МИНИСТЕРСТВО НЕФТЯНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

МЕТОДИЧЕСКОЕ РУКОВОДСТВО

ПО ДИАГНОСТИРОВАНИЮ И РЕГУЛИРОВАНИЮ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ, А ТАКЖЕ УСТАНОВЛЕНИЮ ОПТИМАЛЬНЫХ РЕЖИМОВ РАБОТЫ СКВАЖИН НА ОСНОВЕ СУЩЕСТВУЮЩЕГО ИНФОРМАЦИОННОГО ПРОМЫСЛОВОГО МАТЕРИАЛА

РД-39-3-756-82

1982

gost.e-ecolog.ru

МИНИСТЕРСТВО НЕФТЯНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

УТВЕРЖДАЮ

Зам.министра Валиханов А.В.

"14" мая 1982г.

МЕТОДИЧЕСКОЕ РУКОВОДСТВО ПО ДИАГНОСТИРОВАНИЮ И РЕГУЛИРОВАНИЮ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ, А ТАКЖЕ УСТАНОВЛЕНИЮ ОПТИМАЛЬНЫХ РЕЖИМОВ РАБОТЫ СКВАЖИН НА ОСНОВЕ СУЩЕСТВУЮЩЕГО ИНФОРМАЦИОННОГО ПРОМЫСЛОВОГО МАТЕРИАЛА

РД- 39-3-756- 82

Настоящий документ разработал:

Всесоюзный нефтегазовый научно-исследовательский институт (ВНИИ) Г.Г. Вахитов

Составители:

руководитель лаборатории А.Х. Мирзаджанзаде

зам. директора ВНИИ В.П. Максимов

начальник ОТ и ТДН В.И. Гусев

с.н.с. И.Б. Басович

с.н.с. А.В. Мамедов

с.н.с. И.М. Байрамов

Принимали участие:

с.н.с. В.И. Бакарджиева

с.н.с. Н.В. Крикунов

с.н.с. Б.А. Мамедов

м.н.с. Б.С. Кашанов

Согласовано:

начальник Технического управления Ю.Н. Байдиков

А Н Н О Т А Ц И Я

В методическом руководстве рассмотрен ряд методов прогнозирования пластового давления по данным кратковременных исследований скважин. Предложен диагностический критерий выбора фильтрационной модели и способ оценки фильтрационных параметров пласта на основании обработки кривых восстановления давления методом детерминированных моментов. Рассмотрены статистические методы ретроспективного анализа промысловых данных с целью оценки коэффициента продуктивности скважины, пластового давления и диагностирования неньютоновских свойств пластовых систем без проведения специальных гидродинамических исследований. Предложен комплексный подход к анализу и установлению оптимальных режимов работы компрессорных скважин.

РУКОВОДЯЩИЙ ДОКУМЕНТ

Методическое руководство

по диагностированию и регулированию технологических процессов, а также установлению оптимальных режимов работы скважин на основе существующего информационного промыслового материала

Приказом Министерства нефтяной промышленности
от 12.10.1982 № 756 Срок введения установлен с 1.1.1983
Срок действия до 31.12.1987

I. ВВЕДЕНИЕ

Для осуществления постоянного анализа, контроля и управления как процессом разработки в целом, так и отдельными технологическими процессами по воздействию на пласт и призабойную зону скважин необходимы данные об изменении пластового давления, коэффициентов продуктивности скважин, состояния призабойной зоны пласта и др.

В первом разделе руководства рассмотрены различные способы прогнозирования пластового давления по неполным КВД, что особенно важно для некоторых месторождений высоковязких нефтей, когда полное время восстановления велико.

С целью повышения эффективности геолого-технических мероприятий по воздействию на призабойную зону пласта изложена методика оценки состояния призабойной зоны (однородный пласт, ухудшенная проницаемость в окрестности скважины или трещиновато-пористый коллектор) и выбора соответствующей фильтрационной модели.

Диагностирование проводится по некоторому безразмерному признаку, полученному на основе детерминированных моментов КВД, и предусматривает как качественное различие указанных выше вариантов, так и количественную оценку фильтрационных параметров для каждого случая. Методика уточнения интервалов диагностирования проиллюстрирована на основе обработки КВД, снятых на скважинах Федоровского месторождения. Пятый и шестой разделы посвящены оценке изменения пластового давления, продуктивности скважины при проведении воздействия на призабойную зону и диагностирования проявлений неньютоновских свойств пластовых систем по данным текущей промысловой информации.

Коэффициент продуктивности определяется на основе корреляционного анализа данных об изменении дебита и забойного давления скважины в процессе безостановочной эксплуатации, а именно по отношению ковариации дебита и давления к дисперсии давления. Если нет возможности организовать непрерывные замеры соответствующих параметров в течение некоторого промежутка времени, можно воспользоваться осредненными данными ежемесячных или квартальных замеров. При этом на основе интегральных методов осреднения (статистическое дифференцирование) могут быть получены изменения во времени средних значений пластового давления и коэффициента продуктивности скважины.

В основе методики диагностирования неньютоновских свойств пластовой жидкости лежит известный факт о запаздывании реагирования добычи нефти на темп нагнетания воды. Оценка времени запаздывания проводится на основе анализа взаимно-корреляционных функций "дебит нефти-объем закачки". Если полученное таким образом время запаздывания значительно превышает гидродинамическое время распространения возмущения в пласте, то можно с определен-

ной степенью достоверности считать, что на данном участке залежи пластовой системы обладают неньютоновскими свойствами.

В заключительной части предложен комплексный подход к задачам оптимизации работы компрессорных скважин.

Общепринятым в нефтепромысловой практике методом установления оптимального режима работы компрессорных скважин является построение зависимости объема добываемой жидкости от расхода газа с последующим выбором точки, соответствующей минимальному удельному расходу газа. Такой подход требует исследования скважин на различных режимах, что в случае высокодебитных скважин связано со значительными потерями в добыче нефти. В настоящем разделе предлагается методика расчета оптимального режима работы по сокращенной программе исследований скважин. Следует выделить 4 основных этапа такого подхода :

I. Сбор и подготовка промысловых данных.

II. Объединение анализируемых скважин в группы по признаку близости их дебитов, объемов закачиваемого газа и характерным особенностям технологических режимов. В ряде случаев это позволяет распространять результаты анализа режимов работы одной или нескольких скважин на группу в целом.

III. Установление необходимого времени исследования работы скважины на каждом режиме, при котором погрешность замеренных значений технологических параметров (дебит жидкости, рабочее давление, расход газа и др.) по сравнению со среднесуточными значениями не превышают требуемой величины.

IV. Определение по данным сокращенных исследований расчетной формулы для оценки дебита жидкости в процессе обучения и проверка возможности использования ее при сравнении со среднесуточными показателями.

Последовательное применение сформулированных принципов анализа различных технологических режимов позволяет ускорить вывод скважины на оптимальный режим работы, а также сократить объем проводимых исследований, потери добычи нефти и непроизводительный расход газа.

2. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ ПО ДАННЫМ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ СКВАЖИН.

2.I. Оценка пластового давления по недовосстановленной КВД на основе метода самоорганизующихся моделей.

При оценке фильтрационных характеристик и технологических параметров разработки гидродинамическими методами полное время восстановления давления на скважинах ряда месторождений весьма велико (до 2-3 сут.), что приводит к большим потерям в добыче нефти и вынужденному сокращению объема проводимых исследований. В связи с этим возникает необходимость в разработке методов прогнозирования пластового давления по неполным кривым. Предлагаемый подход основан на использовании самоорганизующихся моделей и предусматривает два этапа - обучение по группе полных кривых восстановления давления и прогноз по недовосстановленной части КВД.

Целью этапа обучения является выбор опорных функций для построения прогнозирующего уравнения оптимальной сложности. Обработка объема данных промысловых исследований показала, что наиболее качественный прогноз получается при использовании функций вида : $t,\ e^{-\alpha t},\ e^{-\alpha t}\sin\beta t$

Конкретные значения параметров α , β определяются на основании обучающей группы скважин, а структура прогнозирующего уравнения и значение пластового давления непосредственно в процессе экзамена, т.е. по данным неполного гидродинамического исследования.

Предлагаемая методика была опробована на ряде скважин объединения "Мангышлакнефть". При этом в обучающую и экзаменационную

группу вошло соответственно 5 и 10 скважин. Средние значения параметров α и β, полученные в процессе обучения, составили $\alpha = 0{,}67$ (час$^{-1}$), $\beta = 2{,}09$ (час$^{-1}$).

Прогнозирование пластового давления на остальных скважинах осуществлялось по замерам КВД за интервал времени 1,5 часа, в то время как стабилизация наступала в среднем через 7–10 часов.

В таблице 2.1. приведены вид прогнозирующего уравнения, полученного на основе метода самоорганизующихся моделей, расчетное и замеренное значение пластового давления, а также относительная погрешность замера в %.

Программа для получения уравнений прогноза приведена в приложении.

Таблица 2.I.

№ № скв.	Модель (обучение по всей КВД)	$\Delta P_{пл}$ по модели	$\Delta P_{пл}$ по данным замеров	%
I	2	3	4	5
20	$\Delta P_{пл} = 17{,}33 - 11{,}873(e^{-\alpha t})^2 + 0{,}213(e^{-\alpha t})^8(0{,}25 + e^{-\alpha t}\sin\beta t) - 5{,}914\,e^{-\alpha t} + 6{,}502(e^{-\alpha t})^8(0{,}25 + e^{-\alpha t}\sin\beta t)^2$	17,3	17,5	1,0
193	$\Delta P_{пл} = 10{,}71 - 8{,}819(e^{-\alpha t})^3 - 2{,}330\,e^{-\alpha t} + 1{,}359(e^{-\alpha t})^3 \times (0{,}25 + e^{-\alpha t}\sin\beta t) + 0{,}391 + (0{,}25 + e^{-\alpha t}\sin\beta t)$	10,8	10,5	2,8
157	$\Delta P_{пл} = 31{,}00 - 13{,}93(e^{-\alpha t})^2 - 16{,}76(e^{-\alpha t}) - 3{,}624(e^{-\alpha t})^4 \times (0{,}25 + e^{-\alpha t}\sin\beta t) - 0{,}140(e^{-\alpha t})^4 (0{,}25 + e^{-\alpha t}\sin\beta t)^2$	31,0	31,0	0,0
47	$\Delta P_{пл} = 34{,}79 - 17{,}20(e^{-\alpha t}) - 16{,}773(e^{-\alpha t})^2 - 2{,}328(e^{-\alpha t})^2 \times (0{,}25 + e^{-\alpha t}\sin\beta t) - 0{,}952(e^{-\alpha t})^2 (0{,}25 + e^{-\alpha t}\sin\beta t)$	34,8	34,0	2,3
161	$\Delta P_{пл} = 35{,}56 - 34{,}42\,e^{-\alpha t} - 2{,}73(0{,}25 + e^{-\alpha t}\sin\beta t) - 0{,}385(e^{-\alpha t})^2 + 0{,}936(e^{-\alpha t})^2 (0{,}25 + e^{-\alpha t}\sin\beta t) - 1{,}214(e^{-\alpha t})^3 (0{,}25 + e^{-\alpha t}\sin\beta t)$	34,5	36,0	3,1

Продолжение таблицы 2.I.

I	2	3	4	5
2I	Δ $P_{пл} = 36,II4 - 35,864\ X + 4,24I\ y^5 - 4,065\ y^2$	36,I	34,0	5,8
I6II	Δ $P_{пл} = 35232 + 5,7I4\ X^4y - 36,665\ X - 0,0I87\ X^4y^2$	35,2	32,6	7,4
I80	Δ $P_{пл} = 33,6 - 32,937\ X - I,473\ XY - 0,737\ X^4Y - 0,6\ X^8Y - 0,I27\ X^5Y$	33,6	32,6	3,0
I9I	Δ $P_{пл} = 2I,52 - 8,82I\ X^2 - I2,707\ X + 0,003\ Y$	2I,5	20,0	7,0
II76	Δ $P_{пл} = 20,3I4 - 8,I33\ X - 35,826X^5Y + 0,07I\ XY - 3,4I2X^2 - 0,242\ Y$	20,2	20,4	I,0

2.2. Прогнозирование технологических показателей разработки на основе моделей авторегрессии и проинтегрированного скользящего среднего.

2.2.1. Основные понятия о процессе АРПСС.

Задачи прогнозирования временных рядов в нефтепромысловой практике имеют важное значение и охватывают широкий круг проблем, связанных с анализом, контролем и регулированием процесса разработки, а также оценкой эффективности различных мероприятий по воздействию на пласты и призабойную зону скважин.

Основным этапом прогнозирования является построение и идентификация прогнозирующего уравнения по конечной выборке временного ряда. Если уравнение прогноза задается в виде явной функции времени, задача сводится к оценке неизвестных констант, что в большинстве практически важных случаев приводит к проблеме минимизации нелинейной целевой функции. Чтобы избежать вычислительных трудностей, связанных с указанным обстоятельством, в данном разделе предложен метод составления прогноза, основанный на использовании процессов авторегрессии проинтегрированного скользящего среднего (АРПСС).

Обозначим через $X(t)$ текущие значения временного ряда, $a(t)$ – последовательность случайных независимых величин с одинаковым законом распределения.

Уравнение процесса АРПСС имеет вид

$$X(t) = \alpha_1 X_{t-1} + \dots + \alpha_n X_{t-n} + a_t - \beta_1 X_{t-1} - \dots - \beta_m X_{t-m} \qquad (2.1)$$

Если через B обозначить оператор сдвига $BX_t = X_{t-1}$, то можно переписать в виде

$$\Phi_n(B) X_t = F_m(B)\, a_t \qquad (2.2)$$

где $$\varphi_n(B) = 1 - \alpha_1 B - \ldots - \alpha_k B^n \qquad (2.3)$$

$$F_m(B) = 1 - \beta_1 B - \ldots - \beta_m B^m \qquad (2.4)$$

Для прогноза широкого класса процессов нефтедобычи, выходящих со временем на некоторый постоянный уровень (изменение накопленной добычи по месторождению, дополнительный прирост добычи по скважине после проведения ГТМ, кривые восстановления давления и т.д.) модель (2.2) должна удовлетворять условиям

1. Корни уравнения $F_m(B) = 0$ меньше единицы
2. Корни уравнения $\varphi_n(B) = 0$ за исключением быть может одного меньше единицы ;
3. Если по фактическому смыслу $X_t - X_{стац.} \to 0$ то один корень уравнения $\varphi_n(B) = 0$ равен единице.

Рассмотрим способы составления прогноза для трех практически важных случаев :

I) $\varphi_n(B) = (1 - \varphi_1 \cdot B) \cdot (1 - B)$, $F_m(B) = 1$

Уравнение авторегрессии имеет вид

$$\varphi_n(B) X_t = a_t$$

или

$$X_t = (1 + \varphi_1) X_{t-1} - \varphi_1 X_{t-2} + a_t \qquad (2.5)$$

где a_t - случайные возмущения.

Неизвестную константу φ_1 можно определить по N начальным замерам ряда X_t ,минимизировав целевую функцию

$$C_1(\varphi_1) = \sum_{i=1}^{N-2} (X_{i+2} - (1 + \varphi_1) X_{i+1} + \varphi_1 X_i)^2$$

Откуда следует

$$\varphi_1 = \frac{\sum_{i=1}^{N-2} (X_{i+2} - X_{i+1})(X_{i+1} - X_i)}{\sum_{i=1}^{N-2} (X_{i+1} - X_i)^2} \qquad (2.6)$$

Выведем теперь соотношение для оценки прогнозируемой величины $X_{стац}$. Запишем уравнение (2.5) для последующих значений ряда X_{N+1}, X_{N+2} ...

$$\begin{aligned} X_{N+\ell} &= (1+\Phi_1)X_N - \Phi_1 X_{N-1} + a_{N+1}, \\ X_{N+2} &= (1+\Phi_1)X_{N+1} - \Phi_1 X_N + a_{N+2}, \\ &\dots \quad \dots \quad \dots \quad \dots \\ X_{N+\ell} &= (1+\Phi_1)X_{N+\ell-1} - \Phi_1 X_{N+\ell-2} + a_{N+\ell} \end{aligned} \qquad (2.7)$$

Просуммируем почленно равенства (2.7), обозначив

$$S = X_{N+1} + X_{N+2} + \dots + X_{N+\ell-2},$$

$$S + X_{N+\ell-1} + X_{N+\ell} = (1+\Phi_1)(X_N + X_{N+\ell-1}) + (1+\Phi_1)S - \Phi_1(X_{N-1} + X_N) - \Phi_1 S + \sum_{i=1}^{\ell} a_{N+i} \qquad (2.8)$$

Поскольку случайные величины a_t - независимы, одинаково распределены и имеют нулевые математические ожидания,

$$M\left(\sum_{i=1}^{\ell} a_{N+i}\right) = 0 \quad \text{и} \quad D\left(\sum_{i=1}^{\ell} a_{N+i}\right) \to 0 \quad \text{при} \quad \ell \to \infty$$

где M и D обозначают математическое ожидание и дисперсию. В силу этого можно положить $\sum_{i=1}^{\ell} a_{N+i} = 0$

Заметим кроме того, что при достаточно большом ℓ $X_{N+\ell} \approx X_{стац}$. тогда равенство (2.8) перепишется следующим образом

$$S + 2X_{стац} = (1+\Phi_1)(X_N + X_{стац}) + (1+\Phi_1)S - \Phi_1(X_{N-1} + X_N) - \Phi_1 S$$

Откуда окончательно получим

$$X_{стац} = \frac{X_N - \Phi_1 X_{N-1}}{1-\Phi_1} \qquad (2.9)$$

В заключение отметим, что явное выражение прогнозирующей функции при этом имеет вид

$$X_t = X_{стац.} + C_1 e^{-\lambda t}$$

2) $\Phi_n(B) = (I - \Phi_1 B)(I - \Phi_2 B)(I-B)$, $F_m(B) = I$

Уравнение авторегрессии имеет вид

$$\Psi(B)(1-B)X_t = a_t \qquad (2.10)$$

где $\Psi(B) = (I - \Phi_1 B)(I - \Phi_2 B)$.

Для определения констант удобнее обрабатывать преобразованный временной ряд z_t

$$z_t = (1-B)X_t = X_t - X_{t-1} \qquad (2.11)$$

Уравнение (2.10) можно переписать в виде

$$z_t - A z_{t-1} - B z_{t-2} = a_t \qquad (2.12)$$

где $A = \Phi_1 + \Phi_2$, $B = -\Phi_1 \Phi_2$. (2.13)

Выписывая (2.12) для $t = 3, 4, \ldots N$, на основании метода наименьших квадратов получим систему линейных уравнений

$$\begin{aligned} C_1 &= C_{11} A + C_{12} B \\ C_2 &= C_{21} A + C_{22} B \end{aligned} \qquad (2.14)$$

где

$$C_1 = \sum_{i=3}^{N} z_i z_{i-1}, \quad C_2 = \sum_{i=3}^{N} z_i z_{i-2},$$

$$C_{11} = \sum_{i=3}^{N} z_{i-1}^2, \quad C_{21} = C_{12} = \sum_{i=3}^{N} z_{i-1} z_{i-2}, \qquad (2.15)$$

$$C_{22} = \sum_{i=3}^{N} z_{i-2}^2 .$$

Определив A и B из уравнения (2.14), воспользуемся соотношением (2.13) и определим корни регрессионного полинома

$$\Phi_1 = \frac{A}{2} + \sqrt{\frac{A^2}{4} - B} \; ; \quad \Phi_2 = \frac{A}{2} - \sqrt{\frac{A^2}{4} - B} \qquad (2.16)$$

модель 2) будет иметь смысл, если $|\Phi_1|, |\Phi_2| < 1$

Так же, как и для I-ой модели получим прогнозирующее уравнение

$$X_{стац.} = \frac{X_t - (\Phi_1 + \Phi_2 + \Phi_2\Phi_2)X_{t-1} + \Phi_1\Phi_2 X_{t-2}}{1 - \Phi_1 - \Phi_2 + \Phi_1\Phi_2}$$

Прогнозирующая функция этой модели имеет вид

$$x_t = X_{стац.} + C_1 e^{-\lambda_1 t} + C_2 e^{-\lambda_2 t}$$

3) $\Phi_n = (I - \Phi_0 b)^2 \cdot (I-B)$, $F_m(B) = I$

Очевидно, что эта модель является частным случаем предыдущей, когда $\Phi_1 = \Phi_2 = \Phi_0$

Однако ее целесообразно рассматривать отдельно, поскольку прогнозирующая функция при кратных корнях качественно иная

$$x_t = X_{стац.} + (C_1 + C_2 t) e^{-\lambda t}$$

Для ряда первых разностей z_t получим

$$z_t - 2\Phi_0 z_{t-1} + \Phi_0^2 z_{t-2} = 0,$$

Метод наименьших квадратов в данном случае приводит к одному кубическому уравнению относительно Φ_0.

$$A\Phi_0^3 + B\Phi_0^2 + C\Phi_0 + D = 0 \; ,$$

где

$$A = \sum_{t=3}^{N} z_{t-2}^2 \; , \quad B = -3\sum_{t=3}^{N} z_{t-1} z_{t-2} \; , \quad C = 2\sum_{t=3}^{N} z_{t-1}^2 + \sum_{t=3}^{N} z_t z_{t-2}$$

$$D = -\sum_{t=3}^{N} z_t \cdot z_{t-1} \; .$$

Уравнение решается графически. Если условию $|\Phi_0| < 1$ удовлетворяют больше, чем один корень уравнения из найденных корней выбирается тот, который дает лучшую аппроксимацию последней точки z_N по начальным z_1, z_2

Прогнозирующее уравнение для модели 3), которое можно получить таким же как и в случае 1) методом, имеет вид :

$$x_{стац.} = \frac{x_t - 2\Phi_0 x_{t-1} + \Phi_0^2 x_{t-2}}{(1-\Phi_0)^2} .$$

Указанием к выбору конкретной модели может служить вид нормированной автокорреляционной функции ρ_k, которая вычисляется по формуле

$$\rho_k = \frac{1}{N-k} \sum_{t=1}^{N-k} (x_t - \bar{x})(x_{t+k} - \bar{x}) \Big/ \frac{1}{N} \sum_{t=1}^{N} (x_t - \bar{x})^2 \qquad (2.17)$$

В работе [1] отмечено, что вычисленная на основании значений ρ_k так называемая функция частной автокорреляции q_k становится равной нулю при задержке "к" равной степени регрессионного полинома. Способ расчета частных автокорреляций для всех задержек дан в [1] .

Здесь достаточно ограничиться первыми тремя значениями

$$q_1 = \rho_1; \quad q_2 = \frac{\begin{vmatrix} 1 & \rho_1 \\ \rho_1 & \rho_2 \end{vmatrix}}{\begin{vmatrix} 1 & \rho_1 \\ \rho_1 & 1 \end{vmatrix}} = \frac{\rho_2 - \rho_1^2}{1 - \rho_1^2}; \quad q = \begin{vmatrix} 1 & \rho_1 & \rho_1 \\ \rho_1 & 1 & \rho_2 \\ \rho_2 & \rho_1 & \rho_3 \end{vmatrix} \Big/ \begin{vmatrix} 1 & \rho_1 & \rho_2 \\ \rho_1 & 1 & \rho_1 \\ \rho_2 & \rho_1 & 1 \end{vmatrix} \qquad (2.18)$$

Так, например, если $q_1 \neq 0$, а $q_2 \approx 0$, то следует остановиться на модели 1), в противном случае ($q_1, q_2 \neq 0$; $q_2 \approx 0$) на модели 2) или 3).

Неравенство нулю всех трех значений функции частной автокорреляции указывает на более сложный характер временного ряда, для описания которого следует использовать уравнения АРПСС высших порядков или принципиально иной подход, например, методы самоорганизующихся моделей.

2.2.2. Пример расчета пластового давления на основе использования моделей АРПСС .

В таблице 2.2. в графе 2 приведена кривая восстановления давления скважины № I37 пл.Федоровская. Показания снимались с интервалом времени Δt = 30 мин. в течение I4 часов.

Обработка полученного временного ряда проводилась по следующей схеме.

I. По формуле(2.I7) вычисляются значения нормированной корреляционной функции для первых трех сдвигов.

Необходимые промежуточные расчеты сведены в табл.2.2.

II. По формулам (2.I8) рассчитываются первые три значения функции частной автокорреляции (φ)

$$\varphi_1 = \rho_1 = 0{,}87$$

$$\varphi_2 = \frac{\begin{vmatrix} 1 & \rho_1 \\ \rho_1 & \rho_2 \end{vmatrix}}{\begin{vmatrix} 1 & \rho_1 \\ \rho_1 & 1 \end{vmatrix}} = \frac{\rho_2 - \rho_1^2}{1 - \rho_1^2} = \frac{0{,}69 - 0{,}689}{1 - 0{,}689} = 0{,}003$$

$$\varphi_3 = \begin{vmatrix} 1 & \rho_1 & \rho_1 \\ \rho_1 & 1 & \rho_2 \\ \rho_2 & \rho_1 & \rho_3 \end{vmatrix} \Big/ \begin{vmatrix} 1 & \rho_1 & \rho_2 \\ \rho_1 & 1 & \rho_1 \\ \rho_2 & \rho_1 & 1 \end{vmatrix} = \frac{0{,}57+0{,}572+0{,}395-0{,}573-0{,}395-0{,}573}{1+0{,}475+0{,}475-0{,}476-0{,}689-0{,}689}$$

$$= \frac{-0{,}004}{0{,}096} = -0{,}041$$

Поскольку $\varphi_1 \neq 0$, $\varphi_2 \approx \varphi_3 \approx 0$ принимается модель авторегрессии вида

$$(1 - \Phi_0 B)(1 - B) X_t = a_t \qquad (2.I9)$$

Таблица 2.2.

Скважина № I37 пл.Федоровская
($X_{ср}$ = 33,2 атм)

№ № пп	$\Delta p = X_i$	$\Delta P - \Delta P_{ср.} = X_i - X_{ср}$	$(X_i - X_{ср})$	$(X_i - X_{ср}) \times (X_{i+1} - X_{ср})$	$(X_i - X_{ср}) \times (X_{i+2} - X_{ср})$	$(X_i - X_{ср}) (X_{i+3} - X_{ср})$
I	2	3	4	5	6	7
I	7,2	-26	676			
2	I3,0	-20,2	408,04	525,2		
3	I7,2	-I6	256	323,2	4I6,0	
4	20,4	-I2,8	I63,84	204,8	258,6	332,8
5	23,2	-I0	I00	I28	I60,0	202,0
6	25,4	-7,8	60,84	78	99,8	I24,8
7	27	-6,2	38,44	48,4	62,0	79,4
8	28,6	-4,6	2I,I6	28,5	35,9	46,0
9	30,I	-3,I	9,6I	I4,3	I9,2	24,2
I0	3I,2	-2	4	6,2	9,2	I2,4
II	32,3	-0,8	0,64	I,6	2,5	3,7
I2	33,3	+0,I	0,0I	-0,08	-0,2	-0,3
I3	34,I	0,9	0,8I	0,I	-0,7	-I,8
I4	34,8	I,6	2,56	I,4	0,2	-I,3
I5	35,4	2,3	5,29	3,7	2,I	0,2
I6	36,0	2,8	7,84	6,4	4,5	2,5
I7	36,6	3,4	II,56	9,5	7,8	5,4
I8	37,0	3,7	I3,69	I2,6	I0,4	8,5
I9	37,4	4,2	I7,64	I5,5	I4,3	II,8
20	37,8	4,6	2I,I6	I9,3	I7,0	I5,6
2I	38,2	5	25	23	2I,0	I8,5
22	38,6	5,4	I9,36	27	24,8	22,7
23	38,9	5,7	32,49	30,8	28,5	26,2
24	39,2	6,0	36	34,2	32,4	30,0
25	39,5	6,3	39,69	37,8	55,9	34,0
	Σ =		I98I,4	I579,4	I26I,2	997,3
	n =		25	24	23	22
	$R = \frac{\Sigma}{n}$ =		79,25	65,8	54,8	45,3
	$R_{норм.}$ =		I	0,83	0,69	0,57
			ρ_0	ρ_1	ρ_2	ρ_3

Ш На основании метода наименьших квадратов определяется константа

При обработке данных методом наименьших квадратов целесообразно использовать последние 10–15 точек, не включая в анализ начальные замеры, поскольку они могут быть искажены продолжающимся притоком жидкости в скважину после остановки. Φ_0 рассчитывается по формуле (2,6) (см. таблицу 2.3).

Таблица 2.3

№№ пп	$X_{i+1} - X_i$	$(X_{i+1} - X_i)^2$	$(X_{i+2} - X_i) \cdot (X_{i+2} - X_{i+1})$	
II	4	I		
I2	0,8	0,64	0,8	$\sum_{i=11}^{25} (X_{i+1} - X_i)^2 = 4,37$
I3	0,7	0,49	0,56	
I4	0,6	0,36	0,42	
I5	0,5	0,36	0,36	$\sum_{i=12}^{25} (X_{i+1} - X_i) \cdot$
I6	0,6	0,36	0,36	$\cdot (X_{i+2} - X_{i+1}) = 3,77$
I7	0,4	0,I6	0,24	
I8	0,4	0,I6	0,I6	
I9	0,4	0,I6	0,I6	$\Phi_0 = \frac{3,77}{4,37} = 0,863$
20	0,4	0,I6	0,I6	
2I	0,4	0,I6	0,I6	
22	0,3	0,09	0,I2	
23	0,3	0,09	0,09	
24	0,3	0,09	0,09	
25	0,3	0,09	0,09	

IУ По формуле (2.9) оценивается величина пластового давления

$$\tilde{P}_{пл.} = X_{стац} = \frac{39,5 - 0,863 \cdot 39,2}{I - 0,863} = 4I,4$$

Замеренное пластовое давление (по КВД, снятой в течение I4 часов) равно $P_{пл} = 42,I$ атм

Следовательно относительная ошибка прогноза составляет

$$\frac{|P_{пл} - \tilde{P}_{пл}|}{P_{пл}} \approx \frac{|42,I - 4I,4|}{42,I} = 0,0I7 \quad ,$$

что составляет $\approx$ I,7 %

Следует отметить, что использование более сложных моделей 2) и 3) не улучшает прогноза пластового давления, что подтверждает правильность выводов пункта П.

3. ДИАГНОСТИРОВАНИЕ СОСТОЯНИЯ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ ПЛАСТА И ВЫБОР ФИЛЬТРАЦИОННОЙ МОДЕЛИ .

3.I. Теоретические основы диагностического принципа выбора фильтрационной модели по данным гидродинамических исследований скважин.

Интерпретация гидродинамических исследований скважин имеет важное значение при контроле и управлении различными технологическими процессами нефтедобычи, а также при планировании и проведении геолого-технических мероприятий по воздействию на призабойную зону пласта.

Одним из наиболее распространенных в нефтепромысловой практике способов исследования является снятие кривых восстановления давления (КВД). Определение фильтрационных характеристик пласта по КВД позволяет более обоснованно выбирать скважины под воздействие, метод воздействия на призабойную зону пласта, оптимальные технологические характеристики операций, а также оценивать эффективность проведенного геолого-технического мероприятия.

Далеко не всегда существует достаточная априорная информация для выбора модели фильтрации, учитывающей степень однородности пласта, трещиновато-пористые свойства коллектора и т.д. В этом случае как выбор фильтрационных моделей пористой среды, так и оценку соответствующих параметров приходится проводить только на основе данных гидродинамических исследований. В то же время, как показывает практика КВД на различных месторождениях, даже при ошибочном выборе модели фильтрации полученные фильтрационные характеристики могут принимать вполне допустимые, с физической точки зрения, значения, что, естественно, может привести к заведомо ошибочным выводам и рекомендациям.

В силу этого особое значение приобретает задача построения диагностической процедуры, позволяющей с определенной степенью достоверности выбрать математическую модель для интерпретации КВД непосредственно по данным проведенного гидродинамического исследования.

Для построения единого диагностического признака использовался метод детерминированных моментов давления.

Детерминированным моментом давления $p(t)$ n -ного порядка называется выражение

$$M_n = \int_0^\infty [P_{пл.} - P(t)]\, t^n dt, \quad n = 0, 1, 2, \ldots$$

Для получения аналитической зависимости детерминированных моментов КВД от фильтрационных характеристик пласта, решалась задача об остановке скважины, работающей с постоянным дебитом в пласте с контуром питания.

При фильтрации неньютоновской нефти в однородном по проницаемости коллекторе получены следующие выражения для первых трех детерминированных моментов давления

$$M_0 = \frac{q}{8\pi} \cdot \left(\frac{kh}{\mu}\right)^{-1} \gamma,$$

$$M_1 = \frac{5q}{256\pi} \cdot \left(\frac{kh}{\mu}\right)^{-1} \gamma^2, \qquad (3.1)$$

$$M_2 = \frac{239q}{3456\pi} \cdot \left(\frac{kh}{\mu}\right)^{-1} \gamma^3,$$

где $\frac{kh}{\mu}$ – коэффициент гидропроводности, $\varkappa$ – коэффициент пьезопроводности пласта, $\gamma = R^2/\varkappa$ – характерное время протекания переходных процессов в исследуемой системе.

Исключая из приведенных соотношений параметры q, $\frac{kh}{\mu}$ и γ, получим универсальное соотношение для первых трех детерминированных моментов давления

$$d = M_0 M_2 / M_1^2 = 2{,}18 \qquad (3.2)$$

Из последнего соотношения следует, что величина d в данном случае всегда сохраняет постоянное значение независимо от фильтрационных свойств коллектора, свойств пластовой нефти, мощности пласта, радиусов скважины и контура питания, а также от дебита скважины до остановки.

Указанное обстоятельство позволяет принять в качестве диагностического признака при интерпретации КВД приведенную комбинацию детерминированных моментов (3.2).

В том случае, когда проницаемость призабойной зоны и удаленной части пласта существенно разнятся, а также для трещиновато-пористого коллектора величина признака d будет иной. Так для зонально-неоднородного пласта можно получить

$$d = 2{,}18\ \Phi(\alpha, \eta) \qquad (3.3)$$

где α - отношение коэффициента проницаемости удаленной части пласта к коэффициенту проницаемости в призабойной зоне ; $\eta = r_0/R$ где r_0 - радиус призабойной зоны с ухудшенной проницаемостью.

Таким образом, для зонально неоднородного пласта диагностический критерий d зависит как от относительных размеров зоны неоднородности η , так и от отношения соответствующих этим зонам проницаемостей α . На рис. 3. Iа приведены расчетные значения функции $\Phi(\alpha, \eta)$ для различных величин параметров α и η . Как видно из этого графика функция $\Phi(\alpha, \eta)$ всегда больше I и, следовательно, диагностический признак d больше соответствующего значения для случая однородного пласта.

Для КВД в трещиновато-пористых средах диагностическое соотношение имеет вид

$$d = 2{,}18\ \bar{\Phi}_1(\xi) \qquad (3.4)$$

где $\xi = \tau/\gamma$ - отношение времени перетоков между трещинами и блоками к времени переходных процессов γ .

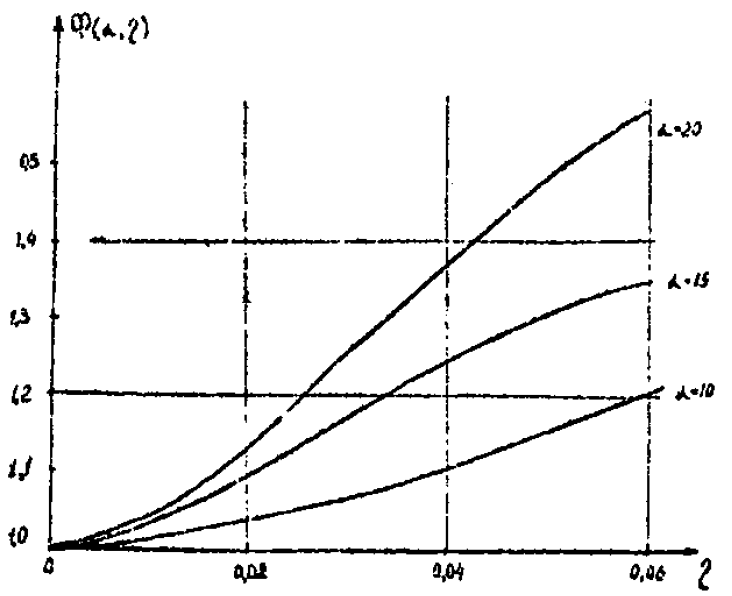

Рис.3,1а

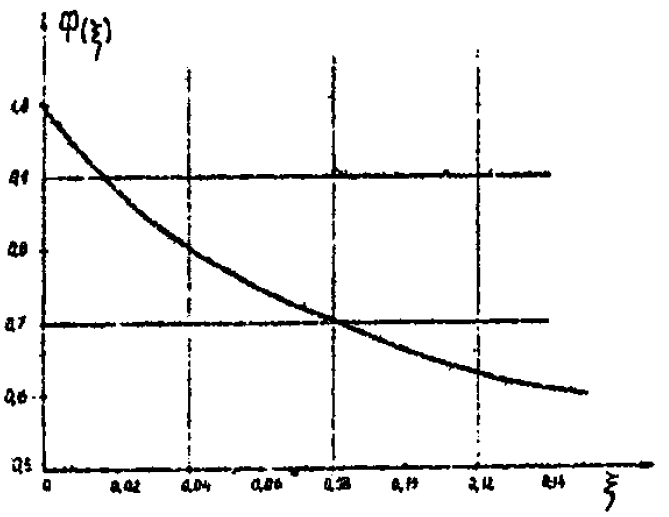

Рис.3,1б

Как следует из рис. 3 1б для трещиновато-пористого коллектора диагностический признак d всегда меньше соответствующей величины для однородного пласта.

Благодаря интегральному характеру обработки промысловых данных при вычислении детерминированных моментов давления и структуре диагностического критерия d, последний вычисляется достаточно устойчиво для всех трех рассмотренных моделей.

3.2. Методика вычисления детерминированных моментов давления

Представим детерминированный момент n -ого порядка в виде суммы двух интегралов

$$M_n = \int_0^T [\Delta P_{пл.} - \Delta P(t)]\, t^n dt + \int_T^\infty [\Delta P_{пл} - \Delta p(t)]\, t^n dt, \quad n = 0,1,2\ldots \qquad (3.5)$$

где T – время снятия кривой восстановления давления ; $\Delta P = P(t) - P(0)$, $\Delta P_{пл} = P_{пл} - P(0)$.

Первые интегралы, входящие в соотношение (3.5) можно вычислить используя численный метод трапеций. При одинаковых интервалах Δt между дискретными замерами давления на КВД имеем

$$\int_0^T [\Delta P_{пл.} - \Delta p(t)]\, t^n dt = \Delta P_{пл} \cdot T^{n+1}/(n+1) -$$

$$- \Big[\sum_{i=1}^{N} \Delta p(t_i) t_i^n + \Delta P(T) \cdot T^n/2 \Big] \Delta t, \quad n = 0,1,2,\ldots \qquad (3.6)$$

где t_i – времена дискретных замеров давления , $T = (N+1)\Delta t$.

Для вычисления вторых интегралов, входящих в соотношение (3.5) аппроксимируем недовосстановленную часть КВД экспонентой вида

$$\Delta p(t) = \Delta P_{пл.} - P_0 e^{-\alpha t}$$

Для определения констант воспользуемся тем очевидным обстоятельством, что производная и значение функций в точке для данной зависимости связаны линейным соотношением, т.е.

$$\alpha \frac{d\Delta P(t)}{dt} + \Delta P(t) = \Delta P_{пл.} \qquad (3.7)$$

Производную функции давления по времени в выражении (3.7) можно вычислить методом конечных разностей по формуле

$$\left.\frac{d\Delta P(t)}{dt}\right|_{t_i} = \frac{\Delta P(t_i + \Delta t) - \Delta P(t_i - \Delta t)}{2\Delta t} \qquad (3.8)$$

Выписывая уравнение (3.8) для двух временных точек T и $T - \Delta t$ получим систему линейных алгебраических уравнений относительно неизвестных параметров α и $\Delta P_{пл.}$.

Для первых трех детерминированных моментов давления имеем

$$M_0 = \int_0^T [\Delta P_{пл.} - \Delta P(t)]\, dt + P_0 \alpha ,$$

$$M_1 = \int_0^T [\Delta P_{пл.} - \Delta P(t)]\, t\, dt + P_0 \alpha^2 (1 + T/\alpha),$$

$$M_2 = \int_0^T [\Delta P_{пл.} - \Delta P(t)]\, t^2 dt + P_0 \alpha^3 [2 + 2\,T/\alpha + (T/\alpha)^2], \qquad (3.9)$$

где $P_0 = \Delta P_{пл} - \Delta P(T)$

Проиллюстрируем последовательность обработки КВД методом детерминированных моментов на примере КВД в скважине № 138 Федоровского месторождения (таблица 3.1).

По имеющимся замерам изменения давления вычисляются значения произведений $\Delta P(t_i)\, t_i$; $\Delta P(t_i)\, t_i^2$ (таблица 3.1).

1. В соответствии с формулой (3.8) вычисляются первые производные давления по времени для последних точек на КВД.

Таблица 3.I.

№ пп	сек $t \cdot 10^{-4}$	кгс/см^2 $\Delta P(t)$	$\Delta P(t) \cdot t \cdot 10^{-4}$ (кгс/см^2.сек)	$\Delta P(t)\, t^2 \cdot 10^{-8}$ $\frac{\text{кгс}}{\text{см}^2}$. сек^2
I	0	0	0	0
2	0,36	I5,2	5,47	I6,27
3	0,72	22,6	I6,27	II,72
4	I,08	27,0	29,I6	3I,49
5	I,44	30,3	43,63	62,83
6	I,80	33,2	59,76	I07,57
7	2,I6	35,5	76,68	I65,63
8	2,52	37,6	94,75	238,78
9	2,88	39,6	II4,05	328,46
I0	3,24	4I,2	I33,49	432,50
II	3,60	42,7	I53,72	553,39
I2	3,96	44,2	I75,03	693,I3
I3	4,32	45,4	I96,I3	847,27
I4	4,68	46,7	2I8,56	I022,84
I5	5,04	47,8	240,9I	I2I4,20
I6	5,40	48,8	263,52	I423,0I
I7	5,76	49,8	286,85	I652,24
I8	6,I2	50,6	309,67	I895,I9
I9	6,48	5I,4	333,07	2I58,3I
	6,84	52,I		

В данном случае для точек $T = t_1 = 6{,}48 \cdot 10^4$ (сек) и $t_2 = 6{,}12 \cdot 10^4$ (сек)

$$\left.\frac{d\Delta P}{dt}\right|_{t=t_1} = \frac{53{,}1 - 50{,}6}{(6{,}84-6{,}12)\cdot 10^4} = \frac{1{,}5}{0{,}72\cdot 10^4} = 2{,}08\cdot 10^{-4}$$

$$\left.\frac{d\Delta P}{dt}\right|_{t=t_2} = \frac{51{,}4 - 49{,}8}{(6{,}48-5{,}76)\cdot 10^4} = \frac{1{,}6}{0{,}72\cdot 10^4} = 2{,}22\cdot 10^{-4}$$

2. Затем из решения системы двух алгебраических уравнений (3.7) определяются значения неизвестных параметров α, ΔP_m и P_0.

Для обрабатываемой КВД имеем

$$\frac{1{,}5}{0{,}72} \cdot 10^{-4} + 51{,}4 = \Delta P_{пл}$$

$$\frac{1{,}6}{0{,}72} \cdot 10^{-4} + 50{,}6 = \Delta P_{пл}$$

Выражая из первого уравнения последней системы параметр $\Delta P_{пл}$ через α и подставляя во второе уравнение, получим соотношение для определения неизвестной величины α

$$\alpha \cdot \frac{1{,}6 - 1{,}5}{0{,}72} \cdot 51{,}4 - 50{,}6$$

Отсюда имеем

$$\alpha = \frac{0{,}8\cdot 0{,}72}{0{,}1} \cdot 10^4 = 5{,}76 \cdot 10^4 \text{ (сек)}$$

$$\Delta P_{пл} = 51{,}4 + 5{,}76 \cdot \frac{1{,}5}{0{,}72} = 63{,}4 \text{ (кгс/см}^2\text{)}$$

$$P_0 = \Delta P_{пл} - P(T) = 63{,}4 - 51{,}4 = 12{,}0 \text{ (кгс/см}^2\text{)}$$

3. По имеющимся замерам изменения давления вычисляются значения произведений $\Delta P(t_i)\cdot t_i$ и $\Delta P(t_i)\cdot t_i^2$ (табл.4.1)

4. После вычисления значений $\Delta p(t_i)\cdot t_i$ и $\Delta p(t_i)\cdot t_i^2$ переходим к определению величины интегралов, входящих в формулы (3.5). Складываются все значения в соответствующих столбцах таблицы (3.I) (причем последнее число делится пополам) и полученная сумма умножается на величину $\Delta t = 0{,}76\cdot I0^4$(сек). После этого вычисляются площади $\frac{\Delta p_{n1}\cdot T^{n+1}}{n+1}$, $n=0, I, 2$. Разница между полученными значениями соответствующих площадей и принимается за оценку определяемых интегралов

$$\int_0^T[\Delta p_{n1}-\Delta p(t_i)]dt = \frac{63{,}4\cdot 6{,}48\cdot I0^4}{I} - 246{,}20\cdot I0^4 = I64{,}63\cdot I0^4 \ (\text{кгс/см}^2\text{сек})$$

$$\int_0^T[\Delta p_{n1}-\Delta p(t_i)]t\,dt = \frac{63{,}4\cdot(6{,}48\cdot I0^4)}{2} - 930{,}3I\cdot I0^8 = 400{,}78\cdot I0^8\left(\frac{\text{кгс}}{\text{см}^2}\cdot\text{сек}^2\right)$$

$$\int_0^T[\Delta p_{n1}-\Delta p(t_i)]t^2dt = \frac{63{,}4\cdot(6{,}48\cdot I0^4)^3}{3} - 4233{,}97\cdot I0^3 = I5I6{,}36\cdot I0^{I2}\left(\frac{\text{кгс}}{\text{см}^2}\cdot\text{сек}^3\right.$$

5. После вычисления этих интегралов переходим к определению значений первых трех детерминированных моментов

$$M_0 = I64{,}63\cdot I0^4 + I2{,}0\cdot 5{,}76\cdot I0^4 = 233{,}75\cdot I0^4 \quad \left(\frac{\text{кгс}}{\text{см}^2}\cdot\text{сек}\right)$$

$$M_1 = 400{,}78\cdot I0^8 + I2{,}0\cdot(5{,}76\cdot I0^4)^2\left(I+\frac{6{,}48}{5{,}76}\right) = I246{,}82\cdot I0^8\ \frac{\text{кгс}}{\text{см}^2}\cdot\text{сек}^2$$

$$M_2 = I5I6{,}36\cdot I0^{I2} + I2{,}0\cdot\overset{5{,}76}{(}\cdot I0^4)^3\left[2+2\cdot\frac{6{,}48}{5{,}76}+\left(\frac{6{,}48}{5{,}76}\right)^2\right] =$$

$$= I4I65{,}0\cdot I0^{I2}\left(\frac{\text{кгс}}{\text{см}^2}\cdot\text{сек}^3\right)$$

6. По формуле $d = \frac{M_0 M_2}{M_1^2}$ определяется величина диагностического признака

$$d = \frac{233{,}75\cdot I4I65{,}0}{(I246{,}82)^2} = 2{,}I3$$

3.3. Уточнение интервалов диагностирования

Следует отметить, что в силу недостаточно высокой точности и ограниченности времени замеров текущего забойного давления, а так же возможного искажения КВД за счет неучтенного притока жидкости в скважину после остановки для однородных пластов существует определенный разброс в значении диагностического признака. Границы такого интервала вариации диагностического критерия для однородных пластов должны быть получены, в частности, на основе обучения по некоторой группе скважин исследуемого месторождения. Для обучения рекомендуется использовать 20-30 имеющихся КВД, к которым в дальнейшем для уточнения границ интервалов могут добавляться новые обрабатываемые КВД.

Так методом детерминированных моментов было обработано 29 кривых восстановления давления в однородных по проницаемости пластах на скважинах Федоровского месторождения. На рис. 3.2 приведена гистограмма распределения диагностических признаков d для этих КВД. С этой целью кривые восстановления давления разбивались на группы по интервалам изменения диагностического критерия d. Ширина интервалов принималась равной 0,1. Затем по оси ординат откладывались относительные частоты попадания КВД по диагностическому параметру d в соответствующий интервал вариации. Как видно из приведенного рисунка 3.3, для Федоровского месторождения можно принять диагностический интервал $1{,}9 < d < 2{,}5$ соответствующим фильтрации жидкости в однородном пласте. Отклонение диагностического признака за границы указанного интервала $d > 2{,}5$ свидетельствует о наличии в окрестности скважины призабойной зоны с ухудшенной проницаемостью. В частности, для КВД, рассмотренной в предыдущем параграфе $d = 2{,}13$, принимается гипотеза об однородности продуктивного пласта.

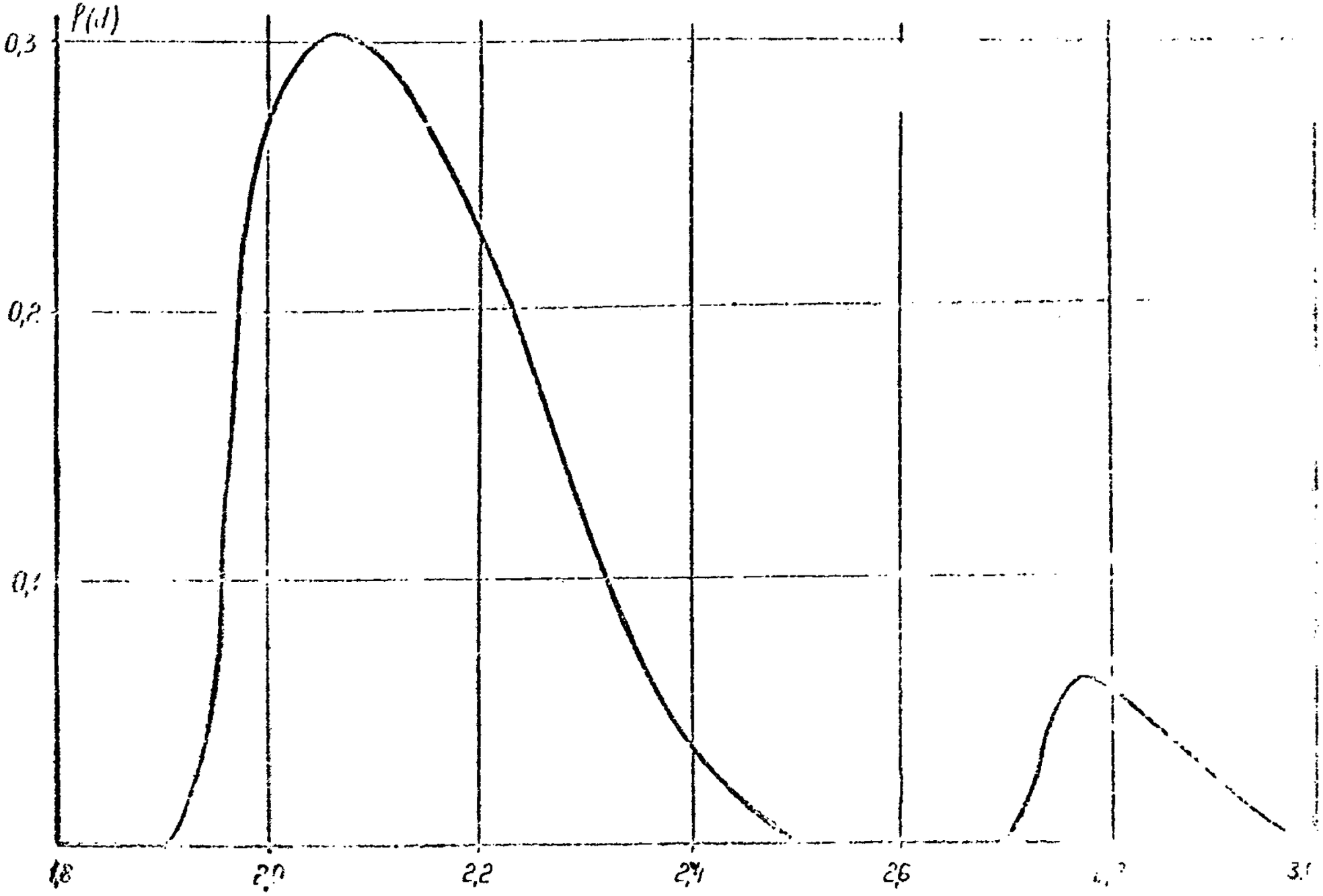

рис. 3.2

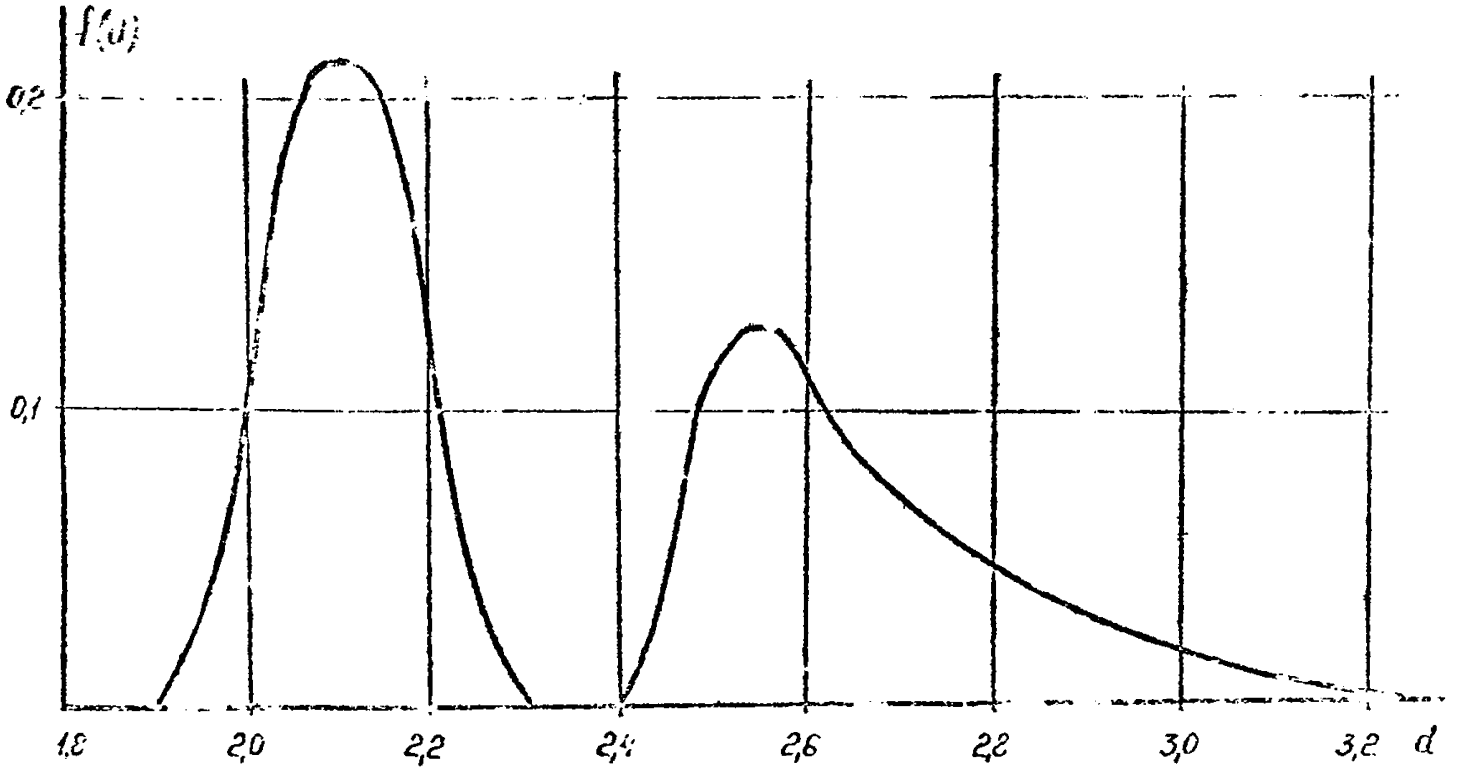

рис. 3.3

4. МЕТОДЫ ОЦЕНКИ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ РАБОТЫ СКВАЖИН И ПЛАСТОВ БЕЗ ПРОВЕДЕНИЯ СПЕЦИАЛЬНЫХ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ.

4.I. Определение коэффициента продуктивности скважины по результатам корреляционного анализа временных колебаний дебита и давления .

Как показывают промысловые замеры, дебит и забойное давление ряда скважин в процессе эксплуатации испытывают колебания даже в течение сравнительно небольших отрезков времени (суток, а иногда и часов). Подобные отклонения технологических показателей работы скважин от средних значений могут быть информативными с точки зрения оценки таких параметров системы, как коэффициент продуктивности и пластовое давление.

Для описания динамики изменения расхода жидкости $q(t)$ в зависимости от забойного давления $p(t)$ воспользуемся простейшим идентификационным уравнением вида

$$T\frac{dp(t)}{dt} + P(t) = q(t)/C \,, \qquad (4.I)$$

где C – коэффициент продуктивности скважины.

Как показала практика обработки результатов гидродинамических исследований скважин, такое упрощенное описание динамического процесса дает вполне удовлетворительные результаты.

Исходя из последнего равенства, можно получить дифференциальное уравнение для корреляционных функций процесса. Умножая обе части (4.I) на $p(t+\tau)$ и применяя операцию математического ожидания, получим

$$T\frac{dR_{pp}(\tau)}{d\tau} + R_{pp}(\tau) = R_{qp}(\tau)/C \,, \qquad (4.2)$$

где $R_{pp}(\tau)$ – автокорреляционная функция давления, $R_{qp}(\tau)$ – взаи-
– мокорреляционная функция дебита и давления.

Можно показать, что если автокорреляционная функция входного сигнала (дебита) непрерывна, то автокорреляционная функция давления дифференцируема и в силу симметрии

$$\left. d\frac{R_{pp}(\tau)}{d\tau}\right|_{\tau=0} = 0$$

из (4.2) имеем

$$C = -R_{qp}(0) / R_{pp}(0) = -r_{pq} / \sigma_p^2, \qquad (4.3)$$

где r_{pq} – коэффициент ковариации дебита и давления, σ_p^2 –
– дисперсия колебаний давления.

Таким образом, величину коэффициента продуктивности скважин можно оценить как отношение коэффициента ковариации давления и дебита исследуемой скважины к дисперсии давления, взятому с противоположным знаком.

Проиллюстрируем методику определения коэффициента продуктивности по формуле (4.3) на примере обработки текущих технологических параметров скв. № 3187 НГДУ "Лениннефть".

В таблице 4.I приведены данные о изменении ежесуточных замеров дебита скважины и забойного давления.

I. В соответствии с методикой, изложенной в [4] производится тройное последовательное сглаживание экспериментальных функций и вычисляются случайные стационарные колебания дебита и давления $q-\bar{\bar{q}}$ и $p-\bar{\bar{p}}$ (таблица 4.I).

Таблица 4.I.

$м^3/сут$ q	$м^3/сут$ q	$м^3/сут$ $\bar{q}$	$м^3/сут$ $\bar{\bar{q}}$	$м^3/сут$ $q-\bar{\bar{q}}$	$p, \frac{кгс}{см^2}$	$\bar{p}, \frac{кгс}{см^2}$	$\bar{\bar{p}}, \frac{кгс}{см^2}$	$\bar{\bar{\bar{p}}}, \frac{кгс}{см^2}$	$p-\bar{\bar{\bar{p}}}, \frac{кгс}{см^2}$
I	2	3	4	5	6	7	8	9	I0
46,6					49,0				
36,2	36,5				49,0	49,0			
24,8	32,3	33,2			49,0	49,0	49,0		
35,8	30,9	32,8	3I,6	4,6	49,0	49,0	48,9	48,9	0,I
32,I	35,I	33,6	33,6	-I,5	49,0	48,7	48,7	48,6	0,4
37,5	34,7	34,3	33,8	3,7	48,0	48,3	48,3	48,3	-0,4
34,5	33,2	33,5	33,9	0,6	48,0	48,0	48,2	48,2	-0,2
27,6	32,7	34,0	34,7	-7,I	48,0	48,3	48,2	48,2	-0,2
31,I	36,2	36,6	37,0	-0,9	49,0	48,3	48,3	48,3	0,7
45,0	4I,0	40,3	39,7	5,3	48,0	48,3	48,3	48,3	-0,3
4I,9	43,7	42,2	4I,8	0,I	48,0	48,3	48,3	48,3	-0,3
44,3	42,0	42,9	42,6	I,7	49,0	48,3	48,3	48,3	0,7
39,8	42,9	42,7	42,7	-2,9	48,0	48,3	48,3	48,3	-0,3
44,6	43,2	42,6	42,5	2,I	48,0	48,3	48,3	48,3	-0,3
45,I	4I,7	42,3	42,I	3,0	49,0	48,3	48,4	48,5	0,5
35,5	42,0	4I,5	42,5	-7	48,0	48,7	48,7	48,7	-0,7
45,4	40,7	43,3	44,I	I,3	49,0	49,0	48,9	48,8	0,2
4I,3	48,7	47,I	47,7	-6,4	50,0	49,0	48,9	48,8	I,2

Продолжение таблицы 4.I

I	2	3	4	5	6	7	8	9	IO
59,3	52,0	52,I	50,7	8,6	48,0	48,7	48,5	48,4	-0,4
55,4	55,5	52,8	52,0	3,4	48,0	47,7	47,9	47,9	0,I
5I,9	5I,0	5I,2	50,4	I,5	47,0	47,3	47,2	47,3	-0,3
45,7	47,0	47,3	47,6	-I,9	47,0	46,7	46,8	46,7	0,3
43,3	43,9	44,4	44,7	-I,4	46,0	46,3	48,2	46,3	-0,3
42,8	42,4	42,3	42,5	0,3	46,0	45,7	45,9	46,0	0
4I,0	40,7	40,7			45,0	45,7	45,8		
38,2	38,9				46,0	46,0			
37,5					47,0				

2. Вычисляется коэффициент ковариации дебита и давления

$$\gamma_{qp} = \sum_{i=1}^{N} (q_i - \bar{\bar{q}})(p_i - \bar{\bar{p}}) / (N-1)$$

и дисперсия давления

$$\sigma_p^2 = \sum_{i=1}^{N} (p_i - \bar{\bar{p}})^2 / (N-1)$$

Суммирование в последних формулах производится по всем точкам имеющихся выборок.

В рассматриваемом случае имеем

$$\gamma_{qp} = (0{,}46 - 0{,}6 - 1{,}48 + \ldots - 0{,}57 + 0{,}42 + 0) / 21 =$$

$$= -0{,}28 \left(\frac{м^3}{сут} \cdot \frac{кгс}{см^2} \right), \quad \sigma_p^2 = (0{,}01 + 0{,}16 + 0{,}16 + \ldots$$

$$+ \ldots + 0{,}09 + 0{,}09 + 0) / 21 = 0{,}21 \left(\frac{кгс}{см^2} \right)^2$$

3. Используя формулу (4.3) оцениваем величину коэффициента продуктивности скважины

$$C = \frac{0{,}28}{0{,}21} = 1{,}33 \left(\frac{м^3}{сут \cdot \frac{кгс}{см^2}} \right).$$

4.2. Метод оценки величины текущего пластового давления и коэффициента продуктивности по данным эксплуатации скважин.

Обычно пластовое давление замеряют в остановленной скважине, а коэффициент продуктивности определяют в результате гидродинамических исследований методом установившихся отборов.

Предлагается методика оценки величины текущего пластового давления и продуктивности скважины по данным замеров установившихся дебитов и забойного давления через равные промежутки времени в работающей скважине. Методика основана на применении метода статистического дифференцирования для обработки данных замеров дебитов и забойных давлений. Предполагается, что эти величины являются функциями времени, предотавляющими собой совокупность случайных и неслучайных составляющих. Статистическое дифференцирование выполняется интегральными методами (в промысловой практике преимлемые результаты дает численное интегрирование), что позволяет уменьшить ошибку при определении искомых параметров. Предполагается также, что пластовое давление изменяется во времени по закону, близкому к линейному, при незначительном колебании коэффициента продуктивности.

Основные исходные уравнения

$$\eta\,[P_1(t) - P_2(t)] = Q(t), \qquad (а)$$

$$P_2(t) = P_0 - at, \qquad (б) \qquad (4.4)$$

$$\Delta P(t) = P_0 - P_2(t), \qquad (в)$$

где η и $P_2(t)$ – соответственно коэффициент продуктивности и текущая величина пластового давления, подлежащие определению ; P_0 – известная величина пластового давления при $t = 0$; $P_2(t)$ и $Q(t)$ – забойное давление и соответствующий ему установившийся дебит, замеряемые через равные промежутки времени ; a – коэффициент изменения пластового давления, также подлежащий определению.

Три уравнения (4.4) сводятся к одному

$$\Delta p(t) - at = \frac{1}{\eta} Q(t) \qquad (4.5)$$

Затем уравнение (4.5) статистически дифференцируется 2 раза. В результате получается система двух алгебраических уравнений с двумя неизвестными, решив которую, имеем основные формулы для определения значений a и η .

$$a = \frac{Q_\Phi \left(\frac{d\Delta p}{dt}\right)_\Phi - \Delta p_\Phi \left(\frac{dQ}{dt}\right)_\Phi}{Q_\Phi - t_\Phi \left(\frac{dQ}{dt}\right)_\Phi} \qquad \text{(а)} \qquad (4,6)$$

$$\eta = \frac{Q_\Phi - t_\Phi \left(\frac{dQ}{dt}\right)_\Phi}{\Delta p_\Phi - t_\Phi \left(\frac{d\Delta p}{dt}\right)_\Phi} \qquad \text{(б)}$$

где величины с индексом Φ – нулевые и первые статистические производные от Q , Δp, t .

После определения параметра " a " по формуле (4.4 б) находится величина текущего пластового давления.

Значения статистических производных зависят от промежутка времени, прошедшего после определения P_0 и η обычными методами. Порядок вычисления статистических производных, а также численное проведение всех необходимых расчетов показано в практическом примере.

Практический пример определения величины текущего пластового давления и коэффициента продуктивности .

Требуется найти величины текущего пластового давления $P_I(t)$ и коэффициент продуктивности через T = 5 месяцев после их определения обычными методами.

Разбиваем данный промежуток времени, называемый интервалом памяти на 5 равных частей Δt_i , каждая из которых равна I месяцу.

Для решения поставленной задачи необходимо сделать 5 замеров забойного давления P_{2i} и соответствующих установившихся дебитов Q_i в середине каждого из 5 месяцев. Иными словами, нужно делать 5 замеров названных выше параметров через 0,5 ; I,5 ; 2,5 ; 3,5; 4,5 месяца после определения P_0 и η . Индекс i меняется от I до 5 и обозначает порядковый номер рассматриваемой величины.

Обработка данных замеров производится в следующем порядке.

Предварительно вычисляются 5 значений $\Delta P_i = P_0 - P_{2i}$ и по 5 значений каждой весовой функции K_{oi} и K_{1i} в соответствии с формулами

$$K_{oi} = \frac{4}{T} - \frac{6}{T^2} t_{1i} \qquad \text{(а)}$$

$$K_{1i} = \frac{6}{T^2} - \frac{12}{T^3} t_{1i} \qquad \text{(б)} \qquad (4.7)$$

Заметим, что t_{1i} = 4,5 ; 3,5 ; 2,5 ; I,5 ; 0,5 месяца.

Так, для одной из скважин Речицкого месторождения БССР P_0 = 242 ат, P_{2I} = I99 ат, следовательно

P_I = 242 ат - I99 ат = 43 ат

$$K_{o1} = \frac{4}{5} - \frac{6}{25} \cdot 4{,}5 = 0{,}28 \quad \left(\frac{1}{\text{мес}} \right)$$

$$K_{11} = \frac{6}{25} - \frac{12}{125} \cdot 4{,}5 = -0{,}192 \quad \frac{1}{\text{мес}^2}$$

Последовательность остальных расчетов показана в таблице 4.2. Текущее пластовое давление P_1 и продуктивность η определялись через 5 месяцев после определения P_0 и η обычными методами.

Таблица 4.2.

№ пп	Параметры		Месяцы 1	2	3	4	5	Примечание	
1	Q_1	т/сут	225	158,6	172,1	181	150,8		
2	P_{2i}	кгс/см^2	199	209	200	192	191		
3	Δp_i	кгс/см^2	43	33	42	50	51		
4	K_{oi}	1/мес	-0,28	-0,04	0,2	0,44	0,68		
5	K_{1i}	1/мес^2	-0,192	-0,096	0	0,096	0,192		Σ
6	$Q K_{oi} \Delta t_1$		-63	-6,34	34,42	79,64	102,2	Q_φ	=146,92
7	$Q K_{1i} \Delta t_1$		-43,2	-15,23	0	17,36	28,86	$\left(\frac{dQ}{dt}\right)_\varphi$	=12,19
8	$\Delta p K_{oi} \Delta t_1$		-12,04	-1,32	8,4	22,0	34,68	Δp_φ	=51,72
9	$\Delta p K_{1i} \Delta t_1$		-3,26	-3,17	0	4,8	9,79	$\left(\frac{d\Delta p}{dt}\right)_\varphi$	=3,16
10	$(T-t_{1i}) K_{oi} \Delta t_1$		-0,14	-0,06	0,5	1,54	3,06	t_φ	=4,9

Суммируя результаты вычислений по горизонтальным строчкам (6, 7, 8, 9, 10), находим значения соответствующих статистических производных Q_φ, $\left(\frac{dQ}{dt}\right)_\varphi$, Δp_φ, $\left(\frac{d\Delta p}{dt}\right)_\varphi$, t_φ. по формулам (4.6) находим a и η .

$$a = \frac{146,92 \cdot 3,16 + 51,72 \cdot 12,19}{146,92 + 4,9 \cdot 12,19} \approx 5,29 \quad \text{ат/мес};$$

$$\eta = \frac{146,92 + 4,9 \cdot 12,19}{51,72 - 4,9 \cdot 3,16} \approx 5,7 \quad \frac{\text{т}}{\text{ат} \cdot \text{сут}};$$

а затем $P_1(t) = 242 - 5,29 \cdot 5 = 215,6$ (ат)

Замер пластового давления, произведенный примерно в то же время, показал 214 ат. Отклонение величины коэффициента продуктивности не превышало 3–4 % от значения его, определяемого методом установившихся отборов.

Упрощенный метод оценки $P_1(t)$ и η

Уравнение (4,5) можно представить в виде

$$\frac{\Delta P(t)}{Q} = a\frac{t}{Q} + \frac{1}{\eta}. \qquad (4.8)$$

Отсюда видно, что $\frac{\Delta P(t)}{Q}$ и $\frac{t}{Q}$ связаны между собой линейно. Поэтому, если будет установлена линейная зависимость между этими параметрами для какой нибудь скважины, то в этом случае определение величины текущего пластового давления и продуктивности упростится.

Графоаналитическим способом определяются параметры a и η а затем по формуле (4.4б) находится $P_1(t)$.

Порядок расчета показан в числовом примере.

1) На основании имеющихся замеров среднесуточных дебитов и соответствующих забойных давлений строятся графики их изменения, представленные на рис. 4.1.

2) Вычисляется несколько значений $\frac{\Delta P}{Q}$ и соответствующих им $\frac{t}{Q}$. В нашем примере $P_0 = 507$ ат.

Соответствующее Δp_i находим по формуле (4.4в). Значения P_{2i} и Q_i снимались с соответствующих кривых рис. 4.I.

Все необходимые вычисления приводятся в таблице 4.3.

Таблица 4.3

$\frac{\Delta p}{Q} = \frac{P_0 - P_2}{Q}$, ат/т/сут.	$\frac{t}{Q}$, мес/т/сут
$\frac{307 - 258}{I69} = 0,29$	$\frac{0,5}{I69} = 0,003$
$\frac{307 - 243}{I67} = 0,38$	$\frac{I,5}{I67} = 0,009$
$\frac{307 - 230}{I64} = 0,47$	$\frac{2,5}{I64} = 0,015$
$\frac{307 - 22I}{I62} = 0,53$	$\frac{3,5}{I62} = 0,22$

3) Строится график зависимости $\frac{\Delta p_i}{Q}$ от $\frac{t_i}{Q}$ и по нему графически определяются $\frac{1}{\eta}$ и a. На рис. 5.2 $a = tg\,\alpha$ - угол наклона прямой к оси $\frac{t}{Q}$, $\frac{1}{\eta}$ - отрезок АВ оси $\frac{\Delta p}{Q}$.

$$a = \frac{0,58 - 0,25}{0,025} = I3,2 \; ; \quad \frac{1}{\eta} = 0,25$$

4) Определяется по формуле (4.4б) $P_1(t)$, текущее пластовое давление

$$P_1(t) = 307 - 4 \times I3,2 = 254 \text{ (ат)}$$

$$\eta = 4 \; \frac{т}{ат \cdot сут}$$

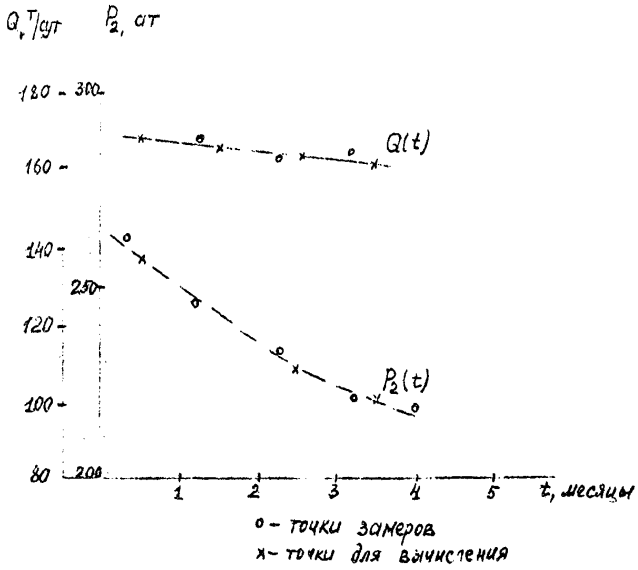
Q, т/сут
P2, ат
120 - 300
160 -
140 -
250
120 -
100 -
80 200
Q(t)
P2(t)
1
2
3
4
5
t, месяцы
o - точки замеров
x - точки для вычисления

Рис. 4.1

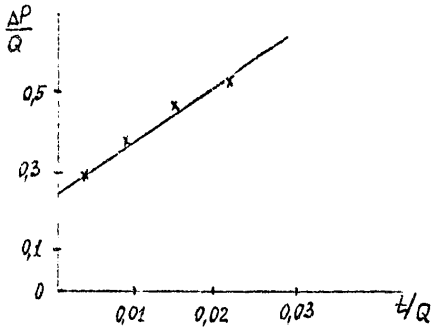
ΔP/Q
0,5
0,3
0,1
0
0,01
0,02
0,03
t/Q

Рис. 4.2

5. ДИАГНОСТИРОВАНИЕ ПРОЯВЛЕНИЯ НЕНЬЮТОНОВСКИХ СВОЙСТВ ПЛАСТОВЫМИ СИСТЕМАМИ ПО ДАННЫМ ВЗАИМОДЕЙСТВИЯ СКВАЖИН.

5.I. Краткие теоретические основы метода.

Причиной, обусловливающей аномально длительное запаздывание реагирования эксплуатационных скважин на закачку воды, в частности, может быть проявление в пластовых условиях начального градиента давления (НГД). В этом случае реагирование эксплуатационных скважин на закачку воды начнется лишь тогда, когда давление на линии нагнетания повысится до такой величины, при которой депрессия между линиями нагнетательных и эксплуатационных скважин станет достаточной для преодоления НГД. Зная величину этой депрессии и расстояния между скважинами, можно оценить величину НГД, характерного для рассматриваемого участка залежи. С этой целью сопоставляют расчетные (вычисленные по формулам упругого режима) и фактические значения величин времени запаздывания реагирования эксплуатационных скважин на закачку воды на различных участках залежи.

Если действительные значения времени запаздывания реагирования значительно превышают вычисленные времена, то можно предположить, что на рассматриваемых участках залежи проявляется начальный градиент давления.

Таким образом, изучаемую залежь можно дифференцировать на участки, на которых проявляется начальный градиент давления и не проявляется, а также оценить его величину.

Отметим, что сама по себе величина времени запаздывания не является универсальным признаком диагностирования наличия начального градиента давления и может быть использована лишь в комплексе с

результатами других лабораторных и промысловых исследований, которые позволили бы однозначно объяснить причину аномального запаздывания реагирования эксплуатационных скважин на закачку только проявлением структурно-механических свойств в рассматриваемой пластовой системе, т.е. наличием начального градиента давления.

Приближенно оценить теоретические времена запаздывания можно по формуле

$$t = \frac{l^2}{2{,}25\,\varkappa} \qquad (5.1)$$

где t – теоретическое время запаздывания, l – расстояние между нагнетательной и эксплуатационной скважинами, $\varkappa$ – коэффициент пьезопроводности изучаемого участка залежи.

Для оценки фактического времени запаздывания необходимо зафиксировать момент начала реагирования эксплуатационных скважин на закачку воды. Это можно сделать различными способами, например, по кривым изменения пластового давления во времени, построенным на основании имеющихся замеров в нагнетательных и эксплуатационных скважинах, ближайших к нагнетательным.

Однако для этого необходимо замерять пластовое давление достаточно часто в большом количестве скважин в течение длительного периода времени как до, так и после начала нагнетания воды в пласт, что не всегда возможно осуществить по техническим, экономическим, климатическим и другим причинам. Поэтому оценивать фактическое время запаздывания целесообразней по данным изменения во времени темпа нагнетания воды и отбора жидкости, воспользовавшись для этой цели аппаратом взаимнокорреляционных функций. При этом изменение во времени расхода закачиваемой в пласт воды $x(t)$ и дебита добываемой нефти $y(t)$ рассматриваются как

случайные функции, представленные временными рядами, полученными в результате дискретных замеров соответствующих величин. Взаимнокорреляционная функция R_{xy} характеризует степень коррелированности ординат функции $x(t)$ в момент времени t_1 с ординатой функции $y(t)$, взятой в момент времени t_2. Поэтому по значению максимума R_{xy} можно зафиксировать момент начала реагирования, а, следовательно, определить время запаздывания.

Значения R_{xy} вычисляются по формуле

$$R_{xy} = \frac{1}{\sigma_{xy}(N-i+1)} \sum_{j=1}^{N-i+1} [x(t_j) - \tilde{x}(t_j)][y(t_{j+i-1}) - \tilde{y}(t_{j+i-1})] \qquad (5.2)$$

где R_{xy} – значения взаимнокорреляционной функции ; x_t – значения функции изменения расхода закачиваемой в пласт воды во времени ; $y(t)$ – значение функции изменения дебита добываемой нефти ; $\tilde{x}_t$ и $\tilde{y}_t$ – сглаженные значения соответствующих величин.

Следуя [4] значения $\tilde{x}$ и $\tilde{y}$ получают методом тройного сглаживания имеющейся выборки данных. Однократное сглаживание осуществляется по формуле

$$\bar{x}(t_j) = \frac{x(t_{j-1}) + x(t_j) + x(t_{j+1})}{3} ; \qquad (5.3)$$

N – число полученных значений стационарных случайных величин после тройного сглаживания существующих промысловых данных

$$\sigma_{xy} = \sqrt{\sigma_x^2 \cdot \sigma_y^2} ,$$

где

$$\sigma_x^2 = \frac{1}{N} \sum_{j=1}^{N} [x(t_j) - \tilde{x}(t_j)]^2$$

$$\sigma_y^2 = \frac{1}{N} \sum_{j=1}^{N} [y(t_j) - \tilde{y}(t_j)]^2 .$$

5.2. Практический пример расчета теоретического и фактического времени запаздывания.

В качестве примера изучим характер взаимодействия эксплуатационных и нагнетательных скважин ХУП горизонта месторождения Узень.

Требуется рассчитать теоретическое и фактическое время запаздывания реагирования добывающей скважины 229 на закачку воды в нагнетательную скважину 260.

Нагнетательная скважина 260 и эксплуатационная скважина первого ряда 229 расположены в приконтурной зоне, расстояние между ними 700 м, коэффициент пьезопроводности по данным гидродинамических исследований $\varkappa = 250 \ \frac{см^2}{сек}$.

Вычисляем по формуле (5.I) теоретическое время запаздывания реагирования

$$t = \frac{700^2 \cdot 100^2}{2{,}25 \cdot 250} = 87 \cdot 10^5 \text{ сек} = 3{,}4 \text{ мес.}$$

Фактическое время запаздывания оценим по формуле (5.2). Данные об изменении во времени темпа нагнетания воды $x(t)$ в скважину 260 и дебита добываемой нефти из скважины 229 $y(t)$ приведены на рис.5.I.

В таблице 5.I показан порядок вычисления сглаженных значений величины $x(t)$

Таблица 5.I.

Вычисление сглаженных значений величины $x(t)$

Месяцы	Темп нагнетания воды $x(t)$, м³/сут	Сглаженные значения $\bar{X}$	$\bar{\bar{X}}$	$\bar{\bar{\bar{X}}}$
I	I32,7			
2	278,I	236,9		
3	300	303,2	289,3	
4	328,4	328,7	3I7,6	3II
5	357,7	322	326	
6	280	327,2		
7	344			

$$\bar{x}_1 = \frac{132,7 + 278,1 + 300}{3} = 236,9$$

.. ..

$$\bar{\bar{x}}_1 = \frac{236,9 + 302,2 + 328,7}{3} = 289,3$$

.. ..

$$\tilde{x}_1 = \frac{289,3 + 317,6 + 326}{3} = 311$$

Аналогично вычисляются и сглаженные значения величин: $y(t)$ стационарные составляющие случайных величин $x(t)$ и $y(t)$ приведены на рис. 5.1.

Взаимокорреляционная функция R_{xy} показана на рис.5.2. Она имеет максимум через время сдвига равное 10 месяцам.

Таким образом фактическое время запаздывания начала регистрования скважин 260 на закачку воды равно 10 месяцам, что значительно превышает его теоретическую величину. Следовательно на данном участке залежи могут проявляться структурно-механические свойства пластовой системы (начальный градиент давления).

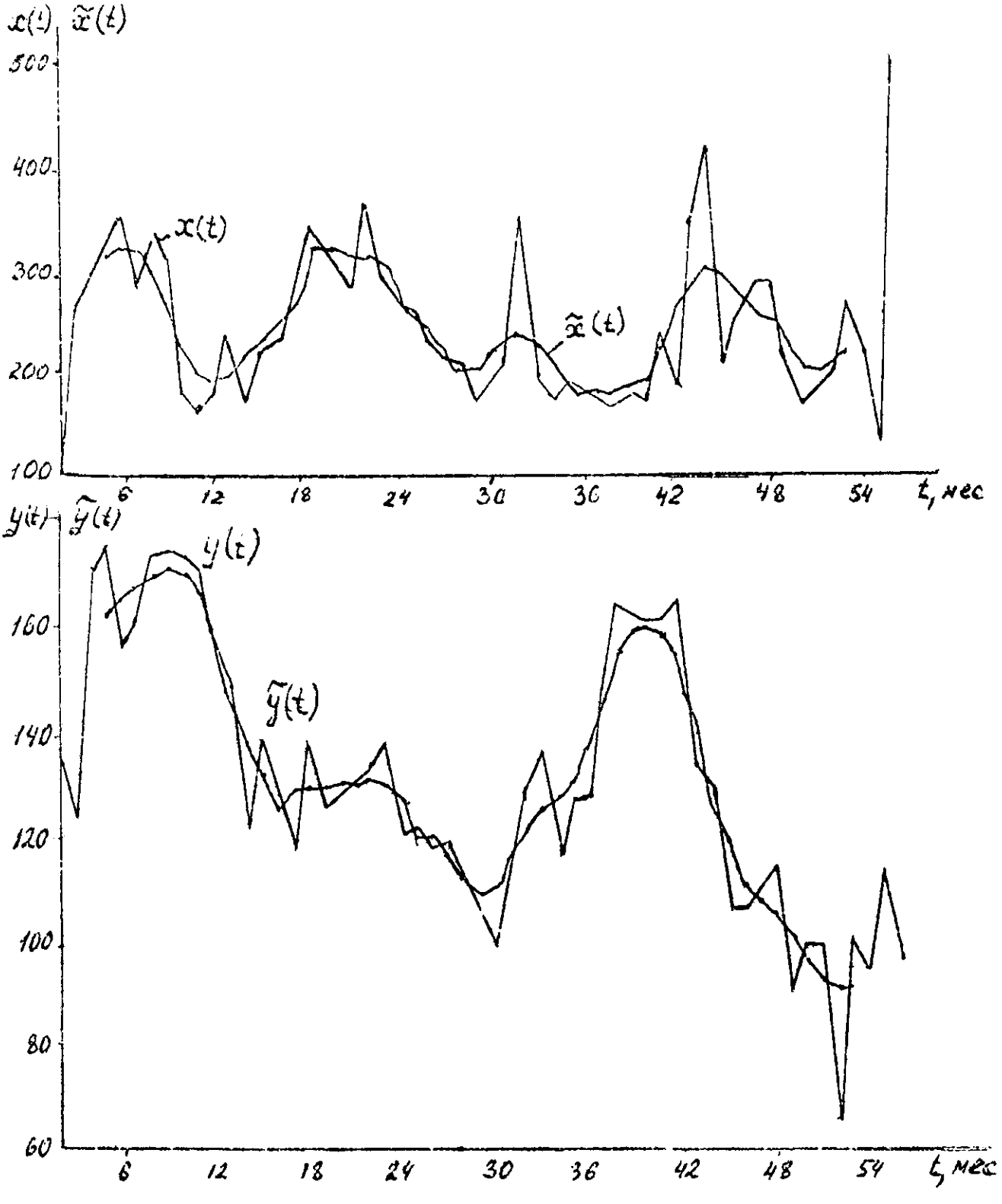
x(t), x̃(t)
500
400
300
200
100
x(t)
x̃(t)
6
12
18
24
30
36
42
48
54
t, мес
y(t), ỹ(t)
160
140
120
100
80
60
y(t)
ỹ(t)
6
12
18
24
30
36
42
48
54
t, мес

Рис. 5.1

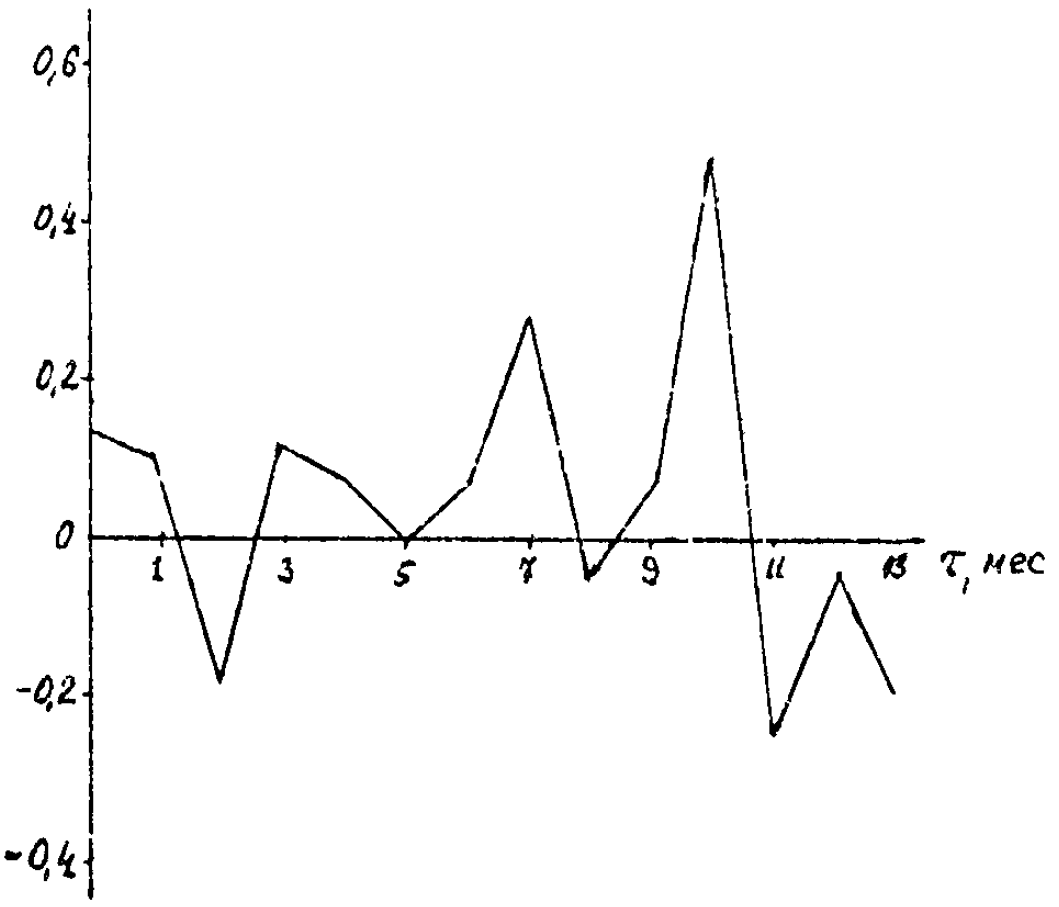

Рис. 5.2

6. ВЫБОР ОПТИМАЛЬНОГО РЕЖИМА РАБОТЫ КОМПРЕССОРНЫХ СКВАЖИН .

Общепринятым в нефтепромысловой практике методом установления оптимального режима работы компрессорных скважин является построение зависимости объема добываемой жидкости от расхода газа с последующим выбором точки, соответствующей оптимальному удельному расходу газа. Такой подход требует исследования скважин на различных режимах, что в случае высокодебитных скважин связано со значительными потерями в добыче нефти.

В настоящем разделе предлагается методика расчёта оптимального режима работы по сокращенной программе исследований скважин. Следует выделить 4 основных этапа такого подхода :

I. Сбор и подготовка промысловых данных.

II. Объединение анализируемых скважин в группы по признаку близости их дебитов, объемов закачиваемого газа и характерным особенностям технологических режимов. В ряде случаев это позволяет распространять результаты анализа режимов работы одной или нескольких скважин на группу в целом.

III. Установление необходимого времени исследования работы скважины на каждом режиме, при котором погрешность замеренных значений технологических параметров (дебит жидкости, рабочее давление, расход газа и др.) по сравнению со среднесуточными значениями не превышают требуемой величины.

IУ. Определение по данным сокращенных исследований расчетной формулы для оценки дебита жидкости в процессе обучения и проверка возможности использования ее при сравнении со среднесуточными показателями.

Последовательное применение сформулированных принципов анализа различных технологических режимов позволяет ускорить вывод скважины на оптимальный режим работы, а также сократить объем проводимых исследований, потери добычи нефти и непроизводительный расход газа.

Ниже приводятся конкретные примеры расчетов по всем пяти этапам применительно к некоторым скважинам объединения "Азнефть"

I. На первом этапе сбор промысловых данных проводится в процессе нормальной эксплуатации скважин.

I. Измерения количества жидкости в продукции компрессорных скважин.

2. Количества нефти в продукции компрессорных скважин.

3. Измерения рабочего и устьевого давления.

4. Измерения расхода закачиваемого агента.

5. Данные технологических режимов (диаметр эксплуатационной колонны, характеристики конструкций лифта, диаметр штуцера, газовый фактор).

Для выполнения третьего и четвертого этапов измерения указанных технологических параметров в процессе обучения, для части скважин следует производить в индивидуальном режиме, фиксируя их достаточно короткие промежутки времени.

В основу расчетов брались промысловые данные компрессорных скважин № № I736, I723, I706, I655, I717, I660, I669 НГДУ "Орджоникидзенефть" ПО "Азнефть" Азербайджанской ССР. Таблицы 6.I - 6,7.

Таблица 6.I.

№ № пп	$Q_н$ т/сут	$P_у$ кг/см²	$P_{раб}$ кг/см²	$Q_г$ м³/час	№ № пп	$Q_н$ т/сут	$P_у$ кг/см²	$P_{раб}$ кг/см²	$Q_г$ м³/час
I	I2,34	I2,4	44,4	46,0	25	I2,25	9,8	44,2	46,0
2	6,48	I0,0	32,2	44,0	26	I5,46	I0,3	48,4	46,0
3	8,3I	I0,2	34,6	46,0	27	I3,84	8,8	48,4	46,0
4	7,23	I0,8	36,5	40,0	28	I2,78	7,2	44,4	46,0
5	8,52	8,8	49,4	35,0	29	I5,36	6,4	48,4	46,0
6	8,38	8,8	36,4	40,0	30	I0,64	5,2	42,2	46,0
7	9,II	9,6	34,4	48,8	3I	I0,2I	8,6	40,6	46,0
8	7,50	9,8	34,2	44,0	32	I2,56	I0,6	44,4	46,0
9	8,2I	II,2	37,6	42,2	33	9,68	9,2	42,8	44,0
I0	8,84	I0,4	40,6	44,0	34	I0,9I	I2,0	42,2	44,0
II	I0,56	9,0	38,8	46,0	35	I2,34	I2,8	42,2	46,8
I2	7,32	I0,2	34,4	46,0	36	I0,84	II,3	36,8	50,0
I3	9,46	II,2	38,8	46,0	37	I0,32	II,4	36,8	50,0
I4	8,66	I0,2	36,0	46,0	38	II,II	I2,0	38,8	50,0
I5	8,88	II,2	46,0	36,0	39	I2,28	I6,0	44,4	50,0
I6	I0,2I	II,8	36,8	50,0	40	I3,77	I6,4	44,4	48,8
I7	6,24	9,6	34,2	40,0	4I	II,08	I5,8	4I,3	48,2
I8	6,26	II,3	32,2	44,2	42	I2,2I	I0,2	46,8	42,0
I9	6,40	6,8	28,8	46,0	43	I0,I7	I0,8	46,8	38,0
20	6,44	7,2	28,8	46,0	44	II,00	I2,4	46,0	40,0
2I	7,24	5,0	32,5	46,0	45	I4,22	6,4	49,0	44,0
22	6,35	4,0	30,6	46,0	46	I2,24	5,8	44,6	46,0
23	I4,46	9,8	48,8	44,0	47	II,II	5,4	40,2	46,0
24	9,62	I0,8	38,8	46,0	48	9,68	5,2	38,4	46,0

Таблица 6.2

№ № пп	$Q_н$ т/сут	$P_у$ кг/см^2	$P_{раб}$ кг/см^2	$Q_г$ м^3/ч	№ № пп	$Q_н$ т/сут	$P_у$ кг/см^2	$P_{раб}$ кг/см^2	$Q_г$ м^3/час
I	I2,66	2,6	42,2	50,0	25	5,55	5,2	34,2	40
2	7,82	2,I	36,4	46,0	26	6,32	4,2	3[illegible]4	40,0
3	8,24	2,2	36,2	46,0	27	6,8I	3,8	36,2	40,0
4	7,77	2,8	36,2	46,0	28	6,94	3,6	36,8	38,4
5	8,00	3,4	36,2	46,0	29	6,73	5,4	38,8	38,4
6	8,68	4,4	36,2	46,0	30	8,I4	5,8	38,6	40,0
7	9,48	4,8	38,4	44,0	3I	II,I2	6,4	42,4	44,4
8	7,86	5,6	38,2	44,0	32	II,85	2,8	44,4	46,0
9	8,I2	6,2	36,2	46,0	33	8,94	I,6	36,0	46,0
I0	9,06	6,8	36,4	46,0	34	8,3I	I,8	36,0	46,0
II	8,82	7,4	36,8	46,0	35	8,42	2,2	36,0	46,0
I2	7,94	7,2	34,0	50,0	36	8,24	4,2	36,0	46,0
I3	9,2	6,8	34,0	50,0	37	7,25	6,4	36,0	44,4
I4	8,88	4,2	34,0	50,0	38	7,84	6,6	36,0	44,2
I5	8,64	3,2	34,0	50,0	39	II,3I	7,8	44,4	46,0
I6	8,55	2,4	34,0	50,0	40	I3,54	8,2	48,5	46,0
I7	6,86	3,8	34,0	42,0	4I	I0,66	6,8	42,2	46,0
I8	6,I2	4,4	34,0	42,0	42	I2,79	2,2	46,4	46,0
I9	6,32	6,8	34,0	40,0	43	I0,34	4,2	40,2	46,0
20	6,78	9,6	36,2	40,0	44	9,38	I,8	38,4	46,0
2I	7,84	7,2	36,2	40,0	45	I0,4I	4,2	40,2	46,0
22	6,56	6,8	34,2	40,0	46	I0,50	4,4	40,2	46,0
23	I3,60	5,8	42,2	48,4	47	I2,72	7,2	42,2	50,0
24	I0,36	4,4	38,8	46,0	48	I2,87	6,2	42,2	50,0

Таблица 6.3.

№ № пп	$Q_н$ т/сут	$P_у$ кг/см^2	$P_{раб}$ кг/см^2	$Q_г$ м^3/ч	№ № пп	$Q_н$ т/сут	$P_у$ кг/см^2	$P_{раб}$ кг/см^2	$Q_г$ м^3/час
I	I0,64	9,0	44,0	4I,0	25	I0,64	I2,0	44,5	4I,0
2	I3,80	I2,0	50,0	42,0	26	I3,67	8,0	50,0	40,0
3	9,63	8,4	45,0	38,0	27	I2,I5	8,0	49,0	40,0
4	8,20	I0,0	44,0	37,0	28	I0,00	6,0	44,0	4I,0
5	I0,69	I2,0	46,0	4I,0	29	9,87	6,8	45,0	40,0
6	8,06	7,6	4I,0	39,0	30	I0,55	6,0	46,0	40,0
7	9,88	8,0	45,0	40,0	3I	II,93	I0,0	49,0	40,0
8	8,47	7,0	44,0	36,0	32	II,06	4,8	47,0	4I,0
9	9,78	I0,0	44,5	39,0	33	II,52	6,8	47,0	40,0
I0	9,I3	6,2	43,3	39,0	34	II,55	6,8	50,0	40,0
II	9,33	9,0	43,6	40,0	35	II,8I	6,0	48,0	4I,0
I2	8,54	I2,0	45,0	36,0	36	II,25	8,4	45,0	44,0
I3	9,I5	I4,0	45,0	39,0	37	9,85	6,8	45,0	39,0
I4	8,98	8,0	45,0	40,0	38	9,78	8,0	45,0	40,0
I5	8,96	4,8	45,0	37,0	39	I0,32	II,6	47,0	40,0
I6	8,54	I2,0	45,0	36,0	40	II,54	I4,0	45,0	43,0
I7	5,90	I0,4	44,4	29,0	4I	II,76	25,2	47,0	42,0
I8	8,00	7,5	40,0	39,0	42	I2,I3	8,4	46,5	42,0
I9	8,06	7,5	4I,0	39,0	43	II,97	II,2	46,5	42,0
20	9,I7	I3,0	44,0	39,0	44	I0,43	8,0	45,0	4I,0
2I	9,06	I6,0	45,0	39,0	45	II,5I	6,0	46,0	4I,0
22	8,20	I0,0	44,0	37,0	46	I0,74	6,0	46,0	40,0
23	I2,27	4,8	47,0	43,0	47	I0,76	7,6	45,0	40,0
24	I0,00	8,4	47,0	40,0	48	I0,58	7,2	45,0	40,0

Таблица 6.4.

№№ пп	Q т/сут	$P_у$ кг/см^2	$P_{раб}$ кг/см^2	$Q_г$ м^3/ч	№№ пп	$Q_н$ т/сут	$P_у$ кг/см^2	$P_{раб}$ кг/см^2	$Q_г$ м^3/час
I	2	3	4	5	I	2	3	4	5
I	6,72	II,2	34,2	42,4	25	5,32	8,0	29,6	4I,0
2	6,93	I2,0	34,2	4I,3	26	7,00	I4,0	35,0	40,0
3	6,I6	I2,0	34,2	42,0	27	6,55	I4,0	35,0	40,0
4	6,00	I3,2	34,2	4I,5	28	6,I6	I2,0	35,2	40,0
5	6,24	I0,8	33,2	4I,0	29	6,96	I0,0	35,I	40,0
6	6,80	I0,0	33,2	42,3	30	6,7I	20,8	35,2	4I,2
7	7,05	9,6	34,0	42,0	3I	8,60	I8,0	35,2	45,4
8	7,00	I2,0	34,0	42,2	32	7,94	I8,4	35,2	45,8
9	8,20	9,2	34,0	46,4	33	7,00	I4,0	3I,6	48,4
I0	9,II	5,6	34,0	48,5	34	7,II	I2,8	3I,8	48,0
II	9,24	2,0	33,6	49,2	35	7,I5	9,2	3I,8	48,6
I2	9,I3	24,0	34,0	49,0	36	7,25	8,0	32,0	48,9
I3	8,78	I8,0	33,8	49,0	37	8,32	I2,0	33,0	50,6
I4	8,94	I6,0	34,0	48,6	38	7,II	I4,4	34,0	46,2
I5	8,I8	24,0	33,4	49,0	39	6,76	II,2	34,0	44,2
I6	8,88	I2,0	33,2	48,8	40	6,98	I2,4	34,0	4I,3
I7	8,06	I2,0	35,0	44,5	4I	6,55	I4,0	34,2	4I,0
I8	7,98	7,8	35,0	43,3	42	6,08	I5,5	34,2	4I,2
I9	7,20	I0,0	35,I	43,0	43	6,3I	I4,0	34,2	4I,2
20	7,I7	9,2	35,2	43,I	44	6,28	II,2	34,4	4I,2
2I	7,I5	I0,4	35,0	43,2	45	6,30	I2,0	34,2	4I,I
22	7,2I	8,4	35,0	43,4	46	6,32	II,2	34,4	4I,3
23	7,64	II,2	35,0	43,2	47	6,25	I2,0	34,2	4I,2
24	5,26	I6,0	29,6	43,2	48	6,48	I2,4	34,4	4I,5

Таблица 6.5.

№ № скв	$Q_н$ т/сут	$P_у$ кг/см^2	$P_{раб}$ кг/см^2	$Q_г$ м^3/ч	№ № скв	$Q_н$ т/сут	$P_у$ кг/см^2	$P_{раб}$ кг/см^2	$Q_г$ м^3/час
I	2	3	4	5	I	2	3	4	5
I	4,85	2,5	35,0	35,0	25	6,56	I,5	32,0	35,0
2	4,80	I,8	3I,4	35,0	26	5,24	4,9	35,6	34,8
3	5,I0	I,5	3I,3	35,0	27	6,52	I,3	38,7	35,0
4	4,45	2,I	3I,2	33,2	28	7,36	3,3	44,7	35,2
5	4,54	3,0	3I,3	3I,9	29	7,I2	I,5	44,0	35,I
6	4,50	2,5	34,6	3I,0	30	5,I5	2,5	3I,5	35,5
7	4,60	I,7	35,0	30,5	3I	5,I5	2,0	35,6	35,I
8	4,73	2,0	35,0	30,5	32	6,00	I,2	38,5	35,0
9	4,60	2,8	35,0	28,6	33	5,00	I,2	38,6	35,2
I0	4,I2	2,7	35,5	27,5	34	6,40	I,2	40,2	35,I
II	4,06	3,0	35,5	26,4	35	6,75	2,0	40,0	35,4
I2	4,00	2,8	36,I	26,3	36	6,60	I,2	40,0	35,0
I3	3,6I	3,7	30,2	28,7	37	5,93	I,5	39,8	35,0
I4	4,33	2,7	34,7	28,0	38	6,65	2,3	40,0	35,2
I5	4,90	2,4	38,8	30,0	39	6,00	I,3	40,0	34,8
I6	5,54	2,0	4I,0	30,0	40	7,00	I,2	44,2	34,8
I7	5,92	I,2	40,6	32,6	4I	7,I2	2,0	44,2	34,8
I8	6,66	4,5	42,8	33,8	42	6,78	I,5	44,0	34,0
I9	6,74	5,0	42,5	34,0	43	6,44	I,3	42,I	35,9
20	6,90	3,0	43,0	34,0	44	4,55	I,6	32,5	34,8
2I	6,24	I,I	42,3	34,2	45	5,I2	I,0	32,I	34,7
22	5,90	I,3	40,4	34,I	46	4,3I	2,0	32,0	34,8
23	5,75	3,5	38,5	34,2	47	5,50	I,5	3I,5	35,0
24	4,24	I,0	32,I	34,3	48	5,50	I,0	3I,5	35,5

Таблица 6.6.

№№ пп	$Q_н$ т/сут	$P_у$ кг/см^2	$P_{раб}$ кг/см^2	$Q_г$ м^3/ч	№№ пп	$Q_н$ т/сут	$P_у$ кг/см^2	$P_{раб}$ кг/см^2	$Q_г$ м^3/час
I	2	3	4	5	6	7	8	9	I0
I	5,88	3,2	39,5	35,0	25	6,I5	6,0	37,5	37,6
2	5,96	4,I	39,2	35,I	26	6,67	4,0	38,0	38,5
3	6,3I	3,0	4I,6	35,0	27	6,I7	6,0	38,0	36,I
4	6,I2	4,6	4I,0	35,0	28	6,2I	3,7	46,I	3I,3
5	6,77	2,3	39,6	35,2	29	5,44	3,6	46,5	27,4
6	5,90	I,5	39,8	34,I	30	4,93	3,5	46,0	35,0
7	6,66	5,0	4I,I	35,0	3I	4,33	4,0	42,2	23,2
8	6,I5	3,4	39,0	34,6	32	4,I8	3,I	42,I	23,2
9	6,I2	4,0	39,0	35,0	33	4,2I	3,4	42,4	23,5
I0	6,00	3,8	39,2	34,8	34	4,49	3,7	45,0	24,0
II	6,24	4,8	42,5	33,2	35	4,66	4,2	44,4	24,4
I2	6,65	3,4	42,4	33,2	36	4,85	3,5	43,0	24,8
I3	6,66	4,5	43,8	33,2	37	4,66	2,0	40,2	24,8
I4	6,94	2,6	44,0	34,0	38	4,I7	3,2	38,5	25,0
I5	7,20	5,I	44,5	34,0	39	3,94	3,5	37,6	25,0
I6	6,38	4,5	4I,2	35,I	40	4,35	3,0	38,0	25,0
I7	6,44	3,0	4I,3	35,2	4I	6,7I	4,2	42,I	32,6
I8	6,87	6,I	4I,5	35,0	42	7,26	4,2	45,9	32,6
I9	6,93	4,4	4I,0	35,0	43	8,20	3,5	46,4	35,0
20	6,55	4,5	43,6	32,6	44	8,40	4,5	47,8	35,0
2I	6,3I	2,5	45,4	3I,2	45	8,45	3,3	47,0	35,0
22	6,I2	3,2	44,6	30,0	46	6,34	5,7	42,I	35,0
23	5,6I	3,6	40,I	33,I	47	6,II	5,5	40,4	35,0
24	4,97	4,7	38,5	33,2	48	6,35	4,0	39,2	35,0

Таблица 6.7.

№№ пп	$Q_н$ т/сут	$P_у$ кг/см^2	$P_{раб}$ кг/см^2	$Q_г$ м^3/час	№№ пп	$Q_н$ т/сут	$P_у$ кг/см^2	$P_{раб}$ кг/см^2	$Q_г$ м^3/час
I	2	3	4	5	I	2	3	4	5
I	I2,80	4,6	36,0	56	25	I6,70	3,4	38,6	60
2	9,86	3,6	32,4	55	26	I7,24	3,5	39,8	60
3	8,50	3,5	32,4	50	27	I8,52	3,5	4I,4	60
4	I0,46	2,6	36,0	53	28	I5,I0	2,6	36,?	60
5	II,00	3,7	36,8	52	29	I9,35	3,8	42,8	60
6	II,82	3,I	37,2	52	30	I6,05	4,0	38,8	58
7	I2,06	2,8	36,4	56	3I	20,55	5,5	45,7	58
8	I2,25	3,3	36,6	57	32	8,46	I,8	2,84	58
9	I5,48	3,6	40,4	56	33	6,48	I,5	2,84	57
I0	I5,24	3,5	40,2	57	34	5,00	3,9	28,2	55
II	I2,I8	3,4	36,8	56	35	20,00	4,5	45,8	56
I2	II,78	2,6	34,7	57	36	23,23	6,4	48,6	56
I3	I0,20	I,6	32,4	57	37	I8,60	4,I	43,4	56
I4	I2,70	2,7	36,6	57	38	I7,00	3,I	4I,4	56
I5	I4,50	3,5	38,4	57	39	I5,I0	3,I	42,0	52
I6	I7,55	3,9	42,2	57	40	24,25	6,9	50,0	54
I7	2I,78	4,2	46,4	60	4I	25,56	I0,2	50,0	52
I8	2I,00	4,2	46,0	60	42	29,60	9,9	50,0	54
I9	22,80	3,7	46,0	60	43	30,I2	9,0	58,5	56
20	I8,50	3,6	42,4	60	44	27,78	8,I	56,4	56
2I	I8,50	3,6	42,2	60	45	20,62	7,I	50,2	50
22	I5,24	2,6	36,8	60	46	I6,I2	5,7	46,4	50
23	I5,00	2,8	36,2	60	47	I5,48	4,3	46,0	50
24	I8,48	3,7	40,2	60	48	I2,00	3,8	4I,2	50

II. Группирование скважин можно произвести на основе применения непараметрических критериев.

Параметрические критерии включают предположение о том, что исследуемые случайные величины распределены по некоторому известному закону, как правило, по нормальному.

Исследование выборок без предварительного знания вида распределений может привести к неверным выводам. Поэтому разработаны непараметрические критерии распознавания, которые не зависят от формы распределения. Эти критерии также называются критериями с произвольным распределением.

Данные критерии применимы для выборок непрерывных величин. Их можно использовать при проверке гипотез для того, чтобы найти интервальную или даже точечную оценку параметров.

При параметрических критериях вместо вида распределения исследуются относительные характеристики выборок: ранги, инверсии, серии, знаки и т.д. При распределении, близком нормальному, непараметрические критерии дают результаты, близкие критерию t (критерий Стьюдента).

Рассмотрим применение некоторых из основных непараметрических критериев для задачи группирования компрессорных скважин, распознавание их по технологическим режимам.

Критерий Уилкоксона - Манна - Уитни

Среди непараметрических критериев критерий U^* является наиболее мощным критерием, заменяющим критерий t. Этот общий метод, впервые предложенный Уилкоксоном и другими, был усовершенствован и представлен в форме таблиц Манном и Уитни. Он может быть применен для проверки идентичности двух совокупностей.

Пусть изменяются две выборки размеров M и N, где $M \leq N$. Упорядочим выборочные значения обеих выборок в одну последовательность длины $P = M + N$. Припишем наименьшему наблюдению в этой упорядоченной последовательности ранг 1, а следующим – ранги в возрастающем порядке.

Пусть R – сумма рангов, приписанных наблюдениям из выборки размера M.

Образуем статистику U^*:

$$U^* = MN + \frac{M(M+1)}{2} - R \qquad (6.1)$$

Способ определения значимости статистики U^* зависит от значения размера N. При этом существуют три возможности:

1. Если N не превосходит 8, следует вычислить $U = MN - U^*$ и выбрать $\min\{U, U^*\}$. Эта величина исследуется для отыскания точной вероятности ее появления, которую можно найти по справочным таблицам.

2. Если $8 < N < 21$, снова необходимо вычислить U^* и U, но теперь в таблицах следует искать критическое значение для наименьшей из двух величин при заданном уровне значимости α.

3. Если $N \geq 21$, то мы можем определить вероятность появления вычисленного значения U^* с помощью вычисления значения величины Z и сравнения её с табличным значением (см. [2]).

$$Z = \frac{U^* - MN/2}{\sqrt{\frac{MN(M+N+1)}{12}}} \qquad (6.2)$$

Пример 1

Предположим мы имеем по 24 замера дебитов для скважин № № 1736, 1723, 1706. Эти данные приведены в табл. 6.1-6.3 (№№ 1-24). Требуется с помощью критерия U^* проверить значимость отличия между выборками дебитов каждой пары скважин: 1736, 1723, 1736, 1706, 1723 и 1706 при $\alpha = 0{,}01$.

В таблице 6.8 приведены показатели дебита и их ранги скв. № № I736 и I723.

Таблица 6.8

Показатели дебита компрессорных скважин I736 и I723

Замеры	Реальная система, скв.1736		Имитационная система скв. I723	
	показатель дебита	ранг	показатель дебита	ранг
I	I2,34	45	I2,66	46
2	6,48	8	7,82	I7
3	8,3I	25	8,24	24
4	7,23	I2	7,77	I6
5	8,52	27	8,00	2I
6	8,38	26	8,68	3I
7	9,II	38	9,48	4I
8	7,50	I5	7,86	I9
9	8,2I	23	8,I2	22
I0	8,84	33	9,06	37
II	9,00	36	8,82	32
I2	7,32	I4	7,94	20
I3	9,46	40	9,I2	39
I4	8 ,66	30	8,83	34,5
I5	8,88	34,5	8,64	29
I6	I0,2I	43	8,55	28
I7	6,24	2	6,86	II
I8	6,26	3	6,I2	I
I9	6,40	6	6,32	4
20	6,44	7	6,78	I0
2I	7,24	I3	7,84	I8
22	6,35	5	6,56	9
23	I4,46	48	I3,60	47
24	9,62	42	I0,36	44
Всего	20I,46	575,5	204,08	600,5
	8,39		8,50	

Имеем $M = 24$; $N = 24$; $R = 575,5$

$$U = MN + \frac{M(M+1)}{2} - R = 24 \cdot 24 + \frac{24(24+1)}{2} -$$

$- 575,5 = 300,5$

$$Z = \frac{U - MN/2}{\sqrt{\frac{MN(M+N+1)}{12}}} = \frac{12,5}{48,5} = 0,26$$

Соответствующее значение из таблиц работы [2] равно $Z = 2,58$, Так как значение Z меньше этого критического значения, то гипотеза H_0 об отсутствии значимого отличия не должна быть отвергнута.

В табл. 6.9–6.10 приведены показатели дебита и их ранги для каждой из пар скважин 1736–1706 и 1723–1706.

Для пары 1736–1706 имеем

$Z = 1,97$, $Z_{\text{табл.}0,01} = 2,00$

Для 1723 - 1706

$Z = 2,17$, $Z_{\text{табл.}} = 0,01 = 2,66$

Таким образом, видно, что выборки дебитов рассматриваемых скважин не отличаются между собой, т.е. эти скважины образуют одну группу.

Простейшим непараметрическим критерием, который можно использовать вместо критерия t , является критерий знаков, используемый для распознавания парных наблюдений.

Критерий знаков

Предположим, что проведено n пар измерений некоторой случайной величины. Сущность данного критерия заключается в том, что путем сравнения каждой пары рядов A и B наблюдений определяются разности между ними $A_i - B_i$, которые либо положительные, либо отрицательные, либо равны нулю.

Таблица 6.9

Показатели дебита компрессорных скважин I736 и I706

Замеры	Реальная система. скв. I736		Имитационная система, скв. I706	
	показатели дебита	ранг	показатели дебита	ранг
I	I2,34	45	I0,64	43
2	6,48	7	I3,80	7
3	8,3I	I9	9,63	39
4	7,23	8	8,20	I6,5
5	8,52	22	I0,69	44
6	8,38	20	8,06	I4,5
7	9,II	32	9,88	40
8	7,50	II	8,47	2I
9	8,2I	I8	8,00	I2,5
I0	8,8	26	9,13	33
II	9,00	30	9,33	36
I2	7,32	I0	8,54	23,5
I3	9,46	37	9,I5	34
I4	8,66	25	8,98	29
I5	8,88	27	8,96	28
I6	I0,2I	42	8,54	23,5
I7	6,24	2	5,90	I
I8	6,26	3	8,00	I2,5
I9	6,40	5	8,06	I4,5
20	6,44	6	9,17	35
2I	7,24	9	9,06	3I
22	6,35	4	8,20	I6,5
23	I4,46	48	I2,87	46
24	9,62	38	I0,00	4I
Всего	20I,46	494	22I,26	642
	8,39		9,22	

Имеем $M = 24$; $N = 24$; $R = 575,5$

$$U = MN + \frac{M(M+1)}{2} - R = 24 \cdot 24 + \frac{24\,(21+1)}{2} - 575,5 = 300,5$$

$$Z = \frac{U - MN/2}{\sqrt{\frac{MN(M+N+1)}{12}}} = \frac{12,5}{48,5} = 0,26$$

Соответствующее значение из таблиц работы [2] равно $Z = 2,58$. Так как вычисленное значение Z меньше этого критического значения, то гипотеза H_0 об отсутствии значимого отличия не должна быть отвергнута.

В табл.6.9–6.10 приведены показатели дебита и их ранги для каждой из пар скважин 1736–1706 и 1723–1706.

Для пары 1736–1706 имеем

$Z = 1,97$, $Z_{табл.\,0,01} = 2,00$

Для 1723 – 1706

$Z = 2,17$, $Z_{табл.\,0,01} = 2,66$

Таким образом, видно, что выборки дебитов рассматриваемых скважин не отличаются между собой, т.е. эти скважины образуют одну группу.

Простейшим непараметрическим критерием, который можно использовать вместо критерия t , является критерий знаков, используемый для распознавания парных наблюдений.

Критерий знаков

Предположим, что проведено n пар измерений некоторой случайной величины. Сущность данного критерия заключается в том, что путем сравнения каждой пары рядов A и B наблюдений определяются разности между ними $A_i - B_i$, которые либо положительные, либо отрицательные, либо равны нулю. Если нет нулевых разностей,

Таблица 6.10

Показатели дебита компрессорных скважин № № 1723 и 1706

Замеры	Реальная система, скв. № 1723		Имитационная система скв. № 1706	
	показатели дебита	Ранг	Показатели дебита	Ранг
1	12,66	45,0	10,64	43,0
2	7,82	8,0	13,80	48,0
3	8,24	19,0	9,63	38,0
4	7,77	7,0	8,20	17,5
5	8,00	12,5	10,69	44,0
6	8,68	25,0	8,06	14,5
7	9,48	37,0	9,88	40,0
8	7,86	10,0	8,47	20,0
9	8,12	16,0	9,78	39,0
10	9,06	30,5	9,13	33,0
11	8,82	26,0	9,33	36,0
12	7,94	11,0	8,54	21,5
13	9,12	32,0	9,15	34,0
14	8,88	27,0	9,98	29,0
15	8,64	24,0	8,96	28,0
16	8,55	23,0	8,54	21,5
17	6,86	6,0	5,90	1,0
18	6,32	2,5	8,00	12,5
19	6,32	2,5	8,06	14,5
20	6,78	5,0	9,17	35,0
21	7,84	9,0	9,06	30,5
22	6,56	4,0	8,20	17,5
23	13,60	47,0	12,87	46,0
24	10,36	42,0	10,00	41,0
Всего:	204,28	471	223,04	705
	8,51		9,29	

положительный результат распределен как биноминальная переменная с $\theta = 0{,}5$. Нулевые разности, если их немного, окажем меньше 5 % отбрасываются или поровну распределяются между положительными и отрицательными исходными данными.

Для каждой разности $A_i - B_i$ вероятность

$$P\{A_i > B_i\} = P\{A_i < B_i\} = 0{,}5$$

если $\sum\{A_i - B_i\} = 0$

Допустим, что r - число случаев реже встречающегося знака a ($n - r$) - число случаев чаще встречающегося знака.

Если выборки A и B не существенно различимы, то накопления вероятности получения меньшего числа знаков r

$$P = \sum_{i=0}^{r} \binom{n}{i} (0{,}5)^n \qquad (6.3)$$

Принадлежность выборок к одной и той же совокупности отвергается, если

$$P < \alpha/2 \quad \text{или} \quad P \geq 1 - \alpha/2 \qquad (6.4)$$

где α - уровень значимости.

Пример 2

Рассмотрим показатели дебита выше рассматриваемых скважин табл. 6.8–6.10

Для значений дебитов скважин 1736 и 1723 получено 9 плюсов и 15 минусов, т.е. $r = 9$, $n - r = 15$ (табл.6.11).

Вычислим

$$P(r<9) = P(r=0) + P(r=1) + P(r=2) + P(r=3) + P(r=4) + P(r=5) + P(r=6) + P(r=7) + P(r=8) + P(r=9) =$$

$$= \frac{24!}{1\cdot 24!}\left(\frac{1}{2}\right)^{24} + \frac{24!}{1\cdot 23!}\left(\frac{1}{2}\right)^{24} + \frac{24!}{2!\,22!}\left(\frac{1}{2}\right)^{24} + \frac{24!}{3!\,21!}\left(\frac{1}{2}\right)^{24} + \frac{24!}{4!\,20!}\left(\frac{1}{2}\right)^{24} +$$

Таблица 6.II

№ № пп	I736	I723	Знаки	№ № пп	I736	I706	Знаки	№ № пп.	I723	1706	Знаки
I	I2,34	I2,66	-	I	I2,34	I0,64	+	I	I2,66	I0,64	+
2	6,48	7,82	-	2	6,48	I3,80	-	2	7,82	I3,80	-
3	8,3I	8,24	+	3	8,3I	9,63	-	3	8,24	9,63	-
4	7,23	7,77	-	4	7,23	8,20	-	4	7,77	8,20	-
5	8,52	8,00	+	5	8,52	I0,69	-	5	8,00	I0,69	-
6	8,38	8,68	-	6	8,38	8,06	+	6	8,68	8,06	+
7	9,II	9,48	-	7	9,II	9,88	-	7	9,48	9,88	-
8	7,50	7,86	-	8	7,50	8,47	-	8	7,86	8,47	-
9	8,2I	8,I2	+	9	8,2I	8,00	+	9	8,I2	8,00	+
I0	8,84	9,06	-	I0	8,84	9,I3	-	I0	9,06	9,I3	-
II	9,00	8,82	+	II	9,00	9,33	-	II	8,82	9,33	-
I2	7,32	7,94	-	I2	7,32	8,54	-	I2	7,94	8,54	-
I3	9,46	9,I2	+	I3	9,46	9,I5	+	I3	9,I2	9,I5	-
I4	8,66	8,88	-	I4	8,66	8,98	-	I4	8,88	8,98	-
I5	8,88	8,64	+	I5	8,88	8,96	-	I5	8,64	8,96	-
I6	I0,2I	8,55	+	I6	I0,2I	8,54	+	I6	8,55	8,54	+
I7	6,24	6,86	-	I7	6,24	5,90	+	I7	6,86	5,90	+
I8	6,26	6,I2	+	I8	6,26	8,00	-	I8	6,I2	8,00	-
I9	6,40	6,32	+	I9	6,40	8,06	-	I9	6,32	8,06	-
20	6,44	6,78	-	20	6,44	9,I7	-	20	6,78	9,I7	-
2I	7,24	7,84	-	2I	7,24	9,06	-	2I	7,84	9,06	-
22	6,35	6,56	-	22	6,35	8,20	-	22	6,56	8,20	-
23	I4,46	I5,60	-	23	I4,46	I2,87	+	23	I5,60	I2,87	+
24	9,62	I0,36	-	24	9,62	I0,00	-	24	I0,36	I0,00	+

$r = 9$ $\quad r = 7$ $\quad r = 7$

$n - r = 15$ $\quad n - r = 17$ $\quad n - r = 17$

$$+\frac{24!}{5!19!}\left(\frac{1}{2}\right)^{24}+\frac{24!}{6!18!}\left(\frac{1}{2}\right)^{24}+\frac{24!}{7!17!}\left(\frac{1}{2}\right)^{24}+\frac{24!}{8!16!}\left(\frac{1}{2}\right)^{24}+$$

$$+\frac{24!}{9!15!}\left(\frac{1}{2}\right)^{24}=0,153$$

Если выбрать уровень значимости α =0,05 , $\frac{\alpha}{2}=0,025$ Так как 0,153 > 0,025 , рассматриваемые дебиты по величине не различимы.

Для скважин I736 и I706

$$P=\sum_{i=0}^{7}\left(\frac{n}{i}\right)\left(\frac{1}{2}\right)^{24}=0,032$$

В [2] приведены таблицы, характеризующие число плюсов, необходимое для того, чтобы отвергнуть принадлежность скважин к одной группе. Следовательно, вновь убеждаемся в том, что рассматриваемые компрессорные скважины образуют одну группу.

Рассмотрим критерий Розенбаума Q , состоящий в сравнении двух ранжированных рядов наблюдений, для которых подсчитывается число наблюдений S первого ряда, большее максимальной величины второго ряда, и число наблюдений K второго ряда, меньшее минимальной величины первого ряда. По значениям S и K находится

$$Q=S+K \qquad (6.5)$$

Полученное значение Q сравнивается с $Q_{табл.}$, которое определяется в зависимости от числа членов n_1 и n_2 в выборках для уровней значимости 0,05 и 0,01 из таблиц (I.I-I.2) приложения.

Пример 3

Определим, существует ли различие в значениях дебита компрессорных скважин №№ I723, I736, I706 и I723, I706.

Составим ранжированные ряды дебитов этих скважин табл.6.12

Таблица 6.I2

№ № пп.	скв. I706	скв. I736	№ № пп.	скв. I723	скв. I736	№ № пп.	скв. I723	скв. I706
I	5,90	6,24	I	6,I2	6,24	I	6,I2	5,90
2	8,00	6,26	2	6,32	6,26	2	6,32	8,00
3	8,00	6,35	3	6,56	6,35	3	6,56	8,00
4	8,06	6,40	4	6,78	6,40	4	6,78	8,06
5	8,06	6,44	5	6,86	6,44	5	6,86	8,06
6	8,20	6,48	6	7,77	6,48	6	7,77	8,20
7	8,20	7,23	7	7,82	7,23	7	7,82	8,20
8	8,47	7,24	8	7,84	7,24	8	7,84	8,47
9	8,54	7,32	9	7,86	7,32	9	7,86	8,54
I0	8,54	7,50	I0	7,94	7,50	I0	7,94	8,54
II	8,96	8,2I	II	8,00	8,2I	II	8,00	8,96
I2	8,98	8,3I	I2	8,I2	8,3I	I2	8,I2	8,98
I3	9,06	8,38	I3	8,24	8,38	I3	8,24	9,06
I4	9.I3	8,52	I4	8,55	8,52	I4	8,55	9,I3
I5	9,I5	8,66	I5	8,64	8,66	I5	8,64	9,I5
I6	9,I7	8,84	I6	8,68	8,84	I6	8,68	9,I7
I7	9,33	8,88	I7	8,82	8,88	I7	8,82	9,33
I8	9,63	9,00	I8	8,88	9,00	I8	8,88	9,63
I9	9,88	9,II	I9	9,06	9,II	I9	9,06	9,88
20	I0,00	9,46	20	9,I2	9,46	20	9,I2	I0,00
2I	I0,64	9,62	2I	9,48	9,62	2I	9,48	I0,64
22	I0,69	I0,2I	22	I0,36	I0,2I	22	I0,36	I0,69
23	I2,87	I2,34	23	I2,66	I2,34	23	I2,66	I2,87
24	I3,80	I4,46	24	I5,60	I4,46	24	I5,60	I3,80

$S=I$ $K=I$, $Q=2$ $S=I$ $K=0$ $Q=I$ $S=I$ $K=I$ $Q=2$

Для значений дебита скважин 1723, 1736 δ = 1, К=0 и φ =1. Согласно таблице I.I приложения для $n_1 = n_2 = 24$ табличное значение $\varphi_{табл.}$=7 при уровне значимости 0,01. Так как $\varphi < \varphi_{табл.}$ можно с вероятностью 0,99 утверждать об отсутствии разницы в средних значениях дебита данных компрессорных скважин, т.е. они принадлежат к одной группе.

Анализ технологических режимов рассматриваемых скважин показал, что по основным показателям эксплуатации : процент обводненности, длина подъемника, диаметр штуцера, газовый фактор - рассматриваемые скважины группируются таким же образом. При этом в первую группу вошли скважины с диапазоном изменения перечисленных факторов : процент обводненности - 85-90 % (до 90 %), длина подъемника - I ряда 250-300 м, II- ряда 1450-1550 м; диаметр штуцера - 24 мм, газовый фактор 80-90 м^3/т. Во вторую группу вошли с диапазоном изменения : процент обводненности - 94-96 % (свыше 90 %), длина подъемника - I ряда 480-540 м , II ряда - 1960-2000 м, диаметр штуцера - 25 мм, газовый фактор - 140-146 м^3/т.

В третью группу вошла скважина № 1669, продуцирующая эмульсионную нефть. Длина подъемника составила : I ряда - 400 м , II ряда - 1800 м, диаметр штуцера 24 мм, газовый фактор - 65 м^3/т.

Оценку необходимого времени непрерывных измерений технологических параметров, обеспечивающих определенную точность среднесуточных показателей проведем методом выборочных частот. Проиллюстрируем методику на примере расхода газа для скважины 1736 (табл. 6.I). С этой целью

I. По всей выборке 30 минутных замеров определяется средний дебит газа $\bar{q}_{ср}$ = 45,I м^3/час.

2. Область изменения текущего дебита разделяется на интервалы от точки $q_{ср}$ так, чтобы относительная величина интервала $\frac{\Delta q}{q_{ср}}$ составляла заданный процент погрешности. В данном случае интервал Δq выберем равным $\pm$ 0,9 м^3/час, что составляет 2 % погрешности : $2\Delta q$ = I,8 м^3/час, т.е. 4 % погрешности и т.д.

3. Определяется количество точек исходной выборки, попавших соответственно в следующие области :

n_1 – число точек в интервале ($q_{ср} - \Delta q$; $q_{ср} + \Delta q$)

n_2 – –"– –"– ($q_{ср} - 2\Delta q$; $q_{ср} + 2\Delta q$)

.....

n_i – число точек в интервале ($q_{ср} - i\Delta q$; $q_{ср} + i\Delta q$)

Для скважины I736 в первый интервал (44,2–46) попадает 23 точки, в следующий интервал (43,3–46,9) – 32 точки и т.д.

4. Подсчитывается вероятность оценки среднего значения дебита данной скважины с погрешностью, не превышающей $\frac{i\Delta q}{q_{ср}}$, что составляет $\frac{n_i}{N_1}$, где N_1 – общее число замеров в данном случае N_1 = 48.

Следовательно, для интервала (44,2–46) эта вероятность не превышает $\frac{23}{48} \approx 48\ \%$ и т.д. Заносим эти значения в таблицу 6.I3.

5. Предположим теперь, что непрерывный замер производится в течении одного часа. Обозначим выборку исходных данных через $q_i^{(1)}$, а предполагаемые часовые замеры через $q_i^{(2)}$.

Таблица 6.13

№ № пп.	% погрешности	Интервалы изменения дебита	Кол-во точек попавших в данный интервал	Вероятность оценки дебита,%
I	2	44,2–46,0	23	48
2	4	43,3–46,9	32	67
3	6	42,4–47,8	32	67
4	8	4I,5–48,7	35	73
5	I0	40,6–49,6	37	77
6	I2	39,7–50,5	45	94
7	I4	38,8–5I,4	45	94
8	I6	37,9–52,3	46	96
9	I8	37,0–53,2	46	96
I0	20	36,1–54,I	46	96
II	22	35,2–55,0	47	98
I2	24	34,3–55,9	48	I00

Тогда в зависимости от момента времени, с которого начинался бы часовой замер, возможны следующие значения

$$q_1^{(2)} = \frac{q_1^{(1)} + q_2^{(1)}}{2} = \frac{46,0+44,0}{2} = 45,0$$

$$q_2^{(2)} = \frac{q_2^{(1)} + q_3^{(1)}}{2} = \frac{44,0+46,0}{2} = 45,0$$

.. ..

.. ..

$$q_{N_1-1}^{(2)} = \frac{q_{N_1-1}^{(1)} + q_{N_1}^{(1)}}{2} = \frac{46,0+46,0}{2} = 46,0$$

Очевидно, что объем выборки в этом случае равен $N_2 = N_1 - 1$ Для полученных таким образом значений часовых замеров дебитов может быть проведен аналогичный анализ. Результаты его сведены в таблицу 6.14 и вообще, для любого интервала времени, кратного 30 мин - Δt = К х 0,5 (час), могут быть смоделированы данные соответствующих замеров в объеме $N_к = N_{к-1} - 1$.

Окончательный результат для технологических параметров всех скважин представлен в таблице 6.15.

Таблица 6.14

№ № пп	Процент погрешности	Интервалы изменения дебита	Количество точек, попавших в данный интервал	Вероятность оценки дебита, %
1	2	44,2-46	27	57
2	4	43,3-46,9	29	62
3	6	42,4-47,8	34	72
4	8	41,5-48,7	38	81
5	10	40,6-49,6	40	85
6	12	39,7-50,5	45	96
7	14	38,8-51,4	46	98
8	16	37,9-52,3	46	98
9	18	37,0-53,2	47	100

Таблица 6.15

t зам., час	Относительная погрешность, (%)		
	$Q_н$	$P_{раб}$	$Q_г$
3	14	3	8
4	12	2	7
5	11	1	6
6	10	1	5

IУ. В процессе преобразования наших знаний о системе в её математическую модель, мы должны :

I. Определить назначение модели.

2. Определить, какие компоненты должны быть включены в состав модели.

3. Выявление из большого числа действующих факторов тех, которые в наибольшей степени влияют на общее поведение системы.

4. Выявить зависимость между двумя или несколькими действующими факторами.

Этот список нельзя считать исчерпывающим : в нем перечислены некоторые наиболее распространенные цели моделирования.

Примем дебит компрессорных скважин за отклик системы, а такие значения, как устьевое давление, рабочее давление и количество закачиваемого агента за входные компоненты системы.

Таким образом, в дальнейшем будем рассматривать зависимость :

$$Q_н = f(P_у, P_{раб.}, Q_г) \qquad (6.6)$$

Качественное влияние рассматриваемых компонент (факторов) на показатели дебита компрессорных скважин может быть установлено с помощью факторного анализа (дисперсионного анализа), который позволяет одновременно оценить влияние каждого отдельного фактора, всех факторов и их различных взаимодействий на результативный признак (дебит).

Таким образом, факторный анализ является начальной стадией статистического исследования и позволяет ответить на вопрос, существуют ли связь между анализируемыми параметрами.

Дисперсионный анализ для варианта с незаполненными клетками таблицы

Определим, какие факторы должны быть включены в зависимость вида (6.6) для получения модели, иначе говоря, выявим факторы, в наибольшей степени влияющие на дебит компрессорных скважин.

Приведем расчеты дисперсионного анализа для варианта с незаполненными клетками на конкретном примере.

Пример 1

Исследуется влияние рабочего ($P_{раб}$) и устьевого ($P_у$) давлений, а также расхода закачиваемого агента $Q_г$ на дебит компрессорных скважин (табл. 6.I–6.8).

Для рабочего давления примем следующие три уровня : $P_{раб}I$ = 28,4 ÷ 35,6 кг/см^2, $P_{раб.2}$= 35,6 – 42,8 кг/см^2 и $P_{раб\ 3} > 42,8$ кг/см^2, для устьевого давления – $P_{у\ I}$= I,2 ÷ 7,7 $\frac{кг}{см^2}$, $P_{у\ 2}$ = 7,7 ÷ I,42 $\frac{кг}{см^2}$ и $P_{у\ 3} > I4,2\ \frac{кг}{см^2}$

для расхода закачиваемого агента – $Q_{г\ I}$ = 23,2 ÷ 35,4 м^3/час, $Q_{г\ 2}$ = 35,4 ÷ 47,6 м^3/час и $Q_{г\ 3} > 47,6$ м^3/час.

Составим таблицу 7.I6, где в каждой клетке для различных уровней изменения перечисленных факторов, записываются дебиты, соответствующие этим уровням.

По каждой клетке таблицы 7.I6 рассчитываются следующие показатели и среднее значение результативного признака по формуле

$$\bar{y} = \frac{1}{m}\sum_{1}^{m} y_i \qquad (6.7)$$

параметр

$$z_j = \frac{1}{m}\left(\sum_{1}^{m} y_i\right)^2 \qquad (6.8)$$

где m – число результатов в клетке.

По вычислениям составляется таблица 6.17, каждая клетка которой заполняется по форме :

m	y
$\sum_{1}^{m} y_i$	z_j

Из таблицы 6.17 формируются три таблицы 7.20 – 7.22, учитывающие влияние на результативный признак (дебит) двух параметров, а третий параметр при этом фиксируется.

В таблице 6.17 учитывается предполагаемое влияние на дебит рабочего и устьевого давления и расхода закачиваемого агента.

В табл.6.18 учитывается влияние рабочего давления и устьевого давления. В таблице 6.19 – устьевого давления и расхода закачиваемого агента, в 6.20 – рабочего давления и расхода закачиваемого агента. Для каждой из таблиц формируются соответственно таблицы 6.21–6.23, учитывающие соответственно влияние расхода закачиваемого агента, устьевого и рабочего давлений в отдельности.

Для каждой таблицы вычисляем факториальную G_1^2 и остаточную G_0^2 дисперсии по формуле :

$$G_1^2 = \frac{1}{g-1}\left[\sum_{1}^{g} z_j - \frac{1}{N}\left(\sum_{1}^{N} y_i\right)^2\right], \qquad (6.9)$$

$$G_0^2 = \frac{1}{N-g}\left[\sum_{1}^{N} y_i^2 - \sum_{1}^{g} z_j\right] \qquad (6.10)$$

$$\theta = G_1^2 / G_0^2 \qquad (6.11)$$

$$f_1 = g-1\,, \quad f_2 = N-g \qquad (6.12)$$

где g – число заполненных клеток таблицы ; N – число результативных признаков (дебита).

Таблица 7.16

P_y	$P_{рад.}$								
	$P_{рад.1}$			$P_{рад.2}$			$P_{рад.3}$		
	28,4 – 35,6			35,6 – 42,8			≥ 42,8		
	Q_{r1}			Q_{r2}			Q_{r3}		
	28,2 – 35,4	35,4–47,6	≥47,6	28,2–35,4	35,4–47,6	≥47,6	28,2–35,4	35,4–47,6	≥47,6
P_{y1} 1,2–7,7	4,85	7,15	11,78	4,00 6,66	6,15 8,31	12,05 13,10	6,90	9,13 12,24	21,78
	4,80	4,50	9,86	4,90 6,15	6,17 8,42	12,50 12,00	7,35	10,46 11,11	21,30
	5,10	6,86	8,50	5,54 6,12	6,57 8,24	10,45 12,55	7,12	10,52	22,80
	4,45	6,12	10,20	5,92 6,00	7,49 7,25	11,00 13,60	6,00	9,90	20,55
	4,54	6,32	8,46	6,86 6,24	8,06 7,84	11,82 12,72	6,12	8,95	20,00
	4,50	5,55	6,48	6,74 6,65	7,82 10,65	12,25 12,87	6,78	10,00	23,23
	4,60	6,32	5,00	6,24 6,30	8,24 10,34	15,40	6,65	9,51	18,60
	4,73	7,24	9,11	5,90 6,44	7,77 9,38	15,24	6,94	9,76	24,25
	4,60	6,35	9,24	5,75 6,67	8,00 10,41	12,18	7,20	10,47	20,32
	4,12	6,40	7,94	6,82 6,93	6,38 10,50	12,70	6,55	9,54	16,12
	4,06	6,44	9,12	5,00 5,61	9,48 10,64	14,50	6,31	10,51	15,48
	3,61		8,88	4,90 4,97	7,25 9,38	17,55	6,12	10,18	
	4,33		8,34	5,20 4,33	6,12 8,38	18,50	6,21	11,52	
	4,24		8,55	5,60 4,18	9,05	18,50	5,44	11,55	
	6,56			5,93 4,21	8,22	15,24	4,93	11,81	
	5,94			5,35 4,65	7,34	15,00	4,66	12,27	
	6,34			6,00 4,17	6,56	13,48	4,85	11,97	
	4,55			5,44 3,94	6,81	16,70	7,25	11,51	
	5,12			5,82 4,35	6,94	17,24	8,20	10,76	
	4,31			5,95 6,71	6,73	18,52	8,40	11,85	
	4,50			6,31 6,34	8,14	15,10	8,45	12,79	
				6,12 6,11	11,12	19,85		12,78	
				6,77 6,35	10,36	16,05		15,36	
				5,90 5,00	8,94	17,00		14,22	
P_{y2} 7,7–14,2		6,72 6,55	7,00		6,78	10,84	5,90	10,60 9,63	25,26
		6,93 6,16	7,11		10,21	10,32	10,52	10,54 10,33	29,50
		6,16 6,95	7,15		9,52	10,21		10,65 10,21	30,12
		6,00 7,11	7,25		8,31	11,11		9,66 9,78	27,78
		6,24 6,76	8,32		6,26	11,00		9,80 9,67	12,28
		6,80 6,98	9,11		9,58			10,59 10,32	13,77
		7,05 6,55			8,84			13,80 11,31	
		7,00 6,31			6,48			10,65 13,54	
		6,20 6,28			10,91			8,20 12,25	
		8,05 6,30			12,34			10,64 15,46	
		7,93 6,32			8,21			10,11 13,84	
		7,20 6,25			7,23			10,68 12,34	
		7,17 6,48			6,24			11,56 12,56	
		7,91			7,50			10,14 12,21	
		7,15			7,32			9,63 10,17	
		7,54			9,46			8,88 8,88	
		5,32			8,55			10,21 11,00	
		7,00			10,55			13,87 14,46	
P_y 14,2		5,26	9,13					9,05	
		6,71	8,78					9,78	
		8,65	8,94					11,76	
		7,94	8,18						
		5,08	8,86						

Таблица 6.I7

P_y	$P_{раб\ 1}$						$P_{раб\ 2}$						$P_{раб\ 3}$					
	$Q_{т\ 1}$		$Q_{т\ 2}$		$Q_{т\ 3}$		$Q_{т\ 1}$		$Q_{т\ 2}$		$Q_{т\ 3}$		$Q_{т\ 1}$		$Q_{т\ 2}$		$Q_{т\ 3}$	
	2I	4,75	II	6,29	I4	8,70	48	5,72	37	8,35	30	I4,77	2I	6,59	26	6,59	II	20,43
P_{y1}	99,8	474,7	69,2	435,9	I2I,7	I059	274,7	I572,I	308,9	2578,5	443,2	6546,6	I38,4	I2,9	I38,4	I2,9	224,7	459I,23
			3I	6,82	6	7,65			I8	8,59	5	I0,7I	2	I2,2I	36	II,I0	6	23,I3
P_{y2}			2II,5	I443	45,9	552			I54,6	I328	53,5	573,7	24,4	298,2	398,5	544,I	I39	32II
			5	I7,32	5	8,78									3	I0,20		
P_{y3}			34,6	240	43,9	385									30,6	3I2		

$\sum_m = 306$ $\sum Z_j = 35955,7$

Таблица 6.I8

P_y	$P_{раб}$ I		$P_{раб}$ 2		$P_{раб}$ 3	
P_{yI}	46	6,32	II5	8,93	58	II,29
	29I	I8,89	I027	9I67	655	739,2
P_{y2}	37	6,96	23	9,05	44	I2,76
	257	I79I	208	I884	562	7I7I
P_{y3}	I0	7,8			3	I0,20
	78,5	6I7			30,6	3I2

$\sum_m$ =336 $\sum z_j$ = 30I73,6

Таблица 6.I9

	$Q_{гI}$		$Q_{г2}$		$Q_{г3}$	
	90	5,7	74	9,05	55	I4,36
	5I3	2924	670	606I	790	II3,37
	2	I2,2I	85	8,99	I7	I4,02
	24,4	298,2	764,6	6876	238,3	384I
			8	8,I5	5	8,78
			65,2	532,2	43,9I	385,6

$\sum_m$ =336 $\sum z_j$ =5I757

Таблица 6.20

$P_{раб\ 1}$						$P_{раб\ 2}$						$P_{раб\ 3}$					
$Q_{г1}$		$Q_{г2}$		$Q_{г3}$		$Q_{г1}$		$Q_{г2}$		$Q_{г3}$		$Q_{г1}$		$Q_{г2}$		$Q_{г3}$	
2I	4,75	47	6,7I	25	8,46	48	5,72	55	8,43	35	I4,I9	23	7,08	65	II,09	I7	2I,38
99,8	474,7	3I5,4	2II6	2II,6	I79I	274,7	I57,22	463,7	3909	496,7	7050	I62,9	II53	720,7	7990	363,5	7774

$\sum_m$ = 336 $\sum Z_j$ = 33831,2

Таблица 6.2I

$Q_{г1}$		$Q_{г2}$		$Q_{г3}$	
92	5,84	I67	8,98	77	I3,92
537,4	3I39	I499	I3465	IC72	I492I

$\sum_m$ =336 $\sum Z_j$ =3I525,5

Таблица 6.22

$P_{у1}$		$P_{у2}$		$P_{у3}$	
2I9	9,00	I04	9,88	I3	8,40
I972	I7764	I027	I0I48	I09,I	9I6,6

$\sum_m$ =336 $\sum Z_j$ =28828,4

Таблица 6.23

$P_{раб1}$		$P_{раб2}$		$P_{раб3}$	
93	6,74	I38	8,95	I05	II,88
626,8	4225	I235	II05I	I247	I48I2

$\sum_m$ = 336 $\sum Z_j$ =38097,8

Таблица 6.24

Расчет влияния факторов и их взаимодействий на дебит компрессорных скважин

Факторы и их взаимодействие	$\sum_1^g z_j$	$\frac{1}{N}\left(\sum_1^N y_i\right)^2$	$\sum_1^N y_i^2$	$\sum_1^g z_j - \frac{1}{N}\left(\sum_1^N y_i\right)^2$	$\sum_1^N y_i^2 - \sum_1^g z_j$	$f_1 = g-1$	$f_2 = N-g$	σ_1^2	σ_0^2	θ	При $F_{0,05}$
P_y	28628,4			63,5	5661,2	2	334	31,75	16,95	1,87	3,00
$P_{заб}$	30087,8			1322,9	4401,8	2	334	661,45	13,18	50,18	3,00
$Q_г$	31525,5			2760,	2964,1	2	334	1380,5	8,87	155,61	3,00
$P_y Q_г$	31756,9	28764,9	34489,6	2992,0	2732,7	7	329	427,44	8,30	51,50	2,10
$P_y P_{раз}$	30173,6			1408,7	4316,0	7	329	201,24	13,12	15,34	2,10
$P_{раз} Q_г$	33851,2			5066,3	658,4	8	328	633,29	2,01	315,06	2,10
$P_y P_{раз} Q_г$	33995,7			5230,8	493,9	18	318	290,6	1,55	187,48	1,65

Полученное значение θ при соответствующих f_1 и f_2 сравнивается с табличным F при уровне значимости 0,05 табл.2.2 Приложения. Если $\theta > F$, то это свидетельствует о влиянии факторов или их взаимодействий на данный показатель, в противном случае – об отсутствии связи. Результаты расчетов сведены в таблицу 6.22.

Из таблицы 6.22 следует, что существенное влияние на дебит компрессорных скважин оказывают сочетание факторов $P_{раб}$, $Q_г$, $P_у P_{раб}$, $Q_г$, факторы $Q_г$, $P_{раб}$, сочетание $P_у Q_г$. В меньшей степени влияют сочетание $P_у P_{раб}$, влияние фактора $P_у$ не выявлено.

Таким образом, нами показано, что в зависимости (6.6) входные факторы взаимно независимы, результативный признак (дебит) распределен по нормальному закону. Наиболее влияющими факторами являются $P_{раб}$, $Q_г$ и их взаимодействие, а также сочетание $P_у P_{раб}$, $Q_г$.

После того, как мы определили (по меньшей мере качественно) какие факторы влияют на результативный признак (дебит) приступим к построению самой модели.

Следует отметить, что в качестве входных факторов мы рассмотрели далеко не полный список компонент.

Это объясняется тем, что при построении любой модели экспериментатор должен варьировать легкодоступными параметрами, каковыми являются, в нашем случае, устьевые информации компрессорных скважин.

Для построения математической модели, с целью прогнозирования дебита компрессорных скважин, в основу обработки бралась зависимость вида (6.6). Для обработки был применен перспективный метод МГУА (метод группового учета аргументов), позволяющий определить для заданного множества переменных единственную модель оптимальной сложности.

Данный метод предполагает разделение исходной выборки на обучающую и проверочную последовательности, где уточняются число членов и степени уравнений регрессии.

Это разделение выполняется следующим образом.

I. Определяется квадрат средневзвешенного по всем входным переменным расстояния от каждого узла интерполяции (экспериментальная точка) до некоторой и центральной точки выборки исходных данных :

$$P_j^2 = \sum_{i=1}^{n} \left[\frac{(x_{ij} - \bar{x}_i)^2}{\sum_{j}^{m} (x_{ij} - \bar{x}_i)^2} \right],$$

$$\bar{x}_i = \frac{1}{m} \sum_{j=1}^{m} x_{ij} \qquad (3.13)$$

где m -- число узлов интерполяции в выборке исходных данных ;

x_{ij} - численное значение переменной в j -ом узле интерполяции;

$\bar{x}_i$ - среднее значение i -й переменной.

2. Узлы интерполяции ранжируются по параметру P_j^2 так, чтобы в новой нумерации

$$P_j^2 \geq P_{j+1}^2 \quad (j = 1, 2, \ldots)$$

3. Точки с нечетными индексами образуют обучающую последовательность (множество $\mathcal{N}$), а с четными - проверочную последовательность (множество $\mathcal{N}_2$).

В зависимости от поставленной задачи (получение наиболее точной модели прогноза, идентификации уравнения объекта и т.д.) выбирается определенный критерий селекции, позволяющий в процессе перебора рядов постепенно усложняющихся моделей найти модель оптимальной сложности.

Для решения задач однократного прогнозирования случайных процессов целесообразным критерием является точность, определяе-

мая на отдельной проверочной последовательности данных (критерий регулярности).

$$\sigma_{пр}^2 = \frac{1}{N_{пр}} \sum_{i=1}^{N_{пр}} \left(y_i - y_i^* \right)^2 \qquad (6.14)$$

где $\sigma_{пр}$ – абсолютная ошибка на проверочной последовательности; y_i – значение прогноза в i-й точке по модели $i = 1, 2, \ldots N_{пр}$; y_i^* – действительное значение прогноза в той же точке ; $N_{пр}$ – число точек в проверочной последовательности.

Чем меньше ошибка, тем выше регулярность модели.

Приведем общую схему получения модели оптимальной сложности для однократного прогноза методом группового учета аргумента. Полное описание объекта $y = y(x_1, x_2, \ldots, x_n)$ заменяется несколькими рядами частных описаний.

Первый ряд селекции

$$y_1 = f(x_1, x_2),\ y_2 = f(x_1, x_3) \ldots\ y_s = f(x_{s-1}, y_{s-1})$$

Здесь $s = C_n^2$

При этом функция $f(x_i, x_k)$, называемая опорной, принимается линейной :

$$f(x_i, x_k) = a + b x_k + c x_i$$

Второй ряд селекции :

$$z = f(y_1, y_2),\ z_2 = f(y_1, y_3), \ldots,\ z_p = f(y_{s-1}, y_s)$$

где $P = C_s^2$ и т.д.

Усложнение идет дискретно. В каждом ряду добавляются новые члены или повышается степень полинома, либо то и другое вместе.

Каждое частное описание является функцией только двух переменных. Поэтому коэффициенты частных описаний легко определяются по данным обучающей последовательности при малом числе узлов интерполяции (первая операция).

Из ряда в ряд селекции пропускается некоторое число самых регулярных переменных. Далее, исключая промежуточные переменные (вторая операция), можно получить аналог полного описания. Решающим обстоятельством является то, что при увеличении сложности математической модели (например, числа членов и степени полинома) точность, определяемая на отдельной проверочной последовательности, сначала возрастает, затем начинает уменьшаться. Минимуму критерия селекции и соответствует искомая модель оптимальной сложности.

Нами был применен один из алгоритмов МГУА [3] . Расчеты велись на ЭВМ "Минск-32" на языке ФОРТРАН.

В основу обработки были взяты значения дебитов скважин № № I736, I723, I706 (по 24 замера с каждой - обучающая последовательность). Таблица 6.25. В результате была получена следующая зависимость :

$$Q_н = a_0 + P_{раб} \cdot Q_г \left(a_1 P_{раб} \cdot Q_г - a_2 \right) \qquad (6.15)$$

где коэффициенты a_i приняли следующие значения : $a_0 = 4{,}61$ $a_1 = 0{,}39 \times 10^{-5}$, $a_2 = 0{,}42 \times 10^{-2}$. Как видно из таблицы максимальная погрешность (6.15) не превосходит I0 %.

Вычислим степень идентичности данной зависимости на обучающей последовательности

$$У(Q) = \frac{\sum_{i}^{n} (Q_i^* - Q)^2}{\sum_{i}^{n} (Q_i^x - \bar{Q})^2 + \sum_{i}^{n} (Q_i^* - Q_i)^2} \qquad (6.16)$$

где Q^* - значения дебита, полученные по (6.15), $\bar{Q}$ - математическое ожидание исходного дебита, Q_i - текущие значения исходного дебита. Получим $У(Q) = 0{,}922$. Максимальная погрешность (6.15) на проверочной последовательности при этом не превысила также I0 % при мере идентичности $У(Q) = 0{,}931$, табл. 7 .26.

Как видно (6.I5) достаточно хорошо описывает изменение дебита компрессорных скважин, образующих I группу.

В табл. 6.27-6.30 указаны прогнозные значения дебита компрессорных скважин, образующих II и III группы. Сравнение с истинными значениями дает возможность установить, что максимальная погрешность при этом не превосходит максимальной погрешности на обучающей последовательности, а мера идентичности при этом возросла, $У(Q) = 0{,}988$.

Как видно структура полученной зависимости (6.I5) не содержит в себе фактора - устьевого давления, что вновь подтверждает, что данный фактор является невлияющим.

Таким образом, на основе применения вышеизложенных вероятностно-статистических методов было установлено :

I. Рассматриваемые скважины можно сгруппировать по дебитам на отдельные группы. Такое группирование хорошо согласуется с группированием по технологическим режимам данных компрессорных скважин.

2. Выявлены факторы, влияющие на дебит компрессорных скважин. При этом наиболее влияющими являются рабочее давление ($P_{раб}$), расход закачиваемого агента ($Q_г$) и их сочетание ($P_{раб}\, Q_г$).

3. Построенная зависимость достаточно хорошо описывает поведение дебита компрессорных скважин от изменения рабочего давления и расхода закачиваемого агента для всех трех групп, характеризующихся различными технологическими режимами.

Таблица 6.25

№№ скважин											
I736				I723				I706			
№№ пп	$Q_н$ исх т/сут	$Q^*_н$ т/сут	%	№№ пп	$Q_н$ исх т/сут	$Q^*_н$ т/сут	%	№№ пп	$Q_н$ исх т/сут	$Q^*_н$ т/сут	Δ %
I	I2,34	I2,29	0,4	I	I2,66	I3,I0	3,3	I	I0,64	9,72	8,6
2	6,48	6,48	0,0	2	7,82	8,50	8,0	2	I3,80	I3,00	5,8
3	8,3I	7,80	6,I	3	8,24	8,I2	2,I	3	9,63	8,83	8,3
4	7,23	6,79	6,I	4	7,77	8,42	7,7	4	8,20	8,II	I,I
5	8,52	9,00	5,3	5	8,00	8,42	5,0	5	I0,69	I0,56	I,2
6	8,38	8,50	I,4	6	8,68	8,42	3,0	6	8,06	7,86	2,5
7	9,II	8,54	6,2	7	9,48	8,64	8,8	7	9,88	9,69	I,9
8	7,50	7,II	5,2	8	7,86	8,56	8,2	8	8,47	7,74	8,6
9	8,2I	7,76	5,5	9	8,I2	8,42	3,5	9	9,78	9,08	7,I
I0	8,84	9,55	7,4	I0	9,06	8,50	6,2	I0	9,I3	8,63	5,5
II	I0,56	9,53	9,7	II	8,82	8,67	I,7	II	9,33	9,I4	2,0
I2	7,32	7,72	5,2	I2	7,94	8,74	9,I	I2	8,54	8,04	5,3
I3	9,46	9,53	0,7	I3	9,I2	8,74	4,I	I3	9,I5	9,25	I,I
I4	8,66	9,I8	5,6	I4	8,88	8,74	I,6	I4	8,98	9,68	7,2
I5	8,88	8,35	5,9	I5	8,64	8,74	I,I	I5	8,96	8,43	5,9
I6	I0,2I	I0,08	I,3	I6	8,55	8,74	2,2	I6	8,54	8,04	5,8
I7	6,24	6,I6	I,3	I7	6,86	6,56	4,4	I7	5,90	5,60	5,I
I8	6,26	6,53	4,I	I8	6,I2	6,56	6,7	I8	8,00	7,43	5,7
I9	6,40	5,89	7,9	I9	6,32	6,II	3,3	I9	8,06	7,36	2,5
20	6,44	6,89	8,5	20	6,78	6,70	I,2	20	9,I7	8,88	3,I
2I	7,24	7,04	2,7	2I	6,84	6,70	2,0	2I	9,06	9,25	2,0
22	6,35	6,42	I,I	22	6,56	6,70	2,I	22	8,20	8,II	I,I
23	I4,46	I3,57	6,I	23	I3,60	I2,29	9,6	23	I2,87	I2,05	6,4
24	9,62	9,53	0,9	24	I0,36	9,53	7,9	24	I0,00	I0,50	4,7

Таблица 6.26

№ № скважин											
I736				I723				I706			
№№ пп	$Q_{н}^{исх}$ т/сут	$Q_{н}^{*}$ т/сут	%	№№ пп	$Q_{н}^{исх}$ т/сут	$Q_{н}^{*}$ т/сут	%	№№ пп	$Q_{н}^{исх}$ т/сут	$Q_{н}^{*}$ т/сут	Δ %
25	I2,25	I2,I8	0,6	25	5,55	6,I6	9,9	25	I0,64	9,92	6,7
26	I5,46	I4,58	5,7	26	6,32	6,09	3,6	26	I2,67	II,8I	6,8
27	I3,84	I4,58	5,I	27	6,8I	6,70	I,6	27	I2,I5	II,36	6,5
28	I2,78	I2,29	3,8	28	6,94	6,46	6,9	28	I0,00	9,72	2,8
29	I5,36	I4,58	5,3	29	6,73	7,00	3,8	29	9,87	9,69	I,8
30	I0,64	II,I4	4,5	30	8,I4	7,42	8,8	30	I0,55	I0,08	4,4
3I	I0,2I	I0,36	I,4	3I	II,I2	I0,52	5,4	3I	II,93	II,36	4,8
32	I2,56	I2,29	2,I	32	II,35	I2,29	3,6	32	II,06	II,00	0,5
33	9,68	I0,53	8,I	33	8,94	8,35	6,6	33	II,52	I0,50	8,8
34	I0,9I	I0,25	6,0	34	8,3I	8,35	0,5	34	II,55	II,8I	2,2
35	I2,34	II,52	6,6	35	8,42	8,35	0,8	35	II,8I	II,45	3,0
36	I0,84	I0,08	7,0	36	8,24	8,35	I,3	36	II,25	II,58	2,8
37	I0,32	I0,08	2,3	37	7,25	7,86	7,7	37	9,85	9,25	6,I
38	II,II	II,I4	0,2	38	7,84	7,80	0,5	38	9,78	9,68	I,0
39	I4,28	I4,50	I,5	39	II,3I	I2,29	8,0	39	I0,32	I0,50	I,7
40	I3,77	I3,8I	0,3	40	I3,54	I4,64	7,5	40	II,54	II,08	4,0
4I	II,06	II,70	5,3	4I	I0,66	II,I4	4,3	4I	II,76	II,52	2,0
42	I2,2I	II,42	6,5	42	I2,79	I3,40	4,5	42	I2,I3	II,28	7,0
43	I0,I7	9,47	6,9	43	I0,34	I0,I7	I,6	43	II,97	II,28	5,7
44	II,00	I0,08	8,3	44	9,38	9,36	0,2	44	I0,43	I0,I4	2,8
45	I4,22	I3,68	3,8	45	I0,4I	I0,I7	2,3	45	II,5I	I0,56	8,2
46	I2,24	I2,40	I,3	46	I0,50	I0,I7	3,I	46	I0,74	I0,08	6,I
47	II,II	I0,I7	8,4	47	I2,72	I3,I0	2,9	47	I0,76	9,68	I0,0
48	9,68	9,35	3,4	48	I2,87	I3,I0	I,7	48	I0,58	9,68	8,5

Таблица 6.27

№№ шп	$Q_{н}^{исх}$ т/сут	$Q_{н}^{*}$ т/сут	Δ %	№№ шп	$Q_{н}^{исх}$ т/сут	$Q_{н}^{*}$ т/сут	Δ %
I	6,72	6,72	0,0	25	5,32	5,25	I,3
2	6,93	6,45	6,9	26	7,00	6,37	9,0
3	6,I6	6,62	6,9	27	6,55	6,37	2,7
4	6,00	6,50	7,7	28	6,I6	6,42	4,0
5	6,24	6,II	2,I	29	6,96	6,40	8,0
6	6,80	6,40	5,9	30	6,7I	6,7I	0,0
7	7,05	6,56	6,9	3I	8,66	8,I5	5,9
8	7,00	6,6I	5,6	32	7,94	7,96	0,2
9	8,20	7,69	6,2	33	7,00	7,30	4,3
I0	9,II	8,29	9,0	34	7,II	7,28	2,3
II	9,24	8,32	9,9	35	7,I5	7,43	3,8
I2	9,I3	8,44	7,5	36	7,25	7,58	4,3
I3	8,78	8,35	4,9	37	8,32	8,47	I,8
I4	8,94	8,32	6,9	38	7,II	7,63	6,8
I5	8,I8	8,I8	0,0	39	6,76	7,I0	4,8
I6	8,88	8,03	9,6	40	6,98	6,40	8,3
I7	8,06	7,53	6,6	4I	6,55	6,38	2,6
I8	7,93	7,20	9,2	42	6,08	6,43	5,4
I9	7,20	7,I5	0,7	43	6,3I	6,43	I,8
20	7,I7	7,2I	0,5	44	6,28	6,48	3,I
2I	7,I5	7,I7	0,3	45	6,30	6,43	2,0
22	7,2I	7,23	0,3	46	6,32	6,48	2,5
23	7,64	7,3I	5,6	47	6,25	6,43	2,8
24	5,26	5,6I	6,2	48	6,48	4,48	0,0

Таблица 6.2

№№ пп	$Q_{н}^{исх}$ т/сут	$Q_{н}^{*}$ т/сут	Δ %	№№ пп	$Q_{н}^{исх}$ т/сут	$Q_{н}^{*}$ т/сут	Δ %
I	5,88	6,25	5,9	25	6,I5	6,44	4,5
2	5,96	6,2I	4,0	26	6,67	6,8I	2,0
3	6,3I	6,76	6,6	27	6,I7	6,I9	0,3
4	6,I2	6,6I	7,4	28	6,2I	6,66	6,7
5	6,77	6,33	6,5	29	5,44	5,59	2,7
6	5,90	6,09	3,6	30	4,93	4,93	0,0
7	6,66	6,63	0,4	3I	4,33	4,23	2,3
8	6,I5	6,04	I,8	32	4,I8	4,22	0,9
9	6,I2	6,I4	0,3	33	4,2I	4,29	I,8
I0	6,00	6,I3	2,I	34	4,49	4,62	2,8
II	6,24	6,44	3,I	35	4,66	4,64	0,4
I2	6,65	6,42	3,4	36	4,85	4,57	5,8
I3	6,66	6,75	I,3	37	4,66	4,30	7,7
I4	6,94	7,05	I,5	38	4,I7	4,I7	0,0
I5	7,20	7,I8	0,3	39	3,94	4,I0	3,9
I6	6,38	6,68	4,5	40	4,35	4,I4	4,8
I7	6,44	6,74	4,4	4I	6,7I	6,I9	7,7
I8	6,87	6,73	2,0	42	7,26	7,06	2,7
I9	6,93	6,6I	4,6	43	8,20	8,07	I,6
20	6,55	6,52	0,4	44	8,40	8,50	I,2
2I	6,3I	6,48	2,6	45	8,45	8,25	2,3
22	6,I2	5,97	2,4	46	6,34	6,88	7,8
23	5,6I	5,90	4,9	47	6,II	6,46	5,4
24	4,97	5,39	7,8	48	6,35	6,I8	2,7

Таблица 6.29

№№ пп	$Q_{н}^{исх}$ т/сут	$Q_{н}^{*}$ т/сут	Δ %	№№ пп	$Q_{н}^{исх}$ т/сут	$Q_{н}^{*}$ т/сут	Δ %
I	4,85	5,32	8,8	25	4,56	4,80	5,0
2	4,80	4,70	2,I	26	5,24	5,39	2,8
3	5,I0	4,69	8,0	27	6,52	6,07	6,9
4	4,45	4,45	0,0	28	7,36	7,65	3,8
5	4,54	4,30	5,3	29	7,I2	7,42	4,0
6	4,50	4,59	I,9	30	5,I5	4,79	7,0
7	4,60	4,57	0,6	3I	5,I5	5,45	5,5
8	4,73	4,57	3,4	32	6,00	6,03	0,5
9	4,60	4,3I	6,3	33	6,00	6,I0	I,6
I0	4,I2	4,22	2,3	34	6,40	6,44	0,6
II	4,06	4,I0	I,0	35	6,75	6,48	4,0
I2	4,00	4,I3	3,I	36	6,60	6,37	3,5
I3	3,6I	3,90	7,4	37	5,93	6,32	6,2
I4	4,33	4,2I	2,8	38	6,65	6,43	3,3
I5	4,90	5,00	2,0	39	6,00	6,32	5,0
I6	5,54	5,34	3,6	40	7,00	7,37	5,0
I7	5,92	5,88	0,7	4I	7,I2	7,37	3,4
I8	6,86	6,69	2,5	42	6,78	7,05	3,8
I9	6,74	6,68	0,9	43	6,44	6,55	I,7
20	6,90	6,8I	I,3	44	4,65	4,85	6,2
2I	6,24	6,74	7,4	45	5,I2	4,77	6,8
22	5,90	6,22	5,I	46	4,3I	4,77	9,6
23	5,75	5,84	I,5	47	5,50	5,22	5,I
24	4,24	4,7I	I0,0	48	5,50	5,3I	3,4

Таблица 6.30

№ № пп	$Q_{исх}$ т/сут	$Q^{*}_{н}$ т/сут	Δ %	№ № пп	$Q_{исх}$ т/сут	$Q^{*}_{н}$ т/сут	Δ %
I	I2,80	I2,00	6,2	25	I6,70	I5,80	5,4
2	9,86	9,50	3,6	26	I7,24	I6,82	2,4
3	8,50	8,04	5,4	27	I8,52	I8,23	I,5
4	I0,46	I0,79	3,0	28	I5,I0	I3,87	8,I
5	II,00	I0,85	I,3	29	I9,85	I9,54	I,5
6	II,82	II,07	6,3	30	I6,05	I4,90	7,I
7	I2,06	I2,24	I,5	3I	20,55	20,87	I,5
8	I2,25	I2,8I	4,3	32	8,46	8,26	2,3
9	I5,43	I5,06	2,7	33	8,48	8,02	5,4
I0	I5,24	I5,45	I,3	34	8,00	7,47	6,6
II	I2,I8	I2,5I	2,6	35	20,00	I9,49	2,5
I2	II,78	II,55	I,9	36	23,23	22,06	5,0
I3	I0,20	I0,I5	0,5	37	I8,60	I7,43	6,3
I4	I2,70	I2,8I	0,8	38	I7,00	I6,I4	5,0
I5	I4,50	I4,09	2,8	39	I5,I0	I4,04	7,0
I6	I7,55	I7,06	2,8	40	23,25	2I,70	6,6
I7	2I,78	23,I3	5,8	4I	20,56	20,05	2,5
I8	2I,30	22,72	6,2	42	29,60	27,II	8,4
I9	22,60	22,72	0,3	43	30,I2	27,II	I0,0
20	I8,50	I9,I5	3,4	44	27,76	27,II	2,4
2I	I8,50	I8,96	2,4	45	20,62	20,05	2,7
22	I5,24	I4,35	5,8	46	I6,I2	I5,85	I,7
23	I5,00	I3,87	7,5	47	I5,48	I5,58	0,6
24	I8,48	I7,I0	7,I	48	I2,00	I2,50	4,0

Проверим возможность использования формулы (6.I5) для оценки среднесуточного измерения количества нефти в продукции скважины при использовании в расчетах среднесуточных значений расхода закачиваемого агента и рабочего давления в задачах оптимизации работы компрессорных скважин. Приведем пример расчета для скважины I736.

Среднесуточные значения показателей, рассчитанные по данным табл. 6.I следующие :

$Q_{н\ ср.} = 10{,}1$ (т./сут), $Q_{г\ ср.} = 45{,}18$ ($м^3$/час), $P_{раб.ср.} = 40{,}94$ $\frac{кгс}{см^2}$

По формуле (6.I5) получаем :

$$Q_{н\ ср.} = 4{,}61 + P_{раб}\, Q_г\, (0{,}39 \cdot 10^{-5}\ P_{раб}\, Q_г - 0{,}042) = 4{,}61 +$$

$$+ 40{,}94 \cdot 45{,}12\, (0{,}39 \cdot 10^{-5} \cdot 40{,}94 \cdot 45{,}12 - 0{,}0042) = 10{,}16$$

Относительная погрешность оценки равна

$$\delta = \frac{|Q_{н\ ср.} - Q^*_{н\ ср.}|}{Q_{н\ ср}} \cdot 100\ \% = \frac{10{,}8 - 9{,}81}{10{,}8} \cdot 100\ \% = 9{,}2\ \%$$

Как следует из таблицы 6.3I прогнозирующая способность формулы (6.I5) по отношению к среднесуточным измерениям количества нефти вполне приемлемая (погрешность не превышает 6 % по всем скважинам).

Оценим чувствительность (величину возможной ошибки) формулы (6.I5) в зависимости от точности измерений входных параметров.

С этой целью продифференцируем выражение (6.I5) по каждому из переменных и запишем величину полного дифференциала

$$dQ_н = (2 \cdot 0{,}39 \cdot 10^{-5}\ P Q^2 - 0{,}0042\ Q)\ d P_{раб} +$$
$$+ (2 \cdot 0{,}39 \cdot 10^{-5}\ P^2 Q - 0{,}0042\ P)\ d Q_г \qquad (6.17)$$

Таблица 6.3I

I723

$Q_н$ ср.	$Q_г$ ср.	$P_{раб.ср.}$	$Q_н$	Δ %
8,98	45,04	37,I3	8,49	5,4

I706

$Q_{н.ср.}$	$Q_г$ ср.	$P_{раб.ср.}$	$Q_н$	Δ %
I0,22	39,46	45,43	9,6I	6,0

I736

$Q_{н.ср.}$	$Q_г$ ср.	$P_{раб\ ср.}$	$Q_н$	Δ %
I0,I9	45,I2	40,94	I0,I6	0,3

I655

$Q_{н.ср.}$	$Q_г$ ср.	$P_{раб.ср.}$	$Q_н$	Δ %
7,I8	43,97	33,92	7,02	2,2

I660

$Q_н$ ср.	$Q_г$ ср.	$P_{раб.ср.}$	$Q_н$	Δ %
6,02	32,79	4I,87	6,I9	2,7

I7I7

$Q_н$ ср.	$Q_г$ ср.	$P_{раб.ср.}$	$Q_н$	Δ %
5,54	33,23	37,36	5,4I	2,3

I669

$Q_н$ ср.	$Q_г$ ср.	$P_{раб.ср.}$	$Q_н$	Δ %
I6,44	56,23	40,05	I5,54	5,5

Преобразуем выражение (6.17) следующим образом

$$\frac{dQ_н}{Q_н} = \frac{(2\cdot 0{,}39\cdot 10^{-5}\, P_{раб}\, Q_г^2 - 0{,}0042\, Q_г\, P_{раб}}{4{,}61 + P_{раб} Q_г (0{,}39\cdot 10^{-5} P_{раб} Q_г - 0{,}0042)} \frac{dP_{раб}}{P_{раб}}$$

$$+ \frac{(2\cdot 0{,}39\cdot 10^{-5} P_{раб}\, Q_г - 0{,}0042)\; Q_г}{4{,}61 + P_{раб}\, Q_г (0{,}39\cdot 10^{-5} P_{раб}\, Q_г - 0{,}0042)} \frac{dQ_г}{Q_г}$$

$$= \frac{(2\cdot 0{,}39\cdot 10^{-5} P\, Q - 0{,}0042)\, P\, Q}{4{,}61 + (0{,}39\cdot 10^{-5} P\, Q - 0{,}0042)\, PQ} \left(\frac{dP}{P} + \frac{dQ}{Q} \right)$$

Подставляя вместо $P_{раб}$, $Q_г$ их средние значения получим оценку для относительной погрешности $\delta_н$ измерения количества нефти, в зависимости от величин $\delta_{раб}$ и $\delta_г$. Так для скважины 1736 имеем :

$$\delta_н \leq 1{,}84 \left(\delta_{раб} + \delta_г \right) \qquad (6.18)$$

Таким образом результаты расчетов, приведенных в табл.6.15-6.37 (этапы II, III) совместно с выражениями (6.18) могут служить для полной оценки точности замеряемых и прогнозируемых параметров.

ПРИЛОЖЕНИЕ

Приложение. Таблица I.I.

n_2	n_1															
	II	I2	I3	I4	I5	I6	I7	I8	I9	20	2I	22	23	24	25	26
	P = 0,05															
II	6															
I2	6	6														
I3	6	6	6													
I4	7	7	6	6												
I5	7	7	6	6	6											
I6	7	7	7	7	6	6										
I7	7	7	7	7	7	7	7									
I8	7	7	7	7	7	7	7	7								
I9	7	7	7	7	7	7	7	7	7							
20	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7						
2I	8	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7					
22	8	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7				
23	8	8	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7			
24	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	7	7	7	7		
25	8	8	8	8	8	8	8	8	8	7	7	7	7	7	7	
26	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	7	7	7	7	7	7

Приложение.

Таблица I.2.

n_2	n_1															
	II	I2	I3	I4	I5	I6	I7	I8	I9	20	2I	22	23	24	25	26
	P = 0,05															
II	9															
I2	9	9														
I3	9	9	9													
I4	9	9	9	9												
I5	9	9	9	9	9											
I6	9	9	9	9	9	9										
I7	I0	9	9	9	9	9	9									
I8	I0	I0	9	9	9	9	9	9								
I9	I0	I0	I0	9	9	9	9	9	9							
20	I0	I0	I0	I0	9	9	9	9	9	9						
2I	II	I0	I0	I0	9	9	9	9	9	9	9					
22	II	II	I0	I0	I0	9	9	9	9	9	9	9				
23	II	II	I0	I0	I0	I0	9	9	9	9	9	9	9			
24	I2	II	II	I0	I0	I0	I0	9	9	9	9	9	9	9		
25	I2	II	II	I0	I0	I0	I0	I0	9	9	9	9	9	9	9	
26	I2	I2	II	II	I0	I0	I0	I0	I0	9	9	9	9	9	9	9

Приложение.

Таблица 2.I.

f_2 \ f_1	Уровень значимости 0,0I									
	I	2	3	4	5	6	8	I2	24	
I	4052	4999	5403	5625	5764	5859	5981	6106	6234	6366
2	98,5	99,0	99,2	99,3	99,3	99,4	99,3	99,4	99,5	99,5
3	34,I	30,8	29,5	28,7	28,2	27,9	27,5	27,I	26,6	26,I
4	2I,2	I8,0	I6,7	I6,0	I5,5	I5,2	I4,8	I4,4	I3,9	I3,5
5	I6,3	I3,3	I2,I	II,4	II,0	I0,7	I0,3	9,9	9,5	9,0
6	I3,7	I0,9	9,8	9,2	8,8	8,5	8,I	7,7	7,3	6,9
7	I2,3	9,6	8,5	7,9	7,5	7,2	6,8	6,5	6,I	5,7
8	II,3	8,7	7,6	7,0	6,6	6,4	6,0	5,7	5,3	4,9
9	I0,6	8,0	7,0	6,4	6,I	5,8	5,5	5,I	4,7	4,3
I0	I0,0	7,6	6,6	6,0	5,6	5,4	5,I	4,7	4,3	3,9
II	9,7	7,2	6,2	5,7	5,3	5,I	4,7	4,4	4,0	3,5
I2	9,3	6,9	6,0	5,4	5,I	4,8	4,5	4,2	3,8	3,4
I3	9,I	6,7	5,7	5,2	4,9	4,6	4,3	4,0	3,6	3,2
I4	8,9	6,5	5,6	5,0	4,7	4,5	4,I	3,8	3,4	3,0
I5	8,7	6,4	5,4	4,9	4,6	4,3	4,0	3,7	3,3	2,9
I6	8,5	6,2	5,3	4,8	4,4	4,2	3,9	3,6	3,2	2,8
I7	8,4	6,I	5,2	4,7	4,3	4,I	3,8	3,5	3,I	2,7
I8	8,3	6,0	5,I	4,6	4,3	4,0	3,7	3,4	3,0	2,6
I9	8,2	5,9	5,0	4,5	4,2	3,9	3,6	3,3	2,9	2,4
20	8,I	5,9	4,9	4,4	4,I	3,9	3,6	3,2	2,9	2,4
22	7,9	5,7	4,8	4,3	4,0	3,8	3,5	3,I	2,8	2,3
24	7,8	5,6	4,7	4,2	3,9	3,7	3,3	3,0	2,7	2,2
26	7,7	5,5	4,6	4,I	3,8	3,6	3,3	3,0	2,6	2,I
28	7,6	5,5	4,6	4,I	3,8	3,5	3,2	2,9	2,5	2,I
30	7,6	5,4	4,5	4,0	3,7	3,5	3,2	2,8	2,5	2,0
40	7,3	5,2	4,3	3,8	3,5	3,3	3,0	2,7	2,3	I,8
60	7,I	5,0	4,I	3,7	3,3	3,I	2,8	2,5	2,I	I,6
I20	6,9	4,8	4,0	3,5	3,2	3,0	2,7	2,3	2,0	I,4
	6,6	4,6	3,8	3,3	3,0	2,8	2,5	2,2	I,8	I,0

Приложение.

Таблица 2.2.

f_2 \ f_1	Уровень значимости 0,05								
	1	2	3	4	5	6	12	24	
1	164,4	199,5	215,7	224,6	230,2	234,0	244,9	249,0	254,3
2	18,5	19,2	19,2	19,3	19,3	19,3	19,4	19,5	19,5
3	10,1	9,6	9,3	9,1	9,0	8,9	8,7	8,6	8,5
4	7,7	6,9	6,6	6,4	6,3	6,2	5,9	5,8	5,6
5	6,6	5,8	5,4	5,2	5,1	5,0	4,7	4,5	4,4
6	6,0	5,1	4,8	4,5	4,4	4,3	4,0	3,8	3,7
7	5,6	4,7	4,4	4,1	4,0	3,9	3,6	3,4	3,2
8	5,3	4,5	4,1	3,8	3,7	3,6	3,3	3,1	2,9
9	5,1	4,3	3,9	3,6	3,5	3,4	3,1	2,9	2,7
10	5,0	4,1	3,7	3,5	3,3	3,2	2,9	2,7	2,5
11	4,8	4,0	3,6	3,4	3,2	3,1	2,8	2,6	2,4
12	4,8	3,9	3,5	3,3	3,1	3,0	2,7	2,5	2,3
13	4,7	3,8	3,4	3,2	3,0	2,9	2,6	2,4	2,2
14	4,6	3,7	3,3	3,1	3,0	2,9	2,5	2,3	2,1
15	4,5	3,7	3,3	3,1	2,9	2,8	2,5	2,3	2,1
16	4,5	3,6	3,2	3,0	2,9	2,7	2,4	2,2	2,0
17	4,5	3,6	3,2	3,0	2,8	2,7	2,4	2,2	2,0
18	4,4	3,6	3,2	2,9	2,8	2,7	2,3	2,1	1,9
19	4,4	3,5	3,1	2,9	2,7	2,6	2,3	2,1	1,8
20	4,4	3,5	3,1	2,9	2,7	2,6	2,3	2,1	1,8
22	4,3	3,4	3,1	2,8	2,7	2,6	2,2	2,0	1,8
24	4,3	3,4	3,0	2,8	2,6	2,5	2,2	2,0	1,7
26	4,2	3,4	3,0	2,7	2,6	2,4	2,1	1,9	1,7
28	4,2	3,3	2,9	2,7	2,6	2,4	2,1	1,9	1,6
30	4,2	3,3	2,9	2,7	2,5	2,4	2,1	1,9	1,6
40	4,1	3,2	2,9	2,6	2,5	2,3	2,0	1,8	1,5
60	4,0	3,2	2,8	2,5	2,4	2,3	1,9	1,7	1,4
120	3,9	3,1	2,7	2,5	2,3	2,2	1,8	1,6	1,3
	3,8	3,0	2,6	2,4	2,2	2,1	1,8	1,5	1,0

Л И Т Е Р А Т У Р А

I. Дж.Бокс, Г.Дженкис – "Анализ временных рядов. Прогноз и управление", выпуск I "Мир", М., I974.

2. А.Н.Большев, Н.В. Смирнов – "Таблицы математической статистики", "Наука", М., I965.

3. В.Н.Кульчицкий, С.Г. Патерею, О.В.Шулудько – " Модифицированный, упрощенный алгоритм по методу группового учета аргументов", Киев, РФАП при СКБ института кибернетики АН УССР, I976.

4. П.М.Огибалов, А.Х,Мирзаджанзаде – "Механика физических процессов". Изд. МГУ, М,. I976.

О Г Л А В Л Е Н И Е

		стр.
I.	Введение	2
2.	Определение пластового давления по данным гидродинамических исследований скважин	6
	2.I. Оценка пластового давления по недовосстановленной КВД на основе метода самоорганизующихся моделей	6
	2.2. Прогнозирование технологических показателей разработки на основе моделей авторегрессии и проинтегрированного скользящего среднего ..	10
	2.2.I. Основные понятия о процессе АРПСС	10
	2.2.2. Пример расчёта пластового давления на основе использования моделей АРПСС	16
3.	Диагностирование состояния призабойной зоны пласта и выбор фильтрационной модели	20
	3.I. Теоретические основы диагностического принципа выбора по данным гидродинамических исследований скважин	20
	3.2. Методика вычисления детерминированных моментов давления	24
	3.3. Уточнение интервалов диагностирования	29
4.	Методы оценки технологических показателей работы скважин и пластов без проведения специальных гидродинамических исследований	32
	4.I. Определение коэффициента продуктивности скважины по результатам корреляционного анализа временных колебаний дебита и давления	32
	4.2. Метод оценки величины текущего пластового давления и коэффициента продуктивности по данным эксплуатации скважин	3I
5.	Диагностирование проявления неньютоновских свойств пластовыми системами по данным взаимодействия скважин	
	5.I. Краткие теоретические основы метода	44
6.	Выбор оптимального режима работы компрессорных скважин	50
	Приложение	96
	Литература	101

gost.e-ecolog.ru

ОИТИ ВНИИ. Зак. 189. Тир.200
Л-76226 Подписано к печати 29/X-82г.