МИНИСТЕРСТВО НЕФТЯНОЙ И ГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

РД 39-081-91

МЕТОДИЧЕСКОЕ РУКОВОДСТВО

ПО ОПРЕДЕЛЕНИЮ РЕОЛОГИЧЕСКИХ СВОЙСТВ НЕНЬЯТОНОВСКИХ НЕФТЕЙ

Москва 1990г.

gost.e-ecolog.ru

МИНИСТЕРСТВО НЕФТЯНОЙ И ГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

Утверждаю
Начальник отдела
научно-технического
прогресса
_____ Е.М.Довжок
_____ 1991 г.

МЕТОДИЧЕСКОЕ РУКОВОДСТВО ПО ОПРЕДЕЛЕНИЮ РЕОЛОГИЧЕСКИХ СВОЙСТВ НЕНЬЮТОНОВСКИХ НЕФТЕЙ

РД 39-081-91

Настоящий документ разработан
Всесоюзным нефтегазовым научно-
исследовательским институтом (ВНИИ)
им.каф. А.П.Крылова

/Директор института М.Л.Сургучев

Ответственный исполнитель:
Зав.лабораторией гидродинамики
пластовых жидкостей в стволе
скважин и призабойной зоне пласта И.М.Аметов

ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время одной из основных проблем, стоящих перед нефтяной промышленностью, является повышение эффективности разработки месторождения неньютоновских нефтей. Статистический анализ нефтеизвлечения по месторождениям страны показал, что коэффициент нефтеотдачи на месторождениях неньютоновских нефтей в среднем в два и более раза меньше, чем в залежах с ньютоновскими нефтями и не превышает 0,2 – 0,3. Такое положение обуславливается двумя основными причинами. С одной стороны, высокая вязкость и наличие пластичных свойств резко осложняют фильтрацию в пласте и добычу неньютоновских нефтей. С другой стороны, реологические свойства таких нефтей систематически не определяются и, соответственно, не учитываются в проектах разработки месторождений и в мероприятиях по регулированию их эксплуатации. Между тем, наличие данных о реологических свойствах нефти позволяет повысить эффективность нефтеизвлечения на подобных месторождениях. Так, например, наличие у нефти вязко-пластичных свойств может приводить к образованию застойных зон в пласте, что резко снижает коэффициент нефтеизвлечения. Поэтому учет этих особенностей в проекте разработки позволит более обоснованно организовать технологические мероприятия по добыче нефти на месторождениях. Наличие у нефти вязко-упругих свойств влияет, в частности, на выбор температуры закачиваемой воды и обработку призабойной зоны, выбор технологических режимов работы газлифтных скважин с целью снижения расходов газа и установок ШСН и ЭЦН для улучшения характеристик их работы. Таким образом, учет реологических свойств при составлении проектов разработки и техно-

логических схем даст возможность повысить эффективность нефтеизвлечения из залежей неньютоновских нефтей. Неньютоновские свойства нефтей необходимо учитывать в разделах №№ 3, 4, 6 технологической схемы разработки нефтяного (и газонефтяного) месторождения. ("Регламент составления проектов и технологических схем разработки нефтяных и газонефтяных месторождений", Москва, 1986г.)

В данном руководстве описана последовательная методика определения реологических моделей и параметров неньютоновских нефтей, включающая проведение реометрических экспериментов на реотесте, бомбе PVT, реогониометре Вайсенберга, моделях пористой среды (кернах) и гидродинамические исследования скважин.

Рассмотрены наиболее употребительные реологические модели, методы их дискриминации и определения параметров. Приведены методы определения вязкопластичных и вязкоупругих свойств нефтей. Общая схема проведения реометрических исследований нефтей включает следующие три этапа. На первом этапе на реотесте определяется стационарная реологическая модель нефти и определяются ее параметры. При этом выбор наилучшей модели из набора возможных определяется с помощью дискриминирующего метода Тейла. Обработкой полученных данных в специальных координатах Кросса оценивается наличие у нефти вязкоупругих свойств.

Далее приводятся исследования свойств нефтей на реогониометре Вайссенберга с целью оценки нормальных напряжений при сдвиговом течении нефти и определении модуля сдвиговой упругости.

Альтернативная оценка наличия у нефти неравновесных свойств производится на основании исследований в бомбе PVT по специальной методике.

По результатам данного набора экспериментов определяется

типичный характер поведения нефти (равновесный или неравновесный), оцениваются вязкоупругие свойства и определяется реологическая модель.

На следующем этапе проводится исследование фильтрационных характеристик неньютоновской нефти на кернах и насыпных моделях пористой среды. Определяются закон фильтрации, величина начального градиента давления, индекс аномальности.

Исходя из результатов лабораторных экспериментов, на третьем этапе, определение параметров неньютоновских систем проводится по данным гидродинамических исследований скважин. Комплекс исследований включает снятие двусторонних кривых изменения давления в скважине, диагностирование фильтрационной модели и определение параметров.

Данное руководство является методическим обеспечением приложения к Регламенту составления проектов и технологических схем разработки нефтяных и газонефтяных месторождений по подготовке данных реологических свойств неньютоновских нефтей.

В составлении руководства принимали участие коллектив сотрудников ВНИИ им.акад.А.П.Крылова, АзИнефтехим им.М.Азизбекова, Института математики и механики АН Аз.ССР под руководством академика АН Азерб.ССР Мирзаджанзаде А.Х. в составе: Аметов И.М., Ахатов И.Ш., Булина И.Г., Днепровская Н.И., Жуйко П.В., Козаченко В.А., Мукук К.В., Мустафаев С.Э., Умрихин И.Д., Хабибуллин З.А., Шерстнев Н.М., Ягубов И.Н., а также сотрудники ПечорНИПИнефть Уфимского нефтяного института.

I. РЕОЛОГИЧЕСКИЕ МОДЕЛИ ДЛЯ ОПИСАНИЯ ПОВЕДЕНИЯ НЕНЬЮТОНОВСКИХ НЕФТЕЙ

Существует большое количество реологических моделей, учитывающих неньютоновские свойства нефтей. Разнообразные формы отклонения от неньютоновского поведения, проявляемые нефтями, определяются их химическим составом, а также условиями технологического процесса.

Для расчета технологических параметров процесса необходимо знать основные реологические параметры нефти. В случае неньютоновских нефтей вязкость зависит от скорости сдвига. Для описания зависимости вязкости и напряжения сдвига от скорости сдвига выбирают подходящую реологическую модель.

а) Наиболее распространенной реологической моделью для описания течения неньютоновских нефтей является модель Шведова-Бингама

$$\tau = \tau_0 + \eta\dot{\gamma} \qquad (I.I)$$

Кривая течения (или реологическая кривая) для этих жидкостей представляет собой прямую линию на графике $\tau = f(\dot{\gamma})$, пересекающую ось напряжений сдвига на расстоянии τ_0 от ее начала.

τ_0 - предельное напряжение сдвига, превышение которого приводит к возникновению вязкого течения; η - пластическая вязкость, численно равная тангенсу угла наклона кривой течения.

Объяснение поведения бингамовских сред исходит из предположения о наличии у покоящейся жидкости пространственной структуры, достаточно жесткой, чтобы сопротивляться любому напряжению,

не превосходящему по величине τ_0 . Например, пространственная структура парафина при температуре ниже температуры застывания. Если напряжение превышает τ_0 , то структура полностью разрушается и система ведет себя как обычная ньютоновская жидкость. Когда же напряжение сдвига становится меньше τ_0 , структура может снова восстановиться (явление тикстропии). На рис.I приведены типичные реологические кривые для высокопарафинистой Узеньской нефти.

б) Псевдопластические жидкости не обнаруживают предела текучести, и их кривая течения показывает, что отношение напряжения сдвига к скорости сдвига у них постепенно снижается с ростом скорости сдвига. Подобные зависимости характерны, например, для нефтей Герасимовского месторождения Томской области (рис.2, 3). Для описания жидкостей такого типа эмпирическая функциональная зависимость в виде степенного закона была предложена Оствальдом и усовершенствована Рейнером:

$$\tau = k\dot{\gamma}^{n} \qquad (I.2)$$

где k и n являются постоянными для данной жидкости: k - мера консистенции жидкости (чем выше вязкость жидкости, тем больше k), n - характеризует степень неньютоновского поведения материала ($n < I$), и чем больше n отличается от единицы, тем отчетливее проявляются его неньютоновские свойства.

Кажущаяся вязкость $\eta_{эф}$ для степенного закона можно выразить через n , т.к. $\eta_{эф} = \frac{\tau}{\dot{\gamma}}$, т.е.

$$\eta_{эф} = k\dot{\gamma}^{n-1} \qquad (I.3)$$

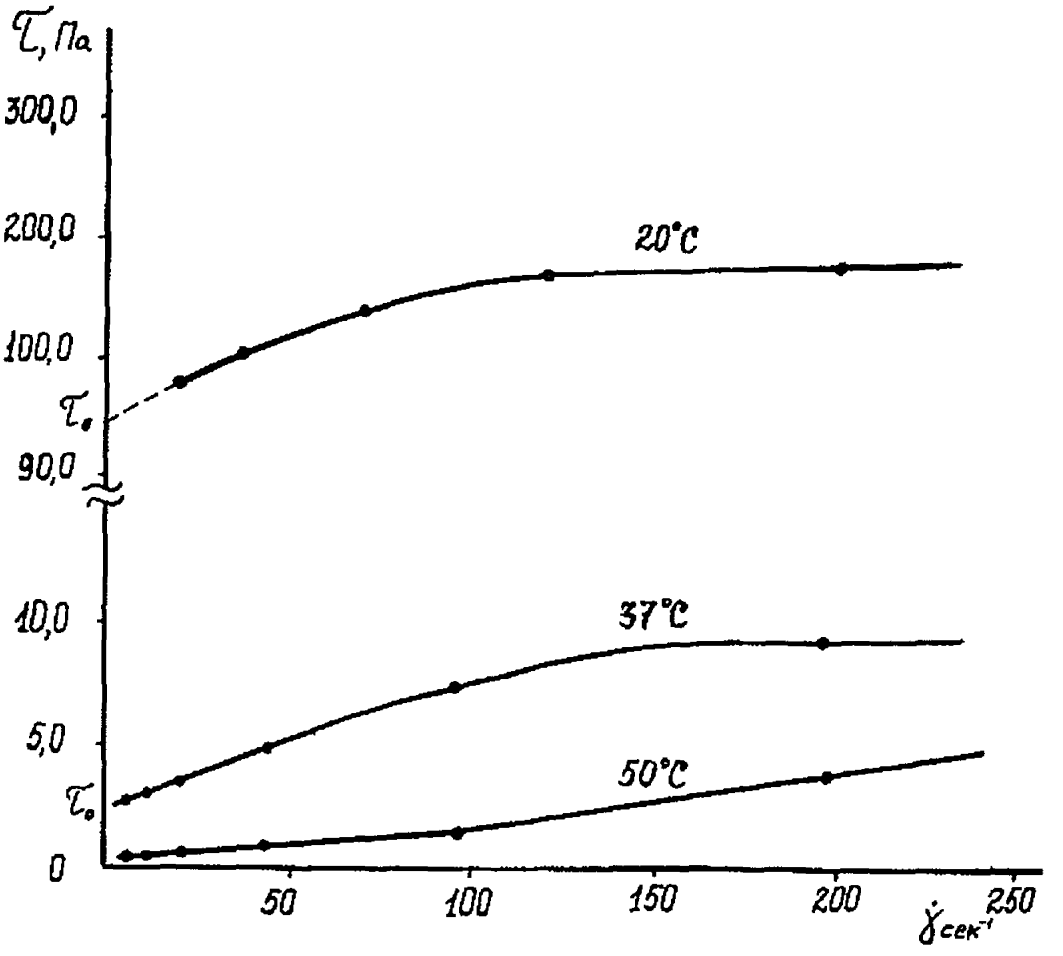


Рис.I. Реологические кривые Узеньской нефти
t = 20, 37, 50°С

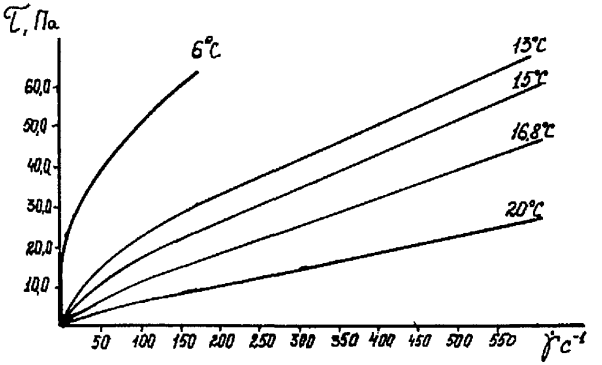


Рис.2. Реологические кривые Герасимовской нефти (Томская область): t = 6 – 20°С

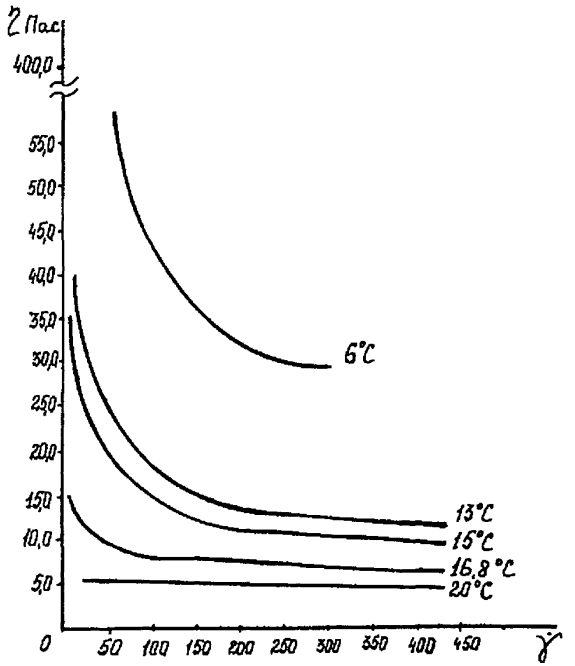


Рис.3. Зависимость вязкости от скорости сдвига для Герасимовской нефти

и поскольку для псевдопластичных материалов $n < 1$, то кажущаяся вязкость убывает с возрастанием скорости сдвига.

в) Вязкоупругие жидкости относятся к системам, проявляющим как упругое восстановление формы, так и вязкое течение.

В самом простом случае можно предположить, что вязкая составляющая характеризуется законом Ньютона $\dot{\gamma} = \tau/\eta_c$, а упругая подчиняется закону Гука, тогда при приложенном напряжении материал получит дополнительную деформацию сдвига τ/G (где G – модуль сдвиговой упругости). Следовательно добавочная скорость сдвига пропорциональная скорости изменения напряжения для любого момента времени и полная скорость сдвига запишется:

$$\dot{\gamma} = \frac{\tau}{\eta_c} + \frac{\dot{\tau}}{G} \qquad (I.4)$$

или

$$\tau + \lambda_1 \dot{\tau} = \eta_c \dot{\gamma} \qquad (I.5)$$

где $\lambda = \frac{\eta_c}{G}$, точе означает производную по времени.

Уравнение (I.4) впервые было предложено Максвеллем. Жидкости, которые описываются этим уравнением, обычно называются максвелловскими. Параметр λ_1 имеет размерность времени, и из уравнения (I.5) видно, что он является постоянной времени экспоненциального ослабления напряжения при неизменной деформации. Поэтому параметр λ_1 получил название времени релаксации.

г) Помимо вышеперечисленных широко известных реологических уравнений существуют другие феноменологические зависимости,

подходящие для описания течения неньютоновских сред.

В частности для нефтей существует достаточно простая модель, предложенная Кэссоном:

$$\tau^{1/2} = k_0 + k_1 \dot{\gamma}^{1/2} \qquad (I.6)$$

Величина k_0 выражает пластическую составляющую течения. Параметр k_1 связан с вязкой составляющей, т.е. угловой коэффициент наклона прямой на графике $\tau^{1/2} = f(\dot{\gamma}^{1/2})$, рис.4.

Уравнение Кэссона и Шведова-Бингама было обобщено Шульманом З.П. и приняло вид

$$\tau = \left[\tau_0^{\frac{1}{n}} + (\eta_p \dot{\gamma})^{\frac{1}{n}}\right]^n \qquad (I.7)$$

II. ПРИБОРЫ ДЛЯ ИЗМЕРЕНИЯ РЕОЛОГИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ НЕФТИ (ВИСКОЗИМЕТРЫ)

Известно два основных метода получения реологических характеристик неньютоновских жидкостей:

I. Непосредственное установление связи напряжения сдвига со скоростью сдвига путем создания в образце однородной сдвиговой деформации в специально сконструированном приборе и измерения соответствующего напряжения сдвига при фиксированной скорости. Вискозиметры, использующие этот принцип, представляют собой ротационные устройства в виде соосных цилиндров или конуса и пластины.

2. Установление зависимости между напряжением и скоростью сдвига косвенным способом - по измерениям перепада давлений и

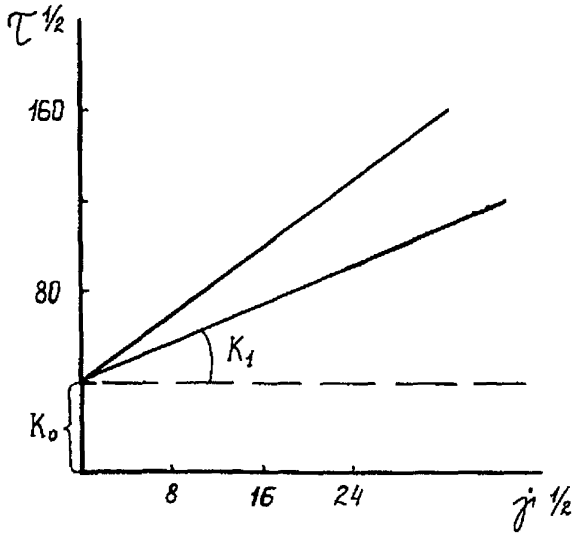


Рис.4. Реологическая кривая, обработанная в параметрах модели Кассона

расходу жидкости в прямолинейном канале или в вискозиметрах с капиллярной трубкой. В таких приборах скорость сдвига не постоянна поперек канала, а изменяется от нуля на оси трубы до максимума на стенке.

а) Ротационные вискозиметры

Исследуемый образец помещают в зазор между двумя вертикально расположенными соосными цилиндрами, один из них приводится во вращение с изменяемой угловой скоростью, в то время как другой цилиндр испытывает закручивающее усилие, величина которого измеряется в процессе опыта. Измерение крутящего момента в зависимости от числа оборотов вращающего цилиндра можно интерпретировать как связь между напряжением сдвига и скоростью сдвига. Изменение скорости сдвига в каждой точке испытуемого образца зависит от ширины кольцевого зазора между обоими цилиндрами. Если щель достаточно мала, то изменение скорости сдвига поперек зазора будет незначительно, т.е. радиальное изменение указанной величины пренебрежимо мало. Измерительную камеру прибора помещают в термостатирующую баню.

Существуют ротационные вискозиметры с вращающимся внутренним цилиндром, например, выпускаемый в ГДР "Реотест", или с вращающимся внешним цилиндром или конусом и пластиной, как "Ротовиско" (ФРГ) или вискозиметр Ферранти-Шарлея и реогониометр Вайсенберга (Англия).

При использовании ротационных вискозиметров с вращающимся внешним или внутренним цилиндром измерения проводятся при заданной скорости сдвига, и замер напряжения произведится в момент полностью стабилизированного течения $\tau = Const$ (рис.5). (Для этой цели желательна непрерывная запись значений τ с

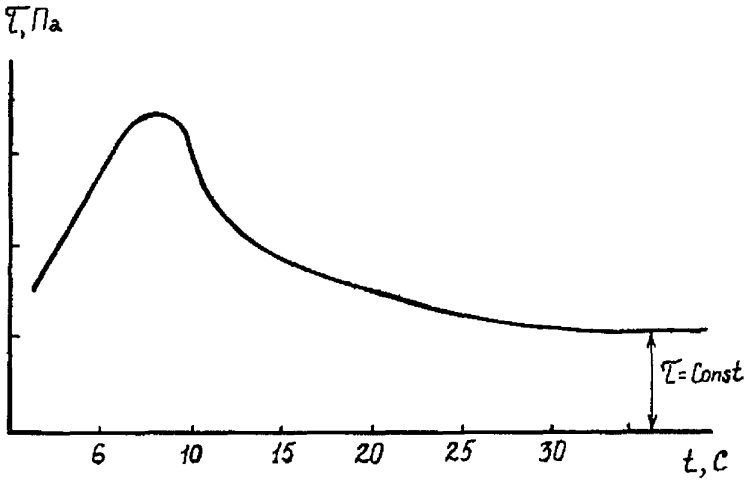


Рис.5. Кинетика развития касательных напряжений при фиксированной скорости сдвига (вискозиметр "Реотест")

помощью самописца).

Для построения графика реологической кривой или кривой течения с измерительного блока в момент установления стабильного течения считываются показания (α), пропорциональные τ , эта величина умножается на коэффициент ($\mathcal{Z}$), который является константой прибора, учитывающей геометрию прибора и характеристику динамометра. Вязкость вычисляется для каждой скорости путем умножения значения τ на коэффициент, учитывающий скорость сдвига и константу прибора. Полученные зависимости являются основными реологическими характеристиками.

б) Реогониометр Вайссенберга с рабочим органом конус-пластина (рис.6) состоит из плоской пластины и тупоугольного вращающегося конуса. Вершина конуса слегка касается поверхности пластины. Жидкость заполняет узкую щель между ними. Если угол очень мал, например, меньше 0,5 мм, то испытуемый материал во всем объеме будет подвергаться одноосному сдвигу, а концевые эффекты будут незначительны. Тогда анализ опытных данных для неньютоновских жидкостей упрощается, поскольку кажущаяся вязкость получается как функция скорости сдвига. При этом

$$\tau = \frac{3M}{2\pi R^3} \qquad (2.1)$$

а

$$\eta = \frac{3M}{2\pi R^3 \omega \varphi} \qquad (2.2)$$

где M – крутящий момент на торсионе;

R – радиус конуса;

ω – угловая скорость;

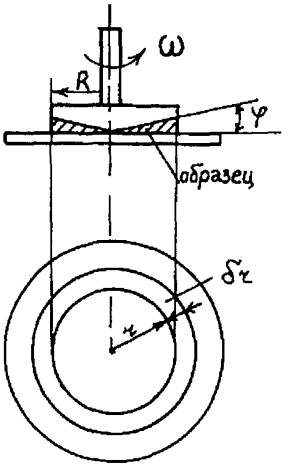


Рис.6. Схема рабочего узла реогониометра Вайссенберга

φ – угол конусности.

Помимо измерения параметров напряжений сдвига и скорости сдвига, реогониометр Вайссенберга служит для измерения упругих характеристик, таких как нормальные напряжения, направленные перпендикулярно направлению течения, модуля сдвиговой упругости и времени релаксации. Для некоторых тяжелых нефтей с большим содержанием асфальтенов и смол в реологическое уравнение входит время, т.е. связь между тензором напряжений и скоростей деформаций не определяется их мгновенными текущими значениями, а зависит от всей предыстории процесса течения.

При экспериментах с такими нефтями наблюдается и может быть измерено запаздывание изменения касательного напряжения по отношению к изменению скорости сдвига. Причем, чаще всего время запаздывания увеличивается с уменьшением скорости сдвига.

При внезапной остановке при установившемся течении с помощью реогониометра можно непосредственно измерить время релаксации. На рис.7 показаны кривые релаксации жетыбайской нефти для разных скоростей деформирования.

в) Вискозиметры трубчатые

Определение характеристик неньютоновской нефти в капиллярных (трубчатых) вискозиметрах требует одновременного измерения объемной скорости Q в сечении трубки и соответствующего перепада давления по длине трубы ΔP. Эти измерения многократно повторяются во всем диапазоне значений Q и ΔP. Приборы такого типа состоят из емкости с жидкостью, устройства для приложения давления, трубки и расходомера.

При ламинарном режиме течения справедлива зависимость для расхода

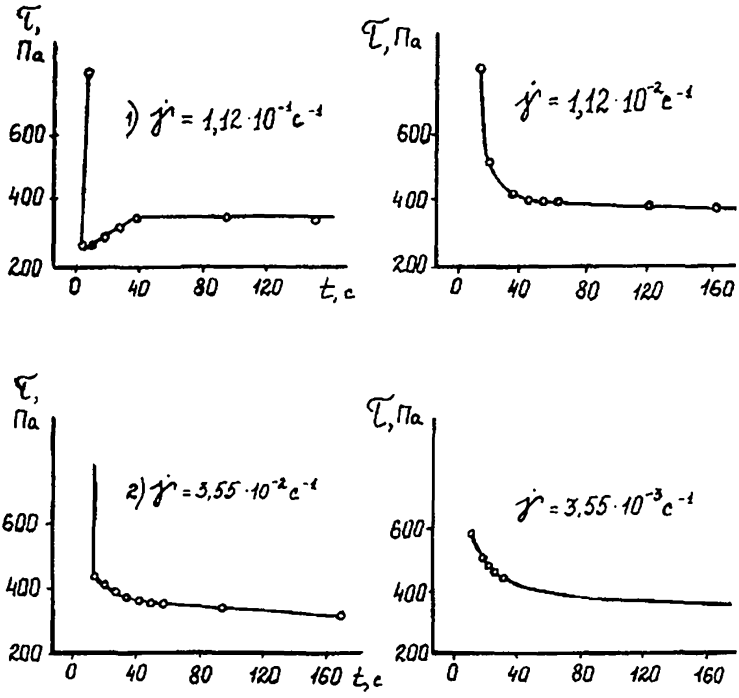


Рис.7. Кривые релаксации Жетыбайской нефти для разных скоростей сдвига

$$Q = 2\pi \int_0^R r\, dv(r)\, dr = \pi r^2 v \Big|_0^R - \pi \int_0^R r^2 \frac{dv}{dr}\, dr \qquad (2.3)$$

Первое слагаемое в правой части обращается в нуль в силу условий "прилипания" на стенке $v(R) = 0$.

Из условия линейного распределения касательных напряжений по радиусу r

$$r = \frac{\tau r}{\Delta P}; \quad dr = \frac{2l}{\Delta P} d\tau \qquad (2.4)$$

Обозначив определяемую зависимость как $\frac{dv}{dr} = -f(\tau)$, зависимость (2.4) может быть представлена как

$$\frac{4Q}{\pi R^3} = \frac{4}{\tau_w} \int_0^{\tau_w} \tau^2 f(\tau)\, d\tau = \phi(\tau_w) \qquad (2.5)$$

Дифференцируя это равенство по аргументу τ_w (τ_w – напряжение трения на стенке) получаем

$$f(\tau_w) = \frac{\tau_w \frac{d\phi(\tau_w)}{d\tau_w} + 3\phi(\tau_w)}{4} \qquad (2.6)$$

По последнему выражению можно получить искомую кривую течения $\dot{\gamma} = f(\tau)$. Напряжение трения на стенке трубы τ_w находится по формуле

$$2\pi R L \tau_w = \pi R^3 \Delta P$$

где ΔP – перепад давления по длине L.

Следовательно,

$$\tau_w = \frac{R \Delta P}{2L}$$

Измеряя в эксперименте величины τ_w и $\phi(\tau_w)=\frac{4Q}{\pi R^3}$, по (2.6) определяется исходная зависимость $f(\tau_w)$.

Ш. ПРИМЕРЫ РЕОЛОГИЧЕСКИХ ИЗМЕРЕНИЙ НЕФТЕЙ НЕКОТОРЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

На примерах нефтей нескольких месторождений показывается как можно интерпретировать данные, полученные с помощью ротационного и трубчатого вискозиметров.

На рис.I приведены характерные зависимости $\tau=f(\dot{\gamma})$ для Узеньской высокопарафинистой нефти при разных температурах, полученные с помощью вискозиметра "Реотест".

Являясь ньютоновскими при t = 50°С, эти нефти приобретают свойства вязко-пластичности при температуре близкой к температуре кристаллизации парафина 37°С (на оси τ появляется отрезок, характеризующий τ_0). При дальнейшем понижении температуры эти свойства усиливаются. Уже при 20°С, помимо очень высоких значений τ_0, наблюдается несвойственное для идеальных вязкопластков резкое падение значений τ в области малых скоростей сдвига, и только затем кривая течения приобретает обычную для этих жидкостей форму. В этом интервале скоростей сдвига описывать течение такой нефти только моделью Шведова-Бингама нельзя.

По этим кривым определяются основные реологические параметры: τ_0 – непосредственно из графиков по отрезку, отсекаемому на оси координат; эффективная вязкость для каждой скорости сдвига – непосредственно из графика как тангенс угла, образованного отрезком прямой, проходящей через точку ($\dot{\gamma}=0, \tau=\tau_0$) и точку на графике ($\tau=f(\dot{\gamma})$), соответствующую определенной скорости

сдвига, с осью абсцисс $\eta_{эф}=\frac{\tau}{\dot{\gamma}}$, или по табличным данным фиксируемых значений и скорости сдвига.

В связи с недостаточной распространенностью приборов типа реогониометра и необходимостью экспресс-оценок вязко-упругих свойств нефтей, можно, используя методику Кросса, получить их по данным измерений, выполненных на обычном ротационном вискозиметре, например, "Реотест".

По зависимостям $\tau=f(\dot{\gamma})$ и $\eta_{эф}=f(\dot{\gamma})$ выясняется связь между касательным напряжением и эффективной вязкостью в виде соотношения:

$$\frac{1}{\eta_{эф}^2}=\frac{1}{\eta_t^2}+\frac{\tau_{эф}}{4G^2\eta_t^2} \qquad (3.I)$$

где $\tau_{эф}$ – эффективное касательное напряжение;

G – модуль упругости исследуемой жидкости;

η_t – значение вязкости, замеренное в момент времени или истинная вязкость (по Кроссу);

$\eta_э$ – эффективная вязкость.

По графику, построенному в новых координатах ($\frac{1}{\eta_t^2}-\tau^2$) можно сделать вывод о реологических свойствах исследуемой жидкости: участки параллельные оси абсцисс (τ^2), соответствуют вязкому течению; остальные участки соответствуют проявлению линейных или нелинейных вязко-упругих свойств.

Для каждого из этих участков может быть вычислен модуль сдвиговой упругости.

На примере нефти Возейского месторождения, кривые течения которой, полученные на вискозиметре "Реотест" приведены на рис.8 продемонстрируем применение методики Кросса. Для исключения

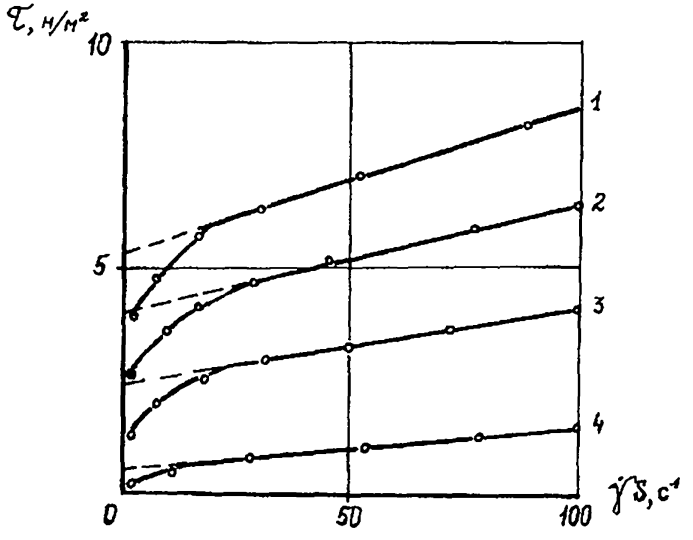


Рис.8. Кривые течения нефти Возейского месторождения (дегазированная)

I – 4 – температура соответственно 0, 5, I0, I5°С

влияния пластических свойств на вязко-упругие характеристики при обработке кривых течения использовалась величина эффективного касательного напряжения, равная разности касательного напряжения и предельного напряжения сдвига.

$$\tau_{эф} = \tau - \tau_0$$

По полученным данным построены реограммы в координатах τ^2 и $1/\eta^2_{эф}$. На рис.9 приведены реограммы для нефтей Возейского месторождения при температурах 0, 5, 10 и 15°С (дегазированные). Для линейных вязкоупругих жидкостей зависимость τ^2 от $1/\eta^2_{эф}$ должна быть линейной. Как видно из рис.9, полученные реограммы не имеют линейной зависимости, однако, для исследованных нефтей легко выделить два линейных участка при малых и больших τ.

Результаты обработки реограмм, полученных для дегазированных нефтей Возейского месторождения при различных температурах приведены в табл. 3.1.

Таблица 3.1.

Месторождение	Значения Кроссовской вязкости, Па·с при °С температурах,				Значения модуля упругости, Па при °С температурах			
	0	5	10	15	0	5	10	15
Возейское	0,250	0,208	0,126	0,087	0,603	0,446	0,526	0,316

Пример определения реологических параметров с помощью вискозиметра "Реотест-2" приведен для Яунлорской нефти. Реологические исследования на вискозиметре "Реотест-2" в диапазоне скоростей сдвига от 3 до 437 $с^{-1}$ в интервале температур от 2°С до

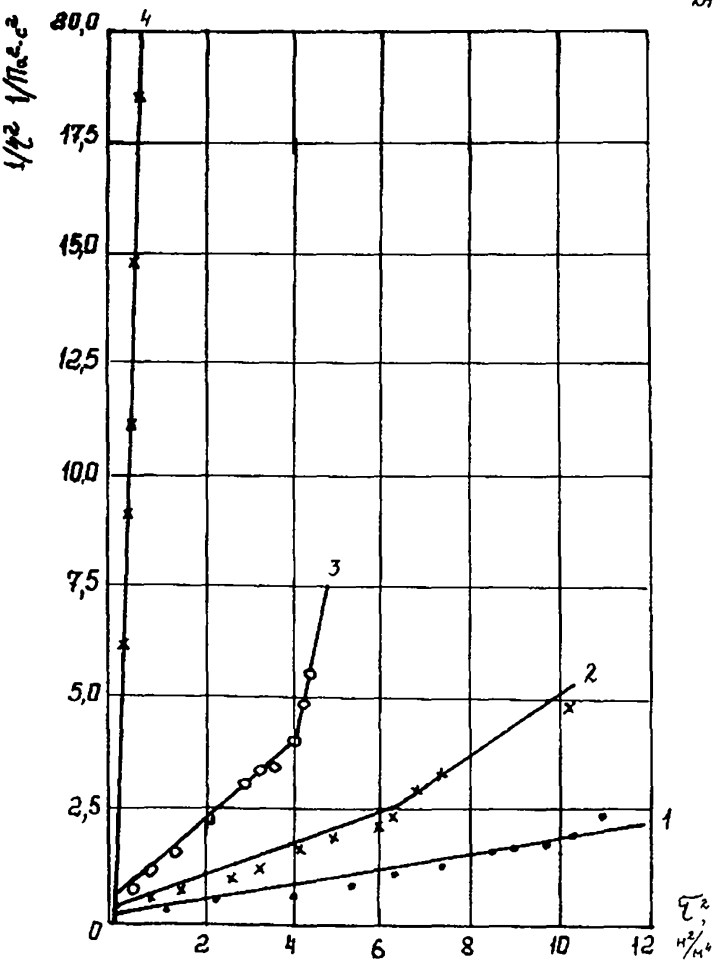


Рис. 9. Реограмма нефти Возейского месторождения (дегазированная)

I - 4 - температура соответственно 0, 5, I0, I5°С

20°С, показали, что Яунлорская нефть представляет собой неньютоновскую жидкость с сильной зависимостью вязкости от скорости сдвига во всем диапазоне исследованных температур и наличием предельного напряжения сдвига τ_0, рис. IO, II.

По виду реологических зависимостей для описания течения этой нефти подходит вязко-пластичная модель.

С понижением температуры усиливается зависимость вязкости от температуры и разница между максимальным (при низких скоростях сдвига) и минимальным (при полностью разрушенной структуре), значениями вязкости, рис.IO.

По кривой течения непосредственно из графика определяем значение предельного напряжения сдвига τ_0 как отрезок, отсекаемый продолжением кривой течения на оси ординат (таблица 3.2).

Таблица 3.2.

T°C	2°	4°	6°	IO°	I5°	20°
Па	28,0.	22,0	20,0	I0,6	I6,0	II,0

Например, при 20°С τ_0 = II,0 Па. Вязкость, зависящую от скорости сдвига, можно определить непосредственно из графика рис.II для каждой скорости сдвига. Минимальное и максимальное значения вязкости приведены в таблице 3.3.

Таблица 3.3.

T°C	2°	4°	6°	IO°	I5°	20°
η мах. Па·с	I9,750	I6,230	9,500	8,050	6,560	4,850
η мин. ПА·с	4,600	3,000	2,300	I,800	I,400	0,900

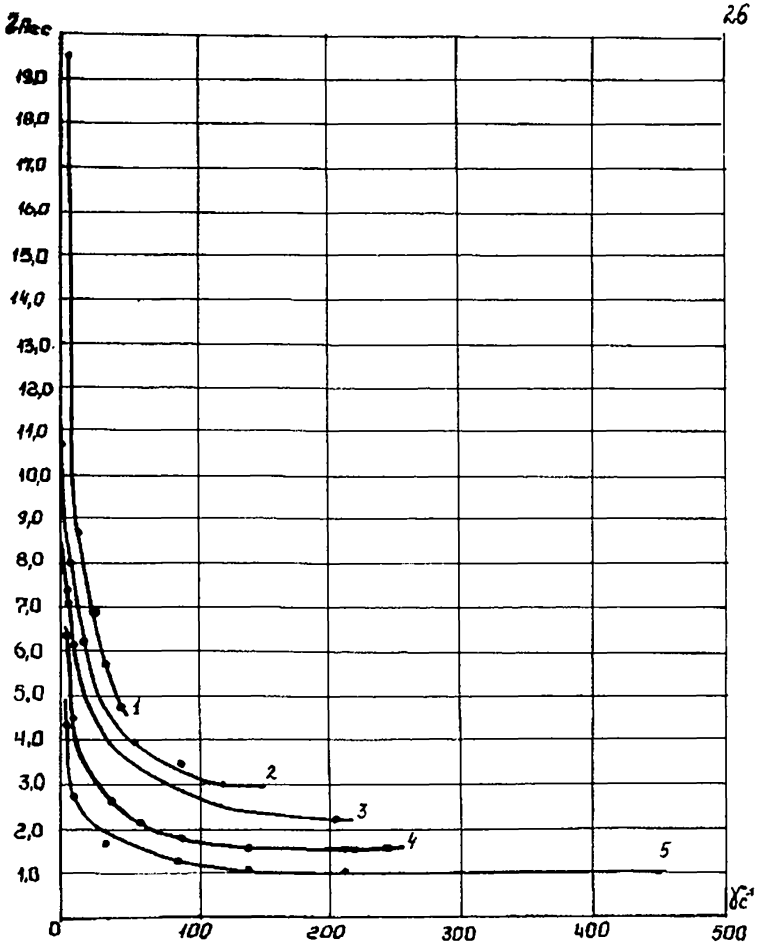


Рис.10. Зависимость вязкости Яунлорской нефти от скорости сдвига для температур:
1-2°С; 2-4°С; 3-6°С; 4-15°С; 5-20°С

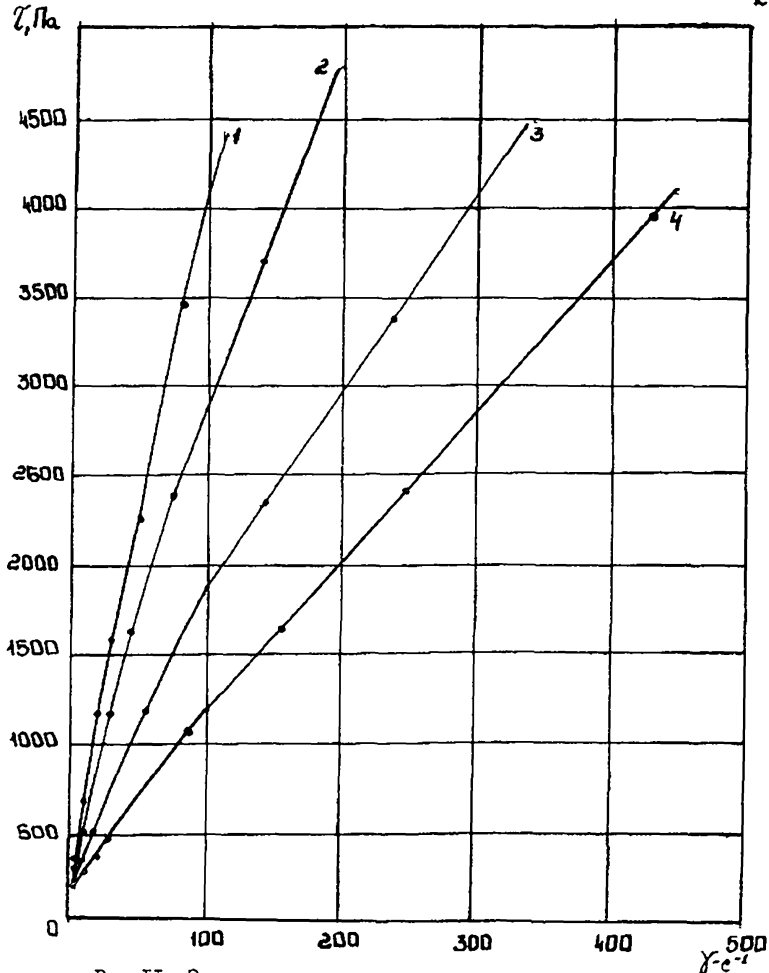


Рис.II. Зависимость напряжения сдвига от скорости сдвига Аунлорской нефти для температур:
I-2°С; 2-4°С; 3-I5°С; 4-20°С

Если представляют интерес режимы течения в области малых скоростей сдвига, можно обратиться к степенной модели (I.2), и построив график $\tau = f(\dot{\gamma})$ в этом диапазоне (например, для Яунлорской нефти при 20°С от 3 $с^{-I}$ до I00 $с^{-I}$) в логарифмических координатах $lg\tau = lg(\dot{\gamma})$, рис.I2, по углу наклона прямой определить значение n .

Значение k определяется как отрезок на оси ординат. В данном случае k = I00 Па·$с^{0,32}$. Из зависимости

$$\tau = k\dot{\gamma}^{n}$$

$$lg\tau = lg k + n lg\dot{\gamma};$$

$$n = \frac{lg\tau_1 - lg\tau_2}{lg\dot{\gamma}_1 - lg\dot{\gamma}_2};$$

$$n = \frac{lg 200 - lg 100}{lg 9} = \frac{2,31 - 2}{0,9542} \cong 0,32;$$

$$k = 100 Па \cdot с^{0,32}$$

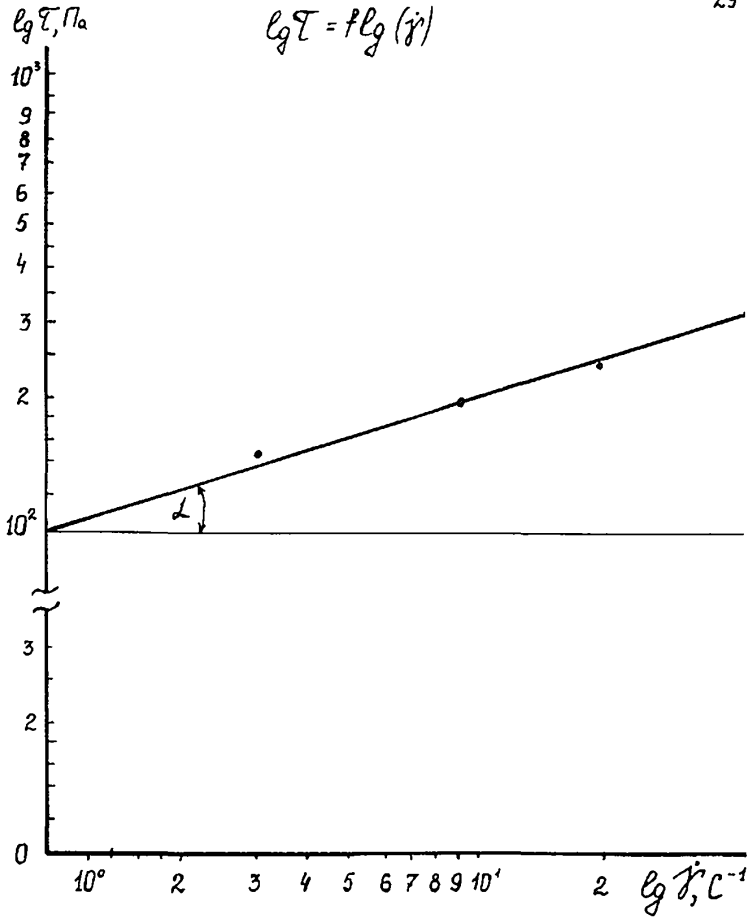


Рис.I2. Реограмма Яунлорской нефти

Пример получения реологических параметров с помощью реогониометра Вайссенберга приведен для Усинской нефти.

Чувствительность реогониометра такова, что можно достаточно точно измерить вязкость от 0,0001 Па·с до $5 \cdot 10^6$ Па·с.

Использование реогониометра позволяет в течение одного измерения получить реологическую характеристику нефти и ее параметры.

Пример: исследование нефти Усинского месторождения

Эксперимент приведен при t = 20°С, использовалась пара конус-плоскость Д = 5 см, с зазором (усечение конуса) 89 мкм, углом конусности $1^{\circ}59'46'' = 0{,}348$ рад, торсионом (пружина для измерения касательных напряжений) $\leq T - 5\%$ с константой $K_т = 62 \cdot 10^{-5}$ $\frac{Н \cdot см}{мкм}$, пружина для измерения нормальных напряжений с константой К = $0{,}826 \cdot 10^{-2}$ Н/мкм, измерения проведены при скоростях сдвига 0,142 $с^{-1} \div 8{,}97$ $с^{-1}$, объем образца V = 1,15см. Все параметры прибора подбираются в соответствии с типом исследуемой жидкости по таблицам и номограммам, приведенным в инструкции.

Полученные данные рассчитывались по формуле

Касательные напряжения

$$\tau = \frac{3 \Delta T K_т}{2\pi a^3} \qquad (3.2)$$

где ΔT – показания прибора

$K_т$ – константа торсиона

a – радиус измерительной пары

$3;2\pi$ – численные коэффициенты, обусловленные конструктивными особенностями прибора.

Нормальные напряжения

$$\sigma = \frac{2 K_N \Delta N}{\pi \alpha^2} \qquad (3.3)$$

где K_N – константа пружины

ΔN – показания прибора

α – радиус измерительной пары

$2,5$ – численные коэффициенты, обусловленные конструктивными особенностями прибора

Эффективная вязкость

$$\eta_{эф} = \frac{\Delta T \, K_T \, \theta^\circ}{120 \, \alpha^3 \, \Omega} \qquad (3.4)$$

где ΔT – показания прибора

K_T – константа торсиона

θ – угол конусности (в)

α – радиус измерительной пары

Ω – угловая скорость.

Результаты приведены в таблице 3.5 и на графике рис.I3.

Нефть Усинского месторождения является вязко-упругой жидкостью. Одной из ее характеристик является модуль упругости

$$G = \frac{\sigma}{\dot{\gamma}} \qquad (3.5)$$

Зависимость ($\sigma - \dot{\gamma}$) нормальных напряжений от скорости сдвига (рис.I3) представлена четырьмя участками, для которых модуль упругости соответственно

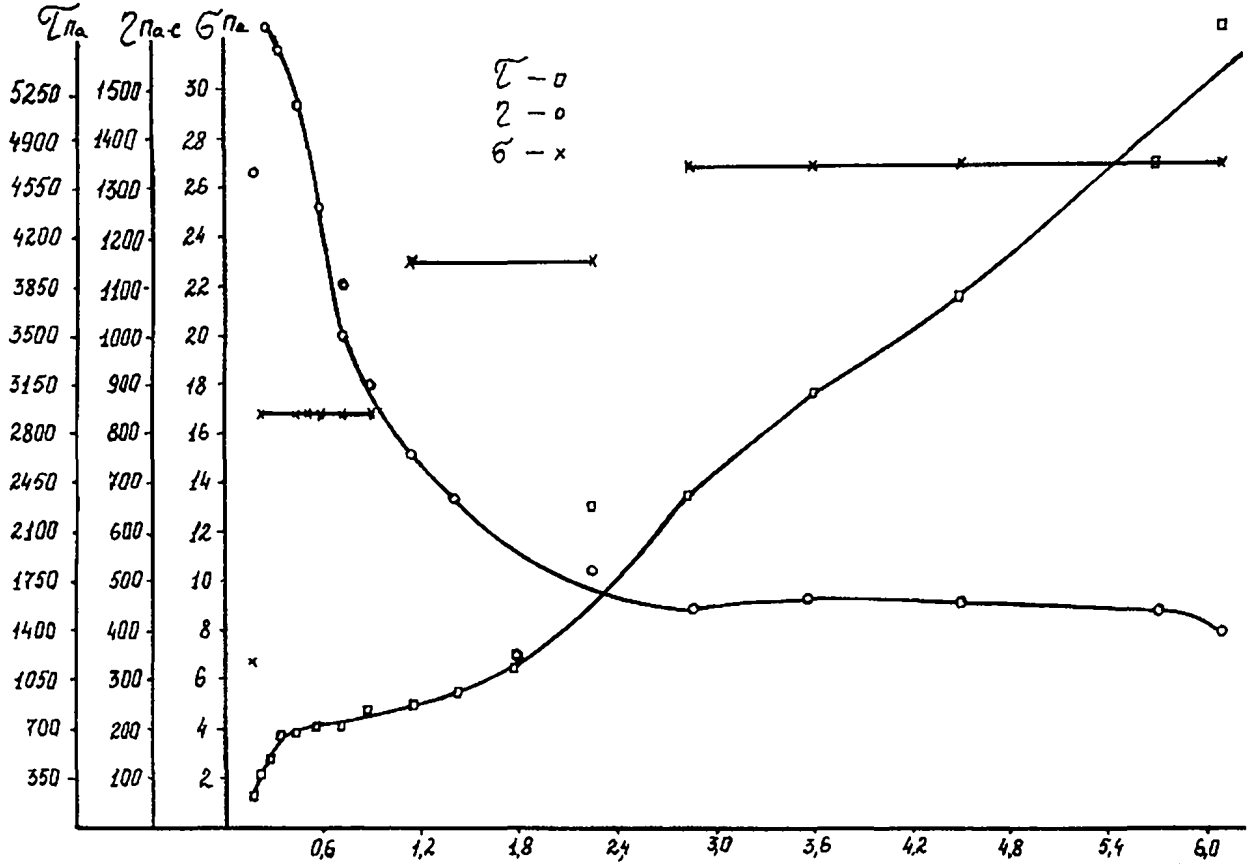


Рис.I3. Реологические зависимости τ, η, σ для нефти Усинского месторождения, $t=20^{\circ}C$

Таблица 3.4.

$\dot{\gamma}, c^{-1}$	0 – 0,179	0,225–0,897	1,13 – 2,25	2,84 – 7,13
Q, Па	210,168	67,614	8,679	1,197

Таблица 3.5

№ № п/п	$\dot{\gamma}$, c^{-1}	ΔT, мкм	τ, Па	η, Па·с	ΔN	σ, Па
1.	0,179	50	238,10	1330,168	2	6,7342
2.	0,225	80	380,96	1693,156	5	16,836
3.	0,284	100	476,20	1676,761	5	16,836
4.	0,358	140	666,68	1862,235	5	16,836
5.	0,451	140	666,68	1478,226	5	16,836
6.	0,566	150	714,30	1262,014	5	16,836
7.	0,713	160	714,30	1001,823	5	16,836
8.	0,897	170	809,54	902,497	5	16,836
9.	1,13	180	857,16	758,549	7	23,570
10.	1,42	200	952,40	670,704	7	23,570
11.	1,79	240	1142,88	638,480	7	23,570
12.	2,25	480	2285,76	1015,893	7	23,570
13.	2,84	500	2381,00	838,380	8	26,937
14.	3,58	660	3142,92	877,911	8	26,937
15.	4,51	800	3809,60	844,701	8	26,937
16.	5,66	1000	4762,00	841,343	8	26,937
17.	7,13	1200	5714,40	801,459	8	26,937

Пример определения реологических параметров по данным замеров на трубчатом реометре приведен для Яунлорской нефти. Пример расчета значений напряжений трения на стенке трубы по данным замеров на трубчатой установке для разных перепадов давления для нефти Яунлорского месторождения приведен в табл.3.6.

Длина трубы I,380 м, диаметр 0,0038 м

Таблица 3.6.

$\Delta P_{н/м^2}$	I,254	I,5I9	I,764	2,097	2,646
τ_w Па	$8,6329 \cdot 10^{-4}$	$I,0457 \cdot 10^{-3}$	$I,2I43 \cdot 10^{-3}$	$I,4435 \cdot 10^{-3}$	$I,82I5 \cdot 10^{-3}$

Зависимость расхода от перепада давления (рис.I4) демонстрирует наличие начального перепада давления ΔP_0, обусловленного наличием у этой нефти предельного напряжения сдвига τ_0.

Реограмма, построенная по замерам расхода и перепада давления в координатах, соответствующих зависимости (2.5) приведена на рис.I5.

Метод косвенного определения нормальных напряжений при сдвиговом течении в ротационном вискозиметре (метод А.Я.Малкина), применяется для нефтей, которые до определенной скорости сдвига ведут себя как ньютоновские, а затем появляется резкая зависимость вязкости от скорости сдвига, как на рис.I6.

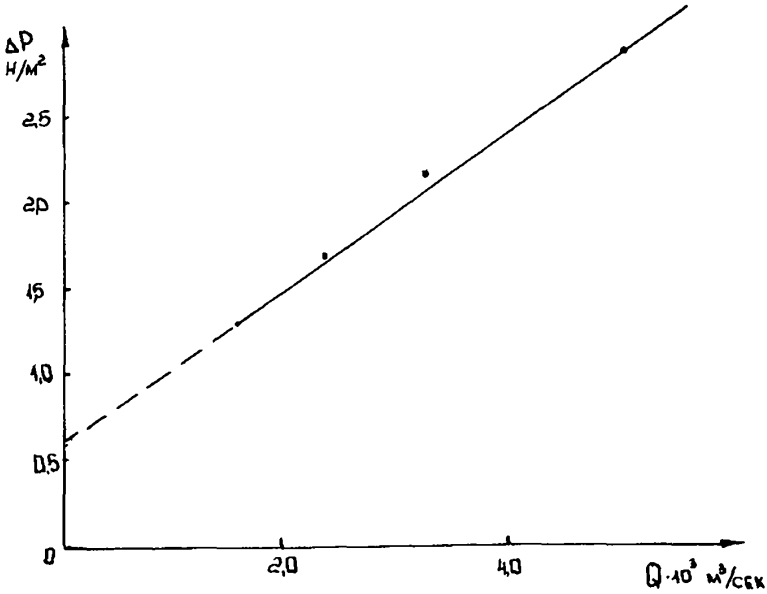


Рис.I4. Зависимость расхода от перепада давления для Кунлорской нефти для трубы
ℓ = I,380 м, d = 0,0038 м, t = 20°С

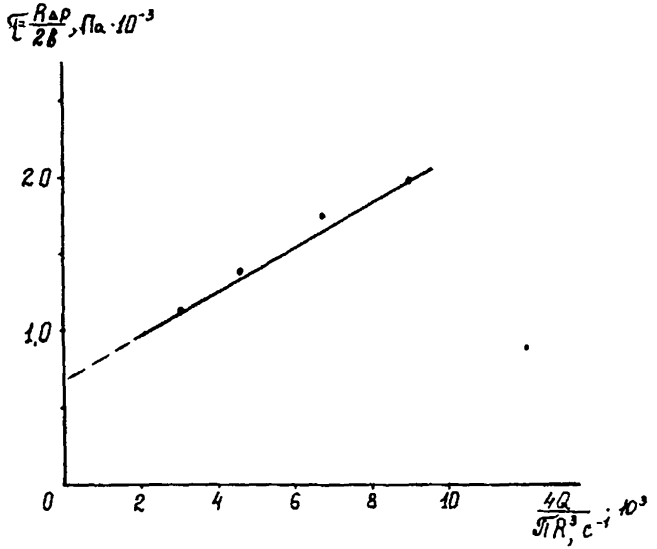


Рис.I5. Реограмма Яунлорской нефти, по данным замеров на трубчатом реометре

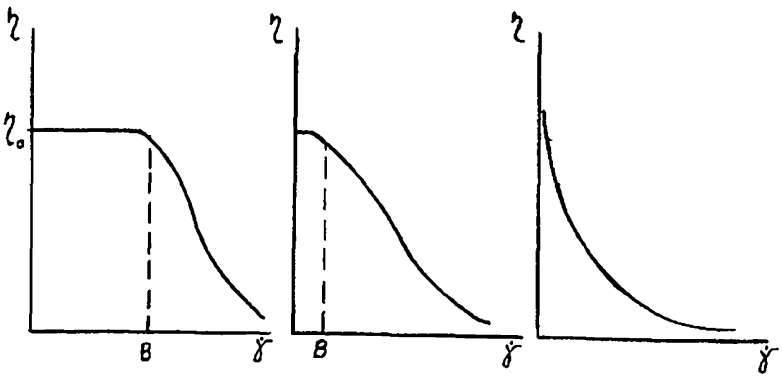


Рис.I6а Рис.I6б Рис.I6в

Существует зависимость для определения начального коэффициента нормальных напряжений φ_0, зависящего от значения ньютоновской вязкости η_0, соответствующей области ньютоновского течения до момента, когда начнется разрушение структуры и значения скорости сдвига B, в которой заканчивается область ньютоновского течения

$$\varphi_0 = \frac{e\eta_0}{\pi B} \sim 0{,}86\frac{\eta_0}{B} \qquad (3.6)$$

Зная начальный коэффициент нормальных напряжений, можно вычислить зависимость нормальных напряжений от скорости сдвига.

$$\sigma = 2\varphi_0\left(\frac{\eta}{\eta_0}\right)^2\dot{\gamma} \qquad (3.7)$$

а также модуль упругости в линейной области

$$G_0 = \frac{\eta_0^2}{\varphi_0} \qquad (3.8)$$

При использовании метода существует ограничение для вида зависимости вязкости от скорости сдвига $\eta = f(\dot{\gamma})$. Метод не может быть использован для вычисления начального коэффициента нормальных напряжений, когда область ньютоновского течения отсутствует, даже при очень малых скоростях сдвига, или в случае, когда зависимость вязкости от скорости сдвига подчиняется экспоненциальному закону.

Приведем пример использования предложенного метода для нефтей Усинского месторождения, рис.I3, исследованных с помощью реогониометра Вайссенберга. Как видно график зависимости $\eta = f(\dot{\gamma})$ соответствует случаю "б" рис.I6. Значение скорости сдвига, соответствующее максимальной ньютоновской вязкости B=0,358 $с^{-1}$. Значение максимальной вязкости η_0 = I862,24Па. Таким образом, значение начального коэффициента нормальных напряжений φ_0, определяется как

$$\varphi_0 = 0{,}36\,\frac{I862{,}24}{0{,}358} = I872{,}4 \text{ Па}$$

Значения нормальных напряжений в зависимости от скорости сдвига, вычисленных по формуле (3.7) приведены в таблице 3.6.

Модуль упругости для данной нефти, вычисленных по формуле (3.8) равен I85I,3 Па.

Таблица 3.6.

$\dot{\gamma}$ c^{-1}	0,451	0,566	0,713	0,897	1,13	1,42	
σ Па	479,8	550,8	550,8	707,5	792,8	1004,6	

$\dot{\gamma}$ c^{-1}	1,79	2,25	2,84	3,58	4,51	5,66	7,13
σ Па.	1409,8	5638,7	6118,9	10664,1	15668,0	24473,9	35238,2

Метод капиллярных струй для оценки вязкоупругих характеристик аномальных жидкостей

Один из самых простых методов оценки вязкоупругих свойств у аномальных жидкостей является изучение струй, вытекающих из капилляров. Изучением струй полимерных растворов полиэтилена, полипропилена, полиизобутилена, вытекающих из капиллярных трубок было установлено, что струя жидкости на выходе расширяется или "разбухает". "Разбухание струи" было названо эффектом Баруса и показано, что оно может быть применено для количественных оценок вязкоупругих характеристик аномальных жидкостей, нормальных напряжений, времен релаксации при течении в трубах. Этот метод применим и для оценки вязкоупругих характеристик аномальных нефтей.

Любая жидкость, текущая по трубе и внезапно переходящая в свободную струю, испытывает осевое давление. Его можно вычислить как разность между моментами количества движения непосредственно на выходе из трубы и после выхода. Если пренебречь поверхностными и гравитационными силами, осевое давление для текущей жидкости можно определить так:

$$F = \int_0^R \rho u_z^2 \, 2\pi R \, dR - \int_0^R \tau 2\pi r \, dr = \pi \rho R^2 v^2 \qquad (3.9)$$

где u_z – профиль скорости жидкости по сечению;

v – средняя скорость потока;

R – радиус трубы, капилляра.

Осевое напряжение можно вычислить, пользуясь формулой Вайсенберга-Муни-Рабиновича / I /, если из реологических экспериментов на капиллярном вискозиметре известны

$\tau_w = \Delta P R / 2\ell$ – напряжение трения на стенке;

$\dot{\gamma}_{cp} = 4Q/\pi R^3$ – средняя скорость сдвига по сечению потока.

Здесь Q – расход потока в струе.

Пусть реологический закон течения аномальной нефти в капилляре выражается в виде степенной зависимости

$$\tau = \mu \cdot \dot{\gamma}^n$$

Здесь μ – аналог коэффициента вязкости, мера консистенции аномальной среды.

n – показатель неньютоновского поведения жидкости, определяется как тангенс угла наклона кривой зависимости $\lg\tau$ от $\lg\dot{\gamma}$ из обычной реологической кривой течения жидкости в капилляре.

Тогда осевое напряжение у стенки будет

$$(\tau_{11}) = \rho v_\varphi^2 \left[\frac{3n+1}{n} - 2\int_0^1 \left(\frac{u}{v}\right)^2 \frac{r}{R}\, d\left(\frac{r}{R}\right) - \frac{F}{\pi R^2}\left(1 + \frac{1}{\varepsilon_n} - \frac{d\ln F}{d\ln \partial v/\partial r}\right)\right] \quad (3.10)$$

Однако, осевое напряжение τ_{11} можно определить и как разность нормального τ_{11} и изотропного напряжения $P(R,\ell)$

$$(\tau_{11})_R = -P(R,\ell) + (\tau_{11})_R \quad (3.11)$$

Изотропное напряжение τ_{11} можно вычислить из формулы (3.10), пользуясь результатами реологических экспериментов. Поэтому для оценки напряжения τ_{11} на стенке, необходимо знать изотропное напряжение $P(R,\ell)$. В первом приближении можно предположить в расчетах $P(R,\ell) = P_{атм}$, однако, для более точных оценок необходимо исследовать зависимость $(\tau_{11})_R$ от всех компонентов

нормальных напряжений τ_{11}, τ_{22}, τ_{33}.

Для определения осевого напряжения проводятся эксперименты на капиллярном вискозиметре. В процессе опыта производится измерение радиуса струи непосредственно на выходе $R_в$ и средняя скорость выхода струи нефти υ. Если использовать это соотношение (3.9), (3.10) и упростить их, то получается выражение для расчета усредненного осевого напряжения по сечению трубки / I /.

$$(\tau_{11})_R = \rho \upsilon^2 \left(\frac{3n+1}{2n+1} - \frac{1}{\alpha^2} \right) \qquad (3.12)$$

где $\alpha = R_в/R$ – коэффициент расширения струи. Зная τ_{11}, вычисляется осевое напряжение на стенке капилляра

$$(\tau_{11})_R = \frac{\tau_{11}}{2n} \left(\frac{d \ln \tau_{11}}{d \ln 8\upsilon/D} + 2n \right) \qquad (3.13)$$

Тогда из формулы (3.11) определяется нормальное напряжение на стенке $(\tau_{11})_R$.

Согласно теории Вайссенберга модуль упругости G для широкого диапазона скоростей сдвига определяется так:

$$G = \frac{\tau_{12}^2}{\tau_{11} - \tau_{22}} = \frac{\tau_w^2}{\tau_{11}} \qquad (3.14)$$

если конечно нормальные напряжения $\tau_{22} \ll \tau_{11}$.

Время релаксации для испытуемой жидкости вычисляется тогда по известной зависимости.

$$\lambda = \frac{\mu}{G} \qquad (3.15)$$

Для оценки нормальных напряжений τ_{11}, модуля упругости G и времени релаксации можно применить и полуэмпирические формулы, полученные Мендельсоном и Фингером для расплавов полимеров

$$S_R^2 = \frac{(\tau_{11})_R^2}{(2\tau_w)^2} = 2(\alpha^6 - 1) \qquad (3.16)$$

где S_R – обратимое касательное напряжение на стенке капилляра. Тогда время релаксации рассчитывается так

$$\lambda = \frac{S_R}{\dot{\gamma}} \qquad (3.17)$$

Рассмотрим пример расчета вязкоупругих характеристик нефтей на основе опытов по истечению их из капилляров.

ПРИМЕР: Опыты проводились на высокосмолистой нефти месторождения Коштар (УзССР) на капиллярном вискозиметре с внутренним радиусом $R = 1{,}5 \cdot 10^{-3}$ м при температуре 33°С. В процессе опыта за счет изменения давления в емкости с нефтью достигались различные расходы потока нефти в капилляре. При всех значениях расхода Q проводилось фотографирование струй на выходе из капилляра и по ним определялся диаметр струи на выходе, равный $2R_в$. Расчет вязкоупругих характеристик производился в следующем порядке (числовые данные для данного опыта приводятся в таблице).

1. По известным расходам Q из опытов №№ 1 – 5 определяется средняя скорость потока в струе $v = Q_i/\pi R^2$, $i = 1, \ldots, 5$.

2. Определяется средняя скорость сдвига $\dot{\gamma}_{ср\,i} = 4Q/\pi R^3$.

3. По известным перепадам давления ΔP_i в опытах рассчитываются касательные напряжения сдвига на стенке капилляра

$$\tau_{wi} = \frac{\Delta P_i R}{2l}$$

ℓ – длина капилляра.

4. Строится реологическая кривая течения в виде $\lg\tau - \lg\dot{\gamma}$ и определяются реологические параметры μ и n.

5. Измеряя по фотографии на выходе струи диаметр D_s, вычисляется коэффициент расширения струи $\alpha_i = R_s/R$.

6. По формуле (3.I6) вычисляются значения обратимых касательных напряжений S_{Ri}.

7. По формуле (3.I7) вычисляются времена релаксации λ_i.

8. По формуле (3.I5) вычисляются значения модуля упругости G_i.

9. Из формулы (3.I4) определяются касательные напряжения $(\tau_{11})_i$.

Все исходные данные к рассмотренному опыту к примеру вычисления вязкоупругих характеристик приведены в таблице 3.7.

Здесь был рассмотрен пример определения вязкоупругих характеристик для смолистой нефти, аномальные вязкостные свойства которой описываются степенной моделью. Если испытываемая среда подчиняется другим реологическим законам, порядок расчета вязкоупругих характеристик сохраняется. Только вид формул (3.I0), (3.I2), (3.I3) изменится в соответствии с реологическим законом при их выводе из соотношения Вайссенберга-Муни-Рабиновича.

Таблица 3.7.

РЕЗУЛЬТАТЫ
оценки вязкоупругих характеристик нефтей методом капиллярных струй

№ № опытов	Исходные данные					Вязкоупругие характеристики						
	$R \cdot 10^{-3}$ м	$R_в \cdot 10^{-3}$ м	$\varkappa$	σ м/с	$\dot{\gamma}_{ср}$ с	μ Па с	n	τ_w Па	S_R по (3.I6)	λ_1, Па по (3.I7)	G_1, Па по (3.I5)	τ_{11}, Па по (3.I4)
I.	I,5	I,7	I,I3	0,4I7	I39,I	I,49	0,85	208	I,5	0,II	I93	223
2.	I,5	I,79	I,I9	0,698	232	I,96	0,85	457	I,96	0,008	249,3	839
3.	I,5	I,85	I,24	0,9I4	32I	2,22	0,85	7I2	2,247	0,007	298	I697
4.	I,5	I,86	I,24	I,24	4I2	2,08	0,85	860	2,32	0,006	373	I98I
5.	I,5	I,8I7	I,2I	I,8I2	604	2,76	0,85	I670	2,08	0,003	6I4	4537

IУ. ДИСКРИМИНАЦИЯ РЕОЛОГИЧЕСКИХ МОДЕЛЕЙ

Для описания того или иного процесса можно предположить несколько моделей, различающихся как по признакам, положенным в основу модели, так и по виду используемой функции или способу получения модели.

Одним из критериев выбора модели, которая наилучшим образом описывает процесс из всех предложенных моделей, является критерий Тейла. Он основан на определении следующего коэффициента:

$$U = \frac{\sqrt{\frac{1}{n}\sum_{i=1}^{n}(y_i - \hat{y}_i)^2}}{\sqrt{\frac{1}{n}\sum_{i=1}^{n} y_i^2} + \sqrt{\frac{1}{n}\sum_{i=1}^{n} \hat{y}_i^2}} \qquad (4.1)$$

где n - число экспериментов; y_i и $\hat{y}_i$ - соответственно измеренные (реальные) и вычисленные значения.

Коэффициент Тейла изменяется от нуля до единицы, причем он равен нулю при полном совпадении вычисленных и измеренных значений модели и равен единице в случае очень плохого модельного предсказания.

При исследовании некоторых аномальных нефтей в капиллярном вискозиметре получены зависимости предельного напряжения сдвига τ от скорости сдвига $\dot{\gamma}$:

$$\tau = \tau(\dot{\gamma})$$

Для описания реологических кривых были предложены две модели:

модель Шведова-Бингама

$$\tau = \tau_0 + \eta_0 \dot{\gamma} \tag{4.2}$$

и модифицированная модель Кессона

$$\tau^{\frac{1}{m}} = \tau_0^{\frac{1}{m}} + (\eta_0 \dot{\gamma})^{\frac{1}{m}} \tag{4.3}$$

С помощью линейной и нелинейной регрессии по первым опытным значениям (по точкам обучения) оцениваются параметры для предложенных моделей. Для определения τ_0 и η_0 в качестве эмпирической формулы выберем $y = ax + b$.

Коэффициенты a и b определяются методом наименьших квадратов, для чего необходимо решить следующую систему уравнений:

$$\begin{aligned} \sum_{i=1}^{n} y_i x_i &= b\sum_{i=1}^{n} x_i^2 + a\sum_{i=1}^{n} x_i \\ \sum_{i=1}^{n} y_i &= b\sum_{i=1}^{n} x_i + an \end{aligned} \tag{4.4}$$

Из (4) находим коэффициенты a и b :

$$a = \frac{n\left(\sum_{i=1}^{n} y_i x_i\right) - \sum_{i=1}^{n} y_i \sum_{i=1}^{n} x_i}{n\sum_{i=1}^{n} x_i^2 - \left(\sum_{i=1}^{n} x_i\right)^2} \tag{4.5}$$

$$b = \frac{\sum_{i=1}^{n} x_i^2 \sum_{i=1}^{n} y_i - \sum_{i=1}^{n} x_i \sum_{i=1}^{n} y_i x_i}{n\sum_{i=1}^{n} x_i^2 - \left(\sum_{i=1}^{n} x_i\right)^2} \tag{4.6}$$

С учетом найденных параметров находятся вычисленные значения моделей для (4.2) и (4.3). По оставшимся опытным точкам делается прогноз.

Далее подставляя в (4.I) измеренные (реальные) и вычисленные значения моделей, находим коэффициенты Тейла. Сравнивая коэффициенты для обеих моделей, предпочтение отдается той модели, чей коэффициент Тейла более близок к нулю, т.е. модели, которая наилучшим образом описывает реологическую кривую.

Пример I.

Для оценки параметров моделей (4.2) и (4.3) воспользуемся методом наименьших квадратов:

Вначале по точкам обучения ($n = 5$) определим τ_0 и η_0 для модели (4.2). (Промежуточные расчеты по определению коэффициентов приведены в таблице 4.I):

$$a = \eta_0 = \frac{n\cdot(\Sigma y_i x_i) - \Sigma y_i \Sigma x_i}{n\Sigma x_i^2 - (\Sigma x_i)^2} =$$

$$= \frac{5\cdot 680{,}66 - 13{,}86\cdot 218{,}04}{5\cdot 10960{,}5 - 47541{,}4} = \frac{381{,}27}{7211{,}1} = 0{,}0529$$

$$b = \tau_0 = \frac{\Sigma x_i^2 \Sigma y_i - \Sigma x_i \Sigma y_i x_i}{n\Sigma x_i^2 - (\Sigma x_i)^2} =$$

$$= \frac{10950{,}5\cdot 13{,}86 - 218{,}04\cdot 680{,}66}{5\cdot 10950{,}5 - 47541{,}4} = \frac{3362{,}8}{7211{,}1} = 0{,}456$$

Аналогично, по формулам (4.5) – (4.6) находим уточненные параметры модели (4.2) ($n = 8$):

$$a = n_0 = \frac{8 \cdot 1584{,}04 - 24{,}42 \cdot 403{,}92}{8 \cdot 27259{,}9 - 16315{,}4} = \frac{2801{,}4}{54920{,}6} = 0{,}051$$

$$b = \tau_0 = \frac{27259{,}9 \cdot 24{,}42 - 403{,}92 \cdot 1584{,}04}{8 \cdot 27259{,}9 - 16315{,}4} = \frac{2586{,}14}{54920{,}6} = 0{,}47$$

Таблица 4.I.

номер опыта	y_i	τ_i	$y_i \cdot \tau_i$	y_i^2
	x_i	y_i	$y_i x_i$	x_i^2
I	I7,55	I,35	23,69	308
2	3I,38	2,I6	67,78	984,7
3	47,24	3,03	I43,I4	223I,6
4	60,74	3,66	222,3I	3689,3
5	6I,I3	3,66	223,74	3736,9
6	79,30	4,5	356,85	6288,5
7	6,70	0,63	4,22	44,89
8	99,88	5,43	542,35	9976,0I
$\sum_{i=1}^{8}$	2I8,04	I3,86	680,66	I0950,5
$\sum_{i=1}^{8}$	403,92	24,42	I584,04	27259,9

Далее для модели (4.3) методом нелинейной регрессии определяем m ($m = 2{,}9$) и в качестве эмпирической формулы выбираем $y^* = ax + b(y^* - y^{\pm}, \; x^* = x^{\pm})$. После аналогичным образом по формулам (4.5) – (4,6) определяем параметры модели (4.3):

по точкам обучения ($n = 5$) $\tau_0 = 0{,}021$, $\gamma_0 = 0{,}035$, $m = 2{,}90$;
по всем опытным точкам ($n = 8$) $\tau_0 = 0{,}019$, $\gamma_0 = 0{,}036$, $m = 2{,}90$.

С учетом найденных параметров находим вычисленные значения для обеих моделей, рис.17.

Результаты расчетов приведены в таблице 4.2.

Таблица 4.2.

Номер опыта	$\dot{\gamma}$ 1/с	τ, г/см^2	Вычисление по I модели $\hat{\tau}_1$	Вычисление по II модели $\hat{\tau}_2$
1	17,55	1,35	1,39	1,36
2	31,38	2,16	2,13	2,15
3	47,24	3,03	2,96	2,99
4	60,74	3,66	3,68	3,69
5	61,13	3,66	3,70	3,69
6	79,30	4,50	4,66	4,59
7	6,7	0,60	0,62	0,67
8	99,68	5,43	5,75	5,59

И наконец, подставляя в (4.1) измеренные (τ) и вычисленные ($\hat{\tau}_1$ и $\hat{\tau}_2$) находим критерий Тейла для обеих моделей по точкам обучения ($n = 5$) и по точкам прогноза ($n = 3$):

$$U_1^{(5)} = \frac{\sqrt{\frac{1}{5}\sum_{i=1}^{5}(\tau_i - \hat{\tau}_i)^2}}{\sqrt{\frac{1}{5}\sum_{i=1}^{5}\tau_i^2} + \sqrt{\frac{1}{5}\sum_{i=1}^{5}\hat{\tau}_i^2}} = \frac{\sqrt{\frac{1}{5}\left[(1{,}35-1{,}39)^2+(2{,}16-2{,}13)^2+(3{,}03-2{,}96)^2+\right.}}{\sqrt{\frac{1}{5}(1{,}35^2+2{,}16^2+3{,}03^2+3{,}66^2+3{,}66^2)}+}$$

$$\frac{\left.+(3{,}66-3{,}68)^2+(3{,}66-3{,}70)^2\right]}{+\sqrt{\frac{1}{5}(1{,}39^2+2{,}13^2+2{,}96^2+3{,}68^2+3{,}70^2)}} = \frac{\sqrt{\frac{1}{5}\cdot 0{,}0094}}{\sqrt{\frac{1}{5}\cdot 42{,}46}+\sqrt{\frac{1}{5}\cdot 42{,}463}} =$$

$$= \frac{\sqrt{0{,}0019}}{\sqrt{8{,}49}+\sqrt{8{,}49}} = \frac{0{,}043}{2{,}91+2{,}91} = 0{,}0074$$

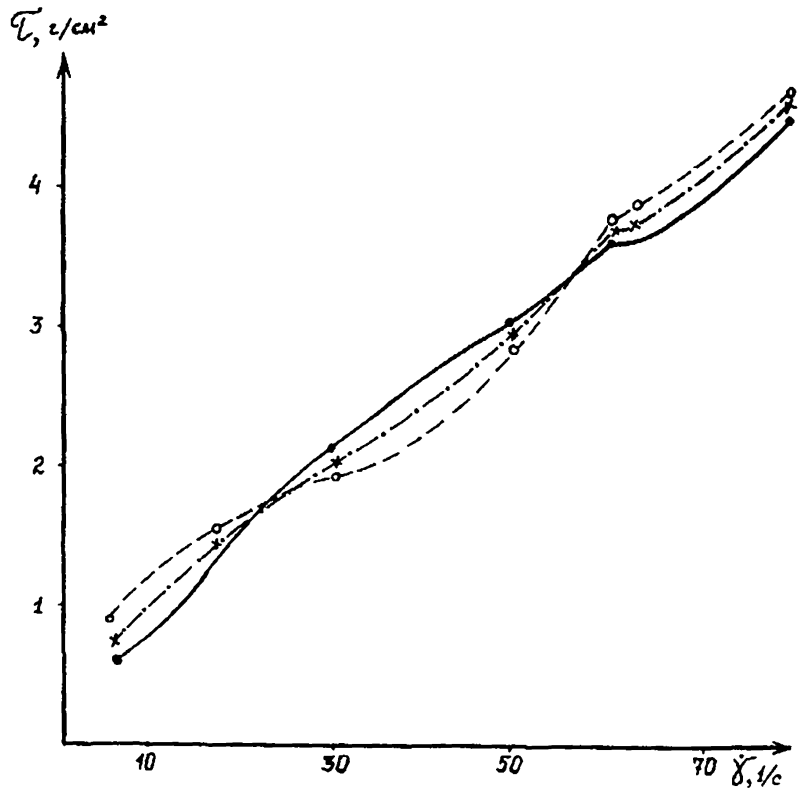


Рис.I7. Реологические кривые для примера I.

—●— кривые по экспериментальным данным;

— -○- - кривые по первой модели;

—·✳·— кривые по второй модели.

$$U^{(3)} = \frac{\sqrt{\frac{1}{3}\sum_{i=1}^{3}(\tau_i - \hat{\tau}_i)^2}}{\sqrt{\frac{1}{3}\sum_{i=1}^{3}\tau_i^2} + \sqrt{\frac{1}{3}\sum_{i=1}^{3}\hat{\tau}_i^2}} =$$

$$= \frac{\sqrt{\frac{1}{3}\left[(4{,}50-4{,}66)^2 + (0{,}63-0{,}82)^2 + (5{,}43-5{,}75)^2\right]}}{\sqrt{\frac{1}{3}(4{,}50^2 + 0{,}63^2 + 5{,}43^2)} + \frac{1}{3}(4{,}66^2 + 0{,}82^2 + 5{,}75^2)} =$$

$$= \frac{\sqrt{\frac{1}{3}\cdot 0{,}164}}{\sqrt{\frac{1}{3}\cdot 50{,}132} + \sqrt{\frac{1}{3}\cdot 55{,}451}} = \frac{\sqrt{0{,}055}}{\sqrt{16{,}710} + \sqrt{18{,}484}} = \frac{0{,}234}{4{,}087 + 4{,}299} = 0{,}028$$

$$U_2^{(1)} = 0{,}0041 \quad ; \quad U_2^{(3)} = 0{,}0096$$

где U_1 и U_2 – критерий Тейла для I и 2 модели.

Таким образом, сравнивая критерий Тейла для обеих моделей как по точкам обучения, так и по точкам прогноза, предпочтение отдается второй модели – модифицированной модели Кессона.

ПРИМЕР 2.

Как и в примере I методом наименьших квадратов по формулам (4.5) – (4.6) оцениваем параметры по первым пяти опытным точкам находим:

для модели (2) $\tau_0 = 9{,}92$, $\eta_0 = 1{,}27$;

для модели (3) $\tau_0 = 0{,}80$, $\eta_0 = 0{,}28$, $m = 3{,}9$.

Уточненные параметры для модели (2) (при $n = 8$) $\tau_0 = 16{,}9$, $\eta_0 = 0{,}76$; Для модели (4.3) $\tau_0 = 1{,}25$, $\eta_0 = 0{,}22$, $m = 3{,}8$.

С учетом найденных параметров находим вычисленные значения для обеих моделей. Результаты расчетов приведены в табл.4.3.

Таблица 4.3.

Номер опыта	$\dot{\gamma}$, 1/с	τ, г/см^2	вычисление по 1 модели $\hat{\tau}_1$	вычисление по 2 модели $\hat{\tau}_2$
I	3,0	I2,20	I9,I7	I2,85
2	5,4	I6,7	20,97	I7,02
3	9,0	22,8	23,7	22,I3
4	26,2	3I,5	29,I6	30,57
5	27,0	43,2	37,34	4I,22
6	48,6	56,3	53,7	59,34
7	8I,0	85,4	78,24	82,85
8	I45,8	I2I,5	I27,33	I23,93

Подставляя в (4.I) измеренные и вычисленные значения моделей, находим критерий Тейла для обеих моделей по точкам прогноза и по точкам обучения

$$U_1^{(s)} = \frac{\sqrt{21,53}}{\sqrt{723,6}+\sqrt{723,6}} = 0,086 \quad ; \quad U_1^{(1)} = 0,13$$

$$U_2^{(s)} = \frac{\sqrt{1,188}}{\sqrt{715,03}+\sqrt{715,03}} = 0,02 \quad ; \quad U_2^{(1)} = 0,055$$

Сравнивая критерий Тейла для моделей (4.2) и (4.3) предпочтение отдается второй модели. Следовательно, и в этом примере модифицированная модель Кессона лучше описывает реологическую кривую, рис.I8.

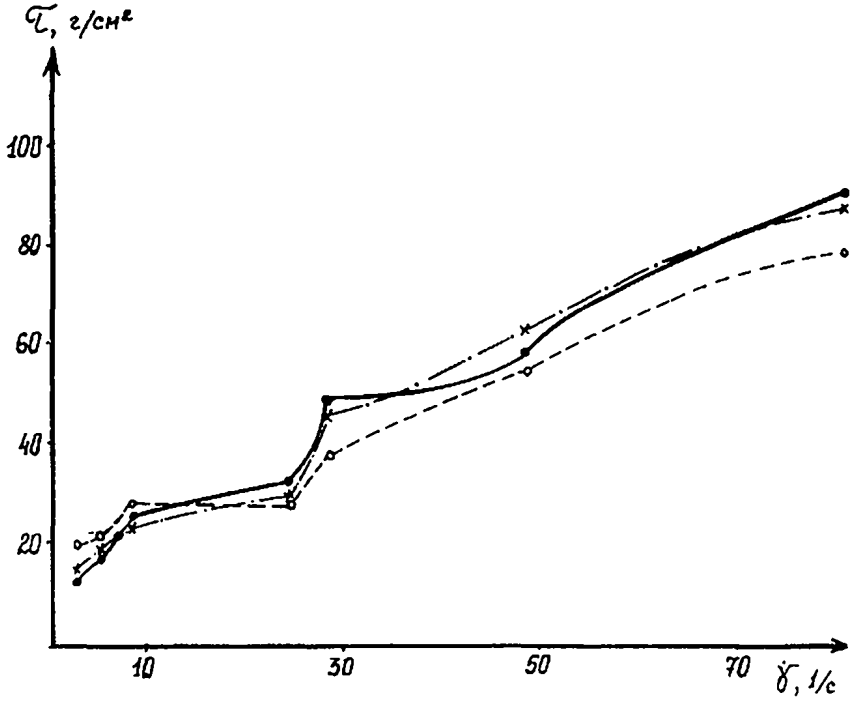


Рис.I8. Реологические кривые для примера 2.

—•— кривые по экспериментальным данным;

—○— кривые по первой модели;

—·×·— кривые по второй модели.

При обработке данных вискозиметрических экспериментов с неньютоновскими средами определение реологических параметров часто приводит к необходимости решения плохо обусловленных систем уравнений. Это может быть связано, в частности, с тем, что достоверные результаты могут быть получены лишь в ограниченной области значений скорости сдвига, поскольку при слишком малых и слишком больших значениях скоростей сдвига в реофизически сложных средах могут иметь место явления, вносящие погрешности в измерения и искажающие истинную картину течения в рабочем зазоре ротационного прибора. Известно, что качество решения задач восстановления зависимостей при ограниченном объеме выборки зависит не только от точности аппроксимации имеющихся исходных данных, но еще и от таких факторов, как гладкость аппроксимирующей функции, ее "сложность" и т.д. Ниже приводится алгоритм обработки данных реологических экспериментов, позволяющий учесть это обстоятельство и использовать априорную информацию для повышения устойчивости результатов в условиях малых выборок.

Пусть результаты реологических экспериментов представлены в виде выборки $\dot{\gamma}_1, \tau_1; \dot{\gamma}_2, \tau_2; \ldots; \dot{\gamma}_\ell, \tau_\ell$, где τ_i – значение касательного напряжения сдвига при скорости сдвига $\dot{\gamma}_i$ $(i=1,\ldots,\ell)$, ℓ – объем выборки, причем предварительный анализ этих данных позволяет предположить, что зависимость $\tau=\tau(\dot{\gamma})$ описывается реологической моделью вида $\tau = f(\dot{\gamma}; \beta_1, \ldots, \beta_k)$, где f – некоторая заданная функция, содержащая неизвестные параметры $\beta_1, \ldots, \beta_k$, которые должны быть определены по имеющейся выборке.

По методу А.Н.Тихонова, реологические параметры $\beta_i (i=1,\ldots,k)$ определяются из условия минимума функционала

$$\Phi_\alpha(\beta_1,\dots,\beta_k) = I(\beta_1,\dots,\beta_k) + \alpha\Omega(\beta_1,\dots\beta_k),$$
$$I(\beta) = \frac{1}{\ell}\sum_{i=1}^{\ell}\left[\tau_i - f(\ddot{\gamma}_i;\beta_1,\dots,\beta_k)\right], \qquad (4.7)$$
$$\Omega(\beta) = \lambda_1\beta_1^2 + \dots + \lambda_k\beta_k^2,$$

где $I(\beta)$ – функционал, характеризующий точность аппроксимации исходной выборки функцией $\tau = f(\ddot{\gamma},\beta)$, $\Omega(\beta)$ – стабилизирующий функционал, λ_i – некоторые положительные постоянные ($i = 1, \dots, k$), выбор которых осуществляется на основе привлечения априорной информации α – параметр регуляризации.

Значения параметров $\beta_j = \beta_j^{(\alpha)}$, минимизирующие функционал Φ_α, существенно зависят от величины α. При $\alpha = 0$ кривая $\tau = f(\ddot{\gamma},\beta^{(0)})$ наиболее близка к экспериментальным точкам. Однако, это приводит к тому, что все ошибки эксперимента при обработке исходных данных сохраняются. Увеличение α приводит к "сглаживанию" этих ошибок, но ценой того, что отклонение экспериментальных точек от кривой $\tau = f(\ddot{\gamma},\beta^{(\alpha)})$ становится больше. "Оптимальное" значение α определяется из условия

$$I(\beta_1^{(\alpha)},\dots,\beta_k^{(\alpha)}) \approx \sigma^2, \qquad (4.8)$$

где σ^2 – дисперсия измерений τ (предполагается, что оценка величины σ^2 известна).

В ходе расчетов вначале задается некоторое малое значение $\alpha = \alpha_0$. Из решения систем уравнений

$$\frac{\partial\Phi_\alpha}{\partial\beta_1} = 0, \dots, \frac{\partial\Phi_\alpha}{\partial\beta_k} = 0 \qquad (4.9)$$

определяются соответствующие значения параметров $\beta_1^{(\alpha_0)}, \ldots, \beta_k^{(\alpha_0)}$. Затем определяется невязка $I(\beta_1^{(\alpha_0)}, \ldots, \beta_k^{(\alpha_0)})$, которая сравнивается с величиной σ^2. Если $I(\beta^{(\alpha_0)}) < \sigma^2$, то α придается новое значение $\alpha = \alpha_1 > \alpha_0$. (Если $I(\beta^{(\alpha_0)}) > \sigma^2$, то должно быть $\alpha_1 < \alpha_0$). Таким образом вычисления производятся до тех пор, пока при некотором $\alpha = \alpha_*$ величина $I(\beta_1^{(\alpha_*)}, \ldots, \beta_k^{(\alpha_*)})$ не станет близкой к значению σ^2.

Функция $\tau = f(\dot{\gamma}, \beta_1^{(\alpha_*)}, \ldots, \beta_k^{(\alpha_*)})$ принимается за реологическую модель исследуемой среды.

Ниже рассматривается применение изложенного алгоритма для обработки кривых течения вязко-пластичных сред, описываемых моделью (4.2)

$$\tau = \eta\dot{\gamma} + \tau_0,$$

$$(\beta_1 = \eta,\ \beta_2 = \tau_0).$$

В этом случае $\Omega = \lambda_1\eta^2 + \lambda_2\tau_0^2$ и определение параметров η и τ_0 сводится к решению системы уравнений

$$\begin{aligned} a_{11}\eta + a_{12}\tau_0 &= b_1 \\ a_{21}\eta + a_{22}\tau_0 &= b_2 \end{aligned} \qquad (5.0)$$

где

$$a_{11} = \frac{1}{\ell}\sum_{i=1}^{\ell}\dot{\gamma}_i;\quad a_{12} = 1 + \alpha\lambda_2;\quad b_1 = \frac{1}{\ell}\sum_{i=1}^{\ell}\tau_i;$$

$$a_{21} = \frac{1}{\ell}\sum_{i=1}^{\ell}\dot{\gamma}_i^2 + \alpha\lambda_1;\quad a_{22} = a_{11};\quad b_2 = \frac{1}{\ell}\sum_{i=1}^{\ell}\dot{\gamma}_i\tau_i$$

ПРИМЕР I. В таблице 4.4. и на рис.19 приведены результаты опытов, проведенных с парафинистой (II%) нефтью при температуре t = I5°C на приборе Реотест-2. (Дисперсия измерений $\sigma^2 \approx 0{,}4\ (Н/м^2)^2$.

Таблица 4.4.

$\dot{\gamma}, с^{-1}$	5,4	8,I	I3,5	I6,5	27	48,6	72,9	I45	2I8,7
τ, Н/м²	3,9	4,6	5,I	5,I	5,9	7,4	9,I	I2,7	I5,4

Как видно из рис.19 исследуемая среда является вязкопластичной. Параметры η и τ_0 определялись по предложенному выше алгоритму при значениях коэффициентов $\lambda_1 = 0$, $\lambda_2 = 1$.

Вначале для определения η и τ_0 использовались все девять экспериментальных точек. При различных значениях α были получены значения величин $\eta^{(\alpha)}$, $\tau_0^{(\alpha)}$ и невязки $I = \frac{1}{\ell}\sum_{i=1}^{\ell}(\eta^{(\alpha)}\dot{\gamma}_i + \tau_0^{(\alpha)} - \tau_i)^2$ приведенные в табл.4.5.

Таблица 4.5.

α	η, $\frac{Н\cdot с}{м^2}$	τ_0, Н/м²	I, $(Н/м^2)^2$
0,I0	0,06I	3,9	0,53
0,05	0,060	4,0	0,45
0,0I	0,059	4,I	0,39

Поскольку $0{,}39\ (Н/м^2)^2 \approx \sigma^2 \approx 0{,}4\ (Н/м^2)^2$, то счет прерывается при α = 0,0I. График полученной таким образом

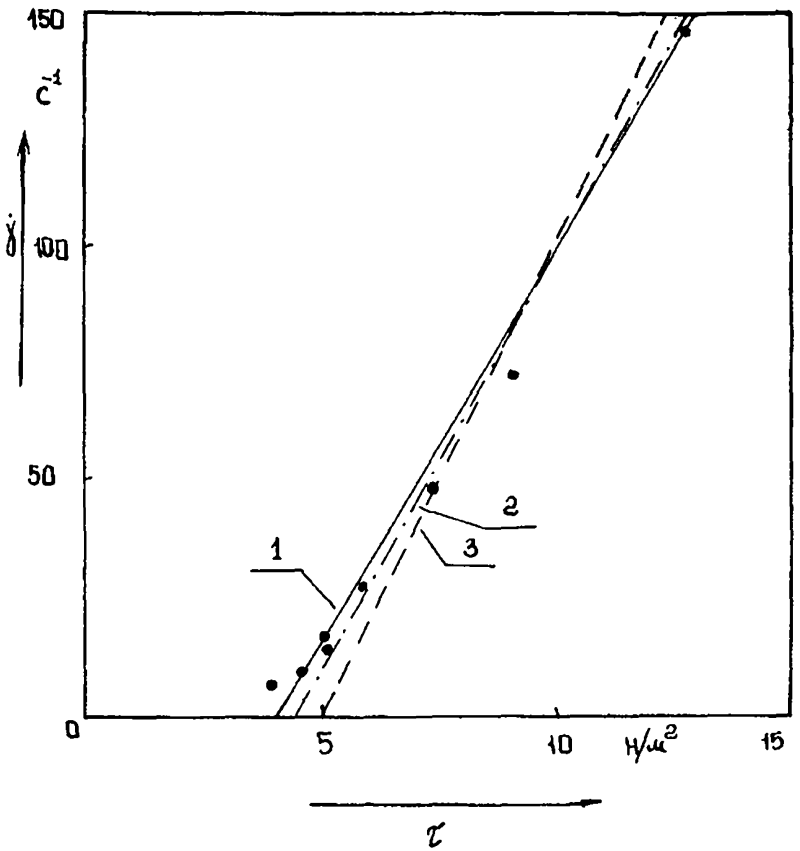


Рис. 19 Кривая течения парафинистой (II %) нефти месторождения Чингирташ

реологической модели $\tau = 0{,}059\,\dot{\gamma} + 4{,}1$ представлен на рис.19 прямой I.

Затем параметры η и τ_0 определялись по последним четырем экспериментальным точкам. В качестве реологической модели была принята функция $\tau = 0{,}055\,\dot{\gamma} + 4{,}5$, полученная при $\alpha = 0{,}01$ (см.прямую 2 на рис. 19). При этом значении $\alpha I \approx \approx 0{,}41$ $(н/м^2)^2 \approx \sigma^2$. Для сравнения на этом же рисунке приведен график функции $\tau = 0{,}048\,\dot{\gamma} + 5{,}3$ (прямая 3), полученной по четырем последним точкам обычным методом наименьших квадратов. Как видим, регуляризация по А.Н.Тихонову существенно повышает устойчивость определения реологических характеристик по выборкам малого объема.

У. МЕТОД ОЦЕНКИ НЕРАВНОВЕСНЫХ СВОЙСТВ НЕФТЕЙ

Простой альтернативной оценкой наличия у нефти неравновесных свойств являются результаты следующего эксперимента в бомбе PVT. Исследуемая нефть помещается в теплоизолированный контейнер, после чего давление поднимается до определенного уровня (например, до величины пластового давления). Далее система выдерживается в покое до установления термодинамического равновесия при данном давлении. Далее, после быстрого изменения объема системы на величину ΔV путем перемещения поршня при постоянном объеме производится наблюдение за изменением давления в системе. Известно, что в случае неньютоновской жидкости давление при неизменном объеме изменяться не будет. Если неньютоновская жидкость обладает неравновесными свойствами, то картина оказывается иной. При резком уменьшении давления в системе наблюдается последующее медленное возрастание давления; соответственно, при резком подъеме давления, последнее в дальнейшем монотонно снижается.

На рис.20 приведена кривая изменения давления в бомбе PVT с тяжелой нефтью пермо-карбоновой залежи Усинского месторождения. Опыты проводились при температуре $t = 25^{\circ}C$, близкой к пластовой.

Изменение давления во времени описывается уравнением

$$P(t) = P_{\infty} + (P_0 - P_{\infty}) \exp\left(-\frac{t}{T}\right) \qquad (5.1)$$

где $P_0 = P(0)$ $P_{\infty} = P(\infty)$

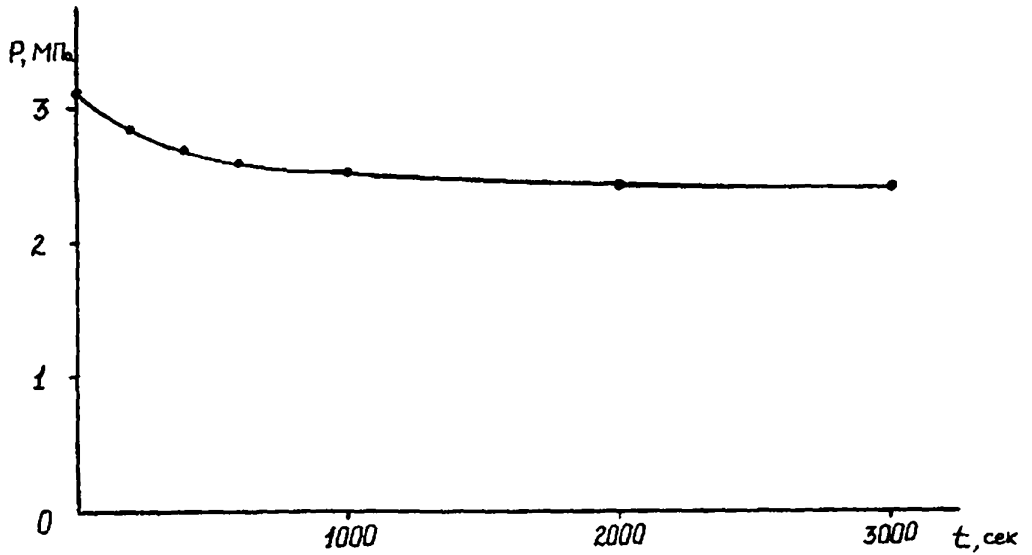


Рис.20. Изменение давления в бомбе PVT с нефтью Усинского месторождения

Обработка результатов экспериментов проводится путем перестройки зависимости (5.I) в полулогарифмических координатах

$$\ln \frac{P(t)-P_{\infty}}{P_0-P_{\infty}} = -\frac{t}{T} \qquad (5.2)$$

в которых по углу наклона определяется время релаксации системы T.

В соответствии с данными рис.2I время релаксации T = 850 сек.

Исходя из данных эксперимента, можно определить равновесный и неравновесный коэффициент сжимаемости. Пусть при изменении объема системы на ΔV давление изменилось на ΔP. Тогда величина неравновесного коэффициента сжимаемости равна

$$\beta' = \frac{1}{V} \cdot \frac{\Delta V}{\Delta P}$$

а неравновесного

$$\beta = \frac{1}{V} \cdot \frac{\Delta V}{\Delta P-(P_0-P_{\infty})} = \frac{\beta'}{1-\frac{P_0-P_{\infty}}{\Delta P}}$$

Очевидно, что $\beta' > \beta$. Для тяжелой нефти пермо-карбоновой залежи Усинского месторождения $\beta'/\beta \approx$ I,3. Очевидно, что $\beta' > \beta$. Для тяжелой нефти пермо-карбоновой залежи Усинского месторождения $\beta'/\beta \approx$ I,3. Очевидно, что эту особенность необходимо учитывать при расчетах материального баланса, гидродинамических оценках и т.п.

При планировании теплового воздействия на залежь или призабойную зону пласта аналогичные эксперименты производятся при различных температурах и определяется температурная зависимость времени релаксации.

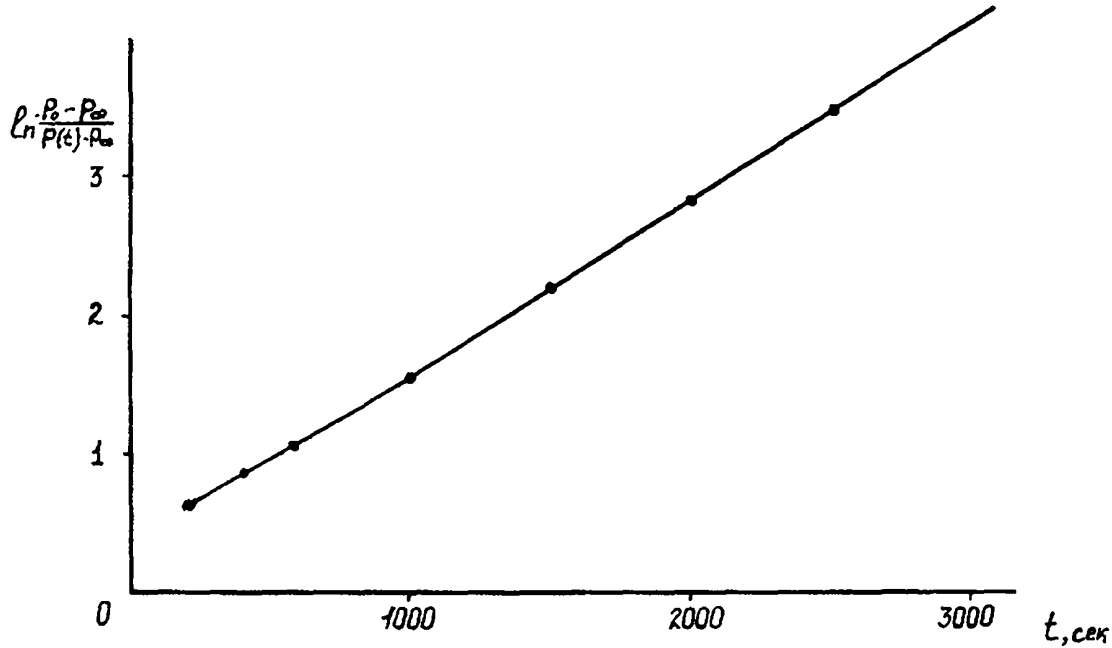


Рис.21. Вспомогательная зависимость для определения времени релаксации по данным Усинской нефти

VI. ИССЛЕДОВАНИЕ ФИЛЬТРАЦИОННЫХ ХАРАКТЕРИСТИК НЕНЬЮТОНОВСКИХ НЕФТЕЙ НА МОДЕЛЯХ ПОРИСТОЙ СРЕДЫ

Целью исследований на моделях пористой среды является установление неньютоновского характера фильтрации нефти в пластах, определение кривой течения, оценка величины начального градиента при фильтрации и индекса аномальности, а также возможности проявления релаксационных эффектов.

При фильтрации неньютоновской нефти через образец пористой среды (керн) в зависимости от скорости фильтрации или созданного градиента давления изменяется коэффициент подвижности, равный отношению проницаемости к эффективной вязкости нефти. При малых скоростях фильтрации, что соответствует удаленным от скважины зонам пласта, нефть двигается с практически неразрушенной структурой. Подвижность ее при этом имеет минимальное значение. $\Pi_{min}=\left(\frac{k}{\mu}\right)_{min}$. С ростом скорости фильтрации происходит разрушение структуры нефти и увеличение подвижности до максимального значения $\Pi_{max}=\left(\frac{k}{\mu}\right)_{max}$ что соответствует условиям призабойной зоны. Отношение $\varphi=\frac{\Pi_{max}}{\Pi_{min}}$ называется индексом аномалии вязкости.

Проведение исследований на модели пористой среды проводится в диапазоне скоростей фильтрации, соответствующих реальным пластовым условиям. В результате определяется зависимость $V-|grad P|$, где V - скорость фильтрации. Далее полученные данные пересчитываются и строится график $\Pi=\frac{V}{|grad P|}-|grad P|$ зависимости подвижности от модуля градиента давления. На рис.22 приведены зависимости скорости фильтрации и подвижности пластовой

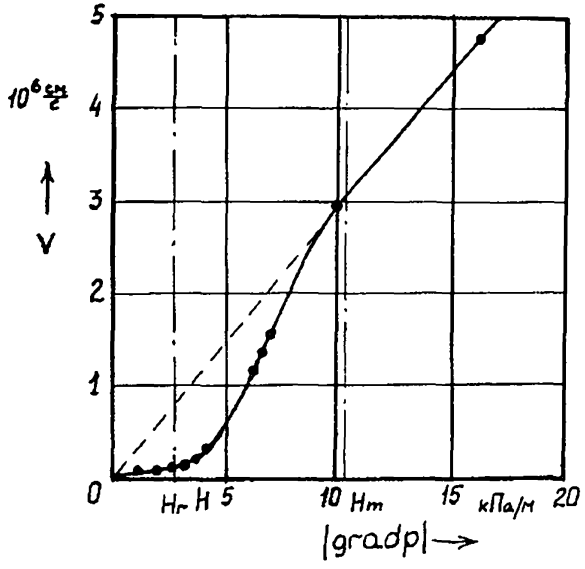


Рис.22. Изменение скорости фильтрации пластовой нефти скв.952 Арланского месторождения в песчанике от градиента давления

нефти скв.952 Арланского месторождения в песчанике от модуля градиента давления. Как следует из рис.23 минимальная величина подвижности $\Pi_{min} = 10^{-4}$ мкм/мПа·с максимальная $\Pi_{max} = 28 \cdot 10^{-4}$ мкм/мПа·с. Таким образом, индекс аномальности равен $\varphi = 28$. Это означает, что вязкости нефти в призабойной зоне и периферийной части пласта отличаются в 28 раз.

ГИДРОДИНАМИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ СКВАЖИН С НЕНЬЮТОНОВСКИМИ НЕФТЯМИ

На основе представлений о реологических свойствах нефтей, полученных на основании результатов лабораторных экспериментов, организуются промысловые гидродинамические исследования скважин. Целью этих исследований является оценка неньютоновских свойств нефти в пластовых условиях, определение величины модуля начального градиента при фильтрации нефти или ее релаксационных характеристик.

УП. ОЦЕНКА ПРОЯВЛЕНИЯ НЕНЬЮТОНОВСКИХ СВОЙСТВ НЕФТИ ПО КВД

Определение неньютоновского характера фильтрации нефти в пласте основывается на том факте, что вязкость неньютоновских нефтей, а, следовательно, и гидропроводность пласта с такой нефтью, зависит от скорости фильтрации.

С этой целью на скважине снимается серия кривых восстановления давления, причем установившаяся депрессия на каждом режиме перед остановкой скважины имеет различное значение. Далее каждая кривая обрабатывается обычным способом в полулога-

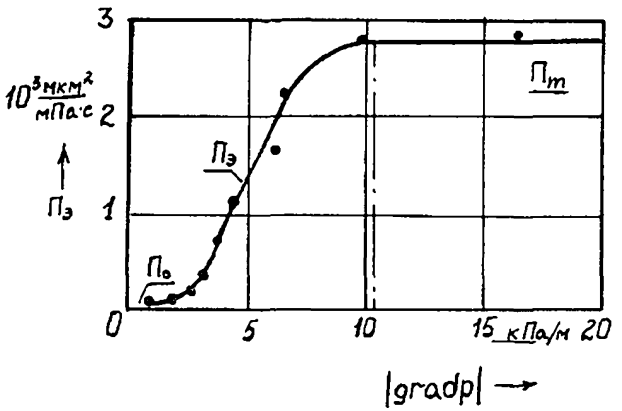


Рис.23. Изменение эффективной подвижности пластовой нефти скв.952 Арланского месторождения в песчанике от градиента давления

рифмических координатах и определяются параметры пласта: гидро- и пьезопроводность. Если с изменением начальной депрессии гидропроводность пласта также изменяется, то это может служить признаком (в случае слабой деформации коллектора) проявления неньютоновских свойств нефти в пласте.

В качестве примера в таблице приведены данные исследования скважины № II Минаевского опытного участка Арланского месторождения. Как видно, с ростом начального дебита скважин проводимость пласта резко возрастает.

Таблица 7.I.

Дебит скважины, $м^3$/сут.	I5,2	20,3	2I,2	24,6	27,I
Гидропроводность, $I0^{II}$ $м^3$/Па·с	2,8	4,3	4,9	5,0	7,8

Оценку тиксотропных свойств нефти можно производить по эффекту гистерезиса гидропроводности, определенной по КВД и кривой падения давления (КПД). В таблице 7.I. приведены результаты такого сопоставления по скв.№ 7707 Минаевского участка Арланского месторождения.

Дебит скважины, $м^3$/сут.	I7,2	24,3	30,2
Гидропроводность по КВД·$I0^{II}$ $м^3$/Па·с	7,5	8,6	I0,9
Гидропроводность по КПД·$I0^{II}$ $м^3$/Па·с	3,6	5,3	4,8
Коэффициент тиксотропии	2,I	I,6	2,3

Как видно, гидропроводность, определенная по КВД в полтора-два раза больше, чем определенная по КПД. Это связано с тем, что в первом случае нефть в пласте имеет разрушенную структуру. Это же видно из графиков рис.24, где приведены кривые изменения давления в скважине № 7707 в полулогарифмических координатах.

УШ. ИССЛЕДОВАНИЕ СКВАЖИНЫ МЕТОДОМ ДВУХСТОРОННИХ КРИВЫХ ИЗМЕНЕНИЯ ДАВЛЕНИЯ В СКВАЖИНЕ

Метод двухсторонних кривых изменения давления в скважине предназначен для обнаружения в пластовых условиях начального градиента давления и оценки его величины характеризующего неньютоновские свойства нефтей.

Степень проявления неньютоновских свойств при фильтрации в пласте может определяться как составом самой нефти, так и рядом других факторов: проницаемостью коллектора, наличием связанной воды и газа, температурой среды, присутствием в составе коллектора жидкости.

Наиболее надежно наличие и величину начального градиента давления в промысловых условиях можно определить по результатам специальных гидродинамических исследований скважин.

При исследовании скважины с ньютоновскими нефтями восстановленное забойное давление соответствует пластовому. Однако, если нефть обладает вязкопластичными свойствами, то между восстановленным забойным и пластовым давлениями существует разница, определяемая величиной начального градиента давления. Используя это свойство, можно оценить величину начального градиента давления по двухсторонней кривой восстановления давления.

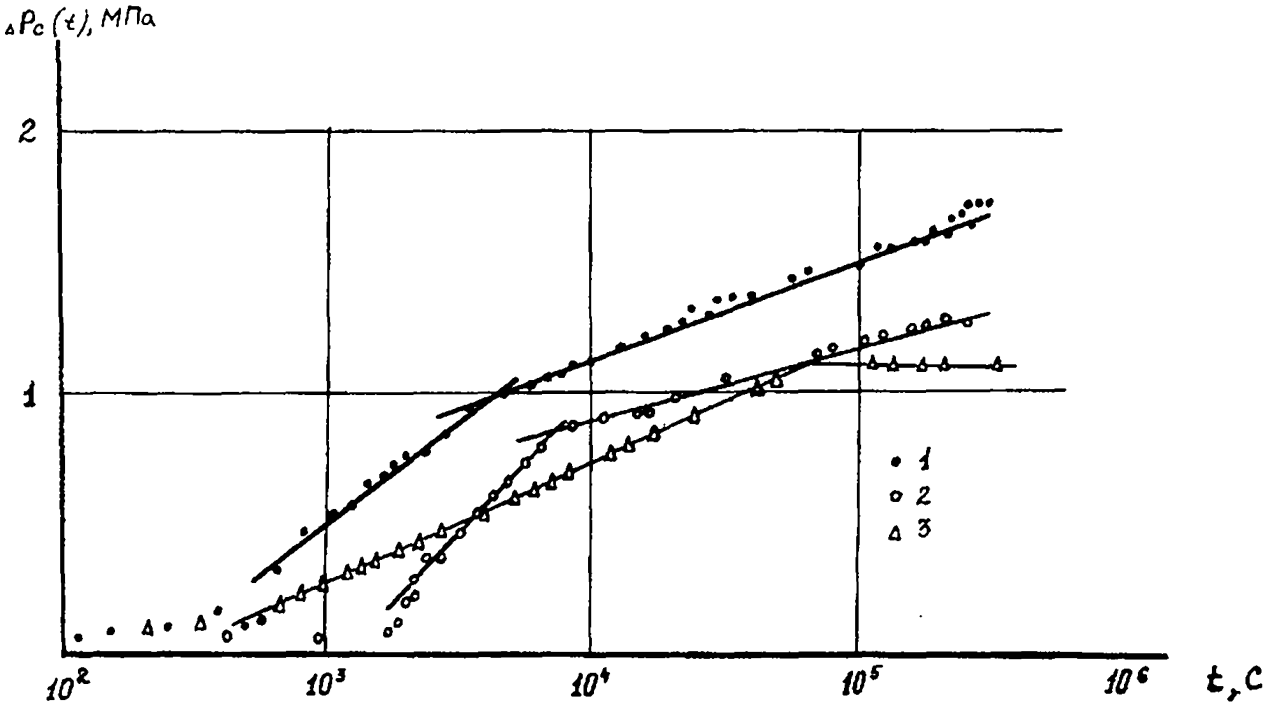


Рис.24. Формы кривых восстановления и падения давления по скв.7707: I, 2 - КВД; 3 - КПД

На рис.25 приведены кривые восстановления забойного давления после остановки скв.№ 7 Манарихинского месторождения Коми АССР и кривая падения давления после подлива нефти в скважину. Несовпадение асимптотических значений давлений в конце обоих процессов свидетельствует о наличии начального градиента давления.

Для того, чтобы оценить величину начального градиента давления необходимо учесть, что разница между установившимися значениями давлений после восстановления P_I и падения P_2 зависит от количества W подлитой в скважину нефти. С этой целью производят порциями подлив нефти в скважину и определяют значение $\Delta P_0 = P_1 - P_{20}$. Далее строится зависимость $\Delta P_0 = f(\sqrt[3]{W})$, которая представляется прямой линией, проходящей через начало координат: $\Delta P_0 = a\sqrt[3]{W}$, где угловой коэффициент $a = \left(\frac{12 G^2 \varkappa \mu}{\pi k h}\right)^{1/3} = \left(\frac{12 G^2}{\pi h m \beta}\right)^{1/3}$. Искривление прямолинейной зависимости соответствует тому, что зона повышенного давления, вызванного подливом жидкости, дошла до контура питания скважины. Этому моменту соответствует значение давления $P_2 = P_{20}$ и предельный перепад $\Delta P_0 = \frac{P_{20} - P_{10}}{2}$. Соответственно, пластовое давление равно:

$$P_{пл} = \frac{P_{10} + P_{20}}{2} \qquad (8.I)$$

а величина начального градиента G равна:

$$G = \left(\frac{\pi k h a^3}{12 \varkappa \mu}\right)^{3/2} = \left(\frac{\pi h m \beta a^3}{12}\right)^{3/2} \qquad (8.2)$$

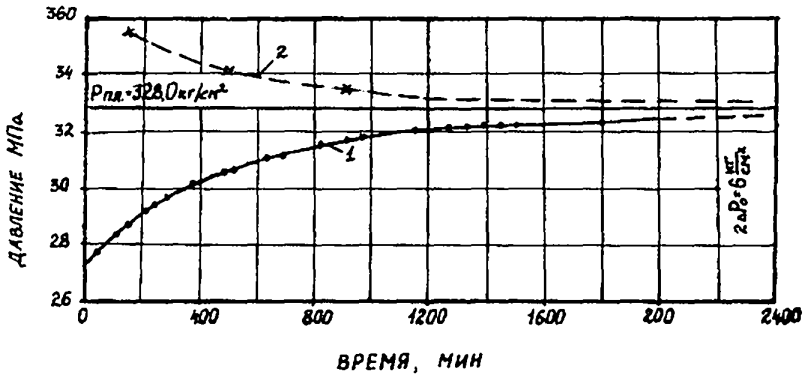


Рис.25. Кривая восстановления забойного давления после остановки скв.№ 7 Манарихинского месторождения Коми АССР и кривая падения давления

Гидропроводность $\frac{kh}{\mu}$ и пьезопроводность $\varkappa$ определяются обычным образом по кривой восстановления давления, перестроенной в полулогарифмических координатах.

На рис.26 приведены результаты обработки данных исследований скважины № 1007 месторождения Грязевая сопка Азербайджанской ССР. В результате расчетов по формулам (8.1) и (8.2) исходных данных (рис.27) получены следующие значения:

Коэффициент $a = \frac{мПа}{м}$. Принимая $h = 10$ м, $m = 0{,}2$, $\beta = 10^{-3} МПа^{-1}$ получаем $G = 0{,}013 \frac{МПа}{м}$.

Величина пластового давления $P_{пл} = \frac{3{,}4 + 6{,}2}{2}$ 4,8 МПа.

На скважине проводится серия таких исследований с различными начальными дебитами до остановки скважины. Таким образом определяется зависимость начального градиента давления G, начального перепада ΔP_0 и гидропроводности $\frac{kh}{\mu}$ от дебита или депрессии на пласт.

IX. ДИАГНОСТИРОВАНИЕ РЕЛАКСАЦИОННЫХ СВОЙСТВ НЕФТИ ПО КРИВОЙ ВОССТАНОВЛЕНИЯ ДАВЛЕНИЯ

При определении параметров пласта гидропроводности и пьезопроводности по результатам гидродинамических исследований скважин необходимо учитывать возможность проявления релаксационных эффектов, если такие свойства были обнаружены в лабораторных условиях (см.раздел У). Неучет этих явлений может привести к многократному изменению величины определяемых параметров. Поэтому необходимо по кривой восстановления давления диагностировать, являются ли релаксационные свойства нефти существенными в данной ситуации или нет. В случае положительного ответа расчетные формулы для определения гидро- и пьезопроводности оказы-

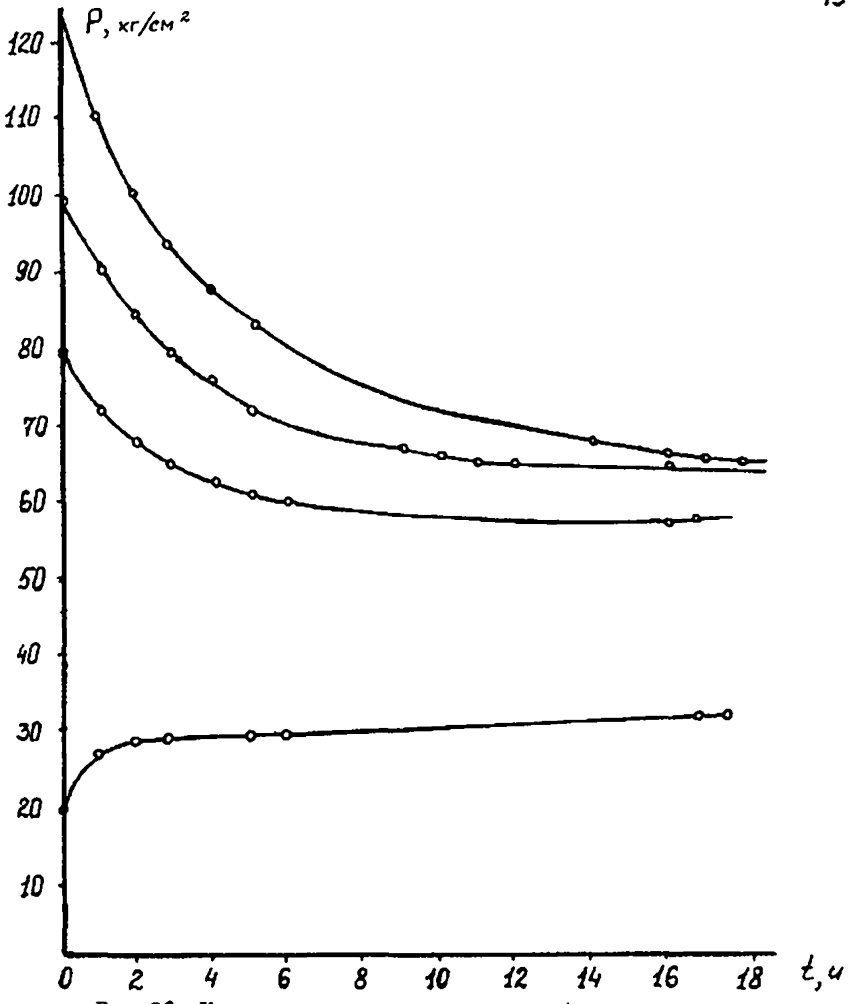


Рис.26. Кривые восстановления и стабилизации давления (скв.№ 1007 Грязевая сопка)

I – восстановления давления; падение давления после закачки жидкости: 2 – $V = 3 + 3 = 6$ м^3;

3 – $V = 3 + 3 + 3 = 9$ м^3;

4 – $V = 3 + 3 + 3 + 3 = 12$ м^3

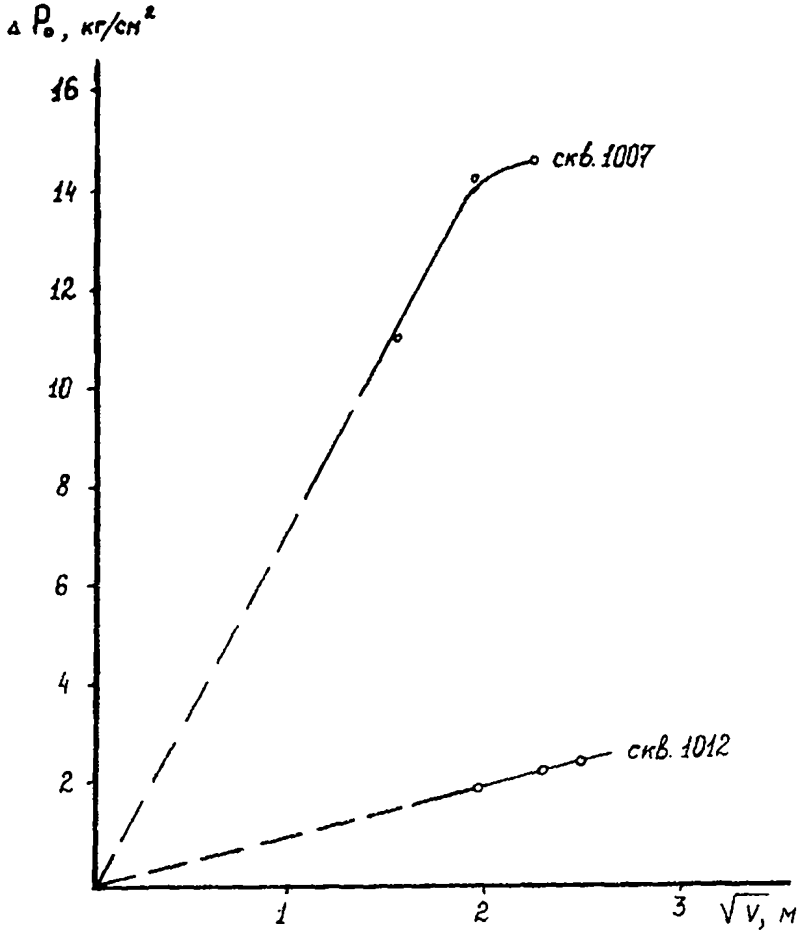


Рис.27. Зависимость начального перепада давления от объема закачки

Месторождение Грязевая сопка

ваются иными, чем для ньютоновской жидкости.

С этой целью рассматриваются две конкурирующие гипотезы:

I. Фильтрация подчиняется закону Дарси (ньютоновская жидкость).

2. Фильтрация описывается законом

$$V = -\frac{k}{\mu}\left(\operatorname{grad} P + \tau \operatorname{grad}\frac{\partial P}{\partial t}\right) \qquad (9.1)$$

Для дискриминации моделей используется диагностирующий критерий, вычисляемый с помощью детерминированных моментов кривой восстановления давления

$$d = \frac{M_0 M_2}{M_1^2}$$

$$M_k = \int_0^t t^k \left[P(\infty) - P(t)\right]^{dt}, \quad k = 0,1,2 \qquad (9.2)$$

$P(t)$ – кривая восстановления давления.

Известно, что для ньютоновской жидкости величина критерия d с учетом возможных погрешностей заключена в пределах

$$2{,}0 < d < 2{,}4$$

Если $d < 2{,}0$, то фильтрация в пласте происходит в соответствии с законом (9.I).

При условии $d > 2{,}4$, диагностируется призабойная зона с ухудшенными коллекторскими свойствами.

В случае справедливости уравнения (9.2) параметры пласта определяются из соотношений

$$\tau^3 - \frac{0{,}6 M_0^2 + 2 M_1 \Delta P}{M_0 \Delta P}\tau^2 + \frac{0{,}5 M_2 \Delta P - 1{,}2 M_0 M_1}{M_0 \Delta P}\tau + \frac{1{,}6 M_1^2 - 0{,}5 M_0 M_2}{M_0 \Delta P} = 0 \qquad (9.3)$$

$$\frac{R^2}{\varkappa} = 6{,}4\,\frac{M_1 - M_0 T}{M_0 - T\Delta P}$$

$$\frac{kh}{\mu} = \frac{Q}{2\pi}\,1{,}6\,\frac{M_1 - M_0 T}{(M_0 - T\Delta P)^2}$$

Здесь Q , ΔP – дебит и депрессия на пласт до остановки.

В качестве примера рассмотрим результаты обработки кривой восстановления давления в скважине № 1007 на пермо-карбоновой залежи Усинского месторождения. Начальная депрессия на пласт до остановки скважины ΔP = 0,66 МПа, дебит скважины до остановки $Q = 7{,}36 \cdot 10^{-6}$ м^3/с. Вычисленные значения детерминированных моментов показывают $M_0 = 41{,}9 \cdot 10^2$ МПа·с, $M_1 = 26{,}7 \cdot 10^6$ МПа, $M_2 = 30{,}2 \cdot 10^{10}$ МПа·с. Расчет диагностирующего критерия по формуле (9.2) дает d = 176. Следовательно, предпочтение отдается фильтрации по закону (9.2) с релаксацией. Результаты расчета параметров пласта по формулам (9.3) приведены в таблице.

Таблица 9.1.

Параметры пласта	T , с	$\frac{R}{\varkappa}$, с	$\frac{kh}{\mu}$ м^3/МПа·с
Закон Дарси		$4{,}1 \cdot 10^4$	$2{,}8 \cdot 10^{-5}$
Фильтрация с релаксацией	$4{,}6 \cdot 10^3$	$4{,}3 \cdot 10^4$	$0{,}9 \cdot 10^{-5}$

В этой же таблице приведены результаты расчетов параметров пласта без учета релаксационных свойств. Для этого в формулах (9.3) положено T = 0. Как видно из сравнения данных

таблицы (9.I) гидропроводность пласта, определенная без учета релаксационных свойств, оказывается завышенной более, чем в 3 раза.

X. ОПРЕДЕЛЕНИЕ РЕОЛОГИЧЕСКИХ ХАРАКТЕРИСТИК НЕФТЕЙ ПО ДАННЫМ ИССЛЕДОВАНИЯ СКВАЖИН МЕТОДОМ ГИДРОПРОСЛУШИВАНИЯ

Вначале импульс от возмущающей скважины, когда градиенты давления в реагирующей мало (меньше предельного динамического градиента сдвига), проходит в условиях неразрушенной структуры и параметры гидропроводности и пьезопроводности соответствуют нефти с неразрушенной структурой.

По мере роста давления в реагирующей скважине перераспределение давления между скважинами осуществляется в условиях разрушения структуры нефти и тогда, параметры, соответствующие приращению давления, будут характеризовать состояние нефти с разрушенной структурой.

В случае, если исследуемый участок находится в стадии разрушенной структуры нефти (проводилась эксплуатация), то прослушивание между скважинами на остановку возмущающей скважины (реагирующая простаивает) позволяет получить параметры пласта, соответствующие изменению структуры нефти от неразрушенной к разрушенной.

Разбить кривую реагирования на участки и обрабатывать каждый из участков независимо один от другого любыми из методов обработки кривых гидропрослушивания и пьезопроводности, соответствующие степени разрушения структуры нефти.

Домерив параметры гидро- и пьезопроводности, зависящие

от времени и перепада давления, построить кривые распределения этих параметров от давления, т.е. реологические кривые фильтрации нефти.

На полученных реологических кривых фильтрации (рис.28б) наблюдаем три участка: I-й участок - "ав" - практически неподвижной или мало подвижной нефти, характеризующейся минимальной гидропроводностью (подвижностью); 2-й участок - "бв" - переходный, где гидропроводность (подвижность) нефти резко увеличивается - это зона начала разрушения структуры нефти; 3-й участок - "вг" - зона предельного разрушения структуры нефти, этот участок характеризуется постоянной максимальной величиной гидропроводности (подвижности).

Определить реологические параметры фильтрации: градиенты давления начала разрушения структуры нефти $H_г$, градиенты динамического давления сдвига H и градиенты предельного разрушения структуры нефти H_m.

Найти изменение вязкости нефти с разрушенной и неразрушенной структурой и отношение упругоемкости.

ПРИМЕРЫ ОПРЕДЕЛЕНИЯ РЕОЛОГИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ НЕНЬСТОНОВСКОЙ НЕФТИ

На рис.28а приведена кривая реагирования, полученная при исследовании скважин I006-I0I0 пермо-карбоновой залежи Усинского месторождения методом гидропрослушивания. Исследование проведено на пуск возмущающей скважины I006 в работу, т.е. в условиях разрушения структуры нефти в пласте. Реагирующая скважина I0I0 - специально остановленная, находится от возмущающей на расстоянии 90 м. Как следует из рис.28а, импульс от возмущающей скважины

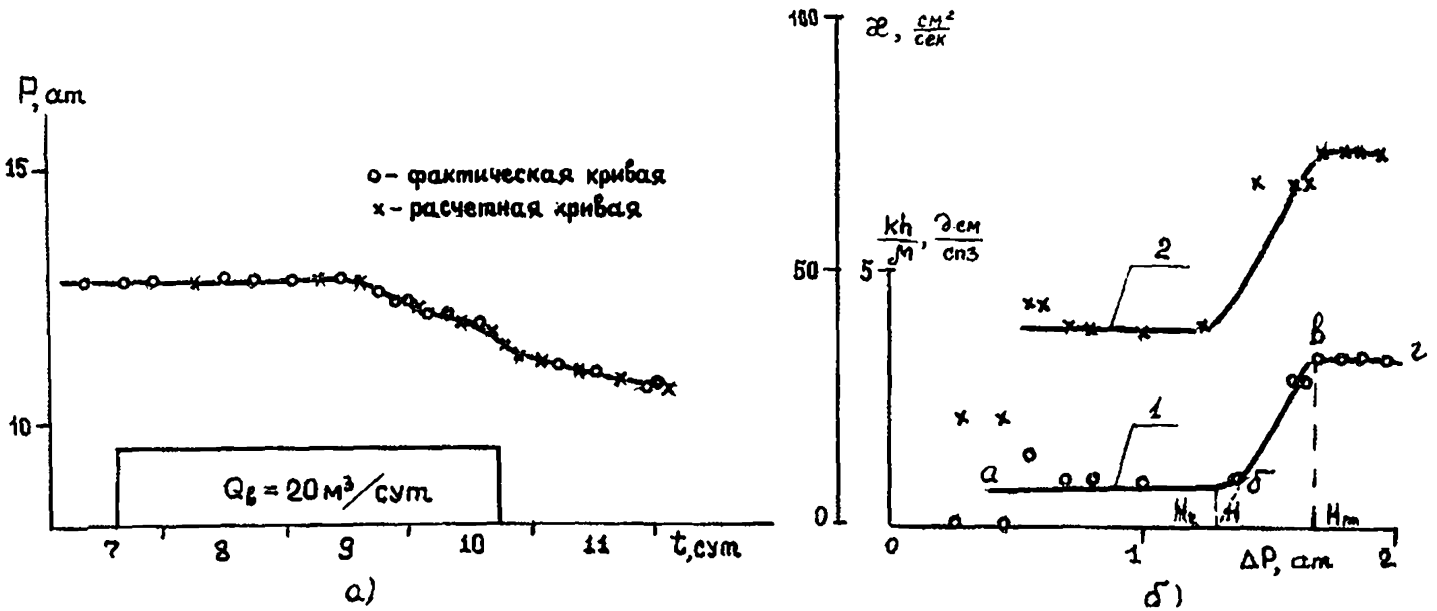


Рис.28а) Кривая реагирования, полученная при исследовании скв.I006 I0I0 Усинского месторождения методом гидропрослушивания

б) реологические кривые фильтрации, построенные по результатам исследования скв.I006-I0I0

I - зависимость $\frac{kh}{\mu}$ от ΔP ;

2 - зависимость от , - соответственно градиенты динамического давления сдвига начала и полного разрушения структуры нефти

к реагирующей пришел с большим опозданием в 48 часов. Эта кривая реагирования была обработана в соответствии с вышеизложенными предпосылками следующим образом.

Разбиваем всю кривую реагирования на мелкие участки и обрабатываем их независимо друг от друга. Таким образом определяем параметры пласта – гидропроводность $\frac{kh}{\mu}$ и пьезопроводность $\varkappa$ по каждому участку (каждой паре расчетных точек). В данном случае, кривая реагирования , проведенная на рис.28а, была обработана с помощью эталонной кривой Борисова-Яковлева и интегральным методом. В результате обработки были определены параметры $\frac{kh}{\mu}$ и $\varkappa$ в зависимости от изменения давления, полученного в реагирующей скважине.

Построив графики зависимости гидропроводности и пьезопроводности от депрессии, получаем реологические кривые фильтрации высоковязкой нефти Усинского месторождения в пласте (рис.2 б). Как следует из рис.28б, форма реологических кривых фильтрации, полученных по данным исследования скважин методом гидропрослушивания идентичны форме типичных реологических кривых фильтрации, полученных по данным лабораторных исследований высоковязкой нефти. Затем по графику рис.28б были определены реологические параметры нефти при фильтрации в пласте: градиент динамического давления сдвига и градиент предельного разрушения структуры нефти (табл.IO.I). Кроме того, по реологическим кривым рис.28б определены: величина изменения вязкости нефти с разрушенной и неразрушенной структурой

$$\frac{\mu_0}{\mu_1} = \frac{kh/\mu_1}{kh/\mu_0} = \frac{3,3}{0,8} = 3,4$$

Для оценки достоверности полученных параметров пласта $\frac{kh}{\mu}$ и $\varkappa$ они были использованы для вычисления расчетной кривой реагирования по формуле упругого режима:

$$\Delta P = \frac{Q\mu}{4\pi kh} \mathcal{E}_i\left(-\frac{R^2}{4\varkappa t}\right) \qquad (10.1)$$

где Q – дебит возмущающей скважины, $см^3/с$, R – расстояние между скважинами, см, $\frac{kh}{\mu}$ – гидро- и пьезопроводность – $\varkappa$ величины переменные, определяемые графиками рис.28б.

Результаты расчетов приведены на рис.28а, из которого видно хорошее совмещение фактической и расчетной кривых реагирования.

Реологические параметры пермокарбоновой нефти, определенные по данным исследования скважин методом гидропрослушивания были сопоставлены с реологическими характеристиками, определенными на экспериментальной установке по пробам нефти.

Экспериментальные исследования фильтрации тяжелой Усинской нефти в пористой среде проводились по устьевым пробам скважины 3. По результатам исследований построены реологические кривые нефти при фильтрации для двух образцов пористой среды разной проницаемости (рис.29) – зависимость подвижности нефти $\frac{k}{\mu}$ от градиентов давления. По этим кривым определены градиенты динамического давления сдвига и предельного разрушения структуры нефти, которые приведены в таблице 10.1.

По экспериментальным данным исследования, как следует из табл.10.1, предельные градиенты давления, определенные по нефти скв.3, уменьшаются с увеличением проницаемости пористой среды.

Величины градиентов давления начала разрушения структуры H_τ и предельного разрушения структуры нефти H_m, опреде-

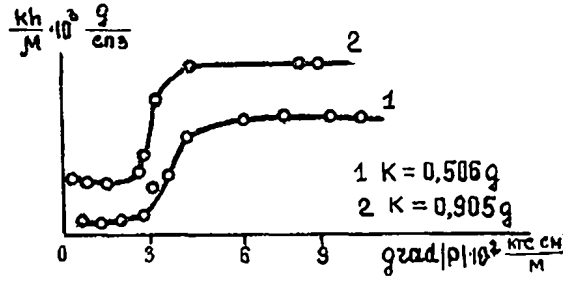


Рис. 2

Рис.29. Реологические кривые фильтрации, построенные по данным экспериментальных исследований устьевой пробы нефти скв.3 Усинского месторождения

ленные по данным гидропрослушивания скважин 1006 – 1010 составляют один порядок с данными экспериментальных исследований скв.3. Некоторое расхождение их по абсолютному значению объясняется следующим.

Экспериментальные исследования проводились на пористых моделях разной проницаемости от k = 0,286 мкм^2 до k =0,905мкм^2. Средняя проницаемость продуктивного пласта пермокарбоновой залежи Усинского нефтяного месторождения, определенная по данным гидродинамических исследований, составляет порядка 5 мкм^2. Учитывая, что градиенты динамического давления сдвига (начала разрушения структуры) и предельного разрушения структуры уменьшаются с увеличением проницаемости пористой среды, можно объяснить расхождение реологических параметров нефти, определенных экспериментально по пробам нефти при ее фильтрации через пористую среду по данным гидропрослушивания скважин, различной проницаемостью продуктивного пласта и моделей пласта. Затем по данным экспериментальных исследований было определено изменение вязкости нефти с разрушенной и неразрушенной структурой, которое составляет $\frac{\mu_2}{\mu_1}$ = 3,55. По данным гидропрослушивания, как было указано выше, это отношение составляет 3,4.

Таким образом результаты оценки изменения вязкости нефти при фильтрации в пласте, определенные по данным гидропрослушивания скважин и экспериментальных исследований, хорошо согласуются между собой.

Таблица IO.I.

Вид исследования	Скважина	k Дарси (модель, мкм^2)	Неразрушенная структура нефти: д·см/спз, $\frac{kh}{\mu_0}$	Неразрушенная структура нефти: см^2/сек, $\varkappa_0$	Разрушенная структура нефти: д·см/спз, $\frac{kh}{\mu_1}$	Разрушенная структура нефти: см^2/сек, $\varkappa_1$	Градиент: динамического давления сдвига H МПа/м	Градиент: предельного разрушения структуры H_m МПа/м	$\frac{\mu_0}{\mu_1}$	$\frac{\varkappa_1}{\varkappa_0}$
Гидропрослушивание	I006 I0I0		0,9	40	3,I	73	I4,4·I0^{-4}	I6,2·I0^{-4}	3,4	I,825
Эксперимент на моделях пласта, Уса	3	0,286 0,905					4,85·I0^{-2} 0,25·I0^{-2}	0,77·I0^{-2} 0,36·I0^{-2}	3,55	

XI. ПРИЛОЖЕНИЕ

к "Регламенту составления проектов и технологических схем разработки нефтяных и газонефтяных месторождений". О подготовке данных реологических свойств неньютоновских нефтей

Реологические свойства нефтей

Приводятся результаты измерений зависимости касательного направления от скорости сдвига на ротационном вискозиметре (рис.I). По этим данным выбирается одна из реологических моделей: Шведова-Бингама (табл.I), Кессона (табл.2), вязкоупругой жидкости (табл.3). Для определения параметров вязкоупругой модели данные ротационной вискозиметрии перестраиваются в координатах (рис.2, табл.3). На реогониометре Вайссенберга определяются зависимости нормальных напряжений от скорости сдвига (рис.3).

По результатам лабораторных исследований на керне определяется зависимость скорости фильтрации от градиента давления (рис.4), индекс аномальности. На основе снятия двухстронних кривых восстановления давления при разных начальных дебитах определяется величина начального градиента давления (рис.5).

По результатам гидродинамических исследований скважин методом двухсторонних кривых восстановления давления при разных начальных дебитах и данным гидропрослушивания определяется величина начального градиента давления, индекс аномальности и гидродинамические параметры (рис.6, 7).

При применении тепловых методов повышения нефтеотдачи приводятся зависимости реологических параметров от температуры.

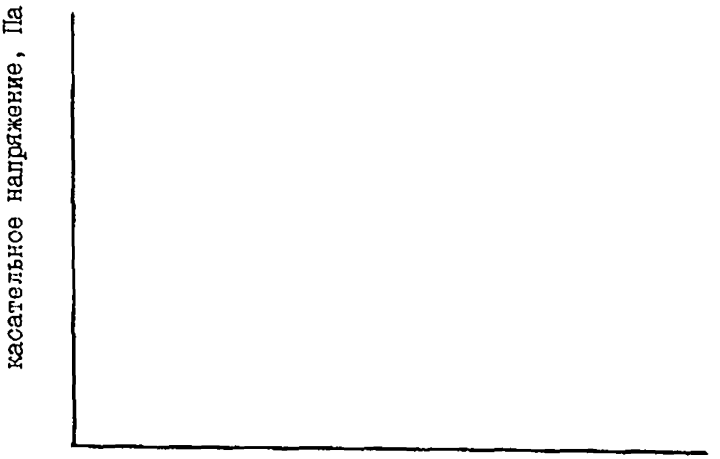

касательное напряжение, Па
скорость сдвига, сек$^{-1}$

Рис.I

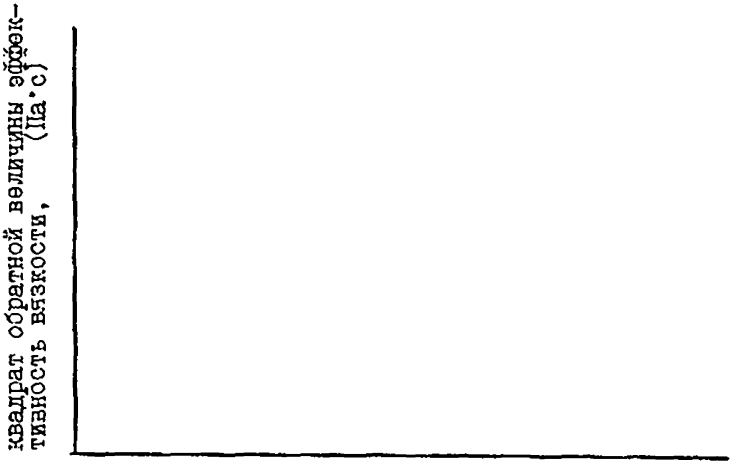

квадрат обратной величины эффективности вязкости, (Па·с)^2
квадрат касательного напряжения, Па^2

Рис.2

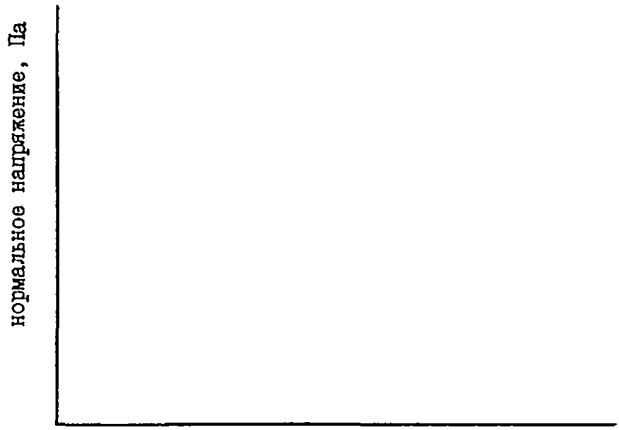

нормальное напряжение, Па
скорость сдвига, сек$^{-1}$

Рис.3

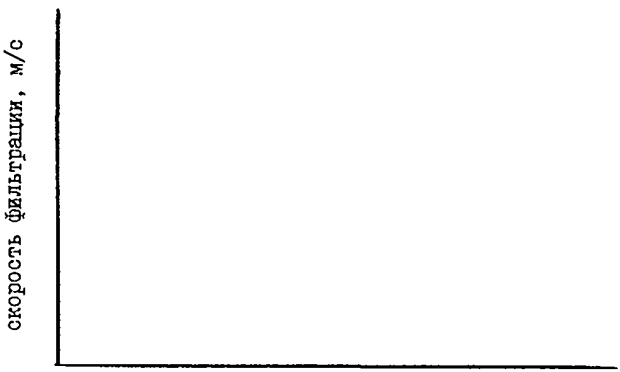

скорость фильтрации, м/с
градиент давления, МПа/м

Рис.4

Таблица I

Реологические параметры нефтей
модели Шведова-Бингама

Наименование	Пласт			
	Количество данных		Диапазон измерения	Среднее значение
	скважин	проб		
I	2	3	4	5

а) Предельное напряжение сдвига, Па

T_I = ^{o}C

T_2 =

T_3 =

T_4 =

T_5 =

б) Вязкость, Па·с

T_I = ^{o}C

T_2 =

T_3 =

T_4 =

T_5 =

Таблица 2

Реологические параметры нефти
модели Кессона

Наименование	Пласт		
	Количество исследованных		Среднее значение
	скважин	проб	
I	2	3	4

а) Показатели степени

T_I = ^oC

T_2 =

T_3 =

T_4 =

T_5 =

б) Показатель консистентности

T_I = ^oC

T_2 =

T_3 =

T_4 =

T_5 =

Таблица 3

Реологические параметры нефтей вязкоупругой модели

Наименование	Пласт			
	Количество данных		Диапазон измерений	Среднее значение
	скважин	проб		
I	2	3	4	5
а) Модуль сдвиговой упругости, Па				
T_I = °C				
T_2 =				
T_3 =				
T_4 =				
T_5 =				
б) Время релаксации, сек.				
T_I = °C				
T_2 =				
T_3 =				
T_4 =				
T_5 =				

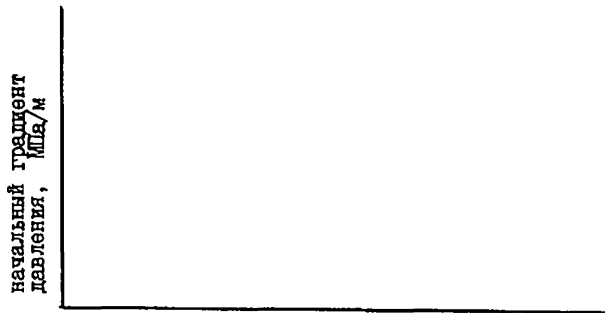


Рис.5

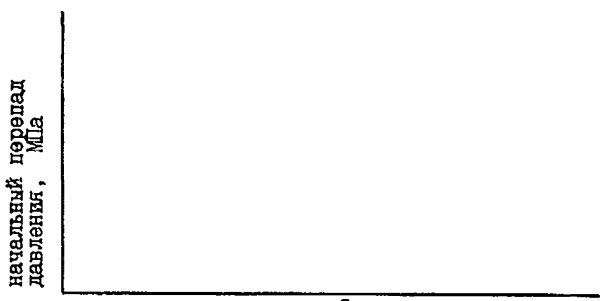


Рис.6

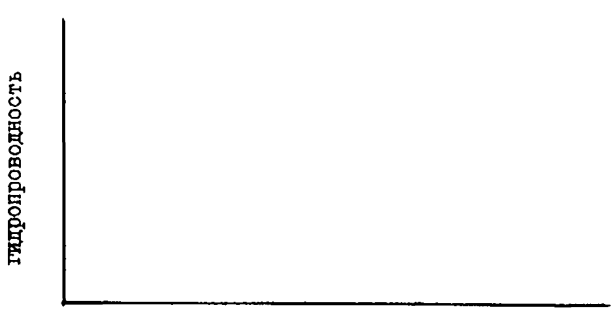


Рис.7

С О Д Е Р Ж А Н И Е

		стр.
	Введение	2
I	Реологические модели для описания поведения неньютоновских нефтей	5
П	Приборы для измерения реологических параметров нефти (вискозиметры)	II
Ш	Примеры реологических измерений нефтей некоторых месторождений	20
IУ	Дискриминация реологических моделей	46
У	Метод оценки неравновесных свойств нефтей	6I
УI	Исследование фильтрационных характеристик неньютоновских нефтей на моделях пористой среды	65
УП	Оценка проявления неньютоновских свойств нефти по КВД	67
УШ	Исследование скважины методом двухсторонних кривых изменения давления в скважине	70
IX	Диагностирование релаксационных свойств нефти по кривой восстановления давления	74
X	Определение реологических характеристик нефтей по данным исследования скважин методом гидропрослушивания	79
XI	Приложение	87

Ротапринт ВНИИ
Заказ 8I
Тираж I00 экз.
Подписано к печати 23.I2.9Iг.

gost.e-ecolog.ru