МИНИСТЕРСТВО НЕФТЯНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

РУКОВОДЯЩИЙ ДОКУМЕНТ

МЕТОДИЧЕСКОЕ РУКОВОДСТВО ПО ОПРЕДЕЛЕНИЮ НЕРАВНОВЕСНЫХ РЕОЛОГИЧЕСКИХ ХАРАКТЕРИСТИК НЕФТЕЙ

РД 39-30-475-80

1981

gost.e-ecolog.ru

Министерство нефтяной промышленности

УТВЕРЖДЕНО

первым заместителем министра
нефтяной промышленности
В.И.Кремневым
I.I2.I980 г.

РУКОВОДЯЩИЙ ДОКУМЕНТ

МЕТОДИЧЕСКОЕ РУКОВОДСТВО ПО ОПРЕДЕЛЕНИЮ НЕРАВНОВЕСНЫХ РЕОЛОГИЧЕСКИХ ХАРАКТЕРИСТИК НЕФТЕЙ

РД 39-30-475-80

I98I

Методическое руководство разработано под научным руководством академика АН АзССР А.Х.Мирзаджанзаде авторским коллективом: Галлямов А.К., Мукук К.В., Саттаров Р.М., Сковородников Ю.А., Юфин В.Л., Аметов И.М., Азизов Х.Х., Велиев Ф.Г., Дегтярев В.Н., Ибишов Б.Г., Юкин А.Ф., Махкамов С.М., Мохаммед И.Х., Мустафаев В.Т., Салаватов Т.Ш., Панахов Г.М., Ризванов Ч.Р., Хайбуллин Р.Я.

Настоящее руководство посвящено исследованию реологических характеристик нефтей, проявляющих неравновесные свойства (релаксация, запаздывание и т.д.).

При альтернативном подходе к диагностированию реологических свойств нефтей подробно рассмотрена методика получения неравновесных реологичеких характеристик нефтей на капиллярном и ротационном вискозиметрах и рекомендованы реологические модели течения нефтей.

Приведены методы диагностирования релаксационных характеристик нефтей при переходных режимах перекачки и способы количественной оценки релаксационных свойств. Дан расчет гидродинамических характеристик трубопровода с учетом этих свойств.

Руководство предназначено для инженерно-технических работников предприятий нефтяной промышленности, научно-исследовательских институтов и лабораторий.

РУКОВОДЯЩИЙ ДОКУМЕНТ

Методическое руководство по определению неравновесных реологических характеристик нефтей

РД 39-30-475-80

Вводится впервые

Приказом Министерства нефтяной промышленности
от 10 декабря № 665

Срок введения установлен с 28.12.80г.

Срок действия до 28.12.85 г.

Настоящее руководство посвящено исследованию реологических характеристик нефтей, проявляющих неравновесные свойства.

Методическое руководство позволяет:

1. Определять равновесные и неравновесные реологические характеристики нефтей методами ротационной и капиллярной вискозиметрии.

2. Диагностировать релаксационные свойства нефтей при течении в трубах.

3. Определить спектр времен релаксации для описания релаксационных процессов, описываемых обобщенной максвелловской моделью.

4. Оценить пусковое давление нефтепровода с учетом влияния неравновесных эффектов.

5. Произвести расчет изменения температуры потока и давления по длине при движении релаксирующей жидкости в трубопроводе.

1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

1.1. Гидравлический расчет нефтепроводов определяется реологическим поведением нефтей. Характер зависимости напряжения сдвига τ от деформации сдвига $\dot{\gamma}$ и времени сдвига определяет

реологическое поведение нефтей. Формула, выражающая эту зависимость, называется уравнением состояния. График зависимости напряжения сдвига от скорости сдвига называется кривой течения.

I.2. При высокой температуре, когда парафин полностью или в значительной мере растворен в нефти и последняя является ньютоновской системой, реологическое поведение характеризуется одной величиной-вязкостью:

$$\mu = \frac{\tau}{\dot{\gamma}}, \qquad (I)$$

где $\dot{\gamma} = dr/dt$.

Определение вязкости ньютоновских нефтей проводится по ГОСТ 33-66 на капиллярных вискозиметрах, по ГОСТ 10028-67 и типа Пинкевича. Указанный стандарт позволяет определить вязкость ньютоновских жидкостей в пределах от 0,6 до 30000 сст.

Если реологическое уравнение состояния отличается от вида (I), то жидкости относятся к неньютоновским.

I.3. Исследованиями последних лет установлено, что неньютоновские нефти характеризуются вязкоупругими и тиксотропными свойствами. В них под влиянием прилагаемого напряжения одновременно развиваются необратимые и обратимые деформации, сопровождающиеся изменением их структуры.

Если прилагаемые напряжения и скорости деформации малы, то небольшие структурные изменения в системе компенсируются восстановлением под действием теплового движения. В результате наступает некоторое динамическое равновесное состояние деформирования, и получаемые при этом условии реологические характеристики системы не зависят от времени.

С увеличением напряжения и скорости деформации в нефти происходят более глубокие структурные изменения, которые приводят

к некоторому снижению сопротивления деформирования, "рассасыванию" напряжений или, как принято говорить, структурной релаксации, которая завершается установлением некоторого равновесного состояния.

Достигаемое при этом состояние системы правильно было бы назвать псевдоравновесным, так как оно зависит не только от заданного уровня скорости деформации, но и от всей предыдущей истории деформирования.

Реологические характеристики нефтей, определяемые при переходных режимах деформирования зависят от времени и отличаются неравновесностью. Неравновесные характеристики играют важную роль при изучении нестационарных режимов в трубопроводах.

2. РАВНОВЕСНЫЕ И НЕРАВНОВЕСНЫЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ НЕФТЕЙ И ИХ ИДЕНТИФИКАЦИЯ

Для определения равновесных реологических характеристик нефтей могут быть использованы методы ротационной и капиллярной вискозиметрии.

2.I. Методы ротационной вискозиметрии

Для этих целей применимы любые ротационные приборы типа Реотест-2, Ротовиско или другие, позволяющие при условиях однородной сдвиговой деформации определить напряжение сдвига в исследуемой системе при различных скоростях деформации (скорости сдвига).

Эксперимент проводится следующим образом. При некоторой определенной температуре после термостатирования выбирается самая низкая скорость сдвига и включается подвижная часть измерительного устройства-цилиндр или конус. После достижения стационарных показаний на регистрирующем приборе, что будет соответствовать некоторому равновесному состоянию, снимаются показания и перекл-

чаются на большую скорость сдвига. После снятия показаний во всем исследуемом диапазоне скоростей сдвига производится обработка данных согласно инструкции и построение реологической кривой течения.

При проведении реологического эксперимента на ротационных приборах со смолистыми и парафинистыми нефтями в области низких температур, "где особо проявляются неньютоновские свойства течения", могут возникнуть явления, которые вносят погрешности в измерения и не отражают истинной картины течения в рабочем зазоре.

При исследовании смолисто-асфальтено-парафинистых нефтей в области высоких скоростей сдвига происходит частичная сепарация твердых частиц на торцевых концах цилиндра. В результате в рабочем зазоре остается более жидкая часть нефти и при длительном деформировании напряжение сдвига резко уменьшается.

В измерительном устройстве типа конус-плоскость происходит частичное выдавливание исследуемой нефти вследствие возникновения нормальных напряжений.

При длительной деформации высоковязких нефтей происходит саморазогрев системы вследствие диссипации внутренней энергии, что ведет к релаксации напряжений.

Пример I. Опыт проводился с парафинистой нефтью (II%) при температуре $t = 15^{0}C$. Результаты обработок показаний прибора Реотест-2 в виде зависимости касательных напряжений сдвига τ от скорости сдвига $\dot{\gamma}$ даны ниже в виде таблицы и графика (рис.I).

Кривая течения хорошо описывается реологической моделью для вязко-пластичных сред:

$$\tau = \tau_{0} + \eta\dot{\gamma} . \qquad (2)$$

Значения предельного динамического напряжения сдвига и структурной вязкости η даны в таблице.

NN п/п	τ_1, Н/м²	$\dot{\delta}_1$, $с^{-1}$
I	7,I	I,5
2	3,9	5,4
3	4,6	6,I
4	5,I	I3,5
5	5,I	I6,5
6	5,9	27
7	7,4	48,6
8	9,I	72,9
9	I2,7	I45
I0	I5,4	2I8,7
II	I8,4	364,5
I2	20,9	437,4
I3	28,4	729

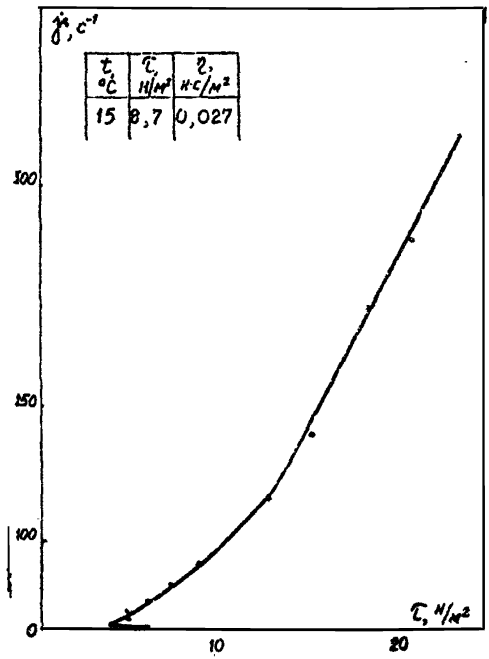


Рис. I Кривая течения парафинистой нефти Чаингиртам при t = I5°С

Пример 2. Опыт проводился со смолистой (60%) нефтью месторождения Аму-Дарья на приборе Реотест-2. Результаты измерений касательных напряжений сдвига от скорости сдвига даны в таблице и на рис. 2.

Кривая течения имеет нелинейный характер и хорошо описывается степенной моделью:

$$\tau = K \cdot \dot{\delta}^{n}, \qquad (3)$$

где K – показатель консистенции жидкости;

n – параметр, характеризующий неньютоновские свойства течения

№№ п/п	τ, н/м²	$\dot{\gamma}$, сек⁻¹
I	II,4	0,I6
2	3I,5	0,5
3	94,7	I,5
4	I75,0	3
5	3I8,2	5,4
6	463,2	9
7	752,7	I6,2
8	I07I,I	24
9	II58,0	27
I0	I737,0	48,6
II	I939,6	8I

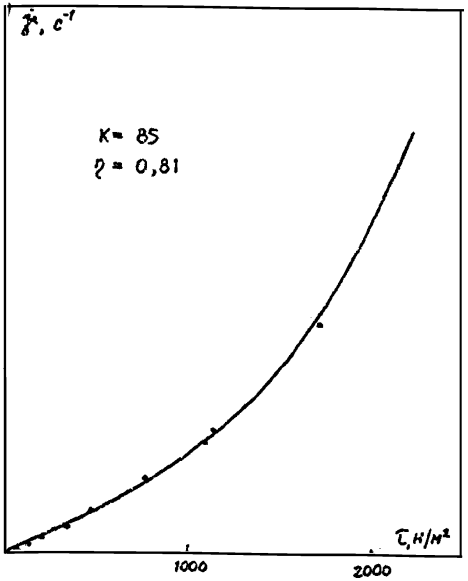


Рис. 2 Реологическая кривая течения аномальной нефти Аму-Дарья при t = 20°С

Пример 3. Опыт проводился с парафинистой нефтью (I3%) при температуре t = I5°С.

Снятие реологических кривых течения в отличие от двух предыдущих опытов производилось при различном времени деформирования Т = 0; 5; I5; 30 минут. Результаты обработки измерений представлены в таблице и на графиках (рис. 3).

Таким образом время деформирования парафинистых систем играет существенную роль при оценке их реологических параметров. Равновесные характеристики достигаются лишь при времени деформирования Т $\geqslant$ 30 минут.

2.2. Метод капиллярной вискозиметрии.

Измеряемый расход жидкости Q, вытекающей из капилляра к перепад давления ΔP, создающий его, представляют интеграль-

N п/п	T = 0 мин		T = 5 мин		T = 15 мин		T = 30 мин	
	τ	$\dot{\gamma}$	τ	$\dot{\gamma}$	τ	$\dot{\gamma}$	τ	$\dot{\gamma}$
1	10,2	1,5	2,5	1,5	1,8	1,5	3,9	1,5
2	12,8	8,1	4,7	8,1	4,7	8,1	5,9	8,1
3	18,8	27	8,3	27	7,7	27	8,8	27
4	31,0	81	15,3	81	13,6	81	14,5	81
5	55,2	243	28,7	243	27,3	243	26,7	243
6	70,2	437	41,4	437	38,7	437	38,2	437
7	84,3	656	57,3	656	53,4	656	62,0	656
8	84,3	729	60,7	729	57,4	725	56,2	720

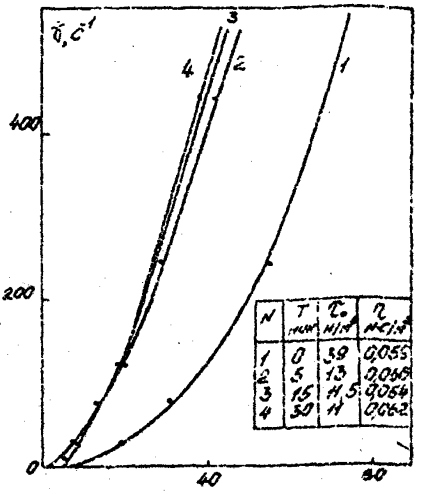


Рис. 3 Влияние времени деформирования на изменения течения нефти Избаскент при t = 15°С

ные характеристики потока, и для их использования в гидравлических расчетах требуется переход к локальным характеристикам – напряжению сдвига τ_R и скорости сдвига $\dot{\gamma}$.

Максимальное напряжение сдвига будет на стенке и рассчитывается по формуле:

$$\tau_R = \Delta P R / 2l . \qquad (4)$$

Истинная скорость сдвига определяется по формуле Рабиновича-Вейсенберга:

$$\dot{\gamma} = 3\dot{\gamma}_0 + \tau_R \left(d\dot{\gamma}_0 / d\tau_R \right), \qquad (5)$$

$\dot{\gamma}_0 = Q/\pi R^3$ – средняя скорость сдвига. Для равновесных характеристик приближенно $\dot{\gamma} = 4\dot{\gamma}_0$.

Полученные значения τ_R при различных значениях $\dot{\gamma}$ позволя-

№№ п/п	ΔP, н/м²	Q·10⁶ м³/сек	τ, н/м²	γ сек⁻¹
1	15176	2,26	28,45	8,33
2	32442	4,82	60,82	18,13
3	52837	7,91	68,10	30,19
4	68533	10,7	127,50	40,57
5	92067	14,6	171,68	56,09
6	115811	18,4	214,84	72,60
7	139145	23,9	259,00	93,09
8	162679	27,4	302,05	110,39
9	168555	30,9	313,92	122,32
10	194042	35,2	361,01	140,73

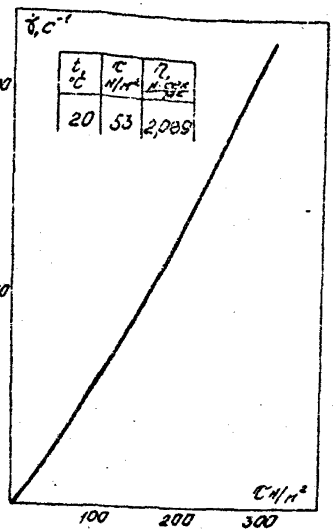


Рис.4. Реологическая кривая течения 12% водонефтяной эмульсии месторождения Кокайты

кт построить реологическую кривую течения и определить стационарные реологические характеристики для любого типа нефтей.

Пример 4. Опыты проводились с 12% водонефтяной эмульсией м/р Кокайты при t = 20°С.

Измерение на выходе из капилляра d = 0,3 см и l =42 см производилось при достижении постоянного значения давления на выходе. Интегральные и локальные характеристики потока рассчитаны по формулам (4) и (5), а результаты даны в виде таблицы и реологической кривой (рис. 4).

При проведении экспериментов на капиллярном вискозиметре

необходимо учитывать ряд факторов, которые могут внести погрешности в измерения равновесных характеристик:

а) наличие участка трубопровода значительной длины, на котором происходят процессы разрушения и формирования структуры нефти (до наступления равновесия этих процессов). Так,в случае перекачки мангышлакской нефти при 20°С время разрушения структуры и выхода на стационарный режим, достигает для некоторых градиентов скорости 1 часа. При градиенте скорости $\dot{\gamma}$ = 10 1/сек длина трубопровода ⌀ 0,6 см до замерного участка должна составить ≈ 100 м;

б) при перекачке нефти насосом происходит неконтролируемое разрушение структуры в ней, не отвечающее градиенту скорости, который имеет место в трубопроводе.

Указанные недостатки исключаются в капиллярном приборе ПИНС, включающем в себя калиброванный капилляр, дозатор и приемную камеру для нефти. Дозатор, представляющий собой систему двух коаксиальных цилиндров с расположенным между ними кольцевым поршнем, предназначен для перемешивания нефти при заданном градиенте скорости. Перемешивание нефти, осуществляемое за счет вращения внутреннего цилиндра, проводится до достижения нефтью постоянной вязкости. Подача нефти из дозатора в капилляр осуществляется за счет поступательного движения кольцевого поршня, под который прессом подается глицерин.

Скорость подачи выбирается и поддерживается за счет скорости движения плунжера в прессе такой, при которой сохраняется равенство градиентов скорости (вращательного – в щели дозатора и линейного – в калиброванном капилляре).

3. НЕРАВНОВЕСНЫЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ НЕФТЕЙ

Реологические характеристики нефтей при неравновесных условиях течения или деформирования существенно отличаются от значений, полученных при равновесных условиях. Методы оценки реологических характеристик при неравновесных условиях требуют проведения специальных исследований. При этом необходимо учитывать степень неравновесности системы. Для характеристики неравновесности могут быть использованы понятия времени релаксации системы, запаздывания, характерного времени процесса. Здесь будут даны основные методы оценки реологических и релаксационных характеристик нефтей при неравновесных условиях.

3.I. При получении исходных данных для оценки релаксационных характеристик нефтей на ротационных приборах с измерительными устройствами цилиндр-цилиндр и конус-плоскость типа Реотест-2, оборудованных устройством, позволяющим вести запись нестационарных переходных процессов с характерными временами $I0^{-2} \div I0^{6}$ используется следующая методика:

– исследования производится в соответствии с инструкцией к прибору;

– температура опытов ограничивается областью проявления у данной нефти аномальных свойств;

переход от малых скоростей сдвига к большим осуществляется ступенчато;

– для каждого опыта используется свежая проба нефти;

– запись показаний на регистрирующем приборе производится с момента включения ротора.

Пример. Получена кривая кинетики развития касательных напряжений сдвига на приборе Реотест-2 (рис. 5) для трех типов нефтей: вязкой ньютоновской (I), парафинистой (2), смолистой (3).

Как и следовало ожидать касательные напряжения сдвига для вязкой нефти мгновенно достигают стационарного состояния, что свидетельствует об отсутствии релаксационных характеристик, которые могли бы играть существенную роль для гидравлического расчета нестационарных режимов в трубопроводах. Для смолистой нефти касательные напряжения сдвига достигают своего максимального значения в течение некоторого периода времени. В первом приближении из данного графика можно оценить время релаксации системы, которое равно 2/3 от времени достижения стационарного значения. В данном случае для нефти м/р Коштар τ_R = I7 сек.

Для парафинистой нефти кривая кинетики развития касательных напряжений сдвига имеет точку максимума, а затем наблюдается интенсивный спад (релаксация) напряжений. Физически данное явление объясняется тем, что в начальный период деформирования нефти преобладают вязкоупругие свойства, затем по достижении некоторого уровня (точка максимума) наблюдается интенсивное разрушение структуры и начинают преобладать тиксотропные свойства системы.

В данном примере для парафинистой нефти Ханкыз время релаксации в вязкоупругой зоне τ_R = I0 сек. Во второй области - области тиксотропного разрушения структуры-достижение стационарного состояния может длиться часами.

3.2. Одним из эффективных методов оценки релаксационных характеристик нефтей является метод моментов, который состоит в следующем. Если рассматривать постоянную скорость сдвига, при которой происходит деформация образца в вискозиметре, как сигнал на "входе", то сигнал на "выходе" - напряжение сдвига нефти. Тогда данный переходный процесс по аналогии из теории систем автоматического регулирования (САР) можно описать с помощью обыкновенного дифференциального уравнения с постоянными коэффициентами /4/:

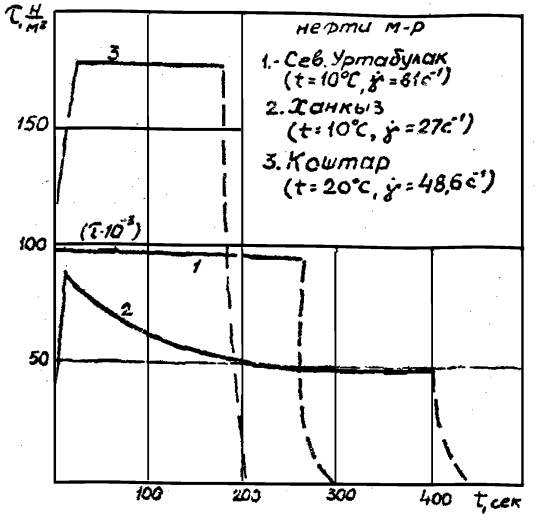


Рис. 5 Кинетика развития касательных напряжений для различных систем. I-вязкая, 2-вязко-пластичная, 3-вязко-упругая

$$a_n \frac{d^n \tau}{dt^n} + a_{n-1} \frac{d^{n-1}\tau}{dt^{n-1}} + \dots + a_0 \tau = \quad (5)$$
$$= b_m \frac{d^m \dot{\gamma}}{dt^m} + b_{m-1} \frac{d^{m-1}\dot{\gamma}}{dt^{m-1}} + \dots + b_0 \dot{\gamma} .$$

Зная кинетику развития входного и выходного сигналов во времени, можно определить вид передаточной функции, описывающей данный переходный процесс.

В общем виде передаточная функция, соответствующая дифференциальному уравнению (5), будет:

$$W(S) = \frac{b_m S^m + b_{m-1} S^{m-1} + \dots + b_1 S + b_0}{a_n S^n + a_{n-1} S^{n-1} + \dots + a_1 S + a_0} . \quad (6)$$

Передаточную функцию можно определить для известной функции напряжения $\tau(t)$:

$$W(S)=\int_0^\infty \tau(t)e^{-st}dt \qquad (7)$$

Функция $\tau(t)$ может рассматриваться как импульсная переходная функция, так как на входе "мгновенно" задается единичный ступенчатый сигнал в виде скорости сдвига, поэтому моменты n -го порядка для функции $\tau(t)$ определяются выражением

$$\varphi_n=\int_0^\infty t^n\tau(t)dt. \qquad (8)$$

Разлагая в (7) функцию e^{st} в ряд Тейлора и сопоставляя полученное выражение с (6) получаем соотношение

$$\left(\varphi_0-S\varphi_1+\frac{S^2}{2!}\varphi_2-\frac{S^3}{3!}\varphi_3+\dots\right)\left(a_0+a_1S+a_2S^2+\dots\right. \qquad (9)$$

$$\left.\dots+a_nS^n\right)=b_0+b_1S+b_2S^2+\dots+b_mS^m.$$

Приравнивая коэффициенты в обеих частях уравнения (9) при одинаковых степенях параметра S, можно получить систему уравнений для определения истинных значений коэффициентов. Обычно получаемые на практике кривые релаксации (см.рис. 5) не требуют для своего описания применения передаточной функции в общем виде (6), а имеют более простой вид. Рассмотрим несколько примеров.

Пример I.

Пусть имеется вязкая жидкость без релаксационных свойств (кривая I на рис. 5). Она описывается с помощью идеального звена, которое имеет вид:

$$\tau=K\cdot\dot{\gamma},$$

где K – коэффициент усиления системы и имеет физический смысл коэффициента динамической вязкости μ.

Пример 2.

Пусть имеется экспериментальная кривая I (рис.6) кинетики развития напряжения для смолистой нефти месторождения Кошгар, полученная при $\dot{\gamma} = 8{,}1\ c^{-1}$:

- релаксационная кривая соответствует модели вида

$W = \kappa e^{-st} / (TS+1)$ - передаточная функция ,

$T\frac{d\tau}{dt} + \tau = \kappa \cdot c \cdot 1(t-\tau_з)$ - дифференциальное уравнение .

где $c - \dot{\gamma} - const$,

$1(t-\tau_з)$ - единичная функция с элементом запаздывания,

T - постоянная времени для рассматриваемого процесса, вычисляется методом моментов $T = \varphi_1 / \varphi_0$;

- время чистого запаздывания $\tau_з$ определяется по кривой и равно I6 секундам;

- для удобства вычисления кривая I представляется в виде зависимости $\tau(\tau^*)$ от времени, где τ^* стационарное (установившееся) значение τ . По формуле (8) рассчитываются моменты φ_0 и φ_1, несобственный интеграл вычисляется по приближенному методу в интервале 0 ÷ 72 с шагом $h = 4$, тогда

$\varphi_0 = 2{,}16$ н.сек/м^2, $\varphi_1 = 39{,}2$ н.сек/м^2.

По формуле $T = \varphi_1 / \varphi_0$ вычисляется характерное время релаксации:

$T = \varphi_1 / \varphi_0 = 18$ сек.

Пример 3.

Кривая 2 (рис.6) переходного процесса для парафинистой нефти (I3% парафина) месторождения Бостон при $t = 30^0$C носит характер колебательного процесса.

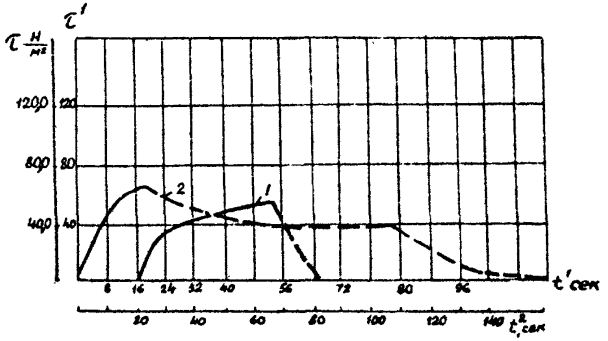


Рис. 6 Релаксация напряжений в смолистой нефти (кривая I) при $\dot{\gamma}$ =2,7с$^{-1}$ и парафинистой нефти (кривая 2) при $\dot{\gamma}$ =8,Iс$^{-1}$

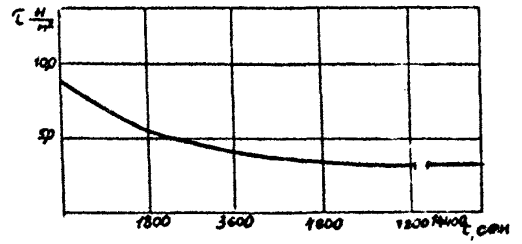


Рис. 7 Релаксация напряжений при тиксотропном разрушении парафинистой нефти при $\dot{\gamma}$ =8,Iс$^{-1}$

Для определения релаксационных характеристик используются модель:

$$W = K(TS+1)/(T_2^2S^2+T_1S+1)$$ – передаточная функция,

$$\tau + T_2^2\frac{d^2\tau}{dt^2} + T_1\frac{d\tau}{dt} = T\dot{\gamma} + \dot{\gamma}$$ – дифференциальное уравнение.

Кривая 2 переходного процесса представляется в виде τ/τ^* от времени.

Для определения параметров процесса используется система уравнений:

$$\varphi_0 = K;\ \tau_0' = \frac{KT}{T_2};\ T_1 = T+S_1;\ T_2 = TS_1 + S_2^2(1-S_2), \quad (10)$$

где τ_0' – тангенс угла наклона касательной кривой в начале координат:

$$S_1 = \int_0^{\infty}(1-\bar{\tau})dt,$$

$$S_2 = \int_0^{\infty}(1-\bar{\tau})t\,dt, \qquad \bar{\tau} = \tau/\tau^*$$

Интегралы вычисляются по приближенному методу с шагом h =4сек.

φ_0 = K = 9,I н.сек/м^2, S_1 = I9 сек., S_2 = I,42 сек^2

τ_0' = I,67 н.сек/м^2

Из решения системы (I0) определяются релаксационные характеристики процесса T = II сек, T_1 = 30 сек., T_2 = 60 сек.

Пример 4.

Пусть релаксационная кривая при тиксотропном разрушении парафинистой нефти месторождения Бостон имеет вид (рис.7).

Для описания переходного процесса применима модель:

$$W = K(TS+1)/(T_1S+1)$$ – передаточная функция,

$$T_1\frac{d\tau}{dt} + \tau = K(T\dot{\gamma} + \dot{\gamma})$$ – дифференциальное уравнение.

Значения моментов вычисляются по формуле (8) и равны $\varphi_0 = 167$, $\varphi_1 = 9000$ мин^2, $\varphi_2 = 679000$ мин^3. А характерные значения времени релаксации определяются из формул

$$T_1 = \frac{\varphi_3(6\varphi_1 - \varphi_2)/2\varphi_0}{\varphi_2/2\varphi_1 - \varphi_1/\varphi_0}; \quad T = \sqrt{\varphi_1 T_1/\varphi_0 - \varphi_2/2\varphi_0}$$

и равны $T = 41$ мин, $T_I = 94$ мин.

4. ДИАГНОСТИРОВАНИЕ РЕЛАКСАЦИОННЫХ СВОЙСТВ НЕФТЕЙ ПРИ ИХ ДВИЖЕНИИ В ТРУБАХ

4.I. Анализ и оптимизация технологических процессов, связанных с движением релаксационных сред в трубах и каналах, требует диагностирования внутренней структуры системы, после чего можно надежно оценивать значения ее реологических параметров. Диагностирование внутренней структуры и определение параметров релаксационных систем можно проводить по информациям, полученным о давлениях и расходах при перекачке систем по трубопроводу. Рассматривается случай, когда давление на входе и выходе трубы постоянно, а скорость движения есть функция времени. Предполагается, что движущаяся среда является релаксационно-пластичной, реологическое уравнение которой описывается следующей моделью:

$$\theta \frac{\partial \tau}{\partial t} + \tau - \tau_0 = \mu\left(\frac{\partial u}{\partial r} + \lambda \frac{\partial^2 u}{\partial t \partial r}\right), \qquad (II)$$

где τ – напряжение сдвига;

τ_0 – предельное напряжение сдвига;

$\frac{\partial u}{\partial r}$ – градиент скорости;

θ, λ – время релаксации;

μ – коэффициент вязкости;

t – время.

Для данной модели задача сводится к решению следующего дифференциального уравнения:

$$\theta \frac{d^2\tau}{dt^2} + (1+2\lambda)\frac{dV}{dt} + 2\alpha V = \frac{P_0 - P_1 - \frac{2\tau_0 L}{R}}{\rho L}, \quad (12)$$

здесь $2\alpha = \frac{8\mu}{\rho R^2}$,

R – радиус трубы;

ρ – плотность среды;

V – средняя по сечению трубы скорость.

Решение уравнения (12) при нулевых начальных условиях имеет вид:

$$V = \frac{P_0 - P_1 - \frac{2\tau_0 L}{R}}{2\alpha\rho L}\left[1 + \frac{K_2}{K_1 - K_2}e^{K_1 t} - \frac{K_1}{K_1 - K_2}e^{K_2 t}\right],$$

$$K_{1,2} = \frac{-(1-2\alpha\lambda) \pm \sqrt{(1+2\alpha\lambda)^2 - 8\alpha\theta}}{2\theta}, \quad (13)$$

где P_0 – давление на входе трубы;

P_1 – давление на выходе трубы;

L – длина трубы.

При $t \to \infty$

$$V_\infty = \frac{P_0 - P_1 - \frac{2\tau_0 L}{R}}{2\alpha\rho L}.$$

Подсчитываются нулевой и первый моменты по формулам:

$$W_i = \int_0^\infty [V_\infty - V(t)]t^i dt; \quad i = 0,1. \quad (14)$$

Подставив (13) в (14), получим

$$W_0 = \frac{P_0 - P_1 - \frac{2\tau_0 L}{R}}{2\alpha\rho L} \cdot \frac{1+2\alpha\lambda}{2\alpha} \quad (15)$$

$$W_1 = \frac{P_0 - P_1 - \frac{2\tau_0 L}{R}}{2\rho L}\left[\left(\frac{1+2\theta\lambda}{2\theta}\right) - \frac{\theta}{2\theta}\right]. \quad (16)$$

Для диагностирования реологического поведения движущейся среды в трубе получены следующие соотношения:

$$\frac{W_1}{W_0} = 1 - \frac{\theta}{1+2\theta\lambda}; \quad (17)$$

$$\frac{W_0}{W_\infty} = \frac{1+2\theta\lambda}{2\theta}; \quad (18)$$

$$\frac{W_\infty \rho L}{P_0 - P_1 - \frac{2\tau_0 L}{R}} = \frac{1}{2\theta}. \quad (19)$$

Здесь P_0 – давление на входе трубы;

P_1 – давление на выходе трубы;

L – длина трубы;

R – радиус трубы;

ρ – плотность среды;

W_i – значение моментов;

V_∞ – стационарное значение скорости.

Подсчитываются значения моментов W_0 и W_1. После чего подсчитываются значения отношений

$$\frac{W_1}{W_0}, \quad \frac{W_0}{W_\infty}, \quad \frac{W_\infty \rho L}{P_0 - P_1 - \frac{2\tau_0 L}{R}},$$

(причем τ_0 и 2θ определяются по формуле (19) для двух стационарных режимов движения), которые будут удовлетворять одному из следующих условий:

1. $$\frac{W_1}{W_0} = \frac{W_0}{W_\infty} = \frac{W_\infty \rho L}{P_0 - P_1 - \frac{2\tau_0 L}{R}} = \frac{1}{2\theta};$$

II. $$\frac{W_1}{W_0} \neq \frac{W_0}{W_\infty} = \frac{W_\infty \varphi L}{P_0 - P_1 - \frac{2\tau_0 L}{R}} = \frac{1}{20};$$

III. $$\frac{W_1}{W_0} = \frac{W_0}{W_\infty} \neq \frac{W_\infty \varphi L}{P_0 - P_1 - \frac{2\tau_0 L}{R}} = \frac{1}{20};$$

IУ. $$\frac{W_1}{W_0} \neq \frac{W_0}{W_\infty} \neq \frac{W_\infty \varphi L}{P_0 - P_1 - \frac{2\tau_0 L}{R}} = \frac{1}{20}$$

Анализ формул (I7), (I8) и (I9) показывает, что I условие соответствует случаю $\theta = \lambda = 0$, II условие - $\theta \neq 0, \lambda = 0$, III условие - $\theta = 0 \quad \lambda \neq 0$, IУ условие - $\theta \neq 0, \lambda \neq 0$.

Пример. Рассматривается движение высоковязкой нефти с плотностью ρ = 8000 кг/м^3 в трубопроводе длиной 630 м и диаметром 2 дюйма (экспериментальные данные взяты из /8/).

На рис.8 представлены кривые расхода при постоянном перепаде давления, причем давление на выходе равно нулю $P_I = 0$, а на входе создавались давления $P_0 = 26{,}4 \cdot 10^5$ н/м^2 (кривая I) и $P_0 = 19{,}8 \cdot 10^5$ н/м^2 (кривая 2). Аппроксимация скоростей дает следующие зависимости:

$$V_1 = 0{,}315\left(1 - e^{-2{,}0 \cdot 10^{-3} t}\right) \left[м/сек\right], \quad \text{(кривая I)}$$

$$V_2 = 0{,}097\left(1 - e^{-2{,}6 \cdot 10^{-3} t}\right) \left[м/сек\right]. \quad \text{(кривая 2)}$$

Параметры τ_0, μ определяются по формуле (4) для двух стационарных значений расходов:

$$\left.\begin{aligned} 2{,}61 - \frac{1260}{0{,}025}\tau_0 &= 0{,}315 \cdot 80 \cdot 630 \cdot 10^{-6} \cdot 20 \\ 19{,}6 - \frac{1260}{0{,}025}\tau_0 &= 0{,}97 \cdot 80 \cdot 630 \cdot 10^{-6} \cdot 20 \end{aligned}\right\}$$

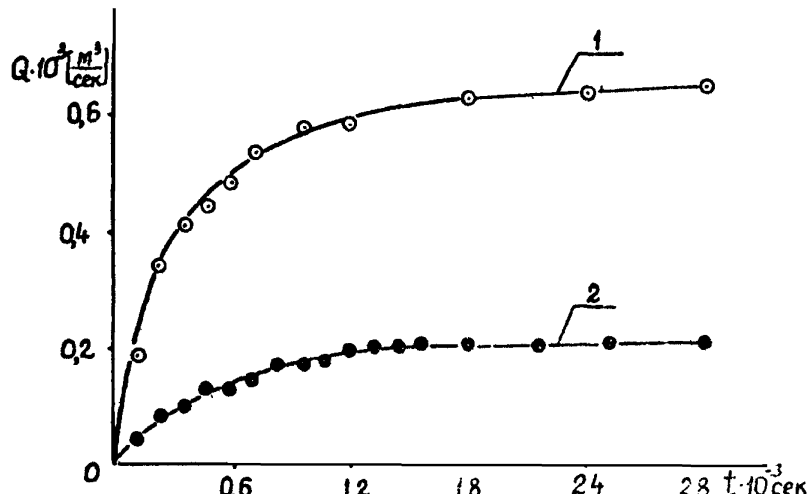


Рис. 8. **Зависимости расхода при постоянном перепаде давления для высоковязкой нефти**

Решение системы относительно τ_0 и $2\theta(\mu)$ дает:

$$\tau_0 = 33\ н/м^2;\quad 2\theta = 6\ 1/сек;\quad \mu = 0{,}37\ н\cdot с/м^2.$$

Подсчитываются моменты по (I4) и их соотношения, которые имеют следующие значения:

Кривая I

$$W_0 = 109\ м,$$

$$W_1 = 37455\ м\cdot сек,$$

$$\frac{W_1}{W_0} = \frac{W_0}{W_\infty} = 349{,}6,$$

$$\frac{W_\infty Q L}{P_0 - P_1 - \frac{2\tau_0 L}{R}} = 0{,}17.$$

Кривая 2

$$W_0 = 37\ м,$$

$$W_1 = 14349\ м\cdot сек,$$

$$\frac{W_1}{W_0} = \frac{W_0}{W_\infty} = 387{,}8.$$

$$\frac{W_\infty \cdot Q L}{P_0 - P_1 - \frac{2\tau_0 L}{R}} = 0{,}17.$$

Из расчетов видно, что исследуемая нефть подчиняется условию III, т.е. является релаксационно-пластичной средой, описывается моделью

$$\tau - \tau_0 = \mu\left(\frac{\partial V}{\partial r} + \lambda \frac{\partial^2 V}{\partial t\, \partial r}\right)$$

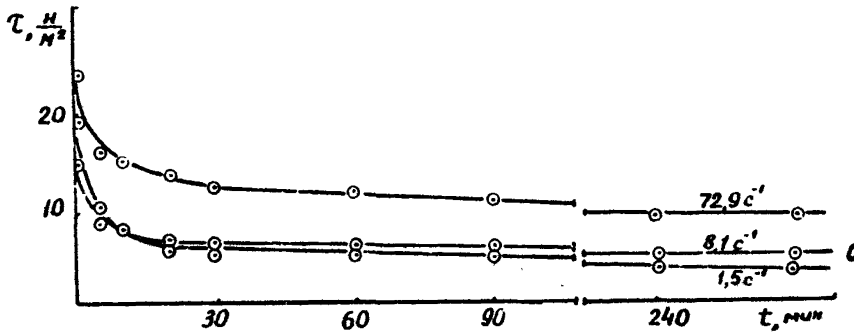
с предельным напряжением сдвига $\tau_0 = 33\ н/м^2$, вязкостью $\mu = 0{,}37$ н.сек/м^2.

Релаксационный параметр времени определяется по формуле (I8) и равен для кривой I $\lambda = 345$ сек, для кривой 2 $\lambda = 384$ сек.

5. ОПРЕДЕЛЕНИЕ РЕЛАКСАЦИОННЫХ ХАРАКТЕРИСТИК НЕФТЕЙ

5.I. Определение спектра времени релаксации

При деформировании с постоянной скоростью сдвига парафинистых нефтей на кривой кинетики развития касательных напряжений наблюдается точка максимума, затем постоянный спад до некоторого постоянного значения. На рис.9 представлены кривые изменения касательных напряжений сдвига при постоянной скорости деформации.



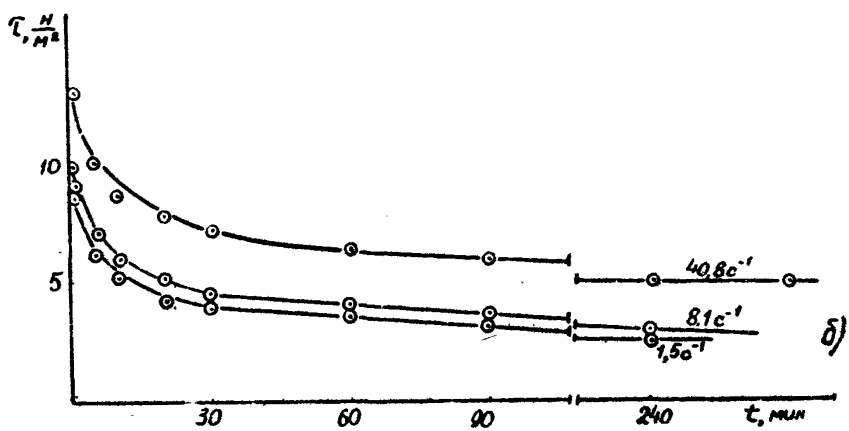


Рис.9. Релаксация касательных напряжений в парафинистых нефтях при различных скоростях сдвига:

а) месторождение Варык,
б) месторождение Бостон

Для описания кривых можно воспользоваться обобщенной максвелловской моделью, содержащей спектр времени релаксации. Тогда изменение касательного напряжения сдвига во времени можно выразить как

$$\tau = \sum_{i=1}^{n} \tau_i \exp\left(-\frac{t}{T_i}\right), \qquad (20)$$

где τ – касательное напряжение сдвига в н/м^2;

t – время в мин;

T_i – время релаксации в мин.

Для описания релаксационных процессов по формуле (20) необходимо вычислить спектр времен релаксации T_i. Численные значения времен релаксации, а также необходимый для этого спектр зависят от структурных, вязко-упругих и тиксотропных характеристик нефти.

Время релаксации T_i находится так.

I. Кривую релаксации касательных напряжений τ от t нужно представить в виде $\ln\tau$ от t. Получаемая кривая имеет в начале криволинейный участок, которая затем переходит в прямую.

Продолжая прямолинейный участок до пересечения с осью $\ln\tau$ ординат находится точка $\ln\tau_1$. Откуда легко вычисляется τ_1. Угловой коэффициент прямой, равный $1/T_1$, есть обратная величина, по которой определяется первое время релаксации T_1 (рис. 10б).

Для нахождения второго времени релаксации из спектра строится кривая $\ln(\tau-\tau_1)$ от t и повторяются все вышеизложенные операции и находится τ_2 и T_2 и т.д. (рис. 10в).

Эти операции продолжаются, пока в зависимости $\ln(\tau-\tau_1-\tau_2-\ldots-\tau_n)$ от t не исчезнет криволинейный участок. Ниже представлены параметры процесса для нефтей м/р Бостон при $\dot{\gamma} = 8{,}1\ c^{-1}$;
$T_1 = 5620$ мин. $T_2 = 69$ мин, $T_3 = 5{,}7$ мин.

Процесс развития касательных напряжений сдвига в данном случае с точностью до 4% описывается тремя значениями времени релаксации.

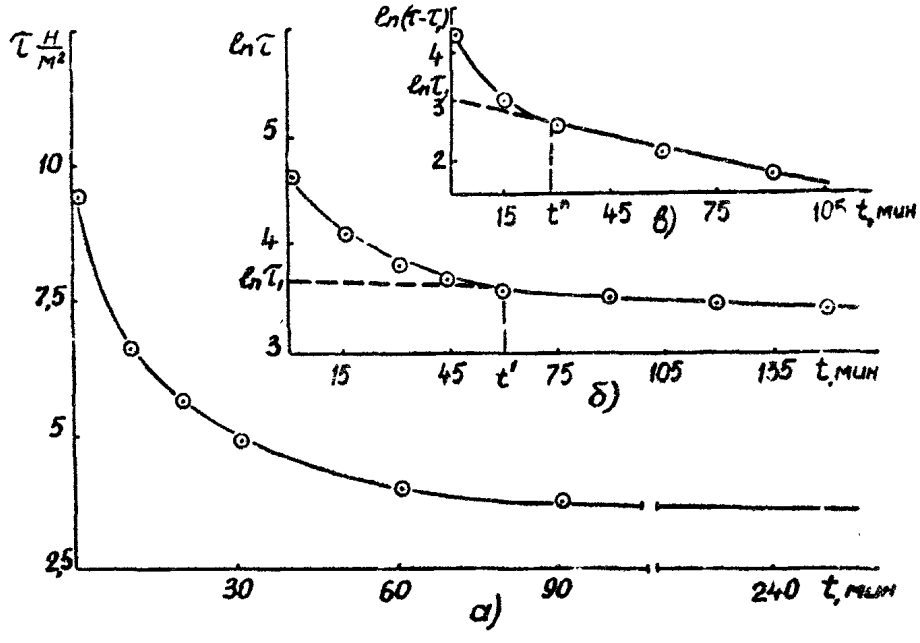


Рис.10 Определение спектра времен релаксации для П-го типа парафинистых нефтей при $t = 30^{\circ}C$, $\dot{\gamma}^{*} = 8.1\ c^{-1}$

5.2. Применение дискриминантного анализа для оценки спектра времени релаксации

При деформации с постоянной скоростью сдвига парафинистых нефтей кривые структурной релаксации касательного напряжения сдвига можно описать из спектра, состоящего из двух, трех и т.д. значений времени релаксации и в какой-то мере все они хорошо описывают рассматриваемый процесс. Критерием выбора спектра, т.е. количества необходимого времени T_i может быть использована теория дискриминации моделей /2/.

Пусть при изучении релаксации касательного напряжения сдвига парафинистых нефтей выполнено n экспериментов и полученные результаты описываются двумя моделями, которые имеют одинаковую меру идентичности. Тогда, чтобы отдать предпочтение одной из двух моделей, целесообразно провести дополнительные эксперименты, условия проведения которых выбираются по методу Бокса-Хилла, методом дискриминантного анализа.

Пример.

Дискриминантный анализ проводится в следующем порядке. Для расчета исследована кривая структурной релаксации нефти месторождения Бостон при $\dot{\gamma} = 8{,}1\ c^{-1}$ (рис.9). Пусть релаксация касательного напряжения описывается двумя моделями: I-ая содержит три и II-я-четыре значения времени релаксации:

$$\tau_1 = 31{,}81 e^{-\frac{t}{5620}} + 23{,}81 e^{-\frac{t}{69}} + 33{,}11 e^{-\frac{t}{6{,}7}}$$ I модель

$$\tau_2 = 32{,}46 e^{-\frac{t}{3009}} + 564 e^{-\frac{t}{144{,}3}} + 15{,}44 e^{-\frac{t}{33{,}7}} + 30 e^{-\frac{t}{7{,}9}}$$ II модель

С помощью линейной или нелинейной регрессии и дисперсии оцениваются параметры обеих предложенных моделей. Функции регрессии σ_r^2 и дисперсии σ_τ^2 определяются по формулам

$$\sigma_r^2 = \frac{1}{n-2} \sum_{i=1}^{n} \left(\tau_i - \hat{\tau}_i\right)^2 \rho_i ,$$

$$\sigma_\tau^2 = \frac{1}{n-1} \sum_{i=1}^{n} \left(\tau_i - \bar{\tau}\right)^2 ,$$

где ρ_i – число повторных измерений;

$\hat{\tau}_i$ – вычисление по n -ой модели значения;

$\bar{\tau}$ – математическое ожидание = $1/n \sum_{i=1}^{n} \tau_i$;

n – число выполненных экспериментов;

r – число предложенных моделей.

В нашем примере $n = 5$ и $r = 2$. Для каждой модели вычисляется плотность распределения вероятностей наблюдаемого значения $P_r(\tau^{(n)})$, определяемая по формуле

$$\rho_r\left(\tau^{(n)}\right) = \frac{1}{\sqrt{2\pi\left(\sigma_r^2 + \sigma_\tau^2\right)}} \exp\left[-\frac{1}{2} \frac{\left(\tau_r^{(n)} - \hat{\tau}^{(n)}\right)^2}{\sigma_\tau^2 + \sigma_r^2}\right].$$

Здесь $\hat{\tau}$ и $\tau_r^{(n)}$ соответственно вычисленное и измеренное значение напряжения в r -ом опыте. В таблице I представлены численные значения для σ_r^2, σ_τ^2, $\rho_r\left(\tau^{(n)}\right)$, вычисленные для нефти месторождения Бостон при $\dot{\gamma} = 8{,}1\ c^{-1}$.

Таблица I

чис. экс.	Для модели I			Для модели II		
	$\sigma_{r_1}^2$	$\sigma_{\tau_1}^2$	$\rho_1(\tau^{(n)})$	$\sigma_{r_2}^2$	$\sigma_{\tau_2}^2$	$\rho_2(\tau^{(n)})$
4	1.725	396,9	0,0198	68,855	608,5	0,0181
5	511,57	1160,9	0,00984	101,90	1118,8	0,0112
6	387,52	8878,9	0,0120	25,87	896,1	0,0125
7	310,10	720,67	0,0124	81,23	1092,0	0,0117
8	259,30	638,5	0,0139	125,77	945,1	0,0120
9	224,51	607,8	0,0136	109,36	683,6	0,0141

Теперь вычисляются априорные вероятности для (n+1)-го опыта. Так как априорные вероятности (n + 1)-го опыта являются апостериорными вероятностями n-го опыта, то по теории Бийеса /7/ апостериорная вероятность для n-го опыта определяется по формуле

$$P_r^{(n)} = \frac{P_r^{(n-1)} \cdot P_r(\tau^{(n)})}{\sum_{r=1}^{I} P_r^{(n-1)} \cdot P_r(\tau^{(n)})},$$

где $P_r^{(n-1)}$ – априорная вероятность, относящаяся к r-ой модели. Если начальные вероятности $P_{r(0)}^{(0)}$ не известны, то их принимают равными I/r, в нашем случае $P_2 = I/2$. Для рассматриваемого примера

$$P_1^{(5)} = \frac{P_1^{(4)} \cdot P_1(\tau^{(5)})}{P_1^{(4)} P_1(\tau^{(5)}) + P_2^{(4)} \cdot P_2(\tau^{(5)})},$$

$$P_2^{(5)} = \frac{P_2^{(4)} \cdot P_2(\tau^{(5)})}{P_1^{(4)} \cdot P_1(\tau^{(5)}) + P_2^{(4)} P_2(\tau^{(5)})}.$$

Так, после проведения 5 экспериментов принимается, что обе модели идентичны. Теперь для вычисления апостериорных вероятностей для 5-го эксперимента полагается $P_1^{(4)} = P_2^{(4)} = I/2$, тогда

$$P_1^{(5)} = \frac{0{,}5 \cdot 0{,}0198}{0{,}5(0{,}0198 + 0{,}018)} = 0{,}58;$$

$$P_2^{(5)} = \frac{0{,}5 \quad 0{,}0181}{0{,}5(0{,}0181 + 0{,}0198)} = 0{,}48.$$

Аналогичным образом вычисляются апостериорные вероятности для каждого приведенного эксперимента.

Условия проведения (n + 1)-го опыта выбираются так, чтобы можно было потом различить конкурирующие модели. Для этой цели служит дискриминантная функция K_y, которая в данном случае имеет вид:

$$K_y = \frac{1}{2} P_1^{(n)} \cdot P_2^{(n)} \left[\frac{(\sigma_1^2 - \sigma_2^2)^2}{(\sigma_\tau^2 + \sigma_1^2)(\sigma_\tau^2 + \sigma_2^2)} + \left(\bar{\tau}_1^{(n+1)} - \bar{\tau}_2^{(n+1)}\right)^2 \left(\frac{1}{\sigma_\tau^2 + \sigma_1^2} + \frac{1}{\sigma_\tau^2 + \sigma_2^2} \right) \right],$$

где $\bar{\tau}_1^{(n+1)}$ и $\tau_2^{(n+2)}$ - вычисленное значение показателя для первой и второй модели соответственно в $(n+1)$- ом опыте.

Задавая значение аргумента $t_r^{(n+1)}$, можно вычислять для любой модели $\tau_r^{(n+1)}$.

Преследуемая цель достигается из условия максимума K_2.

Если K_2 не достигает максимального значения после проведения n опытов, то проводится $(n+1)$-ый эксперимент, уточняются параметры моделей и максимум функции. K_2 отыскивается из условий $(n+2)$-го эксперимента. Эксперимент можно кончать, когда вероятности $p_r^{(n)}$ станут столь различными, что можно будет отдать предпочтение одной из моделей. После проведения 5 экспериментов и вычислений K_2 проведено еще четыре эксперимента, и после девяти опытов значения для вероятностей получаются $P_9^1 = 0{,}675$ и $P_9^2 = 0{,}350$ соответственно для первой и второй модели. Поэтому предпочтение отдается модели I, несмотря на то, что I модель содержит 3 времени, вторая - 4 времени релаксации. На рис. II представлены изменения вероятностей в зависимости от проведения экспериментов для релаксации касательных напряжений сдвига при разрушении структуры нефти месторождения Бостон, когда $\dot{\gamma} = 8{,}1 c^{-1}$.

5.3. Оценка запаздывания в трубопроводах.

Импульс давления, возникающий в некотором сечении трубопровода (называемый "входным") распространяется не мгновенно, а с некоторым запаздыванием по времени в другом сечении (называемым "выходным").

Если известны "входные" и "выходные" данные по распространению давления, то становится возможным произвести оценку данного

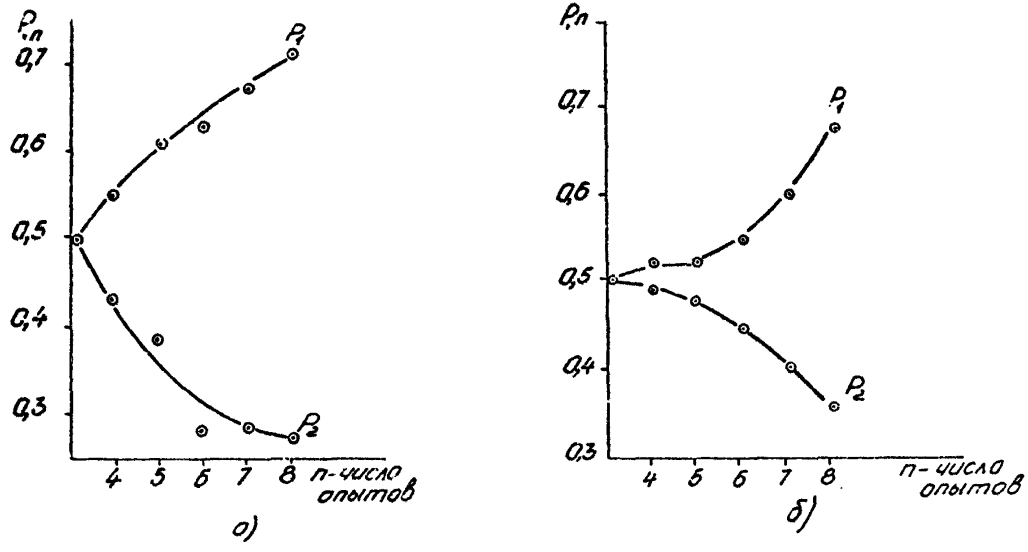


Рис. II. Зависимость вероятности от числа опытов:
а) месторождение Бостон γ = 8,I $с^{-I}$; б) месторождение Варык γ = 72,9 $с^{-I}$

времени запаздывания. Для этих целей могут успешно применяться идентификационные методы. Точность оценки запаздывания при использовании различных методов может существенно отличаться.

Пусть в двух различных сечениях нефтепровода даны изменения давления $P_I(t)$ и $P_2(t)$ в зависимости от времени.

При расчетах используются данные, полученные на стендовой установке при пуске трубопровода, заполненного парафинистой нефтью м/р Варык (рис. I2), в двух вариантах; в первом исследовалась нефть без разрушения структуры, что соответствовало времени остановки ("отдыха") $T_0 = \infty$, во втором - время остановки после полного разрушения равнялось $T_0 = 2$ ч.

Рост увеличения давления во втором сечении трубопровода происходит с некоторым запаздыванием τ. В этом случае можно записать

$$P_1(t) = P_2(t-\tau) + \varepsilon(t), \qquad (2I)$$

где $P_I(t)$, $P_2(t)$ - давление на входе и выходе трубопровода;

τ - запаздывание;

$\varepsilon(t)$ - ошибка наблюдения давления на выходе.

Требуется найти оценку запаздывания τ, что можно сделать различными методами.

Метод наименьших квадратов.

Согласно этому методу находится такая оценка запаздывания τ, при которой среднеквадратичное отклонение

$$(\bar{\tau}) = \int_{\tau_{max}}^{T} [P_2(t) - P_1(t-\tau)]^2 dt \qquad (22)$$

принимает минимальное значение /3/,

Здесь τ_{max} - максимальное значение запаздывания,

$\bar{\tau}$ - оценочное запаздывание.

При этом оценка запаздывания сводится к определению взаимно

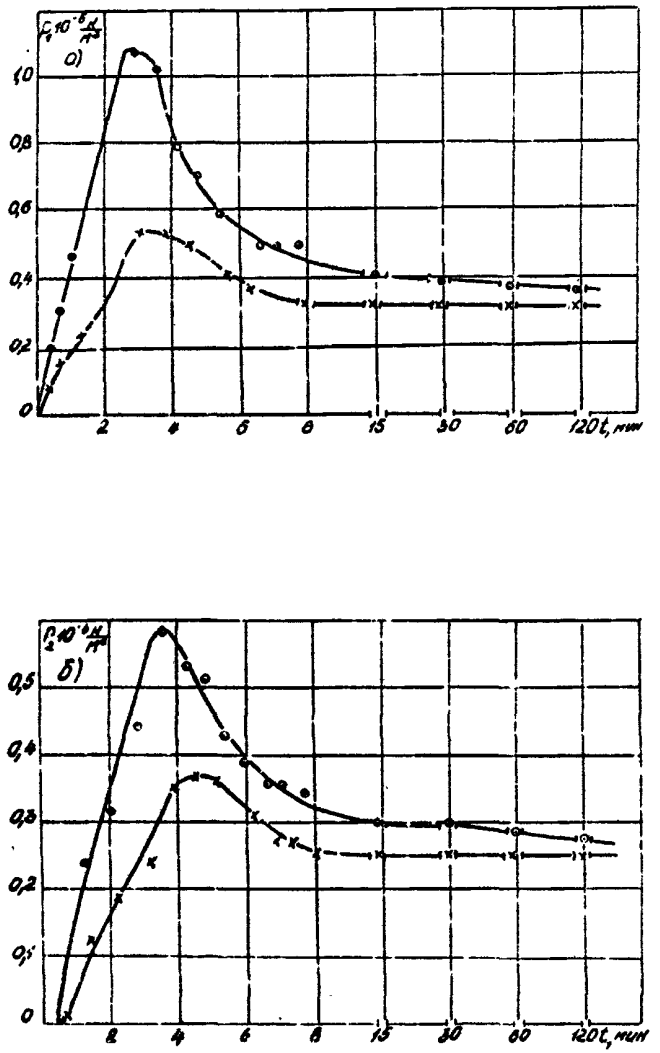


Рис. I2. Изменение давления в трубопроводе в начале а)-$P_1(t)$ и конце б)-$P_2(t)$ рабочего участка после пуска То= ∞ (о) и T_o=2 час(х)

корреляционной функции $R_{A_1A_2}(\bar{\tau})$, а время запаздывания рассматривается как время, соответствующее смещению максимума взаимно-корреляционной функции от начала координат, для такого класса функций P_I, для которых

$$R_{A_1A_2}(0) > R(\mu) \quad \text{при } \mu \neq 0 .$$

Взаимно-корреляционная функция $R_{A_1A_2}(\tau)$ приближенно может быть представлена в виде /4/

$$R_{A_1A_2}(m) \approx \frac{1}{N-m} \sum_{n=1}^{N-m} P_1(n) P_2(n+m), \; m \geq 0 . \quad (23)$$

Если рассмотреть интервал (9 мин) при $\Delta t = 0{,}5$ мин, из рис. I2 получаем данные $N = 18$, табл. 2.

Таблица 2

№ шага	I	2	3	4	5	6	7	8	9
P_I	0,I7	0,38	0,565	0,8	0,965	I,08	I,045	0,89	0,76
P_2	0,03	0,I5	0,24	0,32	0,4I8	0,5	0,577	0,575	0,525

№ шага	I0	II	I2	I3	I4	I5	I6	I7	I8
P_I	0,675	0,6I8	0,57	0,535	0,5I	0,49	0,47	0,457	0,445
P_2	0,48	0,438	0,4	0,37	0,36	0,34	0,332	0,322	0,3I5

По формуле (23):

$$R_{A_1A_2}(0) \approx \frac{1}{18} \sum_{n=1}^{18} P_1(n) P_2(n) = \frac{1}{18} \cdot 4{,}727636 = 0{,}262646 ;$$

$$R_{A_1A_2}(1) \approx \frac{1}{17} \sum_{n=1}^{17} P_1(n) P_2(n+1) = \frac{1}{17} \cdot 4{,}750914 = 0{,}279465$$

и т. д.

$$R_{A_1A_2}(2) = 0{,}290548 ; \qquad R_{A_1A_2}(3) = 0{,}295984 ;$$

$R_{P_1P_2}(4) = 0{,}296053;$

$R_{P_1P_2}(6) = 0{,}285251;$ $\qquad R_{P_1P_2}(5) = 0{,}201978$

Взаимно-корреляционная функция достигает своего максимального значения при $m = 4$, поэтому с точностью I интервала дискретности (шага) можно утверждать, что

$$\tau = m\Delta t = 4 \cdot 0{,}5 \text{ мин } 2 \text{ мин}.$$

Взаимно-корреляционная функция вычисляется для всех интервалов дискретности, в зависимости от характера рассматриваемого процесса можно предсказать возможный интервал времени запаздывания и достаточно рассмотреть лишь этот интервал. С другой стороны, при больших значениях m формулой (23) пользоваться нельзя /4/.

В данном случае формула (23) вполне приемлема, так как если предположить, что ошибка не превышает 2%, то должно удовлетворяться условие

$$m \leq \frac{1}{5} \cdot \frac{T}{\Delta t}. \qquad (24)$$

Метод весовых функций.

Введение весовых функций $W(\lambda)$ позволяет уравнение (2I) представить в следующем виде:

$$P_2(t) = \int_0^{\tau_{max}} W(\lambda) P_1(t-\lambda)\, d(\lambda) + \varepsilon(t). \qquad (25)$$

Заменяя уравнение (25) ее дискретным аналогом, запишем:

$$P_{2i} = \sum_{j=0}^{N} W_j P_{1i-j} + \varepsilon_i \qquad (26)$$

$$\left(i = 0, 1, \ldots, n; \quad n = \frac{T}{\Delta t}; \quad j = 0, 1, \ldots K; \quad K = \frac{\tau_{max}}{\Delta t}\right)$$

Находятся такие оценки весовых коэффициентов $\bar{W}$, при которых среднеквадратичное отклонение

$$\Omega = \frac{1}{n-N} \sum_{i=N}^{n} \left(P_{2i} - \sum_{j=0}^{N} \bar{W}_j P_{1i-j}\right)^2$$

принимало бы минимальное значение. Для этого, очевидно, необходимо положить

$$\frac{d\Omega}{d\bar{W}_n} = 0 \qquad (n = 0,1,\ldots,\kappa)$$

Получается система линейных алгебраических уравнений, которая в матричной форме имеет вид:

$$G\bar{W} = \bar{b}, \tag{27}$$

где $G = \left[\bar{g}_{mj}\right]$; $\bar{g}_{mj} = \frac{1}{n-\kappa}\sum_{i=\kappa}^{n} P_{ii-j}P_{ii-m}$;

$$\bar{W} = \begin{pmatrix} \bar{W}_0 \\ \bar{W}_1 \\ \vdots \\ \bar{W}_n \end{pmatrix}; \quad \bar{b} = \begin{pmatrix} \bar{b}_0 \\ \bar{b}_1 \\ \vdots \\ \bar{b}_\kappa \end{pmatrix}; \quad \bar{b}_m = \frac{1}{n-\kappa}\sum_{i=\kappa}^{n} P_{2i-m}.$$

Решение системы имеет вид:

$$\bar{W} = G^{-1}\bar{b}. \tag{28}$$

Для ранее приведенных данных, если суммировать интервалы начиная с нуля, то получается:

$$\bar{g}_{00} = \frac{1}{17-5}\sum_{i=5}^{17} P_{ii}P_{ii} = 1{,}5517;$$

$$\bar{g}_{01} = \frac{1}{17-5}\sum_{i=5}^{17} P_{ii}P_{ii} = 1{,}6344$$

и т.д.:

$$\bar{g}_{02} = 1{,}5603; \quad \bar{g}_{03} = 1{,}6187; \quad \bar{g}_{04} = 1{,}5306;$$

$$\bar{g}_{05} = 1{,}3977; \quad \bar{b}_0 = \frac{1}{17-5}\sum_{i=5}^{17} P_{2i}P_{ii-0} = 1{,}9353.$$

Аналогично определяя остальные $\bar{g}_{mj}$ и $\bar{b}_m$, получаем следующую систему уравнений:

$$1{,}5517\bar{W}_0 + 1{,}6344\bar{W}_1 + 1{,}6603\bar{W}_2 + 1{,}6187\bar{W}_3 + 1{,}5306\bar{W}_4 + 1{,}3977\bar{W}_5 = 1{,}9353.$$

$$1{,}6344\bar{W}_0 + 1{,}735\bar{W}_1 + 1{,}7765\bar{W}_2 + 1{,}7443\bar{W}_3 + 1{,}6556\bar{W}_4 + 1{,}5140\bar{W}_5 = 2{,}0585.$$

$$1{,}6603\bar{W}_0 + 1{,}7765\bar{W}_1 + 1{,}8428\bar{W}_2 + 1{,}8358\bar{W}_3 + 1{,}7641\bar{W}_4 + 1{,}6313\bar{W}_5 = 2{,}1251.$$

$$1{,}6187\bar{W}_0 + 1{,}7443\bar{W}_1 + 1{,}8356\bar{W}_2 + 1{,}8614\bar{W}_3 + 1{,}8317\bar{W}_4 + 1{,}7282\bar{W}_5 = 2{,}1133,$$

$$1{,}5306\bar{W}_0 + 1{,}6556\bar{W}_1 + 1{,}7641\bar{W}_2 + 1{,}8317\bar{W}_3 + 1{,}843\bar{W}_4 + 1{,}7851\bar{W}_5 = 2{,}0368,$$

$$1{,}3977\bar{W}_0 + 1{,}5149\bar{W}_1 + 1{,}6313\bar{W}_2 + 1{,}7282\bar{W}_3 + 1{,}7851\bar{W}_4 + 1{,}7852\bar{W}_5 = 1{,}8918.$$

Решением этой системы определяются все соответствующие весовые функции. По максимуму оценки весовой функции, т.е. по максимальной составляющей $\bar{W}$

$$\bar{W}_\mu = \max_j W_j \qquad (j = 0,1,\ldots,\kappa)$$

определяется оценка времени запаздывания:

$$\tau = \mu\Delta t .$$

Таким образом,

$$\bar{W}_0 = 0{,}2217; \quad \bar{W}_1 = 0{,}7309; \quad \bar{W}_2 = -0{,}0912;$$

$$\bar{W}_3 = 0{,}443; \quad \bar{W}_4 = -0{,}4698; \quad \bar{W}_5 = 0{,}3936;$$

$$\bar{W}_1 = \max \bar{W}_j .$$

Следовательно, $\tau = 1\,\Delta t = 1 \cdot 0{,}5\,мин = 0{,}5\,мин$.

Очевидно, ошибка оценки будет не больше одного интервала дискретности, т.е.

$$\Delta\tau \leq \Delta t .$$

если будет выполнено условие /3/

$$\max 3\sigma_{\bar{W}_j} < \frac{1}{2} W_\mu - 3\sigma_{\bar{W}_\mu} \quad (j = 0,1\ldots,\kappa, j \neq \mu), \qquad (29)$$

где

$$\sigma_{W_j} = \sqrt{D_{W_j}} = \sqrt{\mu(W - W_j)^2}; \quad W_\mu = \frac{1}{\Delta t},$$

$D_{\bar{W}_j}$ - дисперсия оценок весовых коэффициентов.

Расчеты по двум методам проводились для случаев $T_0 = \infty$ и $T_c = 2$ час с различными интервалами дискретности $\Delta t = 0{,}5$ мин., $\Delta t = 0{,}8$ мин и $\Delta t = 1$ мин для интервала (9 мин).

Результаты расчетов по двум методам приведены в табл. 3.

Таблица 3

в мин.	Метод наименьших квадратов при $T_0 = \infty$	Метод наименьших квадратов при $T_0 = 2$ ч	Метод весовой функции при $T_0 = \infty$	Метод весовой функции при $T_0 = 2$ ч
0,5	$\tau = 4\,\Delta t$=2мин	$\tau = 5\,\Delta t$=2,5мин	$\tau = 1\Delta t$=0,5мин	$\tau = 2\,\Delta t$=1мин
0,8	$\tau = 2\,\Delta t$=1,6мин	$\tau = 3\Delta t$ =2,4мин	$\tau = 1\Delta t$=0,8мин	$\tau = 2\,\Delta t$=1,6мин
1	$\tau = 2\Delta t$=1мин	$\tau = 3\,\Delta t$=3мин	$\tau = 1\Delta t$=1мин	$\tau = 1\Delta t$=1мин

При расчетах по методу наименьших квадратов взаимно-корреляционная функция вычисляется по формуле (23) с ошибкой немного больше 2% для случая $T_0 = 2$ ч и $\leqslant 2\%$ $T_0 = \infty$, что подтверждается формулой (24).

Кроме того, при определении времени запаздывания, ввиду дискретности рассматриваемой области, ошибка может достичь одного интервала дискретности, т.е. при $\Delta t = 0{,}5$ мин до 5,5%, при $\Delta t = 0{,}8$ мин до 8,9%.

По методу оценки весовой функции ошибка определения времени запаздывания не превышает одного интервала дискретности при выполнении условия (29).

В рассмотренных случаях при интервалах дискретности $\Delta t =$ $= 0{,}5$ мин и $\Delta t = 0{,}8$ мин это условие не выполняется и лишь при $\Delta t = 1$ мин и $T_0 = \infty$ условие выполнимо.

Действительно, в этом случае весовые коэффициенты равны:

$$\bar{W}_0 = 0{,}119;\quad \bar{W}_1 = 0{,}18;\quad \bar{W}_2 = 0{,}082;\quad \bar{W}_3 = 0{,}081\ .$$

Тогда

$$\max 3\sigma_{\bar{W}_j} \approx 0{,}245;\quad 3\sigma_{\bar{W}_n} \approx 0{,}254;\quad W = \frac{1}{\Delta t} = 1\ ,$$

и условие выполняется. Ошибка определения времени запаздывания в данном случае достигает 11%.

Результаты расчетов приводят, на первый взгляд, к противоре-

чивому выводу об уменьшении запаздывания с увеличением времени остановки системы. Однако необходимо учесть, что с увеличением времени остановки структурно-механические свойства усиливаются и система принимает твердообразный вид, импульс давления в которой распространяется быстрее, нежели в системе с разрушенной структурой, где преобладают вязкостные свойства и диссипация внутренней энергии происходит активнее

5.4. Исследование влияния добавок парафина на релаксационные свойства нефтей

С этой целью были проведены эксперименты на установке, схема которой приведена на рис. I3. Установка состоит из следующих элементов: баллона высокого давления I, редуктора 2, контейнера 3, капилляра 4 длиной рабочего участка ℓ = I00 см и диаметром d = 0,4 см, образцовых манометров 5, кранников 6, термостата 7.

В экспериментах применялась нефть с плотностью 896,I кг/м^3 с последующей добавкой различных концентраций парафина (C =3,5%; 5,5%; 7,5%).

Температура плавления парафина составляла 36^{0}С.

Опыты были проведены при температурах ниже температуры кристаллизации парафина (Т = 30^{0}С), и при температурах выше температуры плавления парафина (Т = 40^{0}С).

Для каждой концентрации парафина при различных температурах были сняты кривые восстановления давления (рис. 2 и 3).

Затем определялись релаксационные значения времени по формуле

$$\theta = \frac{\alpha_0}{\Delta P_0} + \frac{1}{4a} - \sqrt{\left(\frac{\alpha_0}{\Delta P_0} + \frac{1}{4a}\right)^2 - \frac{\alpha_0}{2a\Delta P_0} + \frac{\alpha_1}{\Delta P_0}},$$

где α_0, α_1 - детерминированные моменты давления,

$$\alpha_0 = \int \Delta P(t)\,dt; \quad \alpha_1 = \int t\,\Delta P(t)\,dt;$$

ΔP - перепад давления при установившемся режиме давления;

$2a$ - коэффициент, характеризующий вязкие сопротивления.

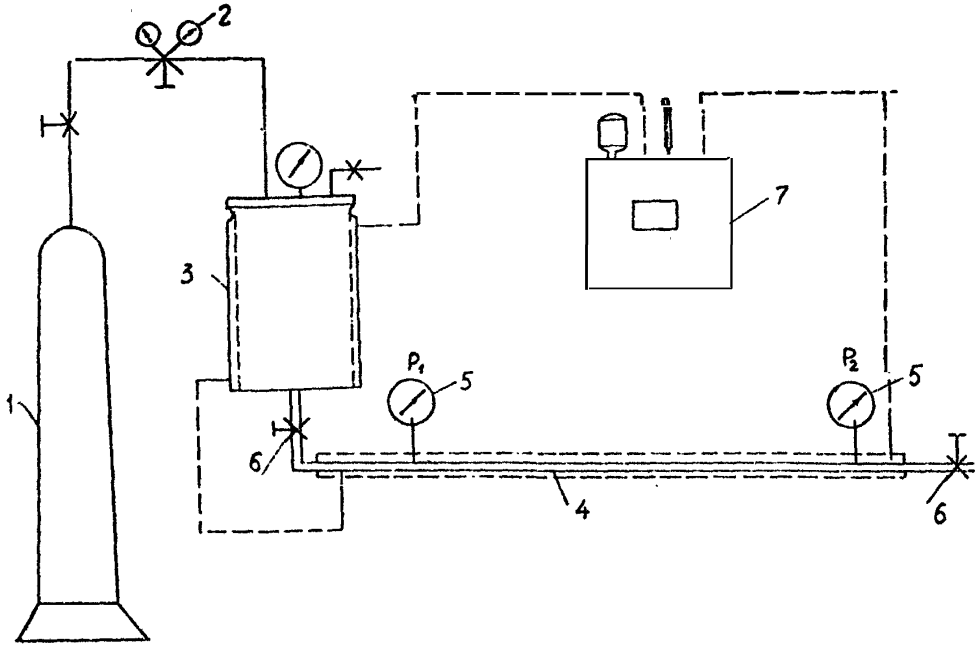


Рис. I3. Схема экспериментальной установки

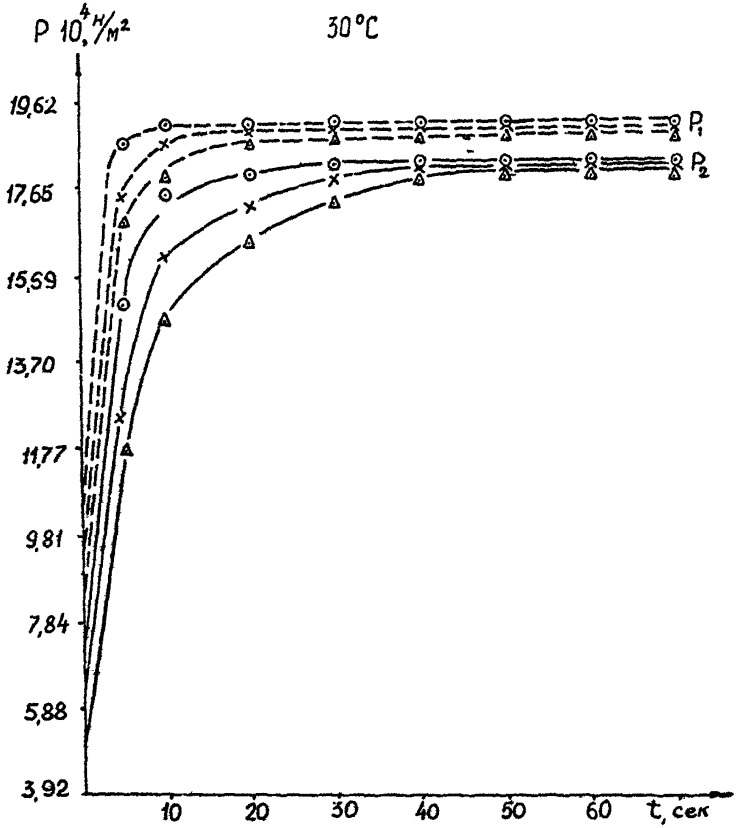


Рис. 14. Зависимости восстановления давления от времени при концентрациях парафина в нефти 3,5%; 5,5%; 7,5% и температуре ниже температуры плавления парафина ($T = 30^{0}C$)

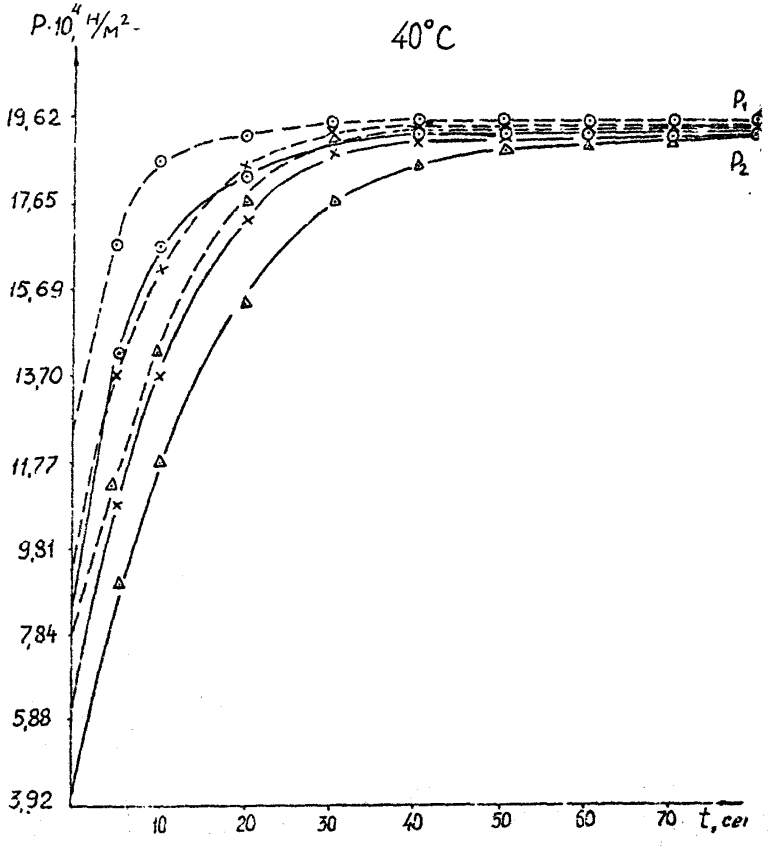


Рис. 15. Зависимости восстановления давления от времени при концентрациях парафина в нефти 3,5%; 5,5%; 7,5% и температуре выше температуры плавления парафина ($T = 40^{\circ}C$)

Результаты опытов приведены в табл. 4.

Как видно из табл. 4, при температуре ниже температуры кристаллизации парафина по мере увеличения концентрации парафина время релаксации уменьшается, а при температуре выше температуры кристаллизации парафина по мере увеличения концентрации парафина время релаксации увеличивается.

Таблица 4

T, °C	C, %	сек.
30	3,5	21,0
	5,5	15,0
	7,5	11,0
40	3,5	10,4
	5,5	16,0
	7,5	18,4

5.5. Исследование релаксационных свойств нефтей при всестороннем сжатии в объеме

Исследование проводилось на установке, схема которой представлена на рис. 16, состоящей из следующих узлов: контейнера 1; образцовых манометров 2, 4; емкости с этиленгликолем 5; вентиля 3; манифольда 6; пресса 7 и термостата 8. Контейнер с нефтью и соединительная трубка помещались в термостат. Опыты проводились при температурах 36,5°; 51°; 63,5°; 71°; 80°, первое значение температуры соответствует пластовому. Для получения достоверных значений давления и предотвращения засорения бурдона манометра в связи с большой вязкостью исследуемой нефти в контейнер заправляется этиленгликоль, который тяжелее нефти и находится в нижней части контейнера, откуда с помощью трубочки сообщается с манометром.

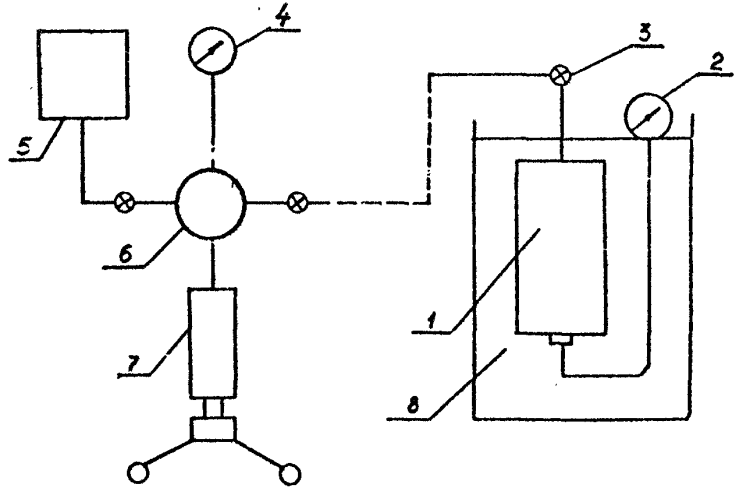


Рис.16. Схема экспериментальной установки.

Нефть в стакане разогревалась до 90°С и при прекращении выделения газа заправлялась через вентиль 3 в контейнер, предварительно отвакуумированный и заполненный этиленгликолем. Этиленгликоль выпускали через нижнее соединение, которое после заполнения закрывалось и проверялось на герметичность. Эксперименты проводились в следующей последовательности. При включении термостата наблюдалось повышение давления, в этот же момент вентиль 3 открывался и сбрасывалось давление в системе. Когда температура в системе устанавливалась, вентиль 3 закрывался, давление соответствовало нулевому значению манометра 2. К вентилю подсоединяется трубочка, которая освобождается от газа и достигается герметичность в системе манифольда 6, манометра 4 и пресса 7. Давление в контейнере создавали прессом, и при $P = 784{,}8 \cdot 10^4$ н/м^2 фиксировалось снижение давления в системе в виде зависимости $P=P(t)$. Для учета влияния сжимаемости измерительной системы были проведены опыты в той же постановке, но при заполнении контейнера этиленгликолем. Результаты исследования приведены на рис. 17-24.

При подсчете сжимаемости системы Этиленгликоль с нефтью (рис.17) наблюдаются две прямые, которые соответствуют сжимаемости этиленгликоля системы бурдон-трубочка, а также сжимаемости самой нефти. Это хорошо наблюдается при низких температурах, когда время релаксации для этиленгликоля и нефти разное.

Для дифференциации времени релаксации из кривой $P(t)$ для нефти вычитали графически кривую $P=P(t)$ для эталонного этиленгликоля при той же температуре (рис.22).

Далее при подсчете сжимаемости нефти обрабатывались полученные кривые. Результаты обработки приведены на рис. 24. Кривые 4,5,6,7 хорошо ложатся на прямую.

Для описания поведения нефти при нагружении давлением можно использовать простейшую реологическую модель вязкоупругой жидкос-

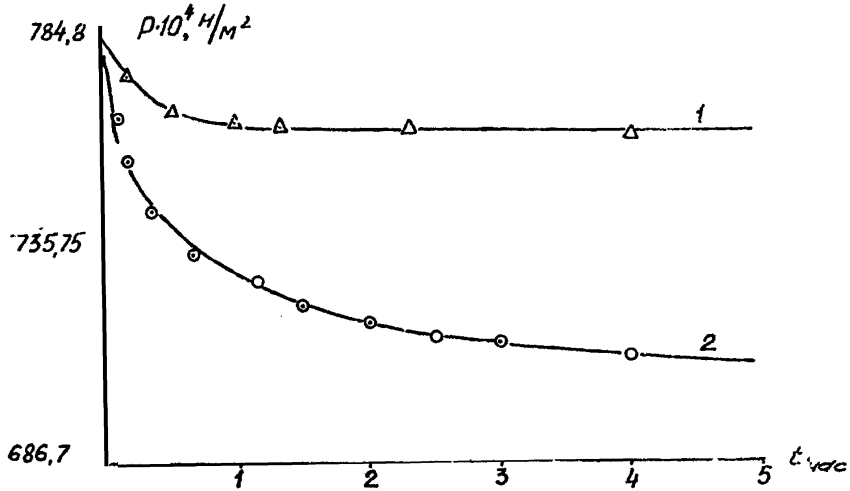


Рис. I7. Зависимость P=P (t) при нагружении в объеме: I – этиленгликоль T=36,5°C
2 – нефть+этиленгликоль

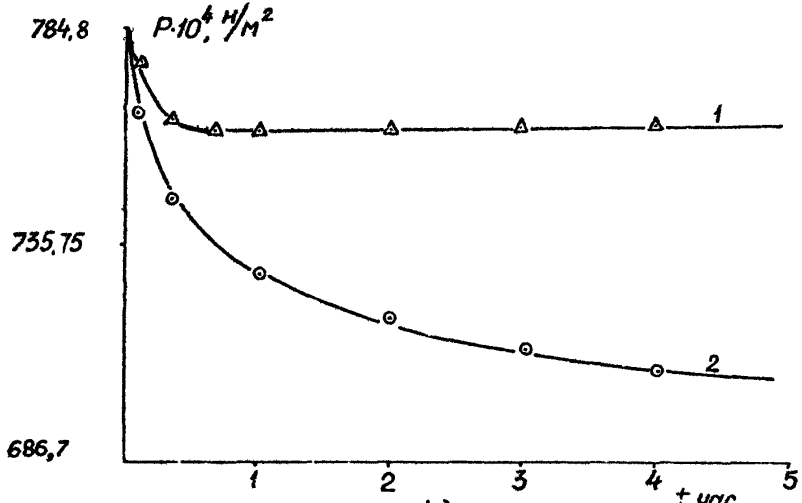


Рис. I8. Зависимость P=P(t) при нагружении в объёме
I-этиленгликоль, 2-нефть + этиленгликоль, T=5I°C.

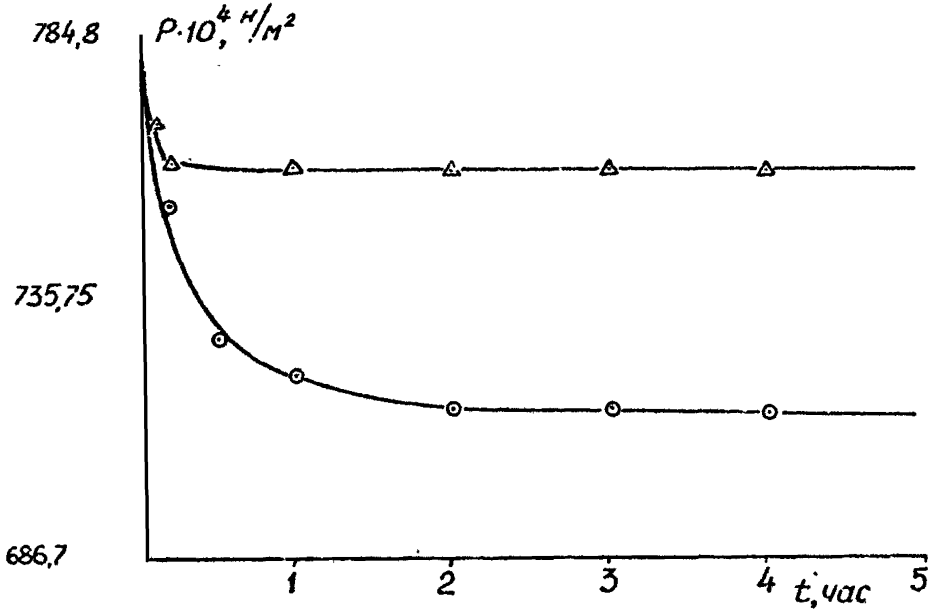


Рис.19. Зависимость P=P(t) при нагружении в объёме
I – этиленгликоль
2 – нефть + этиленгликоль
} T= 63,5°C

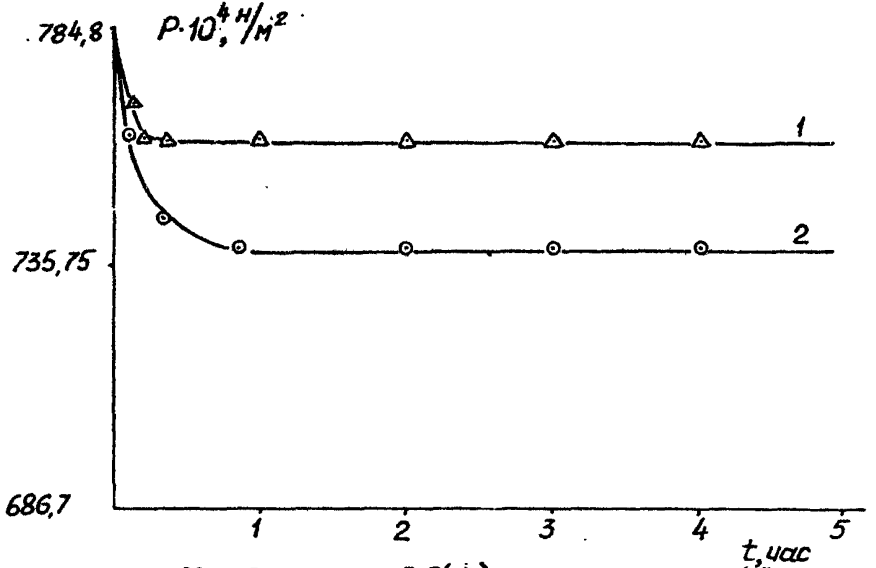


Рис. 20 – Зависимость P=P(t) при нагружении в объёме
I – этиленгликоль, 2 – нефть + этиленгликоль, T=71°C

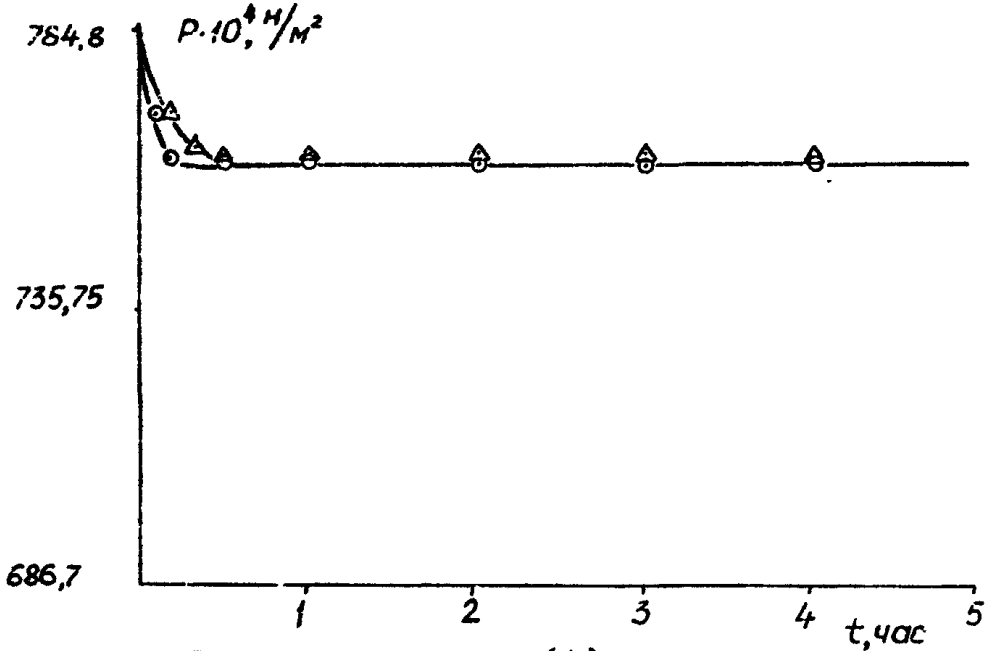


Рис. 21 . Зависимость P=P(t)при нагружении в объёме
I-этиленгликоль, 2= нефть÷этиленгликоль, . T=80°C

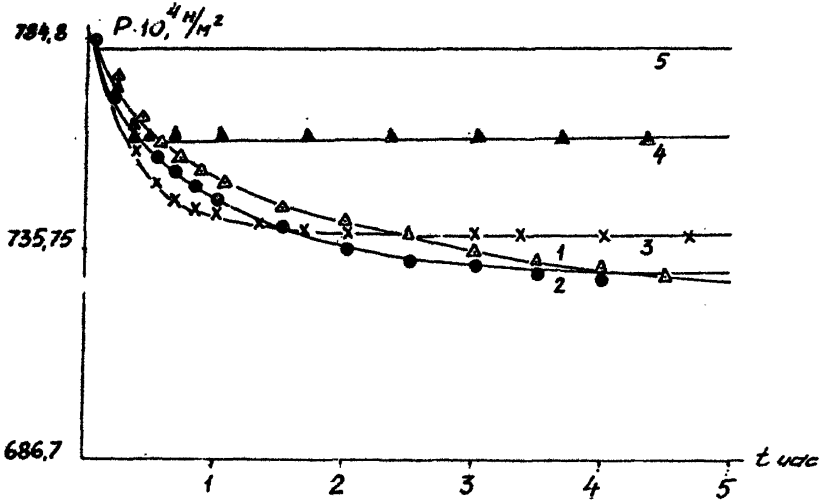


Рис.22. Зависимость P=P (t) для эталонного этиленгликоля при нагружении в объеме при разных температурах: I - T=36,5°C; 2 - T=5I°C; 3 - T=63,5°C; 4 - T=7I°C; 5 - T=80°C

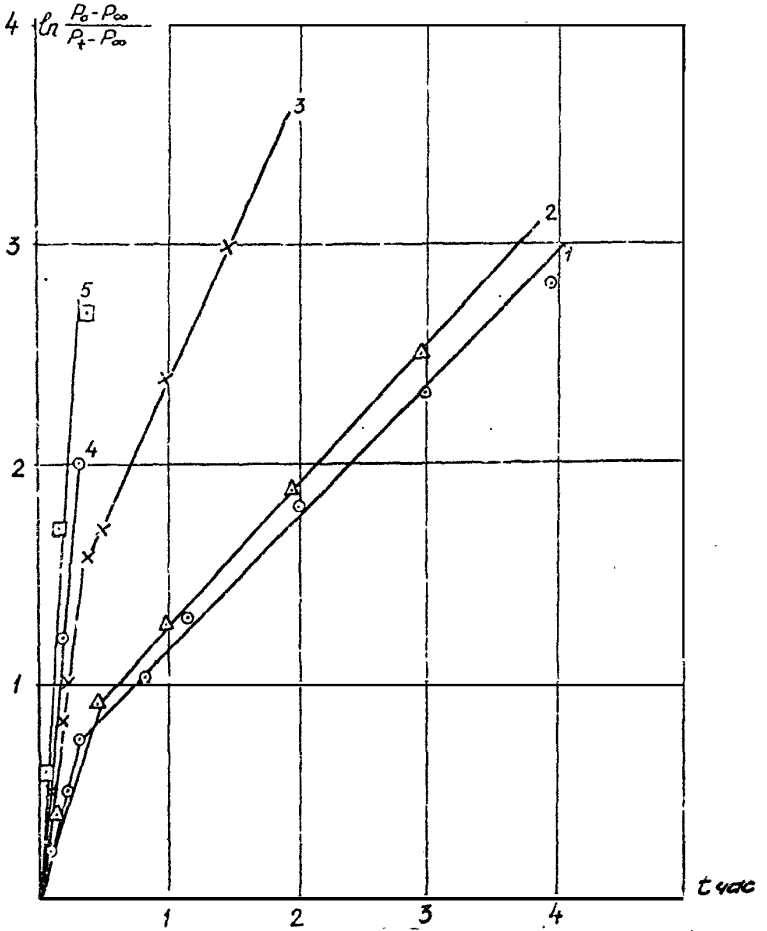


Рис.23. Релаксация давления при нагружении системы (нефть + этиленгликоль) в объеме: I - t = 36,5°С; 2 - t = 51°С; 3 - t = 63,5°С; 4 - t = 71°С; 5 - t = 80°С

ти Фойгта. В соответствии с этой моделью изменение давления после нагружения описывается уравнением

$$P(t) = P_\infty + (P_0 - P_\infty) e^{-\frac{t}{\tau}}, \qquad (30)$$

где P_0, P_∞ - давление соответственно в начальный момент времени и при $t \to \infty$;

τ - время релаксации.

Для определения времени релаксации зависимость (30) преобразуется к виду

$$\ln = \frac{P_0 - P_\infty}{P(t) - P_\infty} = \frac{1}{\tau} t . \qquad (31)$$

Зависимость (31) при нагружении нефти давлением в контейнере приведена на рис. 24, где кривые I,2,3 описывают зависимость (31) при нагружении давлением этиленгликоля, а кривые 4,5,6,7 - при нагружении давлением нефти с учетом сжимаемости измерительной системы.

Зависимости 4,5,6 и 7 на рис. 24 соответствуют температуре исследуемой нефти 36,5; 5I; 63,5 и 7I^{0}C; при нагружении этиленгликоля зависимость I соответствует температуре 36;5^{0}C; 2 - 5I^{0}C и 3 - 63,5; 7I и 80^{0}C. Для определения времени релаксации при T=80^{0}C была взята кривая 3 из рис. 24, так как на рис. 2I видно, что кривые P=P(t) для нефти и этиленгликоля совпадают. Экспериментальные точки достаточно хорошо описывают прямую, и время релаксации определялось по угловому коэффициенту. Значения времени релаксации для нефти в зависимости от температуры приведены в табл.5.

Таблица 5

T^{0}C	36,5	5I,0	63,0	7I	80
мин.	84	38	25	I3	3,5

Как видно из табл. 5, с увеличением температуры реологический параметр τ для исследуемой нефти уменьшается и при 80^{0}C данная нефть практически не отличается от ньютоновских жидкостей.

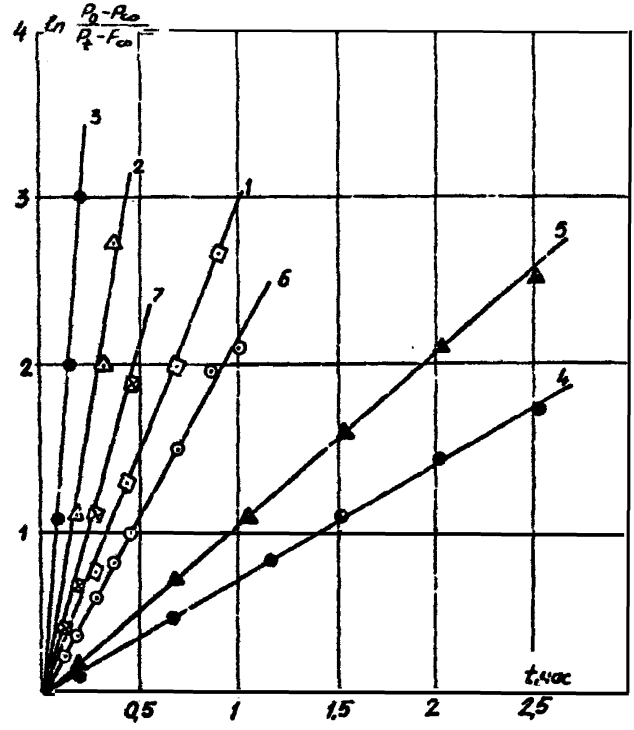


Рис. 24 . Релаксация давления при сжатии нефти в объёме: этиленгликоля I-36,5°С, 2-5I°С, 3-63,5°С, нефти 4-36,5°С, 5-5I°С, 6-63,5°С, 7-7I°С.

5.6. Диагностирование пусковых давлений

Влияние неравновесных эффектов на процесс пуска нефтепровода определяется соотношением характерного времени релаксации и времени выхода нефтепровода на стационарный режим. Ниже приводится методика определения характерного времени релаксации по кривым распространения давления в капилляре с застывшей нефтью. При небольших нагрузках связь между касательным напряжением τ и деформацией γ можно описать моделью Фойхта:

$$\tau = G\gamma + \mu\dot{\gamma}, \qquad (32)$$

где G - модуль упругости, μ - вязкость.

Тогда процесс распространения давления будет описываться уравнением [10]

$$\frac{1}{c^2}\frac{\partial^3 P}{\partial t^3} + a\frac{\partial^2 P}{\partial t^2} + b\frac{\partial P}{\partial t} = \frac{\partial^3 P}{\partial x^2 \partial t}. \qquad (33)$$

Идентификация коэффициентов этого уравнения производится на основе решения обратной задачи. В случае, когда один из концов капилляра закрыт, а на другом конце после длительного покоя мгновенно поднимается давление P_0, имеем:

граничные условия

$$P(0,t) = P_0; \qquad \frac{\partial P(l,t)}{\partial x} = 0; \qquad (34)$$

начальные условия

$$\frac{\partial^2 P}{\partial t^2} = \frac{\partial P}{\partial t} = P(x,t) = 0. \qquad (34a)$$

Здесь под $P(x,t)$ понимается превышение давления над начальным (обычно атмосферным) l - длина капилляра.

Тогда коэффициенты уравнения (33) находятся из системы алгебраических уравнений:

$$P_\infty = P_0 \frac{1}{ch\sqrt{bl}}, \qquad (35)$$

$$\mu_0 = P_0 \frac{al}{\sqrt{b}l} \frac{th\sqrt{b}l}{2ch\sqrt{b}l}, \qquad (36)$$

$$\mu_1 = \left(\frac{a}{b} - \frac{1}{ac^2}\right)\mu_0 + P_1 \frac{a^2l^2}{b} \frac{sh\sqrt{b}l - 4}{ch^3\sqrt{b}l}, \qquad (37)$$

где $P_\infty = \lim_{t\to\infty} P(l,t)$,

$\mu_i = \int_0^\infty t^i [P_\infty - P(l,t)]\,dt$, $i = 0,1$;

$P(l,t)$ - давление в конце капилляра.

Определяя μ_0 и μ_1 из уравнений (35-36), находим коэффициенты a и b. Характерное время релаксации $\tau_p = \frac{a}{b}$. Зная время релаксации τ_p, можно оценить пусковое давление трубопровода. Очевидно, что если имеется возможность поддерживать заданный перепад давления при нулевой корости нефти в течении достаточно длительного времени, то пусковое давление определяется по известной формуле

$$\Delta P_0 = \frac{2\tau_0}{R} l, \qquad (*)$$

где τ_0 - начальное напряжение сдвига (равновесная характеристика вязкопластичной системы). Однако технология эксплуатации насосов не позволяет длительную работу при нулевом расходе. Поэтому пусковое давление, определенное по формуле (*), будет занижено. Если допустимое время работы насосов при расходе близком к нулю обозначить через T, то пусковое давление можно оценить по формуле

$$\Delta P(T) = \frac{\Delta P_0}{1 - e^{-T/\tau_p}}.$$

По величине τ_p можно судить о степени влияния релаксационных эффектов на процесс пуска нефтепровода. Уравнение (37) позволяет оценить степень влияния инерционного члена на процесс пуска нефтепровода. При выполнении условия $c \gg \frac{\sqrt{b}}{a}$ влияние инерционного члена мало.

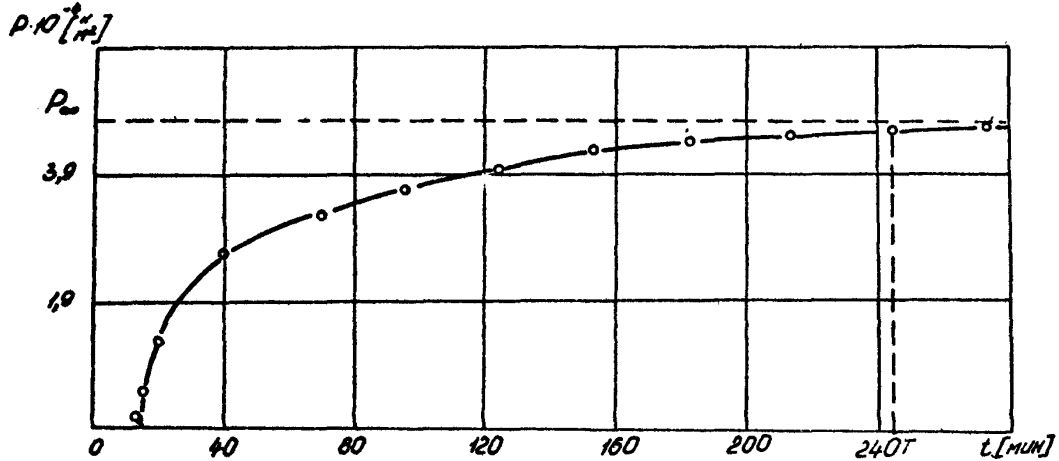


Рис.25. Релаксация давления в конечном сечении капилляра

Методика проведения следующая:

- нефть подвергается механическому воздействию до полного разрушения структуры;

- нефть с разрушенной структурой заливается в капилляр и термостатируется в течение достаточно длительного времени (необходимо, чтобы время термостатирования было $\gg \tau_p$);

- фиксируются изменения давления $P(l,t)$ на закрытом конце капилляра и строится графическая зависимость;

- по кривой $P(l,t)$ находится асимптотическое значение давления так, как показано на рис. 25;

- численным интегрированием определяется μ_0. Интегрирование ведется до значения T, при котором разность $P_\infty - P(l,t)$ становится меньше погрешности измерения давления;

- решается численно уравнение (35), находится b ;

- из уравнения (36) находим a и определяем τ_p ;

В случае, когда, кроме влияния релаксационных эффектов, необходимо определить влияние инерционного члена, численным интегрированием находим μ_1 и из (37) определяем c^2.

Пример расчета.

Экспериментальные данные получены при следующих параметрах /II/: время термостатирования - I час, $P_0 = 7{,}8 \times 10^4$ н/м^2. Эксперимент проведен на мангышлакской нефти при температуре 20°С, капилляр длиной $l = 410$ см, диаметром $d = 0{,}3$ см. Кривая приведена на рис. 25.

В нашем случае (см.рис. 25) $P_\infty = 4{,}7 \times 10^4$ н/м^2; $T = 244$ мин. Величину μ_0 находим численным интегрированием по формуле

$$\mu_0 = P_\infty T - \sum_{i=1}^{n} \frac{P_i - P_{i+1}}{2} \Delta t_i ,$$

где i - номер экспериментальной точки;

Δt_i - интервал времени между i -м и (i +I) -м измерениями.

Получаем:

$$\mu_0 = 0{,}48 \cdot 244 + \left[\frac{0{,}01+0{,}05}{2} 3 + \frac{0{,}05+0{,}013}{2} 7 + \frac{0{,}013+0{,}42}{2} 31 + \frac{0{,}42+0{,}44}{2} 31 + \right.$$

$$\left. + \frac{0{,}44+0{,}45}{2} 31 + \frac{0{,}45+0{,}46}{2} 31 + \frac{0{,}46+0{,}47}{2} 32 \right] \approx 24 \text{ кг мин/см}^2 .$$

Далее методом Ньютона решаем уравнение (35). Введем обозначение $x = \sqrt{b \cdot l}$. В качестве нулевого приближения принимаем

$$x_0 = \ln 2 \frac{p_0}{p_\infty} = \ln 3{,}33 \approx 1{,}20$$

Следующие приближения находим по формуле

$$x_n = x_{n-1} - \frac{ch x_{n-1} - \frac{p_0}{p_\infty}}{sh x_{n-1}} ;$$

$$x_1 = 1{,}12 ; \quad x_2 = 1{,}11 .$$

Так как разность $|x_2 - x_1|$ соответствует требуемой точности, то в качестве решения принимаем второе приближение.

Тогда $\sqrt{b \cdot l} = 1{,}11$. Откуда $b = 7{,}3 \cdot 10^{-6} \text{ см}^{-2}$

Величину a находим из формулы (36):

$$a \frac{\mu_0 \sqrt{b}}{p_0} \frac{th \sqrt{b} l}{2 ch \sqrt{b} l} \approx 0{,}8 \cdot 10^{-3} \text{ мин/см}^2 .$$

Тогда

$$\tau_p = \frac{a}{b} = 109 \text{ мин} .$$

5.7. Расчет изменения расхода с учетом неравновесных свойств

Рассмотрим движение в трубе релаксационно-пластичной среды, реологическое уравнение которой описывается следующей моделью:

$$\theta \frac{\partial \tau}{\partial t} + \tau - \tau_0 = \mu \left(\frac{\partial V}{\partial r} + \lambda \frac{\partial^2 V}{\partial t \partial r} \right). \qquad (38)$$

Предположим, что в начальный момент среда находится в покое, а начиная с некоторого момента давление на входе мгновенно изменяется и принимает постоянное значение. При этом требуется рассчитать изменения расхода во времени для указанной релаксационно-пластичной среды.

Значения расхода в общем случае определяются из следующего выражения:

$$Q=\frac{\pi D^2}{4}\cdot\frac{P_0-P_1-\frac{2\tau_0 L}{R}}{2\rho L a}\left[1+\frac{K_2}{K_1-K_2}e^{-\frac{t}{K_1}}-\frac{K_1}{K_1-K_2}e^{-\frac{t}{K_2}}\right], \quad (39)$$

$$K_{1,2}=\frac{-(1+2a\lambda)\pm\sqrt{(1-2a\lambda)^2-8a\theta}}{2\theta}.$$

В случае, если $(1+2a\lambda)^2<8a\theta$, то расход определяется из следующей зависимости:

$$Q=\frac{\pi D^2}{4}\cdot\frac{P_0-P_1-\frac{2\tau_0 L}{R}}{2\rho L}\left[1-e^{-\alpha t}\left(\cos\beta t+\frac{\alpha}{\beta}\sin\beta t\right)\right] \quad (40)$$

$$\alpha=\frac{1+2a\lambda}{2\theta}; \qquad \beta=\frac{\sqrt{8a\theta-(1+2a\lambda)^2}}{2\theta}.$$

Если же $\theta = 0$, то расход равен

$$Q=\frac{\pi D^4}{4}\cdot\frac{P_0-P_1-\frac{2\tau_0 L}{R}}{2\rho L}\left(1-e^{-\frac{2a}{1+2a\lambda}\cdot t}\right). \quad (4I)$$

Произведем расчеты по полученной формуле при движении в трубе длиной 630 м и диаметром 2" релаксационно-пластичной среды с плотностью ρ = 800 кг/м^3, с предельным напряжением сдвига τ_0 = 0,30 н/м^2, вязкостью μ = 0,I5 кг/м^2.

На рис. I4 приведены законы изменения расхода для различных значений параметров релаксации: кривая I $Q=0$, $\lambda=0$; кривая 2

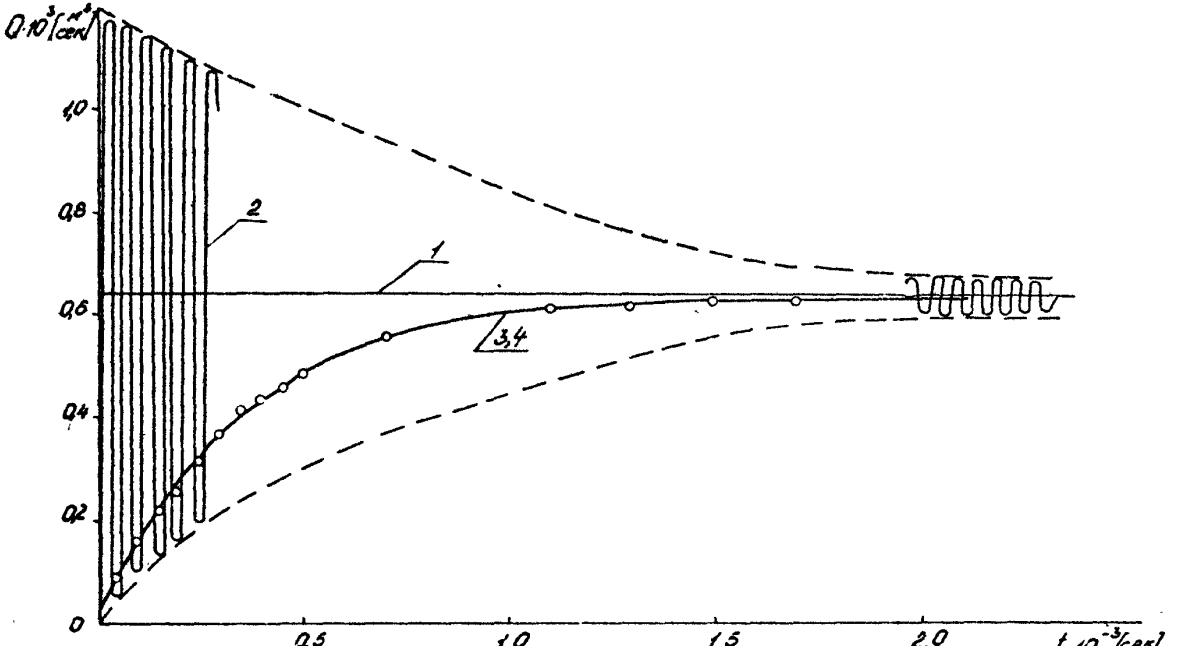


Рис.26. Влияние значений времени релаксации на переходные режимы работы трубопровода

θ = 400 сек, λ = 0; кривая 3 θ = 0, λ = 345 сек; кривая 4 θ = 400 сек, λ = 345 сек.

Как видно из рис. 26 время релаксации существенно влияет на переходные режимы работы трубопровода.

5.8. Расчет изменения температуры потока и давления по длине при движении релаксирующей жидкости в трубопроводе

Рассматривается стационарное движение вязкоупругой жидкости, описываемой моделью Максвелла в круглой цилиндрической трубе. С учетом диссипации механической энергии изменение температуры по длине трубы определяется зависимостью следующего вида:

$$T = e^{\gamma z}\left(T_0 - T_{cm} - \frac{D}{C}\right)\cos\beta z + \frac{\gamma}{\beta} e^{\gamma z}\left(T_0 - T_{cm} - \frac{D}{C}\right)\sin\beta z + \frac{D}{C} + T_{cm},$$

где $\gamma = -\frac{B}{2A}$; $\beta = \frac{\sqrt{B^2 - 4AC}}{2A}$; $B^2 - 4AC < 0$;

$$A = \theta V; \quad B = (1 + \alpha\theta); \quad C = \left(\frac{\alpha}{V} + \frac{64\mu_0 Vn}{9R^2 \rho C_p T}\right);$$

$$D = \frac{64\mu_0 V}{9R^2 \rho C_p T}; \qquad \alpha = \frac{2K}{R\rho C_p}.$$

Распределение давления вдоль трубы для такой системы выражается уравнением

$$P = C_1 + C_2 e^{-\frac{z}{\theta V}} + M e^{\gamma z}\cos\beta z + N e^{\gamma z}\sin\beta z - \left(\frac{E_n D}{C} - E\right) z,$$

где $E = -\frac{32\mu_0 V}{3R^2}$; $F = T_0 - T_{cm} - \frac{D}{C}$;

$$M = \frac{FE_n(\gamma^2 A - A\beta^2)}{(\gamma + A\gamma^2 - A\beta^2) + (\beta + 2A\gamma\beta)^2}; \quad N = \frac{FE_n - M(\gamma + A\gamma^2 - A\beta^2)}{(\beta + 2A\gamma\beta)};$$

$$C_2 = \left(M\gamma + N\beta - \frac{E_n D}{C} + E\right)\theta V;$$

$$C_1 = \left(\frac{E_n D}{C} - E\right)\theta - C_2 e^{-\frac{\theta}{\theta V}} - Me^{\gamma z}\cos\beta l - Ne^{\gamma\theta}\sin\beta l.$$

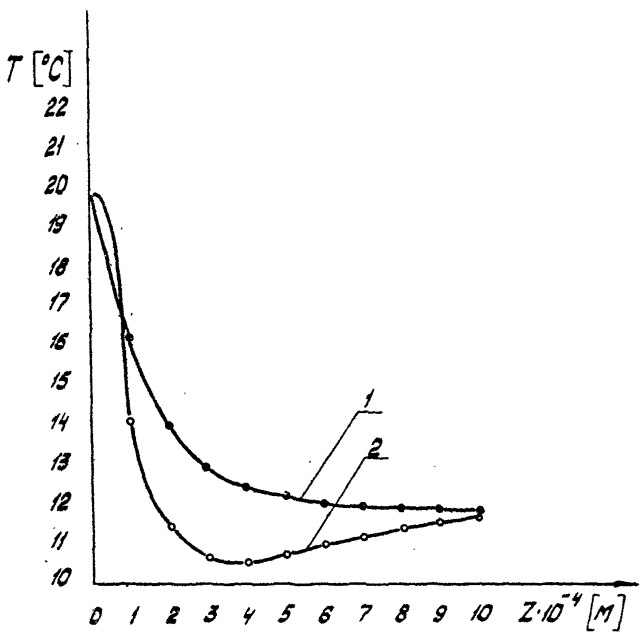


Рис.26а. Распределение температуры по длине трубопровода: I - для вязкой жидкости; 2 - для релаксирующей жидкости.

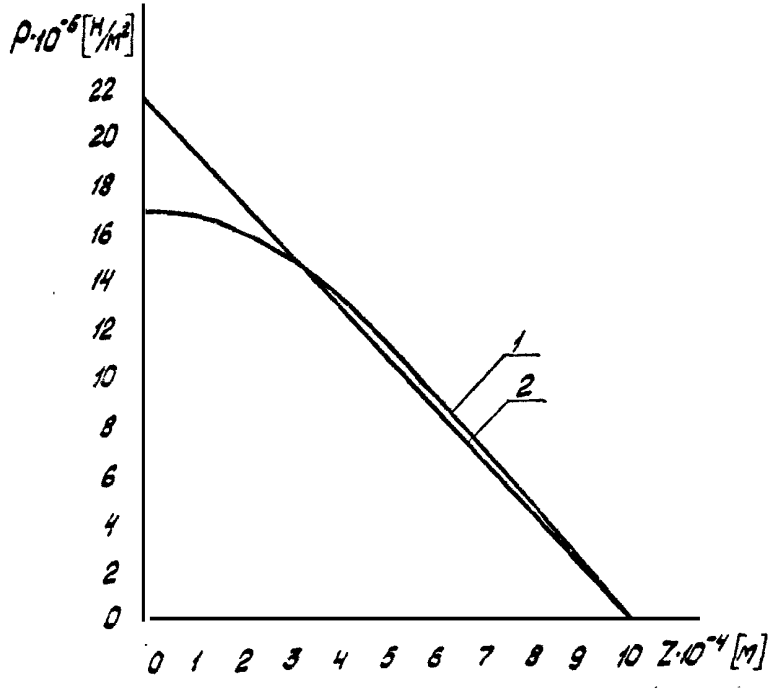


Рис.26б. Распределение давления по длине трубопровода: I - для релаксирующей жидкости; 2 - для вязкой жидкости

Пример расчета. Исходные данные:

$Q = 2 \cdot 10^{6}$ сек ; $\mu = 1{,}0$ кг/м^2; $n = 0{,}1$ 1/°C ; $\rho = 800$ кг/м^3 ;
$C_p = 0{,}5$ ккал/м°C ; $T = 427$ кгм/ккал ; $V = 1$ м/сек ; $L = 10^{5}$ м;
$R = 0{,}2$ м ; $\alpha = 0{,}5 \cdot 10^{-4}$ 1/сек ; $T_0 = 20$°C ; $T_{cm} = 10$°C.

Результаты расчета приведены на рис. 26(а) и 26(б).

6. ОЦЕНКА ПОГРЕШНОСТЕЙ ИЗМЕРЕНИЯ РЕЛАКСАЦИОННЫХ СВОЙСТВ НЕФТЕЙ

6.I. Влияние остаточного газа.

При проведении реологических исследований иногда в качестве измерительного элемента используются образцовые манометры. Возникает опасение, что наличие небольшого количества газа, остающегося в трубах манометра (паразитные емкости), может значительно удлинить время переходного режима и тем самым исказить результаты измерений.

Оценим возможное затягивание переходного процесса из-за влияния газа на основе данных примера, приведенного в [I2] . Обозначим через V - текущие значения объема газа в системе. Тогда можно записать, что

$$\frac{dV}{dt} = -Q ,$$

где Q - расход жидкости, подтекающей к манометру.

Учитывая малые скорости течения, можно положить $Q = \alpha(P_1 - P)$, где P_1 - постоянное давление в начале капилляра, P - переменное давление в конечной точке капилляра. Принимая газ идеальным, имеем $VP = V_0 P_0$. Таким образом,

$$\frac{V_0 P_0}{P^2} \cdot \frac{dP}{dt} = \alpha(P_1 - P).$$

Решая это уравнение, получаем, что постоянная времени системы оценивается как

$$T \approx \frac{V_0 P_0}{\alpha P_1^2} .$$

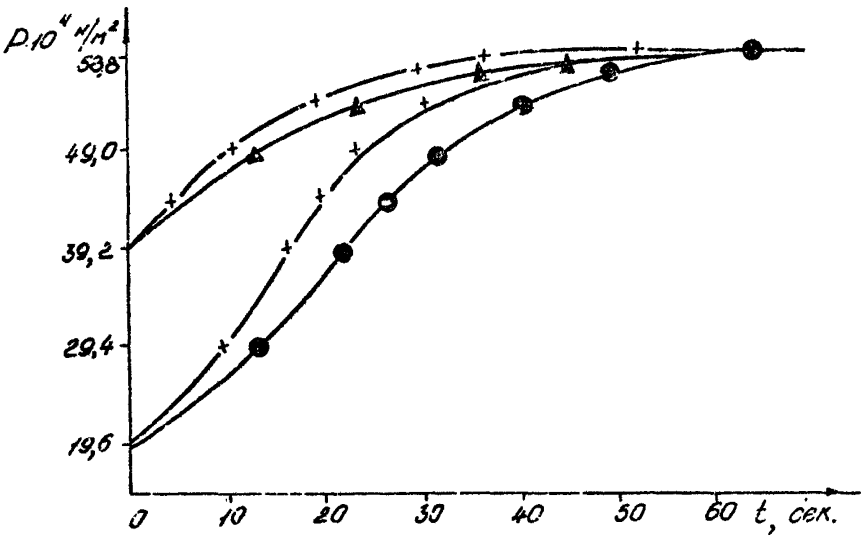


Рис.27. Кривые восстановления давления в капилляре:
● – 40°С; + –60°С

Отсюда, используя данные примера [12], находим, что начальный объем газа, остающийся в манометре, составляет около 60 $см^3$. Это примерно в четыре раза больше, чем активный объем используемого манометра.

С целью исключения возможного влияния газа, были проведены аналогичные опыты с использованием дифференциального манометра для измерения перепада давления. Опыты проводились с маслом "нигрол".

Характерное время переходного режима течения вязкой жидкости в трубе, оцениваемое на основе известного решения Грошени [13] ~ $\frac{\rho^2}{V}$, составляет примерно 0,08 сек. На рис. 27 приведены кривые изменения перепада давления во времени, определенные одновременно образцовым и дифференциальным манометрами. Как видно, время переходного режима значительно превышает расчетное.

Таким образом, предложенная в /12/ методика является вполне надежной для оценки релаксационных свойств нефтей.

6.2. Влияние неравновесных нагружений на изменение температуры системы

Известно, что, если термостатируемый контейнер с жидкостью быстро нагрузить давлением и затем его герметически закрыть, происходит последующее падение и постепенная стабилизация давления. Для выяснения причин этого явления были проведены специальные опыты по экспериментальной оценке изменения температуры для различных реальных жидкостей при адиабатическом изменении давления.

Опыты проведены на установке (рис. 28), состоящей, в основном, из бомбы PVT I, гидравлического пресса 2, контейнера 3, термостата 4, термодатчика 5; милливольтметра 6 и образцового манометра 7.

Для определения температуры во внутрь контейнера соосно была установлена термопара системы хромель-копель. Термопара подключалась по известной схеме к милливольтметру и обеспечивалось

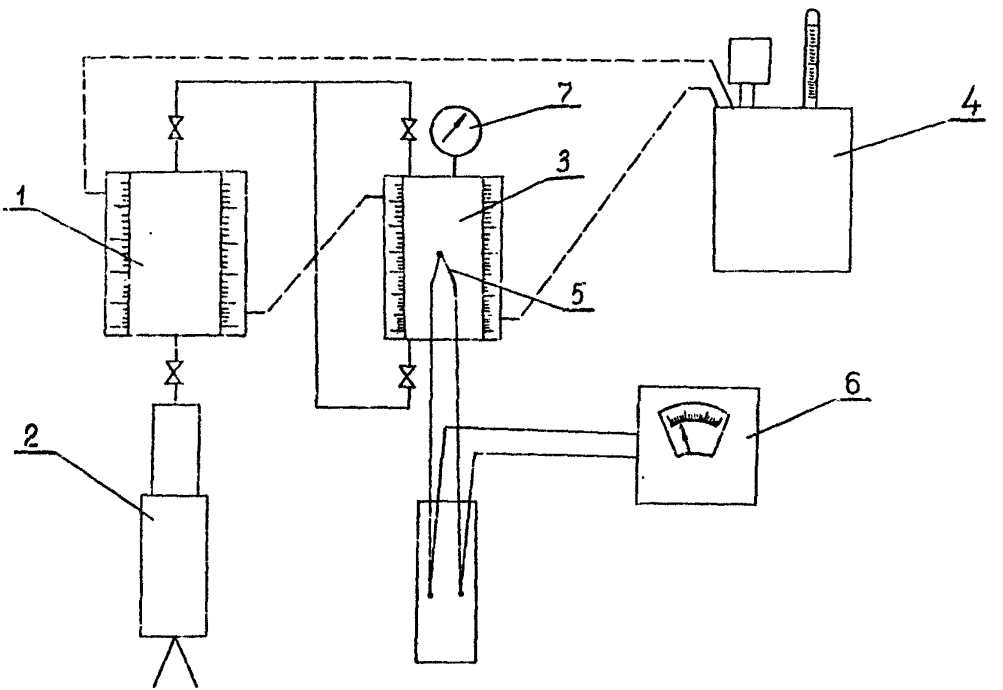


Рис.28. Принципиальная схема экспериментальной установки

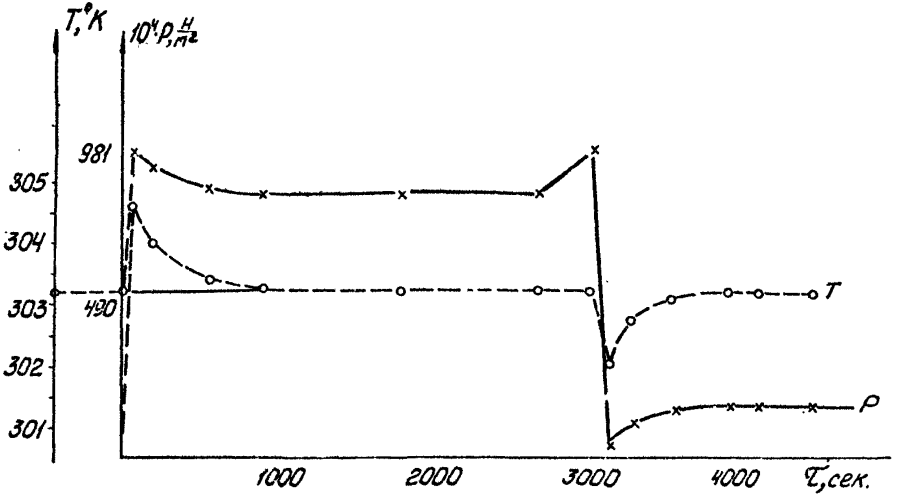


Рис.29. Изменение температуры и давления от времени в бомбе типа $pVT = const$

постоянство температуры вторых концов. По показаниям милливольтметра на основе специально снимаемых градуировочных кривых определялись соответствующие значения температур.

Были проведены опыты с конденсатом месторождения Зыря. Через бомбу производилось быстрое нагружение (за 58 сек) термостатируемого контейнера с конденсатом - давление увеличивалось от 0 до 981 · 10^4 н/м^2. Как видно из рис. 29, температура системы при этом практически без запаздывания увеличивается на 1,4°С. Затем контейнер герметически закрывался и осуществлялся контроль за показаниями манометра 7 и милливольтметра 6 . При этом наблюдалось практически синхронное падение температуры и давления. Дальнейшее падение давления связано с последующим выравниванием температуры конденсата с температурой термостатирования.

Заметим, что если изменение давления производится достаточно медленно (соизмеримо со временем теплообмена), то изменение температуры системы практически не наблюдается.

В дальнейшем было проведено несколько серий опытов с различными жидкостями и получены качественно аналогичные результаты.

Ясно, что существует определенное значение темпа изменения давления в системе, которое обеспечивает практическую адиабатичность процесса. Для оценки этого темпа была проведена серия опытов с конденсатом при различных темпах нагружения системы в контейнере с внутренним диаметром 69 мм. На рис. 30 проводится кривая зависимости абсолютного подъема температуры системы ΔT от темпа увеличения давления. Как видно, эта зависимость носит экспоненциальный характер и при этом асимптотическое значение ΔT определяет увеличение температуры при адиабатическом процессе. Из рисунка видно, что увеличение темпа давления в два раза, от 49 · 10^4 н/м^2. сек до 98,1 · 10^4 н/м^2·сек, приводит к сравнительно малому изменению значения ΔT (0,05°С). Это говорит о том, что при темпах изменения

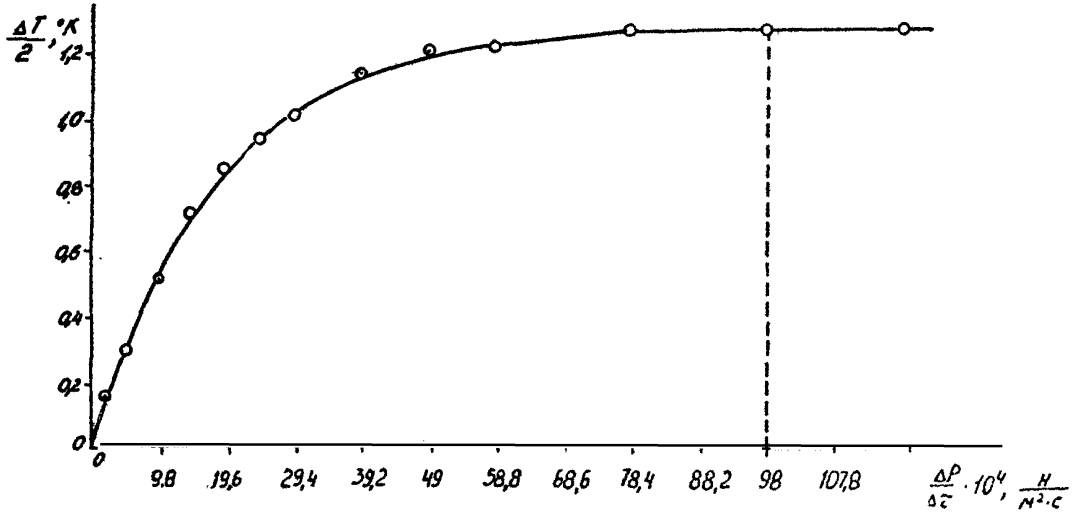


Рис.30. Зависимость абсолютного подъема температуры системы от темпа изменения давления

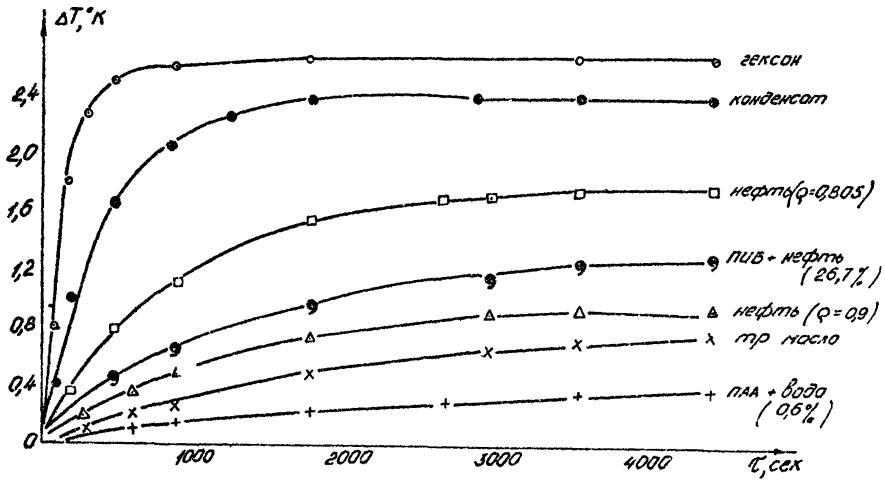


Рис. 31. **Зависимости изменения температуры от времени для различных жидкостей**

давления в контейнере, превышающих значение $49 \cdot 10^4$ н/м^2. сек, практически обеспечивается адиабатичность процесса. Так как конденсат характеризуется сравнительно большой теплопроводностью, то это пороговое значение темпа давления тем более сохраняет свой смысл для всех жидкостей, имеющих меньшую теплопроводность. Отмеченное учитывалось в последующих опытах для обеспечения адиабатичности процесса.

С целью сравнения результатов для различных жидкостей на рис. 31 приводится зависимость величины падения температуры от времени после скачка давления примерно в $981 \cdot 10^4$ н/м^2.

Известно, что исходя из основных термодинамических положений, изменение температуры системы при адиабатическом расширении или сжатии можно теоретически оценить из соотношения

$$dT = T_0 \frac{\alpha_p V}{C_p} dP.$$

Принимая коэффициент теплового расширения α_p, теплоемкость C_p, объем V постоянными, для конечного изменения давления получим:

$$\Delta T = T_0 \frac{\alpha_p \cdot V}{C_p} \Delta P \qquad (42)$$

Проведенные расчеты показали, что значения ΔT для различных жидкостей, вычисленные по (42), находятся в хорошем соответствии со значениями ΔT, зафиксированными в соответствующих опытах.

Как известно, реологические исследования жидкостей связаны в основном с изменением давления в диапазоне $1{,}01 \cdot 10^5 - 2{,}02 \cdot 10^5$ н/м^2. При изменении давления в этих пределах для крайнего случая - адиабатического сжатия, температура жидкостей практически не меняется. Очевидно, что такое изменение температуры не может быть причиной тех неравновесных процессов, которые проявляются в реологических исследованиях. Существенным является и то, что темп изменения (давления) в реологических опытах намного меньше темпа, при котором обеспечивается адиабатичность процесса.

Л И Т Е Р А Т У Р А

I. В.В.Линник. Метод наименьших квадратов и основы математической теории и обработка наблюдений , Гос.изд.физ.-мат.лит. М., I958.

2. А.Х.Мирзаджанзаде, Г.С.Степанова. Математическая теория эксперимента в добыче нефти и газа , "Недра", М., I977.

3. А.М.Нямура. Идентификация запаздывания , Труды АН Литовской ССР, серия БТ I(56), I969.

4. В.В.Солодовников. Введение в статистическую динамику систем автоматического управления , Гос.изд.тех.-теор.лит., М.-Л., I952.

5. К.В.Мукук. О релаксационных моделях аномальных систем , ДАН УЗССР, № 9, I978.

6. К.В.Мукук, С.М.Махкамов, Р.М.Саттаров. Обратная задача для релаксирующих аномальных систем , Изв.АН УзССР, сер.техн. наук, № 4, I979.

7. Химмельблау Д. Анализ случайных процессов статическими методами. М., I973.

8. М.Н.Пиядин. Исследование течения тиксотропных вязкопластичных нефтей в трубопроводах. Диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук., Уфа, I976.

9. Временное методическое руководство по гидравлическому расчету транспорта неньютоновских нефтей. Авт. А.Х.Мирзаджанзаде и др., Уфа, I978.

I0. А.Ф.Юкин. Распространение давления в трубопроводе с застывшей нефтью при возобновлении перекачки , НТ и ПИ Нефтяной хозяйство, № I, I979, с.5I-52.

II. В.С.Лиденко, В.Н.Дегтярев. Исследования условия пуска нефтепровода с застывшей нефтью. НТ и ПИ Нефтяное хозяйство, "Недра", I977, № 3, с.44-47.

I2. Методическое руководство по диагностированию неньютоновских нефтей. Ухта, I978.

I3. С.М.Тарг. Основные задачи теории ламинарных течений. М., I95I.

СОДЕРЖАНИЕ

	Стр.
I. Общие положения	3
2. Равновесные и неравновесные характеристики нефтей и их идентификация	5
2.I. Методы ротационной вискозиметрии	5
2.2. Метод капиллярной вискозиметрии	8
3. Неравновесные характеристики нефтей	12
4. Диагностирование релаксационных свойств нефтей при их движении в трубах	19
5. Определение релаксационных характеристик нефтей	24
5.I. Определение спектра времени релаксации	24
5.2. Применение дискриминантного анализа для оценки спектра времени релаксации	28
5.3. Оценка запаздывания в трубопроводах	31
5.4. Исследование влияния добавок парафина на релаксационные свойства нефтей	40
5.5. Исследование релаксационных свойств нефтей при всестороннем сжатии в объеме	44
5.6. Диагностирование пусковых давлений	56
5.7. Расчет изменения расхода с учетом неравновесных свойств	60
5.8. Расчет изменения температуры потока и давления по длине при движении релаксирующей жидкости в трубопроводе	63
6. Оценка погрешностей измерения релаксационных свойств нефтей	56
6.I. Влияние остаточного газа	66
6.2. Влияние неравновесных нагружений на изменение температуры системы	68
Литература	75

РУКОВОДЯЩИЙ ДОКУМЕНТ

МЕТОДИЧЕСКОЕ РУКОВОДСТВО ПО ОПРЕДЕЛЕНИЮ НЕРАВНОВЕСНЫХ РЕОЛОГИЧЕСКИХ ХАРАКТЕРИСТИК НЕФТЕЙ

РД 39-30-475-80

Издание ВНИИСПТнефти
450055, г.Уфа-55, пр.Октября, 144/3

Подписано к печати ПО 3213 5/03-1981 г.
Формат 60х90 1/16 Уч.изд.л. 3,1 Тираж 200 Заказ 65

Ротапринт ВНИИСПТнефти

gost.e-ecolog.ru