения полиномов второй степени.

Задача 2.2.7

Найти аппроксимации для выражения $A = \left[\frac{Ker^2 X_c + Kei^2 X_c}{Ker_1^2 X_c + Kei_1^2 X_c} \right]^{1/2}$ при $0,0001 < X_c < 1$, при $1 < X_c < 7$, при $7 < X_c < 50$, используя полиномиальное представление. Определить для каждого случая R2

Задача 2.2.8

Найти X при $10^{-2} < X_c < 0.5$ при известных значениях разностей фаз δ_c и Δ .

Задача 2.2.9

Найти аппроксимацию комплекса $K = \frac{1}{X_c} \left[\frac{Ker^2 X + Kei^2 X}{Ker_1^2 X_c + Kei_1^2 X_c} \right]^{1/2}$ в интервалах при изменениях переменных X и X_c в интервалах $0 < X_c < 0,5$ и $0,5 < X < 5$.

2.3. СКОРОСТИ ФИЛЬТРАЦИОННЫХ ВОЛН

Найти фазовые и групповые скорости волн давления для линейных моделей фильтрации.

Указание. Используя пробную функцию $P = P_0 e^{i(\omega(k)t - kx)}$, найти дисперсионное соотношение и рассчитать фазовую скорость

$$V_{ph} = \frac{\omega}{\text{Re}k(\omega)}$$

и групповую скорость

$$V_g = \frac{\partial \omega}{\partial \text{Re}k(\omega)}$$

для моделей 1-4 (см. Приложение к разделу 2).

Задача 2.3.1

Показать, что для модели 1 фазовая скорость будет

$$V_\phi = \sqrt{2\chi\omega}.$$

Задача 2.3.2

Показать, что для модели 2 фазовая скорость будет

$$V_\phi = \frac{\sqrt{\chi\omega}}{(1 + \omega^2 \tau_q^2)^{1/4} \cos\left(\frac{1}{2} \arctg \frac{1}{\omega \tau_q}\right)}.$$

Задача 2.3.3

Показать, что для модели 4 фазовая скорость будет

$$V_\phi = \frac{\sqrt{\chi\omega} (1 + \omega^2 \tau_p^2)^{1/4}}{\cos\left(\frac{1}{2} \arctg \frac{1}{\omega \tau_p}\right)}.$$

Задача 2.3.4

Показать, что для модели 4 фазовая скорость будет

$$V_{\phi} = \frac{\sqrt{\chi\omega}}{\left(\frac{1+\omega^2\tau_q^2}{1+\omega^2\tau_p^2}\right)^{1/4} \cos\left(\frac{1}{2}\arctg\left(\frac{1+\omega^2\tau_p\tau_q}{\omega(\tau_p-\tau_q)}\right)\right)}.$$

Задача 2.3.5

Найти групповую скорость для модели 1.

Задача 2.3.6

Найти групповую скорость для модели 2.

Задача 2.3.7.

Найти групповую скорость для модели 3.

Задача 2.3.8

Найти групповую скорость для модели 4.

2.4. АМПЛИТУДНО – ЧАСТОТНЫЕ И ФАЗО – ЧАСТОТНЫЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ВОЛН ДАВЛЕНИЯ

Отклик линейной системы на воздействие в виде гармонического сигнала называется комплексной передаточной функцией $F(j\omega)$ [13].

Рассмотрим режим самопрослушивания. Пусть на пласт воздействует гармонический сигнал давления

$$x_{ex}(t) = A_p(j\omega)e^{j\omega t},$$

где $A_p(j\omega)$ - комплексная амплитуда давления, ω -циклическая частота.

Выходной сигнал в силу линейности системы будет иметь ту же частоту:

$$y_{\text{вых}}(t) = A_Q(j\omega)e^{j\omega t}.$$

Так как $y_{\text{вых}}(t) = F(j\omega)x_{\text{вх}}(t)$, то

$$F(j\omega) = \frac{A_Q(j\omega)}{A_P(j\omega)}.$$

Последнее уравнение можно представить в виде двух равенств

$$|F(j\omega)| = \frac{|A_Q(j\omega)|}{|A_P(j\omega)|} = \frac{A_Q}{A_P};$$

$$\varphi = \varphi_Q - \varphi_P.$$

Выражение (2.4.1) называется амплитудно-частотной характеристикой (АЧХ), выражение (2.4.2) – фазо-частотной характеристикой (ФЧХ).

В соответствии с теорией линейного отклика передаточную функцию любой сложной системы можно представить в виде произведения передаточных функций простых подсистем, если их соединить последовательно. Амплитуда передаточной функции сложной системы будет равна произведению, а фаза – сумме соответствующих характеристик подсистем.

Ниже показан пример передаточной функций для линейной модели фильтрации с четырьмя временами релаксации

$$F(j\omega) = 2\pi\sigma_1 \sqrt{\frac{r_c^2}{\kappa_1}} \omega \exp(j(\pi/4 + \pi k)) \sqrt{\frac{\tau_2 \sqrt{1 + \omega^2 \tau_1^2}}{\tau * \sqrt{1 + \omega^2 \tau_2^2}}} * \\ \exp(0,5 j(\arctan \omega \tau * - \arctan \omega \tau_2)) \sqrt{\frac{\sqrt{1 + \omega^2 \tau_p^2}}{\sqrt{1 + \omega^2 \tau_q^2}}} \exp(0,5 j(\arctan \omega \tau_p - \arctan \omega \tau_q))$$

Часто для графического представления комплексной передаточной функции используют диаграммы Найквиста, где по оси абсцисс откладывают

$$\text{Re} = \frac{A_Q}{A_P} \cos(\varphi) - \text{действительную часть, а по оси ординат } \text{Im} = \frac{A_Q}{A_P} \sin(\varphi) -$$

мнимую часть комплексной передаточной функции.

Задача 2.4.1

Найти АЧХ для модели 1 (режим самопрослушивания).

Задача 2.4.2

Найти ФЧХ для модели 1 (режим самопрослушивания).

Задача 2.4.3

Найти АЧХ для модели 2 (режим самопрослушивания).

Задача 2.4.4

Найти ФЧХ для модели 2 (режим самопрослушивания).

Задача 2.4.5

Найти АЧХ для модели 3 (режим самопрослушивания).

Задача 2.4.6

Найти ФЧХ для модели 3 (режим самопрослушивания).

Задача 2.4.7

Найти АЧХ для модели 4 (режим самопрослушивания).

Задача 2.4.8

Найти ФЧХ для модели 4 (режим самопрослушивания).

Задача 2.4.9

Построить и проанализировать диаграмму Найквиста для модели 1.

Задача 2.4.10

Построить и проанализировать диаграмму Найквиста для модели 2 при $\tau_q=1$.

Задача 2.411

Построить и проанализировать диаграмму Найквиста для модели 4 при $\tau_p=3600$ с.

Задача 2.4.12

Построить и проанализировать диаграмму Найквиста для модели 4 при $\tau_p=3600$ с и $\tau_q=100$ с.

РАЗДЕЛ 3. АВТОМАТИЗАЦИЯ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ НЕФТЕВОДОНАСЫЩЕННЫХ ПЛАСТОВ

Проведение эксперимента по исследованию гидродинамических характеристик пластов и скважин в плане его автоматизации следует рассматривать как некоторый технологический процесс [16]. Автоматическое управление технологическими процессами является задачей, решать которую при создании новых или модернизации существующих производств приходится наиболее часто. В связи с этим для ее решения в различных случаях разработано большое количество стандартных и специализированных аппаратных и программных средств. Большинство предлагаемых средств достаточно универсальны и позволяют использовать их в различных применениях. Решение конкретной задачи с использованием этих средств сводится к рутинным процедурам сборки комплекса из модулей и заданию взаимосвязей между ними. Однако решение задачи такими средствами не всегда является оптимальным, поскольку с учетом ее специфики более выгодным может оказаться создание собственных разработок.

Чтобы иметь представление о том, как решаются задачи исследования пластов, можно рассмотреть порядок подготовки и проведения экспериментов методами ФВД. Этот порядок будет различаться в зависимости от типов экспериментов и задач исследования. Рассмотрим типы экспериментов в порядке усложнения задач.

Исследования характеристик скважин и их призабойной зоны пластов (самопрослушивание). Такие эксперименты выполняются с использованием мобильного комплекса на базе автомобиля и комплекта оборудования для исследования скважин. Автомобиль с комплектом оборудования при каждом эксперименте располагается в непосредственной близости от исследуемой скважины. При отсутствии на скважине трансформаторной подстанции может использоваться автономный источник –

электрогенератор. Эксперименты могут выполняться одной сменой операторов – 2-3 человека, обычная длительность каждого эксперимента – не более суток.

Разовое исследование свойств нескольких соседних межскважинных интервалов участка месторождения (гидропрослушивание). Эксперимент также может проводиться с помощью мобильного комплекса, расположение центра управления экспериментом выбирается исходя из наличия трансформаторной подстанции, минимизации затрат на организацию связи между частями комплекса. Длительность эксперимента может составлять от нескольких суток до нескольких недель, требуется 2-3 смены дежурных операторов для проведения круглосуточных замеров, обеспечение условий их отдыха.

Комплексное исследование участка, включая большинство скважин и межскважинных интервалов, составление карты характеристик пласта, проведение мероприятий по повышению эффективности эксплуатации участка, научных исследований. Длительность работ может достигать нескольких месяцев и даже лет, поэтому потребуется развертывание стационарного лагеря, при этом некоторые замеры могут проводиться и с использованием мобильного комплекса.

Рассмотрим, в каком порядке должны осуществляться подготовка и проведение экспериментов для второй задачи, поскольку такой порядок в большинстве аспектов может использоваться и для других типов экспериментов. Подготовка и проведение эксперимента включает несколько этапов:

- получение общего задания от заказчика. Заказчик предоставляет информацию об исследуемом участке, расположении и характеристиках объектов, результаты предыдущих исследований;
- анализ полученной информации, расчет параметров и сроков проведения эксперимента, предварительный выбор средств измерения и другой аппаратуры для выполнения задач;

- выезд на участок для мониторинга исследуемых объектов. Выбирается расположение центра управления экспериментом, определяются возможности использования на объектах выбранных средств измерения и управления, проверяется готовность объектов к проведению исследований в плане исправности штатного оборудования. В частности, на каждой исследуемой скважине проверяется наличие и величина избыточного давления на устье, уровень жидкости при его отсутствии, наличие газа в затрубном пространстве, исправность задвижек, отсекающих поток, наличие элементов арматуры для присоединения средств контроля и управления, исправность насосов, наличие источников электропитания. Производятся пробные запуски и остановки скважин для грубой оценки диапазона изменений давления и расхода. Выбираются места размещения средств дистанционного контроля и управления, проверяется возможность установления радиосвязи между точками предполагаемого размещения частей комплекса;
- формулировка требований к заказчику для подготовки объектов к исследованию: установка недостающих трансформаторных подстанций, замена неисправных элементов арматуры скважин, доработка арматуры для подключения выбранных средств контроля и управления, подготовка к закачке в затрубное пространство скважин жидкости с меньшей плотностью для обеспечения избыточного давления. Сама закачка должна осуществляться позже;
- составление плана проведения эксперимента, комплектование аппаратных средств с необходимым резервированием, занесение характеристик этих средств в соответствующие базы данных для последующего конфигурирования программного обеспечения. Уточнение задач и сроков исследований, согласование плана с заказчиком;

- развертывание аппаратного комплекса на участке. Вблизи скважин или близко расположенных групп (кустов) скважин устанавливаются шкафы со средствами дистанционного контроля и управления, на всех контролируемых скважинах устанавливаются манометры, на скважинах, выбранных в качестве задающих – расходомеры и устройства управления потоком, при необходимости и возможности спускаются глубинные приборы. Прокладываются кабели связи и устанавливаются антенны. Развертывается центр управления экспериментом. Вся аппаратура подключается к электропитанию, проверяется связь между объектами и центром, исправность измерительных приборов и средств управления;
- конфигурирование программного обеспечения в соответствии с развернутой системой, запуск регистрации данных для предварительного мониторинга объектов и проверки надежности развернутого комплекса. Это момент готовности комплекса к началу эксперимента;
- завершение подготовки объектов к активным экспериментам. Производится остановка скважин, используемых для приема волн давления, закачка в затрубье жидкости для обеспечения избыточного давления, другие действия, которые было невозможно или нецелесообразно осуществить во время обычной эксплуатации участка, в частности спуск оставшихся глубинных приборов;
- запуск периодических манипуляций режимом скважины, используемой в качестве задающей, регистрация и наблюдение за давлением на принимающих скважинах. Если выявляются периодические колебания давления, хотя бы на одной принимающей скважине, то выполняется обработка данных и оцениваются параметры пласта в соответствующем межскважинном интервале. Далее можно определить период воздействия, при котором волны можно будет регистрировать и на

других скважинах, после чего планируются дальнейшие действия в соответствии с задачами исследования и отведенным сроком. При отсутствии регистрируемых колебаний потребуется либо увеличить период манипуляций, либо выбрать другую скважину в качестве задающей скважины.

Для выбора оптимального подхода к построению автоматизированного комплекса для проведения экспериментов по определению фильтрационных параметров нефтеносных пластов и скважин на участках нефтяных месторождений необходимо ориентироваться на специфику проведения таких экспериментов применительно к задаче автоматизации. В проведении подобных экспериментов можно сформулировать положения, определяющие различные аспекты этой специфики:

- Проведение активного эксперимента связано с изменением режима эксплуатации скважин и с соответствующими экономическими издержками, обусловленными уменьшением добычи нефти и затратами на подготовку объектов исследования. Срыв эксперимента, связанный с отказом оборудования или неполучением ожидаемых результатов, будет считаться неоправданными убытками.
- Эксперимент проводится на ограниченном количестве скважин участка месторождения, при этом остальные скважины могут продолжать эксплуатироваться, но и их состояние требуется контролировать, поскольку они могут оказывать влияние на результаты замеров. Общее число контролируемых объектов – до нескольких десятков.
- Проведение активного эксперимента ограничено во времени, но мониторинг объектов может проводиться непрерывно в течение длительного времени как до, так и после активной фазы.
- Процессы, исследуемые при межскважинном гидродинамическом зондировании пласта, имеют характерные времена реакции от

единиц часов до нескольких суток, а при зондировании призабойной зоны скважины – от десятков секунд до нескольких часов.

- Комплекс для проведения эксперимента обычно строится в виде «звезды»: выделяется центр управления экспериментом, находящийся под непосредственным контролем операторов, и периферийные узлы, связанные со скважинами, группами скважин или другими исследуемыми объектами, работающие автономно или контролируемые дистанционно из центра.
- Конфигурация контрольного и управляющего оборудования выбирается, как правило, непосредственно на экспериментальном участке в соответствии с конкретными условиями и задачами исследования, конструкцией и состоянием объектов.
- В большинстве случаев предварительная информация об объектах исследования носит ограниченный и противоречивый характер, поэтому в процессе эксперимента на основе анализа текущих данных возможно принятие решений об изменении состава объектов исследования, конфигурации оборудования, изменения параметров управления оборудованием и регистрации данных.
- Контрольное и управляющее оборудование в промышленных условиях имеет ограниченную надежность, вследствие чего в процессе эксперимента может потребоваться замена отказавших приборов без прерывания замеров.
- Возможны ситуации, когда изменения конфигурации оборудования в ходе эксперимента осуществляются дежурными операторами, которые не обладают достаточно высокой квалификацией и не имеют большого опыта выполнения таких операций.
- В процессе эксперимента возможно возникновение различных нештатных ситуаций с объектами: поломки оборудования скважин, отказы приборов, выход измеряемых величин за допустимые

пределы, повреждения каналов связи, аварийные отключения электропитания.

- Устья скважин, являющихся объектами исследования, расположены по участку неравномерно: современные методы наклонного бурения дают возможность располагать их «кустами» по несколько близко расположенных скважин с расстояниями между кустами до нескольких километров. В то же время на старых участках месторождений устья скважин могут располагаться отдельно друг от друга на расстояниях до нескольких сотен метров.
- Источники электропитания присутствуют на подавляющем большинстве участков месторождений: промышленная добыча нефти ведется механизированными методами, добывающие скважины оборудованы насосами и питающими их трансформаторными подстанциями. Однако на нагнетательных скважинах и скважинах, используемых для наблюдения за пластовым давлением (пьезометрах), подстанций обычно нет.
- Как правило, в экспериментах исследуются реакции объектов на некоторые заданные воздействия, поэтому управляющие обратные связи используются редко и могут быть связаны, в основном, с аварийными ситуациями. Отрабатываются они обычно при участии оператора.
- Эксперимент может проводиться также и в полуавтоматическом режиме, т.е. изменения режимов скважин выполняются вручную операторами в заданные моменты времени при помощи штатных средств управления оборудованием, а регистрация данных производится автоматически.
- Данные, которыми обмениваются составляющие комплекса, с коммерческой точки зрения не являются секретными, поэтому обеспечения их криптографической защиты не требуется, но нужна защита оборудования и кабелей связи от хищения или вандализма.

- Процессы, исследуемые при межскважинном гидродинамическом зондировании пласта, имеют характерные времена реакции от единиц часов до нескольких суток, а при зондировании призабойной зоны скважины – от десятков секунд до нескольких часов.

В связи с этими особенностями можно сформулировать требования к используемому в экспериментах аппаратному и программному обеспечению:

- Высокие затраты на подготовку и проведение эксперимента обуславливают требования к общей надежности комплекса с резервированием запасных узлов и возможностью их замены в ходе замеров.
- Комплекс должен обеспечивать круглосуточную непрерывную регистрацию данных по достаточно большому количеству независимо настраиваемых каналов без необходимости частого обслуживания. Период регистрации данных по каналам должен настраиваться от единиц секунд до нескольких часов.
- Должна обеспечиваться гибкость в конфигурировании и настройке комплекса, как перед началом, так и в ходе эксперимента, без участия программистов.
- Линии связи между удаленными частями комплекса должны быть недорогими и достаточно надежными на расстояниях до нескольких километров, при этом требования к скорости обмена не являются определяющими. Использование радиоканала может обеспечить экономию расходов на линии связи, если рельеф местности позволяет обеспечить устойчивую радиосвязь между объектами и центром.
- Выбор конфигурации комплекса должен определяться стоимостью оборудования и прокладки линий связи в соответствии с расположением объектов исследования. В некоторых случаях может быть экономически целесообразным вообще не использовать

связь, а снимать накопленные данные с отдельных автономных устройств регистрации периодически по мере необходимости.

- Аппаратное и программное обеспечение должно своевременно диагностировать и регистрировать нештатные ситуации, связанные с ошибками и отказами оборудования и линий связи, автоматически инициировать повторение ошибочных операций и сигнализировать оператору при невозможности автоматической коррекции.
- Предварительная обработка экспериментальных данных должна проводиться в процессе замеров с получением наглядных промежуточных результатов, необходимых для принятия решений об изменении условий эксперимента.
- Обработка данных должна учитывать возможные дефекты измерений, связанные с отказами и заменами оборудования и ошибками линий связи.
- Любой эксперимент по гидродинамическому зондированию или воздействию на пласт состоит в заданном изменении на одной или нескольких скважинах участка режима их эксплуатации и регистрации реакции пласта на эти воздействия в форме изменения давления, расхода жидкости, обводнённости продукции на этих же или других скважинах.

Соответственно, аппаратные средства для проведения гидродинамических экспериментов на нефтеносных пластах и скважинах можно разделить на следующие категории:

1. Измерительные приборы с электронным выходом:

- Устьевые и глубинные манометры;
- Скважинные уровнемеры;
- Устьевые и глубинные расходомеры;
- Приборы для контроля состава (обводнённости) добываемой жидкости
- Динамометры (измерители нагрузки) скважинных насосов;

2. Средства управления штатным и специальным оборудованием скважин и другие средства воздействия на скважины:

- Задвижки с электроприводом или устройства управления потоком жидкости;

- Устройства управления скважинными насосами;

- Внешние насосы и емкости для закачки или отбора жидкостей;

3. Средства дистанционного контроля, управления и регистрации:

- Приборы (модули) для дистанционного измерения (преобразования) электрических величин;

- Приборы (модули) для дистанционного управления оборудованием;

- Средства для обеспечения связи между объектами и центром управления экспериментом (кабельные интерфейсы, радиомодемы);

- Программируемые контроллеры, включающие в себя необходимый набор преобразователей электрических величин, процессор и память для регистрации данных и соответствующие интерфейсы для связи с центром управления;

- Центральный компьютер или сеть компьютеров для управления экспериментом, регистрации данных, их обработки и отображения в процессе замеров.

3.1 АВТОМАТИЗИРОВАННАЯ СИСТЕМА КОНТРОЛЯ ДЛЯ ГИДРОПРОСЛУШИВАНИЯ

Для промысловых гидродинамических исследований на нефтяных месторождениях на кафедре радиоэлектроники Казанского университета был разработан и неоднократно усовершенствовался комплекс технических средств (КТС) – «Автоматизированная система контроля и управления выработкой пластов» («АСКУ-ВП»). Он позволяет проводить весь комплекс гидродинамических исследований, описанный выше. Объектами контроля являются добывающие и нагнетательные скважины, расположенные на площади. Структурная схема КТС «АСКУ-ВП» "Березовская площадь " представлена на рис. 1.

Полевая сеть комплекса имеет двухуровневую структуру. На верхнем уровне обмен ведется между управляющим компьютером и несколькими кустовыми контроллерами, обслуживающими группы близко расположенных скважин. Кустовой контроллер имеет собственный компьютер Micro-PC фирмы Octagon, поддерживающий управление измерениями, регистрацию данных и обмен с центральным компьютером. На нижнем уровне обеспечивается взаимодействие со средствами контроля и управления, в качестве которых были выбраны модули ADAM серий 40XX и 45XX производства фирмы Advantech. Аналогичные модули производят также и другие фирмы. Рассмотрим подробнее несколько типов устройств, которые применяются в системе.

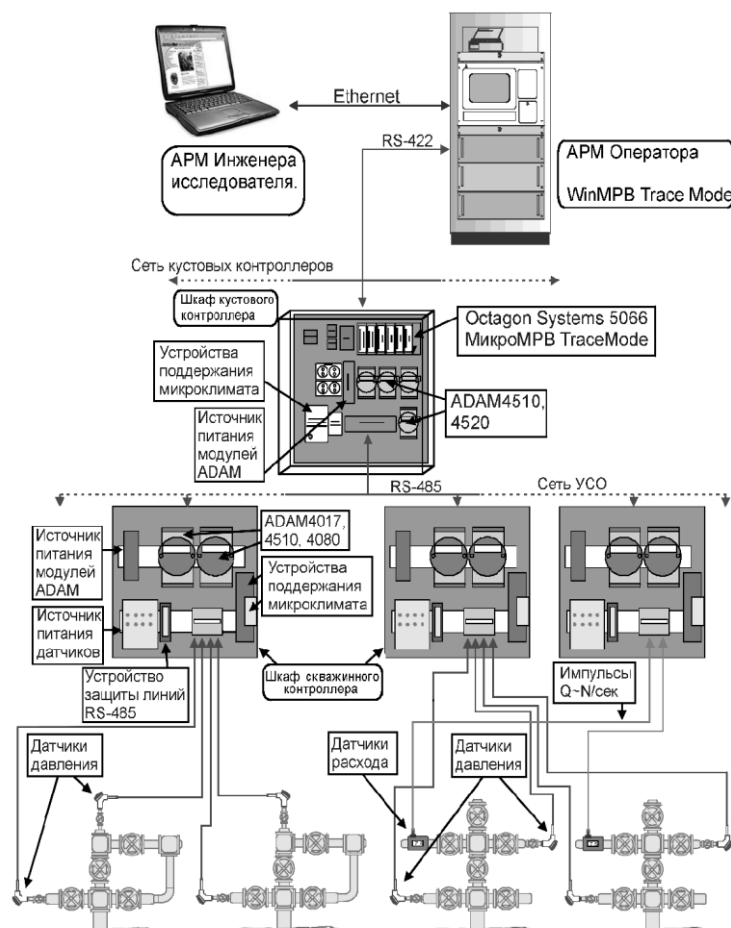


Рис. 1. Аппаратная конфигурация КТС АСКУ ВП

ADAM-4017 представляет собой модуль аналогового ввода (аналого-цифровой преобразователь с входным коммутатором). Модуль имеет 6 дифференциальных и 2 одиночных входа, может измерять напряжение в диапазонах от ± 150 мВ до ± 10 В, ток ± 20 мА на внешнем резисторе 125 Ом. Точность преобразования – около 16 двоичных разрядов. В системе используется в скважинных контроллерах для измерения сигналов от датчиков давления с токовым выходом.

ADAM-4080 – модуль частотомера или счетчика. Прибор имеет 2 отдельных 32-битных счетчика с возможностью счета импульсов с внешним управлением и измерения частоты до 50 кГц за время 0.1 или 1 секунду. В системе используется в скважинных контроллерах для измерения сигналов частотных датчиков давления или расхода. С использованием этого модуля

были разработаны и изготовлены термостатированные дистанционные манометры на базе струнных датчиков ПДВ.

ADAM-4510 – репитер интерфейса RS-485. Это устройство позволяет увеличить расстояние обмена, количество подключенных приборов или обеспечить согласование сопротивлений при построении разветвленных линий передачи.

ADAM-4520 – конвертер интерфейса RS-232 в RS-485 или RS-422. Поскольку обмен по линии RS-485 осуществляется в полудуплексном режиме, это устройство обеспечивает коммутацию входов-выходов интерфейса по таймауту передачи.

Основой алгоритма работы АРМ оператора является периодический опрос кустового контроллера, получение от него текущих значений измеренных физических величин и сохранение полученных значений в архивном файле на жестком диске. Параллельно ведется диалог с оператором и осуществляется контроль аварийных ситуаций. К системе может быть подключено до 256 кустовых контроллеров.

Основой алгоритма программного обеспечения кустового контроллера является периодическое измерение частоты входных сигналов, опрос модулей удаленного сбора данных серии ADAM-40XX, образующих полевою сеть, сохранение измеренных значений в архивном файле контроллера, передача измеренных значений по сети RS-485 в ответ на запрос компьютера АРМ оператора.

3.1.1 Перечень и назначение компонент Программного обеспечения АРМ инженера автоматизированного измерительного комплекса «Березовская площадь»

Программный комплекс АРМ инженера входит в состав автоматизированного измерительного комплекса «Березовская площадь» в качестве программного обеспечения верхнего уровня. В состав программного комплекса входят три компонента: средства интерфейса с АРМ оператора, обеспечивающие доступ к первичной информации, формируемой

измерительным ядром комплекса; средства хранения и извлечения данных; средства математической обработки данных.

Первичные данные, генерируемые измерительным ядром АИК, накапливаются на ЭВМ АРМ оператора в виде архивов инструментальной системы Трейс Моуд и текстовых архивов, предназначенных для импорта в базу данных. Все остальные компоненты расположены на ЭВМ АРМ инженера.

База данных состоит из двух файлов типа Microsoft-Access:

1. Db_main.mdb – содержит все управляющие компоненты базы: запросы, формы, вспомогательные таблицы, модули, отчеты;
2. Db_data.mdb – содержит все основные таблицы и является основным хранилищем данных.

Обрабатывающая программа состоит из двух файлов типа книга Microsoft – Excel:

1. Ga_Acc.xls – содержит основные программы и средства визуализации для гармонического анализа сигналов.
2. Export.xls – накапливает результаты гармонического анализа, содержит результирующие графики и программу определения ФПП.

Вспомогательная программа для загрузки в базу данных состоит из одного файла toAccess.exe, расположенного в каталоге C:\Db_Berez.\Import.

Все ярлыки для запуска компонент программного комплекса располагаются в папке «АРМ инженера».

3.2 АВТОМАТИЗИРОВАННАЯ СИСТЕМА КОНТРОЛЯ ДЛЯ САМОПРОСЛУШИВАНИЯ

Краткое описание блок-схемы «АСК-2» представлено на рис. 2 [19,43]. АРМ оператора обеспечивает выполнение следующих функций:

- в циклическом режиме или по запросу оператора по последовательному каналу RS-485 принимает от контроллера сбора данных текущие значения измеряемых сигналов «4-20мА», «1Гц-50КГц»;

- обеспечивает возможность настройки параметров измерительных каналов блока аппаратного и АРМ оператора, сохраняет текущие настройки в энергонезависимой памяти;
- сохраняет в энергонезависимом архиве текущие значения архивируемых измерительных каналов, ведет журнал событий;
- обеспечивает просмотр архива и журнала событий;
- ведет диалог с оператором обеспечивая: просмотр текущих значений измерительных каналов БА, данных в архивах и журналах событий, занесение записей в текущий журнал событий, осуществляя визуальную и звуковую, аварийную и предупредительную сигнализацию;
- ведет диалог с администратором комплекса обеспечивая: настройку параметров канала последовательной связи с контроллерами, настройку измерительных каналов БА и параметров текущего эксперимента, настройку параметров архива и журнала событий.

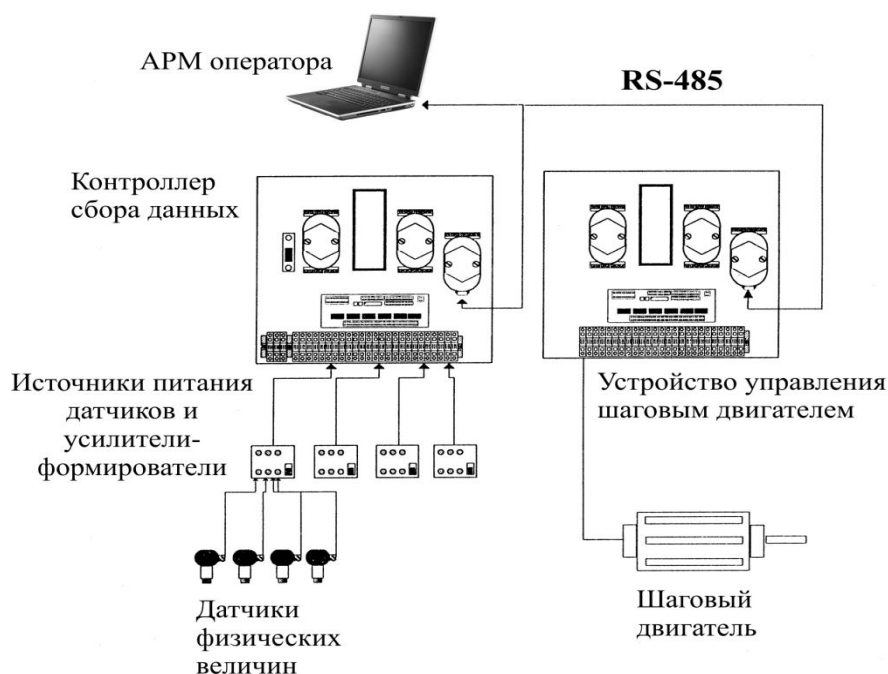


Рис. 2 Структурная схема комплекса сбора и регистрации данных гидродинамических исследований по самопрослушиванию («АСК-2»)

Контроллер сбора данных обеспечивает выполнение следующих функций:

- прием и дешифрацию команд по каналу RS-485 от ПК АРМ оператора;
- ввод и нормализацию аналогового сигнала «4-20мА» от первичных преобразователей давления и расхода;
- ввод и нормализацию частотно кодированного сигнала «1Гц-50КГц» от первичных преобразователей давления и расхода;
- гальваническую изоляцию между цепями сигналов первичных преобразователей и АРМ оператора;
- фильтрацию аналоговых и дискретных входных сигналов;
- аналого-цифровое преобразование сигнала «4-20мА»;
- измерение частоты частотно кодированного сигнала «1Гц-50КГц».

Устройство управления шаговым двигателем предназначено для вращения шагового двигателя Ш-2.65.50-01 с заданной скоростью для управления потоком жидкости с помощью специального крана. Устройство обеспечивает выполнение следующих функций:

- формирует импульсные последовательности для управления работой шагового двигателя. Частота импульсов шага, управляемая дистанционно от 153 Гц до 0,037 Гц при опорной частоте 306 Гц, соответствует периодам вращения крана от 20 с до 22,75 час с шагом 10с;
- формирует напряжения на фазных обмотках двигателя. Напряжение на фазных обмотках в статическом режиме - не менее 14 В, в момент шага (форсированное)- не менее 28 В. Длительность импульсов подачи форсированного напряжения -4 мс;
- обеспечивает отключение тока через фазные обмотки при остановке двигателя;

- обеспечивает возможность ручного включения максимальной скорости двигателя с помощью кнопки при дистанционно отключенном токе;
- обеспечивает гальваническую развязку между цепями управления и силовыми цепями двигателя напряжением до 100 В;
- дистанционное управление устройством осуществляется с помощью компьютера через интерфейс RS-485;
- питание устройства осуществляется от однофазной сети 220 В 50 Гц, потребляемая мощность не более 400 Вт.

3.2.1 перечень и назначение компонент программного комплекса «АСК-2»

Программный комплекс «АСК-2» входит в состав программно-аппаратного комплекса «АСК-2», состоящего из центрального компьютера системы, периферийных устройств регистрации, измерительных и управляющих модулей типа ADAM-4XXX фирмы Advantech или других, связанных между собой полевой сетью на базе интерфейса RS-485 и/или радиоканалом на базе радиомодемов и шлюзовых модулей типа ADAM-4520, ADAM-4530. Комплекс предназначен для автоматической регистрации данных, а также управления технологическими процессами в ручном или автоматическом режиме.

Программный комплекс «АСК-2» включает в себя три составляющих:

1. Управляющая программа центрального сервера регистрации данных и управления FLEX.EXE v.2.0 – приложение Windows 98/NT/2000/XP, установленное на центральном компьютере системы регистрации. Является управляющей программой для периферийных устройств регистрации и средств контроля и управления, обслуживаемых модулями типа ADAM, ведет архивы регистрируемых данных и сообщений по каналам, связанным со средствами контроля и управления.

2. Программа управления внешними устройствами и регистрацией данных по времени ProgT.xls – приложение Excel 2000, устанавливаемое на центральном компьютере системы регистрации. Является приложением-клиентом для центрального сервера регистрации и управления и служит для управления данными его каналов и данными связанных каналов периферийных устройств, а также параметрами регистрации, автоматически изменяя их значения в заданные моменты времени.

3. Программа отображения данных и расчета фильтрационных параметров пласта GrDataN.xls - приложение Excel 2000/2003, устанавливаемое на центральном компьютере системы регистрации или другом компьютере, связанном с центральным локальной сетью типа Microsoft. Выполняет все функции программы графического представления данных, а также предназначена для обработки данных промысловых экспериментов, проводимых методом фильтрационных волн давления (ФВД), и расчета фильтрационных параметров нефтеносного пласта по классической модели фильтрации.

3.3 АППАРАТНО-ПРОГРАММНЫЙ КОМПЛЕКС ДЛЯ ПРОМЫСЛОВЫХ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ

В качестве аппаратной основы комплекса была частично использована аппаратная часть КТС АСКУ ВП, включающая компьютер АРМ оператора, сеть скважинных контроллеров с модулями ADAM-40XX и соответствующие средства измерений. Вместо кустового контроллера было разработано периферийное устройство регистрации для автономного обслуживания кустов скважин и других объектов с большим количеством точек контроля и управления. Для управления потоком в экспериментах по зондированию призабойной зоны скважин был разработан и изготовлен блок управления шаговым двигателем с дистанционным управлением.

Вариант аппаратной конфигурации комплекса приведен на рис. 3.

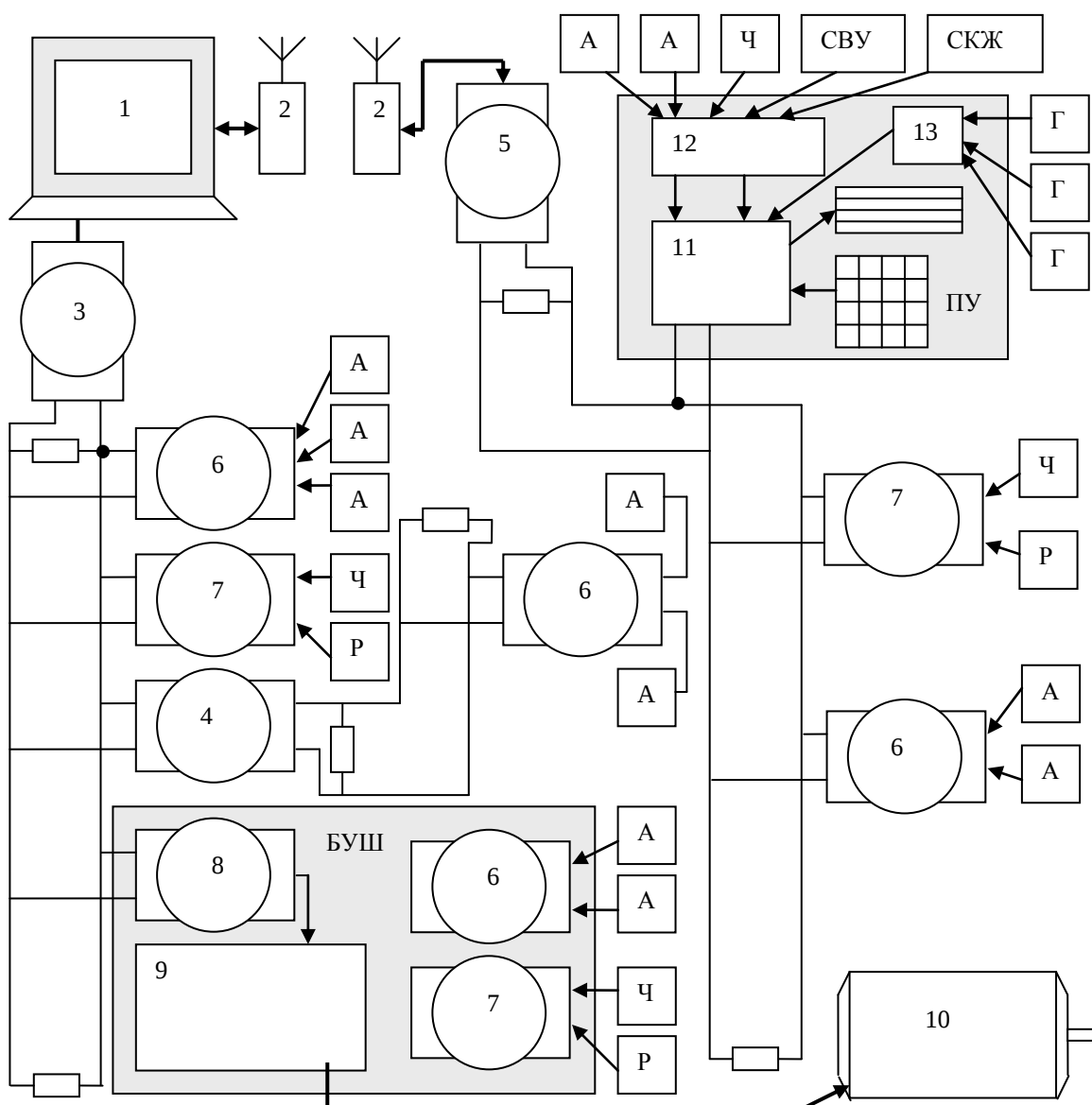


Рис. 3 Аппаратная конфигурация комплекса распределенной регистрации

Составные части аппаратного комплекса:

- Центральный компьютер **1** осуществляет управление экспериментом и регистрацию данных. Может быть связан локальной сетью с другими компьютерами, на которых также могут работать программные приложения комплекса.
- Радиомодемы фирмы «Интеграл» **2** обеспечивают радиосвязь с удаленным сегментом сети RS-485. Со стороны компьютера радиомодем подключен к последовательному порту RS-232.

- Основной сегмент сети RS-485 подключается к последовательному порту компьютера через преобразователь интерфейса RS-232 в RS-485 **3** типа ADAM-4520.
- Ответвление основной сети RS-485 подключается к основному сегменту через репитер **4** типа ADAM-4510 для согласования сопротивлений.
- Сегмент сети, подключенный через радиоудлинитель, присоединен через модуль шлюза **5** типа ADAM-4530. При использовании радиомодема с интерфейсом RS-485 модуль не нужен.
- Модули аналогового ввода **6** типа ADAM-4017 или RIO-7017 (аналого-цифровой преобразователь с входным коммутатором на 8 каналов, точностью до 16 двоичных разрядов) предназначены для подключения датчиков с аналоговым выходом **А**, например дистанционных устьевых манометров типа Зонд.
- Модули частотомера **7** типа ADAM-4080 (двухканальный 32-разрядный счетчик-частотомер до 50 кГц, время измерения 0.1 или 1 с) обеспечивают подключение датчиков с частотным выходом **Ч**, например глубинных манометров, турбинных расходомеров **Р**.
- Модуль цифрового вывода **8** типа RIO-7042, установленный в шкафу **БУШ**, подключен к блоку управления **9**, обеспечивающему вращение с заданной скоростью шагового двигателя **10** устройства управления потоком.
- К удаленному сегменту сети RS-485 подключен контроллер **11** периферийного устройства регистрации **ПУ**. В шкафу устройства имеются индикатор и клавиатура для автономного управления.
- Через плату согласования **12** к аналоговым и цифровым входам контроллера подключены аналоговые **А**, частотные **Ч** и импульсные датчики расхода **СВУ** и **СКЖ**.

- Специальные схемы питания и снятия сигналов **13** обеспечивают подключение к частотным входам контроллера глубинных манометров с частотным выходом Г.
- Каждый сегмент линии сети RS-485 согласовывается подключением на концах резисторов с номиналом, равным волновому сопротивлению кабеля. Это обеспечивает возможность использования высоких скоростей обмена на больших расстояниях.

3.3.1 Перечень и назначение компонент программного комплекса распределенной регистрации

Программный комплекс распределенной регистрации данных входит в состав программно-аппаратного комплекса, состоящего из центрального компьютера системы, периферийных устройств регистрации, измерительных и управляющих модулей типа ADAM-4XXX фирмы Advantech или других, связанных между собой полевой сетью на базе интерфейса RS-485 и/или радиоканалом на базе радиомодемов и шлюзовых модулей типа ADAM-4530. Программные приложения комплекса позволяют также работать и при отсутствии связи с периферийными устройствами, т.е. при их работе в автономном режиме. Комплекс предназначен для круглосуточной автоматической регистрации данных, а также управления технологическими процессами в ручном режиме, а при использовании дополнительных программных средств – и автоматически.

Программный комплекс распределенной регистрации включает в себя:

1. Центральный сервер регистрации данных и управления FLEX.EXE v.4.4– приложение Windows 98/NT/2000/XP, установленное на центральном компьютере системы регистрации. Является управляющей программой для периферийных устройств регистрации и средств контроля и управления, обслуживаемых модулями типа ADAM, ведет архивы регистрируемых данных и сообщений по каналам, связанным со средствами контроля и управления. Поддерживает до 4 отдельных полевых сетей на базе интерфейса RS-485 или радиомодемов, подключенных к последовательным портам компьютера.

2. Периферийный сервер регистрации данных E188.EXE v.2.1 – программа DOS, установленная на периферийном устройстве регистрации – контроллере CPU188-5 v.3 фирмы Fastwel комплектации MX с соответствующим набором дополнительных узлов. Управляет всеми аппаратными средствами контроллера, ведет архив данных и сообщений по собственному набору каналов, обеспечивает связь с центральным компьютером через полевую сеть или радиомодем. Может работать и без связи с центральным компьютером. Может поставляться в виде пакета разработки, который позволяет разрабатывать собственные модули обслуживания устройств (драйверы).

3. Программа загрузки архивов периферийных серверов регистрации ELOAD.EXE v.1.1 – программа DOS, предназначенная для загрузки данных и сообщений из архивов периферийных серверов регистрации, работающих в автономном режиме, в том числе через сеть RS-485 или радиомодем. Позволяет обслуживать периферийные устройства регистрации, размещенные в полевых условиях, с помощью компьютера типа ноутбук или лап-топ с ресурсами, недостаточными для установки ОС Windows 98.

4. Программа графического представления данных GrDataR.xls – приложение Excel 2000, устанавливаемое на центральном компьютере системы регистрации или другом компьютере, связанном с центральным локальной сетью типа Microsoft. Является приложением-клиентом центрального сервера регистрации и служит для представления в виде графиков данных, зарегистрированных в архивах центрального сервера регистрации, а также регистрируемых в процессе просмотра. Может использоваться и без связи с сервером.

5. Программа управления внешними устройствами и регистрацией данных по времени ProgT.xls – приложение Excel 2000, устанавливаемое на центральном компьютере системы регистрации. Является приложением-клиентом для центрального сервера регистрации и управления и служит для управления данными его каналов и данными связанных каналов периферийных

устройств, а также параметрами регистрации, автоматически изменяя их значения в заданные моменты времени.

6. Программа отображения данных и расчета фильтрационных параметров пласта GrDataN.xls - приложение Excel 2000/2003, устанавливаемое на центральном компьютере системы регистрации или другом компьютере, связанном с центральным локальной сетью типа Microsoft. Выполняет все функции программы графического представления данных, а также предназначено для обработки данных промысловых экспериментов, проводимых методом фильтрационных волн давления (ФВД), и расчета фильтрационных параметров нефтеносного пласта по классической модели фильтрации.

На рис. 4 показана схема привязки приложений программного обеспечения комплекса к аппаратным средствам и взаимодействия между ними.

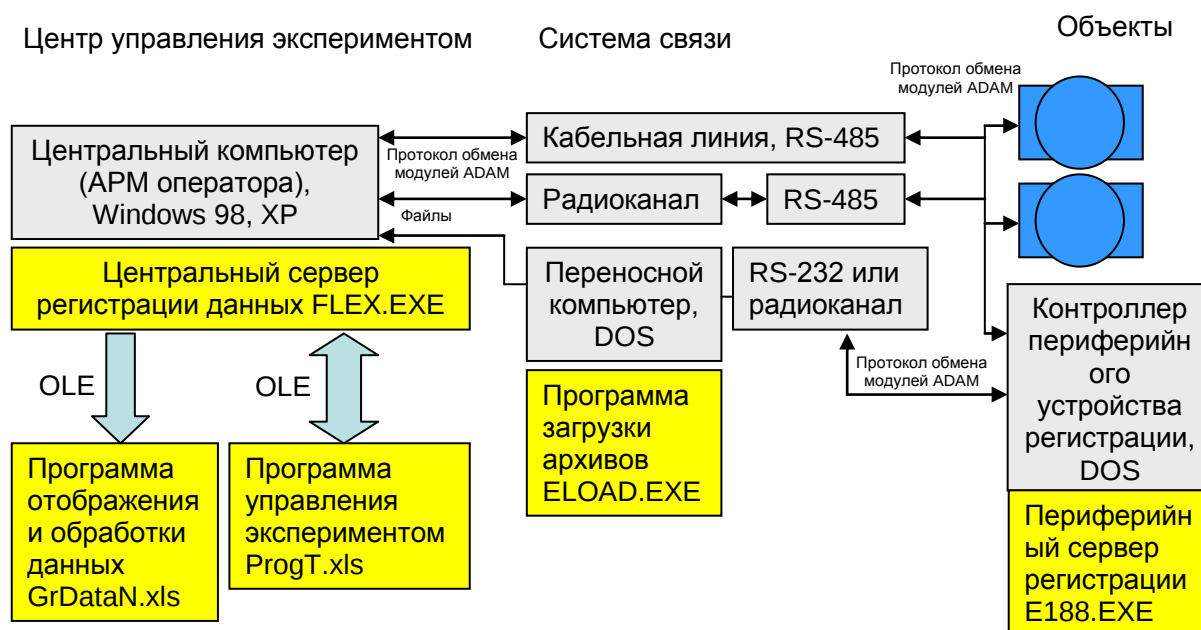


Рис. 4. Структура программного обеспечения комплекса распределенной регистрации

3.4. КОНТРОЛЬНО-ИЗМЕРИТЕЛЬНЫЕ ПРИБОРЫ И ДАТЧИКИ

В состав контрольно-измерительных приборов (КИП) программно-аппаратных комплексов входят дистанционные электронные манометры, уровнемеры и расходомеры устьевого и глубинного исполнения, выпускаемые промышленностью серийно, а также разработанные и изготовленные на кафедре радиоэлектроники Казанского госуниверситета.

3.4.1. Манометры и уровнемеры

Измерение устьевого давления на возмущающей скважине обычно осуществляется на отводе затрубного пространства. Это позволяет избежать ошибок, связанных с сопротивлением, оказываемым потоку жидкости НКТ. К сожалению, НКТ не всегда бывают опущены до уровня забоя, и в этом случае сопротивление будет давать ошибки в измерении давления.

Использование глубинных манометров или уровнемеров позволяет избежать ошибок, связанных с влиянием окружающей температуры, сопротивлением потоку, а также без дополнительной подготовки работать на скважинах без избыточного давления на устье. В то же время это требует больших материальных затрат и решения дополнительных проблем, связанных с конструкцией скважин, поэтому решение приходится принимать в соответствии с конкретными условиями. На скважинах, оборудованных штанговыми насосами, возможен спуск глубинных приборов только в затрубное пространство, но это не всегда предусмотрено конструкцией колонной головки. К тому же такой спуск связан с риском застревания и потери прибора. Более надежен подход с установкой прибора на НКТ под насосом при ремонте скважины. В этом случае для связи с манометром должен использоваться прочный кабель, который выдерживает механические воздействия при спуске труб в скважину. Кроме того, используемый прибор должен быть рассчитан на длительное пребывание в условиях пластового давления – до 300 – 500 суток (межремонтный период работы скважин).

В настоящее время выпускается много различных приборов для измерения давления, основанных на различных принципах действия. Большинство из них основано на использовании некоторого упругого элемента, деформируемого под действием давления, и датчика перемещения различных принципов действия. В манометрах ПДВ и ПДВТ производства Краснодарского завода «Тензоприбор» используются мембрана и датчик перемещения – струна (вибростержень), изменяющая собственную частоту колебаний при растяжении. Наиболее популярны в настоящее время приборы с использованием тензорезистивных датчиков, в которых также используется упругая мембрана. Тензорезистивный мост вырабатывает дифференциальное напряжение, пропорциональное давлению, которое затем преобразуется в сигнал, удобный для измерения. Обычно это сигнал тока 0...20 или 4...20 мА. Такой сигнал можно передать без искажения на расстояние до нескольких десятков метров. В большинстве приборов мембрана и датчик меняют свои свойства при изменении температуры, поэтому для достижения высокой точности измерений требуется их термостатирование или термокомпенсация. Многие современные приборы имеют цифровой выход, поэтому их можно непосредственно задействовать в сети измерений. Например, цифровые датчики давления с интерфейсом RS-232 выпускает фирма Crystal Engineering. К сожалению, существует много стандартов для интерфейсов и протоколов обмена с такими дистанционными приборами, поэтому нужно изучать конкретную реализацию протокола для принятия решения об использовании прибора с цифровым выходом в разрабатываемом комплексе, либо подключать их к собственному вторичному прибору и сопрягать его со средствами дистанционного контроля комплекса. Такое решение, естественно, увеличивает затраты на создание комплекса. Возможно также подключение таких датчиков к контроллеру, используемому для регистрации данных, для соответствующего преобразования протокола обмена. Таким образом, с точки зрения оптимизации затрат, наиболее приемлемым вариантом для измерения на устье скважин может быть использование термокомпенсированных датчиков давления с

токовым выходом и обслуживанию их с помощью средств дистанционного контроля комплекса. В качестве примера можно привести датчики давления Зонд-10-ИД НПП «Гидрогазприбор», которые использовались в разработках и экспериментах кафедры радиоэлектроники КГУ. На выходе этих приборов в измеряемом диапазоне давлений изменяется ток от 4 до 20 мА. Это делает возможным контроль обрыва цепи датчика.

Глубинные датчики могут быть различной конструкции, но обычно используют либо частотно-кодированный сигнал, либо цифровой обмен. Датчик давления фирмы Sondex использует эффект изменения частоты кварцевого резонатора в зависимости от давления. В настоящее время производятся также автономные цифровые датчики, которые измеряют давление и записывают данные во встроенную память. Впоследствии данные могут быть считаны. Такой прибор позволяет проводить замер без использования на промысле регистрирующей аппаратуры, а в скважину его можно опускать на любом тросе. Пример – глубинный манометр Микон-107 производства ООО «Микон». Часто в глубинных приборах совмещают несколько датчиков, например прибор ГС-АМТС включает датчики давления, температуры и влажности. Подобные приборы выпускаются также многими зарубежными фирмами, например JPM. Существенный недостаток использования автономных датчиков в том, что убедиться в успешности замера можно только после его окончания и извлечения прибора. При длительном эксперименте это может привести к неоправданным потерям.

Измерение уровня жидкости в скважине используется взамен измерения избыточного давления на устье скважины в случае его отсутствия или наличия газа. В качестве уровнемеров могут использоваться погружные высокочувствительные манометры, опущенные в скважину ниже уровня жидкости. Пример – уровнемер ПКДУ-2 предназначен для измерения уровня жидкости в динамическом диапазоне от 0 до 30 м. Диапазон прибора выбирается исходя из ожидаемого изменения уровня, в процессе замера может потребоваться замена манометра или изменение его положения в скважине, что

увеличивает трудоемкость эксперимента. Более перспективно использование акустических уровнемеров (эхолотов). Такие приборы регистрируют эхограмму после возбуждения в стволе скважины импульсной низкочастотной звуковой волны с помощью хлопушек различной конструкции. Сигнал эхограммы обычно довольно сложен – регистрируются отражения звука от различных элементов конструкции скважины: стыков НКТ, дефектов внутренней поверхности колонны и т.п. В некоторых приборах требуется предварительная настройка: оператор наблюдает вид эхограммы и выбирает на ней отражение, которое является отражением от уровня жидкости. Современные устройства делают это автоматически. Одновременно прибор измеряет давление газа и делает соответствующие поправки при расчете уровня по известной зависимости скорости звука от давления. Некоторые исследования по этой теме приводятся в статьях сотрудников компании СИАМ. Пример продукции – уровнемеры «СУДОС-мини 2» и «СУДОС-автомат 2» компании СИАМ. Приборы оснащены встроенной памятью, позволяющей выполнять автоматическую регистрацию изменения уровня жидкости в скважине в зависимости от времени.

3.4.2. Расходомеры

На протяжении многих лет для измерения расхода скважинной жидкости применялись турбинные расходомеры. Использовались как механические счетчики с непосредственным приводом от турбинки, так и датчики с электромагнитным съемом сигнала расхода. Пример последних – расходомер «Турбоквант» венгерского производства выпускался с большим диапазоном диаметров потока, что позволяло использовать его в различных диапазонах измерения. Эти приборы очень просты, дешевы, достаточно точны и надежны в пределах допустимых для них режимов эксплуатации. В настоящее время подобные приборы выпускаются многими фирмами, например ЗАО «Промприбор сервис». Турбинные расходомеры быстро выходят из строя при перегрузке или от абразивного мусора. Кроме того, поскольку эти датчики

предназначены для измерения объемного расхода, они дают ошибки при применении на скважинах с большой долей попутного газа. Для использования на скважинах с большим значением газового фактора наиболее оптимальны т.н. счетчики количества жидкости (СКЖ), которые измеряют не объем, а массу протекающей через них жидкости. Основой этих приборов является перекидное устройство с накопителями, которые поочередно наполняются жидкостью. При достижении определенного веса жидкости устройство опрокидывается и начинает заполняться второй накопитель. Расход жидкости вычисляется по периоду опрокидываний. Датчиком опрокидывания служит герметизированный контакт, управляемый магнитом, закрепленным на перекидном устройстве. Период сигнала обычно составляет десятки секунд. Пример – продукция компании НПО «НТЭС». Счетчики СКЖ не могут работать при отсутствии в продукции достаточного количества газа. Значение расхода жидкости связано с периодом опрокидываний достаточно сложной формулой. Массовый расход жидкости измеряют также расходомеры с использованием силы кориолиса, т.е. центробежной силы, возникающей при повороте потока. Пример – продукция фирмы Rheonik. Такие приборы целесообразно использовать при небольшом значении газового фактора.

Для измерения расхода закачиваемой воды в настоящее время чаще всего используются ультразвуковые и вихревые расходомеры (например, счетчик воды ультразвуковой СВУ, которые устойчивы к перегрузкам по диапазону. Также могут использоваться электромагнитные расходомеры, в которых измеряется ЭДС, индуцируемая в потоке жидкости, пересекающем магнитное поле. Примеры продукции: расходомер-счетчик модели ADMAG AXF фирмы «Эталон Прибор» и приборы AP1017/P - AP1018/P итальянской фирмы «Automation Progetti».

Большинство датчиков расхода, независимо от метода измерения, имеют собственный вторичный прибор, который управляет измерениями, вычисляет, показывает и ведет учет протекающей жидкости. Для подключения к другим средствам регистрации этот прибор вырабатывает импульсный сигнал, частота

которого пропорциональна расходу и изменяется обычно в пределах от десятых долей до сотен герц. Может также выводиться и стандартный аналоговый сигнал, пропорциональный расходу, обычно ток 4-20 мА.

3.5 ЗАДАЧИ К РАЗДЕЛУ 3

Задача 3.1

Какие виды нестационарных гидродинамических промысловых исследований Вы знаете? Что такое метод фильтрационных волн давления (ФВД)? Перечислите его основные качественные характеристики.

Задача 3.2

Для исследования каких объектов используется метод гидропрослушивания с помощью ФВД?

Задача 3.3

Перечислите назначение и специфические особенности метода высокочастотных фильтрационных волн давления в промысловых исследованиях флюидонасыщенных пластов и скважин.

Задача 3.4

Перечислите основные требования к автоматизированным системам контроля, применяющимся в нестационарных гидродинамических исследованиях пластов и скважин методом ФВД.

Задача 3.5

Распишите назначение блоков в блок – схеме: КТС «АСКУ ВП». Объясните, какой смысл вкладывается в словосочетание программно – аппаратный комплекс технических средств.

Задача 3.6

Назначение модулей ADAM серий 40XX – 45XX производства фирмы Advantech в КТС «АСКУ ВП. Перечислите основные функции.

Задача 3.7

Опишите назначение шкафа кустового контроллера в блок – схеме КТС «АСКУ ВП». Какие аппаратные разработки и фирменные комплектующие использованы при его создании?

Задача 3.8

Нарисуйте и опишите блок – схему «АСК–2» для самопрослушивания призабойной зоны скважины. В чём её отличие от «АСКУ–ВП»?

Задача 3.9

Для чего нужно Устройство управления шаговым двигателем в «АСК – 2» при самопрослушивании призабойной зоны скважины? Что такое генератор колебаний потока жидкости? В чём его назначение?

Задача 3.10

Опишите блок-схему «Аппаратная конфигурация комплекса распределенной регистрации». Расшифруйте назначение каждого из блоков.

Задача 3.11

Как Вы понимаете расшифровку терминов первичная регистрирующая аппаратура и вторичная регистрирующая аппаратура? Что такое контрольно–измерительные приборы (КИП) и датчики?

Задача 3.12

Нарисуйте основные схемы включения модулей ADAM серий 40XX – 45XX в КТС «АСКУ–ВП».

Задача 3.13

Составьте схему соединения модулей ADAM по типу “Star” (Звезда).

Задача 3.14

Что такое манометры и уровнемеры? Их назначение в функционировании КТС при гидродинамических исследованиях методом ФВД. Чем различаются манометры устьевоего и глубинного исполнения?

Задача 3.15

Какая дополнительная техника и спецоборудование скважины необходимы при использовании глубинных приборов в промысловых исследованиях скважин?

Задача 3.16

Что такое расходомеры? Их назначение в функционировании КТС «АСК–ВП». Перечислите типы, их принцип действия и основных производителей современных расходомеров.

Задача 3.17

Что собой представляет относительно недавно появившийся в промысловой практике тип КИП с местной регистрацией? Каким Вы видите будущее этих приборов в проведении гидродинамических исследований?

Задача 3.18

Назовите и расшифруйте основные стандартные паспортные характеристики КИП и датчиков.

Задача 3.19

Назовите стандартные типы выходных сигналов современных промышленных КИП.

Задача 3.20

Какой минимальный набор первичной и вторичной регистрирующей аппаратуры, и с какими характеристиками, необходим для проведения гидродинамического гидропрослушивания небольшого (несколько скважин) участка флюидонасыщенного пласта, если возмущающая скважина является нагнетательной?

Задача 3.21

Перечислите, какой набор первичной и вторичной регистрирующей аппаратуры будет достаточным при самопрослушивании нагнетательной скважины методом высокочастотных ФВД? (руководствоваться блок-схемой «АСК–2»).

Задача 3.22

Какой стандартный диапазон частот (периодов) задаваемых колебаний расхода жидкости, закачиваемой в скважину (изливаемой из скважины) при её гидродинамическом самопрослушивании методом ФВД. Какую примерно зону пласта при этом охватывают исследования?

ПРИЛОЖЕНИЕ

Линейные модели фильтрации

Условия, в которых происходит фильтрация жидкостей в пористых средах, весьма разнообразны, что приводит к необходимости построения различных фильтрационных моделей, адаптированных к конкретным условиям. В данном пособии используются 4 линейные модели фильтрационных потоков [1,11-12,14,25].

Модель 1. Модель классического упругого режима фильтрации [25]. Соответствующий закон фильтрации, связывающий скорость потока с градиентом давления, в данном случае – закон А.Дарси запишется как

$$w(r,t) = -\frac{k}{\mu} \nabla p(r,t),$$

а уравнение для давления (уравнение пьезопроводности) в случае плоскорадиальной фильтрации в изотропном пласте в виде

$$\frac{\partial p(r,t)}{\partial t} = \chi \Delta p(r,t).$$

Модель 2. Фильтрация с конечной скоростью распространения возмущений. В закон фильтрации вводится характерное время τ_q

$$w(r,t) + \tau_q \frac{\partial w(r,t)}{\partial t} = -\frac{k}{\mu} \nabla p(r,t),$$

а уравнение для давления в случае плоскорадиальной фильтрации записывается в виде

$$\tau_q \frac{\partial^2 p(r,t)}{\partial t^2} + \frac{\partial p(r,t)}{\partial t} = \chi \Delta p(r,t).$$

Модель 3. Модель фильтрации однородной капельно сжимаемой жидкости в трещиновато-пористых, кавернозных коллекторах. Вводится постоянная времени, характеризующая переток между подсистемами - τ_p . Закон фильтрации:

$$w(r,t) = -\frac{k}{\mu} \nabla \left(p(r,t) + \tau_p \frac{\partial p(r,t)}{\partial t} \right),$$

Уравнение для давления в случае плоскорадиальной фильтрации записывается в виде

$$\frac{\partial p(r,t)}{\partial t} = \chi \Delta \left(p(r,t) + \tau \frac{\partial p(r,t)}{\partial t} \right).$$

Модель 4. Двухрелаксационная модель [11,12], учитывающая неравновесный характер фильтрации

$$w(r,t) + \tau_q \frac{\partial w(r,t)}{\partial t} = -\frac{k}{\mu} \nabla \left(p(r,t) + \tau_p \frac{\partial p(r,t)}{\partial t} \right),$$

для плоскорадиальной фильтрации приводит к дифференциальному уравнению для давления параболического типа с бесконечной скоростью распространения возмущений

$$\tau_q \frac{\partial^2 p(r,t)}{\partial t^2} + \frac{\partial p(r,t)}{\partial t} = \chi \Delta \left(p(r,t) + \tau_p \frac{\partial p(r,t)}{\partial t} \right).$$

Расчетные формулы ФПП «классической» модели упругого режима фильтрации

В рамках «классической» модели упругого режима фильтрации дифференциальное уравнение относительно давления, описывающее нестационарную плоско - радиальную фильтрацию, будет иметь вид

$$\frac{\chi}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \frac{\partial P}{\partial r} \right) = \frac{\partial P}{\partial t}.$$

Для квазистационарного периодического режима фильтрации, когда на забое исследуемой скважины задано периодическое изменение дебита, имеем

$$q(t) = q_0 + \sum_{n=1}^{\infty} (a_n \cos \omega_n t + b_n \sin \omega_n t) = q_0 + \sum_{n=1}^{\infty} q_n \cos(\omega_n t - \delta_n).$$

Решение уравнения (1), описывающее изменение давления на стенке исследуемой скважины ($r=r_c$) имеет вид:

$$P(r_c, t) = P_c(t) = P_{c0} - \frac{1}{2\pi\varepsilon} \sum_{n=1}^{\infty} \frac{q_n}{X_{cn}} \left[\frac{Ker^2 X_{cn} + Kei^2 X_{cn}}{Ker_1^2 X_{cn} + Kei_1^2 X_{cn}} \right]^{1/2} \cos(\omega_n t - \delta_n - \delta_{cn}),$$

где

$$\begin{aligned} \frac{1}{2\pi\varepsilon} \frac{q_n}{X_{cn}} \left[\frac{Ker^2 X_{cn} + Kei^2 X_{cn}}{Ker_1^2 X_{cn} + Kei_1^2 X_{cn}} \right]^{1/2} &= P_{cn}, \\ \delta_{cn} &= -\frac{\pi}{4} - \arctg \frac{Ker_1 X_{cn} Kei X_{cn} - Ker X_{cn} Kei_1 X_{cn}}{Ker_1 X_{cn} Ker X_{cn} + Kei_1 X_{cn} Kei X_{cn}}, \\ X_{cn} &= r_c (\omega_n / \chi)^{1/2}. \end{aligned}$$

Значения величин $P_0, P_{cn}, q_n, \delta_{cn}, \Delta_n, P_n$ находятся в результате гармонического анализа при математической обработке экспериментальных кривых $q(t)$ и $P_c(t)$ и служат для определения гидродинамических параметров системы «пласт-скважина» с помощью расчетных соотношений для возмущающей скважины:

$$\begin{aligned} \chi / r_c^2 &= \omega_n / X_{cn}^2 = 2\pi / T_n X_{cn}^2, \\ \varepsilon &= \frac{q_n}{2\pi P_{cn} X_{cn}} \left[\frac{Ker^2 X_{cn} + Kei^2 X_{cn}}{Ker_1^2 X_{cn} + Kei_1^2 X_{cn}} \right]^{1/2}. \end{aligned}$$

Если значения безразмерного параметра $X_{cn} \ll 1$, то для расчета параметров можно воспользоваться приближенными формулами:

$$\delta_{cn} = \arctg \frac{\pi}{4 \ln 2 / \gamma X_{cn}},$$

$$\chi / r_c^2 = (\gamma / 2)^2 \omega_n \exp(\pi / 2 \operatorname{tg} \delta_{cn}) ,$$

$$\varepsilon = q_n / 8P_{cn} |\sin \delta_{cn}| .$$

В произвольной удаленной точке пласта r – реагирующей скважине ($r \gg r_c$)

$$P(r, t) = P_0 - \frac{1}{2\pi\varepsilon} \sum_{n=1}^{\infty} \frac{q_n}{X_{cn}} \left[\frac{\operatorname{Ker}^2 X_n + \operatorname{Kei}^2 X_n}{\operatorname{Ker}_1^2 X_{cn} + \operatorname{Kei}_1^2 X_{cn}} \right]^{1/2} \cos(\omega_n t - \delta_n - \Delta_n) ,$$

где

$$\frac{1}{2\pi\varepsilon} \frac{q_n}{X_{cn}} \left[\frac{\operatorname{Ker}^2 X_n + \operatorname{Kei}^2 X_n}{\operatorname{Ker}_1^2 X_{cn} + \operatorname{Kei}_1^2 X_{cn}} \right]^{1/2} = P_{rn} ,$$

$$\Delta_n = \operatorname{arctg} \frac{\operatorname{Ker} X_n \operatorname{Kei}_1 X_{cn} - \operatorname{Ker}_1 X_{cn} \operatorname{Kei} X_n}{\operatorname{Ker}_1 X_{cn} \operatorname{Ker} X_n + \operatorname{Kei}_1 X_{cn} \operatorname{Kei} X_n} - \frac{\pi}{4} ,$$

$$X_n = r (\omega_n / \chi)^{1/2}$$

Здесь $\operatorname{Ker} X_{cn}, \operatorname{Ker}_1 X_{cn}, \operatorname{Kei} X_{cn}, \operatorname{Kei}_1 X_{cn}$ – функции Кельвина 0 и 1 порядков,

P_{r0} – постоянная составляющая давления,

P_{cn} – амплитуда n -ой гармоники давления в возмущающей скважине,

P_{rn} – амплитуда n -ой гармоники давления в реагирующей скважине (произвольной точке),

q_n – амплитуда n -ой гармоники дебита,

δ_{cn} – сдвиг фаз между n -ми гармониками дебита и давления на возмущающей скважине,

Δ_n – сдвиг фаз между n -ми гармониками дебита на возмущающей и давления на реагирующей скважине,

ε – гидропроводность пласта,

r_c – приведенный радиус скважины.

Для межскважинных интервалов:

$$\chi = \omega_n \frac{r^2}{X_n^2},$$

$$\varepsilon = \frac{q_n}{2\pi P_{rn} X_{cn}} \left[\frac{Ker^2 X_n + Kei^2 X_n}{Ker_1^2 X_{cn} + Kei_1^2 X_{cn}} \right]^{1/2},$$

где X_{cn} определяется из данных самопрослушивания задающей скважины, а $\gamma = 1.781072418$ – постоянная Эйлера.

Если выполняется условие $X_n \gg 1$, можно использовать для межскважинного прослушивания более простые формулы расчетов ФПП:

$$\chi = \frac{\omega_n r^2}{2(\Delta_n - \pi/8)^2}$$

и

$$\varepsilon = \frac{q_n \exp(\pi/8 - \Delta_n)}{2^{7/4} \pi^{1/2} P_{rn} (\Delta_n - \pi/8)^{1/2}}.$$

Фундаментальные решения уравнений фильтрации

1. Фундаментальное решение для уравнения плоскорадиальной фильтрации

$$\frac{\partial p(r,t)}{\partial t} = \chi \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} r \frac{\partial p(r,t)}{\partial r}$$

имеет вид

$$G = \frac{\exp\left(-\frac{r^2}{4\chi t}\right)}{t}.$$

Для точечного стока или источника с расходом жидкости (дебитом) $q(t)$ соответствующее решение для изменения давления в пласте, начиная с момента времени $t = 0$, запишется в виде свертки

$$\Delta p(r,t) = \frac{1}{4\pi\epsilon} \int_0^t q(t-t') \frac{\exp\left(-\frac{r^2}{4\chi t'}\right)}{t'} dt'.$$

2. Фундаментальное решение для уравнения плоскорадиальной фильтрации вида

$$\frac{\partial p}{\partial t} + \tau_q \frac{\partial^2 p}{\partial t^2} = \chi \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \frac{\partial p}{\partial r} \right).$$

Изменение давления для источника (стока) с расходом $q(t)$ находится следующим образом:

$$\Delta p(t) = \frac{1}{2\pi\epsilon} \int_0^t \frac{q(t') e^{-\frac{(t-t')}{2\tau_q}}}{\sqrt{(t-t')^2 - \frac{r^2 \tau_q}{\chi}}} \operatorname{ch} \left[\frac{\sqrt{(t-t')^2 - \frac{r^2 \tau_q}{\chi}}}{2\tau_q} \right] \Theta \left(t - t' - r \sqrt{\frac{\tau_q}{\chi}} \right) dt'$$

3 Фундаментальное решение для уравнения плоскорадиальной фильтрации вида

$$\frac{\partial p(r,t)}{\partial t} = \frac{\chi}{r} \frac{\partial}{\partial r} r \frac{\partial}{\partial r} \left(p(r,t) + \tau_p \frac{\partial p(r,t)}{\partial t} \right)$$

будет

$$G_p = \frac{1}{t} \int_0^\infty J_1(z) \left[1 - \exp \left(- \frac{tz^2 \chi}{r^2 + z^2 \chi \tau_p} \right) \right] dz,$$

решение для давления запишется в виде свертки

$$\Delta p(r,t) = \frac{1}{4\pi\epsilon} \int_0^t \frac{q(t-t')}{t'} \int_0^\infty J_1(z) \left[1 - \exp \left(- \frac{t' \chi z^2}{r^2 + z^2 \chi \tau_p} \right) \right] dz dt'.$$

4. Для уравнения плоскорадиальной фильтрации

$$\frac{\partial p}{\partial t} + \tau_q \frac{\partial^2 p}{\partial t^2} = \chi \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \frac{\partial}{\partial r} \left(p + \tau_p \frac{\partial p}{\partial t} \right) \right)$$

решение имеет вид:

$$\Delta p(t) = \frac{1}{4\pi\epsilon_0} \left[\int_0^t dt' q(t') \frac{e^{-\frac{\tau_q}{\tau_p} \frac{r^2}{4\chi(t-t')}}}{t-t'} - \frac{r}{2} \sqrt{\frac{\lambda_{pq}}{\chi}} \int_0^t \frac{dt'}{t'} q(t-t') \int_0^\infty \frac{dz}{\sqrt{z}} e^{-\frac{t'z}{\tau_p(1+z)}} e^{-\frac{\tau_q}{\tau_p} \frac{r^2}{4\chi t'}(1+z)} J_1 \left(r \sqrt{\frac{\lambda_{pq}}{\chi}} z \right) \right].$$

Схема автоматизации проведения промышленного гидродинамического эксперимента или мониторинга участка месторождения в процессе разработки



В состав аппаратных средств автоматизации проведения промышленных гидродинамических экспериментов входят следующие составные части:

- Дистанционные измерительные приборы: устьевые и глубинные манометры; скважинные уровнемеры; устьевые и глубинные расходомеры; приборы для контроля состава (обводненности) добываемой жидкости; динамометры (измерители нагрузки) скважинных насосов
- Средства управления штатным и специальным оборудованием скважин и другие средства воздействия на скважины: задвижки с электроприводом; устройства управления потоком жидкости; средства управления скважинными насосами; внешние насосы и емкости для закачки или отбора жидкостей
- Средства дистанционного контроля и управления: приборы (модули) для дистанционного измерения (преобразования) электрических величин; приборы (модули) для дистанционного управления оборудованием

- Средства для обеспечения связи между объектами и центром управления экспериментом (кабельные интерфейсы, радиомодемы)
- Автономные и дистанционно управляемые средства – программируемые контроллеры, включающие в себя необходимый набор преобразователей электрических величин, процессор и память для регистрации данных и соответствующие интерфейсы связи
- Средства переноса данных – мобильные аппаратные и программные средства для обслуживания автономных устройств регистрации при отсутствии связи
- Компьютер или сеть компьютеров для управления экспериментом, регистрации данных, их отображения и обработки в процессе замеров.

Таблицы

Таблица 1

Типы и условия проведения промысловых гидродинамических экспериментов [16].

Тип эксперимента	Зондир.ПЗ нагнетат. скважины	Зондир.ПЗ добывающ. скважины	Зондир.МСИ задающ. скв. нагнетат.	Зондир.МСИ задающ. скв. добывающая	Мониторинг участка в ходе разработки
Условия:					
Контролируемые объекты	1 скважина, 2...4 канала, контроль дебита и давления в нескольких точках		До 5...6 скважин, возможно ГЗУ, КНС, 6...7 каналов, контроль давлений всех скважин и дебита задающей скважины, возможно сочетание с мониторингом		До 20...30 скв., ГЗУ, КНС, до 100 каналов, контроль давл., дебита, газа, обводненности
Удаленность объектов от центра	15...50 метров		До 2...5 км при расположении центра вблизи задающей скважины		До 10...15 км
Периоды воздействия, количество режимов	$T = 20...10000$ секунд, 10...15 значений периода в эксперименте, 1...3 значения минимального расхода, 3...5 периодов в каждом замере		$T \sim \frac{2\pi R^2}{\chi}$, в обычной сетке скважин – от нескольких часов до нескольких суток, 1...3 значений периода в эксперименте, 2...3 периода в замере		По условиям технологического процесса
Длительность эксперимента	0.5...2 суток, включая установку оборудования		От суток до нескольких недель		До нескольких месяцев
Управление объектами	Специальное устройство с периодическим управлением потоком с дистанционным управлением		Штатные и электроуправляемые задвижки скважины, КНС, ручное или дистанционное управление насосом		Средства ГЗУ, КНС
Регистрация данных	Период от 1 до 30 секунд, в зависимости от периода воздействия		Период от 1 до 20 минут, нужны контроль и обработка данных в реальном времени		10 минут – 1 час, разный для разных каналов
Амплитуда колебаний давления	0.5...5 МПа		$\Delta P \sim \frac{\Delta q}{2\pi e}$ $T \sim \frac{2\pi R^2}{\chi}$ (), обычно не более 0.2 МПа		По типу и условиям объекта
Амплитуда изменений дебита	< 5 л/с, рекомендуемая – не более 1 л/с		< 20 л/с, большие скачки при переключении режимов скважины – до сотен л/с		По типу и условиям объекта
Постоянный уровень давления	10...20 МПа	<6 МПа	10...20 МПа	<6 МПа	По типу и условиям объекта

			<6 МПа		
Дрейф давления	Умеренный, меньше амплитуды колебаний давления		Может существенно превышать амплитуду колебаний давления		По типу и условиям объекта
Скорость изменения давления и дебита	Время установления показаний приборов – десятые доли и единицы секунд		Время установления показаний приборов – от десятков секунд до нескольких минут		
Технологи-ческие условия	Атмосферные осадки, соленая вода, грязь, нефть, отложения парафина, вынос абразивного мусора, суточные и погодные колебания температуры для устьевых приборов – десятки градусов				
Взрыво-опасность	Нет	Да	Нет / По типу объекта	Да	По типу объекта
Отсутствие устьевого давления	Нет	Возможно	Нет / Возможно	Возможно	Возможно
Газ в затрубье скважины	Нет	Возможно	Нет / Возможно	Возможно	Возможно
Газ в добываемой жидкости	Нет	Возможно	Нет / Возможно	Возможно	Возможно

Перечень оборудования для проведения гидродинамических исследований

Таблица 2

Манометры							
Название	каб/авт	тип датчика	Разрешающая способность	Погрешность, % П.Ш.	Число точек (млн.)	компания	Назначение
Глубинные							
АМТ-08	авт		-	0.25	1.4	www.grand-ufa.ru	Измерение давления и температуры в скважине. АМТ-08.01-повторяет форму газлифтного клапана типа 5Г-25 и может быть использован при газлифтном способе эксплуатации скважины. Функцию клапана не выполняет.
КМТ-03	каб			0.25		www.grand-ufa.ru	Измерение давления и температур в скважине.
АМТ-10	авт		0.0031-0.0001%ПШ	0.10	10 (60)	www.grand-ufa.ru	ГДИС эксплуатационных и нагнетательных скважин, может встраиваться в технологическое оборудование благодаря малым размерам (АМТ-10К)
Микон-167	авт		0,01 атм	0.20	1	www.mikon.ru	Измерение давления и температур в скважине.
ГС АМТС	авт		0,01 атм	0.25	1	www.gstar.ru	-"

СИМСП11 03Х	каб/авт		0.0024% ПШ	0,1-0,5	-	www.sng-d.ru	-"-
ФОТОН	авт		0,01 атм	0.16		www.nplfoton.ru	-"-
ФОТОН-К	каб/авт		0.01 атм	0.16	0.4	www.nplfoton.ru	-"-
САМТ-02	авт	Тензорезис- тор	0,001 атм	0.15	8	www.siamoil.ru	ЭДТ, КВД
МТГ-20М	авт		0.002%ПШ	0.10	0.5	www.geofizpribor.ru	Регистрации давления и температуры при ГДИС, в том числе в межтрубном пространстве
S15-2500- SP	авт	сапфир	0.0003%ПШ	0.02	1	www.halliburton.com	ГДИС, постоянный мониторинг, имеются различные размеры.
S20-2500- SP	авт	сапфир	0.0003%ПШ	0.02	1	www.halliburton.com	-"-
Q15-IMG- ML	авт	кварц	0.0007 атм	0.02	1.4	www.halliburton.com	-"-
Q16-5063- SP	авт	кварц	0.00006%ПШ	0.02	1	www.halliburton.com	-"-
K10 Quartz	авт/каб	кварц	0.0006%ПШ	0.02	1.4	www.kusterco.com	Определение статических и динамических градиентов, определение утечек, определение зон притока, нагнетательные тесты, оптимизация газлифта, ИПТ

K10 Strain	авт/каб	Пьезорезис-тор	0.0003%ПШ	0.024	1.4	www.kusterco.com	-"-
PPS-26	каб.	кремниевый - сапфировый	0.0003% ПШ	0.03	-	www.pioneerps.com	Градиент давления, КВД, ИПТ, мониторинг закачки, тесты интерференции
PPS-27	каб.	кремниевый - сапфировый	0.0003% ПШ	0.03	-	www.pioneerps.com	Оптимизация, мониторинг насоса, исследования, контроль за разработкой, мониторинг наблюдательных скважин
PPS-27	каб.	кварц	0.0003% ПШ	0.015	-	www.pioneerps.com	-"-
PPS-28	авт	кварц	0.00006%ПШ	0,02	1 Мб (расширяемая)	www.pioneerps.com	Градиент давления, КВД, ИПТ, пробные откачки, мониторинг закачки, стимулирования, перфорации
PPS-29	каб./авт.	кварц	0.0007 атм	0,02	1	www.pioneerps.com	-"-
PPS51 Short	авт	кремниевый - сапфировый	0.0003% ПШ	0.03	1	www.pioneerps.com	Мониторинг стимулирования, закачки, капремонта
PPS52 1/2"	авт	кремниевый - сапфировый	0.0003% ПШ	0.03	1	www.pioneerps.com	ИПТ, градиент давления в стволе, КВД, мониторинг капремонта, стимулирования
ENDURO PMR 75	авт	Пьезорезис-тор	0.0003%ПШ	0.03	1.3	www.grcamerada.com	КВД, ИПТ, мониторинг перфорации

INTEGRA QMR	авт	кварц	0,0007 атм	0.02	1.3	www.grcamerada.com	КВД-КПД, ГП
OPTIM QTIEG	перм.	кварц	0,0007 атм	0.022атм		www.grcamerada.com	КВД-КПД, ГП, длительный мониторинг
SS5063	авт	кварц	0.00006%	0,02	1 (до 4)	www.sparteksystems.com	Контроль рабочих характеристик скважины, непрерывный мониторинг с установленными датчиками, диагностика заканчивания скважины, улучшение продуктивности скважин, определение параметров пласта
SS5067		кварц	0.00006%	0,02	2 (до 4)	www.sparteksystems.com	-"-
SS5200 (higt T)		кварц	0.00006%	0,02	0.5	www.sparteksystems.com	-"-
SS2100	авт	сапфир	0.0003% ПШ	0.02	0.67	www.sparteksystems.com	Испытание скважин, контроль рабочих характеристик скважин, диагностика заканчивания скважин, улучшение продуктивности скважины, комплексное изучение залежей, градиентная съемка

SS2300, SS2500, SS2700	авт	сапфир	0.0003% ПШ	0,024	1 (до 2)	www.sparteksystems.com	Испытание скважин, контроль рабочих характеристик скважин, непрерывный мониторинг с установленными датчиками, диагностика заканчивания скважин, улучшение продуктивности скважины, комплексное изучение залежей, градиентная съемка
SS6100		сапфир	0.0003% ПШ	0,02-0,027		www.sparteksystems.com	- "-
SS2800, SS2810		сапфир	0.0003% ПШ	0.024	1	www.sparteksystems.com	Долговременный контроль фонтанирующих скважин без уменьшения проходного сечения, насосно- компрессорных труб, эксплуатационное испытание скважины, контроль гидроразрывов, воздействия на скважину, перфорирования через насосно-компрессорные трубы, давления за клапаном закачки воды, одновременный контроль давления в

							насосно-компрессорных трубах и давления в отводе
WTOR-A						www.slb.ru	-"-
iQuartz5	авт	кварц	0,0007 атм	0.02	4.2	www.metrolog.com	Статические и динамические градиенты, КВД-КПД, ГП, длительные ГДИС
PRM5	авт	Пьезорезис- тор	0,003 атм	0.05	4.2	www.metrolog.com	Статические и динамические градиенты, КВД
COMBO 5K	каб./авт.	кварц	0,0006 атм	0.03	0.4	www.nangall.com	КВД, длительный мониторинг, тесты на интерференцию
QPS	каб.	кварц	0,0007 атм	0.02		www.sondex.com	Статические и динамические градиенты, КВД-КПД, ГП
МТГ- 20ММ	авт		0.002%ППШ	0.10	0.5	www.geofizpribor.ru	Регистрации давления и температуры при гидродинамических исследованиях скважин, в том числе в межтрубном пространстве
АМТ-10К				0.10	1.33	www.grand-ufa.ru	Измерение давления и температур в скважине.
Permanent Dowhole Gauges		кварц	0.0007 атм	0.025		www.nangall.com	Постоянное наблюдение за параметрами скважины, за восстановлением давления, за нагнетанием, оптимизация пласта

K Prem		кварц	0.0006 %ППШ	0.02	-	www.kusterco.com	-"-
PPS53	авт	кремниевый - сапфировый	0.0003% ПШ	0.03	1	www.pioneerps.com	Мониторинг стимулирования, закачки, длительные ГДИС, тесты интерференции скважин
Shprt quartz	авт	кварц	0.0007 атм	0.03		www.nangall.com	КВД, длительные ГДИС
S15-2800- SP		кварц	0.0003%ППШ	0.02	январь.00	www.halliburton.com	Долговременный мониторинг, ГРП, стимуляции, помещается в газлифтном кармане мандрели
Устьевые							
K10		Пьезорезистор	0.0003%ППШ	0.02	1.2	www.kusterco.com	Восстановления давления и температур скважин, анализы потока с опционным RTD, общее наблюдение и сбор данных температуры и давления, позволяет одновременно измерять давления в любых двух точках устья скважины.
Микон-207	авт	?	0,01 атм	0.25	0.09	www.mikon.ru	Восстановления давления и температур скважин, общее наблюдение и сбор данных температуры и давления,
УМТ-01	авт	Тензорезистор	0,001 атм	0.15	1.44	www.siamoil.ru	-"-

МТГ-20У	авт	?	0.002%ППШ	0.10	0.5	www.geofizpribor.ru	-"-
ГС АМТУ	авт	?	0.01%ППШ	0.15	1	www.gstar.ru	-"-
SAS	авт	Пьезорезис-тор	0,003 атм	0.05	1.4	www.kusterco.com	Мониторинг устьевых давлений и температур, автоматическое распознавание, что скважина исследуется
PPS 31	авт	кремниевый - сапфировый	0.0003%	0.03	1	www.pioneerps.com	Мониторинг стимулирования, ГРП, закачки, капитального ремонта, КВД газовых скважин
SS6101	авт	кварц	0.0002%			www.sparteksystems.com	-"-
ФОТОН-И/У/БИ	авт		0,01 атм	0.16	0.5	www.nplfoton.ru	Восстановления давления и температур скважин, общее наблюдение и сбор данных температуры и давления,

Таблица 3

Расходомеры

Название	Разрешающая способность	Погрешность, % П.Ш.	сайт	компания	примечание
Расходомеры трехфазные					
Phase Tester	0.10%	1%	www.slb.ru	Schlumberger	
Phase watcher	0.10%	1%	www.slb.ru	Schlumberger	
FastQ			www.halliburton.com	Halliburton	
АГЗТУ НРС		1%	www.nv-rs.ru	ЗАО Нижневартовскремсервис	
Neftemer			www.deflow.com		Низкий объем газовой фазы, тяжелая нефть
Roxar MPFM 2600			www.roxar.ru		МДК Сиам-Мастер -Roxar
RFM MPFM 1900/1			www.roxar.ru		Для двухфазных (жидкость, газ), беспарационный расходомер
Расходомеры ультразвуковые					
UFM 500		0.50%	www.kanex-krohne.com	KROHNE	
UFM 3030		1-0.5%	www.kanex-krohne.com	KROHNE	
АКРОН-01		<2%	www.signur.ru	ПНП СИГНУР	Газовых и твердых включений не более 1%
SLS-700P		1%	www.streamlux.ru		

Controlotron 1010 P		1-2%	www.kombit.ru		
Controlotron 1010 N, DV		1-0.5%	www.kombit.ru		
Controlotron 1010 S		0.25-0.15%	www.kombit.ru		
Flowsic 100/600 Ex		2%	www.ktkprom.ru		массовые расходомеры нефтяного попутного и факельного газа Sick Maihak GmbH (Германия)
PT 878				GE Panametrics	
ГЕОСТАР-СВУ-102		0.5-1%ППШ	www.gstar.ru	ООО СТК Геостар	Регистрация расхода в нагнетательных скважинах
Расходомеры для газовых и газоконденсатных скважин					
ПИРС РГА 100 (30)					Рекомендован по результатам межведомственных испытаний
Endress-Hauser T-mass 65i					-"-
Roxar WetGas Meter			www.roxar.ru		
Controlotron 1010GC			www.kombit.ru		для газов
CTF878				GE Panametrics	
Actaris, теперь Itron International			www.actaris.ru , www.itron.com		при низком содержании влаги

Таблица 4

Термометры

Название	Разрешающая способность	Погрешность	Число точек, млн	компания
Q16-5063-SP	0.005 °C	0.25 C	1	www.halliburton.com
PRM5	0.005 °C	0.3 C	4.2	www.metrolog.com
PPS28	0.01 °C	0.2 C	1	www.pioneerps.com
PPS61	0.01 °C	0.1C	1	www.pioneerps.com
K10 Quartz	0.001 °C	0.2 C	1.4	www.kusterco.com

Таблица 5

Переводные коэффициенты в систему СИ обозначены жирным шрифтом. Все величины соответствуют стандартам СИ, установленным в 1974 году

Перевод из	в	умножить на	обратно
ПЛОЩАДЬ			
Фут ²	метр² (м²)	9,290304E-02	1,070391E+01
	сантиметр ²	9,290304E+02	1,070391E-03
	дюйм ²	1,440000E+02	6,944444E-03
гектар	метр² (м²)	1,000000E+04	1,000000E-04
	акр	2,471054E+00	4,016856E-01
миля ²	метр² (м²)	2,589988E+06	3,861022E-07
	акр	6,400000E+02	1,562500E-03
ПЛОТНОСТЬ			
грамм/сантиметр ³	килограмм/метр³	1,000000E+03	1,000000E-03
	(кг м ⁻³)		
	фунт/фут ³	6,242797E+01	1,601846E-02
	фунт/галлон	8,345405E+00	1,198264E-01
	фунт/баррель	3,505070E+02	2,853010E-03
фунт/фут ³	килограмм/метр³	1,601816E+01	6,242797E-02
	(кг м ⁻³)		
	фунт/галлон	1,330805E-01	7,480520E+00
	фунт/баррель	5,614583E+00	1,781076E-01
фунт/галлон	килограмм/метр³	1,198261E+02	8,345406E-03
	(кг м ⁻³)		
	фунт/баррель	4,200000E+01	2,380952E-02
СИЛА			
дин	ньютон (Н)	1,000000E-05	1,000000E+05
	фунт-сила	2,248089E-06	4,448222E+05
килограмм-сила	ньютон (Н)	9,806650E+00	1,019716E-01
	фунт-сила	2,204022E+00	4,535924E-01
фунт-сила	ньютон (Н)	4,448222E+00	2,248089E-01

ДЛИНА			
ангстрем	метр (м)	1,000000E-10	1,000000E+10
сантиметр	метр (м)	1,000000E-02	1,000000E+02
фут	метр (м)	3,048000E-01	3,280840E+00
	сантиметр	3,048000E+01	3,280840E-02
дюйм	метр(м)	2,540000E-02	3,937008E+01
	сантиметр	2,540000E+00	3,937008E-01
микрон	метр (м)	1,000000E-06	1,000000E+06
миля (американская)	метр (м)	1,609344E+03	6,213712E-04
	фут	5,280000E+03	1,893939E-04
МАССА			
грамм	килограмм (кг)	1,000000E-03	1,000000E+03
унция	килограмм (кг)	2,834952E-02	3,527397E+01
	грамм	2,834952E+01	3,527397E-02
фунт	килограмм (кг)	4,535924E-01	2,201623E+00
	унция	1,600000E+01	6,250000E-02
ДАВЛЕНИЕ			
атмосфера	паскаль (Па)	1,013250E+05	9,869230E-06
(нормальная — 760 мм	мм рт. столба (0°C)	7,600000E+02	1,315789E-03
ртутного столба)	фут вод. столба	3,389950E+01	2,949900E-02
	(4°C)		
	пси	1,469600E+01	6,804600E-02
	бар	1,013250E+00	9,869230E-01
бар	паскаль (Па)	1,000000E+05	1,000000E-05
	пси	1,450377E+01	6,894757E-02
сантиметр ртутного столба (0°C)	паскаль (Па)	1,333220E+03	7,500610E-01
	пси	1,933670E-01	5,171510E+00
дин/сантиметр ²	паскаль (Па)	1,001100E-01	1,000000E+01
	пси	1,450377E-05	6,894757E+04
фут вод. столба (4°C)	паскаль (Па)	2,958950E+03	3,345620E-04
	пси	4,335150E-01	2,306730E+00
килограмм-сила/сантиметр ²	паскаль (Па)	9,806650E+04	1,019716E-05
	бар	9,806650E-01	1,019716E+00
	пси	1,422330E+01	7,030695E-02
пси	паскаль (Па)	6,894476E+03	1,450377E-04

ВРЕМЯ			
сутки	секунда (с)	8,640000E+04	1,157407E-05
	минута	1,440000E+03	6,944444E-04
	час	2,400000E+01	4,166667E-02
час	секунда (с)	3,600000E+03	2,777778E-04
	минута	6,000000E+01	1,666667E-02
	секунда (с)	6,000000E+01	1,666667E-02
минута	секунда (с)	6,000000E+01	1,666667E-02
	секунда (с)	6,000000E+01	1,666667E-02
	секунда (с)	6,000000E+01	1,666667E-02
ОБЪЕМ	метр³ (м³)	1,589873E-01	6,289811E+00
	фут ³	5,614583E+00	1,781076E-01
	галлон	4,200000E+01	2,380952E-02
баррель	метр³ (м³)	2,831085E-02	3,531466E+01
	дюйм ³	1,728000E+03	5,787037E-04
	галлон	7,480520E+00	1,336805E+01
фут	метр³ (м³)	3,785412E-03	2,641720E+02
	дюйм ³	2,310001E+02	4,329003E-03
	метр³ (м³)	1,000000E-03	1,000000E+03
галлон	метр³ (м³)	1,000000E-03	1,000000E+03
	дюйм ³	2,310001E+02	4,329003E-03
	метр³ (м³)	1,000000E-03	1,000000E+03
литр	метр³ (м³)	1,000000E-03	1,000000E+03
	дюйм ³	2,310001E+02	4,329003E-03
	метр³ (м³)	1,000000E-03	1,000000E+03

Таблица 6

Вспомогательные коэффициенты пересчета между единицами проницаемости

Перевод из	в	умножить на	обратно
мДа	дарси	1,000000E-03	1,000000E+03
	метр² (м²)	9,869230E-16	1,013250E+15
	сантиметр ² (см ²)	9,869230E-12	1,013250E+11
	микрометр²(мкм²)	9,869230E-04	1,013250E+03

Таблица 7

Соотношения между величинами и уравнениями, в различных системах единиц. Стандарты, рекомендуемые Американским нефтяным институтом

Нефтепромысловые единицы	Единицы СИ	Единицы СИ	Единицы СГС
q-дебит, барель/сутки	м ³ /с	дм ³ /с	см ³ /с
h- мощность пласта, фут	м	м	см
k- проницаемость, мДа	м ²	мкм ²	Дарси
μ- вязкость, сП	Па с	Па с	сП
k/μ- подвижность, мДа/сП	м ² /(Па с)		
kh/μ- гидропроводность, мДа фут /сП	м ³ /(Па с)	м (мкм ²)/(Па с)	см Да/(сПа)
Δр- перепад давления, пси	Па	кПа	атм
р- давление, пси	Па	кПа	атм
г- радиус, фут	м	м	см
t- время часы	с	ч	с
β- сжимаемость, пси ⁻¹	Па ⁻¹	кПа ⁻¹	атм ⁻¹
mβh-произведение пористости сжимаемости мощности пласта, фут пси ⁻¹	м Па ⁻¹	м кПа ⁻¹	см атм ⁻¹

Таблица 8

Коэффициенты пересчета между значениями температур, выраженных в различных шкалах

Перевод из	в	уравнение пересчета
градус Фаренгейта	кельвин	$T_k = (T_F + 459.67)/1.8$
градус Ренкина	кельвин	$T_k = T_R/1.8$
градус Фаренгейта	градус Ренкина	$T_R = T_F + 459.67$
градус Фаренгейта	градус Цельсия	$T_c = (T_R - 32)/1.8$
градус Цельсия	кельвин	$T_K = T_C + 273.15$

Стандартом измерения температуры в СИ является кельвин (К). Согласно этому стандарту тройная точка воды равна 273,16 К точно. Температура в системе СИ обозначается как К, без символа градус. Единицей температуры в системе СГС (и наиболее распространенная в повседневной жизни) является градус Цельсия, °С. Общепринятая единица температуры в нефтепромысловой системе единиц — градус Фаренгейта, °F

ЛИТЕРАТУРА

1. Алишаев М.Г. К учету явлений запаздывания в теории фильтрации/ М.Г. Алишаев, А.Х. Мирзаджанзаде //Изв.ВУЗов Нефть и газ.- 1975.-№ 6.-С.71-74.
2. Баренблатт Г.И. Движение жидкостей и газов в природных пластах / Г.И. Баренблатт, В.М. Ентов, В.М. Рыжик. - М.: Недра, 1984. – 211 с.
3. Басниев К.С. Подземная гидромеханика / К.С. Басниев, И.Н. Кочина, В.М. Максимов.- М.: Недра, 1993.- 416 с.
4. Бузинов С.Н. Исследование нефтяных и газовых скважин и пластов. / С.Н. Бузинов, И.Д. Умрихин.- М.: Недра, 1984.- 265 с.
5. Гаврилов А.Г.,Штанин А.В. Гидродинамический метод фильтрационных волн давления для исследования призабойной зоны скважин.// Сб. Некоторые вопросы контроля разработки нефтяного месторождения.-ПК физфака КГУ.-Казань.-2006.-С.27-39.
6. Гаврилов А.Г., Марданшин А.Н., Овчинников М.Н., Штанин А.В. Исследования призабойной зоны скважины методом высокочастотного фильтрационного зондирования. // Электронный журнал “Нефтегазовое дело”.-2006.: http://www.ogbus.ru/authors/Gavrilov/Gavrilov_1.pdf.
7. Иктисанов В.А. Определение фильтрационных параметров пластов и реологических свойств дисперсных систем при разработке нефтяных месторождений/ В.А. Иктисанов.-М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2001.-212 с.
8. Куштанова Г.Г. Температурный контроль разработки месторождений нефти и газа/ Г.Г. Куштанова. - Казань: Новое знание, 2003-178 с.
9. Христианович С.А. Избранные работы/ С.А. Христианович.- М.: изд-во МФТИ, 2000.- 272 с.
10. Эрларгер Р. Гидродинамические методы исследований скважин. Москва-Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2007.-512 с.
11. Молокович Ю.М., Непримеров Н.Н., Пикуза В.И., Штанин А.В. Релаксационная фильтрация. Казань, Изд-во Казанского университета, 1980, 136 с.

12. Молокович Ю.М. Пьезометрия окрестности скважин. Теоретические основы./ Ю.М.Молокович, А.И.Марков, А.А.Давлетшин, Г.Г.Куштанова– Казань: изд-во ДАС, 2000.- 203 с.
13. Молокович Ю.М. Выработка трещиновато-пористого коллектора нестационарным дренированием / Ю.М.Молокович, А.И.Марков, Э.И.Сулейманов, Р.Г.Фархуллин, Г.Г.Куштанова [и др.]. - Казань: изд-во Регентъ, 2000. -156 с.
14. Овчинников М.Н. Метод фильтрационных волн давления как средство исследования нефтяных месторождений / М.Н. Овчинников, Г.Г. Куштанова, А.Г. Гаврилов, В.Л. Одиванов // Казань. Изд-во КГУ. 2008. 148 с.
15. Овчинников М.Н. Контроль геофизических и гидродинамических параметров пластов как элемент управления заводнением нефтяных месторождений / М.Н.Овчинников, А.Т.Панарин, А.Н.Чекалин // НТВ Каротажник.- 2000.- №61.-С.62-66.
16. Одиванов, В.Л. Метод фильтрационных волн давления в исследованиях нефтеносных пластов [Текст] / В.Л.Одиванов, М.Н.Овчинников, А.Г.Гаврилов А.Г. - Изд-во LAP LAMBERT Academic Publishing, 2011.- 144 с.
17. Одиванов В.Л. Распределенный программно-аппаратный комплекс для мониторинга и управления технологическими процессами / В.Л.Одиванов, А.В.Семенов // Современные технологии автоматизации .- 2005.-№2.- С.52-56.
18. Одиванов В.Л. Распределенный программно-аппаратный комплекс для систем мониторинга и управления технологическими процессами / В.Л.Одиванов, А.В.Семенов // Приборы.- 2007.- №8.- С.35-45.
19. Одиванов В.Л. Программно-аппаратный комплекс для автоматизации гидродинамических исследований призабойной зоны скважин / В.Л.Одиванов, А.Г.Гаврилов, А.В.Штанин // Приборы.- 2008.- №6.-С.43-46.

20. Одиванов В.Л. Исследования пластов методом фильтрационных волн давления с использованием автоматизированных систем управления экспериментом / В.Л. Одиванов, М.Н. Овчинников, А.Г. Гаврилов // Казань: Изд-во КГУ. 2009. 140 с.
21. Одиванов В.Л. Специфика задач автоматизации гидродинамических исследований на нефтяных месторождениях / В.Л. Одиванов, М.Н. Овчинников, А.Г. Гаврилов // Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности. 2009. №1. С.9-23.
22. Одиванов В.Л. Специфика и средства обработки данных исследований нефтяных пластов методом фильтрационных волн давления / В.Л. Одиванов, М.Н. Овчинников, А.Г. Гаврилов // Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности. 2009. №10. С. 16-23.
23. Справочник по специальным функциям. Под редакцией Абрамовица, Стиган И. -М., Наука, 1979г.-830 с.
24. Филиппов А.И. Скважинная термометрия переходных процессов/ А.И. Филиппов. Саратов: изд-во Саратов. ун-та, 1989.-116 с.
25. Щелкачев В.Н. Основы и приложения теории неустановившейся фильтрации/ В.Н. Щелкачев.- М.: Нефть и газ, 1995.- Ч.1.-586 с., Ч.2.-493 с
26. Гидродинамические исследования скважин и методы обработки результатов измерений / Хисамов Р.С., Сулейманов Э.И., Фархуллин Р.Г. [и др.]-М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 1999.-227 с.
27. Налимов Г.П. Оборудование и технология контроля уровня жидкости для исследования скважин / Г.П. Налимов, П.О. Гаус, В.Е. Семенчук, Е.В. Пугачев // Нефтяное хозяйство. 2004. №4.
28. Crystal Engineering Corporation | Welcome! [Электронный ресурс] / Режим доступа: <http://www.crystalengineering.net/>.
29. Датчик давления ЗОНД-10-ИД-В-1190 [Электронный ресурс] / Режим доступа: <http://www.ggp.ru/converters-overpressure/zond-10-id-1190.html>.

30. Quartz Pressure Single Sensor [Электронный ресурс] / Режим доступа: http://www.sondex.com/products/wireline/cased_hole/production_logging/W_PL_Quartz_Pressure_Single_Sensor_QPS.php.
31. Продукция – МИКОН-107 – ООО «Микон» [Электронный ресурс] / Режим доступа: <http://www.mikon.ru/107/>.
32. СТК ГЕОСТАР – Продукция – Манометр глубинный ГС-АМТС – Описание [Электронный ресурс] / Режим доступа: <http://www.gstar.ru/manometer.shtml>.
33. High-pressure Well Testing Instruments [Электронный ресурс] / Режим доступа: <http://www.hbjpim.com/en/product.php?id=11>.
34. ПКДУ-2 ТД Автоматика. КИПиА. Уровнемер ПКДУ-2 (Скважинный) [Электронный ресурс] / Режим доступа: http://tdautomatika.ru/i_pkdu2.htm.
35. Уровнемеры: Продукция и сервисные услуги. [Электронный ресурс] / Режим доступа: http://www.siamoil.ru/ru/products/catalog/level_meters/.
36. ЗАО ТПА ПРОМПРИБОР СЕРВИС ПРОДУКЦИЯ | Расходомеры | Турбинные расходомеры жидкости ПТФ [Электронный ресурс] / Режим доступа: <http://www.pp-s.ru/index.php?go=Pages&in=view&id=452>.
37. Счетчик жидкости «СКЖ»-Продукция-НПО«НТЭС» [Электронный ресурс] / Режим доступа: <http://www.nponts.ru/produce/skg/>
38. Rheonik - the mass flowmeter experts – Products [Электронный ресурс] / Режим доступа: <http://www.rheonik.com/338--~englisch~Products~Products.html>.
39. Счетчик вихревой СВУ • Приборная продукция • РС Технологии [Электронный ресурс] / Режим доступа: <http://www.rstechnology.ru/goods/sv%5Fsvu>.
40. Расходомеры и счетчики количества /Кремлевский П.П. – Л.: Машиностроение, 1989. – 701 с., С.408-440.

41. Измерение расхода [Электронный ресурс] / Режим доступа: http://www.etalon-chel.ru/device/expense/expense_54.html.
42. ELECTROMAGNETIC FLOWMETER SPECIFIC FOR APPLICATIONS IN HYDRAULIC TRAPS AP1017/P - AP1018/P HI-TECH version [Электронный ресурс] / Режим доступа: <http://www.automationprogetti.it/DocPdf%20E/AP1017-8P%20-%20B296%20E.pdf>.
43. Информационно- измерительный комплекс Берёзовской площади НГДУ «АЛЬМЕТЬЕВНЕФТЬ» /Техническое описание и инструкция по эксплуатации /, Казань. Изд-во КГУ. 1999г.
44. Распределенная система регистрации данных и управления [Электронный ресурс] / Режим доступа: <http://odivanov.narod.ru/Systreg.html>.