СССР

ОТРАСЛЕВОЙ СТАНДАРТ

НЕФТЬ МЕТОД ОПРЕДЕЛЕНИЯ ФАЗОВЫХ ПРОНИЦАЕМОСТЕЙ В ЛАБОРАТОРНЫХ УСЛОВИЯХ ПРИ СОВМЕСТНОЙ СТАЦИОНАРНОЙ ФИЛЬТРАЦИИ

ОСТ 39-235-89

Издание официальное

gost.e-ecolog.ru

УДК 552.I:543.06 Группа А 29

ОТРАСЛЕВОЙ СТАНДАРТ

НЕФТЬ. МЕТОД ОПРЕДЕЛЕНИЯ ФАЗОВЫХ ПРОНИЦАЕМОСТЕЙ В ЛАБОРАТОРНЫХ УСЛОВИЯХ ПРИ СОВМЕСТНОЙ СТАЦИОНАРНОЙ ФИЛЬТРАЦИИ

ОСТ 39-235-89

ОКСТУ 0209

Дата введения 01.07.89.

Настоящий стандарт распространяется на нефтесодержащие породы и устанавливает метод оценки фильтрационных сопротивлений продуктивных пластов многофазной фильтрации в пластовых условиях путем определения фазовых проницаемостей при стационарной двух- и трехфазной фильтрации нефти, газа и воды.

Стандартизуемый метод регламентирует основные параметры эксперимента при определении фазовых проницаемостей при совместной фильтрации нефти и воды, нефти и газа, воды и газа, а также нефти, газа и воды на образцах пород-коллекторов порового типа, отобранных из продуктивных пластов при наличии в поровом пространстве породы всех фаз в условиях, максимально приближенных к пластовым, с использованием пластовых или модельных жидкостей. Для пород кавернозно-порового типа и коллекторов с микротрещинами (до 50 мкм) данный метод позволяет проводить кач ственную оценку фильтрационных характеристик при многофазной фильтрации.

Издание официальное Перепечатка воспрещена

Функции фазовых проницаемостей для отдельных фаз (нефти, воды, газа) в зависимости от насыщенности порового пространства этими фазами в различных сочетаниях используются при проектировании и анализе разработки нефтяных, нефтегазовых и нефтегазоконденсатных месторождений с применением заводнения, водогазового и других методов воздействия.

Стандарт обязателен для всех научно-исследовательских и научно-производственных организаций отрасли, занимающихся определением фазовых проницаемостей.

I. ОБЩИЕ ТРЕБОВАНИЯ

I.I. Объектом испытания является единичный или составной образец породы правильной геометрической формы, приготовленный из керна изучаемого пласта и ориентированный параллельно напластованию.

При малой анизотропии породы (при различии значений проницаемости по напластованию и перпендикулярно напластованию менее, чем в I,5 раза) допускается применять единичный или составной образец породы, ориентированный перпендикулярно напластованию, т.е. при использовании керна целиком или после его обточки.

I.2. Процесс испытания заключается в осуществлении совместной стационарной фильтрации 2-х фаз (нефти и воды, нефти и газа) или нефти, газа и воды через исследуемый образец при условиях максимально приближенных к пластовым.

I.3. Условия испытания должны обеспечивать сохранение или воспроизведение естественных физико-химических характеристик системы порода - пластовые флюиды, поддержание в процессе экспери-

мента значений температуры и давления, соответствующих пластовым.

I.4. Скорость совместного течения флюидов во время испытания должна выбираться, исходя из значений промысловых скоростей перемещения фронта вытеснения (фактических или проектируемых).

I.5. При проведении испытания необходимо использовать пластовые нефть, газ и воду, либо их модели, а также жидкости и газы, применяемые в качестве рабочих агентов при разработке месторождения.

2. МАТЕРИАЛЫ И ОБОРУДОВАНИЕ

2.I. При подготовке и проведении испытания по определению фазовых проницаемостей при стационарной фильтрации нефти, газа и воды использовать следующие материалы:

азот в баллонах А-I50 по ГОСТ 949-73;

бензин по ГОСТ 8505-80,

бензол чда, хч по ГОСТ 5955-75;

бумага фильтровальная по ГОСТ I2026-76,

вода дистиллированная по ГОСТ 6709-72;

глицерин по ГОСТ 6259-75;

спирт этиловый по ГОСТ I7299-78, ГОСТ I8300-87 ,

толуол чда по ГОСТ 5789-78;

кальций хлористый безводный хч по ТУ 6-09-47II-8I,

хлороформ по ГОСТ 200I5-74,

четыреххлористый углерод чда,хч по ГОСТ 4-84;

шпатлевка эпоксидная по ГОСТ I0277-76,

эфир петролейный,

керосин

и оборудование:

аппарат Сокслета по ГОСТ 25336-82 Е;

аппарат ЛП-4 с точностью делений ловушки 0,1 $см^3$;

конфорка к электроплитке типа ЭШ-1 по ГОСТ 14919-83 Е, (СТ СЭВ 4138-83);

шкаф вытяжной по ГОСТ 23308-78 (СТ СЭВ 3552-82);

эксикатор типа Э ГОСТ 25336-82 Е;

манометры образцовые по ГОСТ 6521-72 (СТ СЭВ 3067-81);

манометры дифференциальные по ГОСТ 18140-84, (СТ СЭВ 2566-80);

вискозиметры капиллярные стеклянные ВПЖ-2 по ГОСТ 10028-81Е;

ареометры по ГОСТ 18481-81 Е;

штангенциркуль по ГОСТ 166-80 (СТ СЭВ 704-77),

трубки из нержавеющей стали диаметром 2,3 или 4 мм по ГОСТ 14162-79, либо трубки медные капиллярные по ГОСТ 2624-77 (СТ СЭВ 4068-83);

насос вакуумный ВН-120М по ТУ 26-12-392-73 или ВВН-1,5 м по ТУ 26-12-400-74,

весы аналитические, рассчитанные на взвешивание навесок до 200 г , обеспечивающие точность взвешивания до 0,001 г ;

сталагмометр,

шланг резиновый, вакуумный;

шкаф сушильный с контактным термометром, обеспечивающим установку температуры в пределах от +30 °С до +115 °С с точностью 2 °С.

Допускается использование других средств измерения, если по точности и пределам измерений они не ниже указанных.

2.2. При компоновке установки для определения фазовых проницаемостей для нефти, газа и воды являются обязательными следующие узлы:

2.2.I. Механическая система, обеспечивающа подачу жидкостей и газа в образец при пластовом давлении в различных соотношениях при постоянном суммарном расходе (УИПК по ТУ 38-II0II-80 и др.).

2.2.2. Кернодержатель, предназначенный для компоновки составного образца в резиновой манжете, или в тройном сплаве (олово, висмут, свинец), в эпоксидной шпатлевке, должен обеспечивать надежную стыковку отдельных цилиндрических образцов, поддержание всестороннего давления обжима и ввод жидкостей в образец. Замер перепада давления производить на серединной (рабочей) части образца в процессе испытания. Кернодержатель должен быть рассчитан на рабочее давление и температуру, соответствующие пластовым условиям данного объекта разработки (изучаемого пласта), и изготовлен из коррозионностойких сплавов. Варианты компоновки составного образца показаны в приложении I.

2.2.3. Контейнеры жидкостные из коррозионностойких сплавов, предназначенные для рабочих жидкостей и газов, оборудованные вентилями и разделительными поршнями, рассчитанные на рабочее давление и температуру.

2.2.4. Специальный контейнер для сбора вытесненных из составного образца жидкостей и газа при давлении и температуре испытания, объем которого должен быть не менее I00 $см^3$. Специальный контейнер должен быть изготовлен из коррозионностойких сплавов, оборудован вентилями и двумя патрубками в конической части, служащими для ввода поступающих из составного образца жидкостей и

перевода их в мерную бюретку-сепаратор. Для создания противодавления на выходном конце образца допускается установка регулятора давления или подключение специального контейнера через промежуточный жидкостной контейнер к газовому баллону высокого давления. Замер объема вышедших из образца флюидов осуществлять периодическим сбросом их в мерную бюретку-сепаратор при переходе на новый режим. Если специальный контейнер установлен конической частью вверх, то замеряются объемы нефти и газа. Если специальный контейнер установлен конической частью вниз, то замеряются объемы нефти и воды.

2.2.5. Для сбора выходящих из образца жидкостей и газа может применяться бюретка высокого давления, обеспечивающая непрерывное визуальное измерение объема жидкости с точностью не менее 0,1 $см^3$ при давлении и температуре испытания.

2.2.6. Воздушный термостат, обеспечивающий поддержание необходимой температуры с точностью 1,0°С. В термостате размещаются кернодержатель, контейнеры с рабочими жидкостями и бюретки высокого давления. Термостат должен иметь смотровые окна для наблюдения за уровнем жидкости в бюретке высокого давления.

Допускается применение жидкостных термостатов или системы электрообогрева.

2.2.7. Мерная бюретка-сепаратор для замера объемов нефти и газа, оборудованная двумя патрубками в верхней части, в один из которых должны поступать из специального контейнера или из бюретки высокого давления вышедшие из образца жидкости и газ, а через второй - должен отводиться газ. Мерная бюретка-сепаратор должна обеспечивать визуальное измерение объема нефти с точностью 0,1 $см^3$.

2.2.8. Устройство для замера объема, вышедшего из образца газа (газосчетчик барабанный ГСБ-400, газометр из комплекта АКМ-коллектор и пр.).

Все узлы экспериментальной установки соединить согласно принципиальной схеме в соответствии с приложением 2.

2.3. Определение насыщенности образца в процессе испытания проводить с помощью комплекса приборов, обеспечивающих измерение значений насыщенности с точностью не менее 10 % .

2.3.1. Для определения водонасыщенности по 4-х электродному электрическому методу использовать генератор низкой частоты, магазины сопротивления, преобразователь напряжения, потенциометр самопишущий типа КСП-4 (3.9026-171 ТО ГОСТ 7164-78) и другие электрические измерительные устройства с высоким входным сопротивлением (не менее 10^6Ом). Для предотвращения искажений замеров электрического сопротивления за счет утечек тока по металлическим частям установки, на гидравлических линиях устанавливать электрические разъединители, либо осуществлять замеры тока, текущего через рабочий участок образца с помощью измерительной катушки.

Приборы для определения водонасыщенности соединять по схеме в соответствии с приложением 3. Частота электрического тока, подаваемого на питающие электроды А,В, выбираются в пределах 500 + 2000 Гц (рекомендуемое значение 1 кГц).

2.3.2. Для определения газонасыщенности методом импульсного прозвучивания использовать измеритель временных интервалов (типа И2-23 ГВ2.817.016 ТУ ГОСТ 22261-82 или ТУ 2.817.019), измерительный усилитель (типа У2-8 ГОСТ 22261-82), и в качестве излучателя и приемника - пластинки из пьезокерамики типа ЦТС-19 ОСТ 110444-87. Частота посылки импульсов выбирается в пределах 200 + 400 Гц.

Для определения аппаратурной задержки измерительной схемы предварительно провести измерение на эталонном образце, в качестве которого использовать оргстекло, эбонит, дистиллированную воду или 14% раствор этилового спирта. Приборы для определения газонасыщенности соединять по схеме в соответствии с приложением 4.

3. ПОДГОТОВКА РАБОЧИХ ЖИДКОСТЕЙ И ОБРАЗЦА К ИСПЫТАНИЮ

3.1. Подготовка рабочих жидкостей

При определении фазовых проницаемостей использовать пластовые пробы безводной нефти, пластового газа и пластовой воды, а также флюиды, применяемые в качестве рабочих агентов при разработке данного месторождения. При отсутствии пластовых флюидов допускается использовать их модели.

3.1.1. В качестве модели нефти использовать дегазированную нефть, разбавленную растворителем (керосином, бензином, петролейным эфиром и др.), количество которого подбирается экспериментально таким образом, чтобы вязкость и величина межфазного натяжения на границе с водой модели нефти соответствовали пластовым условиям. Количество растворителя не должно превышать 30 % объема смеси. Допускается использовать так называемые рекомбинированные пробы нефти, приготовленные насыщением дегазированной нефти углеводородными газами. Перед подготовкой модели дегазированную нефть очистить от механических примесей, воды и твердой фазы фильтрованием или центрифугированием.

При отборе, транспортировке и хранении дегазированной нефти не допускается.

охлаждение ее ниже +15 ^{o}C ,

контакта нефти с кислородом воздуха;

попадания на нее дневного света.

Несоблюдение перечисленных требований приводит к необратимому выпадению твердой фазы (асфальтенов, смол) затуханию фильтрации нефти и значительным искажениям результатов определений фазовых проницаемостей.

Пластовую нефть, модель нефти или рекомбинированную пробу, хранящиеся в жидкостных контейнерах, нагреть до температуры на 20°С превышающей пластовую. При этой температуре нефть в условиях периодического перемешивания выдержать в течение 2-3 часов. Охлажденную до пластовой температуры нефть профильтровать через образец породы, проницаемость которого соответствует средней проницаемости исследуемого образца. Нефть считать пригодной для проведения эксперимента, если при ее фильтрации через образец не наблюдается затухания.

Определить вязкость модели нефти при комнатной и пластовой температурах с помощью капиллярного вискозиметра типа ВПЖ-2.

Допускается определять вязкость газонасыщенной нефти расчетным методом в соответствии с РД 39-I-348-80 "Методика расчета фазовых равновесий и физических свойств фаз нефтегазоконденсатных систем".

3.I.2. В качестве модели газа использовать индивидуальные углеводородные газы, смеси газов или азот . Рабочий газ или его модель перед использованием в эксперименте очистить от возможно имеющихся твердых примесей с помощью фильтра (фильтр Шотта и др.). Вязкость индивидуальных газов при рабочем давлении и температуре определять по табличным данным, а при отсутствии их - расчетным методом. В случае использования смеси газов также воспользовать-

ся расчетным методом определения вязкости.

3.I.3. В качестве модели воды применять растворы, солевой состав которых аналогичен составу пластовой воды, либо раствор NaCℓ соответствующей солености. Пластовую воду тщательно перемешать в сосуде хранения и перед заливкой в контейнер профильтровать. Определить вязкость при комнатной и пластовой температуре.

3.I.4. Исходные параметры жидкостей и газа, применяемых в эксперименте, поместить в табл. I приложения 5.

3.2. Подготовка образца к испытанию

3.2.I. Для определения фазовых проницаемостей при совместном течении нефти, газа и воды применять составной образец породы, монтируемый из отдельных цилиндрических образцов с ненарушенной структурой, диаметром не менее 27 мм и длиной не менее 25 мм.

3.2.2. Отдельные цилиндрические образцы, высверленные из керна, отобранного из продуктивного пласта, проэкстрагировать соответственным образом подобранными экстрагентами: спирто-бензольной смесью в соотношении компонентов I : 3, четыреххлористым углеродом, хлороформом или другими растворителями до полного удаления углеводородов. Окончание экстракции определять по отсутствию окраски растворителя через I2-I6 часов после прекращения нагревания аппарата Сокслета. Не допускается применение экстрагентов, реагирующих с породообразующими минералами и цементирующим веществом.

3.2.3. *При высокой минерализации пластовой (остаточной) воды* образцы пород, не содержащие водорастворимые и набухающие минералы, промыть дистиллированной водой в аппаратах Сокслета. Образцы пород, содержащие водорастворимые или набухающие минералы,

подготавливать по специальной методике с учетом специфики состава.

3.2.4. Промытые образцы высушить до постоянной массы (с точностью 0,001 г) в сушильном шкафу при температуре от +102 °С до +105°С. Образцы сильноглинистых (например, полимиктовых) пород, содержащих более 30% глинистых минералов, сушить при температуре не более +80°С. Для ускорения сушки допускается использовать вакуумный сушильный шкаф. Высушенные образцы до проведения эксперимента хранить в эксикаторе над прокаленным хлористым кальцием.

3.2.5. По известным значениям абсолютной проницаемости отдельных цилиндрических образцов скомпоновать составной образец таким образом, чтобы по направлению течения флюидов каждый последующий образец имел меньшую проницаемость. Различие проницаемости отдельных образцов, из которых компонуется составной образец, не должен превышать 50% от среднего значения проницаемости. Торцы отдельных образцов обработать на токарном станке или с помощью планшайбы на шлифовальном круге, а для обеспечения большей надежности капиллярного контакта между ними продолжить слой фильтровальной бумаги или засыпать слой измельченной породы толщиной до I мм.

3.2.6. Применяемый в эксперименте составной образец должен иметь минимальную длину, определяемую по формуле

$$L_{min} = \frac{\Pi_2}{\Pi_1} \sqrt{K \cdot m} = 1000 \sqrt{K \cdot m} \quad , \qquad (1)$$

где L_{min} - минимальная длина составного образца, мм ;

K - средняя проницаемость составного образца, мкм^2 ,

m - средняя пористость составного образца, доли единицы;

Π_1, Π_2 – критерии подобия модели и натуры, выведенные Д.А.Эфросом и В.П.Оноприенко: Π_1 – комплекс величин, характеризующих отношение перепадов капиллярного и гидродинамического давлений при проведении эксперимента; Π_2 – комплекс величин, характеризующих соотношение между градиентами капиллярного и гидродинамического давлений.

В случае, если минимальная длина составного образца, рассчитаная по формуле, составит менее I50 мм, следует применять составной образец длиной не менее I50 мм.

3.2.7. Рабочий участок составного образца, на котором проводятся измерения перепада давления, водо- и газонасыщенности, должен быть равноудален от входного и выходного торцов и иметь длину от 30 мм до I/3 длины образца.

3.2.8. Составной образец поместить в кернодержатель и насытить пластовой водой. Для этого следует образец отвакуумировать и закачать в него пластовую воду из контейнера до появления ее на выходном конце образца. Затем продолжить подачу воды, подняв и поддерживая давление равное пластовому, прокачать через образец воду в количестве 2-3 объемов пор. Подключив дифференциальный манометр, замерить проницаемость для воды при I00% водонасыщенности.

3.2.9. По завершении подготовительных операций образец и контейнеры с рабочими жидкостями выдержать в течение I6-24 часов при температуре и давлении, соответствующих пластовым.

Основные характеристики единичных и составного образцов поместить в табл. 2 приложения 6 .

4. ПОРЯДОК ПРОВЕДЕНИЯ ИСПЫТАНИЯ ПРИ СОВМЕСТНОЙ СТАЦИОНАРНОЙ ФИЛЬТРАЦИИ

4.1. Эксперимент по определению фазовых проницаемостей для нефти, газа и воды проводить при рабочем давлении, максимально приближенном к пластовому, но величина рабочего давления должна не менее, чем в 10 раз превышать величину перепада давления на всем образце, чтобы не учитывать изменение объема газа при течении через образец.

4.2. Определение фазовых проницаемостей проводить на нескольких режимах с различными заданными соотношениями нефти, газа и воды в фильтровальном потоке при постоянной суммарной объемной скорости фильтрации трех фаз.

4.3. Суммарную объемную скорость течения нефти, газа и воды выбирать, исходя из реальных или ожидаемых скоростей фильтрации при разработке изучаемого объекта, но не превышающей в пересчете на линейную скорость - 2 м/сут.

4.4. Линейную скорость при испытании образца вычислять по формуле

$$V_{лин} = \frac{864 \cdot Q}{F\, m\,(1 - S_{во} - S_{но} - S_{го})}, \qquad (2)$$

где $V_{лин}$ - линейная скорость, м/сут ;

Q - суммарный расход закачиваемых жидкостей, $см^3/с$,

F - площадь поперечного сечения образца, $см^2$;

m - пористость, доли единицы ,

$S_{во}$ - остаточная водонасыщенность, соответствующая пластовым условиям, доли единицы ,

$S_{но}$ - остаточная нефтенасыщенность, соответствующая пластовым условиям, доли единицы,

$S_{го}$ – остаточная газонасыщенность, соответствующая пластовым условиям, доли единицы.

4.5. Каждый режим фильтрации продолжать до достижения стационарного (установившегося) состояния, фиксируемого по стабилизации показаний дифференциального манометра ($\Delta P = const$), стабилизации замеров электрического сопротивления и времени прохождения ультразвуковых волн на рабочем участке образца. Зафиксировать в рабочем журнале параметры эксперимента (расходы всех трех фаз, величину установившегося перепада давления, результаты замеров водо- и газонасыщенности).

4.6. После каждого режима фильтрации по показаниям прес эв определять объемы закаченных жидкостей и газа, а с помощью бюретки высокого давления или мерной бюретки-сепаратора – объемы вышедших из образца жидкостей и газа с учетом газа, растворенного в нефти и воде.

4.7. Снять PV – диаграмму, снижая (или повышая) давление в образце, предварительно перекрыв вентили на соединительных коммуникациях. Изменение давления в образце не должно превышать 50 % от величины рабочего давления, и в любом случае давление в образце не должно быть на 2,0 ÷ 3,0 МПа ниже давления обжима.

По диаграмме PV определить объем газа в образце и рассчитать среднюю газонасыщенность образца на момент установившейся фильтрации.

4.8. После снятия PV – диаграммы, восстановить в образце рабочее давление, установить новое соотношение нефти, газа и воды в потоке и начать фильтрацию на другом режиме.

4.9. Минимальное количество и рекомендуемый порядок режимов приведены в табл. 3 приложения 7.

4.10. После проведения испытания снизить давление в образце до атмосферного, замерить объем вышедших газа и жидкостей, образец размонтировать, и отдельные образцы поместить в экстракционные приборы ЛП-4, для контроля величины остаточных насыщенностей.

4.11. При необходимости определения фазовых проницаемостей для условий стационарной двухфазной фильтрации (газа и воды, нефти и газа или нефти и воды) испытание проводить в той же последовательности, исключив ненужные режимы.

4.12. Для ускорения проведения эксперимента при определении фазовых проницаемостей для нефти и воды при их совместной стационарной фильтрации рекомендуется следующий порядок испытания:

4.12.1. Создать остаточную воду вытеснением ее нефтью, либо последовательным вытеснением высоковязким маслом, керосином и нефтью. Если необходимые значения остаточной водонасыщенности методом вытеснения достичь не удается, допускается изменить порядок подготовки составного образца и компоновать его отдельными образцами, остаточная водонасыщенность в которых предварительно создана методом капиллярной вытяжки или центрифугированием. В этом случае необходимо дополнительно определить проницаемость составного образца для воды при 100 %-ной водонасыщенности.

4.12.2. Прокачать через составной образец не менее 3-х объемов пор нефти при пластовом давлении и температуре, подключив дифференциальный манометр, замерить проницаемость для нефти при остаточной водонасыщенности.

4.12.3. На каждом режиме, при определенном соотношении нефти и воды в потоке, фильтрацию начинать на скорости в 10 раз выше рабочей при отключенном дифференциальном манометре для более быстрого установления насыщенности, соответствующей данному со-

отношению нефти и воды в потоке.

4.12.4. После прокачки нефти и воды при заданном соотношении в количестве 2-3 объемов пор образца на повышенной скорости перейти на рабочую скорость. подключить дифференциальный манометр и продолжить закачку жидкостей до достижения установившейся стационарной фильтрации.

4.12.5. Состояние установившейся фильтрации фиксируется по стабилизации показаний дифференциального манометра и замеров электрического сопротивления на рабочем участке образца.

4.12.6. Количество режимов определять возможностями экспериментальных установок, но оно должно быть не менее пяти: 100% нефти в потоке, 25% воды в потоке, 50% воды, 75% воды, 100% воды в потоке.

4.12.7. После проведения испытания составной образец размонтировать и отдельные образцы поместить в экстракционные приборы ЛП-4.

4.12.8. Узлы экспериментальной установки при определении фазовых проницаемостей при совместном течении нефти и воды соединять согласно схеме в соответствии с приложением 8.

5. ОБРАБОТКА РЕЗУЛЬТАТОВ ИСПЫТАНИЯ

5.1. Величины фазовых проницаемостей подсчитать по формулам

$$K_{нi} = \frac{Q_{нi}\,\mu_н\,l}{\Delta P_i\,F}, \qquad (3)$$

$$K_{гi} = \frac{Q_{гi}\,\mu_г\,l}{\Delta P_i\,F}, \qquad (4)$$

$$K_{вi} = \frac{Q_{вi}\,\mu_в\,l}{\Delta P_i\,F}, \qquad (5)$$

где $K_{нi}$, $K_{гi}$, $K_{вi}$ - фазовые проницаемости для нефти, газа и воды i-того режима, мкм^2 ;

$Q_{нi}$, $Q_{гi}$, $Q_{вi}$, - расходы нефти, газа и воды в условиях эксперимента, см^3/с ;

$\mu_н$, $\mu_г$, $\mu_в$ - вязкости нефти, газа и воды при условиях эксперимента, мПа·с ;

ΔP_i - перепад давления на i-том режиме, 10^5 Па ;

F - площадь поперечного сечения образца на измерительном участке образца, см^2;

ℓ - длина участка образца, на котором измеряется перепад давления, см .

5.2. Значения относительных проницаемостей для нефти, газа и воды подсчитать по формулам

$$K_н^{отн} = \frac{K_н}{K} \cdot 100 \quad , \qquad (6)$$

$$K_г^{отн} = \frac{K_г}{K} \cdot 100 \quad , \qquad (7)$$

$$K_в^{отн} = \frac{K_в}{K} \cdot 100 \quad , \qquad (8)$$

где $K_н^{отн}$, $K_г^{отн}$, $K_в^{отн}$ - относительные фазовые проницаемости для нефти, газа и воды, % ;

$K_н$, $K_г$, $K_в$ - фазовые проницаемости для нефти, газа и воды, мкм^2 ;

K - проницаемость образца для воды при 100% водонасыщенности, мкм^2.

Фазовые проницаемости относят к величине проницаемости для воды при 100% водонасыщенности, которая является фильтрационной характеристикой породы в условиях равновесия породообразующих ми-

нералов с водной фазой.

5.3. Текущие значения насыщенности образца двумя или тремя фазами при проведении испытания определять с помощью комплекса методов.

5.3.I. Водонасыщенность каждого режима испытания определять по замеренным значениям электрического сопротивления и калибровочной кривой, а также по балансу закаченных и вышедших жидкостей.

5.3.2. Калибровочную кривую-зависимость параметра насыщения $P_н$ от водонасыщенности - предварительно построить в логарифмическом масштабе при подготовке испытания.

5.3.3. Параметр насыщения определять для каждого режима по формуле

$$P_н = \frac{R_i}{R_{I00}} , \qquad (9)$$

где $P_н$ - параметр насыщения, доли единицы ;

R_i - электрическое сопротивление измерительного участка образца на i -том режиме, Ом ;

R_{I00} - электрическое сопротивление измерительного участка образца при I00 % водонасыщенности, Ом .

5.3.4. Газонасыщенность каждого режима на рабочем участке определять по времени первого вступления упругой волны T и калибровочной кривой.

5.3.5. Калибровочную кривую-зависимость времени первого вступления упругой волны от газонасыщенности $\Delta T = f(S_г)$ построить предварительно, помещая в измерительную ячейку образцы с различной степенью газонасыщенности, а также эталонные образцы, с учетом поправки на пластовые условия.

5.3.6. При отсутствии замеров газонасыщенности методом им-

пульсного прозвучивания, газонасыщенность принять средней для всего составного образца, определенной по PV-диаграмме.

5.3.7. Среднюю газонасыщенность составного образца рассчитать по результатам снятия диаграммы PV, считая газ идеальным, по формуле

$$S_{гi} = \left[\frac{\Delta V_в P_2}{V_{пор}(P_2 - P_I)} + (R_н + R_в)\cdot(P_2 - P_I) - V_{тр} f_{гi}\right] 100, \quad (10)$$

где $S_{гi}$ - газонасыщенность на i-том режиме, % ;

$\Delta V_в$ - объем закаченной в образец воды для снятия PV - диаграммы, $см^3$;

P_2 - абсолютное давление в образце после закачки воды, МПа;

$R_н, R_в$ - коэффициенты растворимости газа в нефти и воде, $м^3/м^3$ МПа ;

P_I - рабочее давление (абсолютное) эксперимента, МПа ;

$V_{пор}$ - объем пор образца, $см^3$;

$V_{тр}$ - объем трубок (мертвый объем), $см^3$;

$f_{гi}$ - доля газа в потоке на i-том режиме, доли единицы.

5.3.8. На каждом режиме среднюю нефтенасыщенность рассчитать по уравнению материального баланса закаченного и вышедшего объемов нефти, с учетом "мертвых" объемов подводящих трубок

$$S_{нi} = S_{н\,i-I} + \frac{V_{нз} - V_{нв} \pm V_{тр} f_{нi}}{V_{пор}} \cdot 100 , \quad (11)$$

где $S_{нi}$, $S_{н\,i-I}$ - нефтенасыщенность i-того и $i-I$ режимов фильтрации, % ;

$V_{нз}$ - объем нефти, закаченной в образец, $см^3$;

$V_{нв}$ - объем нефти, вышедшей из образца, приведенный к условиям эксперимента, $см^3$;

$f_{нi}$ - доля нефти в потоке, доли единицы.

5.4. Рассчитанные значения фазовых проницаемостей, относительных фазовых проницаемостей и соответствующих им насыщенностей поместить в табл.4 приложения 9.

5.5. Результаты определения фазовых проницаемостей при совместном течении нефти, газа и воды графически отразить в следующем виде.

5.5.I. На треугольных диаграммах, вершинами которых являются точки I00 % насыщенности соответствующей фазой, построить линии равной проницаемости для нефти, газа и воды с целью оценки результатов эксперимента и характера совместного течения жидкостей в соответствии с приложением I0.

5.5.2. Построить диаграмму относительных фазовых проницаемостей для нефти и воды в зависимости от нефте- и водонасыщенности и нанести на нее точки ОФП для нефти и воды в присутствии газа в соответствии с приложением II.

5.5.3. Построить график зависимости относительной фазовой проницаемости для газа $K_г = f(S_г)$ от газонасыщенности в соответствии с приложением I2. Допускаются другие графические представления полученных результатов.

5.6. Для использования результатов экспериментов в математических расчетах технологических показателей разработки по данным табл. 4 приложения 9 строятся зависимости в виде аналитических функций с помощью специальных программ.

6. ТРЕБОВАНИЯ К ТОЧНОСТИ ИЗМЕРЕНИЙ

6.I. При определении относительных фазовых проницаемостей допускается I0 % относительная погрешность, что соответствует

5 % ошибке при определении фазовых проницаемостей для нефти, газа и воды и проницаемости для воды при 100 % водонасыщенности.

6.2. Относительная погрешность $\frac{\delta K}{K}$ будет складываться из относительных ошибок экспериментального определения всех величин, входящих в расчетную формулу

$$\frac{\delta K}{K} = \frac{\delta V}{V} + \frac{\delta t}{t} + \frac{\delta \mu}{\mu} + \frac{\delta \ell}{\ell} + \frac{\delta F}{F} + \frac{\delta \Delta P}{\Delta P} \leq 0,05 \quad (12)$$

6.2.1. Величина погрешности определения объема составляет

$$\frac{\delta V}{V} = 0,005$$

6.2.2. Погрешность определения времени

$$\frac{\delta t}{t} = 0,001$$

6.2.3. Погрешность определения вязкости

$$\frac{\delta \mu}{\mu} = 0,01$$

6.2.4. Суммарная погрешность определения размеров образца составляет

$$\frac{\delta \ell}{\ell} + \frac{\delta F}{F} = 3 \frac{\delta \ell}{\ell} = 0,01$$

6.2.5. Погрешность определения перепада давления должна быть не более

$$\frac{\delta \Delta P}{\Delta P} = 0,05 - 0,005 - 0,001 - 0,01 - 0,01 = 0,024 \text{ или } 2,4 \%.$$

6.3. При определении насыщенности образца нефтью, газом и водой допускается относительная погрешность 10 %.

7. ТРЕБОВАНИЯ БЕЗОПАСНОСТИ ПРИ ИСПЫТАНИИ ОБРАЗЦОВ

7.1. Подготовка образцов

7.1.1. Перед началом работ проверить аппараты Сокслета, ЛП-4,

герметичность всех соединений, надежность закрепления аппаратов, исправность электроплитки.

7.I.2. Экстракцию углеводородов из образцов проводить в вытяжном шкафу с включенной вентиляцией.

7.I.3. При вакуумировании образцов и рабочих жидкостей стеклянные сосуды укрывать сеткой или полотенцем.

7.2. Требования к проведению испытания

7.2.I. К работе на установке допускается инженерно-технический персонал, прошедший проверку знаний по технике безопасности.

7.2.2. Установка должна опрессовываться не реже одного раза в год, а результаты опрессовки оформляться актом испытания.

7.2.3. Перед пуском установки проверить исправность всех коммуникаций. При включенной установке проводить какие-либо ремонтные работы в приборах и коммуникациях запрещается.

7.2.4. Строго соблюдать меры предосторожности, предусмотренные правилами эксплуатации баллонов со сжатыми газами.

7.3. В лаборатории обязательно иметь огнетушитель, песок, кошму и другие средства пожаротушения.

7.4. В лаборатории должен быть оборудован рубильник для обесточивания всего электрооборудования в случае пожара.

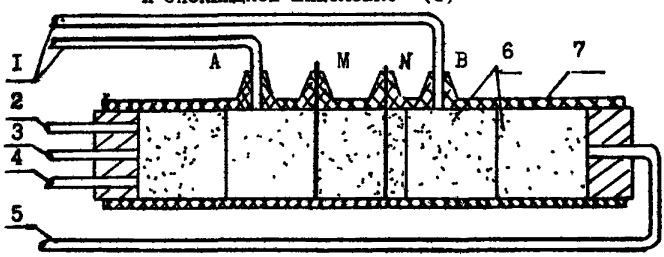
7.5. Квалификационный уровень исполнителя работ по определению фазовых проницаемостей-не ниже старшего инженера.

ПРИЛОЖЕНИЕ I

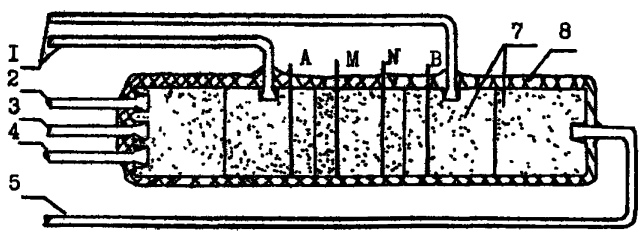
Рекомендуемое

Схема

компоновки образца в резиновой манжете (а)
и эпоксидной шпатлевке (б)



а)



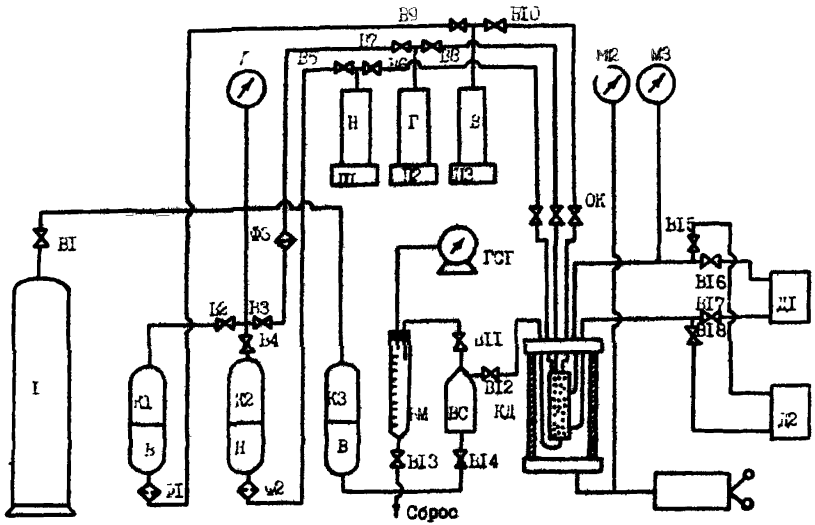
б)

I - трубки дифманометра; 2,3,4 - трубки ввода нефти, газа и воды; 5 - трубка выхода жидкостей и газа; 6 - резиновая манжета; 8 - эпоксидная шпатлевка; A,B - токовые электроды; MN - измерительные электроды.

Черт.I

Принципиальная схема соединения узлов установки для определения фазовых проницаемостей для нефти, газа и воды.

ПРИЛОЖЕНИЕ 2
Обязательное

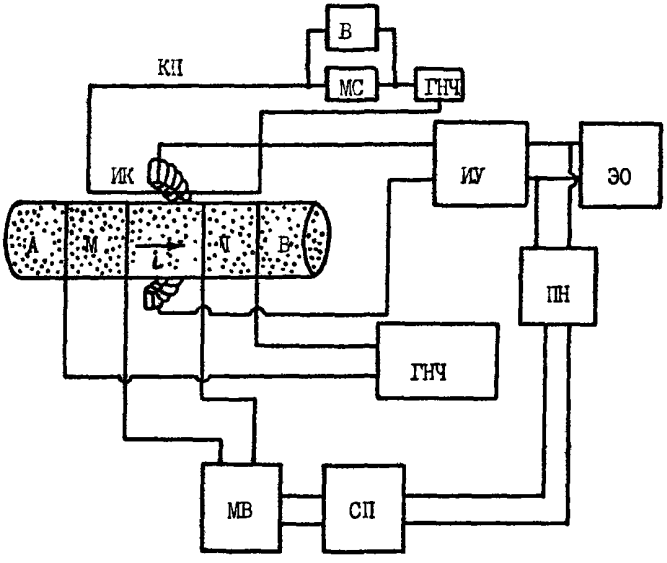


П1-П3 - прессы измерительные; К1-К3 - контейнеры жидкостные; КД - кернодержатель; Б - баллон с рабочим газом; БМ -бюретка мерная; БС - бюретка сборная; ГСБ - газосчетчик барабанный; ОК - обратные клапаны; РП - ручной пресс; Д1-Д2 - дифманометры; М1-М3 - манометры образцовые; В1-В18 - вентили; Ф1-Ф3 - фильтры.

Черт. 2

ПРИЛОЖЕНИЕ 3
Рекомендуемое

Принципиальная электрическая схема для определения водонасыщенности электрометрическим методом

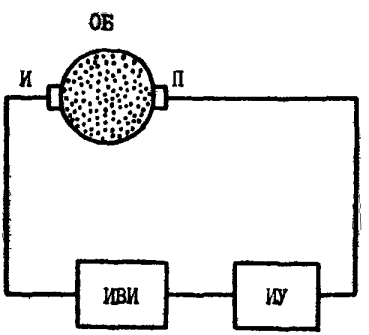


КП - калибровочный проводник; В - вольтметр; МС - магазин сопротивлений; ГНЧ - генератор низкой частоты; ИК - измерительная катушка; ИУ - измерительный усилитель; ЭО - осциллограф; ПН - преобразователь напряжения; МВ - милливольтметр; СП - самописец; А,В - питающие электроды; М,N - измерительные электроды.

Черт. 3

ПРИЛОЖЕНИЕ 4
Рекомендуемое

Принципиальная схема для определения газонасыщенности методом импульсного прозвучивания



И, П – источник и приемник ультразвуковых колебаний;
ОБ – образец; ИВИ – измеритель временных интервалов;
ИУ – измерительный усилитель.

Черт. 4

ПРИЛОЖЕНИЕ 5

Рекомендуемое

Исходные параметры жидкостей и газа, применяемых в экспериментах по определению фазовых проницаемостей

Таблица I

Параметры	Нефть при пластовой температуре		Газ при давлении		Вода при температуре	
	пластовая	модель	атмосферном	пластовом	20°С	пластовой
Вязкость, мПа·с						
Плотность, кг/м^3						
Давление насыщения, мПа						
Поверхностное натяжение на границе с водой, Н/м						
Объемный коэффициент						
Коэффициент растворимости газа, м^3/м^3 мПа						
Особые свойства						

ПРИЛОЖЕНИЕ 6

Рекомендуемое

Характеристики единичных и составного образцов

Таблица 2

Порядковый номер образца	Лабораторный номер образца	Параметры единичных образцов				Параметры составного образца							Примечание
		длина, см	диаметр, см	проницаемость, мкм^2	пористость, доли единицы	длина $L_{общ}$, см	длина измерительного участка ℓ, см	диаметр образца на измерительном участке φ, см	площадь поперечного сечения измерительного участка f, см^2	объем пор (пустот) V_n, см^3	остаточная водонасыщенность, $S_{во}$, доли единицы	проницаемость для воды при 100 % водонасыщенности, мкм^2	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14

ПРИЛОЖЕНИЕ 7

Обязательное

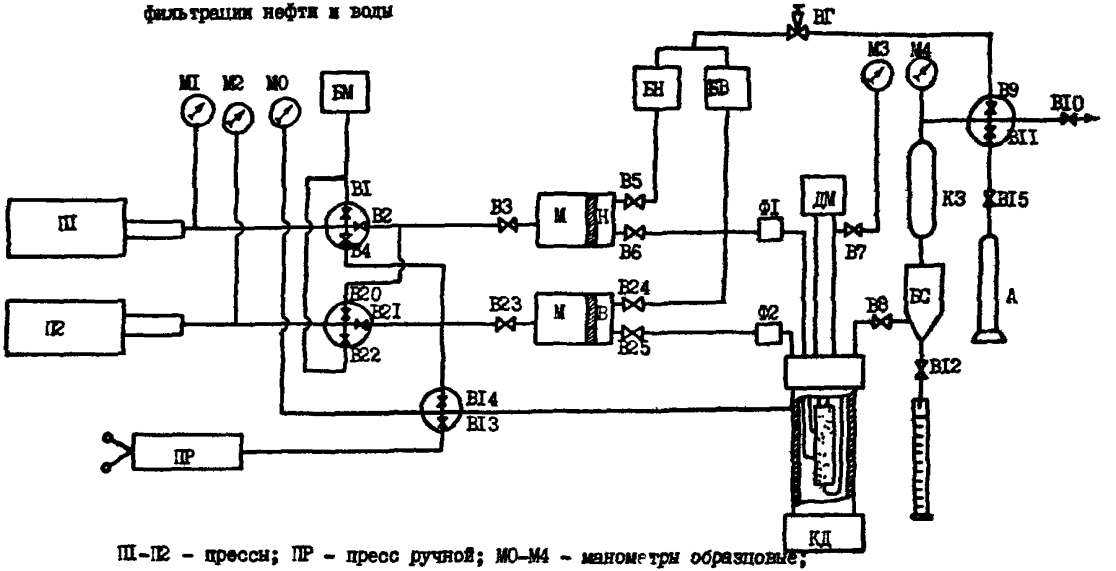
Очередность проведения испытаний при определении фазовых проницаемостей для нефти, газа и воды

Таблица 3

Номер режима	Доля флюида в потоке, %			Примечание
	нефти	газа	воды	
I	0	0	I00	
2	0	I00	0	
3	0	90	I0	
4	0	75	25	
5	0	50	50	
6	0	0	I00	Разгрузка образца до $P_{атм}$, замер $_{г}$, повторное насыщение водой
7	0	0	I00	
8	I00	0	0	
9	75	0	25	
I0	50	0	50	
II	25	0	75	
I2	0	0	I00	
I3	I00	0	0	
I4	50	50	0	
I5	25	75	0	
I6	I0	90	0	
I7	0	I00	0	
I8	0	90	I0	
I9	I5	75	I0	
20	25	50	25	
2I	50	25	25	
22	50	0	50	
23	25	0	75	
24	0	0	I00	

ПРИЛОЖЕНИЕ 8
Рекомендуемое

Принципиальная схема соединения узлов установки для определения фазовых проницаемостей при фильтрации нефти и воды



П1-П2 – прессы; ПР – пресс ручной; М0-М4 – манометры образцовые; В1-В25 – вентили; НГ – газовый редуктор; К1-К3 – контейнеры жидкостные; БС – бюретка сборная; ДМ – дифференциальный манометр; БН,БВ – контейнеры с нефтью и водой; БМ – масляный бачок; Ф1-Ф2 – фильтры; М – масло; Н – нефть; В – вода; А – азот.

Черт.5

ПРИЛОЖЕНИЕ 9

Обязательное

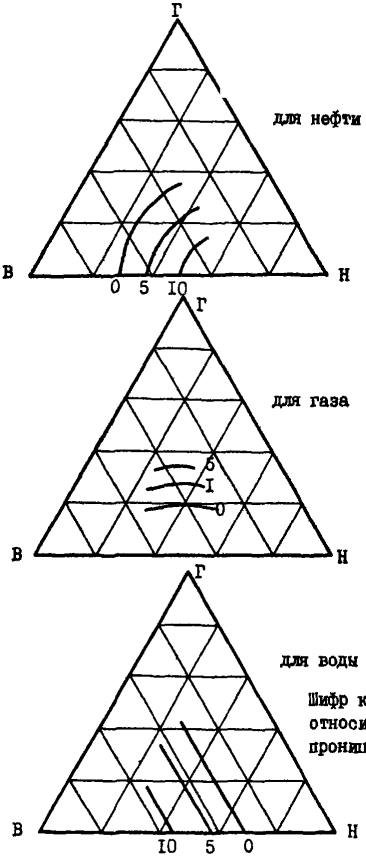
Результаты определения фазовых проницаемостей для нефти, газа и воды для месторождения

Таблица 4

Номер режима	Доля флюида в потоке, %			Насыщенность, %			Фазовая проницаемость, мкм²			Относительная фазовая проницаемость, %			Примечание
	нефти	газа	воды	нефти	газа	воды	нефти	газа	воды	нефти	газа	воды	
I	2	3	4	5	6	7	8	9	I0	II	I2	I3	I4

ПРИЛОЖЕНИЕ 10
Рекомендуемое

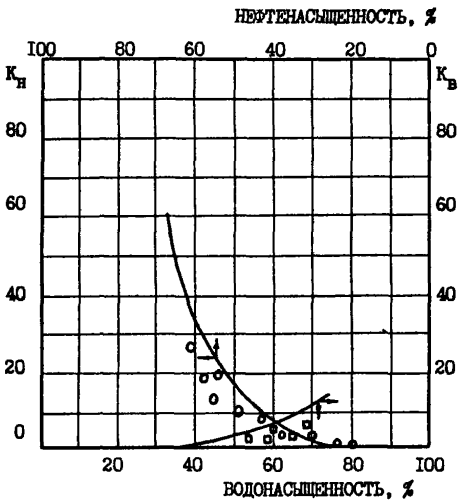
Линии равной проницаемости



Черт.6

ПРИЛОЖЕНИЕ 11
Обязательное

Диаграмма относительных фазовых проницаемостей для нефти и воды при двух- и трехфазной фильтрации

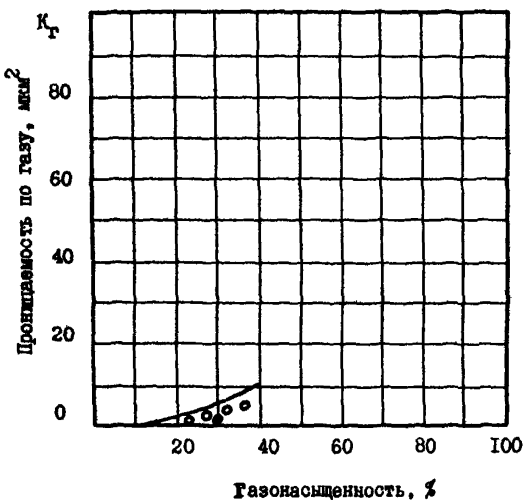


—— – двухфазная фильтрация
o,□ – трехфазная фильтрация

Черт. 7

ПРИЛОЖЕНИЕ I2
Рекомендуемое

Фазовые проницаемости для газа
в зависимости от газонасыщенности.



——— - газ - вода;

o - нефть - газ - вода

Черт. 8

ИНФОРМАЦИОННЫЕ ДАННЫЕ

УТВЕРЖДЕН ПРИКАЗОМ Министерства нефтяной промышленности

от 06.02. 1989 г. №100

ИСПОЛНИТЕЛИ

А.Г.Ковалев, А.М.Кузнецов, В.П.Юрчак, Л.Б.Иванова

СОИСПОЛНИТЕЛИ

В.П.Сонич,В.Ф.Колмогоров,В.М.Добрынин, В.Н.Черноглазов

ЗАРЕГИСТРИРОВАН Всесоюзным информационным фондом стандартов и технических условий
за № 8425852 от 27.04. 1989 г.

Срок первой проверки 1992 г.,

периодичность проверки - 5 лет.

ВВЕДЕН ВПЕРВЫЕ

ССЫЛОЧНЫЕ НОРМАТИВНО-ТЕХНИЧЕСКИЕ ДОКУМЕНТЫ

Обозначение НТД, на который дана ссылка	Номер пункта, подпункта, перечисления, приложения
ГОСТ 949-73, ГОСТ 8505-80, ГОСТ 5955-75, ГОСТ 12026-76, ГОСТ 6709-72, ГОСТ 6259-75, ГОСТ 17299-78, ГОСТ 18300-87, ГОСТ 5789-78, ТУ 6-09-4711-81, ГОСТ 20015-74, ГОСТ 4-84, ГОСТ 10277-76, ГОСТ 25336-82 Е, ГОСТ 14919-83 Е (СТ СЭВ 4138-83), ГОСТ 23308-78 (СТ СЭВ 3552-82), ГОСТ 6521-72 (СТ СЭВ 3067-81), ГОСТ 18140-84 (СТ СЭВ 2566-80), ГОСТ 10028-81 Е, ГОСТ 18481-81 Е, ГОСТ 166-80 (СТ СЭВ 704-77), ГОСТ 14162-79), ГОСТ 2624-77 (СТ СЭВ 4068-83), ТУ 26-12-392-73, ТУ 26-12-400-74.	2.1.
ТУ 38-11011-80	2.2.1.
ТУ ГОСТ 22261-82, ТУ 2.817.019, ГОСТ 22261-82, ОСТ 110444-87.	2.3.2.
РД 39-1-348-80	3.1.1.

Подп к печати 17/12 1989 г ФП Л 2,25 Тираж 500

Типография ХОЗУ Миннефтепрома. Зак. 1209

gost.e-ecolog.ru