

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ  
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

---

Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение  
высшего профессионально образования  
«Пензенский государственный университет  
архитектуры и строительства»  
(ПГУАС)

**А.В. Новичков, Ю.А. Захаров, Е.Г. Рылякин**

**УМЕНЬШЕНИЕ ИЗНОСА ПЛУНЖЕРНЫХ ПАР  
ТОПЛИВНЫХ НАСОСОВ  
СНИЖЕНИЕМ ОБВОДНЕННОСТИ  
ДИЗЕЛЬНОГО ТОПЛИВА**

Пенза 2015

УДК 629.3.063.6

ББК 39.33-08

Н73

Рецензенты: доктор технических наук, профессор кафедры «Эксплуатация автомобильного транспорта» Ю.В. Родионов (ПГУАС); кандидат технических наук, доцент, зав. кафедрой «Механизация технологических процессов в АПК» А.В. (Яшин ПГСХА)

**Новичков А.В.**

Н73 Уменьшение износа плунжерных пар топливных насосов снижением обводненности дизельного топлива: моногр. / А.В. Новичков, Ю.А. Захаров, Е.Г. Рылякин. – Пенза: ПГУАС, 2015. – 200 с. ISBN 978-5-9282-1281-0

В предлагаемой работе рассмотрено исследование уменьшения износа плунжерных пар топливных насосов снижением обводненности дизельного топлива. При отрицательной температуре микрокапли воды приводят к обмерзанию фильтров, что может привести к полному прекращению подачи топлива. Кроме того, вода способствует процессу коррозии. На пунктах хранения нефтепродуктов сельскохозяйственных предприятий фактическое содержание воды в дизельных топливах может достигать 3 % и более. Поэтому снижение обводненности дизельных топлив в топливных системах мобильных машин является весьма актуальной задачей.

Монография подготовлена на кафедре «Эксплуатация автомобильного транспорта» и предназначена для студентов, обучающихся по направлениям подготовки бакалавров и магистров «Эксплуатация транспортно-технологических машин и комплексов», а также для специалистов автотранспортного комплекса.

ISBN 978-5-9282-1281-0

© Пензенский государственный университет архитектуры и строительства, 2015

© Новичков А.В., Захаров Ю.А., Рылякин Е.Г., 2015

## ПРЕДИСЛОВИЕ

Загрязнённость топлива приводит к забивке топливных фильтров и ускоренному износу, и в отдельных случаях заклиниванию прецизионных пар топливной аппаратуры. При отрицательной температуре микрокапли воды приводят к обмерзанию фильтров, что может привести к полному прекращению подачи топлива. Кроме того, вода способствует процессу коррозии. В общем, до 50 % случаев нарушения работоспособности дизельной топливной аппаратуры происходит вследствие загрязнённости топлива.

Результаты исследований по влиянию содержания воды в топливе на работоспособность плунжерных пар ТНВД рядного типа показывают, что содержание воды в топливе до 3 % не приводит к заметному ухудшению работоспособности плунжерных пар, наступающего вследствие ухудшения противоизносных и противозадирных свойств топлива. Оно наблюдается при содержании воды в топливе свыше 3 % и может привести к ускоренному износу пар и их заклиниванию. Вместе с тем, при содержании воды в топливе свыше 0,5 % уже наблюдается их коррозионное разрушение.

Даже при самом строгом соблюдении технических условий применения топлив и эксплуатации топливной аппаратуры, в топливных системах дизельных двигателей происходит довольно значительное образование воды вследствие конденсации влаги и гигроскопических свойств самих топлив. Наблюдается также дальнейшее проникновение воды в контур высокого давления, несмотря на наличие системы очистки топлива. Поэтому снижение обводненности дизельных топлив в топливных системах мобильных машин является весьма актуальной задачей.

Для этих целей существуют различные присадки, которые применяются для улучшения свойств топлив в присутствии воды (главным образом низкотемпературных). Они относительно дорогостоящие и их доставка и применение в сельском хозяйстве весьма затруднительна. Кроме того, они улучшают только несколько необходимых свойств топлива в присутствии воды, но не устраняют всех её вредных проявлений. Таким образом, исследования в области обезвоживания дизельного топлива весьма актуальны.

В предлагаемой работе рассмотрено исследование уменьшения износа плунжерных пар топливных насосов снижением обводненности дизельного топлива.

Авторы надеются, что проделанная работа будет полезна не только в проведении научных изысканий, но и для применения на практике в ремонтных предприятиях нашей страны и за рубежом.

Пожелания, отзывы и предложения просьба направлять по адресу: 440028, г. Пенза, ул. Г. Титова, 28, Пензенский государственный университет архитектуры и строительства, кафедра «Эксплуатация автомобильного транспорта», E-mail: avto@pguas.ru

## ВВЕДЕНИЕ

При совершенствовании дизелей большое внимание уделяется топливной системе и топливной аппаратуре, так как от качества её работы в значительной мере зависят долговечность и экономичность двигателей. Практика показывает, что наибольшее число отказов дизелей, до 50 %, происходит вследствие нарушения работы топливной аппаратуры.

Топливная система серийно выпускаемых дизелей практически не защищена от воздействия переменного климата. В процессе работы тракторов под действием многих факторов, в том числе и природно-климатических, параметры технического состояния топливной аппаратуры не остаются постоянными и в эксплуатации наблюдаются значительные отклонения их от номинальных значений. Выход того или иного параметра за пределы установленных допусков приводит к отказу топливной системы и дизеля в целом.

Топливная аппаратура дизелей также очень чувствительна к чистоте топлива, в котором могут содержаться различные виды загрязнений: твёрдые, жидкие, газообразные, микроорганизмы и продукты их жизнедеятельности. Загрязнённость топлива приводит к забивке топливных фильтров и ускоренному износу, и в отдельных случаях заклиниванию прецизионных пар топливной аппаратуры. При отрицательной температуре микрокапли воды приводят к обмерзанию фильтров, что может привести к полному прекращению подачи топлива. Кроме того, вода способствует процессу коррозии.

В общем, до 50 % случаев нарушения работоспособности дизельной топливной аппаратуры происходит вследствие загрязнённости топлива.

ТНВД является самым дорогим и ответственным элементом топливной аппаратуры дизеля. Результаты исследований по влиянию содержания воды в топливе на работоспособность плунжерных пар ТНВД рядного типа показывают, что содержание воды в топливе до 3 % не приводит к заметному ухудшению работоспособности плунжерных пар, наступающего вследствие ухудшения противоизносных и противозадирных свойств топлива. Оно наблюдается при содержании воды в топливе свыше 3 % и может привести к ускоренному износу пар и их заклиниванию. Вместе с тем, при содержании воды в топливе свыше 0,5 % уже наблюдается их коррозионное разрушение.

На пунктах хранения нефтепродуктов сельскохозяйственных предприятий фактическое содержание воды в дизельных топливах может достигать 3 % и более.

При соблюдении технических условий эксплуатации и применении эффективных систем очистки топлива можно в несколько раз снизить износ прецизионных деталей топливной аппаратуры, существенно повысить

безотказность её работы, причём это может быть достигнуто при относительно небольших затратах.

Однако, даже при самом строгом соблюдении технических условий применения топлив и эксплуатации топливной аппаратуры, в топливных системах дизельных двигателей происходит довольно значительное образование воды вследствие конденсации влаги и гигроскопических свойств самих топлив. Наблюдается также дальнейшее проникновение воды в контур высокого давления, несмотря на наличие системы очистки топлива.

Поэтому снижение обводненности дизельных топлив в топливных системах мобильных машин является весьма актуальной задачей.

Для этих целей существуют различные присадки, которые применяются для улучшения свойств топлив в присутствии воды (главным образом низкотемпературных). Они относительно дорогостоящие и их доставка и применение в сельском хозяйстве весьма затруднительна. Кроме того, они улучшают только несколько необходимых свойств топлива в присутствии воды, но не устраняют всех её вредных проявлений.

В авиации, ранее, для предотвращения обводнения топлив в баках самолётов применялись различные массообменные методы обезвоживания, которые показали свою эффективность. Но их применение так и осталось в виде далеко незавершённых научных исследований. Достаточно полно также не исследовано влияние воды на техническое состояние плунжерных пар ТНВД.

Следует отметить, что из всех массообменных методов обезвоживания наиболее эффективным и дешёвым и в тоже время с появлением современных полимерных адсорбентов наиболее приемлемым для его использования в системах топливоподачи дизелей является адсорбция.

Таким образом, исследования в области обезвоживания дизельного топлива весьма актуальны.

В предлагаемой работе рассмотрено исследование уменьшения износа плунжерных пар топливных насосов снижением обводненности дизельного топлива.

# 1. СОСТОЯНИЕ ВОПРОСА И ЗАДАЧИ ИССЛЕДОВАНИЯ

## 1.1. Плунжерные пары ТНВД

Особые условия работы деталей, составляющих прецизионные пары дизельной топливной аппаратуры, обуславливают высокие требования к применяемым для их изготовления материалам и термической обработке. Материалы должны иметь высокую твёрдость, износостойкость, коррозионную стойкость, хорошую обрабатываемость, сохранение стабильности и размеров в процессе длительной эксплуатации [9, 10, 119].

Детали плунжерных пар тракторных и комбайновых дизелей, на наших заводах, изготавливают из шарикоподшипниковой стали ШХ15, стали ХВГ и азотируемой стали 25Х5М. Большинство зарубежных фирм плунжеры и втулки изготавливают из азотируемых сталей типа 25Х5М и 38ХМЮА, некоторые фирмы изготавливают эти детали из мартенсито-старееющей стали [119].

Большое внимание уделяется также точности их изготовления и качеству сборки. Производство плунжерных пар регламентируется ГОСТ 10578-86 «Насосы топливные дизелей и плунжерные пары к ним». В настоящее время ТНВД рядного типа имеют наиболее широкое распространение на дизелях в сельском хозяйстве [42], среди которых модификации типа УТН-5 занимают не последнее место.

Втулки и плунжеры плунжерных пар УТН-5-1111410-А4, которые устанавливаются в ТНВД типа УТН-5, изготавливаются из стали ХВГ ГОСТ 5950-73. Твёрдость деталей после термической обработки составляет НРС 60...65.

После окончательной механической обработки деталей плунжерной пары УТН-5-1111410-А4 (втулок и плунжеров), они должны удовлетворять следующим требованиям:

**втулки:**

- диаметр рабочего цилиндрического отверстия 8,5 (+0,06; минус 0,01) мм;
- конусность не более 0,0005 мм на каждые 20 мм длины;
- отклонение от геометрической формы до 0,0005 мм;
- шероховатость рабочей поверхности  $Ra = 0,040$ .

**плунжеры:**

- диаметр рабочей цилиндрической поверхности 8,5 (+0,03) мм;
- конусность не более 0,0006 мм на каждые 20 мм длины;
- отклонение от геометрической формы до 0,0004 мм;
- шероховатость рабочей поверхности  $Ra = 0,040$ .

Рабочие поверхности плунжеров и втулок, а также верхняя торцевая (сопрягаемая) поверхность втулки, должны иметь отблеск. Следы механической обработки не допускаются.

После этого готовые плунжеры и втулки подвергают селективной сборке. Для чего их сортируют по размерам рабочих цилиндрических поверхностей  $\varnothing 8,5$  мм на 30 размерных групп (через каждые 0,001 мм) и комплектуют плунжерные пары из втулок и плунжеров одной размерной группы.

Таким образом, при селективной сборке плунжерных пар (из деталей одной размерной группы) в сопряжении плунжер – втулка обеспечивается начальный зазор 0,001...0,002 мм и не более.

В собранной плунжерной паре, перемещение плунжера во втулке должно быть плавным, без прихватывания. Плунжер, выдвинутый на 1/3 длины рабочей поверхности из втулки, должен плавно и безостановочно опускаться под действием собственной массы при любом угле поворота вокруг своей оси относительно втулки, установленной вертикально.

После сборки плунжер и втулка составляют прецизионную пару, в которой замена одной любой детали не допускается.

Затем, собранные пары подвергают гидравлическому испытанию смесью дизельного топлива (ГОСТ 305-82) и индустриального масла И-20А (ГОСТ 20799-85). Вязкость смеси должна быть 9,9...10 мм<sup>2</sup>/с при температуре 20°С. Готовую смесь тщательно фильтруют, а детали пар промывают в чистом дизельном топливе.

Гидравлические испытания плунжерных пар проводят с использованием прибора КИ – 759 при герметически закрытом отверстии втулки со стороны уплотнительного торца диаметром 8,5 и нагружении плунжера грузом, соответствующим давлению смеси в надплунжерном пространстве 20 МПа. Положение плунжера относительно втулки при этом соответствует максимальной подаче топлива.

Продолжительность перемещения плунжера до полного вытеснения соответствующего объёма смеси через зазор между плунжером и втулкой должно быть в пределах 15...50 с, а само значение гидравлической плотности при параллельных испытаниях должно колебаться в пределах  $\pm 3$  с.

После этого пары разбиваются на две группы плотности: первая группа должна быть в пределах 15...30 с, вторая – в пределах 30...50 с. При установке пар в ТНВД используются пары одной группы плотности.

В процессе эксплуатации, техническое состояние плунжерных пар также подвергаются контролю. Но, так как определение истинных размеров износа втулок и плунжеров весьма затруднительно, кроме того, определяющим является суммарный зазор в сопряжении, то в большинстве случаев используют различные косвенные показатели технического состояния плунжерных пар: производительность (подача топлива), плотность и т.д.

**Производительность плунжерной пары** или количество подаваемого ею топлива оценивается на различных безмоторных установках – стендах, предназначенных для регулировки топливной аппаратуры. Они широко известны: КИ-15716 (КИ-22205-09), КИ-921МТ, КИ-22205-03, КИ-22205-06, КИ-22209. При этом подача плунжерных пар должна находиться в строгом соответствии с конкретными требованиями.

При таком методе оценки технического состояния плунжерных пар, для них создаются условия, аналогичные эксплуатационным. Так как при этом подача топлива будет зависеть не только от состояния плунжерных пар, но и от состояния всех элементов топливной аппаратуры, то этот метод хорош для оценки состояния и регулировки топливной аппаратуры как единого целого.

**Плотность** плунжерных пар может оцениваться статическими и динамическими методами.

Принцип статического метода уже был нами рассмотрен выше. Для его осуществления необходимо вынимать пару из насосной секции, но он даёт возможность оценить техническое состояние пары очень точно и независимо от состояния других элементов.

Допускается проверять гидравлическую плотность пар сравнением их с эталонными образцами, при этом вязкость жидкости и давление, создаваемое в надплунжерном пространстве не регламентируются, но должны быть стабильны во время испытаний.

Одним из недостатков статического метода опрессовки является нечувствительность при зазорах в паре свыше 5 мкм и больших разбросах плотности при зазорах менее 1,5 мкм [10]. Кроме того, необходимо создавать постоянное усилие затяжки уплотнения со стороны торца плунжерной пары.

Динамический метод контроля плотности плунжерных пар осуществляется в условиях, которые наиболее близки к эксплуатационным. Он заключается в измерении развиваемого плунжерными парами давления на пусковых оборотах. При этом считается, что если пара развивает давление 30 МПа и выше – она годная и зазор в её сопряжении находится в допустимых пределах [65]. Авторы в работе [10] считают, что данный метод самый оптимальный для косвенной оценки технического состояния плунжерных пар и у него большие перспективы, но в настоящее время он недостаточно разработан.

Существуют также методы оценки технического состояния плунжерных пар по продолжительности падения давления и количеству просачиваемого топлива через зазор в сопряжении пары.

Исследования, проведённые ГОСНИТИ [9, 10], а также другими исследователями [42], показали следующее.



На первом этапе в начале эксплуатации изменение показателей работы прецизионных пар ТА происходит не только за счёт «естественного» износа в сопряжении, под которым понимается износ вследствие трения и движения топлива, но и в результате изменения геометрических форм рабочих поверхностей прецизионных деталей, которые вызываются перераспределением сборочных и монтажных микродеформации.

На втором этапе – только за счёт «естественного» износа.

При этом, естественно, интенсивность изнашивания на первом этапе намного выше, чем на втором, по аналогии износом в других деталях, но у прецизионных пар нет так называемого аварийного износа, так как допустимые зазоры в сопряжении очень малы, и они выбраковываются гораздо раньше.

По данным ряда исследований [42, 101], приработка плунжерных пар может длиться от 10 до 120 часов, в зависимости от режима их работы, степени загрязнённости топлива и дисперсности абразива. По данным ГОСНИТИ, при нормальной работе системы фильтрации топлива, срок службы пар составляет в среднем около 3149 мото-ч. [13].

Установлено также [42], что при износе плунжерных пар резко падает их производительность в первую очередь на пусковых оборотах и при суммарном зазоре в 15 мкм, плунжерная пара насоса рядного типа уже не обеспечивает требуемую подачу топлива в условиях пуска, хотя на номинальных оборотах она работает нормально. Для плунжерных пар насосов распределительного типа это значение составляет до 7 мкм.

Можно сказать, что с увеличением зазора в плунжерной паре типа УТН-5 от 1...2 мкм до 15 мкм приведёт её к выбраковке.

В работе [42] обобщены сведения о влиянии абразива на износ плунжерных пар, интенсивность и характер которого значительно зависят в первую очередь от размера частичек.

Если размеры частичек загрязнений в топливе меньше зазора в плунжерной паре, то вероятность попадания их в зазор высокая. Они пролетают сквозь зазор с просачивающимся топливом с большой скоростью, но лишь царапают сопряжения и незначительно усиливают процесс гидроабразивного изнашивания. Интенсивность изнашивания при этом самая низкая.

Если размер частичек сопоставим с зазором, то вероятность попадания их в зазор меньше, но всё же высока, и при попадании, они будут вызывать более интенсивное изнашивание вследствие частичного защемления между рабочими поверхностями деталей. При этом наблюдается этап приработки.

Если размер частичек больше зазора, то вероятности их попадания в зазор нет, но они могут защемляться кромкой плунжера и изнашивать рабочие поверхности. При этом также наблюдается первый (приработочный) этап, но при этом интенсивность изнашивания ниже предыдущего, вследствие малой вероятности защемления частичек кромкой плунжера.

Таким образом, приработочный этап плунжерных пар заканчивается тогда, когда зазор в их сопряжении становится больше размера абразива в топливе.

При начальном зазоре в сопряжении плунжерной пары 1...2 мкм и при отсутствии абразива в топливе, приработка происходит уже в первые часы работы, износ при этом незначителен. При размере абразива до 2 мкм, приработка идёт очень интенсивно, и заканчивается примерно через 10 часов. При размере абразива до 4 мкм, приработка идёт менее интенсивно, и заканчивается примерно через 20 часов. При больших размерах частичек абразива (8...12 мкм) приработка идёт ещё менее интенсивно: так как зазор в сопряжении увеличивается до размеров, превышающих размеры абразива (15 мкм), то плунжерная пара приходит в негодность примерно через 120 часов работы.

Возможное заклинивание деталей прецизионных пар, в том числе и плунжерных, многие исследователи объясняют следующими причинами [10]: схватывание металлов в сопряжении; изменение размеров (увеличение диаметра плунжера и уменьшение отверстия втулки) и попадание в их зазоры крупных твёрдых частичек.

**Процесс схватывания металлов** в сопряжении происходит вследствие разрушения поверхностей и их контакта, смятия, поджога и окисления. Эти явления во многом обуславливаются разрушением движущейся жидкостью вследствие эрозии и кавитации, абразивного истирания, коррозионного разрушения, пластической деформацией и наклёпом. При этом предполагается, что однородные металлы имеют большую тенденцию к схватыванию (взаимному сцеплению).

**Изменение размеров** прецизионных деталей объясняется структурными изменениями, происходящими в материале, из которого изготовлены пары, а также монтажными деформациями.

Попадание в сопряжения деталей прецизионных пар крупных твёрдых частичек может вызвать их заклинивание.

Таким образом, вероятность заклинивания новых плунжерных пар намного выше, чем старых, кроме того, у них интенсивность изнашивания намного выше, что объясняется происходящими в них процессами приработки.

Исследования направленные на изучение влияния загрязнений в топливе на их техническое состояние удобнее всего вести в период приработки, т.е. использовать для исследования новые плунжерные пары. А в качестве оценки этого состояния использовать метод статического опрессовывания, так как он наиболее чувствителен при зазорах в плунжерной паре до 5 мкм. Влияние абразива в топливе на износ плунжерных пар ТНВД исследовано, но не имеет достаточного обобщения [101]. Влияние воды на их изнашивание исследовано недостаточно.

Влияние абразива в топливе на работу ТА дизелей изучено достаточно полно по сравнению с влиянием воды. Особенно это касается работоспособности, ресурса и долговечности прецизионных пар. Об этом говорит тот факт, что, по мнению некоторых исследователей, износ плунжерных пар ТНВД носит преимущественно абразивный характер [13], а, по мнению других [135] – причиной отказа плунжерных пар, примерно, в 47 % случаев является вода, и только, примерно, в 12 % случаев – абразив. На наш взгляд это можно объяснить большим совместным влиянием воды и абразива в топливе на износные свойства последнего, в результате которого усиливается режущая способность частичек абразива.

## 1.2. Факторы, влияющие на эксплуатационную надежность топливных систем

Практика показывает, что в сельском хозяйстве до 50 % отказов дизелей приходится на топливную систему [23]. Одной из основных причин нарушения её работоспособности является загрязнённость топлива, на которую приходится до 50 % случаев [42]. Загрязнение топлива существенно повышает износ не только деталей топливной аппаратуры, но и деталей двигателей. Поэтому в двигателестроении и в отраслях, эксплуатирующих двигатели, вопросу совершенствования топливной системы и в частности систем очистки топлива уделяется большое внимание.

Загрязнённое топливо необходимо длительно (при 20°С в течение 4...5 суток) [125] отстаивать или фильтровать перед заправкой в баки. Для его дальнейшей очистки в топливной системе дизелей предусмотрены специальные отстойные зоны в топливных баках, сетки на топливозаборных трубках из бака, фильтры грубой и тонкой очистки.

Топливные насосы высокого давления и форсунки – основные и наиболее сложные и дорогостоящие агрегаты топливной системы, которые определяют мощностные и топливо-экономические показатели двигателя, его надёжность, шумность, дымность, токсичность.

Они имеют прецизионные пары с очень малыми зазорами, изготавливаемые с высокой точностью, размеры и геометрические формы которых обеспечиваются в пределах десятых долей микрометра. Например, плунжерные пары ТНВД изготавливаются со средними зазорами 0,5...2 мкм. Они особенно чувствительны к загрязняющим примесям в топливе и требуют его высокой очистки.

К основным агрегатам относятся также топливоподкачивающие насосы. Остальные агрегаты и узлы топливной системы: фильтры, перепускные клапаны и трубопроводы – являются вспомогательными и обеспечивают работоспособность основных агрегатов, т.е. их безотказность и долговечность. В работе [140] были проведены исследования по эксплуа-

тационным отказам ТНВД распределительного типа, которые устанавливаются на тракторных и комбайновых дизелях. Данные приведены в табл. 1.1 и 1.2.

Т а б л и ц а 1.1

Причины эксплуатационных отказов ТНВД распределительного типа

| Причины отказов                            | Тракторных ТНВД, находившихся в эксплуатации | ТНВД, поступивших в ремонт |             |
|--|--|----------------------------|-------------|
|  |  | Тракторных                 | Комбайновых |
| Эксплуатационные отказы в том числе из-за: | 28,3 %                                       | 26,7 %                     | 45,1 %      |
| наличия воды в топливе;                    | 47,1 %                                       | 40,5 %                     | 25,9 %      |
| наличия загрязнений в топливе;             | 11,8 %                                       | 12,2 %                     | 4,9 %       |
| нарушения смазки;                          | 29,3 %                                       | 23,6 %                     | 21,8 %      |
| неудовлетворительного хранения             | –  | 21,5 %                     | 46,5 %      |
| Другие причины                             | 11,8 %                                       | 2,2 %                      | 0,9 %       |

Т а б л и ц а 1.2

Наименование отказов

| Наименование отказа                                       | Кол-во, % | Причина                  |
|---|-----------|--------------------------|
| Заклинивание плунжера                                     | 26,7      | Вода или грязь в топливе |
| Заклинивание поршня подкачивающего насоса                 | 13,3      | Вода в топливе           |
| Заклинивание валика привода дозатора                      | 12,2      | Вода или грязь в топливе |
| Нарушение работы двигателя на холостом ходу               | 6,7       | Вода в топливе           |
| Преждевременный износ подшипников и других деталей насоса | 16,1      | Отсутствие масла         |
| Полная коррозия насоса                                    | 13,2      | Загрязнённость масла     |
| Другие  | 11,8      | Ослабление затяжки гаек  |

Из приведённых данных видно, что на долю эксплуатационных отказов ТНВД распределительного типа, из всего числа отказов, приходится от 26,7 до 45,1 %.

Причиной тому от 25,9 до 47,1 % случаев является наличие вода в топливе [140].

### 1.3. Влияние воды на физико-химические и эксплуатационные свойства топлив

Вода в топливе влияет не только на работу топливной аппаратуры, но и на работу двигателя в целом. Наиболее полная классификация влияния воды в топливе на работу топливной системы и двигателя приведена в работах [13, 20, 21, 23, 42, 102, 126].

Рассмотрим подробнее влияние воды в топливе на изменения его физико-химических и эксплуатационных свойств.

**Низкотемпературные свойства топлив.** При понижении температуры топлива до отрицательных температур, находящиеся в нём микрокапли воды замерзают, образуя кристаллы льда [7]. При этом у обводнённого нефтепродукта повышаются температуры помутнения, начала кристаллизации и замерзания. В табл. 1.1 приложения приведены экспериментальные данные о влиянии обводнённости топлив на эти температуры [102].

Содержащаяся в топливе вода значительно ухудшает фильтруемость топлив при отрицательных температурах, что объясняется закупориванием пор фильтрующих элементов кристаллами льда. В табл. 1.2 приложения приведены данные о влиянии воды на фильтруемость топлив при низких температурах [13, 102, 137].

Сухие топлива могут иметь хорошую фильтруемость даже при температурах значительно ниже температуры начала кристаллизации, что объясняется их способностью к переохлаждению. Но при наличии даже небольшого количества воды в топливе, образующиеся при её замерзании кристаллы льда служат центрами кристаллизации для углеводородов с высокой температурой плавления, переохлаждение которых при этих температурах не происходит. Данные, подтверждающие этот факт, отражены в работе [7, 13].

Прокачиваемость обводнённых топлив при низких температурах также значительно хуже по сравнению с сухими, т.к. образующиеся кристаллы льда и углеводородов затрудняют их движение по трубопроводам, вызывая при этом эффект, аналогичный картине, наблюдаемой при повышении вязкости жидкости. С увеличением диаметра трубопровода этот эффект проявляется меньше, однако фиктивное увеличение вязкости топлив остаётся довольно заметным. В табл. 1.3 приложения приведены данные [102],

характеризующие зависимость сокращения подачи в топливной системе реактивного двигателя от содержания воды в топливе.

Т а б л и ц а 1.3

Влияние загрязнённости дизельного топлива на относительный срок службы плунжерной пары

| Тонкость предварительной фильтрации               | Относительный срок службы, % |
|---|------------------------------|
| Исходное топливо                                  | 100                          |
| То же топливо после фильтрации через фильтр, мкм: |                              |
| 24  | 130                          |
| 19  | 180                          |
| 13  | 350                          |
| 5...7   | 850                          |

Вода также повышает истинную вязкость топлив, и эта зависимость проявляется тем больше, чем ниже температура (прил. 1) [13].

Кристаллы льда в топливе, образующиеся при замерзании содержащейся в нём воды при отрицательных температурах, способны привести к образованию так называемых ледяных пробок и полностью закупорить топливопроводы, что приводит к остановке двигателя. Особенно опасным в этом отношении является участок топливной системы с низким давлением – всасывающий: от топливного бака до фильтра грубой очистки и до подкачивающего насоса. Зимой, для разогревания, загустевшего дизельного топлива в баке или другом агрегате топливной системы, механизаторы часто пользуются открытым пламенем факела или паяльной лампы, что небезопасно [7].

Кроме того, вода, попадая в зазоры прецизионных пар, приводит к «замерзанию» сопряжений, что может повлечь поломки при пуске дизеля [126].

**Энергетические свойства и процесс горения топлив.** При подготовке топлива к сгоранию, важнейшим процессом является его испарение, т.е. его переход из жидкого в парообразное состояние. На качество испарения топлива сильно влияет степень его распыливания, характеризующаяся средним диаметром капель топлива. Присутствие в топливе воды приводит к его неравномерному распыливанию. Наличие в каплях распыленного топлива микровключений воды изменяет поверхностное натяжение и вызывает значительные колебания в размерах капель, что ухудшает условия испарения.

Присутствие воды отрицательно влияет и на сам процесс испарения, т.к. вода, испаряясь, снижает температуру в камере сгорания и уменьшает

давление паров топлива, а эти факторы оказывают сильное влияние на полноту скорость испарения.

Отмечается, что использование обводненного топлива приводит к нарушению работы дизеля на холостом ходу и затруднению его пуска, но под нагрузкой этих нарушений может быть не заметно [13, 23, 126, 140].

**Коррозионные свойства топлив.** Углеводороды, входящие в состав топлив и масел, по своей химической природе нейтральны и не вызывают коррозии металлов. Однако в условиях эксплуатации в них всегда содержится определённое количество органических и неорганических соединений (кислоты, щёлочи, сернистые соединения, перекиси и т.п.), присутствие которых резко повышает их коррозионную агрессивность.

Если в нефтепродукте имеется вода, то содержащиеся в нём активные в коррозионном отношении вещества диссоциируют в водном растворе, образуя электролиты, и коррозия носит электрохимический характер. Особенно интенсивно этот процесс протекает в тех случаях, когда обводнённый нефтепродукт контактирует с различными металлами, имеющими разный электрохимический потенциал. Однако, даже у одного металла, всегда встречаются в химическом отношении неоднородные участки, при взаимодействии которых с электролитом возбуждается электрический ток и возникает электрохимическая коррозия – разрушение металла на участках, которые играют роль положительных электродов (анодов) [13, 42, 100, 102, 126, 137].

Определение коррозионной стойкости легированных сталей при температуре 55°C показало [50], что в обводнённых топливах подвергаются коррозии даже стали марок 12 ХНЗА, ШХ 15 и ХВГ, а низколегированные стали марок 15, 20 и т.п. корродируют уже в течение нескольких часов. В сухом топливе коррозия этих сталей не наблюдается в течение 250...300 суток.

Установленные на большинстве тракторов и комбайнов топливные баки, как правило, не имеют достаточно надёжных защитных покрытий, что является одной из главных причин их повышенной коррозии. Продукты коррозии, попадая в топливную систему, вызывают интенсивное изнашивание, а иногда и отказы топливной аппаратуры [23, 68].

**Смазывающие и противоизносные свойства.** Вода способна ухудшать вязкостные свойства топлив, что отражается на их смазывающей способности. На противоизносные свойства топлив влияет как растворённая, так и свободная вода [3, 57, 93, 102].

Исследования влияния растворённой воды на смазывающие свойства топлив в количествах, близких к пределу насыщения в интервале температур 10...30°C, проводившиеся с парами трения сталь ХВГ – сталь ШХ15, сталь ШХ15 – сталь ШХ15, сталь Х12М – сталь ЭИ347Ш, бронза БРОФ7-02 – сталь Х12Ф1 показали [52], что при содержании в топливе растворённой

воды более 0,008 % его противоизносные свойства ухудшаются, а противозадирные – остаются практически без изменения.

При наличии в топливе эмульсионной воды значительно ухудшаются как противоизносные, так и противозадирные свойства. Очевидно, что в первом случае играет роль снижение вязкости топлива при растворении в нём воды, а во втором – имеют место разрывы смазывающей плёнки и возникновения сухого трения.

Все эти явления особенно опасны для прецизионных пар топливной аппаратуры, для них топливо является смазкой [3, 23].

**Загрязнённость.** Топлива представляют собой сложные многофазные системы. Наряду с дисперсной средой – нефтепродуктом, включают также суспензию, в которой дисперсной фазой являются механические частицы, эмульсию с дисперсной фазой в виде микрокапель воды, коллоидный раствор, создаваемый продуктами окисления, и истинный раствор, образуемый растворённой водой [102].

Уровень загрязнённости топлив зависит не только от внешних факторов, но и от процессов, протекающих непосредственно в нефтепродукте при взаимодействии перечисленных компонентов, входящих в его состав. При этом очень большое влияние на процессы увеличения загрязнённости топлив оказывает наличие в них воды.

Её роль не ограничивается воздействием, которое она оказывает на процессы окисления и коррозии, ведущие к увеличению количества загрязнений в нефтепродукте. Вода является одним из наиболее активных веществ, способствующих коагуляции твёрдых частиц загрязнений и возникновению агрегатов, включающих смолистые вещества, неорганические вещества и воду укрупнению загрязнений, находящихся в топливе.

В работе [126] отмечается, что коагулирующее свойство воды, содержащейся в топливе, является положительным, т.к. она собирает мелкодисперсные механические примеси в более крупные частицы – конгломераты, и таким образом способствует лучшей очистке топлива от примесей фильтрами.

На основании многих исследований авторами в работе [42] доказано, что износ прецизионных пар топливной аппаратуры носит преимущественно абразивный характер и происходит в результате попадания пыли в топливо.

Одним из подтверждений этого явления является то, что на поверхности работавших прецизионных деталей всегда имеются борозды – следы резания металла абразивом.

Особенности абразивного изнашивания изучались многими учёными В.В. Антиповым, Б.П. Загородских, Р.М. Башировым, Н.И. Бахтияровым, В.Н. Романовым и многими другими.



В Пензенской ГСХА подобные исследования проводили П.А. Власов, В.М. Зимняков, С.В. Байкин, В.А. Чугунов. Ими также получены некоторые зависимости, характеризующие абразивный износ прецизионных пар от температуры [5, 24, 49, 130].

В работе [13] проведены исследования влияния загрязнённости дизельного топлива на относительный срок службы плунжерной пары. Данные представлены в табл. 1.3.

В работе [101], помимо исследования влияния содержания воды в топливе на работоспособность плунжерных пар, проводились также исследования влияния абразива в топливе на работоспособность этих пар, а также совместное влияние абразива и воды в топливе.

По их результатам можно сказать, что одновременное содержание абразива и воды в топливе приводит к заметному ускорению изнашивания по сравнению с одним абразивом.

**Микробиологическое загрязнение.** Присутствие воды в топливах способствует их микробиологическому заражению, сопровождающемуся образованием в нефтепродукте большого количества загрязнений в виде микроорганизмов и продуктов их жизнедеятельности – пирогенных веществ [13]. Для жизнедеятельности микроорганизмов, способных существовать в нефтепродуктах, необходима вода. Поэтому в обезвоженных топливах и маслах они практически не размножаются, но при наличии воды способны интенсивно развиваться.

Помимо увеличения общего количества загрязнений за счёт появления в нефтепродукте биологической массы и его потерь вследствие частичного разложения, интенсивный рост микроорганизмов вызывает также ухудшение физико-механических свойств топлив и масел.

В работе [63] проведены исследования, подтверждающие эти факты: при воздействии микроорганизмов существенно увеличивается кислотность топлив (в 10...15 раз), содержание в них смол (в 3...5 раз), йодное число (в 1,2 раза), вязкость (в 1,2 раза), снижается термическая стабильность (в 2 раза) и испаряемость (в 1,1 раза).

Однако следует отметить, что биологическое поражение обводнённых нефтепродуктов особенно интенсивно происходит в условиях высокой температуры и большой влажности воздуха. Поэтому наибольшее количество случаев этого явления наблюдается в условиях субтропического и тропического климатов.

Изучение обводнённости дизельных топлив на пунктах хранения хозяйств показало, что содержание воды в топливе может достигать до 1...2 %, причём во время заправки емкостей оно может достигать даже до 5 % за счёт взбалтывания подтоварного осадка [1, 45, 55, 101, 103].

Согласно ГОСТ 305-82 «Топливо дизельное. Технические условия», распространяющемуся на топлива для быстроходных дизельных и газотур-

бинных двигателей наземной и судовой техники, вода в топливе должна отсутствовать [37].

Определение содержание воды при этом предусматривается по ГОСТ 2477-65, согласно которому количество воды в топливе менее 0,03 % уже считается следами.

С другой стороны, по мнению большинства авторов приведённых выше работ, на ухудшение свойств топлив влияет даже растворённая вода в количествах, значительно более малых.

#### 1.4. Обзор существующих способов обезвоживания нефтепродуктов

Чтобы снизить загрязнённость и обводнённость дизельного топлива, его очищают путём длительного отстаивания в хранилищах, а также фильтруют на раздаточных колонках и непосредственно в системах подачи топлива автомобилей, тракторов и других машин. В системах питания ДВС предусмотрена многоступенчатая очистка: предварительная – в топливном баке, грубая – в фильтрах грубой очистки, и окончательная – в фильтрах тонкой очистки [8, 26, 48, 54, 80].

Проблемой очистки топлив от воды и механических примесей занимались Большаков Г.Ф., Рыбаков К.В., Жулдыбин Н.Н., Коваленко В.П., Удлер Э.И., Карташевич А.Н. и многие другие.

Ранее было отмечено, что в процессе хранения, транспортирования, перекачки, заправки и применения, в силу гигроскопических свойств нефтепродуктов – они обводняются. Наиболее радикальным путём предотвращение их обводнения является изоляция от внешней среды. Если нефтепродукты в процессе хранения и применения будут находиться в инертной сухой среде, то обводнение не произойдёт.

Однако на практике изолировать нефтепродукты при хранении и применении очень трудно и герметичное хранение в инертной среде применяется лишь в редких и специальных случаях. Предпринимались попытки дегазации и применения реактивного топлива в среде азота [13].

Чтобы исключить попадание атмосферной пыли и влаги в топливо, на тракторе устанавливался топливный бак с размещённым в нём мягким газгольдером из полиэтилена. Газгольдер размещался в надтопливном пространстве бака и исключал контакт топлива с воздухом. При заправке воздух из газгольдера выдавливается в атмосферу. Анализ проб топлива показал, что содержание механических примесей и воды в баке с газгольдером остаётся примерно таким же, как и на пункте заправки. Однако такая защита бака требует полной герметизации, чего трудно добиться [103].

Эффективным может оказаться метод, при котором воздух, поступающий в резервуар, осушается. Для этой цели перед клапаном на резервуарах ставят осушители воздуха. В качестве простейших осушителей можно использовать цилиндрические сосуды, наполненные веществами, интенсивно поглощающими влагу [13, 102].

Основная масса топлив и масел в настоящее время хранится в условиях контакта с внешней средой. Поэтому обводнение полностью не может быть предотвращено, и должно предотвращаться путём правильной организации обращения с нефтепродуктами на всех этапах их следования: от получения на заводе до применения на машинах. Правильная организация заключается в строгом соблюдении всех норм, технических требований и условий, касающихся перекачки, хранения, транспортирования, заправки и применения нефтепродуктов.

Существуют также методы улучшения свойств нефтепродуктов в присутствии воды. Это достигается введением присадок, в присутствии которых улучшаются их низкотемпературные и антиобледенительные свойства. Присадки позволяют повысить растворимость воды в нефтепродуктах за счёт образования гомогенной тройной системы нефтепродукт – присадка – вода. В результате вода не выпадает из нефтепродуктов при низких температурах и не замерзает.

Этим достигается необходимый положительный эффект, поскольку с эксплуатационной точки зрения опасна не растворённая, а выпадающая из нефтепродуктов и замерзающая вода.

В настоящее время такие присадки применяются к авиационным топливам: моноэтиловый эфир этиленгликоля (этилцеллозольв, жидкость «И»), монометиловый эфир этиленгликоля (метилцеллозольв) и тетрагидрофурфуриловый спирт. С увеличением содержания присадки кристаллы льда появляются при большем содержании воды.

Противообледенительные присадки применяются к бензинам с целью предотвращения обледенения карбюратора: спирты, гликоли, амины, аммонитные фосфаты и др. Механизм их действия в образовании с водой низкотемпературных смесей или защитных плёнок на поверхности кристаллов льда [42].

Присадка американской фирмы «Wynn'S» под названием «Dry+Fuel+Plus+» связывает воду в топливном баке таким образом, что она больше не контактирует с металлическими деталями и, кроме того, не сможет замёрзнуть при низких температурах.

Для очистки топливной системы дизеля от отложений, предотвращения засорения топливного фильтра, нейтрализации воды в топливе и защиты от коррозии деталей в системе впрыска АО «АМТЕК» совместно с финской фирмой «Neste Alfa Oy» выпускает многофункциональную добавку – аспект – модификатор «АМ – ОСТД» [126].

Следует отметить, что присадки добавляются в топлива на местах применения, и что топлива с присадками длительно хранить не рекомендуется, поскольку при изменяющихся внешних условиях в нефтепродуктах накапливается вода, в которую переходит присадка [13, 42, 87, 117]. Поэтому использование присадок в условиях сельского хозяйства, да и любой другой отрасли весьма затруднительно. Кроме того, они относительно дорогие и не выпускаются в достаточном количестве. А с другой стороны, они улучшают только ряд низкотемпературных свойств топлив в присутствии воды, тогда как абсолютное большинство других вредных последствий не изменяется.

Таким образом, мероприятиями, ограничивающими поглощение воды нефтепродуктами, а также применением присадок можно предотвратить некоторое ухудшение их качества. В тех случаях, когда это не удаётся, применяют соответствующие методы удаления из них воды.

Для удаления воды из нефтепродуктов используются разнообразные методы, в основе которых лежат различные процессы. В связи с этим, применяемые для обезвоживания ТСМ методы подразделяются на химические, физические и физико-химические [6, 13, 23, 42, 102, 118, 126].

**Химические методы** обезвоживания основаны на химических реакциях, протекающих между содержащейся в нефтепродукте водой и вводимыми в него реагентами. В результате этого взаимодействия образуются легко удаляющиеся из ТСМ вещества.

В работе [13] предлагается применять для этой цели нерастворимые в углеводородах нефтяного происхождения гидриды таких металлов, как кальций, литий, алюминий. При взаимодействии, например, воды с гидридом кальция образуется нерастворимый в нефтепродуктах гидроксид кальция (гашёная известь) и водород.

Наряду с гидридами металлов могут применяться также карбиды и оксиды некоторых металлов: оксид кальция, карбид кальция. При этом при их взаимодействии с водой, содержащейся в топливе, образуются: гидроксид кальция, и гидроксид кальция и ацетилен соответственно.

В работе [102] рассматриваются два способа химического обезвоживания топлив: статический и динамический. При статическом – реагент засыпается непосредственно в резервуар с нефтепродуктом или помещается в патрон, погружённый в этот резервуар. Динамический способ заключается в пропускании нефтепродукта через реактор, заполненный реагентом. Последний способ требует меньших затрат времени и более технологичен, т.к. при его применении образующиеся твёрдые продукты реакции не затрудняют дальнейшего её протекания. В тоже время статический способ более прост и не связан с изготовлением и монтажом специального оборудования.

Все химические методы удаления воды из нефтепродуктов весьма эффективны. Но они имеют серьёзные недостатки, в силу которых они не нашли широкого практического применения: динамический – из-за довольно громоздкого оборудования, статический – из-за необходимости дополнительной очистки нефтепродуктов от механических примесей, возникающих после реакций и утилизации образующихся при этом газов. Кроме того, применяемые при этом реагенты имеют довольно высокую стоимость, что также сдерживает их внедрение в производство.

**Физические методы** обезвоживания наиболее разнообразны. Их можно разделить на три большие группы: обезвоживание под воздействием силовых полей, обезвоживание с применением пористых перегородок и обезвоживание путём использования теплофизических и массообменных явлений [2, 43, 73, 94, 105, 141].

*Методы обезвоживания в силовых полях* (гравитационном, центробежном, электрическом и т.п.) – основаны на укрупнении микрокапель воды под воздействием сил поля, и их последующем выпадении из нефтепродукта.

Наиболее широкое распространение из них получили методы обезвоживания в гравитационном поле – отстаивание, в центробежном поле – центрифугирование.

При обезвоживании в электрическом поле сам процесс происходит в результате поляризации капель и последующем их выделении. Этот метод имеет много преимуществ, но требует использования довольно сложной аппаратуры и наличия электрических мощностей, из-за этого, наверное, широко не применяется.

*Фильтрационные методы* обезвоживания ТСМ основаны на отделении влаги пористыми перегородками. Перегородки могут изготавливаться из водоотталкивающих материалов, поглощающих, а также из сочетания гидрофильных и гидрофобных материалов волокон. В последнем случае происходит последовательное укрупнение микрокапель воды при их взаимодействиях с волокнами пористой перегородки и выпадение укрупнённых капель из нефтепродукта.

Отстаивание, фильтрация, центрифугирование и смешение – являются классическими методами удаления загрязнений из нефтепродуктов и широко применяются. В данном случае подробнее на них нет смысла останавливаться.

*Теплофизические методы* обезвоживания ТСМ основываются на использовании теплообменных и массообменных процессов, в результате которых эмульгированная в нефтепродукте вода претерпевает физические превращения.

Теплообменные процессы используются при удалении воды из топлив и масел путём изменения её агрегатного состояния, при подводе или

отводе тепла. К таким методам обезвоживания относятся испарение воды путём нагревания нефтепродукта, её кристаллизация (вымораживание) при охлаждении. Иногда для интенсификации испарения эмульгированной воды этот процесс ведут под вакуумом. Следует отметить, что удаление воды нагреванием нефтепродукта, применяется главным образом к маслам (из-за возможных потерь топлив при их испарении).

*Применение массообменных процессов* при обезвоживании топлив и масел связано с использованием сушильного агента (влагоносителя), в качестве которого применяют сухой воздух или азот.

В работе [106] приведен способ обезвоживания топлива в топливном баке вентиляцией надтопливного пространства очищенным атмосферным воздухом. Удаление влаги при этом происходит за счёт повышения влагосодержания газа.

Часто применяют комбинированные теплофизические методы обезвоживания, когда используемый для обезвоживания газ или сами нефтепродукты подвергают нагреванию. Явление массообмена при этом сопровождается теплообменными процессами, а интенсивность обезвоживания возрастает.

**Физико-химические методы** обезвоживания основываются главным образом на использовании явления адсорбции, которое заключается в способности некоторых веществ избирательно поглощать отдельно содержащиеся в нефтепродукте вещества, в том числе эмульгированную и растворённую воду. Процесс адсорбции наряду с чисто адсорбционными явлениями, обусловленными взаимным притяжением молекул адсорбента и воды, может сопровождаться химическим взаимодействием между адсорбентом и удаляемой водой – хемосорбцией.

Природа сил, вызывающих адсорбцию, может быть различной. Концентрация молекул воды на активной поверхности адсорбента происходит главным образом под действием межмолекулярных (ван-дер-вальсовых) сил.

Независимо от природы адсорбционных сил, на процесс поглощения воды адсорбентом будут влиять такие факторы, как температура этого процесса, растворимость и содержание воды в нефтепродукте, а также наличие в нём примесей, способных наряду с водой поглощаться адсорбентом. При повышении температуры процесса, предел растворимости воды в нефтепродукте увеличивается, а поглощение воды адсорбентом ухудшается [102].

Для обезвоживания нефтепродуктов путём адсорбции могут применяться контактный и перколяционный методы, осушка в движущемся слое адсорбента и в псевдокипящем слое.

*Контактная адсорбция* наиболее простой метод. Он не требует специального оборудования и может производиться непосредственно в ре-

зернуарах для хранения ТСМ. При этом нефтепродукт перемешивают с мелкоразмолотым адсорбентом, который после удаляется. Применение такого метода достаточно эффективно только при интенсивном перемешивании нефтепродукта и требует дополнительных операций по его удалению. Поэтому этот метод широкого распространения не получил.

*При перколяции* нефтепродукт пропускается через неподвижный слой адсорбента, помещаемый, как правило, в специальный сосуд – адсорбер. На качество перколяционного метода оказывает влияние размер гранул адсорбента и вязкость нефтепродукта, с их возрастанием эффективность снижается. По мере насыщения адсорбента его необходимо менять.

Этот метод обезвоживания ТСМ является основным из адсорбционных методов, применяемых в авиации. При этом используется два адсорбера, включенных параллельно: в одном из которых идёт рабочий процесс, а в другом процесс регенерации. Имеются попытки применения его и в сельском хозяйстве в виде различных научных разработок [18, 123].

*В движущемся слое адсорбента* процесс обезвоживания нефтепродуктов происходит непрерывно в отличие от двух предыдущих. Его сущность заключается в одновременной непрерывной подаче противотоком в адсорбер обводнённого нефтепродукта и адсорбента, при взаимном контактировании которых, происходит процесс поглощения воды. Насыщенный водой адсорбент подаётся на регенерацию в десорбер, откуда снова подаётся в адсорбер. Этот метод широкого применения не нашёл в силу громоздкости оборудования, хотя он технологичен и эффективен.

В последнее время приобрели промышленное значение процессы, связанные с взаимодействием между жидкостью и слоем твёрдых частиц, приобретающих подвижность друг относительно друга за счёт энергии потока жидкости и получившие название *псевдокипящего слоя* [102]. Гидродинамическая сущность рассматриваемого процесса заключается в том, что в случае прохождения потока жидкости через слой частиц, последние остаются неподвижными только при малых скоростях, а при достижении потоком некоторой критической скорости, слой частиц приобретает текучесть.

Применительно к адсорбционным методам, наличие неподвижного слоя частиц адсорбента соответствует перколяционной адсорбции, а возникновение подвижного слоя взвешенных частиц – адсорбции псевдокипящем слое. Этот метод имеет много преимуществ, но не применялся для обезвоживания ТСМ.

### **Адсорбенты**

Для адсорбционного обезвоживания топлив и масел используются твёрдые материалы, обладающие в большинстве случаев очень высокой пористостью и, следовательно, большой удельной поверхностью. С этой целью могут применяться встречающиеся в природе естественные

вещества, например бокситы и природные цеолиты. Но гораздо чаще используются адсорбенты, получаемые искусственным путём: силикагель, алюмогель, синтетические цеолиты и т.д.

*Силикагель* – это высушенный гель кремниевой кислоты пористого строения с исключительно развитой внутренней поверхностью, которая достигает 1000 м<sup>2</sup>/г. Обладает сильными адсорбирующими свойствами. Химически и биологически безвреден, инертен, взрыво- и пожаробезопасен, т.к. температура его плавления близка к температуре плавления обычного речного песка. Химическая формула – двуокись кремния SiO<sub>2</sub>. Повышая температуру, адсорбированный (поглощенный) газ или водяной пар можно удалить с поверхности адсорбента. Это восстановление обычно происходит в течение 2...3 часов при температуре около 120...180 °С. Силикагель представляет собой тонкодисперсный порошок, либо гранулы размером до 7 мм в диаметре. Цвет гранул может варьироваться от прозрачно-матового до темного с черными включениями. Форма гранул – овальная или неправильно сферическая. Средний размер пор силикагеля 24 ангстрем (10А...500А) [89].

Силикагель поглощает влажность а, следовательно, борется с ее последствиями, а именно – образованием плесени, запахов, отшелушиванием и вспучиванием краски, замедлением некоторых химических процессов, в которых вода необходима для реакции или как катализатор (коррозия металла и т.д.).

Адсорбирует до 35...40 % от собственного веса.

Силикагель наиболее эффективен при относительной влажности 60...90 %, и температуре 1...40 °С (см. прил. 1) [89].

Хранить силикагель необходимо в сухих, закрытых складских помещениях в герметичной упаковке. Гарантированный срок хранения со дня производства – 1 год.

Т а б л и ц а 1.4

Наиболее важные параметры силикагеля [89]

| Наименование показателя                                      | Норма для сорта |
|--|-----------------|
| 1. Массовая доля зерен, %                                    | 94...96         |
| 2. Механическая прочность, %, не менее                       | 94...99         |
| 3. Насыпная плотность, г/дм <sup>3</sup> , не менее          | 720...838       |
| 4. Влагоемкость, %, не менее при относительной влажности, %: |                 |
| 20   | 9,0...9,5       |
| 40   | 16,0...18,5     |
| 60   | 25,0...30,0     |
| 5. Массовая доля потери при высушивании, %, не более         | 1...10          |



*Молекулярное сито* – синтетический цеолитный адсорбент, поры которого определенного стабильного размера. Диаметр пор 3, 4, 5 и 10 ангстрем влияет на поглощающие свойства. Так молекулярное сито 3А хорошо поглощает молекулы воды, кислорода, азота, оксида углерода. 4А – в том числе поглощает газы, размер молекул которых уже чуть больше. В качестве примера можно привести Аргон – 3,8 ангстрем. Молекулярные сита 10А – уже способны поглощать фреон, толуол, бензол, метилэтилкетон и т.д. Адсорбция происходит только с молекулами меньших размеров, чем величина пор молекулярного сита. Благодаря этому осуществляется избирательная адсорбция.

Молекулярные сита производятся в виде порошка и гранул в форме маленьких шариков. Используется «работает» даже при низких концентрациях воды, там, где необходима высокая скорость адсорбции и при широком температурном диапазоне [89].

В настоящее время широко применяются водорастворимые полимеры на основе акриламида (АА) которые объединены общим названием «полиакриламиды». В эту группу входят полиакриламид (ПАА) – неионогенный полимер анионные производные, например, частично гидролизованный ПАА и катионные производные, например поливиниламина также сополимеры АА с различными ионогенными и неионогенными мономерами. Полимеры и сополимеры с разной молекулярной массой (ММ), молекулярно-массовым распределением, химическим составом и распределением звеньев исходных мономеров вдоль цепи, линейные, разветвленные и сшитые имеют разное функциональное назначение и различные области применения [66, 142, 144].

Одним из таких полимеров полиакриламидный полимер нового поколения, синтезированный Саратовским НИИ «Биокатализ», один грамм которого может поглощать и удерживать 200 г воды. Данный полиакриламидный полимер, в отличие от ранее синтезированных органических полимеров, является экологически чистым и невзрывоопасным.

Полиакриламидный полимер марки В-415К производится Саратовским НИИ «Биокатализ» в виде порошка или в виде гранул размером от 0,5 до 5 мм. При взаимодействии с водой полимер гидратирует и превращается в прозрачный гидрогель. Тем, не менее, каждая гранула остается автономной и поглощает количество воды, превышающее ее массу в 200 раз, что приводит к 200 кратному увеличению ее размера.

Таким образом, при выборе адсорбента для обезвоживания дизельного топлива наиболее эффективным является использование полиакриламидного полимера, так как его поглощающая способность (200 г воды на 1 г вещества) значительно выше, чем у цеолита и силикагеля (только 35...40 % от собственной массы).

## 1.5. Цель и задачи исследований

Анализ литературных источников показал, что до 50 % отказов дизелей приходится на долю топливной аппаратуры. Износ и заклинивание прецизионных пар топливной аппаратуры происходит вследствие загрязненности топлива абразивом и водой.

При соблюдении технических условий эксплуатации и применении эффективных систем очистки топлива можно в несколько раз уменьшить износ прецизионных деталей топливной аппаратуры, существенно повысить безотказность её работы, причём это может быть достигнуто при относительно небольших затратах.

Однако, даже при самом строгом соблюдении технических условий применения топлив и эксплуатации топливной аппаратуры, в топливных системах дизелей происходит довольно значительное образование воды вследствие конденсации влаги и гигроскопических свойств самих топлив.

Для борьбы с загрязнением топлив применяются различные методы и средства очистки. Широкое распространение получили массообменные методы обезвоживания, которые показали свою эффективность. Таким методом является адсорбционная очистка, актуальность которой ещё более возросла с появлением современных полимерных адсорбентов.

Ввиду недостаточно изученного влияния обводненности топлива на процесс изменения работоспособности прецизионных деталей топливной системы, внедрение методов обезвоживания с использованием современных полимерных адсорбентов в реальные технологии и процессы представляет значительный теоретический и практический интерес.

*В связи с этим, целью настоящей работы является* уменьшение износа плунжерных пар топливных насосов снижением обводненности дизельного топлива.

Для реализации указанной цели необходимо решить следующие **задачи:**

- 1) теоретически обосновать конструктивные параметры фильтра-влагоотделителя и влияние обводненности топлива на износ плунжерных пар;
- 2) разработать конструкцию и изготовить фильтр-влагоотделитель, позволяющий снизить обводненность топлива в топливной системе двигателя;
- 3) исследовать процесс обезвоживания топлива в фильтре-влагоотделителе;
- 4) исследовать влияние обводнения топлива на техническое состояние плунжерных пар топливных насосов высокого давления;
- 5) исследовать интенсивность изменения обводненности дизельного топлива в эксплуатационных условиях с применением разработанного фильтра-влагоотделителя и провести технико-экономическую оценку модернизации топливной системы двигателя.

## 2. ТЕОРЕТИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ ОБВОДНЕННОСТИ ТОПЛИВА НА ИЗНОС ПЛУНЖЕРНЫХ ПАР ТОПЛИВНОГО НАСОСА

### 2.1. Влияние смазывающей способности топлива на интенсивность изнашивания плунжерных пар

При эксплуатации тракторов вода в ТС способна ухудшать вязкостные свойства топлив, что отражается на их смазывающей способности. На противоизносные свойства топлив влияет как растворённая, так и свободная вода.

Как уже отмечалось, влияния воды на смазывающие свойства топлив показали, что при наличии в топливе эмульсионной воды значительно ухудшаются как противоизносные, так и противозадирные свойства.

Все эти явления особенно опасны для прецизионных пар ТА, для них топливо является смазкой [79, 84, 139].

В технике износ обычно характеризуют интенсивностью изнашивания, её зависимость от коэффициента трения носит степенной характер [62].

$$I_h = f^t, \quad (2.1)$$

где  $f$  – коэффициент трения;

$t$  – коэффициент усталости  $t = 3 \dots 14$  [62].

Экспериментально эту зависимость получить в чистом виде очень трудно, ибо материалы с разными коэффициентами трения различаются еще и по своим физико-механическим показателям так, что эта связь становится неоднозначной. Указанная зависимость хорошо объясняет снижение износа при введении смазки, хотя и при этом наличие поверхностно-активных веществ несколько искажает эффект.

Учитывая, что пара трения плунжер-втулка имеет внутреннее касание, и скольжение плунжера происходит при наличии жидкой смазки, которой является топливо, коэффициент трения определяется из выражения [62]:

$$f = \frac{2 \cdot \pi \cdot R}{R - r} \cdot \lambda \pm \frac{e \cdot \sin \gamma}{2 \cdot R}, \quad (2.2)$$

где  $R$  – радиус втулки, м;

$r$  – радиус плунжера, м;

$e$  – эксцентриситет, м;

$\gamma$  – угол между линией, соединяющей центры плунжера и втулки, и направлением нагрузки;

$\lambda$  – характеристика режима смазки.

Кроме того интенсивность изнашивания в паре трения плунжер втулка так же характеризуется смазывающей способностью топлива [62]:

$$\Phi = \frac{v \cdot \mu \cdot r}{N}, \quad (2.3)$$

где  $v$  – скорость скольжения, м/с;

$\mu$  – коэффициент внутреннего трения, Н с/м<sup>2</sup>;

$r$  – радиус плунжера, м;

$N$  – нагрузка, Н.

В свою очередь нагрузка  $N$  находится как

$$N = p \cdot S, \quad (2.4)$$

где  $S$  – площадь торца плунжера, м<sup>2</sup>;

$p$  – удельное давление, Н/м<sup>2</sup>.

Характеристика режима смазки  $\lambda$  определяет гидродинамические свойства смазки и вычисляется по следующей зависимости [62]:

$$\lambda = \frac{\mu \cdot v_{\Sigma}}{p}, \quad (2.5)$$

где  $\mu$  – коэффициент динамической вязкости, Н·с/м<sup>2</sup>;

$v_{\Sigma}$  – результирующая скорость плунжера, м/с;

$p$  – удельное давление, кг/м<sup>2</sup>

Так как плунжер относительно втулки совершает не только прямолинейно-поступательное, но и вращательное движение его результирующая скорость скольжения (рис. 2.1) определяется следующим выражением [110]:

$$v_{\Sigma} = \sqrt{v_{скн}^2 + v_{ски}^2}, \quad (2.6)$$

где  $v_{скн}$  – нормальная составляющая скорости скольжения, м/с;

$v_{ски}$  – продольная составляющая скорости скольжения, м/с.

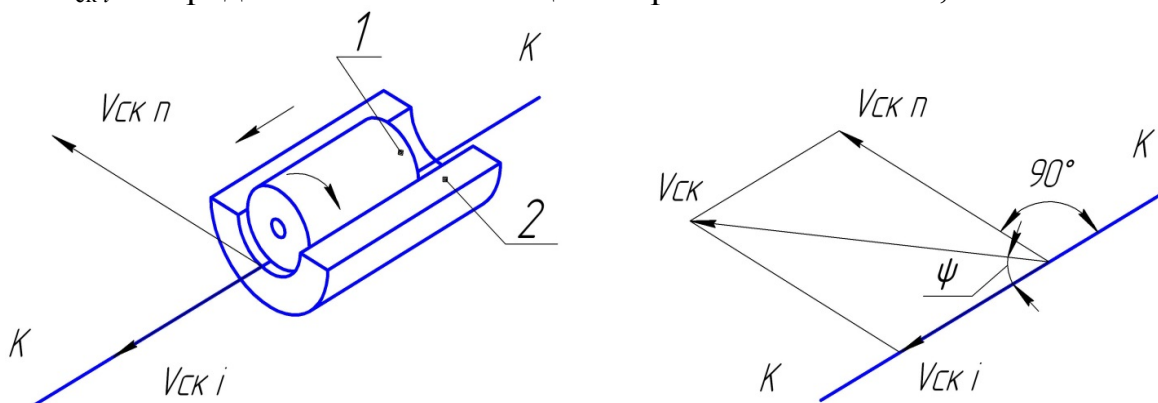


Рис. 2.1. Схема внутреннего контакта в паре трения плунжер-втулка и план скоростей при комбинированном вращательном и прямолинейно-поступательном движениях:

1 – плунжер; 2 – втулка

Учитывая то, что за цикл плунжер относительно втулки совершает двойное перемещение нормальная и продольная составляющие скорости скольжения определяется из следующих выражений:

$$v_{скн} = \frac{2 \cdot l_n}{\tau}, \quad (2.7)$$

$$v_{ски} = \frac{2 \cdot l_i}{\tau}, \quad (2.8)$$

где  $\tau$  – время цикла, с;

$l_n$  – путь пройденный плунжером в направлении нормали, м;

$l_i$  – путь пройденный плунжером в продольном направлении, м.

Коэффициент динамической вязкости смазывающей жидкости определяется следующим выражением [99]

$$\mu = \nu \cdot \rho_t, \quad (2.9)$$

где  $\nu$  – кинематическая вязкость, м<sup>2</sup>/с;

$\rho_t$  – плотность жидкости при данной температуре, кг/м<sup>3</sup>

Для плунжерных пар смазывающей жидкостью будет являться дизельное топливо. В виду того, что топливо обладает гигроскопическими свойствами, полностью избавиться его от воды не представляется возможным можно допустить, что топливо в эксплуатационных условиях представляет собой смесь топлива и воды.

Кинематическая вязкость смеси топлива с водой определяется с помощью выражения [111, 114]:

$$\nu_{см} = \frac{(m_T + m_B) \nu_T \cdot \nu_B}{m_T \cdot \nu_T + m_B \cdot \nu_B}, \quad (2.10)$$

где  $m_T$  – количество топлива в смеси, кг;

$m_B$  – количество воды в смеси, кг;

$\nu_T$  – кинематическая вязкость топлива, м<sup>2</sup>/с;

$\nu_B$  – кинематическая вязкость воды, м<sup>2</sup>/с

Плотность смеси топлива с водой определяется по формуле [85, 111, 114]:

$$\rho_{см} = \frac{\rho_T \cdot V_T + \rho_B \cdot V_B}{V_T + V_B}, \quad (2.11)$$

где  $\rho_T$  – плотность топлива, кг/м<sup>3</sup>;

$\rho_B$  – плотность воды, кг/м<sup>3</sup>;

$V_T$  – объем топлива в смеси, м<sup>3</sup>

$V_B$  – объем воды в смеси, м<sup>3</sup>

Анализируя выражения (2.8) и (2.9) можно установить, что значение кинематической вязкости и плотности смеси дизельного топлива и воды будет определяться количественным соотношением компонентов смеси.

Таким образом, обводненность дизельного топлива ухудшает смазывающую способность топлива ( $\Phi$ ), увеличивает значение коэффициента трения ( $f$ ), а, следовательно, способствует интенсификации процесса изнашивания плунжерных пар топливных насосов.

## 2.2. Влияние обводненности топлива на изменение срока службы плунжерных пар топливного насоса

Топливные насосы высокого давления и форсунки – основные и наиболее сложные и дорогостоящие агрегаты ТС, которые определяют мощностные и топливо-экономические показатели двигателя, его надёжность, шумность, дымность, токсичность.

Они имеют прецизионные пары с очень малыми зазорами, изготавливаемые с высокой точностью, размеры и геометрические формы которых обеспечиваются в пределах десятых долей микрометра. Например, плунжерные пары ТНВД изготавливаются со средними зазорами 0,5...2 мкм. Они особенно чувствительны к загрязняющим примесям в топливе и требуют его высокой очистки.

Для плунжерных пар топливного насоса высокого давления ресурсным параметром является зазор между плунжером и втулкой. Процесс изменения технического состояния пары, в зависимости, от наработки носит монотонный характер, приводящий к возникновению постепенных отказов по причине износа.

В технике износ обычно характеризуют одной из следующих характеристик: линейной интенсивностью изнашивания  $I_h$ , весовой  $I_g$  или энергетической  $I_w$  [62].

Для оценки работы плунжерных пар наиболее удобной является линейная характеристика изнашивания, представляющая собой высоту изношенного слоя, который приходится на единицу пути трения [62]:

$$I_h = \frac{h}{L} = \frac{\Delta U}{L}, \quad (2.12)$$

где  $h$  – высота изношенного слоя, м;

$L$  – путь трения, м;

$\Delta U$  – изменение зазора между плунжером и втулкой, м.

В процессе эксплуатации плунжерной пары величина зазора между плунжером и втулкой изменяется от начального  $U_{нач}$  до предельного  $U_{пред}$ , при котором происходит выбраковка.

$$\Delta U = U_{\text{пред}} - U_{\text{нач}}, \quad (2.13)$$

где  $U_{\text{нач}}$  – начальное значение зазора между плунжером и втулкой, м;  
 $U_{\text{пред}}$  – предельное значение зазора между плунжером и втулкой, м.

Рассмотрим геометрию плунжерной пары (рис. 2.2) и введем обозначения:

$D=2R$  – диаметр втулки, м;

$d=2r$  – диаметр плунжера, м;

$\delta=R - r$  – абсолютный радиальный зазор, м;

$U=2\delta$  – абсолютный диаметральный зазор, м.

В процессе работы плунжерной пары будет наблюдаться смещение оси плунжера относительно оси втулки. Величина смещения характеризуется эксцентриситетом.

$e$  – абсолютный эксцентриситет плунжера во втулке, м;

$h_{\min} = \delta - e$  – наименьшая толщина смазывающей пленки, м.

Положение плунжера во втулке можно охарактеризовать относительным эксцентриситетом  $\chi$ . Тогда

$$h_{\min} = \delta \cdot (1 - \chi) = \frac{U}{2} \cdot (1 - \chi), \quad (2.14)$$

где  $\chi$  – относительный эксцентриситет;

С учетом гидродинамических свойств минимальная толщина слоя смазки для цилиндрических поверхностей с внутренним касанием определяется по выражению [99]

$$h_{\min} = 1,04 \cdot \rho \cdot \lambda, \quad (2.15)$$

где  $\lambda$  – характеристика режима смазки;

$\rho$  – приведенный радиус кривизны, м.

Приведенный радиус кривизны является характеристикой гидродинамической эффективности геометрии и определяется из уравнения [99]:

$$\rho = \frac{R \cdot r}{R \pm r}, \quad (2.16)$$

где  $R$  – радиус втулки, м;

$r$  – радиус плунжера, м

При внешнем контакте в знаменателе берется знак «+», при внутреннем «-».

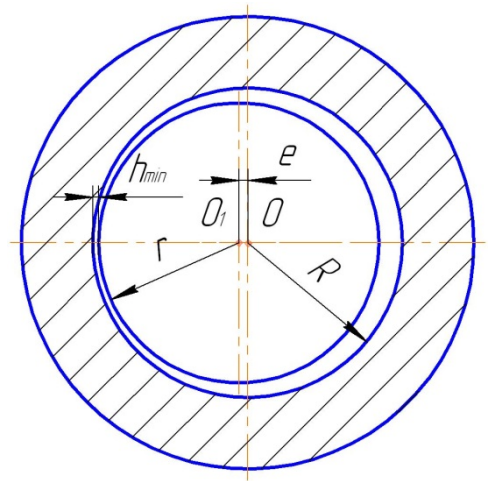


Рис. 2.2. К геометрии смазывающего слоя в паре трения плунжер-втулка

Параметр  $\rho$  характеризует взаимное прилегание контактирующих поверхностей и форму (степень пологости) клиновидного зазора между ними. Чем ближе друг к другу абсолютные значения  $R$  и  $r$  при одинаковом расстоянии между их центрами, тем приведенный радиус больше, а, следовательно, лучше прилегание.

Подставив выражение (2.15) в выражение (2.14) получим:

$$\frac{U}{2} \cdot (1 - \chi) = 1,04 \cdot \rho \cdot \lambda. \quad (2.17)$$

Выразим  $U$  из уравнения (2.17):

$$U = \frac{2,08 \cdot \rho \cdot \lambda}{(1 - \chi)}. \quad (2.18)$$

Из уравнения (2.18) видно, что величина зазора будет определяться геометрическими параметрами контактирующих тел ( $\rho$ ,  $\chi$ ), и характеристикой режима смазки ( $\lambda$ ). Для плунжерных пар  $\lambda$  зависит от степени обводненности топлива.

Таким образом, срок службы плунжерных пар топливного насоса, при равных значениях начального и предельного зазоров между втулкой и плунжером будет изменяться в зависимости от степени обводненности топлива.

### 2.3. Теоретическое обоснование конструктивных параметров фильтра-влагоотделителя

Для снижения обводненности топлива в топливной системе трактора в условиях эксплуатации устройства очистки должны обеспечивать содержание водных примесей в пределах регламентируемых нормативно-технической документацией.

С учетом этих требований, нами разработано и использовано в данной работе устройство – «Фильтр-влагоотделитель» [86]. Фильтр состоит из корпуса со штуцерами подвода и отвода топлива, фильтрующего элемента, состоящего из пакета адсорбционных кассет, заполненных водопоглощающим материалом, и усечённого конуса, из металлической сетки, закреплённого в нижней части пакета.

Очевидно, что для каждого типа трактора фильтр-влагоотделитель будет иметь различные геометрические размеры, зависящие от расхода и физико-химических свойств топлива. Основные геометрические параметры фильтра-влагоотделителя будут зависеть от высоты  $H$  и площади поперечного сечения  $S$ , коэффициента объемного расширения  $k$  слоя адсорбента.



Диаметр адсорбера [31, 85] находится как:

$$D = \sqrt{\frac{G}{0,785 \cdot v_0}}, \quad (2.19)$$

где  $G$  – расход смеси топлива с водой, м<sup>3</sup>/с;

$v_0$  – скорость потока, м/с.

Число адсорбционных кассет определяется по формуле:

$$n = \frac{H}{h_T}, \quad (2.20)$$

где  $H$  – высота слоя адсорбента в адсорбере, м [53, 85];

$h_T$  – высота слоя адсорбента в кассете, м,  $h_T = (0,5 \dots 3) \cdot 10^{-3}$  м.

$$H = \frac{G}{S \cdot \beta_y} \int_{\bar{C}_1}^{\bar{C}_0} \frac{d\bar{C}}{\bar{C} - \bar{C}^*}; \quad (2.21)$$

где  $G$  – расход смеси, м<sup>3</sup>/с;

$S$  – площадь поперечного сечения слоя адсорбента, м<sup>2</sup>;

$\beta_y$  – коэффициент массопередачи, с<sup>-1</sup>;

$\bar{C}_0$  – концентрация смеси на входе в адсорбер, кг/м<sup>3</sup>;

$\bar{C}_1$  – концентрация смеси на выходе из адсорбера, кг/м<sup>3</sup>;

$\bar{C}$  – рабочая концентрация по изотерме адсорбции, кг/м<sup>3</sup>;

$\bar{C}^*$  – равновесная концентрация по изотерме адсорбции, кг/м<sup>3</sup>.

Выражение (2.23) можно преобразовать в следующий вид [85]

$$H = h_y \cdot m, \quad (2.22)$$

где  $h_y = \frac{G}{S \cdot \beta_y}$  – высота слоя поглотителя эквивалентная одной единице переноса определяется из выражения, м;

$m = \int_{\bar{C}_1}^{\bar{C}_0} \frac{d\bar{C}}{\bar{C} - \bar{C}^*}$  – число единиц переноса, определяемое графическим способом по изотерме адсорбции.

По мере насыщения водой полимерный адсорбент увеличивается в объеме пропорционально количеству поглощенной воды (рис. 2.3).

Высота адсорбционной кассеты  $H_T$  определяется из выражения:

$$H_T = h_T \cdot k, \quad (2.23)$$

где  $k$  – коэффициент объемного расширения адсорбента,  $k = 15 \dots 20$ .

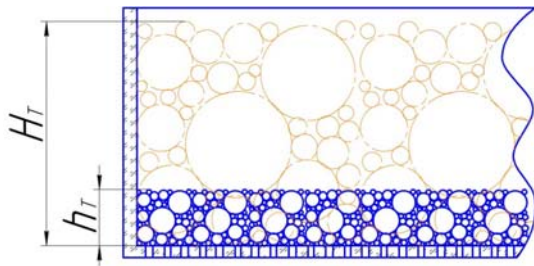


Рис. 2.3. Схема расположения адсорбента в адсорбционной кассете фильтра-влажготделителя

Рассчитанный и изготовленный с учетом приведенной зависимости фильтр-влажготделитель представлен на рис. 2.4. В качестве адсорбента используется полимер полиакриламида.

## 2.4. Выводы

1. В результате проведенных теоретических исследований выявлено, что обводненность дизельного топлива ухудшает смазывающую способность топлива ( $\Phi$ ), увеличивает значение коэффициента трения ( $f$ ), а, следовательно, способствует интенсификации процесса изнашивания плунжерных пар топливных насосов.

2. Величина зазора между втулкой и плунжером топливного насоса будет определяться геометрическими параметрами контактирующих тел ( $\rho$ ,  $\chi$ ), и характеристикой режима смазки ( $\lambda$ ). Для плунжерных пар  $\lambda$  зависит от степени обводненности топлива.

Таким образом, срок службы плунжерных пар топливного насоса, при равных значениях начального и предельного зазоров между втулкой и плунжером будет изменяться в зависимости от степени обводненности топлива.

3. Определены основные геометрические параметры фильтра-влажготделителя для трактора Т-150К/ХТЗ-150К-09 (прил. 3).

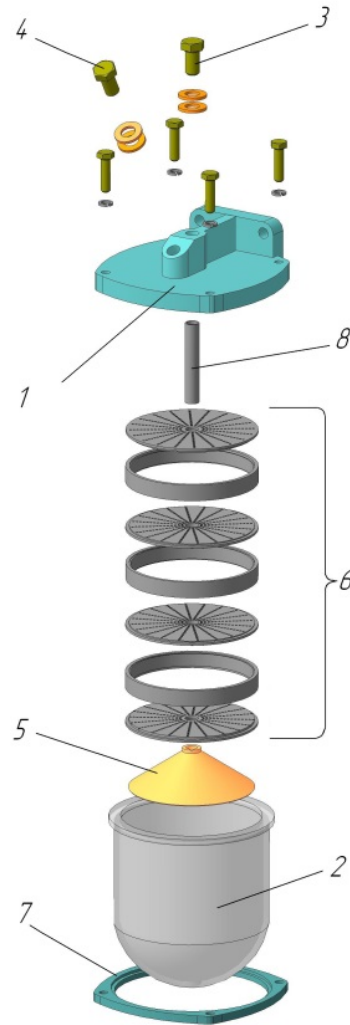


Рис. 2.4. Фильтр-влажготделитель: 1 – корпус; 2 – стакан отстойника; 3 – штуцер подводящий; 4 – штуцер отводящий; 5 – конус сетчатый; 6 – пакет адсорбционных кассет; 7 – кольцо прижимное; 8 – трубка центрирующая

## 3. ПРОГРАММА И МЕТОДИКА ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ

### 3.1. Программа исследований

Весь объём экспериментальных исследований проходил в три этапа.

На первом этапе проводились лабораторные исследования по следующим направлениям:

– влияние дисперсного состава полимерного адсорбента на его поглощающую способность;

– влияние полимерного адсорбента на показатели качества (ГОСТ 305–82) дизельного топлива.

На втором этапе проводились стендовые исследования:

– влияние обводненности топлива на техническое состояние плунжерных пар топливных насосов высокого давления. Исследования проводились на лабораторной установке, скомплектованной на базе стенда СДТА-1.

Влияние обводнённого топлива на техническое состояние плунжерных пар оценивалось регрессионным анализом результатов полного многофакторного эксперимента, основными факторами варьирования в котором выступали количественные содержания воды и абразива в топливе.

– влияние разработанного фильтра-влагоотделителя на процесс обезвоживания дизельного топлива в условиях имитирующих эксплуатационные. Исследования проводились на специально изготовленной для этих целей лабораторной установке, в состав которой вошли колебательное устройство [106] и стенд СДТА-1.

Влияние факторов на интенсивность обезвоживания оценивалось регрессионным анализом результатов многофакторного эксперимента. В качестве основных факторов варьирования выступали температура топлива, масса полимерного адсорбента, и частота вращения вала топливного насоса высокого давления.

На третьем этапе проводились эксплуатационные исследования эффективности работы топливной системы тракторов, оснащенных разработанным фильтром-влагоотделителем [86], преследующие цель сравнительной оценки динамики накопления воды в топливной системе трактора Т-150К/ХТЗ-150К-09 при его эксплуатации: без и с предложенным нами устройством.

Исследования проводились в 2003...2007 гг. в научно-исследовательской лаборатории кафедры «Ремонт машин» ФГОУ ВПО «Пензенская ГСХА»; аккредитованной испытательной лаборатории ООО «Пенза-Терминал» (Регистрационный номер РОСС RU. 0001.22НП77); и хозяйствах Пензенской области.

| <b>Структура исследований</b> |  |
|-------------------------------|--|
|                               | <b>Этап 1</b>  |
|                               | Лабораторные исследования влияния дисперсного состава полимерного адсорбента на его поглощающую способность;   |
|                               | Лабораторные исследования влияния полимерного адсорбента на показатели качества (ГОСТ 305–82) проб дизельного топлива;                                     |
|                               | <b>Этап 2</b>  |
|                               | Стендовые исследования влияния обводненности топлива на техническое состояние плунжерных пар топливных насосов высокого давления;                          |
|                               | Стендовые исследования влияния разработанного фильтра-влажготделителя на процесс обезвоживания дизельного топлива в условиях имитирующих эксплуатационные; |
|                               | <b>Этап 3</b>  |
|                               | Эксплуатационные исследования эффективности работы топливной системы тракторов, оснащенных разработанным фильтром-влажготделителем;                        |

Рис. 3.1. Последовательность и структура проведения исследований

## 3.2. Методика исследований

### 3.2.1. Методика лабораторных исследований влияния дисперсного состава полимерного адсорбента на его поглощающую способность

На первом этапе проводились лабораторные исследования, адсорбционных свойств полимерного адсорбента в зависимости от его дисперсного состава.

Полиакриламидный полимер производится в виде порошка или в виде гранул размером от 0,5 до 5 мм.

При взаимодействии с водой полимер гидратирует и превращается в прозрачный гидрогель. Тем, не менее, каждая гранула остается автономной и поглощает количество воды, превышающее ее массу в 200 раз, что приводит к 200 кратному увеличению ее размера.

В лабораторных исследованиях использовались гранулы полимерного адсорбента, которые с помощью комплекта сит были разбиты на четыре фракции размером: 0,5...1; 1...2; 2...3; 3...5 мм. Гранулы помещались в емкости и насыщались дистиллированной водой.



Рис. 3.2. Полимерный адсорбент акриламида до и после насыщения



Рис. 3.3. Комплект сит для калибровки

Количество поглощенной воды одним граммом полимера каждой из фракций фиксировалось: в течение первого часа – каждые десять минут, затем – каждые 30 минут до полного насыщения.

Исследования проводились с использованием метода классического однофакторного эксперимента [107].

### 3.2.2. Методика лабораторных исследований влияния полимерного адсорбента на показатели качества (ГОСТ 305-82) проб дизельного топлива

В ходе данных лабораторных исследований проводился анализ проб дизельного топлива после его контакта с полимерным адсорбентом на соответствие требованиям ГОСТ 305-82 [37].

Все исследования проводились по методикам ГОСТ, на рекомендуемом лабораторном оборудовании [15, 33, 34, 37, 38, 39].

Контролировались следующие физико-химические показатели качества дизельного топлива:

|   |               |
|---|---------------|
| 1. Фракционный состав:  | По ГОСТ 2177  |
| – 50 % перегоняется при температуре, °С.                              |               |
| – 96 % перегоняется при температуре, °С.                              |               |
| 2. Вязкость кинематическая, при 20°С, мм <sup>2</sup> /с (сСт):       | По ГОСТ 33    |
| 3. Температура застывания, °С.  | По ГОСТ 20287 |
| 4. Температура помутнения, °С.  | По ГОСТ 5066  |
| 5. Температура вспышки, определяемая в закрытом тигле, °С.            | По ГОСТ 6356  |
| 7. Массовая доля серы, %.   | По ГОСТ 19121 |
| 8. Массовая доля меркаптановой серы, %.                               | По ГОСТ 17323 |
| 9. Содержание сероводорода:   | По ГОСТ 17323 |
| 10. Испытание на медной пластине:                                     | По ГОСТ 6321  |
| 11. Содержание водорастворимых кислот и щелочей:                      | По ГОСТ 6307  |
| 12. Концентрация фактических смол, мг на 100 см <sup>3</sup> топлива. | По ГОСТ 8489  |
| 13. Кислотность, мг КОН на 100 см <sup>3</sup> топлива.               | По ГОСТ 5985  |
| 14. Йодное число, г. йода на 100 г топлива.                           | По ГОСТ 2070  |
| 15. Зольность, %.   | По ГОСТ 1401  |
| 16. Коксуемость 10 %-го остатка, %.                                   | По ГОСТ 19932 |
| 17. Содержание механических примесей.                                 | По ГОСТ 6370  |
| 18. Содержание воды.  | По ГОСТ 2477  |
| 19. Коэффициент фильтруемости.  | По ГОСТ 19006 |
| 20. Плотность при 20°С, кг/м <sup>3</sup> .                           | По ГОСТ 3900  |

### 3.2.3. Методика исследования влияния обводнённого топлива на техническое состояние плунжерных пар

Исследования проводились в лабораторных условиях на стенде для регулировки топливной аппаратуры СДТА-1, в систему топливоподачи которого были внесены некоторые изменения. Топливо из верхнего (расходного) бака стенда, минуя фильтры очистки, поступало в подкачивающий насос ТНВД и затем в его головку. Избыточное топливо из

головки ТНВД сливалось по трубопроводу непосредственно в верхний бак. Туда же стекало топливо, подаваемое ТНВД через форсунки [29, 30].

Для поддержания оптимальной температуры топлива в головке ТНВД – в пределах 30...40°C [23], в систему топливоподачи низкого давления включён змеевик, который опущен в ёмкость термостата ТС-24, где топливо подогревалось водой.

Перед началом работы стенда топливо перемешивалось в отдельной ёмкости с загрязнениями (водой, абразивом), а затем заливалось в бак стенда, после завершения эксперимента – сливалось. Работа стенда была циклической по 8...10 часов в день с перерывами на ночь.

Такая сокращённая циркуляция топлива, по сравнению с существующей на стенде, за счёт малого объёма циркулируемого топлива (5...7 л) и большой производительности подкачивающего насоса ТНВД, позволяла поддерживать равномерной концентрацию содержащихся в топливе загрязнений.

В исследовании были использованы 48 новых плунжерных пар УТН-5-1111410-А5. Техническое состояние плунжерных пар оценивали по их гидравлической плотности, которую определяли на приборе КП-1640А (КИ-759) [4, 64].

При испытаниях в четыре насосные секции насоса устанавливались плунжерные пары, с условием, чтобы между ними была разница не более  $\pm 5$  секунд (прил. 5).

Это было сделано для того, чтобы пары с разными начальными значениями плотности, а, следовательно, и с разными начальными зазорами, в равной степени смогли принимать участие во всех четырёх опытах эксперимента с различными уровнями факторов. В каждом из четырёх опытов эксперимента участвовало 12 новых плунжерных пар.

В исследованиях нами использовался ТНВД типа УТН-5А-1100150, данная модификация которого устанавливается на дизеле Д-240 трактора МТЗ-80/82 [32, 122]. Насос имеет следующие технические характеристики:

- номинальная частота вращения коленчатого вала дизеля 2200 мин<sup>-1</sup>;
- номинальные обороты кулачкового вала насоса 1100±5 мин<sup>-1</sup>;
- номинальная часовая подача топлива 16,7...17,1 кг/ч;
- цикловая подача 74,4...76,2 мм<sup>3</sup>/цикл;
- подача одной секцией 81,8...83,8 см<sup>3</sup>/мин.

На дизеле Д-240 устанавливаются форсунки ФД-22, которые регулировались на давление впрыска 17,5<sup>+0,5</sup> МПа [4, 27, 122]. Во время исследований насос работал на номинальном режиме.

В обычных, стабильных условиях эксплуатации загрязнённость топлива в системе питания тракторов и автомобилей достигает своего предельного значения через 2...3 заправки после промывки бака [23, 41, 42]. В ре-

зультате этого промывка топливных баков в нормальных условиях эксплуатации практически мало влияет на загрязнённость в них топлива.

Количество загрязняющих примесей в баках автомобилей, тракторов и других машин находится в прямой зависимости от запыленности района и сезона эксплуатации и составляет от 2...9 до 200...400 г на 1 т топлива. Для автомобилей самосвалов, работающих в особо пыльных условиях, содержание загрязняющих примесей в топливе примерно в 1,5 раза больше, чем для бортовых автомобилей. Уровень загрязнённости топлива тракторов примерно в 2 раза выше, чем в баках автомобилей.

Дисперсный состав загрязняющих примесей примерно такой же, как и дорожной пыли. Размеры частиц в дизельном топливе и бензине обычно не превышают 50 мкм, а основное количество частиц имеет размеры около 5 мкм.

Дисперсный состав пылей характеризуется также удельной поверхностью  $S$ , которая изменяется в широких пределах (90...700 м<sup>2</sup>/кг) [42]. Наиболее распространен в пыли кварц, содержание которого составляет от 50 до 90 %. Твёрдость кварца обычно больше твёрдости конструкционных материалов, и поэтому он вызывает их абразивное изнашивание.

Для кварцевых пылей, приготовленных в соответствии с ГОСТ 8002-74: при  $S = 560$  м<sup>2</sup>/кг, логарифм среднего размера частиц  $\lg x_o = 1,064$ , а среднее квадратическое отклонение логарифма размеров частиц от их среднего размера  $\lg \beta = 0,368$ ; при  $S = 1050$  м<sup>2</sup>/кг  $\lg x_o = 0,740$ ,  $\lg \beta = 0,303$ .

Состав данных пылей моделирует состав механических загрязнений, которые содержатся в топливе [42].

При нормальной работе системы фильтрации и содержании механических примесей в топливе до 200 г/т, в насос проходит механических примесей до 32 г/т, что составляет около 0,003 % по массе. Эту концентрацию механических примесей в топливе приняли за верхний уровень соответствующего фактора, а за нижний – приняли их отсутствие.

В качестве механических примесей применяли кварцевую пыль, приготовленную по ГОСТ 8002-74 с удельной поверхностью  $S = 560$  м<sup>2</sup>/кг.

В процессе непрерывной работы ТНВД дизеля, как уже говорилось, увеличение содержания эмульсионной воды в топливе свыше 3 % приводит к заметному ухудшению работоспособности плунжерных пар. В процессе же циклической работы – увеличение воды свыше 0,5 % уже приводит к заметному ухудшению. Это, как уже было отмечено выше, связано с появлением коррозионного изнашивания во время остановок, наряду со снижением смазывающих свойств топлива [101].

Для появления заметного изнашивания, связанного с наличием воды в топливе, за верхний уровень этого фактора мы приняли содержание эмульсионной воды в топливе 5 %, а за нижний – её отсутствие.

При исследовании использовалась дистиллированная вода.



Оценка влияния обводнённого топлива на техническое состояние плунжерных пар была установлена регрессионным анализом результатов полного многофакторного эксперимента [107] типа  $2^2$ , основными факторами варьирования, в котором, выступали следующие независимые переменные:

$X_1$  – содержание воды в топливе, %;

$X_2$  – содержание механических примесей в топливе, %.

Матрица планирования эксперимента представлена в табл. 3.1.

Т а б л и ц а 3.1

Матрица планирования полного многофакторного эксперимента типа  $2^2$

| Номер опыта | $X_0$ | $X_1$ | $X_2$ | $X_{12}$ | $Y$   |
|-------------|-------|-------|-------|----------|-------|
| 1           | +     | -     | -     | +        | $Y_1$ |
| 2           | +     | +     | -     | -        | $Y_2$ |
| 3           | +     | -     | +     | -        | $Y_3$ |
| 4           | +     | +     | +     | +        | $Y_4$ |

Уровни и интервалы варьирования факторов представлены в табл. 3.2.

Т а б л и ц а 3.2

Уровни и интервалы варьирования факторов

| Фактор  | Единица измерения | Уровни и интервалы варьирования |                     |         |
|---|-------------------|---------------------------------|---------------------|---------|
|   |                   | нижний                          | основной (интервал) | верхний |
| $X_1$ – содержание воды в топливе по массе        | %                 | 0                               | 2,5                 | 5       |
| $X_2$ – содержание механических примесей по массе | %                 | 0                               | 0,0015              | 0,003   |

#### 3.2.4. Методика определения технического состояния плунжерных пар

Техническое состояние плунжерных пар оценивали по их гидравлической плотности на приборе КП-1640А (КИ-759) ГОСНИТИ. Конструкция данного прибора и принцип его работы широко известны.



Рис. 3.4. Общий вид оборудования для проверки гидравлической плотности плунжерных пар ТНВД:  
1 – прибор КИ-759; 2 – плунжерная пара;  
3 – секундомер электронный

Он служит для определения продолжительности просачивания определённой дозы дизельного топлива (или смеси топлива с индустриальным маслом) сквозь зазор между плунжером и втулкой. Топливо сжимается в надплунжерном пространстве с определённым усилием при помощи рычага. Масса рычага и его размеры подобраны так, что он развивает усилие, прилагаемое к плунжеру, 12,5 кгс.

При этом в надплунжерном пространстве пары типа УТН-5, с диаметром плунжера 8,5 мм, создаётся давление около 2 МПа. Продолжительность просачивания жидкости, в секундах, служит критерием для определения плотности пары [4, 65, 98].

Перед испытаниями плунжерная пара тщательно промывалась в дизельном топливе. Температура в помещении была постоянной 15 °С. Прибор заполнялся дизельным топливом с вязкостью при этой температуре 6сСт и плотностью 850 кг/м<sup>3</sup>.

При испытаниях плунжер относительно втулки устанавливался в положение, соответствующее максимальной подачи топлива при помощи специального поводка, прилагаемого к стенду.

Значение гидравлической плотности пары определялось как среднее арифметическое между десятью параллельными испытаниями, расхождение между которыми не превышало ±1 секунды [11, 64].

### 3.2.5. Методика стендовых исследований влияния разработанного фильтра-влагоотделителя на процесс обезвоживания дизельного топлива в условиях имитирующих эксплуатационные

На втором этапе так же проводились стендовые исследования влияния разработанного фильтра-влагоотделителя на процесс обезвоживания дизельного топлива в условиях имитирующих эксплуатационные

Для этих исследований использовалась специальная установка, изготовленная на кафедре «Ремонт машин» ФГОУ ВПО «Пензенская ГСХА» (рис. 3.5) [22]. Параметры данной установки максимально приближены к системе топливоподачи трактора.



Рис. 3.5. Общий вид лабораторной установки

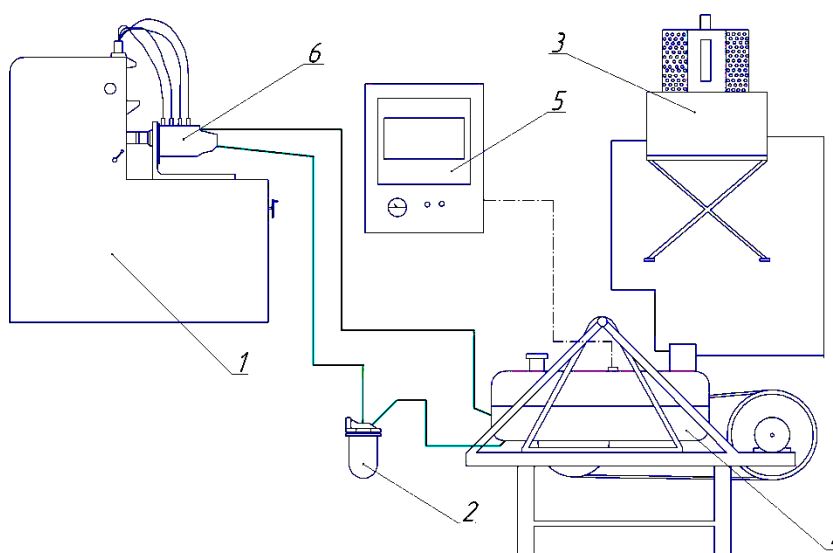


Рис. 3.6. Схема лабораторной установки:  
1 – стенд СДТА-1; 2 – фильтр-влагоотделитель; 3 – термостат ТС-24;  
4 – устройство колебательное; 5 – потенциометр КСП-4; 6 – ТНВД

Основной составляющей лабораторной установки является фильтр – влагоотделитель [86] (рис. 3.7), который содержит корпус 1 со штуцерами 2 и 3 для подвода и отвода топлива, в центре корпуса на резьбе ввёрнут фильтрующий элемент, состоящий из пакета 4 адсорбционных кассет 5, частично заполненных (на 1/150 объёма кассеты) водопоглощающим материалом 6, и закреплённого в нижней части пакета 4 при помощи резьбы усечённого конуса 7, из металлической сетки, края которой завальцованы стальными кольцами.

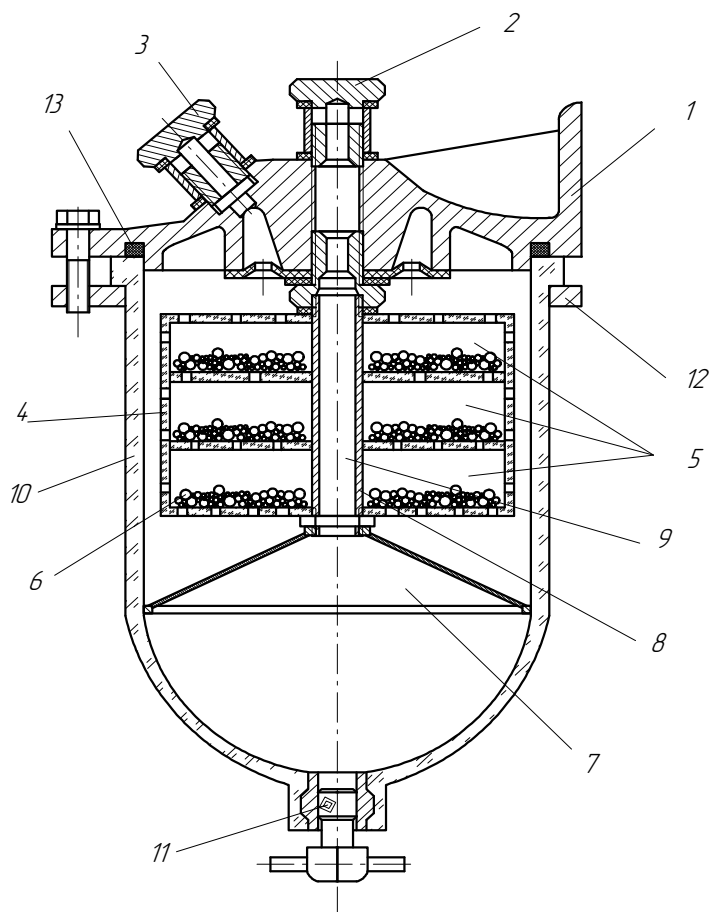


Рис. 3.7. Фильтр-влагоотделитель:

1 – корпус; 2; 3 – штуцеры подвода отвода топлива; 4 – пакет; 5 – адсорбционная кассета; 6 – адсорбент; 7 – сетчатый конус; 8 – стержень; 9 – канал; 10 – стакан отстойника; 11 – пробка слива отстоя; 12 – кольцо; 13 – прокладка

Кассеты изготавливались из прозрачного материала для удобства наблюдения за состоянием адсорбента 6, а их стенки имеют отверстия для прохождения топлива. Для центровки кассет используется стержень 8, имеющий осевое сверление – канал 9 для прохождения топлива. Стакан отстойника 10 (для удобства наблюдения за состоянием фильтра – прозрачный), имеющий в своей нижней части пробку 11 для слива отстоя, прижимается к корпусу 1 кольцом 12 через прокладку 13.



Рис. 3.8. Общий вид фильтра-влагоотделителя

Фильтр – влагоотделитель работает следующим образом. Топливо поступает в корпус 1, через штуцер подвода топлива 2, пройдя по центральному каналу 9, попадает в нижнюю часть стакана отстойника, далее проходит сквозь сетчатый усечённый конус 7 фильтрующего элемента, где происходит очистка топлива от механических примесей и частично от воды, содержащейся в топливе.

Затем это частично очищенное топливо проходит сквозь пакет 4 адсорбционных кассет 5 и, взаимодействуя с водопоглощающим материалом 6, полностью очищается от воды. Впоследствии очищенное от воды топливо поступает по каналам к отводящему штуцеру 3, через который оно направляется в топливную систему.

В состав лабораторной установки также входят стенд для регулировки топливной аппаратуры СДТА-1, топливный насос высокого давления УТН-5, устройство колебательное, изготовленное на кафедре «Ремонт машин» Пензенской ГСХА [106] (рис. 3.9) состоящее из топливного бака.

Бак имеет ёмкость 120 л и размеры 950 × 600 × 210. Схема с данного устройства представлена на рис. 3.10. Бак 1 жёстко закреплён на раме 2, которая при помощи оси шарнирно подвешена на жёстких стойках 3.

В движение бак с рамой приводятся при помощи мотор-редуктора 4, клиноремённой передачи и кривошипно-шатунного механизма. Клиноре-

мённая передача включает в себя два шкива 5 и 6, вариатор 9 и два клиновых ремня 7 и 8, а кривошипно-шатунный механизм – кривошип 10 и шатун 11.

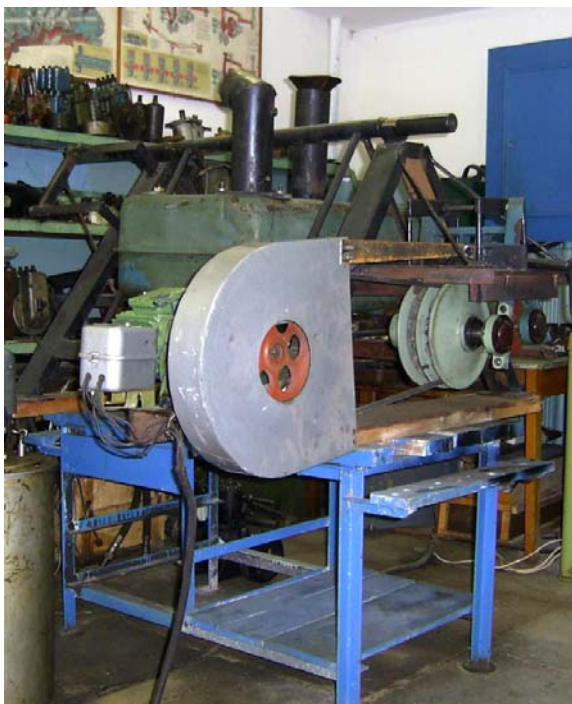


Рис. 3.9. Общий вид колебательного устройства

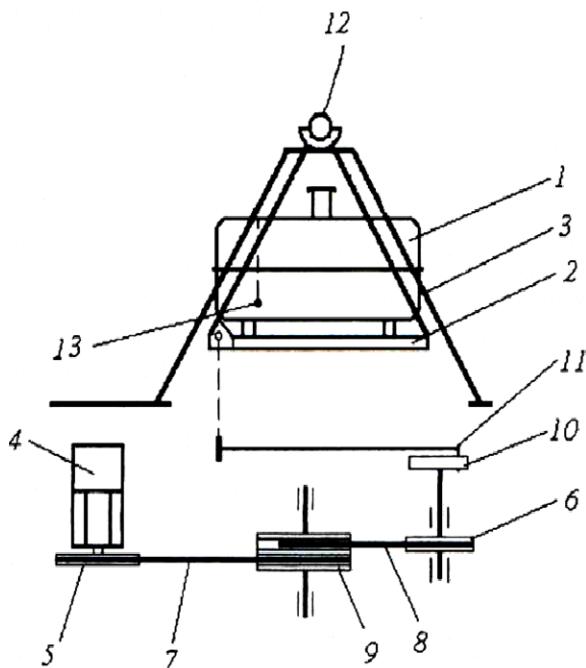


Рис. 3.10. Схема колебательного устройства:

- 1 – топливный бак; 2 – платформа;
- 3 – стойки; 4 – мотор-редуктор;
- 5, 6-шкивы; 7, 8 – клиновые ремни;
- 9 – вариатор; 10 – кривошип;
- 11 – шатун; 12 – шарнирный узел;
- 13 – место установки термопары

Мотор-редуктор является единым механизмом, в состав которого входят: трёхфазный асинхронный электродвигатель, мощностью 0,75 кВт, и понижающий редуктор, частота вращения на выходе составляет 1 с.

При помощи вариатора равномерно можно задавать период колебаний бака путём изменения передаточного числа клиноременной передачи: период колебаний бака изменяется в пределах от 0,5 до 2 с, амплитуда колебаний постоянна – 0,02 м.

Фильтр-влагоотделитель крепится с помощью кронштейна к раме станда для регулировки топливной аппаратуры. Штуцер подвода топлива соединяется с топливным баком, а штуцер отвода – с топливным насосом высокого давления, установленным на станде СДТА-1 при помощи топливной магистрали.

Ввод воды в топливо осуществлялся капельным способом, с помощью специально изготовленного дозирующего устройства. При данном способе ввода воды во избежание оседания капель в емкости, трубопроводах и т.д.

подача воды в топливо производится непосредственно перед фильтром-влажготделителем, как показано на схеме (рис. 3.11).

Одновременно с подачей топлива к фильтру производится ввод воды дозирующим устройством после открытия запорного крана. При этом вся вода попадает в поток топлива и достигает фильтра, а не оседает на элементах стенда.

Для подогрева и охлаждения топлива в баке был использован термостат ТС-24. В нём подогревалась или охлаждалась льдом вода, которая циркулировала по змеевику, установленному в баке.

Замер температуры, топлива в баке, предусмотрен в точке 13 (см. рис. 3.10) при помощи хромель-копелевой термопары и потенциометра КСП-4.

В исследовании использовалось дизельное топливо марки Л-0,2-62 по ГОСТ 305-82. Температура и влажность воздуха в лабораторном помещении имели следующие значения  $20 \pm 2^\circ\text{C}$  и 80...85 % соответственно.

Перед началом каждого опыта в бак установки заливали, свежую порцию топлива, которое отстаивалось в течение 96 часов. Количество воды вводимой в топливо составляло 2 % по объёму, количество заливаемого топлива – 10 л.

По окончании каждого опыта производился слив отстоя с фильтра-влажготделителя и извлечение полимерного адсорбента.

Количество воды поглощенной полимерным адсорбентом контролировалось массовым методом путем взвешивания на лабораторных весах модели ВЛР-200.

Параллельно контролировалось количество воды, содержащееся в сливаемом отстое.

Оценка влияния основных факторов на интенсивность обезвоживания топлива при использовании предлагаемой конструкции фильтра-влажготделителя с применением полимерного адсорбента была установлена путём регрессионного анализа результатов многофакторного эксперимента

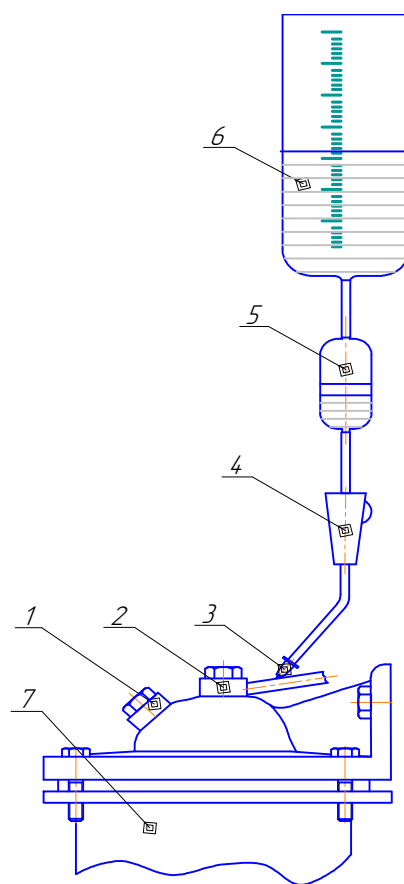


Рис. 3.11. Схема ввода воды в топливо:

- 1 – штуцер отвода топлива;
- 2 – штуцер подвода топлива;
- 3 – игла; 4 – кран запорный;
- 5 – дозатор; 6 – мерный стакан;
- 7 – фильтр-влажготделитель

[19, 46, 58, 75, 107, 138], основными факторами варьирования в котором выступали следующие переменные:

$X_1$  – температура топлива в баке, °С;

$X_2$  – частота вращения вала ТНВД, мин<sup>-1</sup>;

$X_3$  – масса полимерного адсорбента, г.

Согласно теоретическим выкладкам в качестве функции отклика была выбрана адсорбционная способность полимера.

Анализ исследований [9, 24, 42, 47] режима работы систем топливоподачи тракторов [78, 99, 108, 119, 122] позволили определить значения уровней факторов (табл. 3.3) и режим проведения исследований.

С целью сокращения числа опытов эксперимент проводили по плану, близкого к *D*-оптимальному [58] с опытом в центре плана (табл. 3.4).

Т а б л и ц а 3.3

Уровни и интервалы варьирования факторов

| Уровни факторов       | Факторы в натуральном виде |       |       | Факторы в кодированном виде |       |       |
|-----------------------|----------------------------|-------|-------|-----------------------------|-------|-------|
|                       | $X_1$                      | $X_2$ | $X_3$ | $x_1$                       | $x_2$ | $x_3$ |
| Основной              | 41                         | 975   | 2     | 0                           | 0     | 0     |
| Верхний               | 81                         | 1100  | 3     | +1                          | +1    | +1    |
| Нижний                | 1                          | 850   | 1     | -1                          | -1    | -1    |
| Интервал варьирования | 40                         | 125   | 1     | 1                           | 1     | 1     |

Т а б л и ц а 3.4

План трехфакторного эксперимента второго порядка, близкий к *D*-оптимальному с опытом в центре плана

| № опыта | Значения факторов |       |       | № опыта | Значения факторов |       |       |
|---------|-------------------|-------|-------|---------|-------------------|-------|-------|
|         | $x_1$             | $x_2$ | $x_3$ |         | $x_1$             | $x_2$ | $x_3$ |
| 1       | -1                | -1    | -1    | 8       | 0                 | 0     | 0     |
| 2       | -1                | -1    | 1     | 9       | 0                 | 0     | 1     |
| 3       | 1                 | 0     | 0     | 10      | 0                 | 1     | 0     |
| 4       | -1                | 1     | -1    | 11      | 1                 | -1    | -1    |
| 5       | -1                | 1     | 1     | 12      | 1                 | -1    | 1     |
| 6       | 0                 | -1    | 0     | 13      | 1                 | 0     | 0     |
| 7       | 0                 | 0     | -1    | 14      | 1                 | 1     | -1    |
|         |                   |       |       | 15      | 1                 | 1     | 1     |



Для облегчения обработки полученных результатов применяли кодирование факторов. Кодирование факторов осуществлялось по следующим формулам [107, 138]:

$$x_j = \frac{X_j - X_{j0}}{I_j}, \quad (3.1a)$$

$$X_{j0} = \frac{X_j^{\max} + X_j^{\min}}{2}, \quad (3.1б)$$

$$I_j = \frac{X_j^{\max} - X_j^{\min}}{2}, \quad (3.1в)$$

где  $x_j$  – кодированное значение  $j$ -го фактора;  
 $X_j$  – натуральное значение  $j$ -го фактора;  
 $X_{j0}$  – натуральное значение основного уровня;  
 $X_j^{\min}$  – натуральное значение нижнего уровня;  
 $X_j^{\max}$  – натуральное значение верхнего уровня;  
 $I_j$  – интервал варьирования  $j$ -го фактора;  
 $j$  – номер фактора.

Опыты проводились в трехкратной повторности с доверительной вероятностью 0,95 [19, 46, 58, 75, 107, 138]. За результат опыта принималось среднеарифметическое значение адсорбционной способности.

### 3.2.6. Методика эксплуатационных исследований эффективности работы топливных систем, оснащенных разработанным фильтром-влагоотделителем

Эксплуатационные исследования разработанного фильтра-влагоотделителя проводились в хозяйствах Пензенской области: РАО «Кондольское», ОАО «Агрофирма Евросервис-Беково». Целью данного этапа является проверка работоспособности и эффективности фильтра.

Для проведения исследований важно выбрать необходимое число объектов наблюдения. Согласно рекомендациям [95], выбраны относительная ошибка 0,15 и доверительная вероятность 0,90, которым соответствует число объектов исследований  $N=8$  при коэффициенте вариации 0,3.

Таким образом, в эксплуатационных исследованиях было задействовано две группы тракторов по 8 тракторов в каждой группе.

Первая группа являлась контрольной, на тракторы второй группы устанавливались разработанные фильтры-влагоотделители [86]. Перед проведением исследований со всех агрегатов топливной системы был слит отстой и установлены новые фильтрующие элементы.

На тракторы второй группы устанавливались разработанные фильтры-влажнители. Корпус фильтра для каждого из восьми тракторов, как правило, устанавливался на передней полураме трактора (рис. 3.12).



Рис. 3.12. Место установки фильтра-влажнителя на трактор

Эффективность работы систем топливоподачи оценивалась по количественному содержанию воды в отстое, сливаемом из фильтров тонкой и грубой очистки топлива.

Слив отстоя производился через каждые 2500 литров израсходованного топлива [108, 121].

### 3.2.7. Методика отбора проб топлива

При проведении лабораторных, стендовых и эксплуатационных исследований использовалось дизельное топливо Л-0,2-62 высший сорт (ГОСТ 305-82).

ГОСТ 2517–85 устанавливает методы отбора проб нефти и нефтепродуктов из резервуаров, подземных хранилищ, нефтеналивных судов, железнодорожных и автомобильных цистерн, трубопроводов, бидонов, бочек и других средств хранения и транспортирования [36].

Согласно данному стандарту, пробы жидких нефтепродуктов из бочек, бидонов, бутылок и банок отбирают при помощи специальной пробоотборной трубки, которую опускают до дна, затем её верхнее отверстие закрывают пальцем и извлекают из тары. Пробу сливают, открывая закрытый конец трубки.

Объем объединённой пробы устанавливается в нормативно-технической документации (НТД) на конкретную продукцию, согласно которой она упаковывается, хранится и транспортируется. Для дизельного топлива, в соответствии с ГОСТ 305–82, объем объединённой пробы составляет 2 дм<sup>3</sup> [37].

Отбор проб производят таким образом, чтобы исключить попадание в него пыли и атмосферных осадков. Поверхности вокруг пробок, крышек и т.д. перед открыванием очищают. При работе соблюдались все меры предосторожности и техники безопасности, согласно распространяющемуся на дизельное топливо ГОСТ.

Отбор проб дизельного топлива для лабораторных исследований по определению физико-химических показателей качества (массовой доли воды) на сертифицированном оборудовании производился из фильтров топливной системы тракторов.

### 3.2.8. Методика определения содержания воды в дизельном топливе

Определение содержания воды в топливе осуществлялось в соответствии с ГОСТ 2477-65 [35] на рекомендуемом лабораторном оборудовании (рис. 3.13).

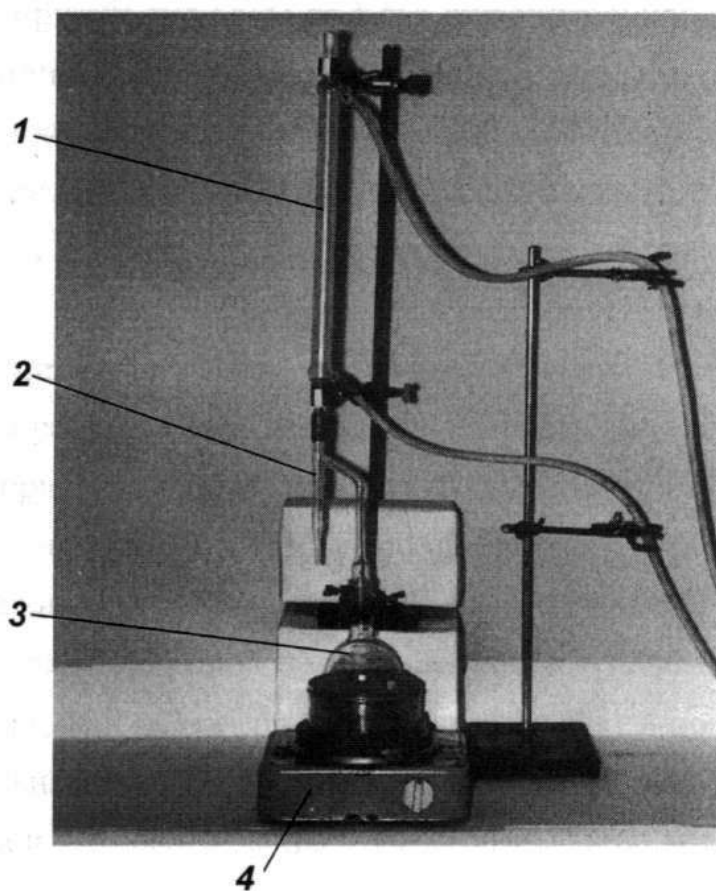


Рис. 3.13. Общий вид лабораторного оборудования для определения содержания воды в дизельном топливе:  
1 – холодильник; 2 – приемник-ловушка; 3 – колба узкогорлая;  
4 – устройство нагревательное электрическое с закрытой спиралью

Сущность метода состоит в нагревании пробы топлива с нерастворимым в воде растворителем и измерении объема сконденсированной воды в приемнике-ловушке.

При проведении анализа применялись следующие реактивы и материалы: бензин-растворитель для резиновой промышленности – нефрас С<sub>2</sub>-80/120 по ГОСТ 443-76, ацетон по ГОСТ 2768-84, неглазурованный фарфор, дистиллированная вода и хромовая смесь.

Содержание в испытуемом топливе массовой доли воды в процентах ( $X_1$ ) определяли по формуле

$$X_1 = \frac{V_1}{m} \cdot 100\%, \quad (3.2)$$

где  $V_1$  – объем воды в приемнике-ловушке, см<sup>3</sup>;  
 $m$  – масса пробы топлива, г.

Для упрощения вычисления плотность воды при комнатной температуре принимали за 1 г/см<sup>3</sup>, а числовое значение объема воды в см<sup>3</sup> – за числовое значение массы воды в г (т.е. при массе топлива 100±0,1 г за массовую долю воды принимали объем воды, собравшейся в приемнике-ловушке в см<sup>3</sup>).

За результат анализа принимали среднее арифметическое результатов двух определений, округленное до 0,1 %. При этом два результата определений признавались достоверными (с 95 % доверительной вероятностью), если расхождение между ними не превышало:

- 0,1 см<sup>3</sup> – при объеме воды до 1 см<sup>3</sup> включительно;
- 0,1 см<sup>3</sup> или 2 % от среднего значения объема (в зависимости от того, какая из этих величин больше) – при объеме воды более 1 см<sup>3</sup> [35].

### 3.2.9. Определение температуры топлива

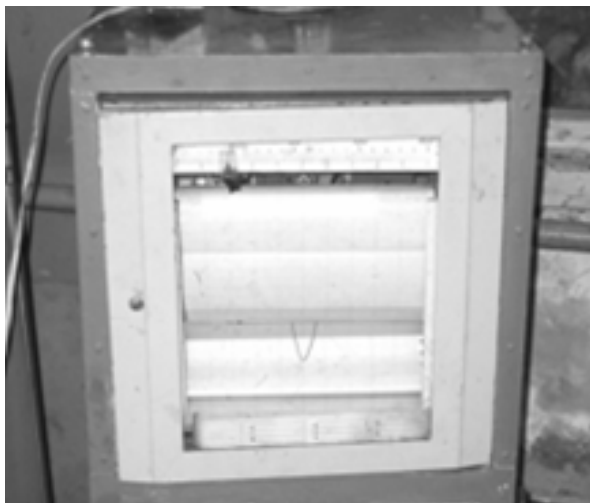


Рис. 3.14. Общий вид потенциометра КСП-4

Проведение замеров температуры осуществлялось при помощи потенциометра КСП-4 (рис. 3.14) и хромель-копелевых термопар. Измеряемая хромель-копелевыми термопарами температура находится в пределах минус 50... + 600°С.

Выпускаемые промышленностью электронные потенциометры предназначены для использования в лабораторных условиях с питанием от сети напряжением 220 В и частотой промышленного тока 50 Гц. При соединении термопар с клеммами по-

тензиометра компенсационными проводами погрешность показаний будет незначительной:  $\pm 1\%$  от диапазона измерений потенциометра ( $\pm 2^\circ\text{C}$ ).

Места установки термопар на установке, предназначенной для исследования процесса обезвоживания дизельного топлива в лабораторных условиях, показаны на схеме (см. рис. 3.10).

### 3.2.10. Методика обработки экспериментальных данных и оценка точности измерений

Результаты экспериментальных исследований обрабатывались на персональном компьютере с процессором Intel Pentium 4 с использованием систем автоматизации математических программ MathCAD 2001, Microsoft Excel 2003, Statistica 6.0.

Среднее значение отклика в каждом независимом опыте определяли по формуле [46]

$$\bar{y}_u = \frac{1}{r} \sum_{v=1}^r y_{uv}, \quad (3.3)$$

где  $r$  – количество параллельных опытов;

$y_{uv}$  – значение отклика в параллельном опыте.

Дисперсию воспроизводимости каждого опыта рассчитывали по формуле [46]

$$S_u^2 = \frac{1}{r-1} \sum_{v=1}^r (y_{uv} - \bar{y}_u)^2. \quad (3.4)$$

С целью проверки стабильности условий проведения опытов и достоверности полученных результатов определяли однородность дисперсий по критерию Кохрена [46]

$$G_p = \frac{S_u^2 \max}{\sum_{u=1}^N S_u^2} < G_{\text{табл}}, \quad (3.5)$$

где  $G_p$  – расчетное значение критерия Кохрена;

$G_{\text{табл}}$  – табличное значение критерия Кохрена для степеней свободы: числителя  $f_1 = r - 1$  и знаменателя  $f_2 = N$  и уровня значимости  $\alpha = 0,05$  [75];

$S_u^2 \max$  – наибольшая в эксперименте дисперсия параллельных опытов;

$N$  – количество независимых опытов.

Дисперсию воспроизводимости и ошибку всего эксперимента определяли по формулам [46]

$$S^2(\bar{y}) = \frac{1}{N} \sum_{u=1}^N S_u^2, \quad (3.6)$$

$$S(\bar{y}) = +\sqrt{S^2(\bar{y})}. \quad (3.7)$$

Гипотеза об адекватности модели (полинома второго порядка) проверялась по F-критерию (критерию Фишера) [107]

$$F_p = \frac{S_{ад}^2}{S^2(\bar{y})} \leq F_{табл}, \quad (3.8)$$

где  $S_{ад}^2$  – дисперсия адекватности,

$$S_{ад}^2 = \frac{r}{N - \lambda} \sum_{u=1}^N (\bar{y}_u - \hat{y}_u)^2, \quad (3.9)$$

где  $\lambda$  – число значимых коэффициентов уравнения регрессии;

$\hat{y}_u$  – расчетное значение отклика;

$F_{табл}$  – табличное значение F-критерия для степеней свободы  $f_{ад} = N - \lambda$ ,  $f_e = N(r - 1)$  и уровня значимости  $\alpha = 0,05$  [75].

С целью уменьшения величины ошибок при проведении замера исследуемых величин в исследованиях был принят следующий порядок проведения измерений:

- в соответствии с общей методикой исследований выбирали методы и средства измерений, предусмотренные соответствующими стандартами и обеспечивающие наибольшую точность;
- проводили тщательную настройку приборов и средств измерений;
- изучаемые параметры измеряли в определенной последовательности в трех кратной повторности [19];
- поддерживали постоянство всех факторов, которые согласно методике исследований не должны изменяться;
- результаты замеров обрабатывались непосредственно после экспериментов, что позволяло своевременно обнаружить и устранить причины случайных ошибок;
- при построении функциональных зависимостей сглаживание кривых проводили преимущественно с помощью регрессии общего вида.

Величины предельных относительных ошибок ( $\delta_{\text{пр}}$ ) однократных измерений определяли, исходя из паспортных данных о точности используемых приборов по формуле [19]

$$\delta_{\text{пр}} = \pm \frac{\Delta a_{\text{пр}}}{a_{\text{обр}}} \cdot 100\%, \quad (3.10)$$

где  $\Delta a_{\text{пр}}$  – наибольшая случайная ошибка при правильном использовании исправным прибором и устранении систематических ошибок;

$a_{\text{обр}}$  – значение величины, измеренное образцовым прибором.

Ошибки параметров, определяемых расчетным путем, находили по формуле [107]:

$$\delta_{\text{пр}} = \pm d[\ln f(x_1, x_2, \dots, x_n)], \quad (3.11)$$

где  $\delta_{\text{пр}}$  – предельная относительная ошибка функции  $\ln f(x_1, x_2, \dots, x_n)$ .

## 4. РЕЗУЛЬТАТЫ ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ И ИХ АНАЛИЗ

### 4.1. Результаты лабораторных исследований влияния дисперсного состава полимерного адсорбента на его поглощающую способность

Результаты лабораторных исследований по влиянию дисперсного состава полимерного адсорбента на его поглощающую способность представлены в виде табл. 4.1.

В первые десять минут насыщения, количество поглощенной воды одним граммом полимера, в зависимости от размера гранул, колебалось от 30 до 150 мл. Максимальное количество воды поглотили гранулы размером от 0,5 до 1 мм (150 мл). Скорость водопоглощения у данной фракции составила 15 мл/мин. Количество поглощенной воды у самой крупной фракции гранул полимера (3...5 мм) за первые 10 мин составило 30 мл, а скорость насыщения 3 мл/мин.

Т а б л и ц а 4.1

Скорость и период водопоглощения в зависимости от размера гранул  
полимерного адсорбента

| Размер<br>гранул,<br>мм | Время насыщения в минутах |                   |                    |                    |                   |                   |                    |                    |                    |                    |                    |
|-------------------------|---------------------------|-------------------|--------------------|--------------------|-------------------|-------------------|--------------------|--------------------|--------------------|--------------------|--------------------|
|                         | 10                        | 20                | 30                 | 40                 | 50                | 60                | 90                 | 120                | 150                | 180                | 210                |
| 3...5                   | $\frac{30}{3,0}$          | $\frac{50}{2,5}$  | $\frac{69,2}{2,3}$ | $\frac{80}{2,0}$   | $\frac{90}{1,8}$  | $\frac{100}{1,6}$ | $\frac{120}{1,35}$ | $\frac{140}{1,16}$ | $\frac{150}{1,0}$  | $\frac{180}{1,0}$  | $\frac{200}{0,95}$ |
| 2...3                   | $\frac{40}{4,0}$          | $\frac{60}{3,0}$  | $\frac{80}{2,66}$  | $\frac{96}{2,4}$   | $\frac{110}{2,2}$ | $\frac{120}{2,0}$ | $\frac{140}{1,5}$  | $\frac{150}{1,25}$ | $\frac{170}{1,13}$ | $\frac{200}{1,11}$ |                    |
| 1...2                   | $\frac{80}{8,0}$          | $\frac{120}{6,0}$ | $\frac{140}{4,6}$  | $\frac{150}{3,75}$ | $\frac{160}{3,2}$ | $\frac{170}{2,8}$ | $\frac{176}{1,95}$ | $\frac{180}{1,5}$  | $\frac{200}{1,33}$ |                    |                    |
| 0,5...1                 | $\frac{150}{15,0}$        | $\frac{180}{9,0}$ | $\frac{190}{6,3}$  | $\frac{200}{5,0}$  |                   |                   |                    |                    |                    |                    |                    |

П р и м е ч а н и е : в числителе – количество поглощенной воды (мл), в знаменателе – скорость водопоглощения (мл/мин).

Анализируя данные, полученные в ходе эксперимента можно выявить, что скорость и период насыщения полимера обратно пропорциональны размерам гранул. Максимальная скорость водопоглощения не зависимо от размера гранул наблюдается в начальный период насыщения, затем она постепенно снижается. Период насыщения гранул полимера до полного объема четко определяется их размером. Так, полное насыщение гранул размером 0,5...1 мм происходит за 40 мин, гранул размером 1...2 мм – 150 мин, гранул размером 2...3 мм – 180 мин, гранул 3...5 мм – 210 мин.



## 4.2. Результаты лабораторных исследований по влиянию полимерного адсорбента на физико-химические показатели качества дизельного топлива

В ходе лабораторных исследований проб дизельного топлива после контакта с полимерным адсорбентом контролировались следующие физико-химические показатели качества:

1. Фракционный состав:
  - 50 % перегоняется при температуре, °С.
  - 96 % перегоняется при температуре, °С.
2. Вязкость кинематическая, при 20°С, мм<sup>2</sup>/с (сСт):
3. Температура застывания, °С.
4. Температура помутнения, °С.
5. Температура вспышки, определяемая в закрытом тигле, °С.
6. Массовая доля серы, %.
7. Массовая доля меркаптановой серы, %.
8. Содержание сероводорода:
9. Испытание на медной пластине:
10. Содержание водорастворимых кислот и щелочей:
11. Концентрация фактических смол, мг на 100 см<sup>3</sup> топлива.
12. Кислотность, мг КОН на 100 см<sup>3</sup> топлива.
13. Йодное число, г. йода на 100г. топлива.
14. Зольность, %.
15. Коксуемость 10 %-го остатка, %.
16. Содержание механических примесей.
17. Содержание воды.
18. Коэффициент фильтруемости.
19. Плотность при 20°С, кг/м<sup>3</sup>.

Все перечисленные выше показатели определялись по методикам, изложенным в нормативно технической документации.

Сравнение полученных в ходе анализа проб топлива результатов со значениями показателей качества указанными в ГОСТ 305-82 показало (прил. 4), что все значения находятся в пределах допустимых норм, а, следовательно, полимерный адсорбент не влияет на показатели качества дизельного топлива.

### 4.3. Результаты стендовых исследований по влиянию обводненности топлива на техническое состояние плунжерных пар ТНВД

Результаты влияния содержащихся в топливе воды и абразива на изменение гидравлической плотности плунжерных пар представлены в прил. 5.

Замеры изменения гидравлических плотностей пар в 1-м и 2-м опытах (при их работе на чистом и обводнённом топливе) производились через 120 часов наработки, а в 3-м и 4-м опытах (при их работе на загрязнённом абразивом и абразивом и водой топливе) – через 40 часов. Такая разница в интервалах продиктована большой разницей в интенсивности изменения их плотностей.

При обработке эксперимента количество опытов  $N=4$  (работа пар на чистом, обводнённом, загрязнённом абразивом и загрязнённом абразивом и обводнённом одновременно топливе). Количество дублирований опыта  $n=12$  (количество плунжерных пар, принимавших участие в одном опыте).

Предварительная обработка результатов показала, что интенсивность изменения гидравлической плотности пар,  $\Delta P/\Delta t$ , (где  $\Delta P$  – изменение гидравлической плотности плунжерных пар за период наработки  $\Delta t$ ) не подчиняется нормальному закону распределения.

Поэтому её заменили относительной интенсивностью изменения гидравлической плотности:

$$W = \frac{\Delta P}{P_n \Delta t}, \quad (4.1)$$

где  $W$  – относительная интенсивность изменения гидравлической плотности пары,  $\text{ч}^{-1}$ ;

$P_n$  – начальное значение гидравлической плотности пары, с.

Так как величина  $W$  выражает относительную интенсивность изменения гидравлической плотности пары, то она будет характеризовать относительную интенсивность изменения её технического состояния или относительную величину её изнашивания за данный период.

Результаты обработки представлены в прил. 5.

Для каждого опыта (или строки матрицы планирования эксперимента) было найдено среднее арифметическое значение функции отклика (или средней доленой скорости изнашивания), определена её статическая дисперсия  $S^2_i$  и ошибка опыта  $S_i$ . Критерии согласия  $U$ ,  $F$  и  $G$  оказались не более, соответствующих им, табличных значений  $\beta$ ,  $F_T$  и  $G_T$ , а это указывает на то, что данная величина подчиняется нормальному закону распределения.

Далее были вычислены коэффициенты уравнения регрессии, соответствующие данной матрице планирования, определены их дисперсии и ошибки и проверена их значимость.

Дисперсия их адекватности и соответствующий этому  $F$  – критерий оказались равны нулю.

Результаты опыта в более удобном виде приведены в табл. 4.2.

Т а б л и ц а 4.2

Результаты исследования влияния воды в топливе на техническое состояние плунжерных пар

| Номер опыта  |       | 1      | 2      | 3      | 4      |
|--|-------|--------|--------|--------|--------|
| Содержание воды в топливе, % по массе  | $C_b$ | 0      | 5      | 0      | 5      |
| Содержание абразива в топливе, % по массе                                    | $C_a$ | 0      | 0      | 0,003  | 0,003  |
| Среднее арифметическое значение относительной интенсивности изнашивания, 1/ч | $W$   | 0,0001 | 0,0007 | 0,0166 | 0,0236 |

Уравнение регрессии в кодированном виде следующее:

$$W=0,0019X_1+0,0099X_2+0,0016X_1X_2+0,0103. \quad (4.2)$$

Раскодируем выражение (4.2) и преобразуем его:

$$W=0,00012C_b+5,53334C_a+0,42667C_bC_a+0,00010, \quad (4.3)$$

где  $W$  – относительная интенсивность изнашивания плунжерных пар,  $c^{-1}$ ;

$C_b$  – содержание воды в топливе, % по массе;

$C_a$  – содержание абразива в топливе, % по массе.

Из табл. 4.2 и выражения (4.3) видно, что при отсутствии свободной воды и абразива в топливе ( $C_b=0$  и  $C_a=0$ ), всё-таки наблюдается незначительное изнашивание плунжерных пар даже при наработке за столь малое время. Это можно объяснить тем, что в первые часы работы плунжерных пар в сопряжении плунжер втулка наблюдается перераспределение микродеформаций вследствие их затяжки и возникает так называемый ускоренный приработочный износ.

По результатам исследований можно сказать, что в указанных выше интервалах варьирования влияние абразива в топливе на износ плунжерных пар в 5,2 раза значительнее, нежели влияние воды. Но присутствие такого количества абразива в топливе (от 0 до 0,003 %) наблюдается

практически всегда в пыльных условиях работы, несмотря даже на систему его фильтрации.

Присутствующая в топливе вода, учитывая эффект её взаимодействия, значительно усиливает износные свойства этого количества абразива: при её содержании в топливе около 2,5...3 % на 30...40 %. В работах [13, 101] было сказано, что содержание воды в топливе свыше 3 % приводит к значительному ухудшению смазывающих свойств топлива. Полученные нами результаты подтверждают это количественно.

#### 4.4. Результаты стендовых исследований влияния разработанного фильтра-влагоотделителя на процесс обезвоживания дизельного топлива

В результате реализации многофакторного эксперимента по изучению влияния основных факторов (температуры топлива, массы полимерного адсорбента, частоты вращения вала топливного насоса) на интенсивность обезвоживания дизельного топлива при использовании предлагаемой конструкции фильтра-влагоотделителя с применением полимерного адсорбента получены значения параметра оптимизации, приведенные в приложении 6.

В результате математической обработки результатов эксперимента на ЭВМ получено уравнение регрессии (полином второй степени) в кодированном виде [58, 138]

$$Y = -2,4587 x_1^2 + 5,7823 x_2^2 - 12,3482 x_3^2 - 5,4576 x_1 x_2 + 12,2811 x_1 x_3 - 0,8644 x_2 x_3 + 23,6436 x_1 + 9,4386 x_2 + 38,3577 x_3 + 99,1627. \quad (4.4)$$

Уравнение регрессии, приведенное к натуральным значениям факторов

$$M_{п.в} = -0,0015 t^2 + 0,0004 n^2 - 12,3482 m^2 - 0,0011 t n + 0,3070 t m - 0,0069 n m + 1,1673 t - 0,5875 n + 81,9043 m + 192,4714, \quad (4.5)$$

где  $Y(M_{п.в})$  – параметр оптимизации (масса поглощенной воды), г;

$x_1(t)$  – температура топлива в баке, °С;

$x_2(n)$  – частота вращения вала ГНВД, мин<sup>-1</sup>;

$x_3(m)$  – масса полимерного адсорбента, г.

Проверка уравнения (4.4) по критерию Фишера подтвердила гипотезу об его адекватности при уровне статистической значимости  $\alpha = 0,05$ .

Относительный уровень влияния факторов и их соотношений представлен на гистограмме, где величина каждого коэффициента обозначена столбиком соответствующей высоты (рис. 4.1).

Из анализа рис. 4.1 видно, что в области эксперимента в наибольшей степени масса поглощенной полимером воды зависит от изменения массы полимерного адсорбента и температуры топлива в баке.

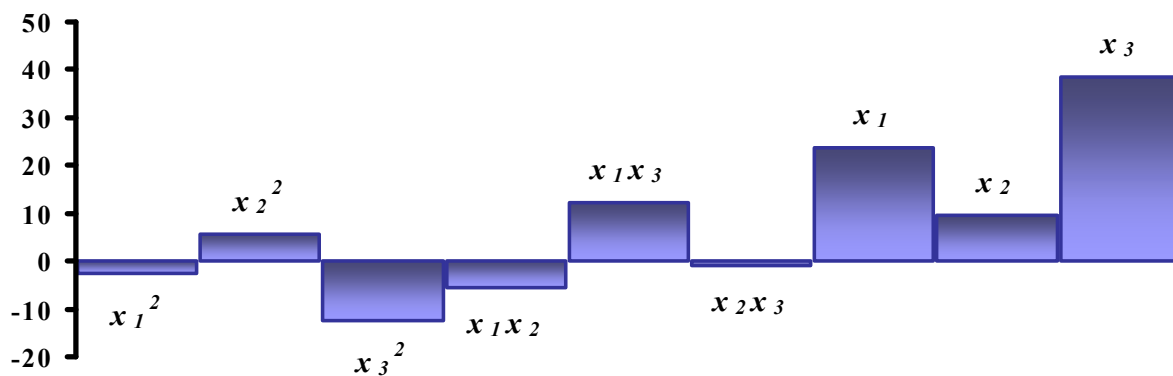


Рис. 4.1. Гистограмма относительного уровня влияния факторов и их соотношений

Используя уравнение (4.4) и зафиксировав одновременно два фактора из трёх на основном уровне, получены зависимости по влиянию каждого фактора в отдельности на количество воды поглощенной полимерным адсорбентом (рис. 4.2...4.4).

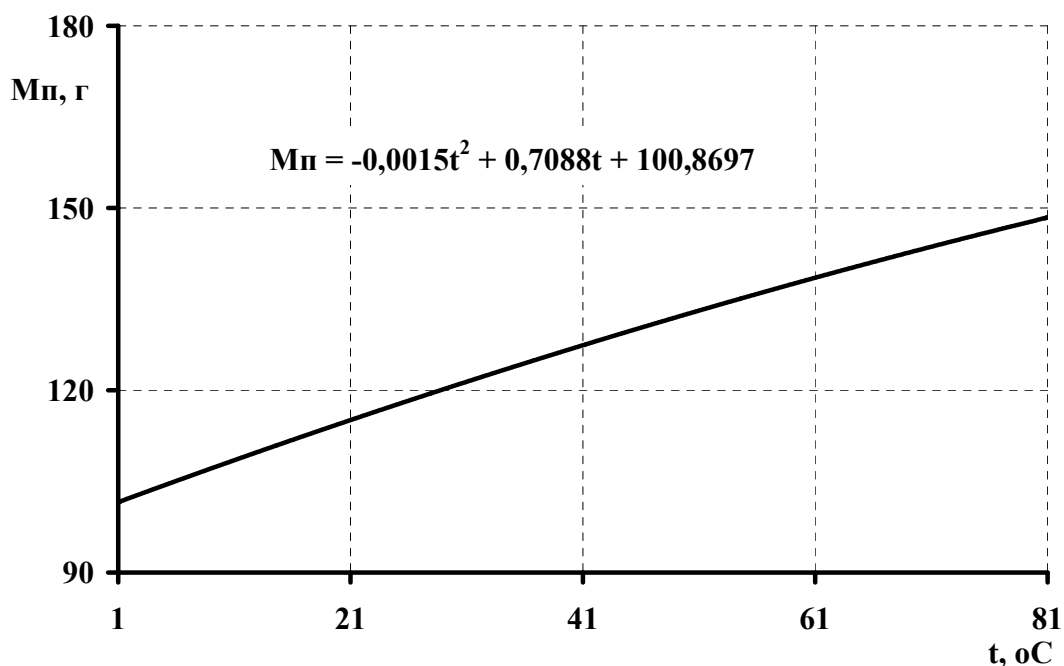


Рис. 4.2. Зависимость массы поглощенной воды от температуры топлива

Анализ зависимости, приведённой на рис. 4.2, показывает, что при увеличении температуры топлива на  $10^{\circ}\text{C}$  масса воды поглощенной полимерным адсорбентом увеличивается на  $5...7$  г.

Это объясняется тем, что с увеличением температуры повышается скорость протекания массообменных процессов.

Увеличение частоты вращения вала топливного насоса (рис. 4.3) приводит к увеличению массы воды поглощенной полимерным адсорбентом.

Данную зависимость можно объяснить тем, что при увеличении частоты вращения вала топливного насоса происходит снижение величины цикловой подачи топлива и как следствие снижение скорости прохождения топлива через фильтр-влагоотделитель, что увеличивает время контакта полимерного адсорбента с очищаемым топливом и способствует увеличению массы поглощенной полимерным адсорбентом воды.

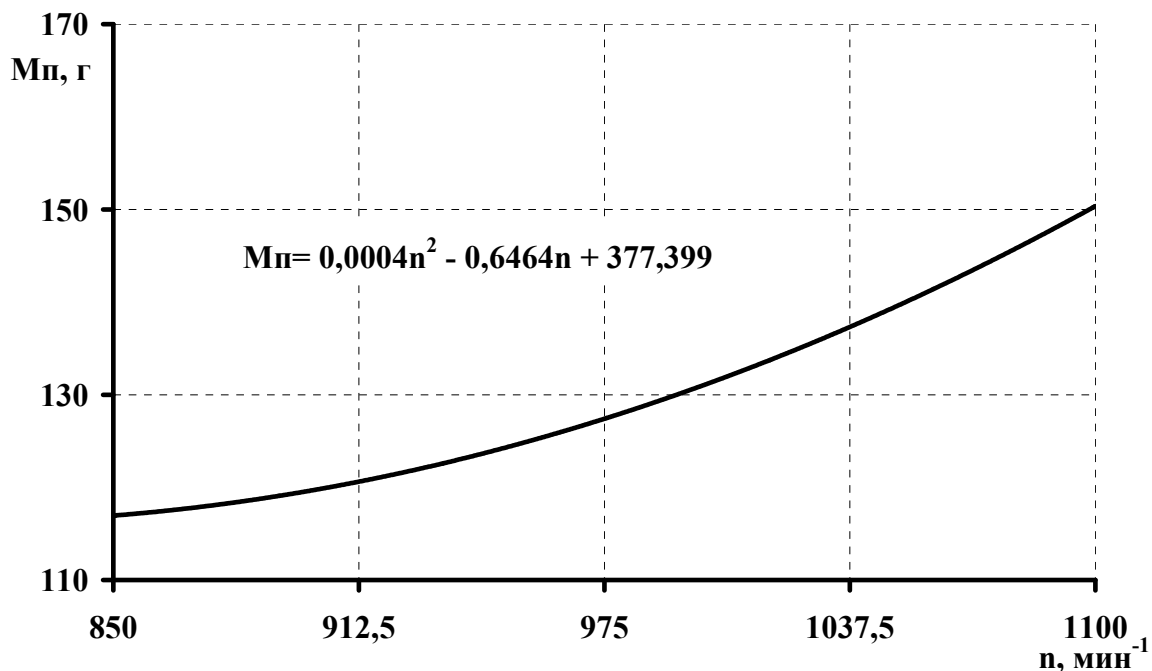


Рис. 4.3. Зависимость массы поглощенной воды от частоты вращения вала ТНВД

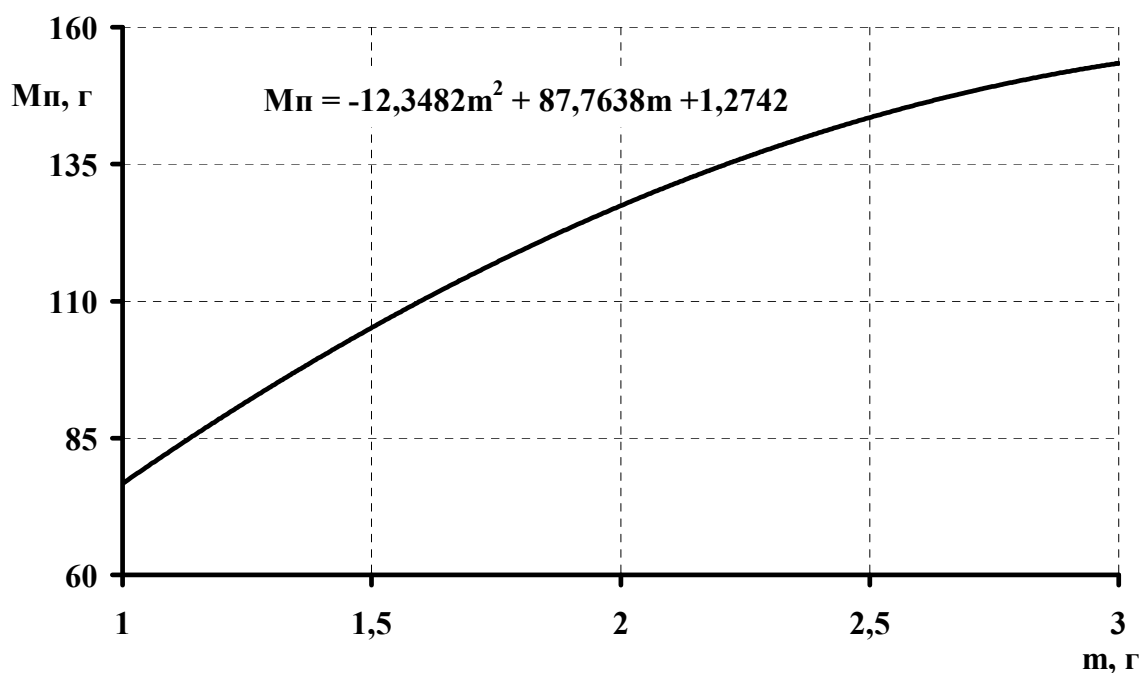


Рис. 4.4. Зависимость массы поглощенной воды от массы полимерного адсорбента

Увеличение массы полимерного адсорбента (см. рис. 4.4) на 1 г, также оказывает положительное влияние, на процесс обезвоживания топлива, способствуя возрастанию количества удерживаемой фильтром воды на 26...51 г, что объясняется ростом числа центров адсорбции.

При рассмотрении совместного влияния факторов графические зависимости количества поглощенной воды (рис. 4.5, 4.6) позволяют установить, что при увеличении массы полимерного адсорбента от 1 до 3 г количество воды поглощенной полимерным адсорбентом увеличивается на 52,2 г и 101,3 г при температуре топлива 1°C и 81°C соответственно.

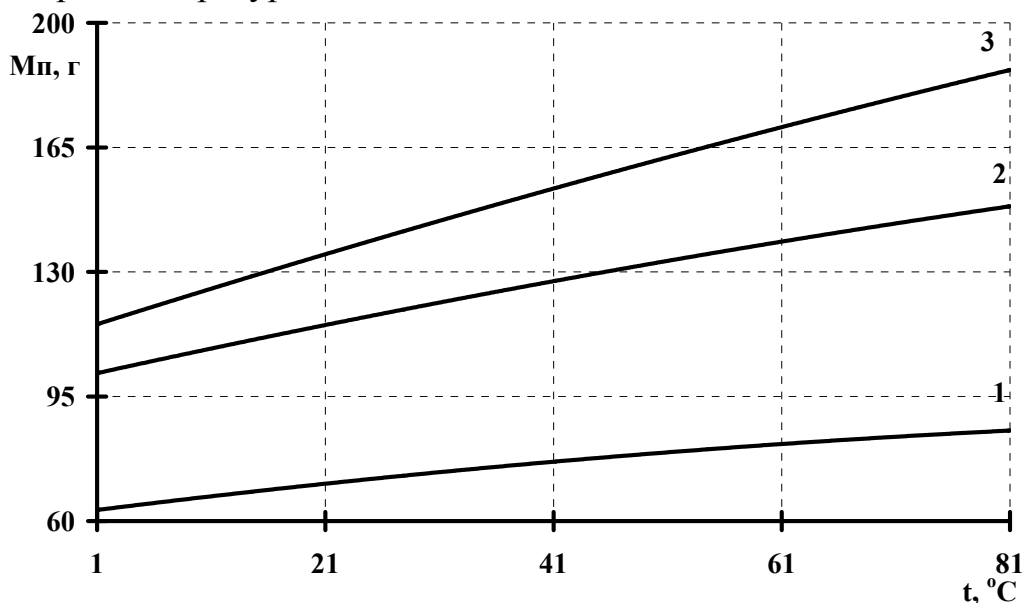


Рис. 4.5. Зависимость массы поглощенной воды от температуры топлива при массе полимерного адсорбента:  
1 – 1 г; 2 – 2 г; 3 – 3 г

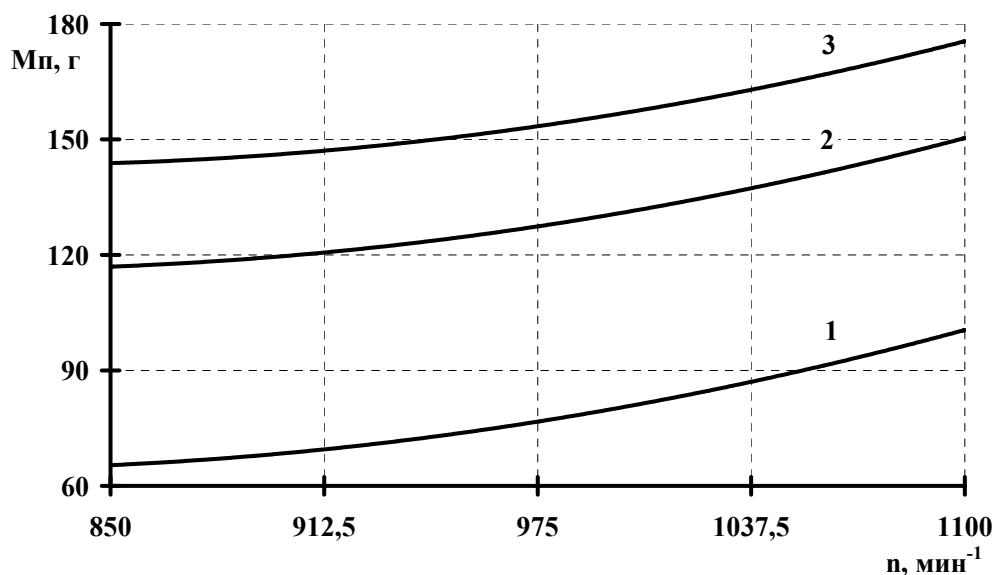


Рис. 4.6. Зависимость массы поглощенной воды от частоты вращения вала ТНВД при массе полимерного адсорбента:  
1 – 1 г; 2 – 2 г; 3 – 3 г

Увеличение частоты вращения вала топливного насоса от 850 до 1100 мин<sup>-1</sup>, что соответствует снижению подачи топлива с 90 до 75 мм<sup>3</sup>/цикл, при увеличении массы полимерного адсорбента с 1 до 3 г, приводит к увеличению количества воды, поглощаемой полимерным адсорбентом на 75 г.

Так как температура топлива и частота вращения вала топливного насоса являются факторами, зависящими от режима и условий эксплуатации, и варьирование этих факторов является нежелательным, тогда как изменение массы полимерного адсорбента представляется возможным, и ее значение будет зависеть лишь от геометрических параметров фильтра-влагоотделителя.

Таким образом, из трёх рассматриваемых факторов лишь масса полимерного адсорбента является наиболее управляемым.

#### 4.5. Результаты эксплуатационных исследований эффективности работы систем топливоподачи, оснащенных фильтром-влагоотделителем

Эксплуатационные исследования тракторов оснащенных разработанным фильтром-влагоотделителем проводились в хозяйствах Пензенской области. Всего в исследованиях было задействовано 16 тракторов. На восьми из них были установлены разработанные фильтры (вторая группа).

Оценку эффективности проводили по параметрам дизельного топлива отобранного из топливной системы тракторов, участвовавших в исследованиях.

За весь период эксплуатационных исследований было отобрано 96 проб дизельного топлива Л-0,2-62, высший сорт ГОСТ 305-82.

Результаты определения физико-химических показателей топлива (массовой доли воды ГОСТ 2477-65) отобранного из фильтров тонкой и грубой очистки топливной системы тракторов (прил. 7) обрабатывались при помощи программы «Statistica».

Динамика накопления свободной воды в отстое, сливаемом с фильтров, топливной системы тракторов Т-150К/ХТЗ-150К-09 представлены на рис. 4.7 и 4.8.

Установлено, что без участия фильтра-влагоотделителя количество накопленной воды в фильтре тонкой очистки за 375 мото-ч. составило в среднем 11,92 г, в топливных системах оснащенных фильтром-влагоотделителем это величина составила 1,67 г.

Верхний уровень столбцов гистограмм (рис. 4.9, 4.10) соответствует суммарному количеству воды накопленной в фильтрах топливных систем тракторов за 375 мото-ч.

Это количество колебалось от 144,19 до 154,28 мл в группе тракторов со штатной топливной системой, и от 146,05 до 154,24 мл в группе трак-



торов с топливными системами, оснащенными фильтрами-влажготделителями.

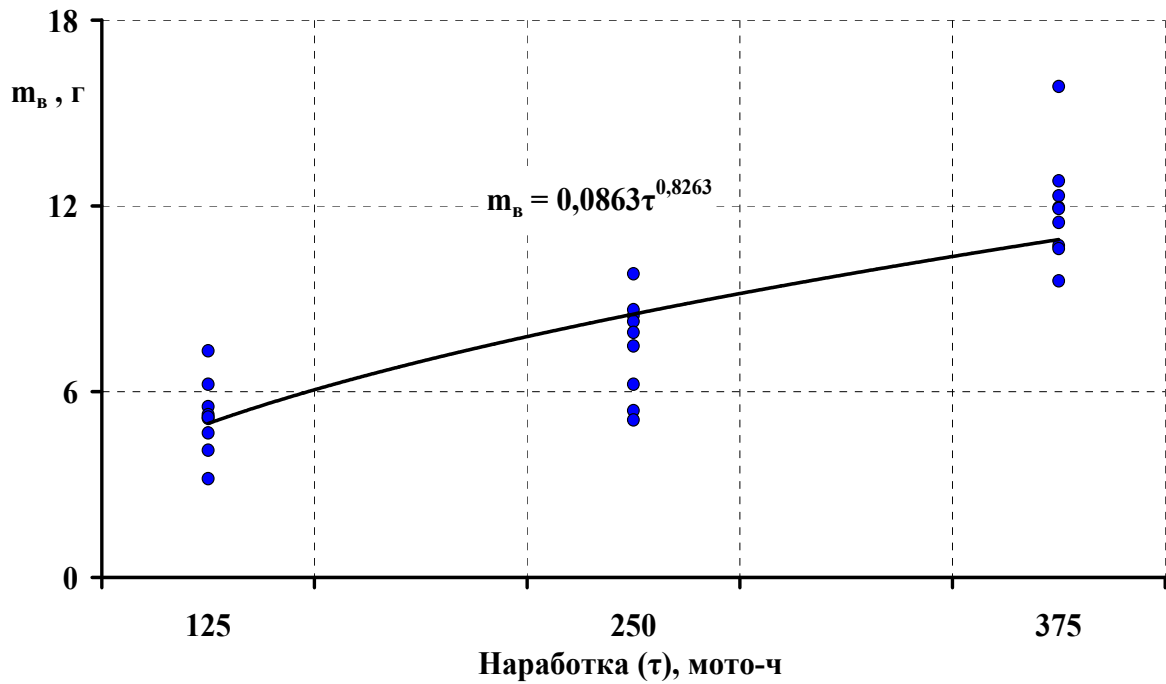


Рис. 4.7. Зависимость количества воды в фильтре тонкой очистки штатной топливной системы от наработки

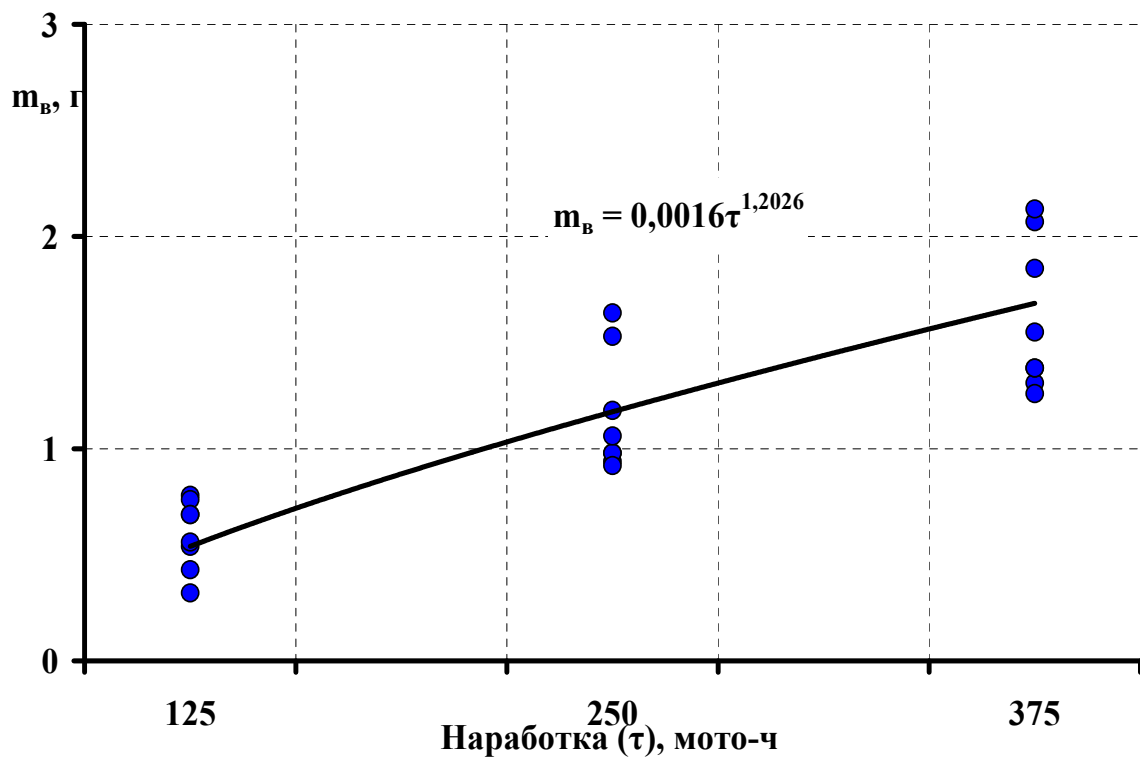


Рис. 4.8. Зависимость количества воды в фильтре тонкой очистки топливной системы оснащенной фильтром-влажготделителем от наработки

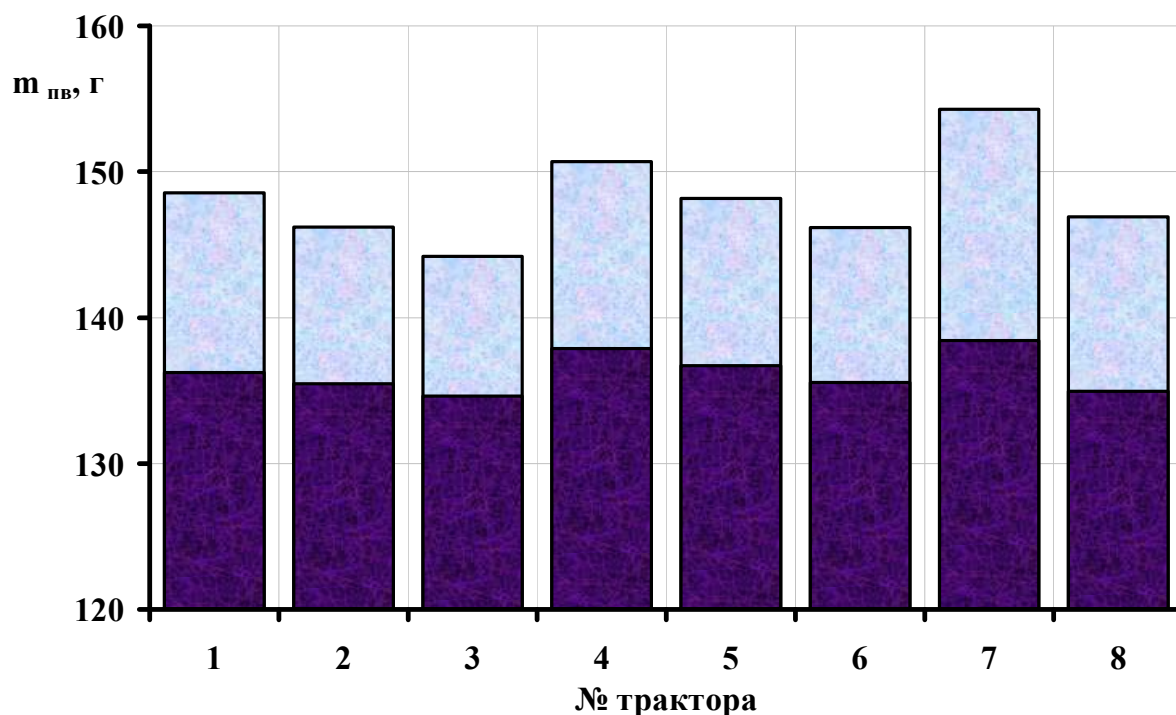


Рис. 4.9. Суммарное количество воды, накопленное в фильтрах штатной топливной системы за 375 мото-ч.

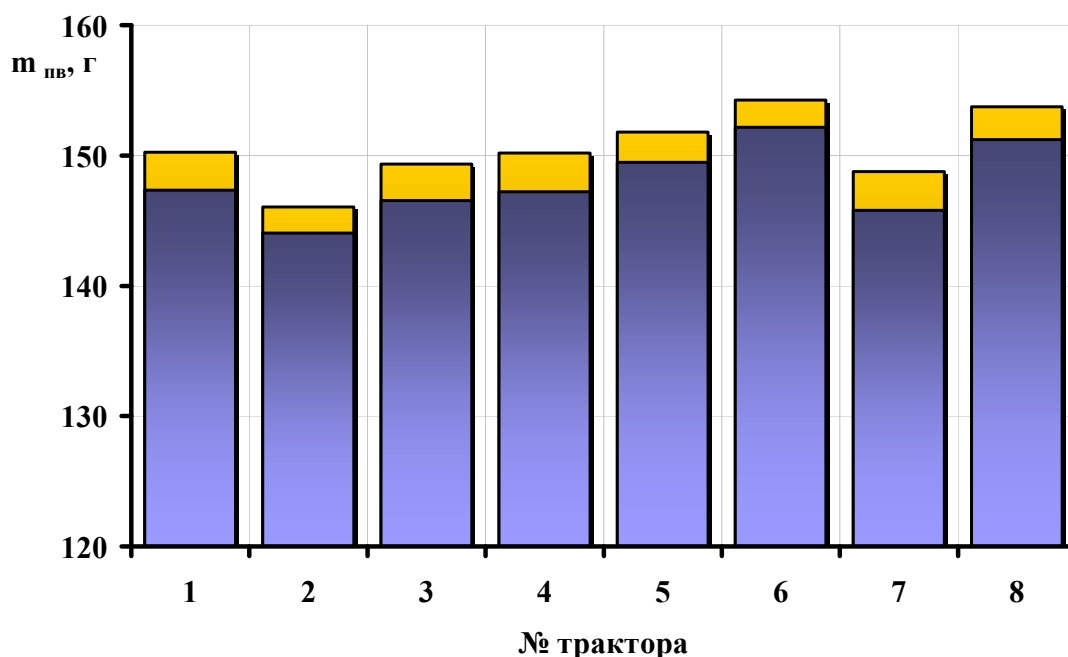


Рис. 4.10. Суммарное количество воды, накопленное в фильтрах модернизированной топливной системы за 375 мото-ч.

Нижний уровень столбцов гистограммы соответствует количеству воды, накопленному в фильтре грубой очистки топлива, и фильтре-влагоотделителе, которое в среднем по группе из восьми тракторов составило 136,29 мл и 147,98 мл соответственно.

#### 4.6. Аналитическая оценка влияния разработанного фильтра-влагоотделителя на ресурс плунжерных пар трактора

По зависимостям накопления воды (рис. 4.11), полученным в результате обработки данных анализа проб топлива, проведена аналитическая оценка влияния разработанного фильтра-влагоотделителя на ресурс плунжерных пар топливного насоса.

Согласно [62] ресурс пар трения определяется величиной интенсивности изнашивания, которая для плунжерных пар зависит от степени обводненности топлива.

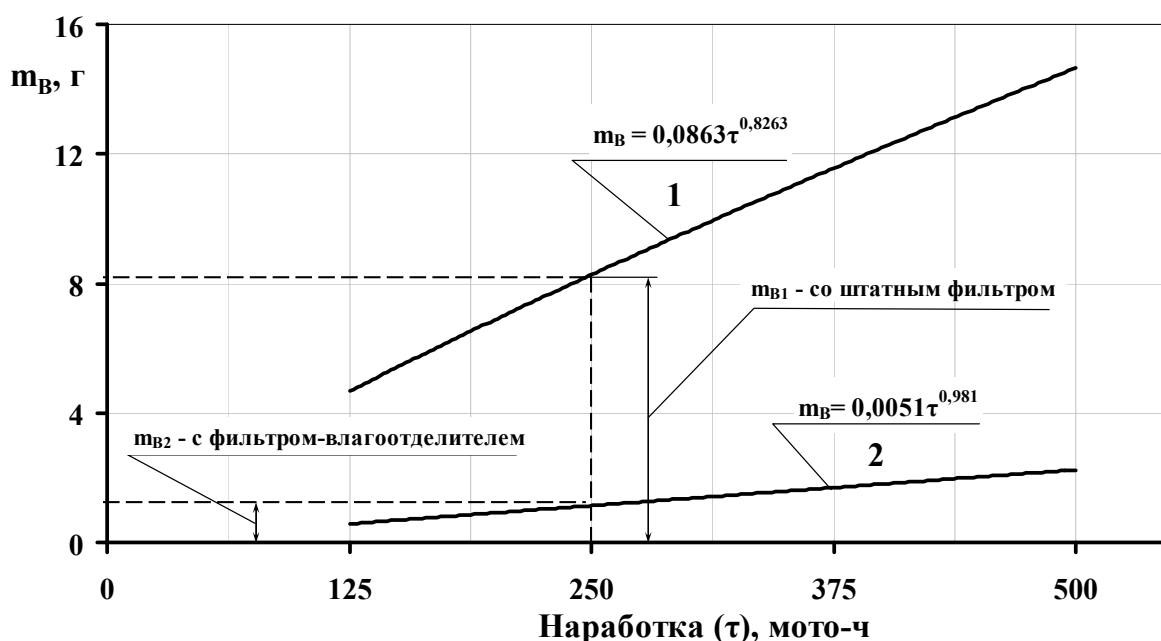


Рис. 4.11. Зависимости от наработки содержания воды ( $m_B$ ) в топливе, отобранном из фильтров тонкой очистки топливной системы тракторов: 1 – со штатным фильтром; 2 – оснащенных фильтром-влагоотделителем

Определим влияние на ресурс плунжерных пар фильтра-влагоотделителя, используя зависимости накопления воды, в топливе полученные в ходе обработки экспериментальных данных:

при работе со штатным фильтром

$$m_{B1} = 0,0863 \tau^{0,8263}, \quad (4.6)$$

при работе с фильтром-влагоотделителем

$$m_{B2} = 0,0016 \tau^{1,2026}, \quad (4.7)$$

где  $\tau$  – наработка мото-ч.;

$m_{B1}$  – количество воды накопленное в фильтре тонкой очистки при работе со штатным фильтром, г;

$m_{B2}$  – количество воды накопленное в фильтре тонкой очистки при работе с фильтром-влагоотделителем, г.

Приравнивая выражения (4.6) и (4.7), и проведя математические преобразования, получаем отношение количества  $m_{B2}$  к количеству  $m_{B1}$ :

$$1,14 / 8,27 = 0,14.$$

Таким образом, применение разработанного фильтра-влагоотделителя позволяет снизить обводненность топлива, а, следовательно, и повысить ресурс плунжерных пар топливного насоса на 86 % по сравнению с использованием штатной топливной системы.

#### 4.7. Выводы

1. Анализируя данные, полученные в ходе эксперимента можно выявить, что скорость и период насыщения полимера обратно пропорциональны размерам гранул. Максимальная скорость водопоглощения не зависит от размера гранул и наблюдается в начальный период насыщения, затем она постепенно снижается. Период насыщения гранул полимера до полного объема четко определяется их размером. Так, полное насыщение гранул размером 0,5...1 мм происходит за 40 мин, гранул размером 1...2 мм – 150 мин, гранул размером 2...3 мм – 180 мин, гранул 3...5 мм – 210 мин.

2. Полученные результаты (прил. 4) показали, что полимерный адсорбент не влияет на показатели качества дизельного топлива, регламентируемые ГОСТ 305-82.

3. На процесс обезвоживания топлива в фильтре-влагоотделителе наибольшее влияние оказывает масса полимерного адсорбента и температура топлива. При увеличении массы полимерного адсорбента на 1 г увеличивается количество удерживаемой фильтром воды на 26...51 г, увеличение температуры топлива на 10°C приводит к увеличению количества удерживаемой фильтром воды на 5...7 г.

4. Наличие 1 % воды в топливе усиливает изнашивание плунжерных пар примерно в 2,2 раза, что эквивалентно наличию абразива в топливе в количестве около 0,00002 %. При их совместном наличии – изнашивание усиливается примерно в 4,6 раза.

5. В процессе эксплуатационных исследований топливной системы трактора оснащенной фильтром-влагоотделителем установлено, что количество воды, накопленное в фильтре грубой очистки топлива, и фильтре-влагоотделителе за 375 мото-ч, в среднем по группе из восьми тракторов составило 136,29 мл и 147,98 мл соответственно.

В топливной системе без использования фильтра-влагоотделителя количество накопленной воды в фильтре тонкой очистки за 375 мото-ч. составило в среднем 11,92 г, что на 86 % выше значений полученных при использовании фильтра-влагоотделителя.

Разработанный фильтр-влагоотделитель внедрен в хозяйстве ООО «Агрофирма Евросервис-Беково» Пензенской области (прил. 10).

## 5. ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ ИССЛЕДОВАНИЙ

На основании проведенных исследований установлено, что для топливных систем сельскохозяйственных, промышленных тракторов и дорожно-строительной техники, работающих в условиях изменяющихся температур окружающего воздуха можно рекомендовать использование фильтра-влагоотделителя. Он прост в изготовлении и обслуживании, приспособлен для переоборудования машин (модернизации), уже находящихся в эксплуатации.

Применение фильтра-влагоотделителя, в сравнении с использованием штатного фильтра топливной системы, обеспечивает:

- уменьшение обводненности дизельного топлива на 86 %;
- снижение затрат на техническое обслуживание фильтров топливной системы на 96 %;

Для оценки экономической эффективности [76], от реализации практических мероприятий, по снижению обводненности дизельного топлива в условиях эксплуатации трактора, ниже приведен расчет снижения затрат на техническое обслуживание фильтров топливной системы и повышения ресурса плунжерных пар ТНВД, обеспечиваемого за счет текущего совершенствования (модернизации) топливной системы трактора при эксплуатации путем установки на него фильтра-влагоотделителя. Технико-экономические показатели вычислялись по общепринятой методике (в ценах РФ 2007 года) [28, 133].

### 5.1. Определение затрат на модернизацию топливной системы трактора

Дополнительные затраты на модернизацию топливной системы трактора определяются по формуле:

$$\Delta C = C_{\text{уд}} - C_{\text{у.с}} + C_{\text{монт}} + C_{\text{нал}} + H_{\text{оп}}, \quad (5.1)$$

где  $C_{\text{уд}}$  – стоимость оборудования, дополнительно устанавливаемого на трактор, руб.

$C_{\text{у.с}}$  – стоимость снимаемых агрегатов, которые можно использовать на запчасти или продать,  $C_{\text{у.с}} = 380$  руб.;

$C_{\text{монт}}$  – затраты на монтажные работы, руб.;

$C_{\text{нал}}$  – затраты на наладку оборудования, руб.;

$H_{\text{оп}}$  – общепроизводственные накладные расходы, связанные с модернизацией топливной системы, руб.

Стоимость оборудования  $C_{уд}$  определяется по формуле

$$C_{уд} = C_{к.д} + C_{о.д} + C_{п.д} + C_{сб.к} + C_{в.м} + C_{о.п}, \quad (5.2)$$

где  $C_{к.д}$  – стоимость изготовления корпусных деталей, рам, каркасов, руб.;

$C_{о.д}$  – затраты на изготовление оригинальных деталей, руб.;

$C_{п.д}$  – цена покупных деталей, руб.;

$C_{сб.к}$  – полная заработная плата с начислениями на социальные нужды, производственных рабочих занятых на сборке конструкции, руб.;

$C_{в.м}$  – стоимость вспомогательных материалов (2...4 % от основных), руб.;

$C_{о.п}$  – общепроизводственные накладные расходы на изготовление конструкции, руб.

Затраты на изготовление оригинальных деталей определяются по формуле

$$C_{о.д} = C_{м.о} + Z_{п.о}, \quad (5.3)$$

где  $C_{м.о}$  – стоимость материала заготовок для изготовления оригинальных деталей, руб.;

$Z_{п.о}$  – заработная плата (с начислениями) производственных рабочих, занятых на изготовлении оригинальных деталей, руб.

$$C_{м.о} = Ц_{з.о} \cdot Q_{о.д}, \quad (5.4)$$

где  $Q_{о.д}$  – масса заготовки оригинальной детали, кг;

$Ц_{з.о}$  – цена килограмма заготовки для изготовления оригинальных деталей, руб./кг.

Оплата труда с отчислениями на социальные нужды производственных рабочих, занятых на изготовлении оригинальных деталей:

$$Z_{п.о} = Z_{о.о} + Z_{д.о} + C_{соц.о}, \quad (5.5)$$

где  $Z_{о.о}$  – основная оплата труда рабочих, занятых на изготовлении оригинальных деталей, руб.;

$Z_{д.о}$  – дополнительная оплата труда рабочих, занятых на изготовлении оригинальных деталей, руб.;

$C_{соц.о}$  – отчисления на социальные нужды, руб.

Основная оплата труда рабочих, занятых на изготовлении оригинальных деталей:

$$Z_{о.о} = T_{изг} \cdot C_{ч}, \quad (5.6)$$

где  $T_{изг}$  – средняя трудоемкость изготовления, чел.-ч;

$C_{ч}$  – часовая тарифная ставка рабочего, исчисляемая по среднему разряду,  $C_{ч} = 15,2$  руб.

Дополнительная оплата труда рабочих:

$$З_{д.о} = (K_{д} - 1) \cdot З_{о.к}, \quad (5.7)$$

где  $K_{д}$  – коэффициент, учитывающий доплаты к основной оплате труда,  $K_{д}=1,125$ .

Отчисления на социальные нужды:

$$C_{соц.к} = \frac{R_{соц} \cdot (З_{о.к} + З_{д.к})}{100}, \quad (5.8)$$

где  $R_{соц}$  – процент отчислений на социальные нужды, %. Включает единый социальный налог и обязательное страхование от несчастных случаев,  $R_{соц} = 26,1\%$ .

Стоимость вспомогательных материалов  $C_{в.м}$ :

$$C_{в.м} = \frac{p \cdot (C_{м.к} + C_{м.о} + C_{п.д})}{100}, \quad (5.9)$$

где  $p$  – процент вспомогательных материалов от стоимости основных (корпусных, оригинальных и покупных деталей),  $p=2\%$ .

Общепроизводственные накладные расходы на изготовление конструкции  $C_{оп}$ :

$$C_{оп} = \frac{З_{о.и.к} \cdot R_{оп}}{100}, \quad (5.10)$$

где  $З_{о.и.к}$  – основная оплата труда производственных рабочих, участвующих в изготовлении конструкции (включая сборку), руб.;

$R_{оп}$  – процент общепроизводственных расходов;  $R_{оп} = 142\%$ .

Окончательные значения составляющих формулы (5.2) приведены в табл. 5.1.

Т а б л и ц а 5.1

Затраты на изготовление и сборку фильтра-влагоотделителя  
(в ценах РФ 2007 года)

| № п/п | Составляющая формулы (5.2) | Значение, руб. |
|-------|----------------------------|----------------|
| 1     | $C_{к.д}$                  | 0              |
| 2     | $C_{о.д}$                  | 507,65         |
| 3     | $C_{п.д}$                  | 725            |
| 4     | $C_{сб.к}$                 | 0              |
| 5     | $C_{в.м}$                  | 42,92          |
| 6     | $C_{оп}$                   | 244,95         |
|       | Итого ( $C_{уд}$ ):        | 1520,53        |

Затраты на монтажные работы  $C_{\text{монт}}$  определяются по формуле

$$C_{\text{монт}} = 0,15 \cdot C_{\text{уд}} \quad (5.11)$$

Затраты на наладку оборудования  $C_{\text{нал}}$ :

$$C_{\text{нал}} = 0,1 \cdot C_{\text{уд}} \quad (5.12)$$

Общепроизводственные накладные расходы, связанные с модернизацией топливной системы  $H_{\text{оп}}$  определяются по формуле

$$H_{\text{оп}} = 0,01 \cdot Z_{\text{п}} \cdot R_{\text{оп}}, \quad (5.13)$$

где  $Z_{\text{п}}$  – основная заработная плата производственных рабочих, участвующих в модернизации конструкции, руб.,

$$Z_{\text{п}} = t_p \cdot C_{\text{ч}} \cdot K_t, \quad (5.14)$$

где  $t_p$  – трудоемкость модернизации конструкции,  $t_p = 14$  ч;

$C_{\text{ч}}$  – часовая тарифная ставка, руб.;

$K_t$  – коэффициент, учитывающий доплату за сверхурочные и другие работы,  $K_t=1,1$ .

Окончательные значения составляющих формулы (5.1) приведены в табл. 5.2.

Т а б л и ц а 5.2

Дополнительные затраты на модернизацию топливной системы трактора  
(в ценах РФ 2007 года)

| № п/п | Составляющая формулы (5.1) | Значение, руб. |
|-------|----------------------------|----------------|
| 1     | $C_{\text{уд}}$            | 1520,53        |
| 2     | $C_{\text{у.с}}$           | 380            |
| 3     | $C_{\text{монт}}$          | 228,08         |
| 4     | $C_{\text{нал}}$           | 152,05         |
| 5     | $H_{\text{оп}}$            | 94,97          |
|       | Итого ( $\Delta C$ ):      | 2375,63        |

## 5.2. Определение экономической эффективности модернизации топливной системы трактора

Модернизация топливной системы трактора Т-150К/ХТЗ-150К-09 путем установки в нее фильтра-влагоотделителя позволит в условиях эксплуатации снизить обводненность топлива и увеличить ресурс плунжерных пар ТНВД на 86 %, а так же снизить затраты на ТО фильтров топливной системы на 96 %.



Комплексная годовая экономия от модернизации топливной системы определяется по формуле

$$\mathcal{E}_r = \mathcal{E}_1 + \mathcal{E}_2, \quad (5.15)$$

где  $\mathcal{E}_1$  – экономия от увеличения ресурса плунжерных пар ТНВД трактора, руб.;

$\mathcal{E}_2$  – экономия от снижения затрат на техническое обслуживание, руб.

Годовая экономия от увеличения ресурса плунжерных пар ТНВД в расчете на один трактор

$$\mathcal{E}_1 = I_C - I_M, \quad (5.16)$$

где  $I_C, I_M$  – годовые издержки по замене плунжерных пар ТНВД, существующие и после модернизации соответственно, руб.,

$$I_{c,m} = \frac{C_k \cdot t_r}{T_{c,m}}, \quad (5.17)$$

где  $C_k$  – стоимость работ по замене плунжерных пар ТНВД;

$t_r$  – среднегодовое количество часов работы трактора  $t_{год} = 1350$  ч [121];

$T_c$  – срок службы плунжерных пар штатной топливной системы, ч,  $T_c = 3149$  ч [10, 11];

$T_m$  – срок службы плунжерных пар после модернизации топливной системы, ч,  $T_m = 1,86 \cdot T_c = 1,86 \cdot 3149 = 5857,14$  ч.

$$I_c = \frac{370 \cdot 1350}{3147} = 158,62 \text{ руб.}$$

$$I_m = \frac{370 \cdot 1350}{5857,14} = 85,28 \text{ руб.}$$

$$\mathcal{E}_1 = 158,62 - 85,28 = 73,34 \text{ руб.}$$

Для комплекта плунжерных пар ТНВД экономия от увеличения их срока службы составит  $\mathcal{E}_1 = 73,34 \cdot 6 = 440,04$  руб.

Т а б л и ц а 5.3

Экономическая оценка модернизации топливной системы трактора  
(на примере трактора Т-150К/ХТЗ-150К-09)

| № п/п | Показатели   | Значение показателя |
|-------|--|---------------------|
| 1     | 2  | 3                   |
| 1     | Увеличение срока службы плунжерных пар ТНВД, %                             | 86                  |
| 2     | Снижение затрат на ТО фильтров топливной системы трактора, %               | 96                  |
| 3     | Дополнительные затраты на модернизацию топливной системы трактора, руб.    | 2375,63             |
|       | в т.ч.   |                     |
|       | – стоимость оборудования, дополнительно устанавливаемого на трактор, руб.; | 1520,53             |
|       | – прочие затраты, руб.   | 855,10              |

| 1 | 2  | 3                 |
|---|--|-------------------|
| 4 | Комплексная годовая экономия, руб.<br>в т.ч.<br>– экономия от увеличения срока службы плунжерных пар ТНВД, руб.; | 1677,44<br>440,04 |
|   | – экономия от снижения затрат на ТО трактора, руб.   | 1237,40           |
| 5 | Окупаемость дополнительных затрат на модернизацию топливной системы трактора, %                                  | 70,6              |
| 6 | Срок окупаемости дополнительных затрат на модернизацию, лет  | 1,4               |

$\mathcal{E}_2$  определяется по формуле

$$\mathcal{E}_2 = (C_{\text{ТОс}} - C_{\text{ТОм}}) + (C_{\text{Тс}} - C_{\text{Тм}}), \quad (5.18)$$

где  $C_{\text{ТОс}}$  – затраты на проведение ТО фильтров штатной топливной системы, руб.;

$C_{\text{ТОм}}$  – затраты на проведение ТО фильтров модернизированной топливной системы, руб.;

$C_{\text{Тс}}$  – затраты связанные с потерями топлива при сливе отстоя с фильтров штатной топливной системы, руб.,  $C_{\text{Тс}} = 218,10$  руб.;

$C_{\text{Тм}}$  – затраты связанные с потерями топлива при сливе отстоя с фильтров модернизированной топливной системы, руб.,  $C_{\text{Тс}} = 13,76$  руб.;

$$C_{\text{ТОс}} = t_c \cdot C_{\text{ч}}, \quad (5.19)$$

здесь  $t_c$  – трудоемкость операции ТО за год при штатной топливной системе, чел-ч,  $t_c = 15,85$  чел-ч [83];

$C_{\text{ч}}$  – часовая тарифная ставка, руб./ч.,  $C_{\text{ч}} = 67,3$  руб./ч.

$$C_{\text{ТОс}} = 15,85 \cdot 67,3 = 1066,71 \text{ руб.}$$

$$C_{\text{ТОм}} = t_m \cdot C_{\text{ч}}, \quad (5.20)$$

где  $t_m$  – трудоемкость операции ТО за год при модернизированной топливной системе, чел-ч.,  $t_m = 0,5$  чел-ч [83];

$$C_{\text{ТОс}} = 0,5 \cdot 67,3 = 33,65 \text{ руб.}$$

$$\mathcal{E}_2 = (1066,71 - 33,65) + (218,10 - 13,76) = 1237,40 \text{ руб.}$$

Таким образом,  $\mathcal{E}_r = 440,04 + 1237,40 = 1677,44$  руб.

Окупаемость дополнительных затрат на модернизацию топливной системы одного трактора

$$O_3 = \frac{\mathcal{E}_r}{\Delta C} \cdot 100, \%, \quad (5.21)$$

$$O_3 = \frac{1677,44}{2375,63} \cdot 100 = 70,6\%.$$

Срок окупаемости дополнительных денежных средств

$$T = \frac{\Delta C}{\Xi_r}, \quad (5.22)$$

$$T = \frac{2375,63}{1677,44} = 1,4 \text{ года.}$$

Результаты расчета показателей экономической эффективности модернизации топливной системы трактора приведены в таблице 5.3 (в ценах РФ 2007 года).

### 5.3. Выводы

1. Экономическое обоснование результатов исследований подтверждает эффективность модернизации топливной системы трактора Т-150К/ХТЗ-150К-09 за счет применения разработанного фильтра-влагоотделителя.

2. Комплексная годовая экономия от увеличения ресурса плунжерных пар ТНВД до капитального ремонта и снижение затрат на техническое обслуживание составила 1677,44 руб. на один трактор (в ценах на 01.10.2007 года). Окупаемость дополнительных затрат на модернизацию топливной системы трактора составляет 70,6 %, срок окупаемости 1,4 года.

## БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Власов, П.А. Особенности эксплуатации дизельной топливной аппаратуры [Текст] / П.А. Власов. – М.: Агропромиздат, 1987. – 127 с.
2. Ючас, П.И. Обеспечить надёжность эксплуатации топливных насосов [Текст] / П.И. Ючас, К.В. Гедра // Техника в сельском хозяйстве. -1984. – №2. – С.40 – 41.
3. Григорьев, М.А. Очистка топлива в двигателях внутреннего сгорания [Текст] / М.А. Григорьев, Г.В. Борисова. – М.: Машиностроение, 1991. – 208 с.
4. Рыбаков, К.В. Влияние степени загрязнения топлива на работоспособность плунжерных пар [Текст] / К.В. Рыбаков // Техника в сельском хозяйстве. – 1983. – №10. – С. 46-47.
5. Уханов, А.П. Работоспособность топливной системы тракторных дизелей в условиях переменного климата [Текст] / А.П. Уханов. – М: Информагротех, 1995. – 39 с.
6. Большаков, Г.Ф. Восстановление и контроль качества нефтепродуктов [Текст] / Г.Ф. Большаков. – 2-е изд., перераб. и доп. – Л.: Недра, 1982. – 350 с.
7. Рыбаков, К.В. Обезвоживание авиационных горюче-смазочных материалов [Текст] / К.В. Рыбаков, Н.Н. Жулдыбин, В.П. Коваленко. – М.: Транспорт, 1979. – 181 с.
8. Топливная аппаратура тракторных и комбайновых дизелей [Текст]: Справочник / В.Г. Кислов [и др.]. – М.: Машиностроение, 1981. -208 с: ил.
9. Бахтиаров, Н.И. Повышение надёжности работы прецизионных пар топливной аппаратуры дизелей [Текст] / Н.И. Бахтиаров, В.Е. Логинов, И.И. Лихачёв. – М.: Машиностроение, 1972. -200 с.
10. Бахтиаров, Н.И. Производство и эксплуатация прецизионных пар [Текст] / Н.И. Бахтиаров, В.Е. Логинов. – М.: Машиностроение, 1979. – 205 с.
11. Куликов, А.Г. Слесарю-регулировщику топливоподающей аппаратуры [Текст] / А.Г. Куликов. – Минск: Урожай, 1991. – 119 с.
12. Энглин, Б.А. Применение моторных топлив при низких температурах [Текст] / Б.А. Энглин. – М.: Химия, 1968. – 164 с.
13. Зрелов, В.Н. Реактивные двигатели и топлива [Текст] / В.Н. Зрелов, В.А. Пискунов. – М.: Машиностроение, 1968. – 311 с.
14. Исследование влияния растворённой и эмульсионной воды на смазывающие свойства реактивных топлив [Текст] / Б.А. Полянин [и др.] // Эксплуатационные свойства авиационных топлив, смазочных материалов и специальных жидкостей (вопросы химмотологии). – Киев: КНИГА, 1977. – С. 28 – 29.

15. Власов, П.А. Повышение износостойкости деталей и узлов и экономичности тракторов применением рациональных температур топливосмазочных материалов [Текст]: автореф. дис.... д-ра техн. наук / П.А. Власов. – Саратов, 1994. – 63 с.
16. Зимняков, В.М. Повышение ресурса плунжерных пар путём стабилизации температуры топлива в головке насоса [Текст]: автореф. дис.... канд. техн. наук / В.М. Зимняков. – Саратов, 1986. – 16 с.
17. Байкин, С.В. Улучшение очистки дизельного топлива в системе питания сельскохозяйственных тракторов [Текст]: автореф. дис.... канд. техн. наук / С.В. Байкин. – Саратов, 1987. – 15 с.
18. Чугунов, В.А. Повышение ресурса бесштифтовых форсунок путём стабилизации температуры топлива в головке топливного насоса и улучшения технического обслуживания [Текст]: автореф. дис.... канд. техн. наук / В.А. Чугунов. – Саратов, 1995. – 18 с.
19. Крейн, С.Э. Влияние микроорганизмов на свойства нефтяных топлив [Текст] / С.Э. Крейн, К.И. Бессмертный, И.Л. Работнова // Прикладная биохимия и биология. – Т.5. – Вып.2. – М.: Химия, 1969. – С.223.
20. Рыбаков, К.В. Предотвращение загрязнения дизельного топлива в баках машин [Текст] / К.В. Рыбаков, В.П. Шевченко, Э.И. Удлер // Техника в сельском хозяйстве. – 1983. – №3. – С. 38 – 39.
21. Коваленко, В.П. Борьба с потерями нефтепродуктов от загрязнения и обводнения [Текст] / В.П. Коваленко // Техника в сельском хозяйстве. – 1982. – №3. – С. 35 – 36.
22. ГОСТ 305 – 82. Топливо дизельное. Технические условия [Текст]. – Введ. 01.01.83. – М.: Изд-во стандартов, 1982. – 8 с.
23. Повышение антикоррозионных свойств обводнённых гидроочищенных дизельных топлив с помощью беззольной присадки [Текст] / Р.М. Березин [и др.] // Химия и технология топлив. – 1972. – №6. – С. 36–38.
24. Тихонов, Н.И. Влияние присадок к топливам на их эмульгируемость с водой и на работу бортовых топливомеров [Текст] / Н.И. Тихонов, Н.Н. Саленко, В.Н. Горелова // Эксплуатационные свойства авиационных топлив, смазочных материалов и специальных жидкостей. – Вып. 1. – Киев: КНИГА, 1975. – С. 57 – 58.
25. Баканов, А.М. Отделение воды от топлив методом многослойной фильтрации [Текст] / А.М. Баканов, С.П. Шильнов // Эксплуатационные свойства авиационных топлив, смазочных материалов и специальных жидкостей. – Киев: КНИГА, 1969. – С. 128-135.
26. Бутов, Н.П. Стационарная установка для очистки масел [Текст] / Н.П. Бутов, С.В. Коваленко, В.Я. Лимарев // Механизация и электрификация сельского хозяйства. – 1991. – №12. – С. 30-31.

27. Удлер, Э.И. Установка для очистки масел обезвоживанием [Текст] / Э.И. Удлер, Р.В. Фукс, Т.П. Карпекина // Механизация и электрификация сельского хозяйства. – 1991. – №12. – С. 31-32.
28. Поглотители влаги [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.technoflax.com/desiccants/specifications.shtml>
29. Полиакриламид [Текст] / под ред. В.Ф. Куренкова. – М.: Химия, 1992. – 192 с.
30. Куренков, В.Ф. Водорастворимые полимеры акриламида [Текст] / В.Ф. Куренков // Соросовский образовательный журнал. – 1997. – №5. – С. 48-53.
31. Крагельский, И.В. Основы расчетов на трение и износ [Текст] / И.В. Крагельский, М.Н. Добычин, В.С. Комбалов. – М.: Машиностроение, 1977. – 526 с.
32. Розенберг, Ю.А. Влияние смазочных масел на долговечность и надежность деталей машин [Текст] / Ю.А. Розенберг. – М., «Машиностроение», 1970. – 315 с.
33. Технология переработки [Текст]: в 2-х частях. Часть 1. Первичная переработка нефти / под ред. О.Ф. Глаголевой и В.М. Капустина. – М.: Химия, КолосС, 2005. – 400 с.
34. Терморегулирование топливно-смазочных материалов в системах мобильных машин [Текст] / под ред. П.А. Власова, А.П. Уханова, И.А. Спицына. – Пенза: РИО ПГСХА, 2001. – 140 с.
35. Пат. РФ 2263223 С1 МПК<sup>7</sup> F02M 37/22. Фильтр-влажнотделитель [Текст] / П.А. Власов, А.В. Новичков (РФ). – № 2004114098/06, Заявлено 07.05.2004; Опубл. 27.10.2005, Бюл. №30.
36. Горбатюк, В.И. Процессы и аппараты пищевых производств [Текст] / В.И. Горбатюк. – М.: Колос, 1999. – 335 с.
37. Кавецкий, Г.Д. Процессы и аппараты пищевой технологии [Текст] / Г.Д. Кавецкий, Б.В. Васильев. – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Колос, 2000. – 551 с.
38. Павлов, К.Ф. Примеры и задачи по курсу процессов и аппаратов химической технологии [Текст] / К.Ф. Павлов, П.Г. Романков, А.А. Носков. – 8-е изд., перераб. и доп. – Л., «Химия», 1976. – 552 с.
39. Спиридонов, А.А. Планирование эксперимента при исследовании технологических процессов [Текст] / А.А. Спиридонов. – М.: Машиностроение, 1981. – 184 с.
40. Лаборант нефтяной и газовой лаборатории [Текст] / Боровая М.С. – Изд-во «Недра», 1968. – 309 с.
41. Тракторы МТЗ – 80 и МТЗ – 82 [Текст] – М.: Колос, 1975. – 248 с.
42. Ачкасов, К.А. Справочник начинающего слесаря [Текст]: Ремонт и регулирование приборов системы питания и гидросистемы тракторов,

автомобилей, комбайнов / К.А. Ачкасов, В.П. Вегера. – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Агропромиздат, 1987. – 352 с.

43. Ремонт дизелей сельхозназначения [Текст] / П.М. Кривенко и др. – М.: Агропромиздат, 1990. – 271 с.

44. Григорьев, М.А. Абразивный износ топливной аппаратуры дизелей [Текст] / М.А. Григорьев, В.Н. Романов // Тракторы и сельхозмашины. – 1975. – №8. – С. 5-7.

45. Белявцев, А.В. Топливная аппаратура автотракторных дизелей: Конструктивные особенности и эксплуатация [Текст] / А.В. Белявцев, А.С. Процеров. – М.: Росагропромиздат, 1986. – 223 с.

46. Липштейн, Р.А. Растворимость воды в изоляционных маслах [Текст] / Р.А. Липштейн, Е.Н. Штерн // Химия и технология топлив. – 1956. – № 11. – С. 45-47.

47. Коновалов, В.В. Практикум по обработке результатов научных исследований с помощью ПЭВМ [Текст]: учебное пособие / В.В. Коновалов. – Пенза: ПГСХА, 2003. – 176 с.

48. Юдин, М.И. Планирование эксперимента и обработка его результатов [Текст]: моногр. / М.И. Юдин. – Краснодар: КГАУ, 2004. – 239 с.

49. Веденяпин, Г.В. Общая методика экспериментального исследования и обработки опытных данных [Текст] / Г.В. Веденяпин. – М.: Колос, 1967. – 160 с.

50. РД 50-690-89 Методические указания. Надежность в технике. Методы оценки показателей надежности по экспериментальным данным [Текст]. – М.: Издательство стандартов, 1990. – 132 с.

51. ГОСТ 2477 – 65. Нефтепродукты. Метод количественного определения содержания воды [Текст]. – Введ. 01.01.66. – М.: Изд-во стандартов, 1965. – 6 с.

52. Евдокимов, Ю.А. Планирование и анализ экспериментов при решении задач трения и износа [Текст] / Ю.А. Евдокимов, В.И. Колесников, А.И. Тетерин. – М.: Наука, 1980. – 228 с.

53. Мельников, С.В. Планирование эксперимента в исследованиях сельскохозяйственных процессов [Текст] / С.В. Мельников, В.Р. Алешкин, П.М. Рошин. – Л.: Колос, 1972. – 200 с.

54. Неклюдов, В.Б. Износ и смазка в эксплуатации машинно-тракторного парка [Текст]: учебное пособие / В.Б. Неклюдов, В.В. Логинов, Ю.Н. Сидыганов. – Йошкар-Ола: МарПИ, 1992. – 84 с.

55. Модернизация сельскохозяйственных машин, находящихся в эксплуатации: Состояние, концепция и рекомендации [Текст]. – М.: РАСХН, ГОСНИТИ, 2000. – 71 с.

56. Эксплуатация сельскохозяйственных тракторов [Текст]: справочник / А. К. Болотов [и др.]. – М.: Колос, 1994. – 495 с.

57. Тарг, С.М. Краткий курс теоретической механики [Текст]: учеб. для вузов. / С.М. Тарг. – 10-е изд., перераб. и доп. – М.: Высш. шк., 1986. – 416 с.
58. Орехов, А.А. Снижение интенсивности изнашивания зубчатых передач тракторных трансмиссий применением рациональных температур трансмиссионных масел [Текст]: дис. ... канд. техн. наук: 05.20.03 / А.А. Орехов – Пенза, 2001. – 170 с.
59. Топливо, смазочные материалы и охлаждающие жидкости. Ч.2 [Текст]: Методические указания к лабораторным работам / Л.В. Милютин [и др.]. – Омск: Омский гос. ун-т путей сообщения, 2002. – 43 с.
60. Статистические данные обл. гай за 2003, 2004, 2005 годы.
61. Справочник по тракторам Т-150 и Т-150К [Текст] / под ред. проф. Б.П. Кашубы. – 2-е изд., перераб. и доп. – Харьков: Прапор, 1975. – 400 с.
62. Трактор Т-150К (Устройство и эксплуатация) [Текст] / под ред. Б.П. Кашубы и И.А. Ковалю. – М.: Колос, 1976. – 312 с.
63. ГОСТ 6370-83 (СТ СЭВ 2876-81). Нефть, нефтепродукты и присадки. Метод определения механических примесей (с Изменением N 1) [Текст]. – М.: ИПК Изд-во стандартов, 1997. – 6 с.
64. ГОСТ 33-2000 (ИСО 3104-94). Нефтепродукты. Прозрачные и непрозрачные жидкости. Определение кинематической вязкости и расчет динамической вязкости [Текст]. – М.: ИПК Изд-во стандартов, 2001. – 25 с.
65. Калячкин, И.Н. Совершенствование технологии доочистки и контроль качества дизельного топлива в условиях сельскохозяйственных предприятий [Текст]: дис. ... канд. техн. наук: 05.20.03 / И.Н. Калячкин. – Пенза, 2005. – 260с.
66. Болдин, А.П. Основы научных исследований и УНИРС [Текст]: учеб. пособие / А.П. Болдин, В.А. Максимов. – 2-е изд. перераб. и доп. – М.: МАДИ, 2002. – 276 с.
67. РД 50-690-89. Методические указания. Надежность в технике. Методы оценки показателей надежности по экспериментальным данным [Текст]. – М.: Издательство стандартов, 1990. – 132 с.
68. Волкова, Н.А. Экономическое обоснование инженерно-технических решений в дипломных проектах [Текст]: учеб. пособие / Н.А. Волкова. – 2-е изд., перераб. и доп. – Пенза, 2000. – 168 с.
69. Экономическая оценка инженерных проектов (методика и примеры расчетов на ЭВМ) [Текст]: учеб. пособие / Н.А. Волкова, В.В. Коновалов, И.А. Спицын, А.С. Иванов. – Пенза, 2002. – 242 с.
70. Методика определения экономической эффективности технологий и сельскохозяйственной техники [Текст]. – М.: МСХ и продовольствия РФ, 1998. – 240 с.



71. Власов, П.А. Предотвратить загрязнение топлива [Текст] / П.А. Власов // Механизация и электрификация сельского хозяйства. – 1988. – №2. – С. 45 – 46.
72. Юфарев, В.А. Влияние растворённой в реактивных топливах воды на процессы трения и износ конструкционных материалов [Текст] / В.А. Юфарев, Б.А. Полянин // Эксплуатационные свойства авиационных топлив, смазочных материалов и специальных жидкостей: труды конференции. – Киев: КИИГА, 1981. – С. 39 -41.
73. Липштейн, Р.А. Влияние влаги на диэлектрические потери в жидких диэлектриках [Текст] / Р.А. Липштейн, Е.Н. Штерн // Химия и технология топлив и масел. – 1958. – №9. – С. 29 – 34.
74. Топлива, смазочные материалы и жидкости для эксплуатации автомобилей и тракторов в северных районах [Текст] / А.А. Гуреев [и др.]. – М.: Химия, 1976. – 184 с.
75. Противоизносный эффект некоторых составляющих реактивных топлив [Текст] / А.Ф. Аксёнов [и др.] // Эксплуатационные свойства авиационных топлив, смазочных материалов и специальных жидкостей. – Вып. 1. – Киев: КНИГА, 1970. – С. 15-20.
76. Энглин, Б.А. Применение жидких топлив при низких температурах [Текст] / Б.А. Энглин. – М.: Химия, 1980. – 207 с.
77. Левитин, М.К. Защита топливных баков от коррозии [Текст] / М.К. Левитин, А. А. Портянко // Тракторы и сельхозмашины. – 1975. – №5. – С. 35 – 36.
78. Горбаневский, В.Е. Ускоренные испытания клапанов топливной аппаратуры [Текст] / В.Е. Горбаневский, В.Г. Кислов // Тракторы и сельхозмашины. – 1975. – №5. – С. 34 – 35.
79. Коваленко, В.П. Влияние качества нефтепродуктов на их расход [Текст] / В.П. Коваленко // Техника в сельском хозяйстве. – 1981. – №6. – С. 41 – 42.
80. Дэвис, П.Л. Растворимость воды в углеводородных топливах [Текст] / П. Дэвис // Исследование и качества нефтей и нефтепродуктов. – Т. 4, 4 международный нефтяной конгресс. – М.: Гостоптехиздат, 1956. – С. 403 – 414.
81. Энглин, Б.А. Зависимость содержания растворённой воды в углеводородных топливах от относительной влажности воздуха при различных температурах [Текст] / Б.А. Энглин, В.М. Туголуков, Т.П. Сакодынская // Химия и технология топлив. – 1956. – №11. – С. 43-46.
82. Конекин, А.В. Влияние воды на противоизносные и противозадирные свойства трансмиссионных масел [Текст] / А.В. Конекин, В.Л. Лашхи, А.Б. Виппер. – М.: Нефтепереработка и нефтехимия. – 1978. – №4. – С. 18-20.

83. Бударов, И.П. Потери от испарения моторных топлив при хранении [Текст] / И.П. Бударов. – М.: ВНИИСТ, 1961. – 263 с.
84. Левшанов, А.Н. Особенности эксплуатации тракторов в условиях пустынно-песчаной зоны [Текст] / А.Н. Левшанов // Техника в сельском хозяйстве. – 1983. – №6. – С. 37 – 38.
85. Гуреев, А. А. Защитные свойства дизельных топлив и их водо-вытесняющая способность [Текст] / А. А. Гуреев // Химия и технология топлив. – 1975. – №7. – С. 47-49.
86. Аксёнов, А.Ф. Трение и изнашивание металлов в углеводородных жидкостях [Текст] / А.Ф. Аксёнов. – М.: Машиностроение, 1977. – 152 с.
87. Цуцоев, В.И. Зимняя эксплуатация тракторов и автомобилей [Текст] / В.И. Цуцоев. – М.: Московский рабочий, 1983. – 111 с.
88. Цуцоев, В.И. Эксплуатация сельскохозяйственной техники зимой [Текст] / В.И. Цуцоев. – М.: Колос, 1981. – 191 с.
89. Бардышев, О.А. Эксплуатация строительных машин зимой [Текст] / О.А. Бардышев. – М.: Транспорт, 1976. – 100 с.
90. Разборщук, А.С. Обезвоживание реактивных топлив в топливозаправщике [Текст] / А.С. Разборщук, В.Т. Василенко, И.И. Радауцан // Эксплуатационные свойства авиационных топлив, смазочных материалов и специальных жидкостей. – Вып. 1. – Киев: КНИГА, 1975. – С. 53 – 54.
91. Тихонов, Н.И. Влияние присадок к топливам на их эмульгируемость с водой и на работу бортовых топливомеров [Текст] / Н.И. Тихонов, Н.Н. Саленко, В.Н. Горелова // Эксплуатационные свойства авиационных топлив, смазочных материалов и специальных жидкостей. – Вып. 1. – Киев: КНИГА, 1975. – С. 57 – 58.
92. Уткин, А.П. Встроенный блок контроля топливных систем тракторов и комбайнов [Текст] / А.П. Уткин // Механизация и электрификация сельского хозяйства. – 1989. – №6. – С. 43-45.
93. Жулдыбин, Е.Н. Обезвоживание дизельного топлива при заправке [Текст] / Е.Н. Жулдыбин, Г.Е. Зимарина // Механизация и электрификация сельского хозяйства. – 1991. – №2. – С. 34-35.
94. Кривенко, П.М. Ремонт и техническое обслуживание в системы питания автотракторных двигателей [Текст] / П.М. Кривенко, И.М. Федосов. – М.: Колос, 1980. – 288 с.
95. Лышко, Г.П. Топливо и смазочные материалы [Текст] / Г.П. Лышко. – М.: Агропромиздат, 1985. – 336 с.
96. Покровский, Г.П. Топливо, смазочные материалы и охлаждающие жидкости [Текст] / Г.П. Покровский. – М.: Машиностроение. 1985. – 200 с: ил.
97. Горбаневский, В.Е. Оборудование для испытания топливной аппаратуры дизелей [Текст] / В.Е. Горбаневский, Р.Н. Горбач. – М.: Машиностроение, 1986. – 198 с.

98. Технологические карты на входной контроль прецизионных пар дизельной топливной аппаратуры [Текст] / Б.Б. Нефёдов, В.И. Соловьёв, М.С. Долганов, И.М. Федосов. – М.: ГОСНИТИ, 1983. – 27 с.
99. Власов, П.А. Стенд для испытания плунжерных пар [Текст] / П.А. Власов, В.М. Зимняков // Техника в сельском хозяйстве. – 1986. – №1. – С. 50 – 51.
100. Контрольно-измерительные приборы в сельском хозяйстве [Текст]: справ. пособие / Н.И. Бохан [и др.]. – Минск: Ураджай, 1989. – 160 с.
101. Контрольно-измерительные приборы в сельском хозяйстве [Текст]: справочник / А.И. Иванов [и др.]. – М.: Колос, 1984. – 352 с.
102. Измерения в промышленности [Текст]: справ. изд. в 3-х кн. Кн. 3. Способы измерения и аппаратура: пер. с нем. / под ред. П. Профоса. – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Металлургия, 1990. – 334 с.
103. Большаков, Г.Ф. Экспресс методы определения загрязнённости нефтепродуктов [Текст] / Г.Ф. Большаков, В.Ф. Тимофеев, И.И. Сибаров. – Л.: Химия, 1977. – 168 с.
104. Проскурин, А.И. Исследование безразборного удаления нагара с деталей цилиндра-поршневой группы двигателей сельскохозяйственных тракторов в условиях эксплуатации [Текст]: автореф. дис.... канд. техн. наук./ А.И. Проскурин. – Ленинград-Пушкин, 1983. – 17 с.
105. Контроль качества нефтепродуктов [Текст] / В.А. Борзенков, В.И. Гулимов, В.Н. Зрелов, Н.Г. Постникова // Механизация и электрификация сельского хозяйства. – 1990. – №5. – С.46 – 47.
106. Донских, В.М. Система эталонирования при ремонте топливной аппаратуры дизеля ЯМЗ [Текст] / В.М. Донских // Механизация и электрификация сельского хозяйства. – 1990. – №5. – С.47-48.
107. Абдулаев, А.А. Контроль в процессах транспорта и хранения нефтепродуктов [Текст] / А.А. Абдулаев, В.В. Бланк, В.А. Юфин. – М.: Недра, 1990. – 263 с.
108. Химия нефти [Текст] / И.Н. Дияров [и др.]. – Л.: Химия, Ленинградское отделение, 1990. – 239 с.
109. ГОСТ 2517 – 85. Нефть и нефтепродукты. Методы отбора проб [Текст]. – Введ. 01.01.87. – М.: Изд-во стандартов, 1985. – 31 с.
110. ГОСТ 14870 – 77. Продукты химические. Методы определения воды [Текст]. – Введ. 01.01.78. – М.: Изд-во стандартов, 1977. – 22 с.
111. ГОСТ 10578 – 86. Насосы топливные дизелей и плунжерные пары к ним. Общие технические условия [Текст]. – Введ. 01.01.88. – М.: Изд-во стандартов, 1986. – 9 с.
112. ГОСТ 3900 – 85. Нефть и нефтепродукты. Методы определения плотности [Текст]. – Введ. 01.01.86. – М.: Изд-во стандартов, 1985.

113. Авиационные фильтры для топлив, масел, гидравлических жидкостей и воздуха [Текст] / К.В. Рыбаков [и др.] – М.: Машиностроение, 1982. – 103 с.

114. Повышение эксплуатационной надёжности прецизионных пар введением сварочно-смазочного материала в дизельное топливо [Текст] / Г.А. Ленивцев, В.Ф. Глазков, В.А. Ерёмин, С.Н. Жильцов // Энергоресурсосбережение в механизации сельского хозяйства: сб. науч. тр. – Самара: СГСХА, 2000. – С. 35 – 36.

115. Результаты лабораторных исследований по применению сварочно-смазочного ремонтного состава для восстановления плунжерных пар ТНВД [Текст] / Б.Н. Мясников, В.Ф. Глазков, В.Ф. Жильцов, В.А. Ерёмин // Энергоресурсосбережение в механизации сельского хозяйства: сб. науч. тр. – Самара: СГСХА, 2000. – С. 36 – 37.

116. Ерёмин, В.А. Влияние качества топлива на изнашивание деталей плунжерных пар в эксплуатационных условиях [Текст] / В.А. Ерёмин, В.В. Шигаев // Совершенствование машиноиспользования и технологических процессов в АПК: сб. науч. тр. Поволжской межвузовской конференции. – Самара: СГСХА, 2001. – С. 40-42.

117. ГОСТ 2177 – 99. Нефть и нефтепродукты. Метод определения фракционного состава [Текст]. – Введ. 1.01.2000. – М.: Изд-во стандартов, 1999.

118. Власов, П.А. Влияние обводнённого топлива на работоспособность плунжерных пар [Текст] / П.А. Власов, А.Н. Скарлыкин // Актуальные проблемы механизации сельского хозяйства: сб. Всероссийской научно-практической конференции. – Пенза: Приволжский Дом Знаний, 2002. – С. 13-16.

119. Скарлыкин, А.Н. О возможности предотвращения образования и накопления свободной воды в топливных баках дизельных мобильных машин [Текст] / А.Н. Скарлыкин // Материалы 46-й научно-технической конференции молодых учёных и студентов инженерного факультета. – Пенза: РИО ПГСХА, 2001. – С. 61 – 63.

120. Скарлыкин, А.Н. О массообменном методе обезвоживания нефтепродуктов [Текст] / А.Н. Скарлыкин // Совершенствование технологий и технологических средств механизации сельского хозяйства: сб. по материалам Научно-практической конференции «Проблемы сельского хозяйства и пути их решения», посвященной 50-летию ПГСХА и 200-летию Пензенской губернии. – Пенза: РИО ПГСХА, 2001. – С. 32 – 36.

121. Митков, А.Л. Статистические методы в сельхозмашиностроении [Текст] / А.Л. Митков, С.В. Кардашевский. – М.: Машиностроение, 1978. – 360 с.

122. Левинский, А.В. Контроль загрязнённости топлив и масел [Текст] / А.В. Левинский, А.П. Быстрицкая, Ю.А. Никонов // Механизация и электрификация сельского хозяйства. – 1991. – №2. – С. 36 – 38.

123. Шаронов, Г.П. Восстановление плунжерных пар [Текст] / Г.П. Шаронов, С.Н. Горячев // Механизация и электрификация сельского хозяйства. – 1991. – №7. – С. 51- 52.

124. Шор, Я.Б. Таблица для анализа и контроля надёжности [Текст] / Я.Б. Шор, Ф.Н. Кузьмин. – М.: Советское радио, 1968. – 288 с.

125. Розенфельд, И.Л. Коррозия и защита металлов (локальные коррозионные процессы) [Текст] / И.Л. Розенфельд. – М.: Metallurgia, 1970. – 448 с.

126. Бронштейн, И.Н. Справочник по математике [Текст] / И.Н. Бронштейн, К.А. Семендяев. – М.: Государственное издательство технико-теоретической литературы, 1957. – 608 с.

127. Технология диагностирования тракторов [Текст] // ГОСНИТИ. – М.: ГОСНИТИ, 1973.-с. 274.

128. Власов, П.А. Влияние обводнённого топлива на работоспособность плунжерных пар [Текст] / П.А. Власов, А.Н. Скарлыкин // Проблемы развития машинных технологий и технических средств производства сельскохозяйственной продукции: сб. науч. тр. науч.-практ. конф., посвящ. 50-летию инженерного факультета Пензенской ГСХА. – Пенза: РИО ПГСХА, 2002. – С. 11- 80.

129. Madden I.F., Drangemuller E.A. Fuel itind «Journ. SAE», v. 63. N 4, p.29.

130. Нефтепродукты, оборудование нефтескладов и заправочных комплексов [Текст]: справочник / А.Н. Зазуля, С.А. Нагорнов, В.В. Остриков, И.Г. Голубев. – М.: Информагротех, 1999. – 176 с.

131. Мачнев, В.А. Определение остаточного ресурса механизма [Текст] / В.А. Мачнев, А.И. Мурадов, В.М. Михлин // Информлист Пензенского ЦНТИ. – 1995. – № 153.

132. Барковский, Ю.Б. Устройство и обслуживание топливной системы тракторного двигателя [Текст]: пособие для сельских проф.-техн училищ / Ю.Б. Барковский. – М.: «Высш. школа», 1970. – 176 с.

133. Anon. Expanded line of spin-on fuel filter/water separators Agr. Engg, 1990; T. 71. N 5, – p. 50/18

134. Мажугин, Е.И. Обезвоживание дизельного топлива микрофилтрацией [Текст] / Е.И. Мажугин, В.Д. Прудников // Повышение надёжности с.-х. техники. – Горки, 1994, – С. 10-14.

135. Захаров, Ю.А. Проверка, диагностика и испытание форсунок дизелей [Текст] / Ю.А. Захаров, Е.Г. Рылякин // Транспорт. Экономика. Социальная сфера. (Актуальные проблемы и их решения): сборник статей

Международной научно-практической конференции / МНИЦ ПГСХА. – Пенза: РИО ПГСХА, 2014. – С. 43-47.

136. Рылякин, Е.Г. Повышение топливной экономичности двигателя терморегулированием рабочей жидкости в гидроприводе [Текст] / Е.Г. Рылякин, Ю.А. Захаров, П.И. Аношкин // Транспорт. Экономика. Социальная сфера. (Актуальные проблемы и их решения): сборник статей Международной научно-практической конференции / МНИЦ ПГСХА. – Пенза: РИО ПГСХА, 2014. – С. 115-118.

137. Захаров, Ю.А. Анализ конструкций устройств для электромагнитной обработки топлива [Текст] / Ю.А. Захаров, Е.В. Ремизов, Г.А. Мусатов // Перспективные направления развития автотранспортного комплекса: сборник статей VIII Международной научно-производственной конференции. /МНИЦ ПГСХА. – Пенза: РИО ПГСХА, 2014. – С.54-59.

138. Захаров, Ю.А. Анализ оборудования, применяемого для диагностики, испытания и проверки форсунок дизельных ДВС автомобилей [Текст] / Ю.А. Захаров, Е.А. Кульков // Молодой ученый. – 2015. – №2. – С. 154-157.

## ПРИЛОЖЕНИЯ

Приложение 1

Таблица П1.1

Влияние воды на низкотемпературные свойства топлив [102]

| Топливо               | Температура, °С |                       |            |
|-----------------------|-----------------|-----------------------|------------|
|                       | Помутнения      | Начала кристаллизации | Замерзания |
| ТС – 1 сухое          | - 52,3          | - 63,2                | - 64,0     |
| ТС – 1 с 0,008 % воды | - 41,7          | - 62,0                | - 63,1     |
| Т – 1 сухое           | - 58,4          | - 67,5                | - 67,7     |
| Т-1 с 0,008 % воды    | - 53,2          | - 64,3                | - 66,8     |

Таблица П1.2

Влияние воды на фильтруемость топлив [102]

| Топливо                          | Уменьшение расхода топлива по объёму, % (за время, с) |     |      |      |      |      |
|----------------------------------|---|-----|------|------|------|------|
|                                  | 0   | 600 | 1200 | 1800 | 2400 | 3000 |
| ТС – 1 с 0,011 % воды при – 56°С | 0   | 11  | 22   | 38   | -    | -    |
| ТС – 1 с 0,011 % воды при – 33°С | 0   | 5   | 10   | 15   | 20   | 26   |
| ТС – 1 сухое при – 56°С          | 0   | 0,6 | 1    | 3    | 6    | 8    |
| ТС – 1 сухое при – 33°С          | 0   | 0   | 0,1  | 1    | 1,6  | 3    |
| Т – 1 с 0,011 % воды при – 56°С  | 0   | 15  | 38   | -    | -    | -    |
| Т – 1 с 0,011 % воды при – 33°С  | 0   | 4   | 8    | 14   | 20   | 25   |
| Т – 1 сухое при – 56°С           | 0   | 1,5 | 2,2  | 6    | 7,1  | 8,7  |
| Т – 1 сухое при – 33°С           | 0   | 0   | 0,7  | 1,2  | 2,8  | 4    |



Продолжение прил. 1  
Таблица П1.3

Зависимость забивки фильтров топливной системы самолёта, от содержания воды в топливе при низких температурах [102]

| Содержание воды, % по массе<br>(при 18 °С) | Температура, при которой подача<br>топлива падает на 20 % |
|--|---|
| 0,004                                      | - 50  |
| 0,005                                      | - 33  |
| 0,006                                      | - 15  |
| 0,007                                      | - 11  |

Таблица П1.4  
Влияние воды на вязкость нефтепродуктов [13]

| Нефтепродукт                               | Вязкость нефтепродукта, мм <sup>2</sup> /с<br>(при температуре, °С) |          |          |            |            |
|--|---|----------|----------|------------|------------|
|  | -40°С   | -20°С    | 0°С      | + 20°С     | + 40°С     |
| Бензин А – 72:<br>сухой<br>+ 0,016 % воды  | 3<br>4  | 2,5<br>3 | 2<br>2,5 | 1,5<br>1,8 | 1<br>1,5   |
| Топливо ТС – 1:<br>сухое<br>+ 0,011 % воды | 5<br>6,5  | 4<br>5   | 2,5<br>3 | 2<br>2,5   | 1,5<br>1,7 |
| РТ:<br>сухое<br>+ 0,014 % воды             | 12,5<br>16  | 8<br>10  | 6<br>7   | 4<br>5     | 3,5<br>4   |
| ДА:<br>сухое<br>+ 0,010 % воды             | 20<br>28  | 12<br>16 | 9<br>11  | 7<br>8,5   | 6<br>7     |

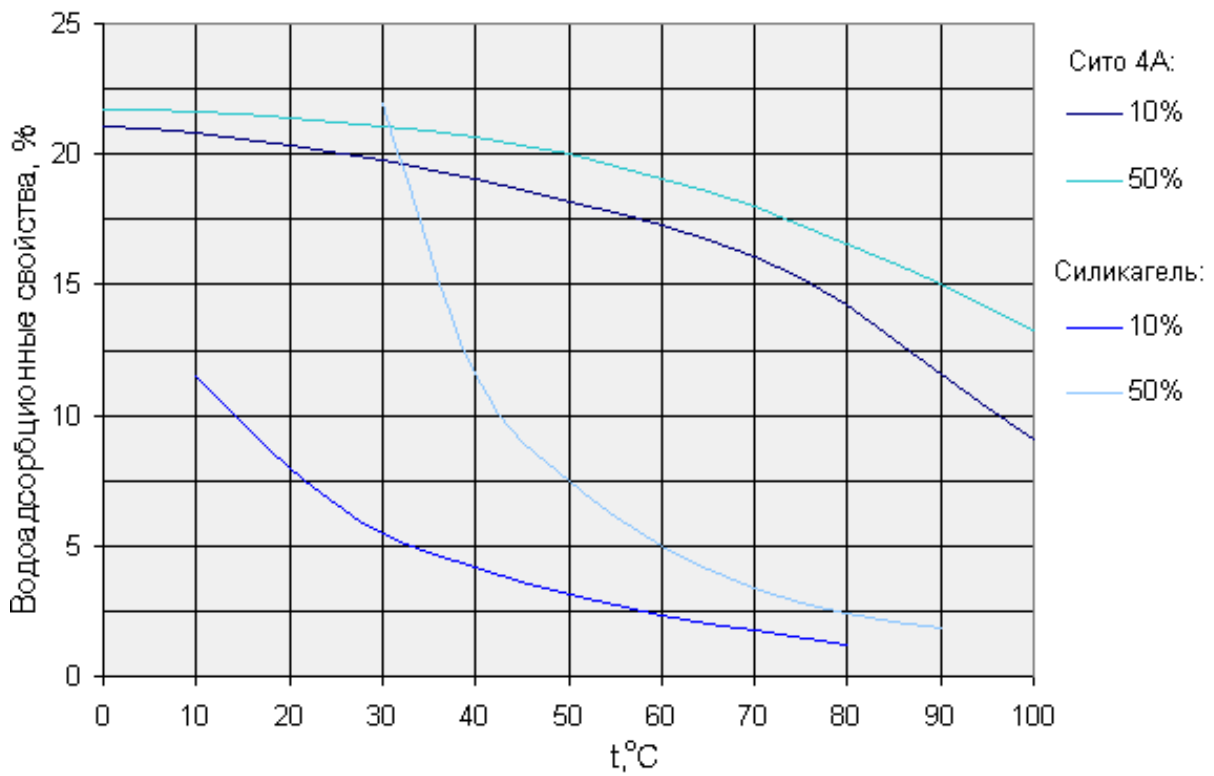


Рис. П1.1. Влияние температуры на водоадсорбционные свойства молекулярного сита 4А и силикагеля [89]

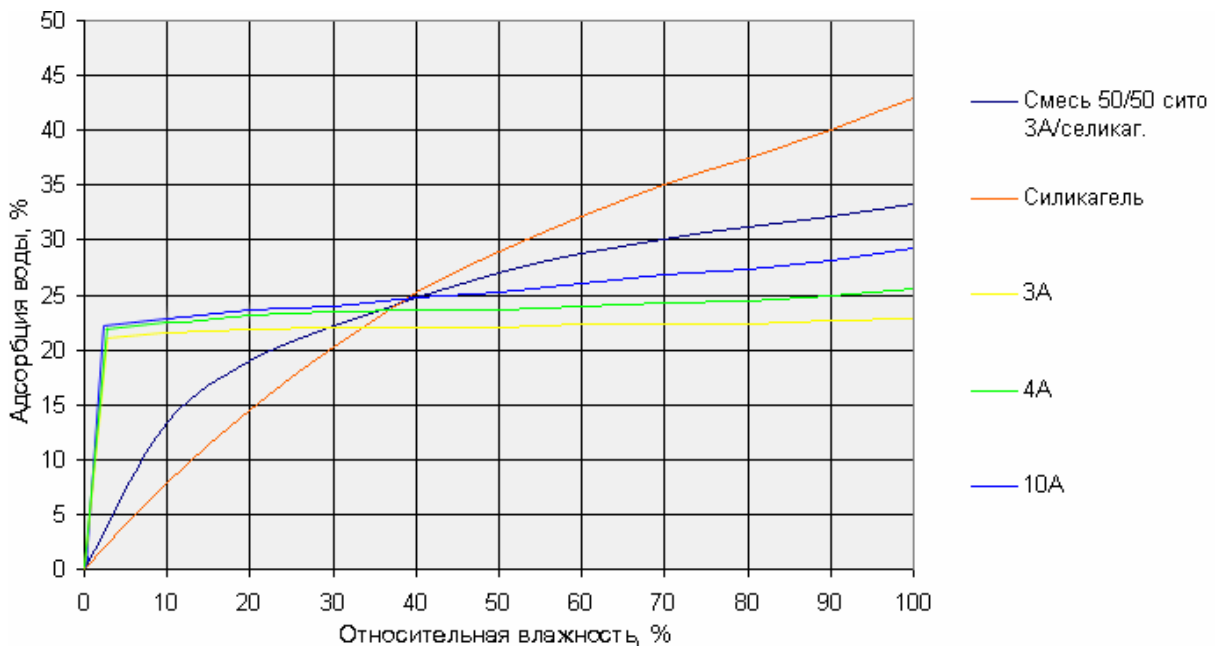


Рис. П1.2. Влияние относительной влажности на количество адсорбированной воды [89]

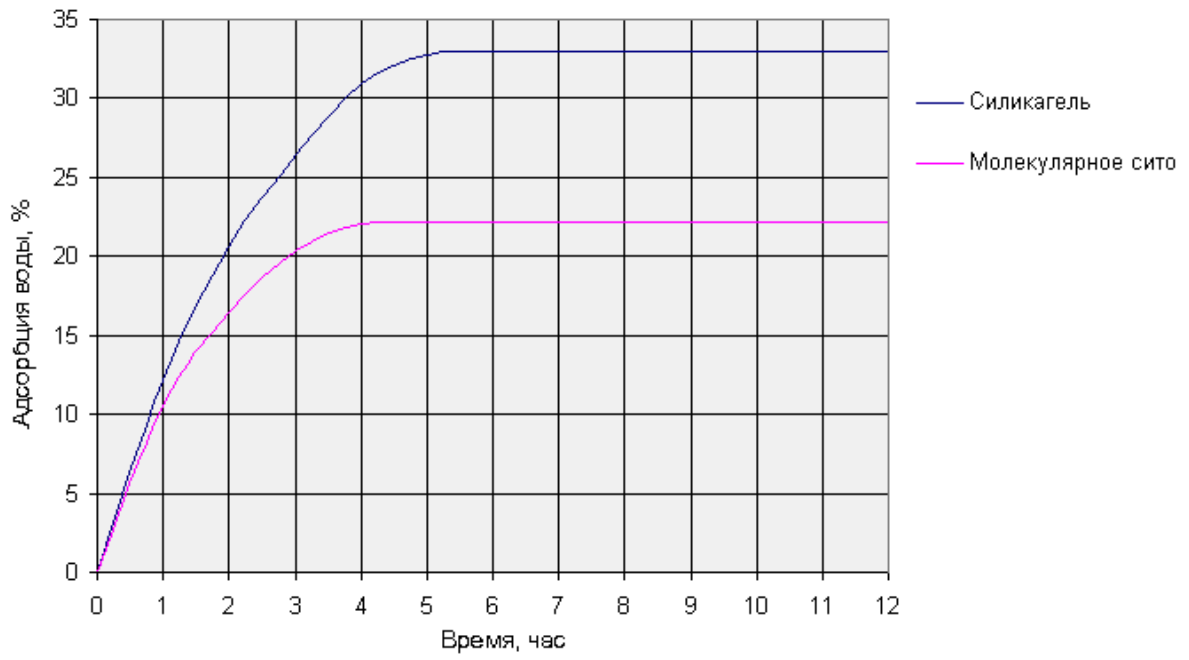


Рис. П1.3. Скорость адсорбции воды силикагелем и молекулярным ситом [89]

**Расчет коэффициента трения в плунжерной паре  
и смазывающей способности топлива  
в зависимости от его обводненности**

Коэффициент трения  $f$  определяется из выражения [62]:

$$f = \frac{2 \cdot \pi \cdot R}{R - r} \cdot \lambda \pm \frac{e \cdot \sin \gamma}{2 \cdot R}.$$

Смазывающая способность  $\Phi$  топлива определится [62]:

$$\Phi = \frac{v \cdot \mu \cdot r}{N}.$$

В свою очередь нагрузка  $N$  находится как

$$N = p \cdot S.$$

Характеристика режима смазки  $\lambda$  вычисляется по следующей зависимости [62]:

$$\lambda = \frac{\mu \cdot v_{\Sigma}}{p}.$$

Скорость движения плунжера выбираем согласно рекомендаций [4, 64]

Коэффициент динамической вязкости смазывающей жидкости определяется следующим выражением [32]

$$\mu = v \cdot \rho_t.$$

Кинематическая вязкость смеси топлива с водой определяется с помощью выражения [33]:

$$v_{см} = \frac{(m_T + m_B) v_T \cdot v_B}{m_T \cdot v_T + m_B \cdot v_B}.$$

Плотность смеси топлива с водой определяется по формуле [33, 34]:

$$\rho_{см} = \frac{\rho_T \cdot V_T + \rho_B \cdot V_B}{V_T + V_B}.$$

Т а б л и ц а П2.1

Значения параметров для расчета коэффициента трения  
в плунжерной паре и смазывающей способности топлива

| Параметры   | Значение                   |
|---|----------------------------|
| $\rho_B$ – плотность воды при 20°C, кг/м <sup>3</sup>               | $\rho_B = 1000$            |
| $\rho_T$ – плотность топлива при 20°C, кг/м <sup>3</sup>            | $\rho_T = 860$             |
| $v_B$ – кинематическая вязкость воды при 20°C, м <sup>2</sup> /с    | $v_B = 1,01 \cdot 10^{-6}$ |
| $v_T$ – кинематическая вязкость топлива при 20°C, м <sup>2</sup> /с | $v_T = 4,5 \cdot 10^{-6}$  |
| $R$ – радиус втулки, м  | $R = 4,5^{+0,06}_{-0,01}$  |
| $r$ – радиус плунжера, м  | $r = 4,5^{+0,06}_{-0,01}$  |
| $v_{\Sigma}$ – результирующая скорость плунжера, м/с                | $v_{\Sigma} = 1,4$         |
| $p$ – давление на плунжер, Н/м <sup>2</sup>                         | $p = 14$                   |
| $S$ – площадь торца плунжера,                                       | $S = 0,254 \cdot 10^{-3}$  |

### Расчет интенсивности изнашивания плунжерных пар с учетом обводненности топлива

Линейная характеристика изнашивания, представляет собой толщину изношенного слоя, который приходится на единицу пути трения [62]:

$$I_h = \frac{h}{L} = \frac{\Delta U}{L},$$

$$\Delta U = U_{\text{пред}} - U_{\text{нач}}.$$

Наименьшая толщина смазывающей пленки определяется как [62]:

$$h_{\min} = \delta \cdot (1 - \chi) = \frac{U}{2} \cdot (1 - \chi).$$

С учетом гидродинамических свойств [32]:

$$h_{\min} = 1,04 \cdot \rho \cdot \lambda.$$

Приведенный радиус кривизны определяется из уравнения [99]:

$$\rho = \frac{R \cdot r}{R \pm r}.$$

При внешнем контакте в знаменателе берется знак «+», при внутреннем «-». С учетом вышеприведенных выражений получим:

$$U = \frac{2,08 \cdot \rho \cdot \lambda}{(1 - \chi)}.$$

Т а б л и ц а П2.2

Значения параметров для расчета интенсивности изнашивания плунжерной пары

| Параметры  | Значение                                    |
|--|---|
| $\chi$ – относительный эксцентриситет  | $\chi = 0,95$                               |
| $\lambda_1$ – характеристика режима смазки   | $\lambda_1 = 0,022296$                      |
| $\lambda_2$ – характеристика режима смазки   | $\lambda_2 = 0,083698$                      |
| $\rho_{\text{нач}}$ – начальный приведенный радиус кривизны, м*                        | $\rho_{\text{нач}} = 2,2666 \cdot 10^{-3}$  |
| $\rho_{\text{пред}}$ – предельный приведенный радиус кривизны, м*                      | $\rho_{\text{пред}} = 2,2637 \cdot 10^{-3}$ |
| $R_{\text{нач}}$ – начальный радиус втулки, м  | $R_{\text{нач}} = 4,5372 \cdot 10^{-3}$     |
| $R_{\text{пред}}$ – предельный радиус втулки, м  | $R_{\text{пред}} = 4,5443 \cdot 10^{-3}$    |
| $r_{\text{нач}}$ – начальный радиус плунжера, м  | $r_{\text{нач}} = 4,5292 \cdot 10^{-3}$     |
| $r_{\text{пред}}$ – предельный радиус плунжера, м                                      | $r_{\text{пред}} = 4,5107 \cdot 10^{-3}$    |
| $I_{h0}$ – линейная характеристика интенсивности изнашивания (на чистом топливе)*      | $I_{h0} = 0,000198872$                      |
| $I_{h1}$ – линейная характеристика интенсивности изнашивания (на обводненном топливе)* | $I_{h1} = 0,000208353$                      |
| $\Delta I$ – изменение интенсивности изнашивания, % *                                  | $\Delta I = 4,6$                            |

\* Рассчитываемый параметр

Таблица П2.3

Расчет коэффициента трения в плунжерной паре и смазывающей способности топлива

| Количественный состав смеси |                       | Плотность смеси, кг/м <sup>3</sup> | Кинематическая вязкость, м <sup>2</sup> /с | Динамическая вязкость, Н с/м <sup>2</sup> | Характеристика режима смазки | Коэффициент трения |
|-----------------------------|-----------------------|------------------------------------|--|---|------------------------------|--------------------|
| Массовая доля топлива, %    | Массовая доля воды, % |                                    |  |   |                              |                    |
| 99                          | 1                     | 861,2057                           | 1,017894                                   | 876,616392                                | 0,022296                     | 0,001260           |
| 98                          | 2                     | 862,4148                           | 1,025913                                   | 884,762559                                | 0,022503                     | 0,001272           |
| 97                          | 3                     | 863,6272                           | 1,034059                                   | 893,041608                                | 0,022714                     | 0,001284           |
| 96                          | 4                     | 864,8431                           | 1,042336                                   | 901,456744                                | 0,022928                     | 0,001296           |
| 95                          | 5                     | 866,0624                           | 1,050746                                   | 910,011276                                | 0,023145                     | 0,001308           |
| 94                          | 6                     | 867,2852                           | 1,059292                                   | 918,708622                                | 0,023366                     | 0,001321           |
| 93                          | 7                     | 868,5114                           | 1,067979                                   | 927,552310                                | 0,023591                     | 0,001333           |
| 92                          | 8                     | 869,7411                           | 1,076810                                   | 936,545987                                | 0,023820                     | 0,001346           |
| 91                          | 9                     | 870,9743                           | 1,085788                                   | 945,693419                                | 0,024053                     | 0,001359           |
| 90                          | 10                    | 872,2110                           | 1,094917                                   | 954,998502                                | 0,024289                     | 0,001373           |
| 80                          | 20                    | 884,7737                           | 1,195423                                   | 1057,67919                                | 0,026901                     | 0,001520           |
| 70                          | 30                    | 897,7035                           | 1,316247                                   | 1181,59937                                | 0,030053                     | 0,001699           |
| 60                          | 40                    | 911,0169                           | 1,464240                                   | 1333,94718                                | 0,033928                     | 0,001918           |
| 50                          | 50                    | 924,7312                           | 1,649728                                   | 1525,55471                                | 0,038801                     | 0,002193           |
| 40                          | 60                    | 938,8646                           | 1,889027                                   | 1773,54104                                | 0,045108                     | 0,002550           |
| 30                          | 70                    | 953,4368                           | 2,209528                                   | 2106,64574                                | 0,053580                     | 0,003028           |
| 20                          | 80                    | 968,4685                           | 2,661007                                   | 2577,10140                                | 0,065546                     | 0,003705           |
| 10                          | 90                    | 983,9817                           | 3,344371                                   | 3290,799703                               | 0,083698                     | 0,004731           |

**Расчет параметров фильтра-влагоотделителя  
для трактора Т-150 К/ХТЗ-150К-09**

Основными параметрами фильтра-влагоотделителя являются: диаметр, количество адсорбционных кассет и высота адсорбционных кассет

Разработанный фильтр-влагоотделитель, устанавливаемый на трактор Т-150К/ХТЗ-150К-09, подключается к магистрали низкого давления топливной системы двигателя.

Диаметр стакана фильтра-влагоотделителя определяем, используя формулу:

$$D = \sqrt{\frac{G}{0,785 \cdot v_0}}$$

Высота слоя адсорбента в адсорбере:

$$H = h_3 \cdot m$$

Высота слоя поглотителя эквивалентная одной единице переноса определяется из выражения:

$$h_3 = \frac{G}{S \cdot \beta_y}$$

Коэффициент массопередачи  $\beta_y$  находится по формуле

$$\beta_y = 1,6 \cdot \frac{D \cdot v_0^{0,54}}{v^{0,54} \cdot d^{1,46}}$$

Число адсорбционных кассет определяется по формуле

$$n = \frac{H}{h_T}$$

Высота адсорбционной кассеты  $H_T$  определяется из выражения:

$$H_T = h_T \cdot k$$

Т а б л и ц а ПЗ.1

**Расчет параметров фильтра-влагоотделителя**

| Параметр   | Значение                      |
|--|-------------------------------|
| $G$ – расход смеси топлива с водой, м <sup>3</sup> /с                    | $G=20,84 \cdot 10^{-6}$       |
| $D$ – диаметр адсорбера, м   | $D=0,12$                      |
| $v_0$ – скорость потока, м/с   | $v_0=1,84 \cdot 10^{-3}$      |
| $H$ – высота слоя адсорбента в адсорбере, м                              | $H=6 \cdot 10^{-3}$           |
| $h_T$ – высота слоя адсорбента в кассете, м                              | $h_T=(0,5...3) \cdot 10^{-3}$ |
| $S$ – площадь поперечного сечения слоя адсорбента, м <sup>2</sup>        | $S=11,3 \cdot 10^{-3}$        |
| $\beta_y$ – коэффициент массопередачи, с <sup>-1</sup>                   | $\beta_y=42,64$               |
| $h_3$ – высота слоя поглотителя эквивалентная одной единице переноса, м* | $h_3=4,32 \cdot 10^{-5}$      |
| $m$ – число единиц переноса *  | $m=138$                       |
| $H_T$ – высота адсорбционной кассеты, м*                                 | $H_T=35 \cdot 10^{-3}$        |
| $n$ – число адсорбционных кассет, шт*                                    | $n=3$                         |
| $k$ – коэффициент объемного расширения адсорбента,                       | $k = 15...20$                 |

\* Рассчитываемый параметр

Приложение 4  
Таблица П4.1

Гидравлическая плотность плунжерных пар (за рассматриваемый период наработки)

| Время<br>наработки                              | Гидравлическая плотность, с |        |        |        |        |        |        |        |        |        |        |        |
|---|-----------------------------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
|   | Опыт №1 (чистое топливо)    |        |        |        |        |        |        |        |        |        |        |        |
| 0   | 65                          | 70     | 68     | 67     | 47     | 44     | 43     | 42     | 40     | 35     | 37     | 38     |
| 120   | 64                          | 69     | 68     | 66     | 47     | 44     | 43     | 42     | 39     | 35     | 36     | 38     |
| W*  | 0,0001                      | 0,0001 | 0      | 0,0001 | 0      | 0      | 0      | 0      | 0,0002 | 0      | 0,0002 | 0      |
| Опыт №2 (топливо + 5 % воды)                    |                             |        |        |        |        |        |        |        |        |        |        |        |
| 0   | 55                          | 57     | 52     | 58     | 35     | 33     | 34     | 30     | 25     | 27     | 27     | 28     |
| 120   | 51                          | 53     | 48     | 53     | 32     | 30     | 31     | 27     | 23     | 24     | 25     | 26     |
| W   | 0,0006                      | 0,0006 | 0,0006 | 0,0007 | 0,0007 | 0,0008 | 0,0007 | 0,0008 | 0,0007 | 0,0009 | 0,0006 | 0,0006 |
| Опыт №3 (топливо + 0,003 % абразива)            |                             |        |        |        |        |        |        |        |        |        |        |        |
| 0   | 45                          | 47     | 48     | 46     | 26     | 27     | 24     | 23     | 35     | 36     | 37     | 36     |
| 40  | 15                          | 16     | 16     | 15     | 9      | 9      | 8      | 8      | 12     | 12     | 12     | 12     |
| W   | 0,0167                      | 0,0165 | 0,0167 | 0,0168 | 0,0163 | 0,0167 | 0,0167 | 0,0163 | 0,0164 | 0,0167 | 0,0169 | 0,0167 |
| Опыт №4 (топливо + 5 % воды + 0,003 % абразива) |                             |        |        |        |        |        |        |        |        |        |        |        |
| 0   | 70                          | 74     | 75     | 72     | 55     | 57     | 56     | 53     | 31     | 29     | 28     | 28     |
| 40  | 3                           | 4      | 4      | 4      | 3      | 3      | 3      | 3      | 2      | 2      | 2      | 1      |
| W   | 0,0239                      | 0,0236 | 0,0237 | 0,0236 | 0,0236 | 0,0237 | 0,0237 | 0,0236 | 0,0234 | 0,0233 | 0,0232 | 0,0241 |

\* W – относительная интенсивность изменения гидравлической плотности пары, ч<sup>-1</sup>



Окончание прил. 4  
Таблица П4.2

Обработка результатов испытаний плунжерных пар

| Показатель                       | Номер опыта |         |         |          |
|----------------------------------|-------------|---------|---------|----------|
|                                  | 1           | 2       | 3       | 4        |
| Среднее арифметическое           | 0,0001      | 0,0007  | 0,0166  | 0,0236   |
| Среднее арифметическое расчетное | 0,0001      | 0,0007  | 0,0166  | 0,0236   |
| $S_j^2$                          | 1,8E-08     | 4,8E-08 | 2,9E-08 | 4,6E-08  |
| $S_j$                            | 0,0001      | 0,0002  | 0,0002  | 0,0002   |
| $P$                              | –           | 2,44    | –       | –        |
| $U_{\max}$                       | 1,990       | 0,932   | 1,443   | 2,198    |
| $U_{\min}$                       | 0,822       | 1,207   | 1,582   | 1,948    |
| $Ft$                             | –           | 2,5     | –       | –        |
| $F$                              | –           | 2,56    | –       | –        |
| $Gt$                             | –           | –       | 0,5     | –        |
| $Gp$                             | –           | –       | 0,327   | –        |
| $S_y^2$                          | –           | 4E-08   | –       | –        |
| $S^2(b_i)$                       | –           | 5,5E-10 | –       | –        |
| $S(b_i)$                         | –           | 2,4E-05 | –       | –        |
| $t(T)$                           | –           | –       | 2,13    | –        |
| $\Delta b_i$                     | –           | –       | 0,00005 | –        |
| $t(p)$                           | 436,80      | 80,972  | 418,57  | 67,441   |
| $S^2_{ад}$                       | –           | 0       | –       | –        |
| $Fp$                             | –           | 0       | –       | –        |
| Коэффициенты регрессии           |             |         |         |          |
| Значение                         | $B_0$       | $B_1$   | $B_2$   | $B_{12}$ |
|                                  | 0,0103      | 0,0019  | 0,0099  | 0,0016   |

Приложение 5  
Таблица П5.1

Гидравлическая плотность плунжерных пар (за рассматриваемый период наработки)

| <b>Время<br/>наработки</b>                             | <b>Гидравлическая плотность, с</b> |        |        |        |        |        |        |        |        |        |        |        |
|--|------------------------------------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
|  | <b>Опыт №1 (чистое топливо)</b>    |        |        |        |        |        |        |        |        |        |        |        |
| 0  | 65                                 | 70     | 68     | 67     | 47     | 44     | 43     | 42     | 40     | 35     | 37     | 38     |
| 120  | 64                                 | 69     | 68     | 66     | 47     | 44     | 43     | 42     | 39     | 35     | 36     | 38     |
| <i>W</i> *   | 0,0001                             | 0,0001 | 0      | 0,0001 | 0      | 0      | 0      | 0      | 0,0002 | 0      | 0,0002 | 0      |
| <b>Опыт №2 (топливо + 5 % воды)</b>                    |                                    |        |        |        |        |        |        |        |        |        |        |        |
| 0  | 55                                 | 57     | 52     | 58     | 35     | 33     | 34     | 30     | 25     | 27     | 27     | 28     |
| 120  | 51                                 | 53     | 48     | 53     | 32     | 30     | 31     | 27     | 23     | 24     | 25     | 26     |
| <i>W</i>   | 0,0006                             | 0,0006 | 0,0006 | 0,0007 | 0,0007 | 0,0008 | 0,0007 | 0,0008 | 0,0007 | 0,0009 | 0,0006 | 0,0006 |
| <b>Опыт №3 (топливо + 0,003 % абразива)</b>            |                                    |        |        |        |        |        |        |        |        |        |        |        |
| 0  | 45                                 | 47     | 48     | 46     | 26     | 27     | 24     | 23     | 35     | 36     | 37     | 36     |
| 40   | 15                                 | 16     | 16     | 15     | 9      | 9      | 8      | 8      | 12     | 12     | 12     | 12     |
| <i>W</i>   | 0,0167                             | 0,0165 | 0,0167 | 0,0168 | 0,0163 | 0,0167 | 0,0167 | 0,0163 | 0,0164 | 0,0167 | 0,0169 | 0,0167 |
| <b>Опыт №4 (топливо + 5 % воды + 0,003 % абразива)</b> |                                    |        |        |        |        |        |        |        |        |        |        |        |
| 0  | 70                                 | 74     | 75     | 72     | 55     | 57     | 56     | 53     | 31     | 29     | 28     | 28     |
| 40   | 3                                  | 4      | 4      | 4      | 3      | 3      | 3      | 3      | 2      | 2      | 2      | 1      |
| <i>W</i>   | 0,0239                             | 0,0236 | 0,0237 | 0,0236 | 0,0236 | 0,0237 | 0,0237 | 0,0236 | 0,0234 | 0,0233 | 0,0232 | 0,0241 |

\* *W* – относительная интенсивность изменения гидравлической плотности пары, ч<sup>-1</sup>

Окончание прил. 5  
Таблица П5.2

Обработка результатов испытаний плунжерных пар

| Номер опыта | Среднее арифм. | $S_j^2$ | $S_j$  | $P$  | $U_{\max}$ | $U_{\min}$ | $Ft$ | $F$  | $Gt$ | $Gp$  | $S_y^2$ |
|-------------|----------------|---------|--------|------|------------|------------|------|------|------|-------|---------|
| 1           | 0,0001         | 1,8E-08 | 0,0001 | –    | 1,990      | 0,822      | –    | –    | –    | –     | –       |
| 2           | 0,0007         | 4,8E-08 | 0,0002 | 2,44 | 0,932      | 1,207      | 2,5  | 2,56 | –    | –     | 4E-08   |
| 3           | 0,0166         | 2,9E-08 | 0,0002 | –    | 1,443      | 1,582      | –    | –    | 0,5  | 0,327 | –       |
| 4           | 0,0236         | 4,6E-08 | 0,0002 | –    | 2,198      | 1,948      | –    | –    | –    | –     | –       |

| Коэфф. регрес. |        | $S^2(b_i)$ | $S(b_i)$ | $t(t)$ | $\Delta b_i$ | $t(p)$ | Средн. арифм. расч. | $S^2_{ад}$ | $F_p$ |
|----------------|--------|------------|----------|--------|--------------|--------|---------------------|------------|-------|
| $B_0$          | 0,0103 | –          | –        | –      | –            | 436,80 | 0,0001              | –          | –     |
| $B_1$          | 0,0019 | 5,5E-10    | 2,4E-05  | –      | –            | 80,972 | 0,0007              | 0          | 0     |
| $B_2$          | 0,0099 | –          | –        | 2,13   | 0,00005      | 418,57 | 0,0166              | –          | –     |
| $B_{12}$       | 0,0016 | –          | –        | –      | –            | 67,441 | 0,0236              | –          | –     |

**Результаты обработки экспериментальных данных многофакторного эксперимента по исследованию обезвоживания дизельного топлива в фильтре-влагоотделителе**

Т а б л и ц а П 6.1

Расчет дисперсии воспроизводимости эксперимента

| № опыта   | $x_1$ | $x_2$ | $x_3$ | $y_1$  | $y_2$  | $y_3$  | $\bar{y}$ | $S_u^2$ |
|---|-------|-------|-------|--------|--------|--------|-----------|---------|
| 1   | -1    | -1    | -1    | 26,09  | 30,07  | 34,04  | 30,07     | 15,79   |
| 2   | -1    | -1    | 1     | 72,00  | 77,95  | 68,89  | 72,95     | 21,16   |
| 3   | 1     | 0     | 0     | 62,25  | 59,37  | 68,51  | 63,38     | 21,85   |
| 4   | -1    | 1     | -1    | 58,88  | 61,68  | 53,68  | 58,08     | 16,45   |
| 5   | -1    | 1     | 1     | 114,67 | 120,50 | 108,54 | 114,57    | 35,80   |
| 6   | 0     | -1    | 0     | 104,04 | 109,71 | 100,17 | 104,64    | 23,02   |
| 7   | 0     | 0     | -1    | 42,14  | 39,61  | 46,07  | 42,61     | 10,60   |
| 8   | 0     | 0     | 0     | 103,06 | 98,34  | 107,14 | 102,85    | 19,39   |
| 9   | 0     | 0     | 1     | 124,07 | 129,28 | 134,18 | 129,18    | 25,56   |
| 10  | 0     | 1     | 0     | 108,11 | 103,40 | 98,72  | 103,41    | 22,06   |
| 11  | 1     | -1    | -1    | 54,93  | 50,89  | 46,55  | 50,79     | 17,57   |
| 12  | 1     | -1    | 1     | 153,13 | 157,69 | 168,80 | 159,87    | 64,96   |
| 13  | 1     | 0     | 0     | 123,12 | 133,19 | 128,26 | 128,19    | 25,35   |
| 14  | 1     | 1     | -1    | 70,35  | 78,14  | 73,63  | 74,04     | 15,30   |
| 15  | 1     | 1     | 1     | 161,38 | 156,60 | 169,80 | 162,59    | 44,66   |
| Табличное значение G-критерия Кохрена, $G_{кр}=0,3346$        |       |       |       |        |        |        |           |         |
| Расчетное значение G-критерия Кохрена, $G=0,171$              |       |       |       |        |        |        |           |         |
| $\sum S_u^2$  |       |       |       |        |        |        |           | 379,53  |
| $\bar{y}_{CP}$  |       |       |       |        |        | 93,15  |           |         |
| Дисперсия воспроизводимости эксперимента, $S^2(\bar{y})=25,3$ |       |       |       |        |        |        |           |         |

Т а б л и ц а П 6.2

Значения коэффициентов уравнения регрессии

|                 | <b>b1</b> | <b>b2</b> | <b>b3</b> | <b>b4</b> | <b>b5</b>  |
|-----------------|-----------|-----------|-----------|-----------|------------|
| <b>Значение</b> | -2,46     | 5,78      | -12,35    | -5,46     | 12,28      |
|                 | <b>b6</b> | <b>b7</b> | <b>b8</b> | <b>b9</b> | <b>b10</b> |
| <b>Значение</b> | -0,86     | 23,64     | 9,44      | 38,36     | 99,16      |

Опытные и расчетные значения переменных

| Опытные значения, г | Расчетные значения, г | Разница между опытными и расчетными значениями, г |
|---------------------|-----------------------|---|
| 30,07               | 24,66                 | 5,41  |
| 72,95               | 78,54                 | -5,59   |
| 63,38               | 73,06                 | -9,68   |
| 58,08               | 56,18                 | 1,90  |
| 114,57              | 106,60                | 7,97  |
| 104,64              | 95,51                 | 9,13  |
| 42,61               | 48,46                 | -5,85   |
| 102,85              | 99,16                 | 3,69  |
| 129,18              | 125,17                | 4,01  |
| 103,41              | 114,38                | -10,97  |
| 50,79               | 58,30                 | -7,51   |
| 159,87              | 161,31                | -1,44   |
| 128,19              | 120,35                | 7,84  |
| 74,04               | 67,99                 | 6,05  |
| 162,59              | 167,54                | -4,95   |
| Средние значения    |                       |   |
| 93,15               | 93,15                 |   |

**Проверка адекватности выбранной модели и значения коэффициента корреляции [58]**

Остаточная сумма квадратов (финальный остаток):  $S_{ад}^2 = 60,93$

$F$ -критерий Фишера:  $F = 2,408$

Критическое значение  $F$ -критерия Фишера:  $F_{кр} = 2,5$

$$F < F_{кр} = 1$$

Условие оказалось не ложным (равным 1, а не 0), следовательно, полученная модель адекватно описывают результаты опытов.

Скорректированные средние квадратичные отклонения результатов:

$$S_x = 40,65 \quad S_y = 41,24$$

Выборочный корреляционный момент:  $K_{xy} = 1562,706$

Коэффициент корреляции:  $r = 0,9858$

Корреляционное отношение:  $\eta = 0,243$

$t$ -критерий коэффициента корреляции:  $tr = 21,185$

Табличное значение  $t$ -критерия:  $Tr = 2.228$

$$|tr| < Tr = 0$$

Условие оказалось ложным, следовательно, различия в представленных выборках существенны, то есть, вычисленное значение коэффициента корреляции достоверно.

**МЕЖГОСУДАРСТВЕННЫЙ СТАНДАРТ**

**НЕФТЬ И НЕФТЕПРОДУКТЫ**

**Метод определения содержания воды**

**Petroleum and petroleum products.  
Method for the determination of water content**

МКС 75.080

ОКСТУ 0209

Дата введения 1966-01-01

**ИНФОРМАЦИОННЫЕ ДАННЫЕ**

1. РАЗРАБОТАН И ВНЕСЕН Министерством нефтеперерабатывающей и нефтехимической промышленности СССР

2. УТВЕРЖДЕН И ВВЕДЕН В ДЕЙСТВИЕ Государственным комитетом стандартов, мер и измерительных приборов СССР от 26.06.65

Изменение N 3 принято Межгосударственным советом по стандартизации, метрологии и сертификации (протокол N 5 от 01.07.2002, по переписке)

За принятие проголосовали:

| Наименование государства   | Наименование национального органа по стандартизации |
|----------------------------|---|
| Азербайджанская Республика | Азгосстандарт                                       |
| Республика Армения         | Армгосстандарт                                      |
| Республика Беларусь        | Госстандарт Республики Беларусь                     |
| Грузия                     | Грузстандарт  |
| Республика Казахстан       | Госстандарт Республики Казахстан                    |
| Кыргызская Республика      | Кыргызстандарт                                      |
| Республика Молдова         | Молдовастандарт                                     |
| Российская Федерация       | Госстандарт России                                  |
| Республика Таджикистан     | Таджикстандарт                                      |
| Туркменистан               | Главгосслужба «Туркменстандартлары»                 |
| Республика Узбекистан      | Узгосстандарт                                       |
| Украина                    | Госстандарт Украины                                 |

3. В стандарт введен международный стандарт ИСО 3733-76
4. ВЗАМЕН ГОСТ 1044-41 и ГОСТ 2477-44
5. ССЫЛОЧНЫЕ НОРМАТИВНО-ТЕХНИЧЕСКИЕ ДОКУМЕНТЫ

| Обозначение НТД,<br>на который дана ссылка | Номер<br>пункта |
|--|-----------------|
| ГОСТ 1770-74                               | 1.1             |
| ГОСТ 2517-85                               | 2.1             |
| ГОСТ 2603-79                               | 1.1             |
| ГОСТ 2768-84                               | 1.1             |
| ГОСТ 4095-75                               | 1.1             |
| ГОСТ 5789-78                               | 1.1             |
| ГОСТ 9147-80                               | 1.1             |
| ГОСТ 9410-78                               | 1.1             |
| ГОСТ 12433-83                              | 1.1             |
| ГОСТ 14710-78                              | 1.1             |
| ГОСТ 25336-82                              | 1.1             |
| ГОСТ 26432-85                              | 4.3             |

6. Ограничение срока действия снято по Протоколу N 3-93 Межгосударственного Совета по стандартизации, метрологии и сертификации (ИУС 5-6-93)

7. ИЗДАНИЕ (август 2004 г.) с Изменениями N 1, 2, 3, утвержденными в апреле 1982 г., марте 1989 г., августе 2002 г. (ИУС 7-82, 5-89, 11-2002)

Настоящий стандарт устанавливает метод определения воды в нефти, жидких нефтепродуктах, пластичных смазках, парафинах, церезинах, восках, гудронах и битумах.

Сущность метода состоит в нагревании пробы нефтепродукта с нерастворимым в воде растворителем и измерении объема сконденсированной воды.

Стандарт не распространяется на битумные эмульсии.  
(Измененная редакция, Изм. N 1, 2).

## 1. АППАРАТУРА, РЕАКТИВЫ И МАТЕРИАЛЫ

1.1. При количественном определении содержания воды в нефтепродуктах применяются следующие аппаратура, реактивы и материалы: аппарат для количественного определения содержания воды в нефтяных, пищевых и других продуктах (черт.1).

Допускается применять колбы типа К-1-500-29/32 ТС, К-1-1000-29/32 ТС, К-1-2000-45/40 ТС с переходом П1-2-45/40-29/32 ТС по ГОСТ 25336 или металлический дистилляционный сосуд вместимостью 500, 1000, 2000 см<sup>3</sup> (черт.2);

приемники-ловушки:

со шкалой 25 см<sup>3</sup> (при ожидаемом содержании воды более 25 см<sup>3</sup>), оснащенный запорным краном;

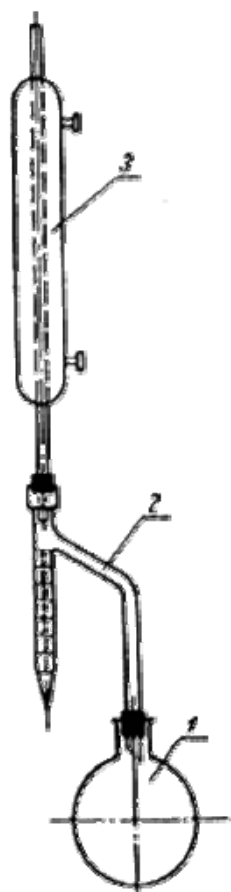
со шкалой 10 см<sup>3</sup> и 2 см<sup>3</sup>;

приемник-ловушка со шкалой 5 см<sup>3</sup>, с ценой деления 0,1 см<sup>3</sup> и погрешностью не более 0,05 см<sup>3</sup>;

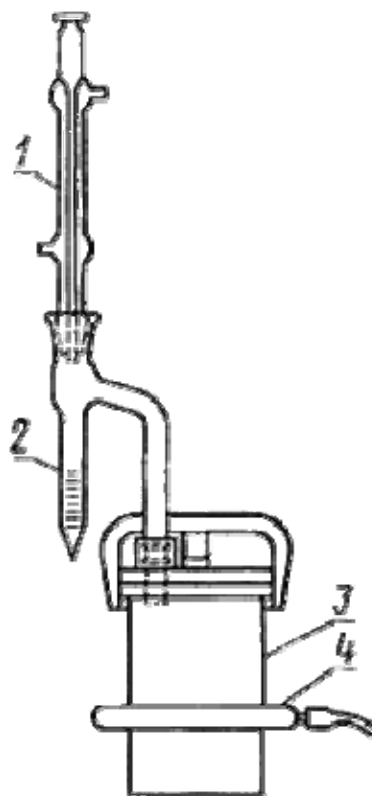
чашка фарфоровая N 4 или 5 по ГОСТ 9147;

цилиндр измерительный номинальной вместимостью 100 см<sup>3</sup> по ГОСТ 1770;

горелка газовая или электрическое нагревательное устройство.



Черт.1



Черт.2

1 – холодильник водный; 2 – приемник-ловушка; 3 – сосуд дистилляционный; 4 – горелка газовая

Для металлического дистилляционного сосуда применяют круговую газовую горелку с отверстиями по внутренней окружности. Размеры горелки должны позволять ее перемещение вверх и вниз вдоль дистилляцион-



ного сосуда во время испытания продуктов, склонных к пенообразованию или застыванию в дистилляционном сосуде;

холодильник типа ХПТ с длиной кожуха не менее 300 мм по ГОСТ 25336;

палочка стеклянная длиной около 500 мм с резиновым наконечником или металлическая проволока такой же длины с утолщением на конце;

растворители безводные углеводородные:

– толуол по ГОСТ 5789 или толуол нефтяной по ГОСТ 14710;

– ксилол нефтяной по ГОСТ 9410;

– изооктаны эталонные по ГОСТ 12433 или изооктан технический по ГОСТ 4095;

– бензин-растворитель для резиновой промышленности – нефрас С<sup>2</sup> – 80/120;

– нефтяные дистилляты с пределами кипения от 100 °С до 200 °С и от 100 °С до 140 °С;

пемза или неглазурованные фаянс и фарфор, или запаянные с одного конца стеклянные капилляры, или олеин, или силиконовая жидкость;

хромовая смесь;

дистиллированная вода;

ацетон по ГОСТ 2603 или по ГОСТ 2768;

секундомер.

Допускается применять реактивы квалификации не ниже указанной в настоящем стандарте.

(Измененная редакция, Изм. N 1, 2, 3).

## 2. ПОДГОТОВКА К ИСПЫТАНИЮ

2.1. Отбор и подготовка проб по ГОСТ 2517 со следующими дополнениями: пробу испытуемого жидкого нефтепродукта хорошо перемешивают пятиминутным встряхиванием в склянке, заполненной не более чем на 3/4 емкости. Вязкие и парафинистые нефтепродукты предварительно нагревают до 40 °С – 50 °С.

(Измененная редакция, Изм. N 1).

2.2. С поверхности образца испытуемой смазки шпателем снимают и отбрасывают верхний слой не менее 10 мм, затем в нескольких местах (не менее трех) не вблизи стенок сосуда берут пробы примерно в равных количествах. Пробы складывают вместе в фарфоровую чашку и тщательно перемешивают.

2.3. Испытуемые образцы парафина, церезина, восковых составов и битума (взятые из разных мест) нарезают в мелкую стружку. Хрупкие, твердые пробы дробят и тщательно перемешивают.

2.4. Дистилляционный сосуд, приемник-ловушку и внутреннюю трубку холодильника промывают последовательно нефрасом, ацетоном, водопроводной водой, ополаскивают дистиллированной водой и сушат. При загрязнении стеклянные части прибора промывают хромовой смесью, водопроводной водой, ополаскивают дистиллированной водой и сушат.

В дистилляционную колбу вводят 100 см<sup>3</sup> или 100 г пробы с погрешностью не более 1 %. При применении приемника-ловушки со шкалой 10 см<sup>3</sup> количество испытуемого образца (в зависимости от содержания воды) уменьшают так, чтобы объем воды, собравшейся в приемнике-ловушке, не превышал 10 см<sup>3</sup>.

Затем цилиндром отмеривают в колбу 100 см<sup>3</sup> растворителя (в соответствии с табл.1), тщательно перемешивают содержимое колбы до полного растворения испытуемого нефтепродукта и прибавляют в колбу несколько кусочков неглазурованного фаянса или фарфора, или несколько капилляров, или 1-2 г олеина, или несколько капель силиконовой жидкости.

Т а б л и ц а 1

| Растворитель  | Испытуемый нефтепродукт   |
|---|---|
| Толуол или ксилол   | Битумы, битуминозные нефти, асфальты, гудроны, тяжелые остаточные котельные топлива       |
| Нефтяной дистиллят с пределами кипения от 100 °С до 200 °С или от 100 °С до 140 °С; толуол или ксилол | Нефть, жидкие битумы, мазуты, смазочные масла, нефтяные сульфонаты и другие нефтепродукты |
| Нефтяной дистиллят с пределами кипения от 100 °С до 140 °С или изооктан, или нефрас                   | Пластичные смазки   |

Маловязкие нефтепродукты (керосин, дизельное топливо) допускается брать в колбу по объему.

В этом случае отмеряют цилиндром 100 см<sup>3</sup> испытуемого продукта и выливают в колбу. Продукт смывают со стенок цилиндра в колбу однократно 50 см<sup>3</sup> растворителя и два раза по 25 см<sup>3</sup>.

Для нефтепродуктов с низким содержанием воды количество растворителя может превышать 100 см<sup>3</sup>. Навеска нефтепродукта в граммах при этом будет равна произведению его объема на плотность в г/см<sup>3</sup>.

(Измененная редакция, Изм. N 1, 2, 3).

2.5. Аппаратуру собирают так, чтобы обеспечить герметичность всех соединений и исключить утечку пара и проникание посторонней влаги.

Вместимость дистилляционного сосуда и приемника-ловушки выбирают в зависимости от предполагаемого содержания воды в пробе.

При использовании металлического дистилляционного сосуда со сменной крышкой между корпусом дистилляционного сосуда и его крышкой должна быть прокладка или твердая, пропитанная растворителем, бумага.

Верхний конец холодильника закрывают неплотным ватным тампоном во избежание конденсации атмосферной влаги внутри трубки холодильника. Включают приток холодной воды в кожух холодильника.

Узкогорлую колбу 1 (см. чертеж 1) соединяют непосредственно при помощи шлифа, а широкогорлую – при помощи перехода и шлифов с отводной трубкой чистого и сухого приемника-ловушки 2. К приемнику-ловушке присоединяют при помощи шлифа прочищенный ватой холодильник 3.

При отсутствии аппарата с нормальными шлифами соединения производят посредством корковых пробок. В этом случае срезанный конец отводной трубки приемника-ловушки должен опускаться в колбу на 1-20 мм, а нижний край косо срезанного конца трубки холодильника должен находиться против середины отводной трубки. Во избежание пропуска паров корковые пробки заливают коллодиумом.

2.6. При резкой разнице между температурой в комнате и температурой воды, поступающей в холодильник, верхний конец трубки холодильника следует закрывать ватой во избежание конденсации атмосферной влаги внутри трубки холодильника.

2.3-2.6. (Измененная редакция, Изм. N 1).

### 3. ПРОВЕДЕНИЕ ИСПЫТАНИЯ

3.1. Включают нагреватель, содержимое колбы доводят до кипения и далее нагревают так, чтобы скорость конденсации дистиллята в приемник была от 2 до 5 капель в 1 с.

Металлический дистилляционный сосуд нагревают при положении горелки около 75 мм под дном дистилляционного сосуда. Горелку постепенно поднимают и следят за скоростью дистилляции, которая не должна превышать 5 капель в 1 с.

Если в процессе дистилляции происходит неустойчивое каплеобразование, то увеличивают скорость дистилляции или останавливают на несколько минут приток охлаждающей воды в холодильник.

(Измененная редакция, Изм. N 1).

3.2. Если под конец перегонки в трубке холодильника задерживаются капли воды, то их смывают растворителем, увеличив для этого на непродолжительное время интенсивность кипячения.

3.3. Перегонку прекращают, как только объем воды в приемнике-ловушке не будет увеличиваться и верхний слой растворителя станет совершенно прозрачным. Время перегонки должно быть не менее 30 и не более 60 мин.

Оставшиеся на стенках трубки холодильника капельки воды сталкивают в приемник-ловушку стеклянной палочкой или металлической проволокой.

3.4. После того как колба охладится, а растворитель и вода в приемнике-ловушке примут температуру воздуха в комнате, аппарат разбирают и сталкивают стеклянной палочкой или проволокой капельки воды со стенок приемника-ловушки.

Если в приемнике-ловушке со шкалой 25 см<sup>3</sup> собралось более 25 см<sup>3</sup> воды, то излишки выпускают в градуированную пробирку.

Если в приемнике-ловушке собралось небольшое количество воды (до 0,3 см<sup>3</sup>) и растворитель мутный, то приемник-ловушку помещают на 20-30 мин в горячую воду для осветления и снова охлаждают до комнатной температуры.

Затем записывают объем воды, собравшейся в приемнике-ловушке, с точностью до одного верхнего деления занимаемой водой части приемника-ловушки.

(Измененная редакция, Изм. N 1).

## 4. ОБРАБОТКА РЕЗУЛЬТАТОВ

4.1. Массовую ( $X$ ) или объемную ( $X_1$ ) долю воды в процентах вычисляют по формулам:

$$X = \frac{V_0}{m} \cdot 100;$$

$$X_1 = \frac{V_0}{V} \cdot 100,$$

где  $V_0$  – объем воды в приемнике-ловушке, см<sup>3</sup>;

$m$  – масса пробы, г;

$V$  – объем пробы, см<sup>3</sup>.

*Примечание.* Для упрощения вычисления плотность воды при комнатной температуре принимают за 1 г/см<sup>3</sup>, а числовое значение объема воды в см<sup>3</sup> – за числовое значение массы воды в г; при массе нефтепродукта (100±0,1) г за массовую долю воды принимают объем воды, собравшейся в приемнике-ловушке, в см<sup>3</sup>.

(Измененная редакция, Изм. N 1, 2).

4.2. За результат испытания принимают среднеарифметическое результатов двух определений.

Результат испытания округляют с точностью до 0,1 %.

(Измененная редакция, Изм. N 2).

4.3. Объем воды в приемнике-ловушке  $0,03 \text{ см}^3$  и меньше считается следами.

Отсутствие воды в испытуемом нефтепродукте определяется состоянием, при котором в нижней части приемника-ловушки не видно капель воды.

В сомнительных случаях наличие воды проверяется методом потрескивания. Для этого испытуемый нефтепродукт (кроме дизельного топлива) нагревают до  $150 \text{ }^\circ\text{C}$  в пробирке, помещенной в масляную баню. При этом отсутствием воды считается случай, когда не слышно потрескивания.

При испытании дизельных топлив  $10 \text{ см}^3$  испытуемого продукта при температуре окружающей среды наливают в сухую пробирку вместимостью  $25 \text{ см}^3$  и осторожно нагревают на спиртовке. Отсутствием воды считается случай, когда не слышно потрескивания; при однократном потрескивании испытание повторяют. При повторном испытании дизельного топлива даже однократное потрескивание свидетельствует о присутствии воды.

(Измененная редакция, Изм. N 2, 3).

4.4. Точность метода при использовании приемника-ловушки  $10$  и  $25 \text{ см}^3$

(Измененная редакция, Изм. N 1).

#### 4.4.1. Сходимость

Два результата определений, полученные одним исполнителем, признаются достоверными (с 95 %-й доверительной вероятностью), если расхождение между ними не превышает:

$0,1 \text{ см}^3$  – при объеме воды, меньшем или равном  $1,0 \text{ см}^3$ ;

$0,1 \text{ см}^3$  или 2 % среднего значения объема (в зависимости от того, какая из этих величин больше) – при объеме воды более  $1,0 \text{ см}^3$ .

#### 4.4.2. Воспроизводимость

Два результата испытаний, полученные в двух разных лабораториях, признаются достоверными (с 95 %-й доверительной вероятностью), если расхождение между ними не превышает:

$0,2 \text{ см}^3$  – при объеме воды, меньшем или равном  $1,0 \text{ см}^3$ ;

$0,2 \text{ см}^3$  или 10 % среднего значения объема (в зависимости от того, какая из этих величин больше) – при объеме воды свыше  $1,0 \text{ см}^3$  до  $10 \text{ см}^3$ ;

5 % от величины среднего результата – при объеме воды более  $10 \text{ см}^3$ .

4.4.1, 4.4.2. (Измененная редакция, Изм. N 2).

**Результаты обработки экспериментальных данных  
исследования эффективности работы топливной системы  
тракторов Т-150К/ХТЗ-150К-09, оснащенных  
фильтром-влажготделителем**

Динамика накопления воды в фильтре тонкой очистки штатной топливной системы в течение 375 мото-ч

Model:  $m_B = b_1 * \tau^{b_2}$  (Spreadsheet1.sta)

Dep. var:  $m_B$  Loss: (OBS-PRED)\*\*2

Final loss: 1,020378548 R=0,97800 Variance explained: 95,649 %

Т а б л и ц а П8.1

Значения коэффициентов уравнения регрессии

|          | <b>b1</b> | <b>b2</b> |
|----------|-----------|-----------|
| Estimate | 0,08631   | 0,8263    |

Т а б л и ц а П8.2

Опытные и расчетные значения переменных

| Опытные значения, г | Расчетные значения, г | Разница между опытными и расчетными значениями, г |
|---------------------|-----------------------|---|
| 5,18125             | 4,66380               | 0,517453  |
| 7,47875             | 8,26949               | -0,790737   |
| 11,91750            | 11,56063              | 0,356869  |

Динамика накопления воды в фильтре тонкой очистки топливной системы оснащенной фильтром-влажготделителем в течение 375 мото-ч

Model:  $m_B = b_1 * \tau^{b_2}$  (Spreadsheet1.sta)

Dep. var:  $m_B$  Loss: (OBS-PRED)\*\*2

Final loss: 0,004796340 R=0,99628 Variance explained: 99,258 %

Т а б л и ц а П8.3

Значения коэффициентов уравнения регрессии

|          | <b>b1</b> | <b>b2</b> |
|----------|-----------|-----------|
| Estimate | 0,0051    | 0,9810    |

Т а б л и ц а П8.4

Опытные и расчетные значения переменных

| Опытные значения, г | Расчетные значения, г | Разница между опытными и расчетными значениями, г |
|---------------------|-----------------------|---|
| 0,537500            | 0,576078              | -0,038578   |
| 1,190000            | 1,137045              | 0,052955  |
| 1,670000            | 1,692446              | -0,022466   |

РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ



**ПАТЕНТ**

НА ИЗОБРЕТЕНИЕ

№ 2263223

**ФИЛЬТР- ВЛАГООТДЕЛИТЕЛЬ**

Патентообладатель(ли): **ФГОУ ВПО "Пензенская государственная сельскохозяйственная академия" (RU)**

Автор(ы): **Новичков Алексей Васильевич (RU), Власов Павел Андреевич (RU)**

Заявка № 2004114098

Приоритет изобретения **07 мая 2004 г.**

Зарегистрировано в Государственном реестре изобретений Российской Федерации **27 октября 2005 г.**

Срок действия патента истекает **07 мая 2024 г.**

*Руководитель Федеральной службы по интеллектуальной собственности, патентам и товарным знакам*



Б.П. Симонов


УТВЕРЖДАЮ

Проректор по научной работе  
ФГОУ ВПО «Пензенская ГСХА»  
д.т.н., профессор

  
Гришин Г.Е.  
\_\_\_\_\_ 2007г.

УТВЕРЖДАЮ

Генеральный директор  
ООО «Агрофирма Евросервис-Беково»  
Пензенской области

  
Иванов Н.Ф.  
« 01 » ноября 2007г.

**АКТ**

**внедрения научно-исследовательских  
и опытно-конструкторских работ  
от « 01 » ноября 2007г.**

Мы, нижеподписавшиеся, представители ООО «Агрофирма Евросервис-Беково» гл. инженер Коновалов В.Н. с одной стороны и представители ФГОУ ВПО «Пензенская ГСХА» д.т.н., профессор Власов П.А. и инженер Новичков А.В. с другой стороны составили настоящий акт в том, что в ООО «Агрофирма Евросервис-Беково» по теме НИР «Уменьшение износа плунжерных пар топливных насосов снижением обводненности дизельного топлива» внедрен фильтр-влагоотделитель.

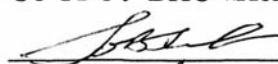
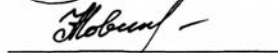
**1. В процессе внедрения выполнены следующие работы:**

- Проведен анализ технического состояния элементов топливной системы трактора;
- Изготовлены и установлены фильтры-влагоотделители на трех тракторах марки Т-150К с заводскими номерами двигателей: №73331; №499114; №490862;
- Проведены отбор и анализ проб топлива из узлов топливной системы шести тракторов участвующих в исследованиях.

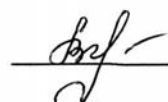
**2. Техничко-экономические показатели внедрения разработки по сравнению с базовым, исходным вариантом:**

- Особенности конструкции разработанного фильтра-влагоотделителя и используемый полимерный адсорбент полиакриламида позволили повысить качество используемого топлива в результате снижения его обводненности по сравнению со штатным фильтром;
- Результаты анализов проб топлива показывают, что при использовании разработанного фильтра-влагоотделителя содержание водных примесей в топливе уменьшилось на **86** %, по сравнению с использованием штатного фильтра.

От ФГОУ ВПО «Пензенская ГСХА»

 Власов П.А.  
 Новичков А.В.

От ООО «Агрофирма Евросервис-Беково»

 Коновалов В.Н.



## МЕЖГОСУДАРСТВЕННЫЙ СТАНДАРТ

### Нефтепродукты

#### ПРОЗРАЧНЫЕ И НЕПРОЗРАЧНЫЕ ЖИДКОСТИ

**Определение кинематической вязкости и расчет динамической вязкости**

**Petroleum products. Transparent and opaque liquids.**

**Determination of kinematic viscosity and calculation of dynamic viscosity**

МКС 75.080

ОКСТУ 0209 Дата введения 2002-01-01

#### Предисловие

1 РАЗРАБОТАН Техническим комитетом по стандартизации ТК 31 «Нефтяные топлива и смазочные материалы» (ВНИИ НП)

ВНЕСЕН Госстандартом России

2 ПРИНЯТ Межгосударственным Советом по стандартизации, метрологии и сертификации (протокол N 18 от 18 октября 2000 г.)

За принятие проголосовали:

| Наименование государства   | Наименование национального органа по стандартизации |
|----------------------------|---|
| Азербайджанская Республика | Азгосстандарт                                       |
| Республика Армения         | Армгосстандарт                                      |
| Республика Казахстан       | Госстандарт Республики Казахстан                    |
| Кыргызская Республика      | Кыргызстандарт                                      |
| Российская Федерация       | Госстандарт России                                  |
| Республика Таджикистан     | Таджикстандарт                                      |
| Туркменистан               | Главгосслужба «Туркменстандартлары»                 |
| Республика Узбекистан      | Узгосстандарт                                       |
| Украина                    | Госстандарт Украины                                 |

3 Настоящий стандарт представляет собой полный аутентичный текст международного стандарта ИСО 3104-94 «Нефтепродукты. Прозрачные и непрозрачные жидкости. Определение кинематической вязкости и расчет динамической вязкости» с дополнительными требованиями, отражающими потребности экономики страны

4 Постановлением Государственного комитета Российской Федерации по стандартизации и метрологии от 27 марта 2001 г. N 137-ст межгосударственный стандарт ГОСТ 33-2000 введен в действие непосредственно в качестве государственного стандарта Российской Федерации с 1 января 2002 г.

5 ВЗАМЕН ГОСТ 33-82

## 1 Назначение и область применения

1.1 Стандарт устанавливает метод определения кинематической вязкости  $\nu$  жидких нефтепродуктов, прозрачных и непрозрачных жидкостей измерением времени истечения определенного объема жидкости под действием силы тяжести через калиброванный стеклянный капиллярный вискозиметр.

Динамическую вязкость  $\eta$  вычисляют как произведение кинематической вязкости жидкости на ее плотность  $\rho$ .

*Примечание* – Полученные результаты зависят от поведения образца и применимы к жидкостям, для которых напряжение сдвига пропорционально скорости деформации (поведение ньютоновских жидкостей). Однако вязкость значительно изменяется со скоростью сдвига, и при использовании вискозиметров с различным диаметром капилляров могут быть получены различные результаты. В стандарт также включена методика и показатели точности для остаточных жидких топлив, которые в определенных условиях проявляют свойства «неньютоновских» жидкостей

Ньютоновская жидкость – жидкость, вязкость которой не зависит от касательного напряжения и градиента скорости. Если отношение касательного напряжения к градиенту скорости непостоянно, жидкость не является ньютоновской.

1.2 Настоящий стандарт не распространяется на битумы.

1.3 При наличии разногласий испытание проводится без отступлений от метода [1].

1.4 Дополнения, отражающие потребности экономики страны, выделены курсивом.

## 2 Нормативные ссылки

В настоящем стандарте использованы ссылки на следующие стандарты:

ГОСТ 112-78 Термометры метеорологические стеклянные. Технические условия

ГОСТ 400-80 Термометры стеклянные для испытания нефтепродуктов. Технические условия

ГОСТ 2517-85 Нефть и нефтепродукты. Методы отбора проб

ГОСТ 2603-79 Ацетон. Технические условия

ГОСТ 3118-77 Кислота соляная. Технические условия

ГОСТ 3134-78 Уайт-спирит. Технические условия

ГОСТ 3900-85 Нефть и нефтепродукты. Методы определения плотности

ГОСТ 4095-75 Изооктан технический. Технические условия

ГОСТ 4204-77 Кислота серная. Технические условия

ГОСТ 4220-75 Калий двухромовоокислый. Технические условия

ГОСТ 5789-78 Тoluол. Технические условия

ГОСТ 6824-96 Глицерин дистиллированный. Технические условия

ГОСТ 8505-80 Нефрас-С 50/170. Технические условия

ГОСТ 10028-81 Вискозиметры капиллярные стеклянные. Технические условия

ГОСТ 12026-76 Бумага фильтровальная лабораторная. Технические условия

ГОСТ 13646-68 Термометры стеклянные ртутные для точных измерений. Технические условия

ГОСТ 14710-78 Тoluол нефтяной. Технические условия

ГОСТ 17299-78 Спирт этиловый технический. Технические условия

ГОСТ 18300-87 Спирт этиловый ректификованный технический. Технические условия

ГОСТ 22867-77 Аммоний азотнокислый. Технические условия

ГОСТ 25336-82 Посуда и оборудование лабораторные стеклянные. Типы, основные параметры и размеры

## 3 Определения

В настоящем стандарте применяют следующие термины и определения.

3.1 кинематическая вязкость  $\nu$ : Сопротивление жидкости течению под действием гравитации.

*Примечание* – При движении жидкости под действием силы тяжести при данном гидростатическом давлении давление жидкости пропорционально ее плотности  $\rho$ . Для всех вискозиметров время истечения определенного объема жидкости прямо пропорционально ее кинематической вязкости  $\nu$ , где  $\nu = \eta / \rho$  и  $\eta$  – динамическая вязкость.

3.2 плотность  $\rho$ : Масса вещества на единицу объема при данной температуре.

3.3 динамическая вязкость  $\eta$ : Отношение применяемого напряжения сдвига к скорости сдвига жидкости. Иногда его называют коэффициентом динамической вязкости или просто вязкостью. Таким образом, динамическая вязкость является мерой сопротивления истечению или деформации жидкости.

*Примечание* – Термин «Динамическая вязкость» можно также применять для обозначения зависимости от времени, при котором напряжение сдвига и скорость сдвига имеют синусоидальную временную зависимость.

## 4 Сущность метода

Сущность метода заключается в измерении калиброванным стеклянным вискозиметром времени истечения, в секундах, определенного объема испытуемой жидкости под влиянием силы тяжести при постоянной температуре. Кинематическая вязкость является произведением измеренного времени истечения на постоянную вискозиметра.

## 5 Реактивы и материалы

5.1 Смесь хромовая для мойки стекла: калий двухромовокислый по ГОСТ 4220, кислота серная по ГОСТ 4204 или сильноокисляющая кислота, не содержащая хрома.

**ОСТОРОЖНО!** Хромовая кислота опасна для здоровья. Она токсична, признана канцерогенной, чрезвычайно коррозионно-агрессивна и потенциально опасна при контакте с органическими веществами.

Используя ее, важно защитить все лицо и надеть защитную одежду. Не вдыхать пары. После применения отходы разложить в соответствии со стандартными методиками, так как они остаются по-прежнему опасны.

Очищающие растворы сильных кислот, не содержащих хрома, также очень коррозионно-агрессивны и потенциально опасны при контакте с органическими веществами.

5.2 Растворитель, полностью смешивающийся с образцом, например петролейный эфир, следует профильтровать перед использованием.

Примечание – Для большинства образцов пригоден легкоиспаряющийся уайт-спирит (*нефрас С4-155/200*) или бензин-растворитель для резиновой промышленности (*нефрас С2-80/120*) [8].

Остаточные топлива с целью удаления асфальтовых веществ необходимо предварительно промыть ароматическим растворителем, таким как толуол по ГОСТ 5789 или толуол нефтяной по ГОСТ 14710, или ксилол.

5.3 Осушающий растворитель, легкоиспаряемый и смешивающийся как с растворителем для образца (5.2), так и с водой (5.4). Перед применением следует отфильтровать.

Примечание – Пригоден ацетон по ГОСТ 2603.

5.4 Вода деионизированная и дистиллированная [3], соответствующая сорту 3, перед применением следует отфильтровать.

*Вода дистиллированная, рН 5,4-6,6.*

5.5 Сертифицированные стандартные образцы вязкости, используемые для контроля при проведении лабораторных испытаний.

*5.6 Бумага фильтровальная лабораторная*

*5.7 Соль поваренная крупнокристаллическая или сульфат натрия безводный, или кальций хлористый прокаленный, или любой другой осушитель.*

*5.8 Спирт этиловый технический по ГОСТ 17299, спирт этиловый синтетический, спирт этиловый ректификованный технический по ГОСТ 18300.*

*5.9 Кислота соляная по ГОСТ 3118.*

*5.10 Допускается использование реактивов, выпускаемых по другой документации, квалификации не ниже указанной в данном стандарте и обеспечивающих получение результатов с точностью согласно разделу 14.*

## **6 Аппаратура**

6.1 Вискозиметры стеклянные капиллярные, калиброванные, обеспечивающие измерение кинематической вязкости с точностью, указанной в разделе 14. Типы вискозиметров и *описание работы с ними* приведены в приложении А.

*Примечание 6* – Вискозиметры, перечисленные в таблице А.1, чьи спецификации удовлетворяют требованиям, указанным в [4], соответствуют характеристикам, указанным в 6.1.

*Для каждого диапазона вязкости необходимо иметь набор вискозиметров.*

Допускается использовать автоматические вискозиметры, обеспечивающие точность, указанную в разделе 14.

При измерении кинематической вязкости менее 10 мм<sup>2</sup>/с и времени истечения менее 200 с вводят поправку на кинематическую энергию [4]. Определение поправки приведено в приложении Б.

6.2 Держатель, обеспечивающий строго вертикальное крепление вискозиметра, у которого верхняя метка расположена непосредственно над нижней, с погрешностью не более 1 °С по всем направлениям.

Если верхняя метка вискозиметра отклонена относительно нижней, погрешность отклонения от вертикали не должна превышать 0,3° по всем направлениям [4].

*Вертикальность вискозиметра оценивается по верхней половине широкого колена.*

*Примечание* – Необходимое соответствие вертикальных частей можно проверить с помощью отвеса, но в прямоугольных банях со светонепроницаемыми краями данный способ не пригоден.

6.3 Баня с регулируемой температурой достаточной глубины, чтобы в момент измерения расстояния от образца в вискозиметре до верхнего уровня жидкости в бане и от образца до дна бани были не менее 20 мм. Для наполнения бани используют прозрачную жидкость, которая остается в жидком состоянии при температуре испытания.

Температуру бани регулируют таким образом, чтобы (для каждой серии определений времени истечения) в интервале от 15 до 100 °С температура в бане не менялась более чем на ±0,02 °С по всей высоте вискозиметров или в пространстве между вискозиметрами и местом расположения термометра. Для температур, находящихся вне указанного интервала, изменения температуры не должны превышать ±0,05 °С.

6.3.1 В зависимости от температуры для заполнения термостата используют следующие реактивы:

*от минус 60 до 15 °С – спирт этиловый технический или спирт этиловый ректифицированный, или изооктан технический по ГОСТ 4095;*

*от 15 до 60 °С – дистиллированную воду;*

*свыше 60 до 90 °С – глицерин по ГОСТ 6824, разбавленный водой 1:1, или светлое нефтяное масло;*

*свыше 90 °С – 25 %-й раствор азотнокислого аммония по ГОСТ 22867.*

*Для охлаждения жидкостей в термостате применяют лед, твердую углекислоту (сухой лед), жидкий азот.*

*При отсутствии термостата для определения вязкости при температуре ниже 15 °С допускается применять прозрачные сосуды Дьюара соответствующей вместимости (6.3).*

6.4 Устройство для измерения температуры

Для диапазона измерения от 0 до 100 °С применяют калиброванные жидкостные стеклянные термометры (приложение В) с точностью после корректировки не менее ±0,02 °С или выше или другие термометрические

устройства равноценной или более высокой точности. Если в одной и той же бане используются два термометра, показания их при этом не должны отличаться более чем на 0,04 °С.

*Примечание* – При применении калиброванных жидкостных стеклянных термометров рекомендуется использовать два термометра.

Для измерения температур вне диапазона от 0 °С до 100 °С следует использовать калиброванные жидкостные стеклянные термометры с точностью после корректировки  $\pm 0,05$  °С и выше, а при применении двух термометров в одной и той же бане их показания не должны отличаться более чем на  $\pm 0,1$  °С.

Термометры типа ТИН-10 по ГОСТ 400.

Термометры типов I и II по ГОСТ 13646.

6.4.1 При измерении температуры в термостате (бане) при частичном погружении контрольного термометра, градуированного на полное погружение, в показания контрольного термометра вводят поправку ( $\Delta t$ ) на выступающий из термостата (над поверхностью жидкости в бане) столбик жидкости в термометре

$$\Delta t = Kh(t_1 - t_2),$$

где  $K$  – коэффициент, равный для ртутного термометра 0,00016, для спиртового – 0,001;

$h$  – высота выступающего столбика ртути или спирта, выраженная в градусных делениях шкалы термометра;

$t_1$  – заданная температура в термостате, °С;

$t_2$  – температура окружающего воздуха вблизи середины выступающего столбика ртути или спирта, °С (определяется вспомогательным термометром, резервуар которого находится на середине высоты выступающего столбика).

Для определения истинной температуры жидкости в термостате поправку алгебраически прибавляют к показанию термометра (см. В.3).

6.5 Устройство для измерения времени, дающее возможность отсчета времени до 0,1 с (или с меньшим делением) и имеющее погрешность с точностью  $\pm 0,07$  %, когда снимают показания в интервале от 200 до 900 с.

Допускается использование секундомеров с ценой деления 0,2 с.

Точность таймера регулярно проверяют.

*Примечание* – Допускается использование электрических устройств для измерения времени, если частота тока контролируется с точностью не ниже 0,05 %. Переменный ток (в некоторых коммунальных сетях) контролируется скорее периодически, чем постоянно, что может быть причиной значительной ошибки при измерении вязкости.

Для проверки таймеров пригоден стандартный частотный сигнал радиовещательной или телефонной сети.

Такие сигналы подходят для измерения времени, если они имеют точность 0,1 с.

6.6 Шкаф сушильный, обеспечивающий температуру от 100 до 200 °С.

6.7 Сито с размером отверстий 75 мкм.

6.8 Воронки или тигли фильтрующие по ГОСТ 25336.

## 7 Поверка и калибровка

7.1 Калибровку поверенных вискозиметров проводят в условиях лаборатории по указанной в стандарте методике, используя сертифицированные стандартные образцы вязкости (5.5). Если разность измеренной кинематической вязкости эталона и значения, приведенного в сертификате на него, превышает  $\pm 0,35\%$ , необходимо проверить каждый этап испытания, включая калибровку термометра и вискозиметра для выявления причины ошибок. В табл. 1, [4] приведены подробные сведения по имеющимся эталонам.

*Примечание* – Самыми обычными причинами ошибок являются частицы пыли в отверстии капилляра и погрешность в измерении температуры. Правильный результат, полученный на сертифицированном эталоне, не исключает возможных источников ошибок.

7.2 Постоянная вискозиметра  $C$  зависит от гравитационного ускорения в месте калибровки и, следовательно, указывается лабораторией по стандартизации вместе с постоянной вискозиметра. Если ускорение силы тяжести  $g$  отличается более чем на 0,1 %, постоянную калибровки корректируют по формуле

$$C_2 = (g_1 / g_2)C_1.$$

Индексы 1 и 2 соответственно обозначают лабораторию по стандартизации и испытательную лабораторию.

## 8 Общие требования к проведению испытания

8.1 Регулируют и поддерживают необходимую температуру испытания в бане для вискозиметров, указанную в 6.3, с учетом условий, описанных в приложении В, и поправок, приведенных в сертификатах калибровки термометров.

*Инструкции по применению различных типов вискозиметров приведены в приложении А [4].*

Термометры должны крепиться вертикально при том же погружении, как и при калибровке.



Примечание – Чтобы при измерении температур получить наиболее достоверные данные, рекомендуется использовать два термометра с сертификатами (6.4) по калибровке.

Показания должны рассматриваться с помощью объективов, дающих примерно пятикратное увеличение, установленных так, чтобы исключить ошибки углового смещения между видимым и реальным направлением изображения.

8.2 Берут два чистых сухих калиброванных вискозиметра с пределами измерения, соответствующими предполагаемой вязкости (для вязкой жидкости – с большим капилляром, для маловязкой – с маленьким капилляром). Время истечения жидкости должно быть не менее 200 с или выше указанного в [4].

*Примечание* – В отдельные операции при определении вязкости вносятся изменения в зависимости от типа вискозиметра.

8.2.1 Если температура испытания ниже точки росы, то во избежание конденсации воды необходимо к открытым концам вискозиметра присоединить осушающие трубки с наполнителем. Осушающие трубки должны соответствовать конструкции вискозиметра и не ограничивать течение образца под давлением, создаваемым в вискозиметре.

Перед помещением вискозиметра в баню заполняют образцом рабочий капилляр и расширительную часть вискозиметра, сливают его еще раз в целях дополнительного предотвращения конденсации влаги или замерзания ее на стенках.

8.2.2 Вискозиметры, используемые для анализа силиконовых, фторуглеродных и аналогичных жидкостей (их сложно удалить моющими средствами), следует сохранять для определения вязкости только таких жидкостей, но ни в коем случае не применять их при калибровке.

Для таких вискозиметров необходимо часто проверять данные, полученные при калибровке, причем растворитель после промывки таких вискозиметров не следует использовать для очистки других вискозиметров.

## **9 Определение кинематической вязкости прозрачных жидкостей**

### **9.1 Пробу отбирают по ГОСТ 2517.**

Вискозиметр заполняют *испытуемым нефтепродуктом* в соответствии с формой аппарата (*приложение А*) аналогично тому, как это осуществлялось при калибровке вискозиметра, и помещают в баню. Если в образце содержатся твердые частицы, то при загрузке его фильтруют через сито с размером отверстий 75 мкм [4], *стеклянный или бумажный фильтр. При наличии в нефтепродукте воды его сушат безводным сульфатом натрия или прокаленной крупнокристаллической поваренной солью, или прокаленным хлористым кальцием и фильтруют через бумажный фильтр.*

*Вязкие продукты допускается перед фильтрованием подогреть от 50 до 100 °С.*

*Примечание* – Для прозрачных жидкостей используют вискозиметры типов А и Б, перечисленные в табл. А.1.

9.1.1 Для продуктов, поведение которых аналогично гелю, измерения должны проводиться при достаточно высоких температурах для обеспечения свободного истечения и получения идентичных результатов при использовании вискозиметров с различным диаметром капилляров.

9.1.2 Наполненный вискозиметр выдерживают в бане до тех пор, пока он не прогреется до температуры испытания. Если одна баня используется для нескольких вискозиметров, нельзя погружать или вынимать вискозиметры из бани, пока хотя бы один вискозиметр находится в рабочем состоянии. Так как время нахождения в бане будет меняться в зависимости от оборудования, температуры и кинематических вязкостей, время температурного равновесия достигается экспериментально.

*Примечание* – Обычно достаточно 30 мин, кроме определений очень высоких значений кинематических вязкостей.

9.1.3 После того, как образец достиг температурного равновесия, доводят объем образца до требуемого уровня, если этого требует конструкция вискозиметра.

9.2 Используя подсос (если образец не содержит летучих веществ) или давление, устанавливают высоту столбика образца в капилляре вискозиметра до уровня, находящегося приблизительно на 7 мм выше первой временной метки, если в инструкции по эксплуатации вискозиметра не установлено другое значение.

При свободном истечении образца определяют с точностью до 0,1 с (6.5) время, необходимое для перемещения мениска от первой до второй метки. Если время истечения меньше установленного минимального (8.2), подбирают вискозиметр с меньшим диаметром капилляра и повторяют определение.

9.2.1 Повторяют определение, описанное в 9.2, для получения второго значения и записывают результат.

9.2.2 Если два измерения согласуются с установленной величиной определяемости (14.1), то рассчитывают среднее арифметическое значение двух измерений времени истечения. Если же два измерения не согласуются, следует повторить определение после тщательной очистки и сушки вискозиметра и фильтрации образца.

## 10 Определение кинематической вязкости непрозрачных жидкостей

*10.1 Отбор проб и предварительная обработка образца в соответствии с 9.1-9.1.3.*

Очищенные цилиндрованные и темные смазочные масла подготавливают в соответствии с 10.2 для получения представительного образца. На кинематическую вязкость остаточных топлив (мазатов) и аналогичных парафинистых продуктов может повлиять предыдущая тепловая обработка, поэтому в 10.1.1 и 10.1.6 описана процедура, которая сводит это влияние до минимума.

Примечание – Для непрозрачных жидкостей используют вискозиметры обратного потока типа В, приведенные в табл. А.1.

10.1.1 Нагревают образец в контейнере в течение 1 ч при температуре  $(60 \pm 2)$  °С.

10.1.2 Образец тщательно перемешивают соответствующим стержнем достаточной длины, чтобы он касался дна контейнера. Перемешивают до тех пор, пока не будет осадка или прилипания парафина к стержню.

10.1.3 Плотнo закрывают контейнер и энергично встряхивают в течение 1 мин до полного перемешивания.

Примечание – Для образцов с высоким содержанием парафинов или высокой кинематической вязкостью необходимо увеличить температуру нагрева выше 60 °С для достижения тщательного перемешивания. Образец должен быть достаточно жидким, чтобы его было удобно перемешать и встряхнуть.

10.1.4 После достижения текучести образца и завершения процедур по 10.1.3 наливают образец в стеклянную колбу вместимостью 100 см<sup>3</sup> в количестве, достаточном для заполнения двух вискозиметров, и неплотнo закупоривают.

10.1.5 Погружают колбу на 30 мин в баню с кипящей водой.

Примечание – При наличии воды в масле перед определением образец необходимо осушить, как указано в 9.1. При нагревании непрозрачных жидкостей, содержащих значительное количество воды, необходимо проводить нагревание до более высоких температур. При этом может произойти энергичное вскипание образца.

10.1.6 Колбу вынимают из бани, плотнo закупоривают и встряхивают 1 мин.

10.2 Заполняют два вискозиметра и помещают в баню в соответствии с конструкцией аппарата.

Например, в поперечных или BS V-образных вискозиметрах для испытания непрозрачных жидкостей образец фильтруют через фильтр с отверстиями размером 75 мкм в два вискозиметра, предварительнo поместив их

в баню. Если образец перед испытанием подвергают тепловой обработке (10.1), то используют предварительно подогретый фильтр, чтобы таким образом предотвратить коагуляцию образца во время фильтрации.

Примечание – Перед заполнением вискозиметры необходимо предварительно подогреть в шкафу, так как это дает гарантию, что образец не остынет ниже требуемой при испытаниях температуры.

10.2.1 Через 10 мин устанавливают объем образца (где этого требует конструкция вискозиметра), совпадающий с отметками заполнения вискозиметра, как указано в спецификации вискозиметра [4].

10.2.2 Заполненный вискозиметр выдерживают в бане до тех пор, пока он не прогреется до температуры испытания (примечание 14). Если одну баню используют для нескольких вискозиметров, нельзя погружать или вынимать вискозиметры из бани, пока хотя бы в одном вискозиметре проводится измерение времени истечения.

10.3 Для образца, находящегося в свободно текущем состоянии, время измеряется с точностью до 0,1 с (6.5). Это время требуется для прохождения образца от первой отметки вискозиметра до второй. Результат регистрируют. Если образцы требуют предварительной тепловой обработки (10.1), на определение вязкости затрачивается 1 ч, включая тепловую обработку.

10.4 Из двух определений рассчитывают среднее арифметическое значение кинематической вязкости  $\nu$ , мм<sup>2</sup>/с.

Для остаточных жидких топлив (мазатов), если два определения находятся в пределах установленного значения определяемости (14.1), рассчитывают среднее арифметическое значение двух измерений, которое затем используют для вычисления кинематической вязкости. Полученное при вычислении значение кинематической вязкости записывают. Если два определения не согласуются, то определение повторяют после тщательной очистки и сушки вискозиметра и фильтрования образца. Результат регистрируют.

Примечание – Для других непрозрачных жидкостей данные показатели точности не применяют.

## **11 Промывание вискозиметра**

11.1 Между последовательными определениями вискозиметр тщательно промывают несколько раз растворителем (5.2), затем промывают полностью испаряющимся растворителем. Сушат вискозиметр, пропуская слабую струю сухого отфильтрованного воздуха в течение 2 мин или до полного удаления следов растворителя.

11.2 Вискозиметр периодически промывают очищающим растворителем (меры предосторожности – 5.1) несколько часов, чтобы удалить остаточные следы органических отложений, затем тщательно ополаскивают водой (5.4), осушающим растворителем (5.3) и сушат отфильтрованным сухим воздухом или под вакуумом. Отложения неорганических веществ удаляют соляной кислотой перед промывкой хромовой смесью, особенно если предполагается присутствие солей бария.

11.3 Нельзя применять щелочные очищающие растворы, так как могут возникнуть изменения в калибровке вискозиметра.

*11.4 Допускается использовать специальные устройства для мытья вискозиметров.*

## 12 Обработка результатов

12.1 Кинематическую вязкость  $\nu$ , мм<sup>2</sup>/с, рассчитывают по формуле

$$\nu = Ct,$$

где  $C$  – калибровочная постоянная вискозиметра, мм<sup>2</sup>/с<sup>2</sup>;

$t$  – среднее арифметическое значение времени истечения, с.

12.2 Динамическую вязкость  $\eta$ , МПа·с, рассчитывают на основании кинематической вязкости по формуле

$$\eta = \nu \rho \cdot 10^{-3},$$

где  $\rho$  – плотность при той же температуре, при которой определялась кинематическая вязкость, кг/м<sup>3</sup>;

$\nu$  – кинематическая вязкость, мм<sup>2</sup>/с.

**Примечание.** Плотность образца можно определять соответствующим методом [5] и за скорректировать к температуре определения [6].

## 13 Выражение результатов

Записывают результаты испытания кинематической и/или динамической вязкости до четырех значащих цифр и температуру испытания. *Результаты определения кинематической и динамической вязкости округляют до 0,01 % измеренной или расчетной величины соответственно.*

## 14 Точность метода

### 14.1 Определяемость $d$

Этот метрологический термин характеризует повторяемость результатов измерения времени истечения испытуемого продукта в одном и том же вискозиметре.

Расхождение между последовательными определениями времени истечения, полученными одним и тем же оператором в одной и той же лаборатории на одной и той же аппаратуре на серии операций, приводящих к единственному результату при нормальном и правильном выполнении метода испытания в течение длительного времени, может превысить значение, приведенное в табл. 1, только в одном случае из двадцати.

### 14.2 Сходимость $r$

Расхождение результатов двух последовательных определений кинематической вязкости, полученных одним и тем же оператором, работающим на одном и том же приборе при постоянных условиях, на одном и том же продукте при нормальном и правильном выполнении метода испытания, может превысить значение, приведенное в табл. 1, только в одном случае из двадцати.

### 14.3 Воспроизводимость $R$

Расхождение между двумя единичными и независимыми результатами испытаний кинематической вязкости, полученными разными операторами, работающими в разных лабораториях на идентичном исследуемом материале в течение длительного времени при нормальном и правильном выполнении метода испытания, может превысить значение, приведенное в табл. 1, только в одном случае из двадцати.

Т а б л и ц а 1

| Испытуемый продукт  | Определяемость $d$  | Сходимость $r$      | Воспроизводимость $R$ |
|---|---------------------|---------------------|-----------------------|
| 1   | 2                   | 3                   | 4                     |
| 1 Базовые масла при 40 и 100 °С*  | 0,0020у<br>(0,20 %) | 00011х<br>(0,11 %)  | 0,0065х<br>(0,65 %)   |
| * Точностные показатели получены статистическим исследованием межлабораторных результатов испытаний шести минеральных масел в диапазоне 8-1005 мм <sup>2</sup> /с при 40 °С и 2-43 мм <sup>2</sup> /с при 100 °С и опубликованы в 1989 г.               |                     |                     |                       |
| 2 Компаундированные масла при 40 и 100 °С*  | 0,0013у<br>(0,13 %) | 0,0026х<br>(0,26 %) | 0,0076х<br>(0,76 %)   |
| * Точностные показатели получены статистическим исследованием межлабораторных результатов испытаний семи компаундированных моторных масел в диапазоне 36-340 мм <sup>2</sup> /с при 40 °С и 6-25 мм <sup>2</sup> /с при 100 °С и опубликованы в 1991 г. |                     |                     |                       |
| 3 Компаундированные масла при 150 °С*   | 0,015у<br>(1,5 %)   | 0,0056х<br>(0,56 %) | 0,018х<br>(1,8 %)     |
| * Точностные показатели получены статистическим исследованием межлабораторных результатов испытания восьми компаундированных моторных масел в диапазоне 7 до 19 мм <sup>2</sup> /с при 150 °С и опубликованы в 1991 г.                                  |                     |                     |                       |

Окончание табл. 1

| 1  | 2                   | 3                              | 4                              |
|--|---------------------|--------------------------------|--------------------------------|
| 4 Нефтяные парафины при 100 °С*  | 0,0080у<br>(0,80 %) | 0,0141х                        | 0,0366х                        |
| * Точностные показатели получены статистическим исследованием межлабораторных результатов при использовании пяти нефтяных парафинов в диапазоне 3-16 мм <sup>2</sup> /с при 100 °С и опубликованы в 1988 г.  |                     |                                |                                |
| 5 Остаточные жидкие топлива (мазуты) при 80 и 100 °С*  | 0,11(у+8)           | 0,013(х+8)                     | 0,04(х+8)                      |
| * Точностные показатели получены статистическим исследованием межлабораторных результатов при использовании 14 остаточных жидких топлив (мазутов) в диапазоне 30-1300 мм <sup>2</sup> /с при 50 °С и 5-170 мм <sup>2</sup> /с при 80 °С и 100 °С опубликованы в 1984 г.                |                     |                                |                                |
| 6 Остаточные жидкие топлива (мазуты) при 50 °С*  | 0,017у<br>(1,7 %)   | 0,015х<br>(1,5 %)              | 0,074х<br>(7,4 %)              |
| * Точностные показатели получены статистическим исследованием межлабораторных результатов при использовании 14 остаточных жидких топлив (мазутов) в диапазоне 30-1300 мм <sup>2</sup> /с при 50 °С и 5-170 мм <sup>2</sup> /с при 80 °С и 100 °С опубликованы в 1984 г.                |                     |                                |                                |
| 7 Прочие нефтепродукты   |                     | 0,35 %<br>среднего<br>значения | 0,72 %<br>среднего<br>значения |
| Обозначения:<br>х – среднее значение сравниваемых результатов, мм <sup>2</sup> /с;<br>у – среднее значение сравниваемых определений результатов, с.<br>Примечание – Точность для отработанных масел не определена, но предполагается, что она меньше, чем для компаундированных масел. |                     |                                |                                |

14.4 При определении кинематической вязкости нефтепродуктов допускается применять термостаты или термостатирующие устройства, обеспечивающие заданную температуру с погрешностью не более  $\pm 0,1$  °С при температуре от минус 30 до плюс 150 °С и  $\pm 0,25$  °С при температуре от минус 60 до минус 30 °С, а также термометры ТЛ-4 N 1-4 [7] и метеорологические низкоградусные термометры по ГОСТ 112, при этом допускаемые расхождения между определениями по времени истечения испытуемого продукта не должны превышать значений, указанных в табл. 2.

Таблица 2

| Вязкость, мм <sup>2</sup> /с | Температура испытания, °С | Допускаемое расхождение между временем истечения двух определений, % среднего арифметического |
|------------------------------|---------------------------|---|
| От 0,6 до 1000 включ.        | От -60 до -30 включ.      | 1,5   |
|                              | Св. -30 « +15 «           | 1,0   |
|                              | « +15 « +150 «            | 0,5   |
| Св. 1000 « 30000 «           | От -60 до -30 включ.      | 2,0   |
|                              | Св. -30 « +15 «           | 1,5   |
|                              | « +15 « +150 «            | 0,8   |

14.5 За результат испытания принимают среднее арифметическое результатов кинематической вязкости в двух вискозиметрах, если расхождение между ними не превышает значений, указанных в табл. 3.

Т а б л и ц а 3

| Температура измерения вязкости,<br>°С | Допускаемое расхождение, % среднего арифметического, для вискозиметров типа |                             |      |
|---------------------------------------|---|-----------------------------|------|
|                                       | ВПЖ-1   | ВПЖ-2, ВПЖ-4<br>(Пинкевича) | ВНЖ  |
| От -60 до -30 включ.                  | ±2,0  | ±2,5                        | ±3,0 |
| Св. -30 « +15 «                       | ±1,2  | ±1,5                        | ±2,0 |
| « +15 « +150 «                        | ±1,0  | ±1,2                        | ±1,5 |

14.6 Протокол испытания содержит следующие данные:

- а) характеристику испытуемого продукта;
- б) ссылку на настоящий стандарт;
- в) результат испытания (разд. 13);
- г) любое отклонение, по соглашению или другим документам, от установленной методики;
- д) дату испытания.



## ПРИЛОЖЕНИЕ А

(обязательное)

### Типы вискозиметров

А.1 Типы вискозиметров приведены в табл. А.1. В табл. А.1 приведен перечень капиллярных вискозиметров, обычно применяемых для определения вязкости нефтепродуктов. Спецификации и инструкции по эксплуатации приведены в [4]

Т а б л и ц а А.1

| Тип вискозиметра  | Наименование вискозиметра  | Пределы кинематической вязкости*, мм <sup>2</sup> /с |
|---|--|--|
| Для прозрачных жидкостей  |  |  |
| А   | Вискозиметры Оствальда   |  |
|   | Каннон-Фенске обычный**  | 0,5-20000  |
|   | Цайтфукс   | 0,6-3000   |
|   | BS с V-образной трубкой**  | 0,9-10000  |
|   | BS/V/M-миниатюрный   | 0,2-100  |
|   | SIL**  | 0,6-10000  |
|   | Каннон-Маннинг, полумикро  | 0,4-20000  |
|   | Пинкевич**   | 0,6-17000  |
|   | ВПЖ-4, ВПЖТ-4** (ГОСТ 10028)   | 0,6-10000  |
| ВПЖ-2, ВПЖТ-2** (ГОСТ 10028)  | 0,6-30000  |  |
| Б   | Вискозиметры с висячим уровнем   |  |
|   | BS/IP/SL**   | 3,5-100000   |
|   | BS/IP/SL(S)**  | 1,05-10000   |
|   | BS/IP/MSL  | 0,6-3000   |
|   | Убеллоде**   | 0,3-100000   |
|   | Фитцсиманс   | 0,6-1200   |
|   | Атлантик**   | 0,75-5000  |
|   | Каннон-Убеллоде (А), Каннон-Убеллоде с разбавлением** (В)                  | 0,5-100000   |
|   | Каннон-Убеллоде, полумикро   | 0,4-20000  |
| ДИН Убеллоде  | 0,35-50000   |  |
| ВПЖ-1 (ВПЖТ-1)** (ГОСТ 10028)   | 0,6-30000  |  |
| Для прозрачных и непрозрачных жидкостей   |  |  |
| В   | Вискозиметры с обратным истечением для прозрачных и непрозрачных жидкостей |  |
|   | Каннон-Фенске – непрозрачный   | 0,4-20000  |
|   | Цайтфукс с перекрещивающимися трубками                                     | 0,6-100000   |
|   | BS/IP/PF с V-образной трубкой с обратным истечением                        | 0,6-300000   |
|   | Ланц-Цайтфукс с обратным истечением  | 60-100000  |
|   | ВНЖ, ВНЖТ (ГОСТ 10028)   | 0,6-30000  |
| * Каждый диапазон кинематической вязкости требует ряда вискозиметров. Во избежание необходимости введения поправок на кинематическую энергию вискозиметры рассчитаны на время истечения более 200 с, за исключением специальных указаний [4]. |  |  |
| ** Время истечения вискозиметров должно быть не менее 200 с.  |  |  |

## А.2 ОПИСАНИЕ РАБОТЫ С ВИСКОЗИМЕТРАМИ

### А.2.1 Вискозиметр Канон-Фенске (рис. А.1)

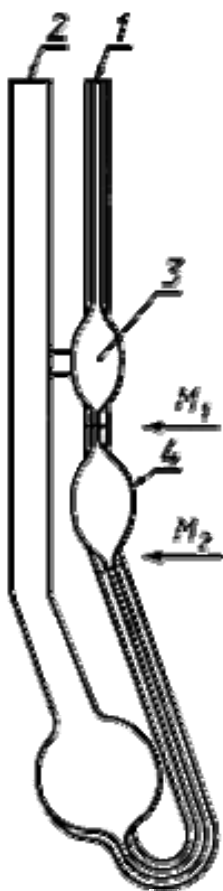


Рис. А.1. Вискозиметр типа Канон-Фенске

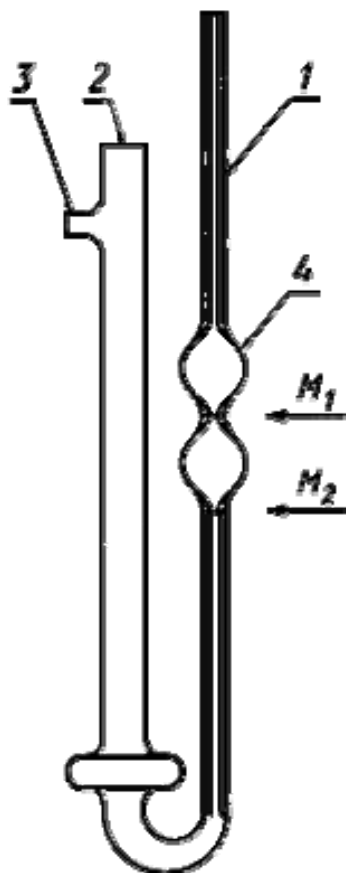


Рис. А.2. Вискозиметр типа Пинкевича (ВПЖТ-4, ВПЖ-4)

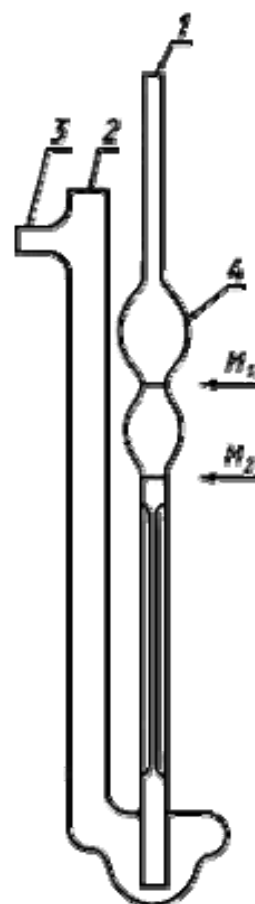


Рис. А.3. Вискозиметр типов ВПЖТ-2, ВПЖ-2

*В чистый сухой вискозиметр вносят пробу нефтепродукта следующим образом:*

*На трубку 2 надевают резиновую трубку, трубку 1 погружают в сосуд с нефтепродуктом и нефтепродукт засасывают (с помощью резиновой груши, водоструйного насоса или другим способом) до метки  $M_2$ , при этом необходимо следить, чтобы в жидкости не образовались пузырьки воздуха. В момент, когда уровень жидкости достигает метки  $M_2$ , вискозиметр вынимают из сосуда и быстро устанавливают в нормальное положение.*

*Снимают с внешней стороны конца трубки 1 избыток жидкости и надевают на этот конец резиновую трубку. Вискозиметр помещают в термостат. Выдержка в термостате должна быть достаточно дли-*

тельной (9.1.2). Расширение 3 должно находиться ниже уровня жидкости в термостате. После выдержки в термостате жидкость засасывают в расширение 4 приблизительно на 5 мм выше метки  $M_1$ . Определяют время перемещения мениска жидкости от метки  $M_1$  до метки  $M_2$ .

*А2.2 Вискозиметр типа Пинкевича (ВПЖ-4, ВПЖТ-4 и ВПЖ-2, ВПЖТ-2), рисунки А.2 и А.3*

На отводную трубку 3 надевают резиновую трубку. Далее, зажав пальцем колено 2 и перевернув вискозиметр, опускают колено 1 в сосуд с нефтепродуктом и засасывают его (с помощью резиновой груши, водоструйного насоса или иным способом) до метки  $M_2$ , следя за тем, чтобы в жидкости не образовались пузырьки воздуха.

В момент, когда уровень жидкости достигает метки  $M_2$ , вискозиметр вынимают из сосуда и быстро перевертывают в нормальное положение. Снимают с внешней стороны конца колена 1 избыток жидкости и надевают на него резиновую трубку.

Вискозиметр устанавливают в термостат так, чтобы расширение 4 было ниже уровня жидкости. После выдержки в термостате не менее 15 мин засасывают жидкость в колено 1 примерно до 1/3 высоты расширения 4. Соединяют колено 1 с атмосферой и определяют время перемещения мениска жидкости от метки  $M_1$  до  $M_2$ .

*А.2.3 Вискозиметры типов ВПЖТ-1, ВПЖ-1 (БС/ИП/СЛ) (рис. А.4)*

Испытуемый нефтепродукт наливают в чистый вискозиметр через трубку 1 так, чтобы уровень ее установился между метками  $M_3$  и  $M_4$ . На концы трубок 2 и 3 надевают резиновые трубки, при этом первая из них должна быть снабжена краном, вторая – краном и резиновой грушей. Вискозиметр устанавливают вертикально в жидкостном термостате так, чтобы уровень термостатирующей жидкости находился на несколько сантиметров выше расширения 4.

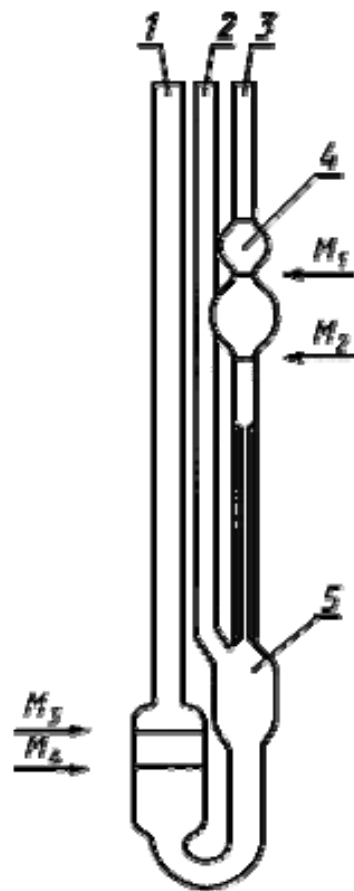


Рис. А.4. Вискозиметр типов ВПЖТ-1, ВПЖ-1 (БС/ИП/СЛ)

При температуре опыта вискозиметр выдерживают не менее 15 мин, после чего всасывают (грушей) при закрытой трубке 2 жидкость выше метки  $M_1$  примерно до середины расширения 4 и перекрывают кран, соединенный с трубкой 3. Если вязкость нефтепродукта менее 500 сСт, открывают кран на трубке 3 и потом освобождают зажим на трубке 2. При более вязких нефтепродуктах сначала открывают трубку 2, затем измеряют время понижения уровня жидкости в трубке 2 от метки  $M_1$  до  $M_2$ . Необходимо при этом обращать внимание на то, чтобы к моменту подхода уровня жидкости к метке  $M_1$  в расширении 5 образовался «висячий уровень», а в капилляре не было пузырьков воздуха.

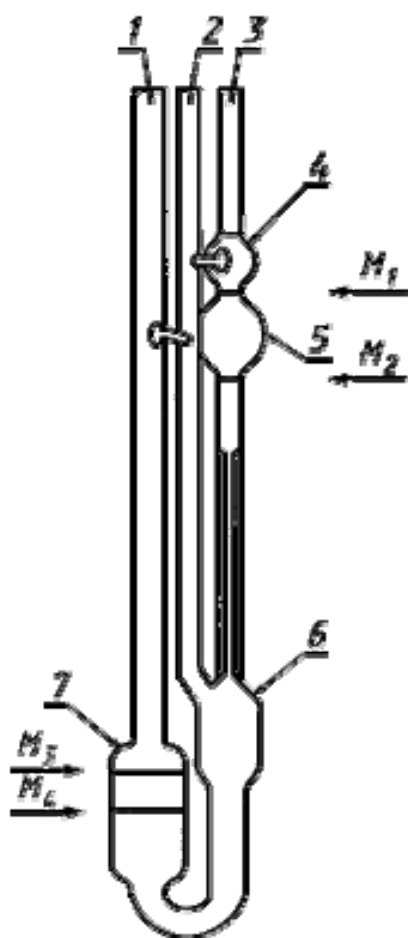


Рис. А.5. Вискозиметр типа Убеллоде

#### А.2.4 Вискозиметр типа Убеллоде (рис. А.5)

В чистый сухой вискозиметр вносят пробу нефтепродукта следующим образом:

Вискозиметр отклоняют на  $30^\circ$  от вертикального положения так, чтобы сосуд 7 оказался под капилляром. С помощью заполнительной трубки 1 вносят пробу так, чтобы ее уровень достиг нижней метки  $M_4$ . Потом вискозиметр возвращают в нормальное положение, следя за тем, чтобы уровень жидкости не превышал верхней метки  $M_3$ . При заполнении вискозиметра пробой в жидкости не должны образовываться пузырьки воздуха.

Вискозиметр с пробой помещают в термостат. Через 20 мин выдержки на трубку 3 надевают резиновую трубку, трубку 2 закрывают пальцем и пробу засасывают до половины расширения 4. Потом трубку 2 открывают, ждут, пока проба перетечет из трубки 2 в сосуд 6 и образуется «висячий уровень».

Освобождают трубку 3 и измеряют время перемещения мениска жидкости от метки  $M_1$  до  $M_2$ .

#### А.2.5 Вискозиметры типов ВНЖ, ВНЖТ (Канон-Фенске-Опакв) (рис. А.6)

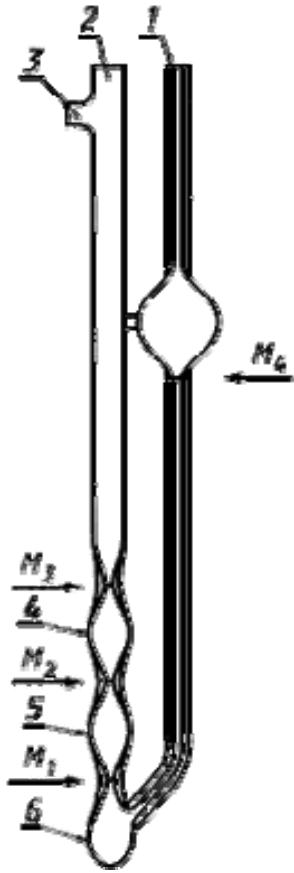


Рис. А.6. Вискозиметр типов ВНЖ, ВНЖТ (Канон-Фенске-Опакв)

На отводную трубку 3 надевают резиновую трубку. Зажав пальцем колено 2 и перевернув вискозиметр, опускают колено 1 в сосуд с нефтепродуктом и засасывают его (с помощью резиновой груши, водоструйного насоса или иным способом) до метки  $M_4$ , следя за тем, чтобы в жидкости не образовались пузырьки воздуха.

В тот момент, когда уровень жидкости достигает метки  $M_4$ , вискозиметр вынимают из сосуда и быстро перевертывают в нормальное положение. Снимают с внешней стороны конца колена 1 избыток нефтепродукта и надевают кусочек резиновой трубки длиной 8-15 см с присоединенным закрытым краном или зажимом. Затем открывают кран для заполнения жидкостью резервуара б и вновь его закрывают, когда жидкость заполнит приблизительно половину резервуара б. Вискозиметр устанавливают в термостат и после необходимой выдержки в нем (20 мин) открывают колено 1 и, пользуясь двумя секундомерами, измеряют время течения жидкости от метки  $M_1$  до  $M_2$  и от метки  $M_2$  до  $M_3$ .

По измеренному времени заполнения резервуара 5 вычисляют вязкость. Измеренное время заполнения резервуара 4 служит для контроля. Значения вязкости, вычисленные по времени заполнения резервуаров 5 и 4, могут отличаться до 2 %, а при температуре ниже 15 °С – до 3 %.

#### А.2.6 Вискозиметр типа БС/ИП/РФ (рис. А.7)

Вискозиметр помещают в термостат так, чтобы верхняя метка  $M_4$  находилась под уровнем жидкости в термостате приблизительно на 3 см, а капилляр был в точно вертикальном положении. Вискозиметр выдерживают в термостате. С помощью пипетки вносят в трубку 1 пробу (проба может быть подогретой), следя за тем, чтобы не намочить стенки вискозиметра над меткой  $M_4$  и чтобы в жидкости не образовались пузырьки воздуха.

Как только уровень жидкости достигнет положения приблизительно на 5 мм ниже метки  $M_3$  закрывают трубку 2 и останавливают течение жидкости.

Пробу доливают до метки  $M_4$  и выдерживают в термостате 20-30 мин.

Освобождают трубку 2 и доводят уровень пробы до метки  $M_3$ . Трубку 2 снова закрывают. С помощью пипетки с предохранительным упором устанавливают пробу над меткой  $M_4$ . Упор на пипетке должен находиться на такой высоте, чтобы при введении пипетки в трубку 1 и соприкосновении упора с краем трубки 1 конец пипетки был точно на метке  $M_4$ . К пипетке присоединяют отсос и осторожно отсасывают избыток пробы, пока пипетка не начнет всасывать воздух, после чего пипетку вынимают. Потом трубку 2 освобождают и измеряют время прохождения мениска жидкости от метки  $M_2$  до  $M_1$ . С одним заполнением вискозиметра производят только одно измерение времени течения.

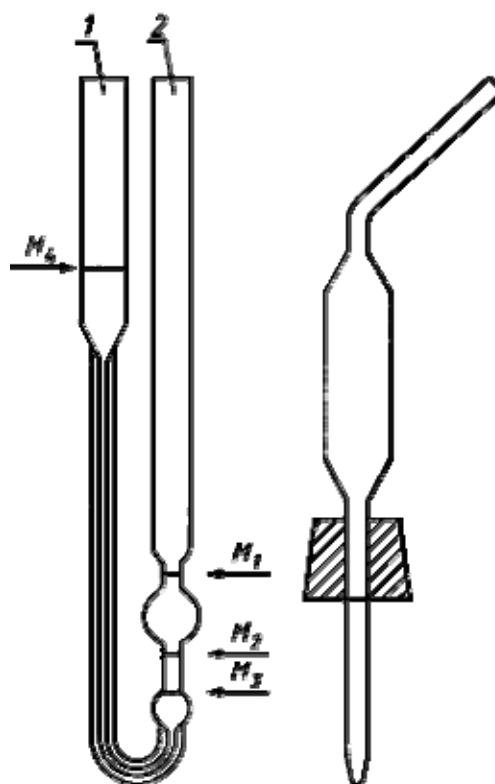


Рис. А.7. Вискозиметр типа БС/ИП/РФ

### А.3 Поверка

Рабочие стандартные вискозиметры проверяют по образцовым вискозиметрам, имеющим сертификат поверки по национальному нормативному документу. Вискозиметры, используемые для испытания, следует проверять по рабочим стандартным или образцовым вискозиметрам или по методике, приведенной в [4]. Постоянные вискозиметра следует определять и регистрировать с точностью до 0,1 % их значений.

### А.4 Калибровка

Постоянные вискозиметра проверяют по методике, аналогичной указанной в А.3, или с помощью эталонных масел для определения вязкости.

**Примечание.** Эталонные масла можно использовать для контроля при проведении лабораторных испытаний.

Если несоответствие между значениями измеренной кинематической вязкости исследуемого образца и вязкости эталонного масла превышает  $\pm 0,35\%$ , необходимо проверить каждый этап проведения испытания, включая градуировку термометра и вискозиметра, для выявления причины ошибок. Правильный результат, полученный на эталонном масле, не устраняет возможных источников ошибочных результатов.

### Примечания:

1 Следует иметь в виду, что правильный результат, полученный на эталонном масле, не лишен вероятности появления случайной ошибки.

2 Эталонные масла для определения вязкости имеют установленное в многократных испытаниях значение вязкости.

В табл. 1 метода [4] приведен перечень эталонных масел по диапазонам измерений.

## ПРИЛОЖЕНИЕ Б

(справочное)

### Определение поправки на кинетическую энергию

Б.1 Кинематическую вязкость  $\nu$ , мм<sup>2</sup>/с, вычисляют с учетом размеров вискозиметра по формуле

$$\nu = \frac{100\pi g D^4 h T}{128VL} - \frac{E}{T^2}, \quad (1)$$

где  $g$  – ускорение силы тяжести, см/с<sup>2</sup>;

$D$  – диаметр капилляра, см;

$h$  – среднее вертикальное расстояние между верхней и нижней метками, см;

$T$  – время истечения, с;

$V$  – объем жидкости измерительного резервуара, см<sup>3</sup>;

$L$  – длина капилляра, см;

$E$  – коэффициент кинетической энергии, мм<sup>2</sup>·с.

Если время истечения выбранного вискозиметра превышает минимальное время истечения, указанное в данном стандарте, то формулу (1) можно упростить, пренебрегая выражением кинетической энергии  $E/T^2$  и группируя непеременимые члены в постоянную  $C$  следующим образом:  $\nu = CT$ .

### Б.2 Поправка на кинетическую энергию

Вискозиметры, рассмотренные в данном стандарте, устроены так, что поправка на кинетическую энергию  $E/T^2$  очень мала, если время истечения жидкости более 200 с. Чтобы пренебречь поправкой на кинетическую энергию при использовании различных вискозиметров для измерения жидкостей с малой вязкостью требуется минимальное время истечения более 200 с.

Для вискозиметров с постоянной меньше или равной 0,01 см<sup>2</sup>/с<sup>2</sup> поправка на кинетическую энергию может быть значительной, если не соблюдается минимальное время истечения 200 с. В этом случае вводят поправку на кинетическую энергию в виде формулы

$$\nu = CT - \frac{E}{T^2}, \quad (2)$$

где  $C$  – постоянная вискозиметра, см<sup>2</sup>/с<sup>2</sup> (сСт/с<sup>2</sup>);

$T$  – время истечения, с;

$E$  – коэффициент кинетической энергии, см<sup>2</sup>·с.

Коэффициент кинетической энергии  $E$ , см<sup>2</sup>·с, определяют по формуле

$$E = 1,66 \cdot V^{3/2} / L(CD)^{1/2}, \quad (3)$$

где  $L$  – длина капилляра, см.

**ПРИЛОЖЕНИЕ В**  
(обязательное)

**Термометры для определения кинематической вязкости**

**В.1 Конструкция термометра и спецификация**

Применяют специальный термометр с небольшим диапазоном измерения, соответствующий общей спецификации, приведенной в табл. В.1.

В табл. В.2 приведены термометры ASTM, IP и ASTM/IP, соответствующие спецификации, изложенной в табл. В.1, и температурам испытания.

**Примечание 25** – Разница в конструкции, главным образом, основывается на положении точки замерзания воды. В модели А точка замерзания воды находится в диапазоне шкалы; в модели В – ниже диапазона шкалы; в модели С – выше диапазона шкалы (рис. В.1).

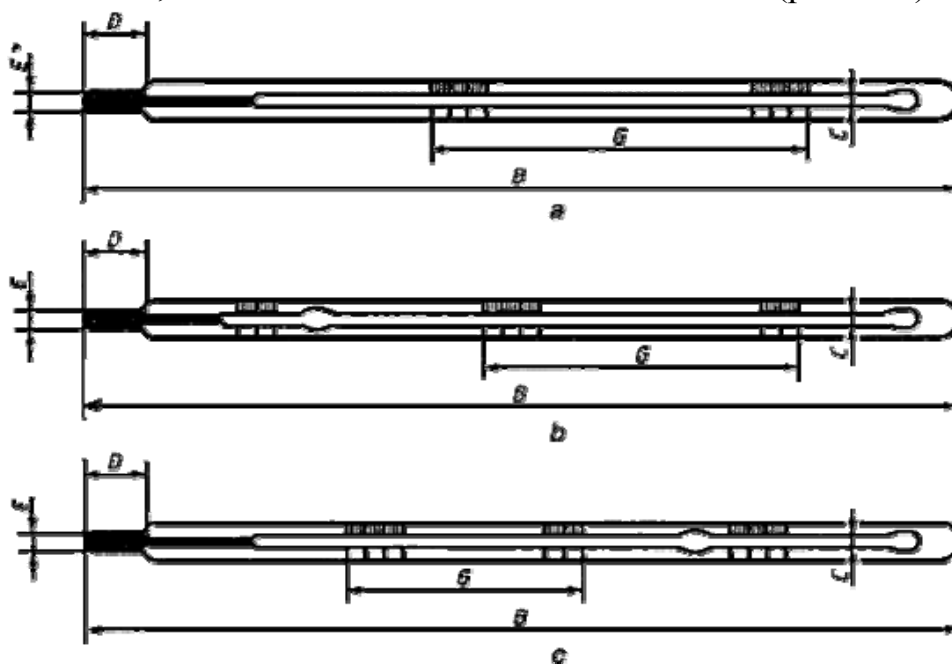


Рис. В.1

В табл. В.1 приведены технические требования к термометрам.

Т а б л и ц а В.1

Технические требования к термометрам

| Наименование параметра                | Основные размеры |
|---------------------------------------|------------------|
| 1                                     | 2                |
| Глубина погружения                    | Полная           |
| Метки на шкале:                       |                  |
| мелкие деления, °С                    | 0,05             |
| длинные штрихи через каждые, °С       | 0,1 и 0,5        |
| Цифровые обозначения через каждые, °С | 1                |
| Максимальная ширина линии, мм         | 0,1              |



## Окончание табл. В.1

| 1   | 2   |
|---|---|
| Погрешность шкалы при температуре испытания, °С, не более | 0,1   |
| Камера расширения допускает нагревание до °С              | 105 для шкалы термометра до 90<br>120 между 90-05<br>130 между 95-105 и<br>170 выше 105 |
| Общая длина <i>B</i> , мм                                 | 300-310   |
| Наружный диаметр стержня <i>C</i> , мм                    | 6,0-8,0   |
| Длина ртутного резервуара <i>E</i> , мм                   | 45-55   |
| Наружный диаметр ртутного резервуара <i>E</i> , мм        | Не более стержня  |
| Длина шкалы <i>G</i> , мм                                 | 40-90   |

## Таблица В.2

## Соответствие термометров по ГОСТ 400 термометрам по спецификациям ASTM и IP

| Типы термометров по нормативной документации |           |        | Температура испытания, °С |
|--|-----------|--------|---------------------------|
| ГОСТ 400                                     | ASTM      | IP     |                           |
| -  | ASTM 74C  | IP 69C | -53,9                     |
| ТИН 10-6                                     | ASTM 73C  | IP 68C | -40                       |
| -  | ASTM 126C | IP 71C | -26,1                     |
| -  | ASTM 127C | IP 99C | -20                       |
| ТИН 10-10                                    | ASTM 72C  | IP 67C | -17,8                     |
| ТИН 10-5                                     | ASTM 128C | IP 33C | 0                         |
| ТИН 10-1                                     | ASTM 44C  | IP 29C | 20                        |
| ТИН 10-7                                     | ASTM 45C  | IP 30C | 25                        |
| -  | ASTM 118C | -      | 30                        |
| ТИН 10-2                                     | ASTM 28C  | IP 31C | 37,8                      |
| ТИН 10-8                                     | ASTM 120C | IP 92C | 40                        |
| ТИН 10-3                                     | ASTM 46C  | IP 66C | 50                        |
| -  | ASTM 29C  | IP 34C | 54,4                      |
| ТИН 10-9                                     | ASTM 47C  | IP 35C | 60                        |

## В.2 Калибровка

В.2.1 Используют или жидкостные стеклянные термометры с точностью после корректирования 0,02 °С или с лучшей точностью, калиброванные в аккредитованной лаборатории, выдающей сертификаты, подтверждающие, что калибрование соответствует национальному стандарту, или используют приборы для измерения температуры, такие как платиновые термометры сопротивления равной или лучшей точности с теми же самыми требованиями по сертификации.

В.2.2 Корректирование шкалы жидкостных стеклянных термометров может измениться во время хранения и применения и, следовательно, необходимо регулярно проводить повторное калибрование. Корректирование шкалы в рабочей лаборатории проводят повторно, калибруя точку замерзания воды и вводя все основные корректирования, согласно изменениям в точке замерзания воды.

Примечание 26 – Рекомендуется интервал поверки точки замерзания воды не более шести месяцев, но новые термометры первые шесть месяцев следует проверять ежемесячно. Нет необходимости в полном повторном калибровании термометра на соответствие точности, указанной для данной модели термометра до тех пор, пока со времени полного калибрования точка замерзания воды не изменится на одно деление шкалы, и если прошло более пяти лет. Другие термометрические устройства (если используются) необходимо повторно калибровать периодически. Записи всех повторных калибровок следует сохранять.

В.2.3 Методика повторного калибрования точки замерзания воды жидкостных стеклянных термометров приведена в В.2.3.1-В.2.3.3.

В.2.3.1 Выбирают чистые кусочки льда, желателно приготовленные из дистиллированной чистой воды. Любые мутные порции отбрасывают. Ополаскивают лед дистиллированной водой, очищают, разбивают на мелкие порции, стараясь не брать руками, чтобы не было контакта с химически нечистыми предметами. Заполняют крошеным льдом колбу Дьюара и добавляют достаточное количество воды, чтобы получилась шуга, но лед не всплывал. Как только лед растает, следует слить немного воды и добавить битого льда. Вставляют термометр и аккуратно уплотняют лед вокруг стержня приблизительно на одно деление в  $0\text{ }^{\circ}\text{C}$ .

В.2.3.2 После того, как пройдет не менее 3 мин, слегка постукивают по термометру несколько раз под прямым углом к оси при проведении наблюдений. Последовательно снятые показания не реже чем через 1 мин должны находиться в пределах  $0,005\text{ }^{\circ}\text{C}$ .

В.2.3.3 Записывают показания точки замерзания воды и определяют поправку термометра при этой температуре, исходя из среднего показания. Если выявляется, что поправка больше или меньше поправки предыдущего калибрования, ее изменяют при всех других температурах на то же самое значение.

Проводят операцию, соблюдая следующие условия:

- а) термометр поддерживается вертикально;
- б) термометр осматривают с помощью оптических устройств, дающих пятикратное увеличение и устраняющих параллакс;
- в) выражают показание точки замерзания воды с точностью  $0,005\text{ }^{\circ}\text{C}$ .

В. 2.4 При использовании прибор для снятия температуры погружают на ту же глубину, что и для полного калибрования. Например: если жидкостной стеклянный термометр был калиброван в обычном состоянии – «полное погружение», то его погружают до верха ртутного столбика, причем остаток стержня и камера расширения в самой верхней части выступают в окружающую среду и находятся под воздействием ее температуры и давления. На практике это означает, что верх ртутного столбика должен находиться в пределах длины, равноценной четырем делениям шкалы поверхности среды, температура которой измеряется. Если это условие не выполняется, то возможно необходимо дополнительное корректирование.

ПРИЛОЖЕНИЕ Г  
(справочное)

**Библиография**

[1] ИСО 3104-94. Нефтепродукты. Прозрачные и непрозрачные жидкости. Определение кинематической вязкости и расчет динамической вязкости

[2] ТУ 38.401-67-108-92. Бензин-растворитель для резиновой промышленности

[3] ИСО 3694-77. Вода деионизированная и дистиллированная. Технические требования

[4] ИСО 3105-76. Вискозиметры стеклянные капиллярные для определения кинематической вязкости. Технические требования и инструкция по эксплуатации

[5] ИСО 3675-96. Нефть и жидкие нефтепродукты. Определение плотности и относительной плотности ареометром в лабораторных условиях

[6] ИСО 91/1-82. Таблицы пересчета измерений нефти и нефтепродуктов. Часть 1. Таблицы, основанные на стандартных температурах 15 °С и 60 °F

[7] ТУ 23-2021.003-88. Термометры стеклянные для испытания нефтепродуктов

[8] ТУ 38.401-67-108-92. «Нефрас С2-80/120»

ГОСТ 6370-83  
(СТ СЭВ 2876-81)  
Группа Б09

**ГОСУДАРСТВЕННЫЙ СТАНДАРТ СОЮЗА ССР**

**НЕФТЬ, НЕФТЕПРОДУКТЫ И ПРИСАДКИ**

**Метод определения механических примесей**

**Petroleum, petroleum products and additives.  
Method for determination of mechanical admixtures**

ОКСТУ 0209

Дата введения 1984-01-01

**ИНФОРМАЦИОННЫЕ ДАННЫЕ**

1. РАЗРАБОТАН И ВНЕСЕН Министерством нефтеперерабатывающей и нефтехимической промышленности СССР

**РАЗРАБОТЧИКИ**

Е.М. Никоноров, д-р техн. наук; В.В. Булатников, канд. техн. наук; В.Д. Милованов, канд. техн. наук (руководители темы); Л.А. Садовникова, канд. техн. наук; Л.Г. Нехамкина, канд. хим. наук; Н.П. Соснина, канд. хим. наук; Т.И. Довгополая

2. УТВЕРЖДЕН И ВВЕДЕН В ДЕЙСТВИЕ Постановлением Государственного комитета СССР по стандартам от 12 апреля 1983 г. N 1708

3. ВВЕДЕН ВПЕРВЫЕ

4. ССЫЛОЧНЫЕ НОРМАТИВНО-ТЕХНИЧЕСКИЕ ДОКУМЕНТЫ

| Обозначение НТД,<br>на который дана ссылка | Номер раздела |
|--|---------------|
| ГОСТ 33-82                                 | 2             |
| ГОСТ 1277-75                               | 1             |
| ГОСТ 6709-72                               | 1             |
| ГОСТ 8505-80                               | 1             |
| ГОСТ 9147-80                               | 1             |
| ГОСТ 14710-78                              | 1             |
| ГОСТ 18300-87                              | 1             |
| ГОСТ 25336-82                              | 1             |
| ГОСТ 28498-90                              | 1             |

5. Ограничение срока действия снято по Протоколу Межгосударственного Совета по стандартизации, метрологии и сертификации (ИУС 5-6-93)

6. ПЕРЕИЗДАНИЕ (август 1997 г.) с Изменением N 1, утвержденным в июле 1988 г. (ИУС 11-88)

Настоящий стандарт распространяется на нефть, жидкие нефтепродукты и присадки и устанавливает метод определения механических примесей.

Настоящий стандарт не распространяется на пластичные смазки и битумы.

Сущность метода заключается в фильтровании испытуемых продуктов с предварительным растворением медленно фильтрующихся продуктов в бензине или толуоле, промывании осадка на фильтре растворителем с последующим высушиванием и взвешиванием.

(Измененная редакция, Изм. N 1).

## 1. АППАРАТУРА, МАТЕРИАЛЫ И РЕАКТИВЫ

Насос водоструйный по ГОСТ 25336 или другого типа, обеспечивающий предельное остаточное давление не более  $1,33 \cdot 10^3$  Па (10 мм рт. ст.).

Шкаф сушильный или термостат, обеспечивающие температуру нагрева  $(105 \pm 2)$  °С.

Баня водяная или электроплитка с закрытой спиралью.

Весы аналитические с погрешностью взвешивания не более 0,0002 г.

Стеклянная лабораторная посуда и оборудование по ГОСТ 25336:

стаканы В-1-200ТС, В-1-400ТС, В-1-600ТС, В-1-1000ТС или колбы Кн-2-500-34ТС, Кн-2-500-50ТС, Кн-2-750-34ТС, Кн-2-1000-34ТС, Кн-2-1000-42ТС, Кн-2-1000-50ТС;

стаканчики СВ 14/8, 19/9, 24/10, 34/12;

воронки В56-80ХС, В75-110ХС;

колбы 1-500, 1-1000;

эксикаторы 1-190; 1-250; 2-190; 2-250.

Воронки Бюхнера 1, 2, 3, 4, 5 по ГОСТ 9147.

Воронка для горячего фильтрования.

Стеклянная палочка длиной 150-200 мм с оплавленным концом.

Промывалка с резиновой грушей.

Беззольный бумажный фильтр марки «Белая лента» или «Красная лента» или воронки ВФ-1-40-ПОР10, ВФ-1-60-ПОР10, ВФ-1-90-ПОР10, ВФО-40-ПОР10-19/26, ВФО-60-ПОР10-29/32, ВФО-90-ПОР10-29/32 по ГОСТ 25336.

При разногласиях в оценке качества продукции по механическим примесям применяют бумажный фильтр марки «Белая лента», испытания проводят в одинаковых условиях.

Нефрас-С 50/170 по ГОСТ 8505 или нефрас С<sup>2</sup> или С<sup>3</sup> по НТД или бензин прямогонный с температурой начала кипения не ниже 80 °С.

Спирт этиловый ректификованный технический по ГОСТ 18300.

Эфир этиловый технический.

Толуол нефтяной по ГОСТ 14710-78 или по ГОСТ 5789-78.

Смесь этилового спирта и толуола 1:4 (по объему).

Смесь этилового спирта и этилового эфира 4:1 (по объему).

Серебро азотнокислое по ГОСТ 1277-75, раствор 0,1 моль/дм<sup>3</sup>.

Вода дистиллированная по ГОСТ 6709-72.

Термометр ТЛ-2 1-2 по ГОСТ 28498.

Бумага фильтровальная по ГОСТ 12026-76.

Вакуумметр, обеспечивающий регистрацию остаточного давления  $1,33 \cdot 10^3$  Па (10 мм рт. ст.).

При испытании допускается использовать реактивы квалификации не ниже указанной в стандарте.

Разд. 1. (Измененная редакция, Изм. N 1).

## 2. ПОДГОТОВКА К ИСПЫТАНИЮ

2.1. Пробу нефтепродукта хорошо перемешивают вручную встряхиванием в течение 5 мин в емкости, заполненной не более 3/4 ее вместимости. Парафинистые и вязкие нефтепродукты предварительно нагревают до 40-80 °С.

Пробы присадок к маслам нагревают до 70-80 °С и затем тщательно перемешивают стеклянной палочкой в течение 5 мин.

(Измененная редакция, Изм. N 1).

2.2. (Исключен, Изм. N 1).

2.3. Бумажный или стеклянный фильтр промывают тем же растворителем, который применяют при испытании.

Бумажный фильтр помещают в чистый сухой стаканчик для взвешивания.

Стаканчик с фильтром с открытой крышкой или стеклянный фильтр сушат в сушильном шкафу при температуре  $(105 \pm 2)$  °С в течение 45 мин, после чего стаканчик закрывают крышкой. Стеклянный фильтр или стаканчик с фильтром охлаждают в эксикаторе в течение 30 мин и взвешивают с погрешностью не более 0,0002 г.

Стаканчик с фильтром или стеклянный фильтр высушивают и взвешивают до получения расхождения между двумя последовательными взвешиваниями не более 0,0004 г. Повторные высушивания фильтра производят в течение 30 мин.

2.4. Если для испытания в качестве растворителя используют спирто-толуольную или спирто-эфирную смесь, то перед высушиванием и доведением до постоянной массы фильтры дополнительно обрабатывают фильтрованием 50 см<sup>3</sup> горячего спирта с температурой 50-60 °С.

2.5. При необходимости фильтр промывают 50 см<sup>3</sup> горячей дистиллированной воды, нагретой до температуры 80 °С.

При необходимости вязкость испытуемого продукта определяют по ГОСТ 33.

2.3-2.5. (Измененная редакция, Изм. N 1).

2.6. Все растворители должны быть профильтрованы через фильтр того же типа, на котором проводят испытание пробы.

(Введен дополнительно, Изм. N 1).

### 3. ПРОВЕДЕНИЕ ИСПЫТАНИЯ

3.1. В стакан помещают подготовленную пробу испытуемого продукта и разбавляют подогретым растворителем (бензином, толуолом) в соответствии с табл. 1. Перед испытанием предварительно определяют минимальный объем пробы и растворителя, необходимого для ее растворения.

При определении механических примесей в нефтях, темных нефтепродуктах, смазочных маслах с присадками и в присадках в качестве растворителя применяют толуол.

Т а б л и ц а 1

| Характеристика образца  | Масса пробы, г | Погрешность взвешивания, г | Отношение объема растворителя к массе пробы |
|---|----------------|----------------------------|---|
| Нефтепродукты с вязкостью при 100 °С:<br>не более 20 мм <sup>2</sup> /с   | 100            | 0,05                       | От 2 до 4                                   |
| свыше 20 мм <sup>2</sup> /с   | 50             | 0,01                       | От 4 до 6                                   |
| Нефть с массовой долей механических примесей не более 1 %                 | 50             | 0,01                       | От 5 до 10                                  |
| Топливо котельное с массовой долей механических примесей:<br>не более 1 % | 25             | 0,01                       | От 5 до 10                                  |
| свыше 1 %   | 10             | 0,01                       | До 15                                       |
| Присадки  | 10             | 0,01                       | До 15                                       |

Бензин и толуол для растворения пробы испытуемых продуктов подогревают на водяной бане до температуры 40 и 80 °С соответственно.

Не допускается кипение растворителя при подогреве.

3.2. Содержимое стакана фильтруют через подготовленный по пп. 2.3-2.5 бумажный фильтр, помещенный в стеклянную воронку, или стеклянный фильтр, укрепленные в штативе.

Раствор наливают на фильтр по стеклянной палочке, воронку с фильтром наполняют раствором не более чем на 3/4 высоты фильтра. Остаток на стакане смывают на фильтр чистым бензином (толуолом) до тех пор, пока капля фильтрата, помещенная на фильтровальную бумагу, не будет оставлять масляного пятна после испарения.

Остатки нефтепродукта или твердые примеси, приставшие к стенкам стакана, снимают стеклянной палочкой и смывают на фильтр горячим чистым бензином (толуолом), нагретым до 40 °С (80 °С).

3.1, 3.2. (Измененная редакция, Изм. N 1).

3.3. Если испытуемый продукт содержит воду, затрудняющую фильтрование, то раствор образца отстаивают от 10 до 20 мин, после чего сначала фильтруют бензиновый (толуольный) раствор, осторожно сливая его с отстоя, затем отстой разбавляют 5-15-кратным (по объему) количеством спирто-эфирной смеси и переносят на фильтр. Остаток в колбе смывают на фильтр спирто-эфирной смесью и подогретым бензином (толуолом).

3.4. При определении содержания механических примесей в медленно фильтрующихся продуктах допускается фильтровать раствор образца, промывать фильтрат под вакуумом и применять воронку для горячего фильтрования.

Для фильтрования под вакуумом воронку для фильтрования с помощью резиновой пробки присоединяют к колбе для фильтрования под вакуумом, соединенной с насосом. Бумажный фильтр смачивают растворителем и помещают в воронку так, чтобы фильтр плотно прилегал к стенкам воронки.

При фильтровании в воронке Бюхнера загнутые края фильтра должны плотно прилегать к стенкам воронки.

Воронку заполняют раствором не более чем на 3/4 высоты фильтра, каждую новую порцию добавляют после того, как предыдущая стекла достаточно полно.

При фильтровании с применением воронки для горячего фильтрования не допускается вскипание фильтруемого раствора.

Бензиновый раствор допускается нагревать до температуры не более 40 °С, толуольный раствор, не более 80 °С.

3.5. После фильтрации фильтр с осадком при помощи промывалки с резиновой грушей промывают подогретым до 40 °С бензином до тех пор,



пока на фильтре не будет следов нефтепродукта и растворитель не будет стекать совершенно прозрачным и бесцветным.

При определении механических примесей в нефтях, темных нефтепродуктах и смазочных маслах с присадками и в присадках фильтр с осадком промывают толуолом, подогретым до температуры не более 80 °С.

При определении механических примесей в присадках и маслах с присадками при наличии на фильтре осадка, не растворяющегося в бензине и толуоле, допускается дополнительно промывать фильтр подогретой до температуры 60 °С спирто-толуольной смесью.

3.6. При определении механических примесей в нефтях, присадках и маслах с присадками допускается дополнительно промывать фильтр горячей дистиллированной водой, фильтр с осадком после промывки органическими растворителями просушивают на воздухе в течение 10-15 мин и затем промывают 200-300 см<sup>3</sup> горячей дистиллированной воды.

При определении механических примесей в нефтях промывку горячей водой ведут до отсутствия хлорид-ионов в фильтрате (отсутствие помутнения раствора). Наличие хлорид-ионов проверяют раствором азотно-кислого серебра 0,1 моль/дм<sup>3</sup>.

3.7. По окончании промывки фильтр с осадком переносят в стаканчик для взвешивания с открытой крышкой, в котором сушился чистый фильтр. Стаканчик с фильтром с открытой крышкой или стеклянный фильтр сушат в сушильном шкафу при температуре (105±2) °С не менее 45 мин. Затем стаканчик закрывают крышкой, стаканчик с фильтром или стеклянный фильтр охлаждают в эксикаторе в течение 30 мин и взвешивают с погрешностью не более 0,0002 г.

Стаканчик с фильтром или стеклянный фильтр высушивают и взвешивают до получения расхождения между двумя последовательными взвешиваниями не более 0,0004 г. Повторные высушивания фильтра так же, как и последующие охлаждения, проводят в течение 30 мин.

3.8. Если содержание механических примесей после первого взвешивания не превышает нормы, установленной в нормативно-технической документации на нефтепродукт или присадку, фильтр до постоянной массы не доводят.

3.4-3.8. (Измененная редакция, Изм. N 1).

## 4. ОБРАБОТКА РЕЗУЛЬТАТОВ

4.1. Массовую долю механических примесей ( $X$ ) в процентах вычисляют по формуле

$$X = \frac{m_1 - m_2}{m_3} \cdot 100,$$

где  $m_1$  – масса стаканчика для взвешивания с бумажным фильтром и механическими примесями или масса стеклянного фильтра с механическими примесями, г;

$m_2$  – масса стаканчика для взвешивания с чистым подготовленным бумажным фильтром или масса подготовленного стеклянного фильтра, г;

$m_3$  – масса пробы, г.

(Измененная редакция, Изм. № 1).

4.2. За результат испытания принимают среднее арифметическое результатов двух параллельных определений.

### 4.3. Сходимость

Два результата определения, полученные одним лаборантом, признаются достоверными (при доверительной вероятности 95 %), если расхождения между ними не превышают значения, указанные в табл. 2.

### 4.4. Воспроизводимость

Два результата испытания, полученные разными лаборантами, в двух разных лабораториях, признаются достоверными (при доверительной вероятности 95 %), если расхождения между ними не превышают значения, указанные в табл. 2.

Т а б л и ц а 2

| Механические примеси, % | Сходимость, % | Воспроизводимость, % |
|-------------------------|---------------|----------------------|
| До 0,01                 | 0,0025        | 0,005                |
| Св. 0,01 « 0,1          | 0,005         | 0,01                 |
| «0,1»1,0                | 0,01          | 0,02                 |
| «1,0                    | 0,1           | 0,20                 |

Массовая доля механических примесей до 0,005 % включительно оценивается как их отсутствие.

**ГОСУДАРСТВЕННЫЙ СТАНДАРТ РОССИЙСКОЙ  
ФЕДЕРАЦИИ**

**НЕФТЬ И НЕФТЕПРОДУКТЫ**

**Рентгено-флуоресцентный метод определения серы**

**Petroleum and petroleum products. X-ray fluorescence  
method for determination of sulphur content**

ОКСТУ 0209

Дата введения 1994-01-01

**ИНФОРМАЦИОННЫЕ ДАННЫЕ**

1. РАЗРАБОТАН И ВНЕСЕН Всесоюзным научно-исследовательским институтом по переработке нефти «ВНИИ НП»

РАЗРАБОТЧИКИ

Э.Ф.Каминский; В.В.Булатников; В.Д.Милованов; Т.Г.Скрябина; Л.Г.Нехамкина; Л.А.Садовникова; В.И.Борисова; Т.И.Довгополая; Т.В.Еремина

2. УТВЕРЖДЕН И ВВЕДЕН В ДЕЙСТВИЕ Постановлением Государственного стандарта России от 18.12.92 N 1550

3. Срок первой проверки – 1997 г.

4. ВВЕДЕН ВПЕРВЫЕ

5. ССЫЛОЧНЫЕ НОРМАТИВНО-ТЕХНИЧЕСКИЕ ДОКУМЕНТЫ

| Обозначение НТД,<br>на которое дана ссылка | Номер раздела,<br>пункта, приложения |
|--|--------------------------------------|
| ГОСТ 1437-75                               | Приложение                           |
| ГОСТ 2517-85                               | 2.2.1                                |
| ГОСТ 3164-78                               | 1                                    |
| ГОСТ 3877-88                               | Приложение                           |
| ГОСТ 12026-76                              | 1                                    |
| ГОСТ 17299-78                              | 1                                    |
| ГОСТ 18300-87                              | 1                                    |
| ГОСТ 20292-74                              | 1                                    |
| ГОСТ 25336-82                              | 1                                    |
| ТУ 38.101980-84                            | 1                                    |

Настоящий стандарт устанавливает метод определения массовой доли серы в нефтях и нефтепродуктах в диапазоне 0,05-5,0 %.

Сущность метода заключается в измерении интенсивности флуоресцентного излучения серы, возбуждаемого при облучении исследуемой пробы рентгеновскими лучами.

Стандарт не распространяется на нефть и нефтепродукты, содержащие кремний, фосфор, кальций, калий и галоиды более 0,1 %, а также на этилированные бензины.

## **1. АППАРАТУРА, РЕАКТИВЫ, МАТЕРИАЛЫ**

Анализатор рентгено-флуоресцентный типа АС-1.

Кюветы измерительные, изготовленные из оргстекла, фторопласта, полистирола, алюминия (черт.1).

Колбы конические или стаканы по ГОСТ 25336.

Весы лабораторные общего назначения с пределами взвешивания 200 г, не ниже второго класса точности.

Пипетки вместимостью 5 см<sup>3</sup> по ГОСТ 20292.

Образцы стандартные типа  $S_{рфа}$  двух видов (калибровочные и поверочные растворы).

Присадка КИНХ-2 по ТУ 38 101980-84 или любая другая высокосернистая присадка, не содержащая элементов, указанных во вводной части.

Масло вазелиновое медицинское по ГОСТ 3164.

Бензин-растворитель для резиновой промышленности по ТУ 38.401-67-108-92 или другой растворитель, близкий по пределам выкипания.

Бумага фильтровальная по ГОСТ 12026.

Ткань безворсовая.

Мешалка магнитная любого типа.

Спирт этиловый ректификованный технический по ГОСТ 18300 или спирт этиловый технический по ГОСТ 17299.

## **2. ПОДГОТОВКА К ИСПЫТАНИЮ**

### **2.1. Подготовка анализатора**

2.1.1. Подготавливают анализатор в соответствии с техническим описанием и инструкцией по эксплуатации. Включают анализатор в сеть и прогревают не менее 30 мин.

2.1.2. Кювету промывают бензином-растворителем, затем спиртом и высушивают воздухом или вытирают безворсовой тканью.

2.1.3. Исходя из предварительного содержания серы в испытуемом образце, проводят калибровку анализатора с использованием двух стан-

дартных образцов типа  $S_{рфа}$  – калибровочных растворов. В первом калибровочном растворе массовая доля серы должна быть меньше предполагаемой в испытуемом образце, во втором – больше. Выбирают калибровочные растворы с содержанием серы, наиболее близким к испытуемому образцу.

**Примечание.** Если массовая доля серы неизвестна, проводят предварительные испытания пробы, выбирая для калибровки растворы с содержанием серы 0 и 5. По полученным результатам уточняют выбор растворов для калибровки.

2.1.4. В подготовленную по п.2.1.2 кювету пипеткой наливают  $4\text{ см}^3$  выбранного калибровочного раствора с меньшим содержанием серы. Кювету устанавливают в ячейку анализатора. Производят калибровку в соответствии с инструкцией по эксплуатации анализатора.

В другой кювете испытывают калибровочный раствор с большим содержанием серы, проводя такие же операции как с первой кюветой.

2.1.5. При отсутствии стандартных образцов типа  $S_{рфа}$  допускается использовать калибровочные растворы, приготовление которых приведено в приложении.

## 2.2. Подготовка пробы

2.2.1. Отбор проб – по ГОСТ 2517.

2.2.2. Отобранную пробу продукта тщательно перемешивают в склянке, заполненной не более чем на две трети ее объема, в течение 5 мин.

## 3. ПРОВЕДЕНИЕ ИСПЫТАНИЯ

3.1. В кювету, подготовленную по п.2.1.2, пипеткой наливают  $4\text{ см}^3$  испытуемой пробы. Вязкие продукты предварительно нагревают до температуры, обеспечивающей текучесть.

Кювету устанавливают в ячейку анализатора.

3.2. Массовую долю серы в пробе продукта измеряют в соответствии с инструкцией по эксплуатации анализатора (считывают непосредственно с цифрового табло).

3.3. За результат определения принимают среднее арифметическое четырех последовательных измерений, рассчитанное до второго десятичного знака.

За результат испытания принимают среднее арифметическое двух последовательных определений, рассчитанное до второго десятичного знака при массовой доле серы менее 1,0 %, и до первого десятичного знака при массовой доле более 1,0 %.

## 4. ТОЧНОСТЬ МЕТОДА

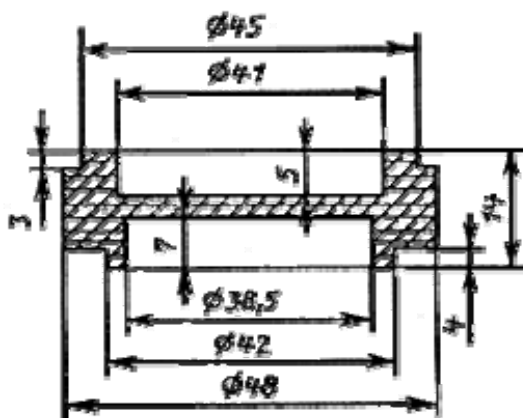
### 4.1. Сходимость

Два результата определений, полученные одним исполнителем, признаются достоверными (с 95 %-й доверительной вероятностью), если расхождение между ними не превышает значения, приведенного на черт.2 для большего результата.

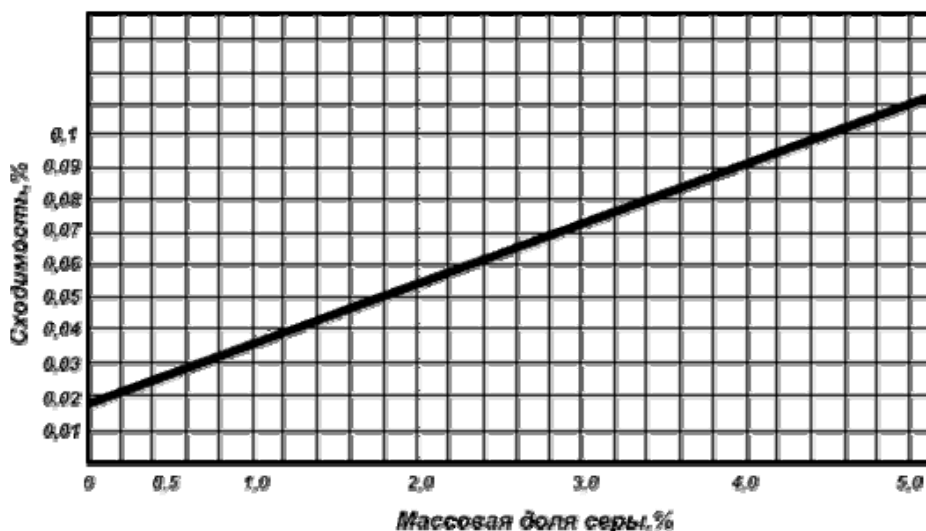
### 4.2. Воспроизводимость

Два результата испытаний, полученные двумя исполнителями, признаются достоверными (с 95 %-ной доверительной вероятностью), если расхождение между ними не превышает значения, приведенного на черт.3 для большего результата.

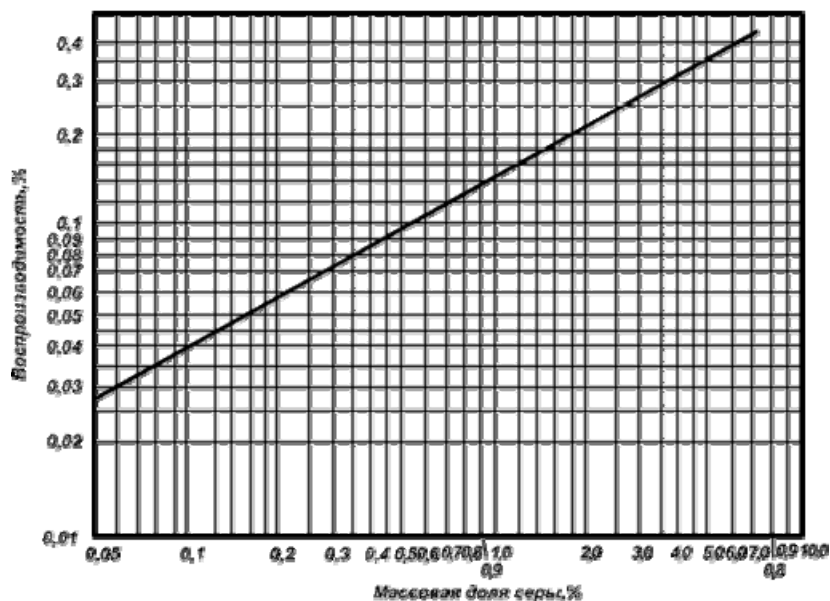
### Измерительная кювета



Черт.1



Черт.2



Черт.3

## ПРИЛОЖЕНИЕ

Рекомендуемое

### ПРИГОТОВЛЕНИЕ КАЛИБРОВОЧНЫХ РАСТВОРОВ

1. Готовят шесть калибровочных растворов с различной массовой долей серы (табл.). Калибровочным раствором N 1 служит вазелиновое масло.

| Номер калибровочного раствора (п) | Массовая доля серы, % |
|-----------------------------------|-----------------------|
| 1                                 | 0,0                   |
| 2                                 | 0,6                   |
| 3                                 | 1,0                   |
| 4                                 | 2,0                   |
| 5                                 | 3,0                   |
| 6                                 | 5,0                   |

Для приготовления остальных пяти калибровочных растворов (растворы N 2-6) используют высокосернистую присадку, указанную в разд.1 настоящего стандарта, в которой определяют массовую долю серы по ГОСТ 1437 или ГОСТ 3877.

Массу присадки для приготовления каждого из пяти калибровочных растворов вычисляют по формуле

$$m_{\text{пр}} = \frac{C_n m_n}{C_{\text{пр}}}, \quad (1)$$

где  $C_n$  – массовая доля серы в калибровочном растворе, %, где  $n = 2, 3, 4, 5, 6$ ;

$C_{\text{пр}}$  – массовая доля серы в присадке, %;

$m_n$  – масса калибровочного раствора, г (например 100 г).

2. Рассчитывают массу вазелинового масла ( $m_m$ ), необходимую для приготовления каждого из пяти калибровочных растворов:

$$m_m = m_n - m_{\text{пр}}. \quad (2)$$

3. В пять предварительно взвешенных стаканов или колб берут соответственно номеру калибровочного раствора (п.1) присадку с точностью до 0,001 г.

Допускается брать присадку в лодочку или маленький стаканчик с последующим переносом в большую емкость с помощью вазелинового масла.

4. В каждый из пяти стаканов (колб) тщательно с присадкой добавляют вазелиновое масло (п.2), взвешенное с точностью до 0,01 г, в соответствии с расчетной массой для каждого номера калибровочного раствора.

5. Содержимое стаканов (или колб) тщательно перемешивают в течение 5-10 мин с помощью магнитной мешалки до получения однородного раствора. Затем переливают в склянки с плотно закрывающимися крышками.

6. В каждом из приготовленных калибровочных растворов определяют массовую долю серы по ГОСТ 1437 или ГОСТ 3877. Отклонение от расчетного значения массовой доли серы, указанной в таблице, должно быть в пределах сходимости соответствующего метода определения серы.

7. Калибровочные растворы хранят в темном прохладном месте и используют в течение 6 мес, ежемесячно контролируя массовую долю серы в одном-двух растворах. При появлении осадка или при изменении содержания серы растворы бракуют. Допускается расхождение между результатами определения серы в свежеприготовленном и хранящемся растворах в пределах сходимости используемого стандартного метода.



**ГОСТ 305-82 Топливо дизельное. Технические условия  
(с Изменениями N 1-8)  
(данная редакция документа действует на территории РФ)**

ГОСТ 305-82

Группа Б13

**МЕЖГОСУДАРСТВЕННЫЙ СТАНДАРТ**

**ТОПЛИВО ДИЗЕЛЬНОЕ**

**Технические условия**

**Diesel fuel. Specifications**

МКС 75.160.20

ОКП 02 5102

**ИНФОРМАЦИОННЫЕ ДАННЫЕ**

1. РАЗРАБОТАН И ВНЕСЕН Министерством нефтеперерабатывающей и нефтехимической промышленности СССР

РАЗРАБОТЧИКИ

Т.Х.Мелик-Ахназаров, Е.М.Серегин, Б.А.Энглин, В.С.Азев,  
О.П.Наметкин, Т.Н.Митусова, А.А.Кукушкин, С.А.Бнатов, Ф.В.Туровский

2. УТВЕРЖДЕН И ВВЕДЕН В ДЕЙСТВИЕ Постановлением Государственного комитета СССР по стандартам от 31.03.82 N 1386

3. ВЗАМЕН ГОСТ 305-73 и ГОСТ 4749-73

4. ССЫЛОЧНЫЕ НОРМАТИВНО-ТЕХНИЧЕСКИЕ ДОКУМЕНТЫ

| Обозначение НТД,<br>на который дана ссылка | Номер пункта |
|--|--------------|
| ГОСТ 33-2000                               | 2.2          |
| ГОСТ 1461-75                               | 2.2          |
| ГОСТ 1510-84                               | 6.1          |
| ГОСТ 2070-82                               | 2.2          |
| ГОСТ 2177-99                               | 2.2          |
| ГОСТ 2477-65                               | 2.2          |
| ГОСТ 2517-85                               | 4.2, 5.1     |
| ГОСТ 2667-82                               | 2.2          |
| ГОСТ 3122-67                               | 2.2          |
| ГОСТ 3900-85                               | 2.2          |
| ГОСТ 5066-91                               | 2.2          |
| ГОСТ 5985-79                               | 2.2          |
| ГОСТ 6307-75                               | 2.2          |
| ГОСТ 6321-92                               | 2.2          |
| ГОСТ 6356-75                               | 2.2          |
| ГОСТ 6370-83                               | 2.2          |
| ГОСТ 8489-85                               | 2.2          |
| ГОСТ 16350-80                              | 2.2          |
| ГОСТ 17323-71                              | 2.2          |
| ГОСТ 19006-73                              | 2.2          |
| ГОСТ 19121-73                              | 2.2          |
| ГОСТ 19932-99                              | 2.2          |
| ГОСТ 20287-91                              | 2.2, 5.2     |
| ГОСТ 22254-92                              | 2.2          |
| ГОСТ Р ИСО 12156-1-2006                    | 2.2          |
| ГОСТ Р ЕН ИСО 2719-2008                    | 2.2          |
| ГОСТ Р ЕН ИСО 3405-2007                    | 2.2          |
| ГОСТ Р 51947-2002                          | 2.2          |
| ГОСТ Р 52709-2007                          | 2.2, 5.3     |
| ГОСТ Р 54283-2010                          | 4.1          |

(Измененная редакция, Изм. N 6, 7, 8).

5. Ограничение срока действия снято по Протоколу N 4-93 Межгосударственного совета по стандартизации, метрологии и сертификации (ИУС 4-94)

6. ИЗДАНИЕ с Изменениями 1, 2, 3, 4, 5, утвержденными в апреле 1983 г., июне 1987 г., июне 1989 г., декабре 1989 г. и июле 1990 г. (ИУС 7-83, 11-87, 11-89, 4-90, 11-90)

ВНЕСЕНЫ: поправки, опубликованные в ИУС N 10, 2007 год и ИУС N 5, 2009 год

Поправки внесены изготовителем базы данных

ВНЕСЕНЫ: Изменение N 6\*, утвержденное и введенное в действие Приказом Ростехрегулирования от 23.09.2008 N 207-ст с 01.01.2009 (ИУС N 12, 2008 год); Изменение N 7\*, утвержденное и введенное в действие Приказом Ростехрегулирования от 15.12.2009 N 1177-ст с 01.03.2010 (ИУС N 4, 2010 год); Изменение N 8\*, утвержденное и введенное в действие Приказом Росстандарта от 16.09.2011 N 305-ст с 01.03.2012

---

\* Действуют только на территории Российской Федерации.

Изменения N 6, 7, 8 внесены изготовителем базы данных

Настоящий стандарт распространяется на топливо для быстроходных дизельных и газотурбинных двигателей наземной и судовой техники, получаемое при переработке нефтей и газовых конденсатов, а также для поставок для экспорта.

Топливо может содержать присадки, не причиняющие вреда жизни и здоровью граждан, окружающей среде, имуществу физических и юридических лиц, жизни и здоровью животных и растений.

Дизельное топливо вида I выпускают в оборот для поставки на экспорт, для федеральных государственных нужд по государственному оборонному заказу и для судовой техники.

(Измененная редакция, Изм. N 6, 7, 8).

## 1. МАРКИ

1.1. В зависимости от условий применения устанавливаются три марки дизельного топлива:

Л (летнее) – рекомендуемое для эксплуатации при температуре окружающего воздуха 0 °С и выше;

З (зимнее) – рекомендуемое для эксплуатации при температуре окружающего воздуха минус 20 °С и выше (температура застывания топлива не выше минус 35 °С) и минус 30 °С и выше (температура застывания топлива не выше минус 45 °С);

А (арктическое) – рекомендуемое для эксплуатации при температуре окружающего воздуха минус 50 °С и выше.

(Измененная редакция, Изм. N 4, 5).

1.2. (Исключен, Изм. N 6).

1.3. Коды ОКП дизельного топлива приведены в табл.1.

Т а б л и ц а 1

| Марка топлива | ОКП для топлива |         |
|---------------|-----------------|---------|
|               | вид I           | вид II  |
| Л             | 02 5131         | 02 5153 |
| З             | 02 5132         | 02 5152 |
| А             | 02 5133         | 02 5151 |

П р и м е ч а н и е . При поставке дизельного топлива для судовой техники код ОКП – 02 5134.

(Измененная редакция, Изм. N 6, 8).

1.4. В условное обозначение топлива марки Л должны входить массовая доля серы и температура вспышки, топлива марки З – массовая доля серы и температура застывания, топлива марки А – массовая доля серы.

Примеры условного обозначения

Топливо летнее с массовой долей серы до 0,2 % (0,05 %) и температурой вспышки 40 °С:

*Топливо дизельное Л-0,2-40 ГОСТ 305-82,*

*Топливо дизельное Л-0,05-40 ГОСТ 305-82.*

Топливо зимнее с массовой долей серы до 0,2 % (0,05 %) и температурой застывания минус 35 °С:

*Топливо дизельное З-0,2-минус 35 ГОСТ 305-82,*

*Топливо дизельное З-0,05-минус 35 ГОСТ 305-82.*

Топливо арктическое с массовой долей серы до 0,2 % (0,05 %):

*Топливо арктическое А-0,2 ГОСТ 305-82,*

*Топливо арктическое А-0,05 ГОСТ 305-82.*

(Измененная редакция, Изм. N 6, 8).

Разд.1. (Измененная редакция, Изм. N 4).

## 2. ТЕХНИЧЕСКИЕ ТРЕБОВАНИЯ

2.1. Дизельное топливо должно быть изготовлено в соответствии с требованиями настоящего стандарта по технологии, утвержденной в установленном порядке.

2.2. По физико-химическим показателям топливо должно соответствовать требованиям и нормам, указанным в табл.2.

Т а б л и ц а 2

| Наименование показателя   | Норма для марки |             |         | Метод испытания   |
|---|-----------------|-------------|---------|---|
|   | Л               | З           | А       |   |
| 1   | 2               | 3           | 4       | 5   |
| 1. Цетановое число, не менее  | 45              | 45          | 45      | По ГОСТ Р 52709 или ГОСТ 3122*                            |
| * На территории Российской Федерации действует ГОСТ Р 52709-2007 «Топлива дизельные. Определение цетанового числа». |                 |             |         |   |
| 2. Фракционный состав:  |                 |             |         | По ГОСТ Р ЕН ИСО 3405 или ГОСТ 2177                       |
| 50 % перегоняется при температуре, °С, не выше  | 280             | 280         | 255     |   |
| 95 % перегоняется при температуре, °С, не выше  | 360             | 360         | 330     |   |
| 3. Кинематическая вязкость при 20 °С, мм <sup>2</sup> /с (сСт)  | 3,0-6,0         | 1,8-5,0     | 1,5-4,0 | По ГОСТ 33  |
| 4. Температура застывания, °С, не выше, для климатической зоны:   |                 |             |         | По ГОСТ 20287 с дополнением по п.5.2 настоящего стандарта |
| умеренной   | -10             | -35         | -       |   |
| холодной  | -               | -45         | -55     |   |
| 5. Температура помутнения, °С, не выше, для климатической зоны:   |                 |             |         | По ГОСТ 5066(второй метод)                                |
| умеренной   | -5              | -25         | -       |   |
| холодной  | -               | -35         | -       |   |
| 6. Температура вспышки, определяемая в закрытом тигле, °С, не ниже:   |                 |             |         | По ГОСТ Р ЕН ИСО 2719 или ГОСТ 6356                       |
| для тепловозных и судовых дизелей и газовых турбин  | 62              | 40          | 35      |   |
| для дизелей общего назначения   | 40              | 40          | 30      |   |
| 7. Массовая доля серы, %, не более  |                 |             |         | По ГОСТ Р 51947 или ГОСТ 19121                            |
| вида I  |                 | 0,20        |         |   |
| вида II   |                 | 0,05        |         |   |
| 8. Массовая доля меркаптановой серы, %, не более  | 0,01            | 0,01        | 0,01    | По ГОСТ 17323   |
| 9. Содержание сероводорода  |                 | Отсутствие  |         | По ГОСТ 17323   |
| 10. Испытание на медной пластинке   |                 | Выдерживает |         | По ГОСТ 6321  |
| 11. Содержание водорастворимых кислот и щелочей   |                 | Отсутствие  |         | По ГОСТ 6307  |

## Окончание табл. 2

| 1   | 2            | 3             | 4             | 5             |
|---|--------------|---------------|---------------|---------------|
| 12. Концентрация фактических смол, мг на 100 см топлива, не более                             | 40           | 30            | 30            | По ГОСТ 8489  |
| 13. Кислотность, мг КОН на 100 см топлива, не более   | 5            | 5             | 5             | По ГОСТ 5985  |
| 14. Йодное число, г йода на 100 г топлива, не более   | 6            | 6             | 6             | По ГОСТ 2070  |
| 15. Зольность, %, не более  | 0,01         | 0,01          | 0,01          | По ГОСТ 1401* |
| * Вероятно ошибка оригинала. Следует читать ГОСТ 1461. – Примечание изготовителя базы данных. |              |               |               |               |
| 16. Коксуемость, 10 %-го остатка, %, не более   | 0,20         | 0,30          | 0,30          | По ГОСТ 19932 |
| 17. Коэффициент фильтруемости, не более   | 3            | 3             | 3             | По ГОСТ 19006 |
| 18. Содержание механических примесей  | Отсутствие   |               |               | По ГОСТ 6370  |
| 19. Содержание воды   | То же        |               |               | По ГОСТ 2477  |
| 20. Плотность при 20 °С, кг/м <sup>3</sup> , не более   | 860          | 840           | 830           | По ГОСТ 3900  |
| 21. Предельная температура фильтруемости, °С, не выше, для климатической зоны:                |              |               |               | По ГОСТ 22254 |
| - умеренной   | Ми-<br>нус 5 | Ми-<br>нус 25 | -             |               |
| - холодной  | -            | Ми-<br>нус 35 | Ми-<br>нус 45 |               |

## Примечания:

1. Допускается вырабатывать и поставлять топливо марок А и З с температурой застывания минус 45 °С и цетановым числом не менее 40 только для федеральных государственных нужд по государственному оборонному заказу продукции.

2. Топливо марки З с цетановым числом не менее 45 по требованию потребителей допускается вырабатывать с температурой застывания не выше минус 40 °С.

3. Дизельное топливо вида II с массовой долей серы не более 0,05 % вырабатывается и поставляется до 31.12.2012, при этом смазывающая способность (скорректированный диаметр пятна износа при температуре 60 °С) по ГОСТ Р ИСО 12156-1 должна быть не более 460 мкм.

4. (Исключено, Изм. N 6).

5. Для дизельных топлив марок З и А, вырабатываемых из бакинских нефтей, допускается зольность не более 0,02 % (кроме топлив, пред-

назначенных для газовых турбин) и концентрация фактических смол не более 60 мг на 100 см<sup>3</sup> топлива.

6. В дизельном топливе всех марок после пяти лет хранения допускается увеличение кислотности на 1 мг КОН и концентрации фактических смол на 10 мг на 100 см<sup>3</sup> топлива.

7. (Исключено, Изм. N 6).

8. По согласованию с потребителем допускается выработка и применение топлива марки Л с температурой застывания не выше 0 °С (без определения температуры помутнения) и содержанием воды не более «следы» (для топлива высшего сорта – отсутствие) при минимальной температуре воздуха (на месте применения топлива) не ниже 5 °С.

9. Для дизельных топлив из сахалинских, троицко-анастасьевской, а также из смеси троицко-анастасьевской и казахстанских нефтей устанавливается норма по плотности для марки Л не более 875 кг/м<sup>3</sup>, для марок З и А – не более 860 кг/м<sup>3</sup>.

10, 11. (Исключены, Изм. N 6).

12. Для дизельного топлива марки Л, вырабатываемого из газовых конденсатов, допускается кинематическая вязкость (2,0-6,0) мм<sup>2</sup>/с.

(Измененная редакция, Изм. N 1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8).

2.3. Дизельное топливо может содержать красители (кроме зеленого и голубого цветов) и вещества-метки.

2.4. Дизельное топливо не должно содержать металлосодержащие присадки.

2.3, 2.4. (Введены дополнительно, Изм. N 6).

### 3. ТРЕБОВАНИЯ БЕЗОПАСНОСТИ

3.1. Дизельное топливо представляет собой горючую жидкость. Взрывоопасная концентрация его паров и смеси с воздухом составляет 2-3 % (по объему). Температура самовоспламенения топлива марки Л – 300 °С, марки З – 310 °С, марки А – 330 °С; температурные пределы воспламенения для марок:

Л – нижний 69 °С, верхний 119 °С;

З " 62 °С, " 105 °С;

А " 57 °С, " 100 °С.

Температура вспышки для марок: Л – выше 40 °С, З – выше 30 °С, А – выше 30 °С – топлив для дизелей общего назначения и соответственно: Л – выше 61 °С, З – выше 40 °С, А – выше 35 °С – топлив для тепловозных и судовых дизелей и газовых турбин.

Предельно допустимая концентрация паров топлива в воздухе рабочей зоны 300 мг/м<sup>3</sup>.

Дизельное топливо относится к малотоксичным веществам 4-го класса опасности.

Топливо раздражает слизистую оболочку и кожу человека.

3.2. Оборудование, аппараты слива и налива, с целью исключения попадания паров топлива в воздушную среду рабочего помещения, должны быть герметизированы.

3.3. В помещениях для хранения и эксплуатации дизельного топлива запрещается обращение с открытым огнем, искусственное освещение должно быть во взрывобезопасном исполнении.

3.4. При работе с топливом не допускается использовать инструменты, дающие при ударе искру. При загорании топлива применимы следующие средства пожаротушения: распыленная вода, пена, при объемном тушении – углекислый газ, состав СЖБ, состав 3,5 и перегретый пар.

3.5. При разливе топлива необходимо собрать его в отдельную тару, место разлива протереть сухой тряпкой, а при разливе на открытой площадке место разлива засыпать песком с последующим его удалением.

3.6. При отборе проб, проведении анализа и обращении в процессе транспортных и производственных операций с топливом применяются индивидуальные средства защиты согласно типовым нормам, утвержденным Государственным комитетом СССР по труду и социальным вопросам и Президиумом ВЦСПС.

3.7. Емкости, в которых хранится и транспортируется топливо, а также трубопроводы должны быть защищены от статического электричества.

#### 4. ПРАВИЛА ПРИЕМКИ

4.1. Дизельное топливо принимают партиями. Партией считают любое количество однородного по своим показателям качества топлива, сопровождаемое паспортом.

Паспорт должен соответствовать требованиям технического регламента «О требованиях к автомобильному и авиационному бензину, дизельному и судовому топливу, топливу для реактивных двигателей и топочному мазуту», утвержденного постановлением Правительства Российской Федерации от 27 февраля 2008 г. N 118, и настоящего стандарта.



При реализации продукции продавец по требованию покупателя обязан предоставить ему паспорт продукции, а также другие документы, содержащие:

- наименование продукции и ее целевое назначение;
- информацию о документах, содержащих нормы, которым соответствует данная продукция;
- наименование изготовителя, его местонахождение, страну происхождения продукции, наименование и местонахождение (адрес, телефон) продавца;
- номер партии продукции, поставленной для реализации;
- массу нетто продукции в таре;
- сведения о наличии (наименование, содержание и свойства) присадок, добавленных в продукцию, или об отсутствии присадок;
- знаки опасности продукции в соответствии с требованиями законодательства Российской Федерации в области пожарной, экологической, а также биологической безопасности;
- сведения о сертификате соответствия или декларации о соответствии;
- сведения по безопасному хранению, транспортированию, реализации, применению и утилизации продукции.

Изготовитель (продавец) дизельного топлива, поступающего на реализацию, обязан в информационных материалах, размещенных в доступных для потребителя местах, указывать наименование и марку продукции, экологический класс автомобильной техники, для которой дизельное топливо рекомендовано.

В паспорте на продукцию изготовитель и (или) продавец дизельного топлива после обозначения марки дизельного топлива с массовой долей серы 0,05 % в соответствии с ГОСТ Р 54283 указывает: «(ДТ-2)».

(Измененная редакция, Изм. N 6, 8).

4.2. Объем выборок – по ГОСТ 2517.

4.3. При получении неудовлетворительных результатов испытаний хотя бы по одному из показателей по нему проводят повторные испытания вновь отобранной пробы от удвоенной выборки.

Результаты повторных испытаний распространяются на всю партию.

4.4. (Введен дополнительно, Изм. N 3. Исключен, Изм. N 6).

## 5. МЕТОДЫ ИСПЫТАНИЙ

5.1. Пробы дизельного топлива отбирают по ГОСТ 2517. Масса объединенной пробы – 2 дм топлива.

5.2. Температуру застывания дизельного топлива определяют по ГОСТ 20287 без предварительного и последующего подогрева топлива до 50 °С.

5.3. В случае разногласий арбитражным методом испытаний качества топлива устанавливается метод, указанный в таблице 2 первым.

(Введен дополнительно, Изм. N 6. Измененная редакция, Изм. N 7).

## 6. УПАКОВКА, МАРКИРОВКА, ХРАНЕНИЕ И ТРАНСПОРТИРОВАНИЕ

6.1. Упаковка, маркировка, хранение и транспортирование дизельного топлива – по ГОСТ 1510.

(Измененная редакция, Изм. N 4, 6).

## 7. ГАРАНТИИ ИЗГОТОВИТЕЛЯ

7.1. Изготовитель гарантирует соответствие дизельного топлива требованиям настоящего стандарта при соблюдении условий транспортирования и хранения.

7.2. Гарантийный срок хранения дизельного топлива – 5 лет со дня изготовления.

**ГОСТ 2517-85. Нефть и нефтепродукты. Методы отбора проб  
(с Изменением N 1)**

ГОСТ 2517-85

Группа Б09

**МЕЖГОСУДАРСТВЕННЫЙ СТАНДАРТ**

**НЕФТЬ И НЕФТЕПРОДУКТЫ**

Методы отбора проб

Crude oil and petroleum products. Methods of sampling

МКС 75.080

ОКСТУ 0209

Дата введения 1987-01-01

**ИНФОРМАЦИОННЫЕ ДАННЫЕ**

1. УТВЕРЖДЕН и ВВЕДЕН В ДЕЙСТВИЕ Постановлением Государственного комитета СССР по стандартам от 28.12.85 N 4453
2. ВЗАМЕН ГОСТ 2517-80
3. ССЫЛОЧНЫЕ НОРМАТИВНО-ТЕХНИЧЕСКИЕ ДОКУМЕНТЫ

| Обозначение НТД, на который дана ссылка | Номер пункта     |
|---|------------------|
| ГОСТ 12.1.005-88                        | 3.2              |
| ГОСТ 12.4.010-75                        | 3.13; 3.14; 3.15 |
| ГОСТ 12.4.013-85                        | 3.14             |
| ГОСТ 12.4.034-2001                      | 3.6; 3.7         |
| ГОСТ 12.4.111-82                        | 3.13             |
| ГОСТ 12.4.112-82                        | 3.13             |
| ГОСТ 12.4.124-83                        | 3.9              |
| ГОСТ 1756-2000                          | 1.1              |
| ГОСТ 13196-93                           | 1.1; 2.3.1       |
| ГОСТ 14921-78                           | 1.1; 2.13.3.6    |
| ГОСТ 15895-77                           | Вводная часть    |
| ГОСТ 26098-84                           | Вводная часть    |

4. Ограничение срока действия снято Постановлением Госстандарта СССР от 28.11.91 N 1834

5. ИЗДАНИЕ (июнь 2010 г.) с Изменением N 1, принятым в августе 1998 г. (ИУС 12-98), и Поправкой (ИУС 8-99), действующими только на территории Российской Федерации

Настоящий стандарт устанавливает методы отбора проб нефти и нефтепродуктов из резервуаров, подземных хранилищ, нефтеналивных судов, железнодорожных и автомобильных цистерн, трубопроводов, бочек, бидонов и других средств хранения и транспортирования.

Стандарт не распространяется на сжиженные газы и нефтяной кокс замедленного коксования.

Стандарт соответствует ИСО 3170-75\* в части отбора проб из бочек, барабанов, бидонов, банок, отбора донной пробы из цистерн и требований безопасности и ИСО 3171-75 в части автоматического отбора проб из трубопровода.

В стандарте использованы термины по ГОСТ 15895\*\* и ГОСТ 26098.

## 1. АППАРАТУРА

1.1. Для отбора проб нефти и нефтепродукта применяют пробоотборники, указанные в табл.1 и приложении.

Т а б л и ц а 1

| Характеристика нефти или нефтепродукта   | Хранилище, транспортное средство, тара   | Аппаратура и инструмент для отбора проб   |
|--|--|---|
| 1  | 2  | 3   |
| Нефтепродукты с давлением насыщенных паров 100 кПа (750 мм рт.ст.) и выше по ГОСТ 1756 | Резервуары для хранения нефтепродуктов с повышенным давлением насыщенных паров, нефтеналивные суда, железнодорожные и автомобильные цистерны | Стационарные и переносные пробоотборники, позволяющие проводить герметичный отбор проб и обеспечивающие сохранность качества пробы<br>Пробоотборники типа ПГО по ГОСТ 14921 и другие пробоотборные сосуды под давлением |

\* Доступ к международным и зарубежным документам, упомянутым здесь и далее по тексту, можно получить перейдя по ссылке на сайт <http://shop.cntd.ru>. – Примечание изготовителя базы данных.

\*\* На территории Российской Федерации действуют ГОСТ Р 50779.10-2000 и ГОСТ Р 50779.11-2000.

Продолжение табл. 1

| 1  | 2  | 3  |
|--|--|--|
| Нефть и нефтепродукты с давлением насыщенных паров ниже 100 кПа (750 мм рт.ст.) по ГОСТ 1756 | Резервуары вертикальные цилиндрические, прямоугольные (постоянного сечения по высоте)  | Стационарные пробоотборники: сниженный порционный с клапанами по ГОСТ 13196; с перфорированной заборной трубкой (черт.1); для отбора точечных проб с трех уровней (черт.2); краны на различных уровнях по высоте стенки резервуара (только для нефти). |
|  |  | Переносные пробоотборники: металлические (черт.3-5); бутылка в металлическом каркасе (черт.6) термостатический (черт.7)  |
| Нефть и нефтепродукты с давлением насыщенных паров ниже 100 кПа (750 мм рт.ст.) по ГОСТ 1756 | Подземные хранилища в отложениях каменной соли, сооружаемые методом выщелачивания  | Пробоотборные краны, установленные на продуктопроводе в оголовке подземного хранилища  |
|  | Подземные хранилища шахтного типа, сооружаемые в горных породах с положительной и отрицательной температурой; ледо-грунтовые хранилища | Переносные пробоотборники (см. черт.3) и бутылка в металлическом каркасе (см. черт.6)  |
|  | Нефтеналивные суда, железнодорожные и автомобильные цистерны, резервуары траншейного типа и горизонтальные цилиндрические              | Переносные пробоотборники, рекомендуемые для отбора проб из вертикальных цилиндрических и прямоугольных резервуаров  |
| Нефть и нефтепродукты с давлением насыщенных паров ниже 100 кПа (750 мм рт.ст.) по ГОСТ 1756 | Трубопроводы   | Автоматические или ручные пробоотборники для отбора проб из трубопровода   |
|  | Бочки, бидоны, бутылки, банки  | Пробоотборные трубки (черт.8)  |
| Жидкие нефтепродукты   | Резинотканевые резервуары  | Стеклянные и металлические трубки, дюритовые шланги диаметром 9-12 мм  |

Окончание табл. 1

| 1   | 2   | 3   |
|---|---|---|
| Мазеобразные нефтепродукты                | Бочки, бидоны, барабаны, банки и др.        | Щупы: винтообразный (черт.9), с продольным вырезом (черт.10), поршневой (черт.11), щуп прямой без выреза (черт.12). |
| Твердые плавкие и неплавкие нефтепродукты | Бочки, ящики, мешки, вагоны для нефтебитума | Ножи, черпаки, лопаты, долота, зубила, колуны, топоры   |
| Порошкообразные нефтепродукты             | Мешки, пакеты, контейнеры                   | Щуп (черт.13)   |

1.2. Переносные пробоотборники для отбора проб нефти и жидких нефтепродуктов с заданного уровня должны иметь крышки или пробки, обеспечивающие их герметичность и легко открывающиеся на заданном уровне.

1.3. Масса переносного пробоотборника должна быть достаточной, чтобы обеспечить его погружение в нефть или нефтепродукт.

1.4. Пробоотборник осматривают перед каждым отбором пробы. На нем не должно быть трещин. Пробки, крышки, прокладки не должны иметь дефектов, нарушающих герметичность пробоотборника.

Переносные пробоотборники, пробосборники, пробоприемники, трубки, щупы и т.д. перед отбором проб нефти или нефтепродукта должны быть чистыми и сухими.

Инвентарь для отбора и хранения проб жидких нефтепродуктов после применения следует обработать моющим веществом или сполоснуть неэтилированным бензином; инвентарь для отбора и хранения проб нефти и мазеобразных нефтепродуктов после промывки растворителем следует промыть горячей водой до полного удаления остатков нефтепродуктов. Промытый инвентарь необходимо высушить и хранить в защищенном от пыли и атмосферных осадков месте.

Во избежание загрязнения переносные пробоотборники переносят в чехлах, футлярах или другой упаковке.

1.5. Пробоотборник ручного отбора проб из трубопровода должен содержать следующие основные узлы:

- пробозаборное устройство ( см. черт.14, 15, 15а, 15б);
- запорное устройство;
- пробосборник (пробоприемник).

Параметры пробозаборных трубок щелевого типа приведены в приложении 2.

(Измененная редакция, Изм. N 1).

1.5.1. Конструкция пробозаборного устройства должна быть достаточно прочной, чтобы выдерживать изгибающие моменты под влиянием максимальной скорости потока в трубопроводе, противостоять вибрации, а также создавать минимальное возмущение потока в трубопроводе.

1.5.2. Диаметр пробозаборной трубки, если пробозаборное устройство состоит из одной трубки, или наименьший диаметр пробозаборной трубки, если пробозаборное устройство состоит из нескольких трубок, должен быть:

6 мм – при кинематической вязкости нефти до  $15 \text{ мм}^2/\text{с}$  (15 сСт) при температуре  $20 \text{ }^\circ\text{C}$ ;

12 мм – при кинематической вязкости нефти, равной и выше  $15 \text{ мм}^2/\text{с}$  (15 сСт) при температуре  $20 \text{ }^\circ\text{C}$ .

Для обеспечения нормального режима работы насоса в контуре отбора проб диаметр пробозаборной трубки может быть увеличен.

1.5.3. В зависимости от привода запорного устройства применяют автоматические и ручные пробоотборники.

Запорное устройство представляет собой кран, служащий для перепуска пробы через пробозаборное устройство в пробосборник и приводимый в действие вручную.

1.5.4. В качестве пробосборника, предназначенного для накопления объединенной пробы при автоматическом отборе пробы, применяют сосуды под давлением (закрытые) и атмосферные сосуды (открытые) в зависимости от вида отбираемой нефти или нефтепродукта или выполняемого анализа.

1.5.4.1. Применяют сосуды под давлением трех видов:

1 – с выравненным давлением (черт.16);

2 – с накоплением пробы вытеснением заполняющего их водного насыщенного раствора хлористого натрия (рассола);

3 – с накоплением пробы вытеснением оставшегося в них воздуха.

1.5.4.2. Сосуды под давлением 1-го и 2-го видов должны иметь предохранительный клапан для сброса избыточного давления.

1.5.4.3. Атмосферный сосуд представляет собой емкость с одним отверстием и применяется для отбора проб нефти или нефтепродукта с давлением насыщенных паров не более 40 кПа (300 мм рт.ст.). Сосуд с пробой должен герметично закрываться крышкой (пробкой).

1.5.4.4. Пробосборник изготовляют из материала, стойкого к воздействию отбираемой нефти или нефтепродукта в расчете на рабочую температуру и давление, в 1,5 раза превышающее рабочее.

1.5.4.5. В качестве пробоприемников, предназначенных для транспортирования и хранения пробы, используют пробосборники всех типов. Требования к пробосборникам должны соответствовать указанным в п. 1.5.4.

Соединительные трубки и клапаны контура отбора проб от точки отбора проб до пробосборника должны быть с минимальным числом изгибов, без расширений, карманов и других мест, где могут скапливаться механические примеси, вода и пары.

Все соединения и соединительные трубки должны быть герметичными.

1.6. Автоматический отбор проб осуществляется с помощью автоматических пробоотборников периодически – через равные промежутки времени – или в зависимости от скорости перекачивания.

1.6.1. При автоматическом отборе пробы запорное устройство пробоотборника должно приводиться в действие с помощью электрического, электромагнитного или пневматического приводов.

1.6.2. Для получения заданной пробы через определенные промежутки времени в схеме автоматического пробоотборника применяют регулятор, включающийся в работу одновременно с началом перекачивания.

1.6.3. Конструкция пробосборника для отбора проб легкоиспаряющейся нефти или нефтепродукта с давлением насыщенных паров более 40 кПа (300 мм рт.ст.) должна обеспечивать накопление пробы без контакта с воздухом и при том же давлении, что и в трубопроводе.

Схема отбора проб с применением такого пробосборника приведена на черт.17.

Присоединение и отсоединение пробосборника в пробоотборную систему должно быть герметичным.

## 2. МЕТОДЫ ОТБОРА ПРОБ

2.1. Объем объединенной пробы устанавливается в нормативно-технической документации (НТД) на конкретную продукцию.

### 2.2. Отбор проб из резервуаров

2.2.1. Перед отбором пробы из резервуара нефть и нефтепродукты отстаивают не менее 2 ч и удаляют отстой воды и загрязнений.

Для проверки удаления воды и загрязнений по требованию представителя заказчика пробу отбирают из сифонного крана, установленного в нижнее положение.



2.2.2. Пробу из резервуара с нефтепродуктом, находящимся под давлением свыше 1,96 кПа (200 мм вод. ст.), отбирают без разгерметизации резервуара.

2.2.3. Пробу нефти или нефтепродукта из резервуара с понтоном или плавающей крышей отбирают из перфорированной колонны.

### 2.3. Отбор проб из вертикальных резервуаров

2.3.1. Для отбора объединенной пробы нефти и нефтепродуктов в один прием применяют стационарные пробоотборники по ГОСТ 13196 или с перфорированной заборной трубкой (см. черт.1).

За нижнюю точку отбора пробы нефти принимают уровень нижнего среза приемораздаточного патрубка (хлопушки) по внутреннему диаметру, а при отборе пробы нефтепродукта – уровень на расстоянии 250 мм от дна резервуара.

2.3.2. Точечные пробы нефти или нефтепродукта из вертикального цилиндрического или прямоугольного резервуара отбирают стационарным (см. черт.2) или переносным пробоотборником с трех уровней:

верхнего – на 250 мм ниже поверхности нефти или нефтепродукта;

среднего – с середины высоты столба нефти или нефтепродукта;

нижнего: для нефти – нижний срез приемораздаточного патрубка (хлопушки) по внутреннему диаметру, для нефтепродукта – на 250 мм выше дна резервуара.

Для резервуара, у которого приемораздаточный патрубок находится в приемке, за нижний уровень отбора пробы нефти принимают уровень на расстоянии 250 мм от дна резервуара.

Объединенную пробу нефти или нефтепродукта составляют смешением точечных проб верхнего, среднего и нижнего уровней в соотношении 1:3:1.

2.3.3. Точечные пробы из резервуара, в котором нефтепродукт компаундируется, при проверке однородности нефтепродукта отбирают по п.2.3.2 и анализируют отдельно.

По требованию представителя заказчика точечные пробы нефтепродукта отбирают через каждые 1000 мм высоты столба нефтепродукта, при этом точечные пробы верхнего и нижнего уровней отбирают по п.2.3.2. За начало отсчета первой 1000 мм принимают поверхность нефтепродукта.

Объединенную пробу составляют смешением одинаковых по объему точечных проб.

2.3.4. Точечные пробы при высоте уровня нефти или нефтепродукта в резервуаре не выше 2000 мм (или остаток после опорожнения) отбирают с верхнего и нижнего уровней по п.2.3.2.

Объединенную пробу составляют смешением одинаковых по объему точечных проб верхнего и нижнего уровней.

При высоте уровня нефтепродукта менее 1000 мм (остаток после опорожнения) отбирают одну точечную пробу с нижнего уровня по п.2.3.2.

#### 2.4. Отбор проб из горизонтальных резервуаров

2.4.1. Точечные пробы нефти или нефтепродукта из горизонтального цилиндрического резервуара диаметром более 2500 мм отбирают переносным пробоотборником с трех уровней:

верхнего – на 200 мм ниже поверхности нефти или нефтепродукта;

среднего – с середины высоты столба нефти или нефтепродукта;

нижнего – на 250 мм выше нижней внутренней образующей резервуара.

Объединенную пробу составляют смешением точечных проб верхнего, среднего и нижнего уровней в соотношении 1:6:1.

2.4.2. Точечные пробы нефти или нефтепродукта из горизонтального цилиндрического резервуара диаметром менее 2500 мм независимо от степени заполнения, а также из горизонтального цилиндрического резервуара диаметром более 2500 мм, но заполненного до высоты, равной половине диаметра и менее, отбирают с двух уровней: с середины высоты столба жидкости и на 250 мм выше нижней внутренней образующей резервуара.

Объединенную пробу составляют смешением точечных проб среднего и нижнего уровней в соотношении 3:1.

При высоте уровня нефтепродукта менее 500 мм отбирают одну точечную пробу с нижнего уровня по п.2.4.1.

2.4.3. По требованию потребителя из горизонтального цилиндрического резервуара донную пробу нефтепродукта отбирают переносным металлическим пробоотборником (см. черт.4 и 5).

#### 2.5. Отбор проб из резервуаров траншейного типа

2.5.1. Точечные пробы нефтепродукта из резервуара траншейного типа отбирают переносным пробоотборником с верхнего, среднего и нижнего уровней, соответствующих 0,93; 0,64; 0,21 объема нефтепродукта (отсчет снизу).

Объединенную пробу составляют смешением точечных проб верхнего, среднего и нижнего уровней в соотношении 1:3:3.

2.5.2. Точечные пробы из резервуара, заполненного нефтепродуктами с различной плотностью (расхождения более 2 кг/м<sup>3</sup>), отбирают с семи уровней, соответствующих 0,93; 0,78; 0,64; 0,50; 0,36; 0,21; 0,07 объема нефтепродукта (отсчет снизу).

Объединенную пробу составляют смешением одинаковых по объему точечных проб.

#### 2.6. Отбор проб из резиноканевых резервуаров

Точечную пробу нефтепродукта из резиноканевого резервуара отбирают металлической или стеклянной трубкой или дюритовым шлангом с уровня, расположенного на высоте 50-60 мм от нижнего полотнища резервуара.

#### 2.7. Отбор проб из подземных хранилищ шахтного типа, сооружаемых в горных породах с положительной и отрицательной температурой

Отбор точечных проб нефти или нефтепродукта из подземных хранилищ шахтного типа осуществляют через вертикальный ствол; уровни отбора и составление объединенной пробы – в соответствии с п.2.4.

Объединенную пробу из подземного хранилища, имеющего несколько вертикальных стволов, составляют смешением одинаковых по объему объединенных проб каждого ствола.

#### 2.8. Отбор проб из подземных хранилищ в отложениях каменной соли, сооружаемых методом выщелачивания

##### 2.8.1. Пробу нефти или нефтепродукта из подземного хранилища отбирают из пробоотборного крана, установленного на трубопроводе в оголовке подземного хранилища, перекачивая часть продукта в наземный резервуар.

Для этого предварительно промывают межтрубное пространство между колоннами, заполненными рассолом и нефтью (нефтепродуктом), перекачиванием нефти или нефтепродукта в наземный резервуар в объеме, равном пяти объемам межтрубного пространства. Точечную пробу отбирают в конце промывки.

#### 2.9. Отбор проб из ледогрунтовых хранилищ

##### 2.9.1. Отбор точечных проб и составление объединенной пробы нефтепродукта из ледогрунтового хранилища проводят в соответствии с пп.2.3 или 2.4 в зависимости от геометрической формы хранилища.

#### 2.10. Отбор проб из наливных судов

##### 2.10.1. Точечные пробы из танка наливного судна с высотой уровня нефти или нефтепродукта более 3000 мм отбирают переносным пробоотборником с трех уровней:

- верхнего – на 250 мм ниже поверхности нефти или нефтепродукта;
- среднего – с середины высоты столба нефти или нефтепродукта;
- нижнего – на 250 мм выше днища танка.

Объединенную пробу составляют смешением точечных проб верхнего, среднего и нижнего уровней в соотношении 1:3:1.

2.10.2. Точечные пробы из танка наливного судна с высотой уровня нефти или нефтепродукта 3000 мм и менее отбирают с двух уровней:

среднего – с середины высоты столба нефти или нефтепродукта;

нижнего – на 250 мм выше днища танка.

Объединенную пробу составляют смешением точечных проб среднего и нижнего уровней в соотношении 3:1.

2.10.3. Если судно загружено одним видом нефти или нефтепродуктом одной марки, объединенную пробу составляют смешением объединенных проб каждого танка вместимостью 1000 м<sup>3</sup> и более и не менее 25 % числа всех танков вместимостью менее 1000 м<sup>3</sup>, включая танки, которые загружаются в начале и в конце налива.

Объединенную пробу для судна составляют смешением объединенных проб из отдельных танков пропорционально объему продукта в каждом из этих танков.

2.10.4. Если наливное судно загружено нефтью различных видов или нефтепродуктами различных марок, объединенные пробы составляют по каждой группе танков с нефтью отдельного вида или нефтепродуктом отдельной марки аналогично составлению объединенной пробы для судна в соответствии с п.2.10.3.

2.10.5. Объединенную пробу для судна или группы танков с нефтью или нефтепродуктом, предназначенным для экспорта, длительного хранения или представителя заказчика, составляют из объединенных проб каждого танка в соответствии с п.2.10.3.

2.10.6. Если судно загружается последовательно по одному трубопроводу нефтью различных видов или нефтепродуктами различных марок, дополнительно отбирают в пунктах налива точечные пробы и составляют отдельно объединенную пробу для танка, с которого начинается налив нефти каждого вида или нефтепродукта каждой марки.

2.10.7. Объединенную пробу остатка нефти или нефтепродукта для судна или группы танков составляют из точечных проб, отобранных с середины высоты остатка от 25 % всех танков, смешением пропорционально объему нефти или нефтепродукта в каждом из этих танков.

При загрузке судна нефтью или нефтепродуктом, предназначенными для экспорта или представителя заказчика, объединенную пробу остатка для судна или группы танков составляют из точечных проб, отобранных из каждого танка, смешением пропорционально объему нефти или нефтепродукта в каждом танке.

2.11. Отбор проб из железнодорожных и автомобильных цистерн и вагонов для нефтебитума

2.11.1. Точечную пробу из железнодорожной или автомобильной цистерны отбирают переносным пробоотборником с уровня, расположенного на высоте 0,33 диаметра цистерны от нижней внутренней образующей.

Донную пробу нефтепродукта или нефти отбирают переносным металлическим пробоотборником (см. черт.4, 5).

2.11.2. Точечные пробы для нескольких цистерн с нефтью одного вида или нефтепродуктом одной марки отбирают по п.2.11.1 из каждой четвертой цистерны, но не менее чем из двух цистерн.

В этом случае объединенную пробу составляют смешением точечных проб пропорционально объемам нефти или нефтепродукта в цистернах, из которых отобраны пробы.

2.11.3. При наливе по одному трубопроводу нефтепродуктов разных марок точечные пробы из цистерн, с которых начинался налив нефтепродуктов каждой марки, отбирают и анализируют отдельно.

2.11.4. Точечные пробы нефтепродукта, предназначенного для экспорта, длительного хранения или Министерства обороны, отбирают из каждой цистерны в соответствии с п.2.11.1.

Объединенную пробу для цистерн, отправляемых в один пункт назначения, составляют смешением точечных проб пропорционально объему продукта в цистернах.

2.11.5. Из вагона для нефтебитума отбирают одну точечную пробу с поверхности битума любого бункера.

Объединенную пробу для нескольких вагонов составляют смешением одинаковых по объему точечных проб из каждого вагона.

2.12. Порядок отбора проб нефти или нефтепродукта из резервуаров, подземных хранилищ, транспортных средств стационарным и переносным пробоотборниками

2.12.1. Перед отбором пробы из пробоотборной системы стационарного пробоотборника сливают в другой сосуд жидкость, которая не должна входить в пробу. Объем сливаемой жидкости должен быть не менее двух объемов пробоотборной системы стационарного пробоотборника.

2.12.2. Из вертикальных, горизонтальных, траншейного типа резервуаров, танков наливных судов, железнодорожных и автомобильных цистерн, подземных хранилищ шахтного типа, ледогрунтовых хранилищ пробу нефти или нефтепродукта отбирают переносным пробоотборником следующим образом:

- измеряют уровень нефти или нефтепродукта;
- рассчитывают уровни отбора точечных проб;

опускают закрытый пробоотборник до заданного уровня так, чтобы отверстие, через которое происходит его заполнение, находилось на этом уровне;

открывают крышку или пробку, заполняют пробоотборник и поднимают его.

Пробы с нескольких уровней отбирают последовательно сверху вниз.

2.12.3. Донную пробу из резервуара или транспортного средства отбирают следующим образом:

пробоотборник (см. черт.4) опускают, устанавливая на днище резервуара или транспортного средства, извлекают пробку из штуцера и выдерживают его до заполнения пробой. Заполненный пробоотборник поднимают и сливают пробу в пробоприемник;

пробоотборник (см. черт.5) опускают на днище резервуара или транспортного средства. При касании о днище шток поднимается, и в образовавшуюся щель начинает поступать нефть или нефтепродукт. Пробоотборник выдерживают в этом положении до его заполнения пробой, поднимают и переливают ее в пробоприемник.

2.12.4. Пробу нефтепродукта из сифонного крана отбирают переносным пробоотборником (см. черт.3).

2.12.5. При измерении температуры и плотности нефти или нефтепродукта пробоотборник выдерживают на заданном уровне до начала его заполнения не менее 5 мин.

Допускается вместо выдержки термостатического пробоотборника в течение 5 мин. ополаскивать его нефтью или нефтепродуктом, отобранном с уровня, на котором должна быть измерена температура или плотность.

2.12.6. Бутылку с отобранной пробой легкоиспаряющегося нефтепродукта с нормированным давлением насыщенных паров вынимают из каркаса, герметично закупоривают, а для отбора следующей пробы вставляют сухую чистую бутылку.

2.12.7. При составлении объединенной пробы каждую точечную пробу перемешивают, берут необходимый объем и сливают в один сосуд.

Объединенную пробу составляют сразу после отбора проб.

## 2.13. Отбор проб из трубопровода

### 2.13.1. Общие требования

2.13.1.1. Пробу нефти или нефтепродукта из трубопровода отбирают стационарным пробоотборником. Схема отбора проб из трубопровода приведена на черт.18а и 18б;

Параметры диспергатора (черт.19) приведены в приложении 3.  
(Измененная редакция, Изм. N 1, Поправка).

2.13.1.2. Пробу из трубопровода отбирают только в процессе перекачивания при скорости жидкости на входе в пробозаборное устройство, равной средней линейной скорости жидкости в трубопроводе в том же направлении.

2.13.1.3. Допускается отбирать пробу при скорости жидкости на входе в пробозаборное устройство не менее половины или не большей чем в два раза средней линейной скорости жидкости в трубопроводе.

2.13.1.4. Пробозаборное устройство устанавливают внутри трубопровода в однородном потоке (содержание воды, солей и механических примесей одинаково по поперечному сечению) жидкости на вертикальном или горизонтальном участке трубопровода при высокой линейной скорости движения жидкости, после насоса или перемешивающего устройства.

2.13.1.5. На вертикальном участке трубопровода пробозаборное устройство устанавливают в конце участка по направлению движения жидкости на расстоянии половины диаметра трубопровода до начала его изгиба, если участок трубопровода только восходящий или только нисходящий.

Пробозаборное устройство устанавливают в конце второго участка по направлению движения жидкости на расстоянии половины диаметра трубопровода до начала его изгиба, если трубопровод имеет восходящий и нисходящий вертикальные участки, расположенные рядом.

Длина только восходящего или только нисходящего вертикального участка трубопровода или суммарная длина вертикальных участков, расположенных рядом, должна быть не менее шести диаметров трубопровода.

2.13.1.6. На горизонтальном участке трубопровода узел выхода пробозаборного устройства располагают сверху.

2.13.1.7. На вертикальном или горизонтальном участке трубопровода, по которому течет однородный поток нефти или нефтепродукта, устанавливают пробозаборное устройство в виде одной трубки с загнутым концом независимо от диаметра трубопровода. Загнутый конец трубки располагают по оси трубопровода навстречу потоку (черт.14).

2.13.1.8. При неоднородном потоке жидкости устанавливают вертикально по диаметру трубопровода пробозаборное устройство щелевого типа с одним или пятью отверстиями (см. черт.15а, 15б), ориентированными навстречу потоку.

Допускается устанавливать пробозаборное устройство в виде пробозаборных трубок с загнутыми концами, направленными навстречу потоку:

- одна – при диаметре до 100 мм;
- три – при диаметре от 100 до 400 мм;
- пять – при диаметре свыше 400 мм.

(Измененная редакция, Изм. N 1).

2.13.1.9. Пробозаборное устройство, состоящее из одной пробозаборной трубки, устанавливают в соответствии с п.2.13.1.7.

2.13.1.10. В пробозаборном устройстве из пяти трубок открытые загнутые концы трубок устанавливают по вертикальному сечению трубопровода (черт.15) следующим образом:

одну трубку диаметром  $d_1$  – на оси трубопровода;

две трубки диаметром  $d_2$  – по обе стороны горизонтальной оси по вертикали на расстоянии  $0,4$  радиуса трубопровода;

две трубки диаметром  $d_3$  – по обе стороны горизонтальной оси по вертикали на расстоянии  $0,8$  радиуса трубопровода.

Соотношение диаметров трубок  $d_1 : d_2 : d_3$  должно быть  $6:10:13$ .

2.13.1.11. В пробозаборном устройстве из трех трубок открытые загнутые концы трубок устанавливают следующим образом:

одну трубку – на оси трубопровода;

две трубки – по обе стороны горизонтальной оси по вертикали на расстоянии  $0,66$  радиуса трубопровода.

Трубки должны быть одинакового диаметра.

2.13.1.12. При отборе проб нефтепродуктов, полученных смешением на потоке, пробозаборное устройство должно быть на расстоянии не менее  $25$  диаметров трубопровода вниз по потоку от места ввода последнего компонента, чтобы обеспечить перемешивание всех компонентов и получение пробы из однородного потока.

2.13.1.13. При отборе пробы подогретой высоковязкой нефти или нефтепродукта для предотвращения затвердевания необходимо обеспечить теплоизоляцию или обогрев пробоотборника и его соединений.

2.13.1.14. Пробоотборник располагают как можно ближе к пробозаборному устройству и заполняют пробой не более чем на  $90\%$  его вместимости.

2.13.1.15. Пробу легкоиспаряющейся нефти или нефтепродукта из пробосборника не переливают. Пробосборник отсоединяют и заменяют другим.

Пробу нефти и нефтепродукта с давлением насыщенных паров не более  $40$  кПа ( $300$  мм рт.ст.) после тщательного перемешивания в плотно закрытом пробосборнике допускается переливать из пробосборника в пробоприемник с соответствующей этикеткой.

2.13.1.16. При присоединении или отсоединении пробосборника или переливании пробы в пробоотборник не допускается загрязнение пробы.

2.13.1.17. Пробозаборное устройство щелевого типа состоит из стабилизатора (черт.20) и пробозаборной трубки. Конструкция устройства с одним отверстием приведена на черт.15а, с пятью отверстиями – на черт.15б. Параметры стабилизатора рассчитывают согласно алгоритму (приложение 4).

(Введен дополнительно, Изм. N 1).

2.13.2. Автоматический отбор проб из трубопровода



2.13.2.1. Объединенная проба составляется автоматически из точечных проб, объем которых устанавливают от 1 до 10 см<sup>3</sup>. Минимальное число точечных проб должно быть не менее 300. Объем и число точечных проб определяются временем и объемом перекачивания. Объем объединенной пробы должен быть не менее 3000 см<sup>3</sup>.

Регулятор автоматического пробоотборника должен быть опломбирован.

2.13.2.2. Для отбора пробы автоматическим пробоотборником необходимо обеспечить постоянное движение части перекачиваемой нефти или нефтепродукта через пробозаборное устройство по обводной линии от основного трубопровода (по контуру отбора проб). Пробу отбирают из контура отбора проб без прекращения этого движения.

2.13.2.3. При отборе проб нефти или нефтепродукта автоматическим пробоотборником должен быть предусмотрен также ручной отбор проб из контура отбора (черт.18). При отсутствии движения по контуру отбора пробу отбирают после слива нефти или нефтепродукта в другой сосуд в объеме, равном трехкратному объему нефти или нефтепродукта, заполняющего всю пробоотборную систему до крана, из которого производится слив пробы.

2.13.3. *Ручной отбор проб нефти или нефтепродукта из трубопровода*

2.13.3.1. Ручным пробоотборником отбирают только точечную пробу.

2.13.3.2. Точечные пробы отбирают через равные объемы перекачивания нефти или нефтепродукта или через равные промежутки времени.

2.13.3.3. При производительности перекачивания не более 500 м<sup>3</sup>/ч точечные пробы отбирают через каждые 500 м<sup>3</sup>. Объединенную пробу составляют смешением одинаковых по объему точечных проб.

2.13.3.4. При производительности перекачивания более 500 м<sup>3</sup>/ч точечные пробы отбирают не реже чем через каждый час. Объединенную пробу составляют смешением точечных проб, пропорциональных объему нефти или нефтепродукта, перекачиваемого за это время.

2.13.3.5. При периодических перекачиваниях пробы отбирают по пп.2.13.3.2-2.13.3.4, но не менее трех точечных проб через равные объемы перекачивания или равные интервалы времени.

2.13.3.6. Точечную пробу легкоиспаряющейся нефти или нефтепродукта отбирают герметично в пробоотборник закрытого типа по п.1.5.4.

При применении пробоприемника с выравненным давлением его подключают к пробоотборному крану, создают необходимое противодействие, плавно заполняют пробой, закрывают вентили на пробоприемнике, затем пробоотборный кран и отсоединяют пробоприемник.

Пробоприемник, применяемый с рассолом, перед отбором пробы полностью заполняют рассолом и закрывают вентили. Температура рассола должна быть не выше температуры отбираемой нефти или нефтепродукта. Соединяют кран или вентиль пробоприемника с краном для слива пробы

на трубопроводе и открывают все вентили на входной стороне пробоприемника. Открывают донный или выходной вентиль плавно, чтобы рассол медленно вытеснялся пробой, входящей в пробоприемник. Регулируют поток так, чтобы давления в пробоприемнике и трубопроводе были равными. Закрывают выходной вентиль, как только нефть или нефтепродукт начнет выходить из выходного отверстия пробоприемника, затем последовательно закрывают входной вентиль пробоприемника и кран для слива пробы на трубопроводе и отсоединяют пробоприемник.

Пробоприемник с накоплением пробы вытеснением воздуха устанавливают вертикально и подсоединяют к пробоотборному крану через нижний вентиль. Открывают вентили на пробоприемнике, затем пробоотборный кран и пропускают через пробоприемник отбираемую нефть или нефтепродукт в трехкратном объеме пробоприемника. В конце промывки закрывают вентили на пробоприемнике, пробоотборный кран и отсоединяют пробоприемник.

При отборе пробы нефти и нефтепродукта для определения содержания воды и солей применяют пробоприемники с накоплением пробы вытеснением воздуха.

В качестве пробоприемника с применением рассола или воздуха используют пробоотборник типа ПГО по ГОСТ 14921. При давлении насыщенных паров нефти или нефтепродукта не более 67 кПа (500 мм рт.ст.) допускается применять бутылку с двумя трубками в пробке.

2.13.3.7. Пробу нефти или нефтепродукта с давлением насыщенных паров не более 40 кПа (300 мм рт.ст.) допускается отбирать в сосуд открытого типа. Регулируют кран для слива на трубопроводе так, чтобы из него вытекала непрерывная равномерная струя, которую направляют в пробоприемник по трубке, доходящей до его днища.

2.13.4. *Отбор проб нефти и нефтепродуктов из трубопроводов для анализа поточными автоматическими приборами (анализаторами качества)*

2.13.4.1. Пробу нефти или нефтепродукта отбирают пробозаборным устройством щелевого типа или в виде пробозаборных трубок с загнутыми концами в соответствии с п.2.13.1.8. Пробозаборное устройство обоих типов должно обеспечить расход нефти, необходимый для работы анализатора качества.

(Измененная редакция, Изм. N 1).

2.13.4.2. При применении анализатора качества непрерывного действия показатели качества нефти или нефтепродукта определяются мгновенно при непрерывном прокачивании пробы через пробозаборное устройство.

При применении анализатора качества дискретного действия показатели качества нефти или нефтепродукта определяются за определенный промежуток времени.

2.13.4.3. Анализатор качества следует устанавливать после насоса и диспергатора (черт.18а) и после насоса (черт.18б) в контуре.  
(Поправка).

2.13.4.4. При выборе и установке анализатора качества, отборе и анализе пробы нефти или нефтепродукта должны быть выполнены следующие требования:

отбор проб нефти или нефтепродукта должен соответствовать п.2.13.1;  
показатели качества нефти или нефтепродукта должны определяться при параметрах основного потока, которые могут повлиять на эти показатели (температура, давление, скорость). При невыполнении этих условий на результат измерения должны быть введены соответствующие поправки.

2.14. Отбор проб нефтепродуктов из бочек, бидонов, канистр и другой транспортной тары

2.14.1. От единицы транспортной тары отбирают одну точечную пробу нефтепродукта.

Объединенную пробу упакованного нефтепродукта составляют смешением точечных проб, отобранных в соответствии с табл.2.

Т а б л и ц а 2

| Количество тары <i>n</i> |            |    |      |        | Количество точечных проб <i>m</i> |
|--------------------------|------------|----|------|--------|-----------------------------------|
| От                       | 1          | до | 3    | включ. |                                   |
| «                        | 4          | «  | 64   | «      |                                   |
| «                        | 65         | «  | 125  | «      |                                   |
| «                        | 126        | «  | 216  | «      |                                   |
| «                        | 217        | «  | 343  | «      |                                   |
| «                        | 344        | «  | 512  | «      |                                   |
| «                        | 513        | «  | 729  | «      |                                   |
| «                        | 730        | «  | 1000 | «      | 10                                |
| «                        | 1001       | «  | 1331 | «      | 11                                |
| «                        | 1332       | «  | 1728 | «      | 12                                |
| «                        | 1729       | «  | 2197 | «      | 13                                |
| «                        | 2198       | «  | 2744 | «      | 14                                |
| «                        | 2745       | «  | 3375 | «      | 15                                |
| «                        | 3376       | «  | 4096 | «      | 16                                |
| «                        | 4097       | «  | 4913 | «      | 17                                |
| «                        | 4914       | «  | 5832 | «      | 18                                |
| «                        | 5833       | «  | 6859 | «      |                                   |
| «                        | 6860       | «  | 8000 | «      |                                   |
|                          | Свыше 8000 |    |      |        | $m^* = \sqrt[3]{n}$               |

\* Значение округляют до целых чисел.

2.14.2. Отбор проб проводят в месте, защищенном от пыли и атмосферных осадков.

Жидкий нефтепродукт перед отбором пробы из тары перемешивают. Содержимое бочки необходимо перемешать перекачиванием в течение 5 мин. Содержимое бидона, банки, бутылки перемешивают в течение 5 мин тщательным встряхиванием или с помощью специальной мешалки. Поверхность вокруг пробок, крышек и дна перед открыванием очищают.

2.14.3. Пробоотборную трубку для отбора точечной пробы жидкого нефтепродукта опускают до дна тары, затем верхнее отверстие закрывают пальцем и извлекают трубку из тары. Пробу сливают, открывая закрытый конец трубки. Объединенную пробу жидкого нефтепродукта составляют смешением точечных проб в соответствии с табл.2.

2.14.4. Точечную пробу мазеобразного нефтепродукта отбирают щупом поршневым или винтообразным, с продольным вырезом или прямым без выреза.

На месте погружения щупа удаляют верхний слой нефтепродукта толщиной 25 мм.

Винтообразный щуп опускают, ввинчивая в нефтепродукт, до дна тары, затем извлекают и лопаточкой снимают с него пробу.

Поршневой щуп опускают вдавливанием в нефтепродукт до дна тары и, поворачивая на 180°, прорезают нефтепродукт проволокой, припаянной к нижнему концу щупа, затем щуп извлекают и поршнем выдавливают из него пробу.

Щуп с продольным вырезом опускают, ввинчивая в нефтепродукт, до дна тары, а затем извлекают и освобождают из него пробу шпателем, вставленным в верхнюю часть прорези, перемещая его вниз.

Прямой щуп без выреза погружают до дна тары с расплавленным битумом, затем извлекают и ножом соскабливают с него пробу.

Слой нефтепродукта толщиной 5 мм в верхней части щупа не включают в пробу.

Объединенную пробу мазеобразного нефтепродукта составляют смешением точечных проб без их расплавления.

2.14.5. Точечную пробу твердых плавких нефтепродуктов из бочки и мешка, заполненного наливом, отбирают в виде куска с помощью ножа, зубила, долота, топора, колуна.

Точечную пробу из ящика или мешка, заполненного плитками или кусками, берут в виде одной плитки или одного куска.

Объединенную пробу для плавкого нефтепродукта, упакованного в мешки или бочки, составляют, откалывая от каждого отобранного куска или плитки по одному куску примерно равного размера и перемешивая их, не расплавляя.

2.14.6. Точечную пробу нефтепродукта, находящегося в расплавленном состоянии в бочках, отбирают и составляют объединенную пробу по п.2.14.3 или п.2.14.5.

2.14.7. Точечную пробу порошкообразного нефтепродукта из мешка, пакета или контейнера отбирают щупом (черт.13), погружая его на всю толщину нефтепродукта.

Объединенную пробу составляют смешением точечных проб.

## 2.15. Отбор проб неупакованных нефтепродуктов

2.15.1. Точечные пробы формованного в виде отливок (болванок) твердого плавкого нефтепродукта отбирают из каждой сотни отливок в виде куска отливки, но не менее 10 кусков от партии.

2.15.2. Точечные пробы неформованного твердого плавкого нефтепродукта отбирают от каждой тонны лопатой в виде куска, но не менее 10 кусков от партии.

2.15.3. Объединенную пробу формованного или неформованного твердого плавкого нефтепродукта составляют, откалывая от каждого отобранного куска по три кусочка примерно равных масс и перемешивая их, не расплавляя.

2.15.4. Точечную пробу твердого неплавкого нефтепродукта отбирают массой 1-2 кг лопатой или совком при формировании штабеля из разных мест ковша, скребка, контейнера и т.д. Куски размером более 250 мм в пробу не включают.

Объединенную пробу составляют из точечных проб, количество которых указано в табл.3.

Т а б л и ц а 3

| Объем ковша, скребка, контейнера и т.д., м <sup>3</sup> | Порядковый номер ковша, скребка, контейнера и т.д. | Количество точечных проб, отбираемых из одного ковша, скребка, контейнера и т.д. |
|---|--|--|
| До 3 включ.   | Каждый 4-й   | 2  |
| Св. 3 “ 5 “   | “ 3-й  |  |
| “ 5   | “ 2-й  |  |

Объединенную пробу твердого неплавкого нефтепродукта измельчают до кусков размером не более 25 мм не позднее чем через 1 сут. Измельченную пробу тщательно перемешивают, затем рассыпают на листе из нержавеющей стали ровным слоем в форме квадрата и делят по диагонали на четыре треугольника. Нефтепродукт из любых двух противоположных треугольников отбрасывают, из оставшихся смешивают, повторно измельчают до кусков размером 5-10 мм и перемешивают. Повторным квартованием и перемешиванием массу объединенной пробы доводят до 2-3 кг.

### 3. ТРЕБОВАНИЯ БЕЗОПАСНОСТИ

3.1. При выполнении работ по отбору проб следует соблюдать правила техники безопасности и пожарной безопасности при обращении с нефтью и нефтепродуктами.

3.2. Содержание вредных веществ в воздухе рабочей зоны не должно превышать предельно допустимых концентраций (ПДК), установленных в ГОСТ 12.1.005.

Состояние воздуха рабочей зоны контролируют в соответствии с требованиями ГОСТ 12.1.005.

3.3. Переносные пробоотборники должны быть изготовлены из материала, не образующего искр при ударе (алюминия, бронзы, латуни и др.).

3.4. Пробу нефти или нефтепродукта пробоотборщик отбирает в присутствии наблюдающего (дублера).

3.5. При отборе проб пробоотборщик должен стоять спиной к ветру в целях предотвращения вдыхания паров нефти или нефтепродукта.

3.6. Отбор проб в колодцах, приемках и других углублениях пробоотборщик должен выполнять в шланговом самовсасывающем противогазе ИШ-13 по ГОСТ 12.4.034.

3.7. Отбор проб нефти или нефтепродукта в газоопасных местах, а также сероводородосодержащих нефтей и нефтепродуктов пробоотборщик должен выполнять в фильтрующем противогазе ФУ-13 марок А, В, Г, КД и других по ГОСТ 12.4.034.

3.8. В местах отбора проб должны быть установлены светильники во взрывозащищенном исполнении. При отборе проб в неосвещенных местах следует пользоваться переносными светильниками во взрывозащищенном исполнении. Переносные светильники включают и выключают за земляным валом или ограждением резервуарного парка.

3.9. Отбор проб проводят в специальной одежде и обуви, изготовленных из материалов, не накапливающих статическое электричество, в соответствии с требованиями ГОСТ 12.4.124.

3.10. Для крепления переносного пробоотборника используют гибкие, не дающие искр, металлические тросики. При применении шнуров (вере-

вок и т.д.) из неэлектропроводных материалов на их поверхности должен быть закреплен многожильный, не дающий искр, неизолированный металлический проводник, соединенный с пробоотборником. Перед отбором проб тросик или проводник должен заземляться с элементами резервуара или транспортного средства.

3.11. Пробу нефти или нефтепродукта из резервуара следует отбирать не ранее чем через 2 ч после окончания заполнения.

Из танка морского наливного судна допускается отбирать пробу через 30 мин после окончания налива танка.

Из железнодорожной цистерны допускается отбирать пробу через 10 мин после окончания заполнения.

3.12. Запрещается отбирать пробы нефти или нефтепродукта на открытом воздухе во время грозы.

3.13. Пробы этилированного бензина пробоотборщик должен отбирать в рукавицах из материала с водоупорной пропиткой или маслостойкого материала по ГОСТ 12.4.010, в кожаных ботинках и в защитной одежде по ГОСТ 12.4.111 и ГОСТ 12.4.112.

3.14. Пробу расплавленного битума отбирают в рукавицах по ГОСТ 12.4.010 и защитных очках по ГОСТ 12.4.013.\*

3.15. Пробу твердого неплавкого нефтепродукта отбирают и измельчают в противопылевых респираторах марок РП-К, Ф-62Ш и У-2к и рукавицах по ГОСТ 12.4.010.

Места измельчения пробы должны быть оборудованы местной вентиляцией.

#### 4. УПАКОВКА, МАРКИРОВКА И ХРАНЕНИЕ ПРОБ

4.1. Перед упаковыванием пробу нефти или нефтепродукта перемешивают.

Пробу разливают в чистые сухие стеклянные бутылки. Бутылку заполняют не более чем на 90 % вместимости.

Пробу мазеобразного нефтепродукта помещают в чистую сухую стеклянную, жестяную или полиэтиленовую банку.

Пробу твердого нефтепродукта упаковывают в целлофан, полиэтиленовую пленку, плотную бумагу, обеспечивающую сохранность пробы, или помещают в ведерко с бумажным пакетом.

---

\* На территории Российской Федерации действует ГОСТ Р 12.4.230.1-2007 (ЕН 166-2002)-97.

4.2. Объединенную пробу нефти или нефтепродукта делят на две равные части. Одну часть пробы анализируют, другую – хранят опечатанной на случай разногласий в оценке качества нефти или нефтепродукта.

При транспортировании на судах объединенную пробу нефти или нефтепродукта делят на части с учетом числа получателей. Одну часть пробы анализируют, другую – хранят на случай разногласий в оценке качества нефти или нефтепродукта, остальные передают получателям.

Для нефти или нефтепродукта, предназначенного для экспорта и отгружаемого в железнодорожных цистернах или по нефтепродуктопроводу, объединенную пробу делят на три части. Одну часть анализируют, остальные хранят на случай разногласий в оценке качества.

При отгрузке нефти или нефтепродукта для экспорта морскими судами объединенную пробу делят на пять частей. Одну часть анализируют, две части хранят на случай разногласий в оценке качества. Две оставшиеся части передают капитану судна. Одну из них хранят на судне, другую передают получателю.

4.3. Бутылки с пробами должны быть герметично закупорены пробками или винтовыми крышками с прокладками, не растворяющимися в нефти или нефтепродукте, банки должны быть плотно закрыты крышками. Горловину закупоренной бутылки или банки обвертывают полиэтиленовой пленкой или другим плотным материалом, обеспечивающим сохранность пробы, и обвязывают бечевкой, концы которой продевают в отверстие в этикетке. Концы бечевки пломбируют или заливают сургучом на пластине из плотного картона или дерева и опечатывают. Допускается приклеивать этикетку к бутылке, банке, пакету.

4.4. На этикетке должны быть указаны:  
номер пробы по журналу учета;  
наименование нефти или марка нефтепродукта;  
наименование предприятия-поставщика;  
номер резервуара и высота налива;  
номер партии, единицы транспортной тары, цистерны;  
наименование судна и номер танка и т.д., из которого отобрана проба;  
дата, время отбора;  
срок хранения пробы;  
обозначение стандарта или технических условий на нефть или нефтепродукт;  
должность и фамилии лиц, отобравших и опечатавших пробу.

4.5. Пробы нефти или нефтепродукта хранят в помещении, отвечающем противопожарным требованиям, предъявляемым к кладовым легко воспламеняющихся и горючих жидкостей. Пробы нефти или нефтепро-



дукта с нормированным давлением насыщенных паров хранят при температуре не выше 20 °С.

4.6. Пробы хранят в шкафу или ящике с гнездами из несгораемого материала.

4.7. На случай разногласий в оценке качества пробы нефтепродукты хранят в течение 45 сут со дня отгрузки.

Для нефтепродуктов, предназначенных для представителя заказчика и для длительного хранения, пробу на случай разногласий в оценке качества хранят в течение 3 мес.

4.8. Пробы нефти на случай разногласий в оценке качества при транспортировании ее по нефтепроводу хранят не более 25 сут, при транспортировании другими видами транспорта – не более 45 сут.

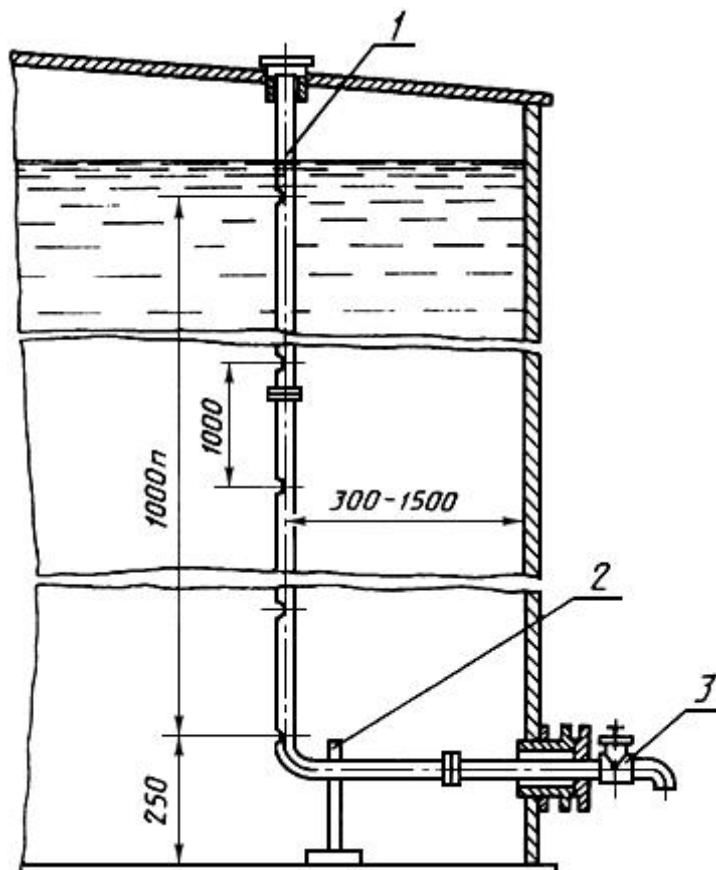
4.9. Для нефти или нефтепродуктов, предназначенных для экспорта, срок хранения проб на случай разногласий в оценке качества составляет:

для нефти – 3 мес;

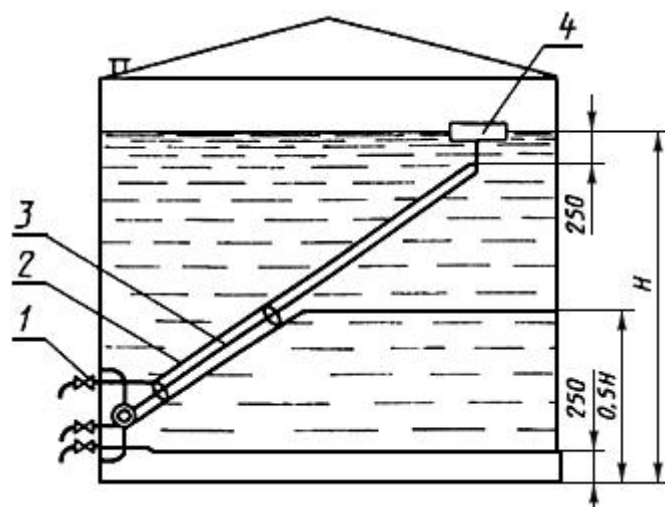
для нефтепродукта – 4 мес.

При отгрузке нефти и нефтепродуктов в страны – члены СЭВ, а также в КНДР и КНР пробы хранят в течение 6 мес.

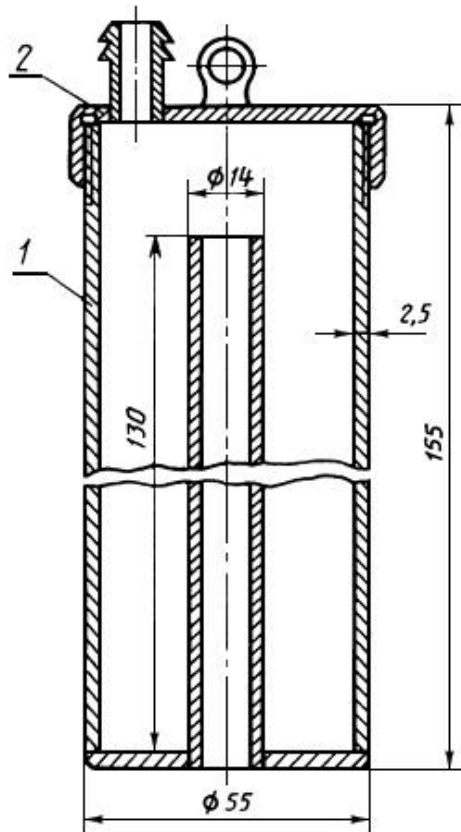
ПРИЛОЖЕНИЕ 1 (обязательное).  
 ТИПЫ ПРОБООТБОРНИКОВ  
 ПРИЛОЖЕНИЕ 1  
 Обязательное



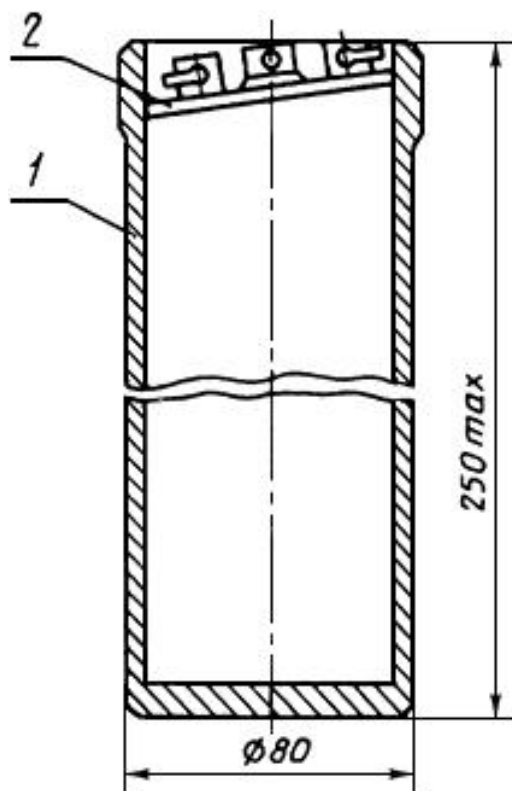
Черт.1. Стационарный пробоотборник с перфорированной заборной трубкой:  
 1 – перфорированная трубка; 2 – опорная стойка; 3 – кран



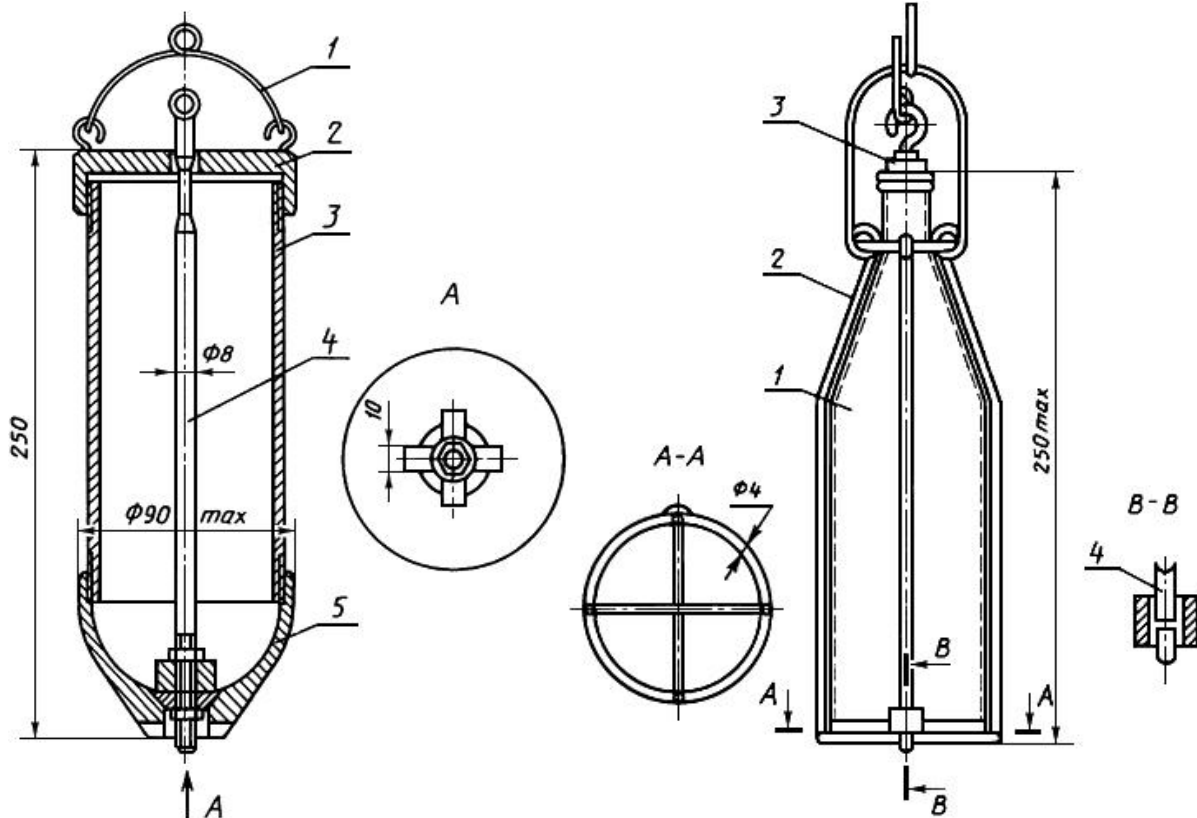
Черт.2. Стационарный пробоотборник для отбора точечных проб с трех уровней:  
 1 – кран; 2 – пробозаборные трубки; 3 – несущий рычаг; 4 – поплавок



Черт.3. Металлический переносный пробоотборник:  
 1 – корпус с входным патрубком; 2 – крышка со штуцером

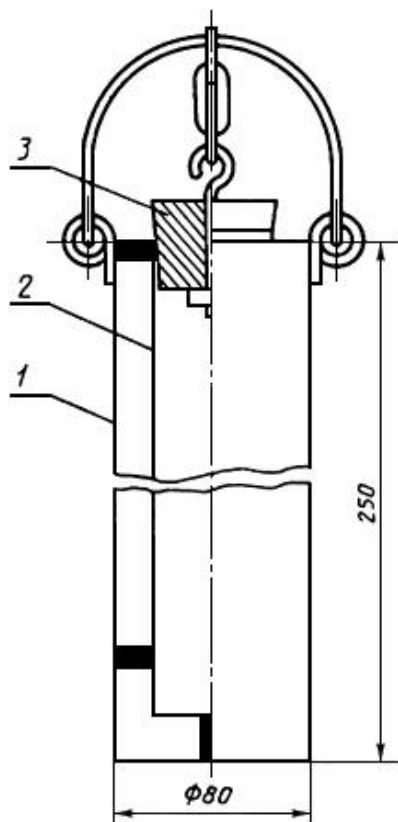


Черт.3. Металлический переносный пробоотборник:  
 1 – корпус; 2 – крышка

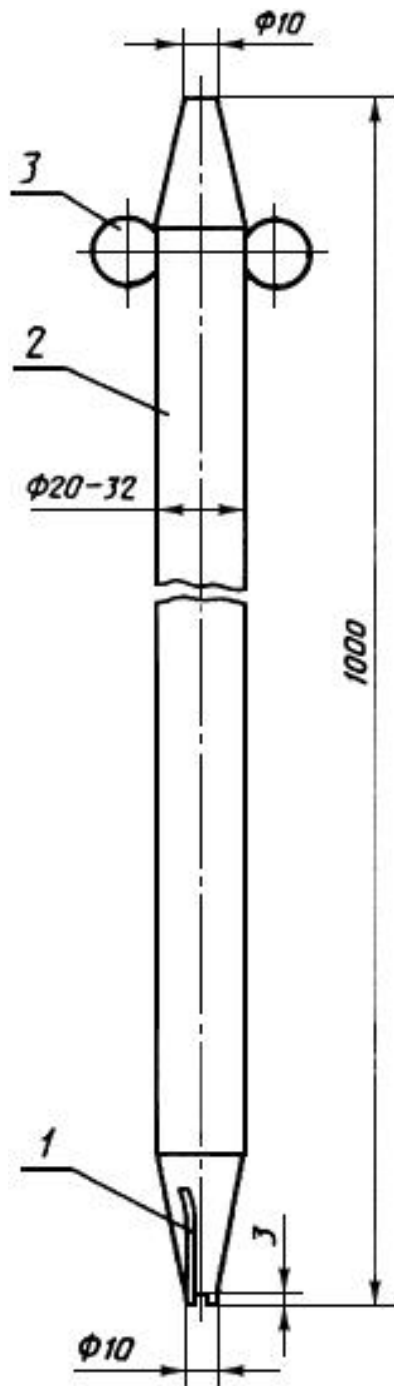


Черт.5. Металлический переносный пробоотборник:  
 1 – скоба; 2 – крышка с клапаном;  
 3 – корпус; 4 – шток с клапаном;  
 5 – днище

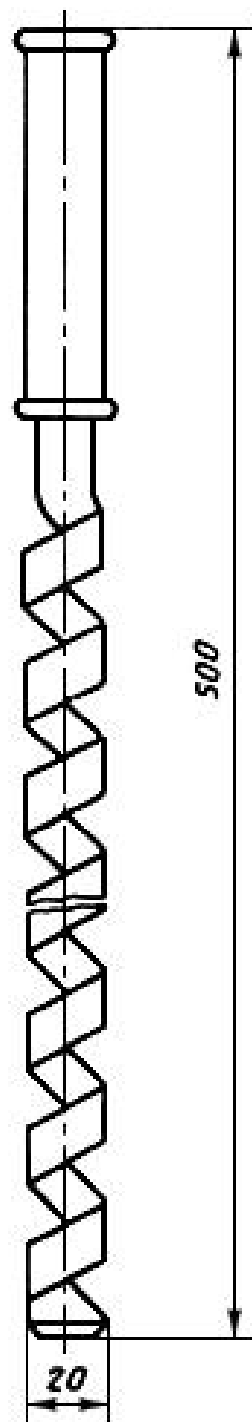
Черт.6. Бутылка в металлическом каркасе:  
 1 – бутылка; 2 – металлический каркас;  
 3 – пробка; 4 – замок



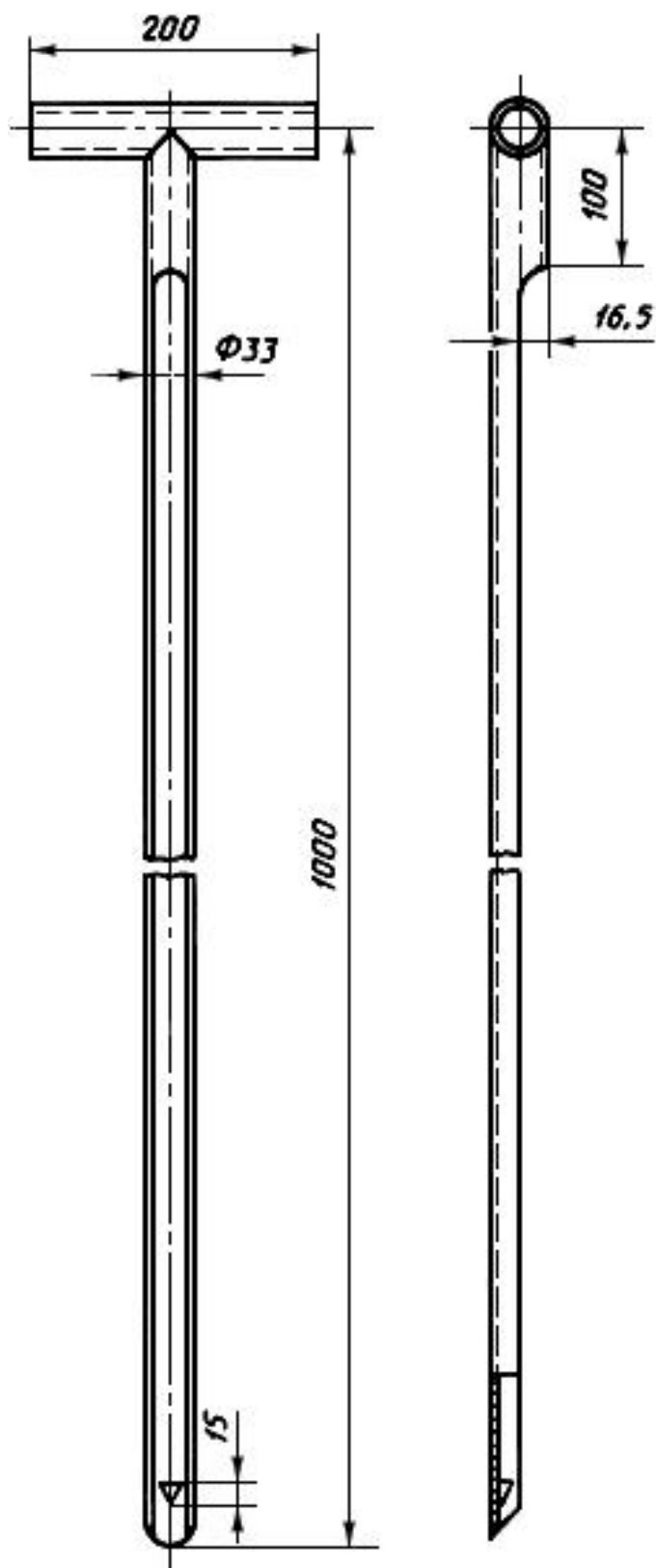
Черт.7. Термостатический пробоотборник :  
 1 – наружный цилиндр; 2 – внутренний цилиндр;  
 3 – пробка



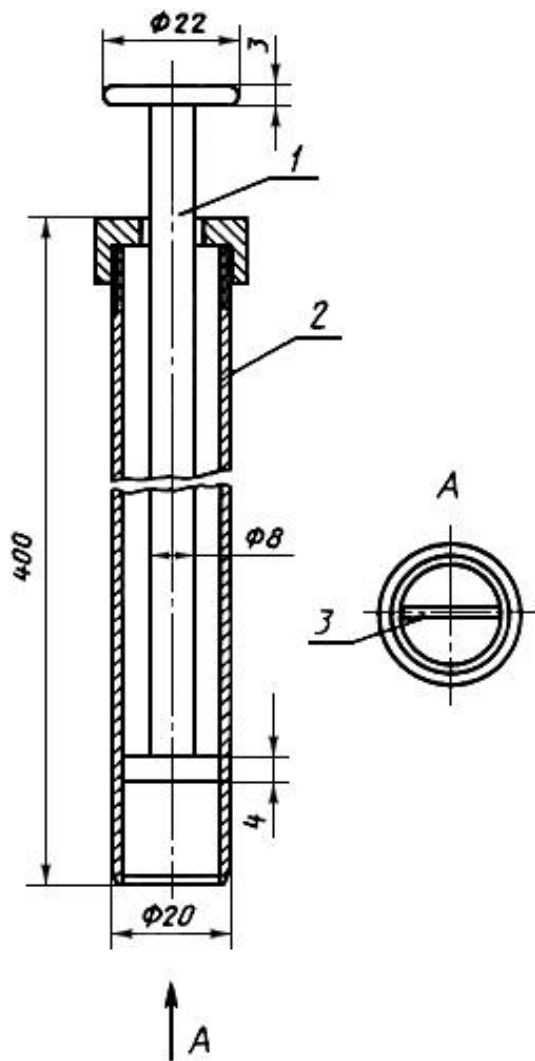
Черт.8. Пробоотборная трубка:  
1 – ножка; 2 – трубка; 3 – ушко



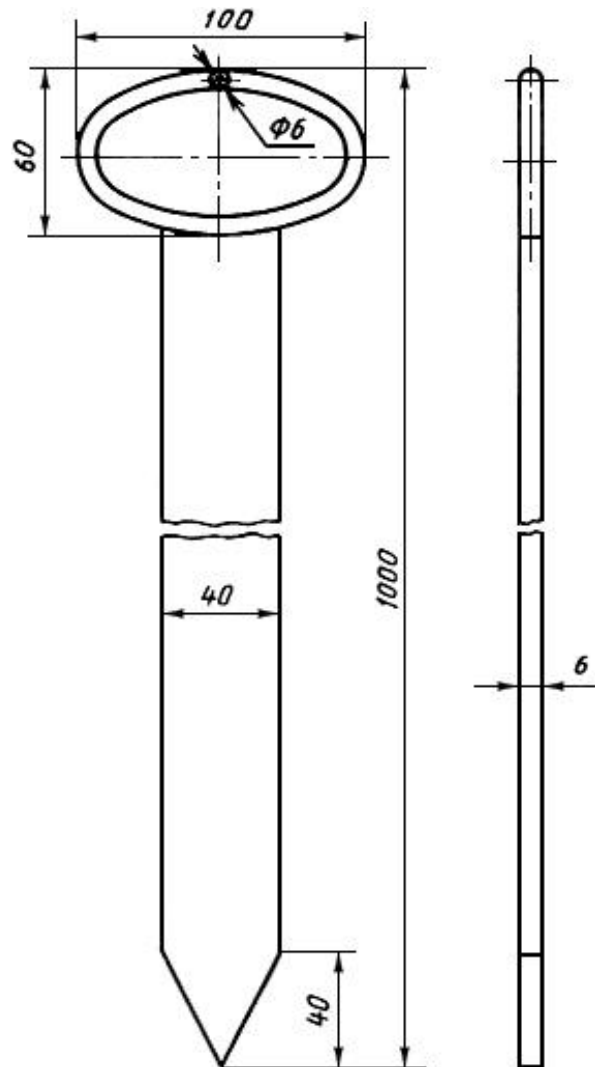
Черт.9. Винтообразный щуп



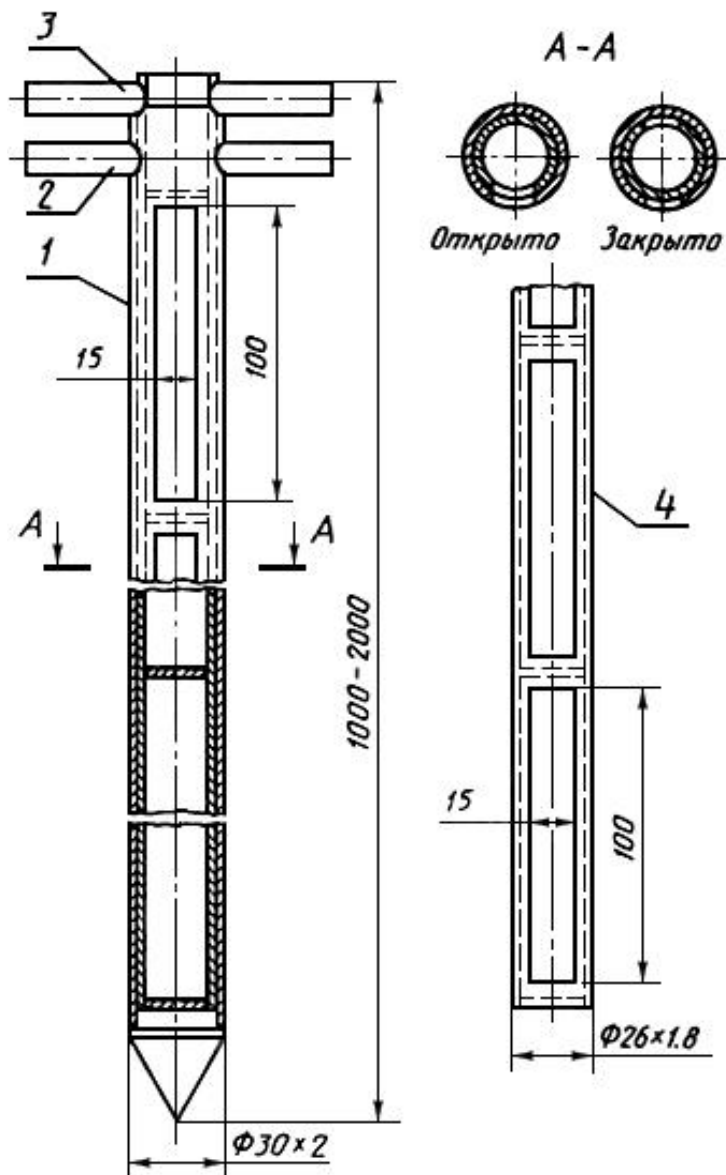
Черт.10. Щуп с продольным вырезом



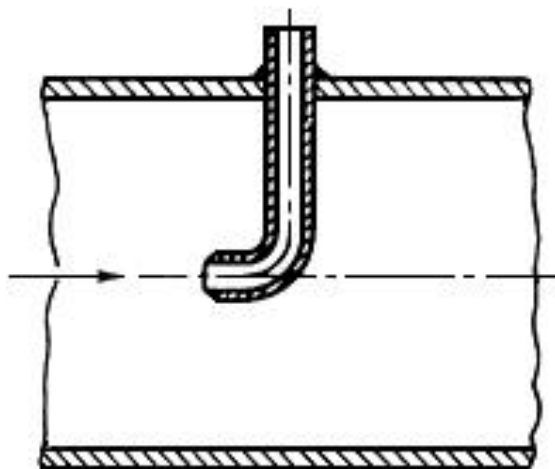
Черт.11. Поршневый щуп:  
 1 – шток с поршнем; 2 – корпус из  
 тонкостенной трубки;  
 3 – проволока



Черт.12. Щуп прямой без выреза

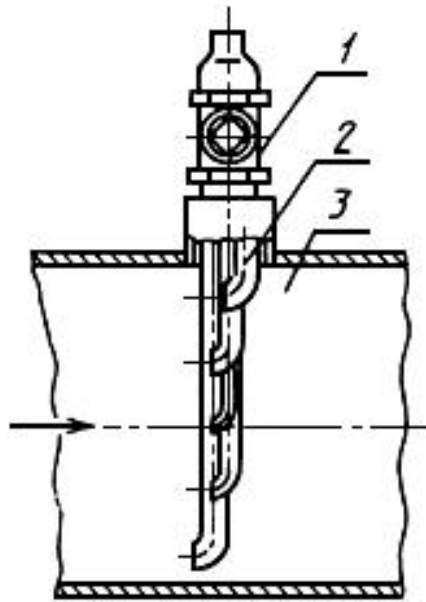


Черт.13. Щуп для отбора проб порошкообразных нефтепродуктов:  
1 – наружная трубка; 2, 3 – ручки; 4 – внутренняя труба

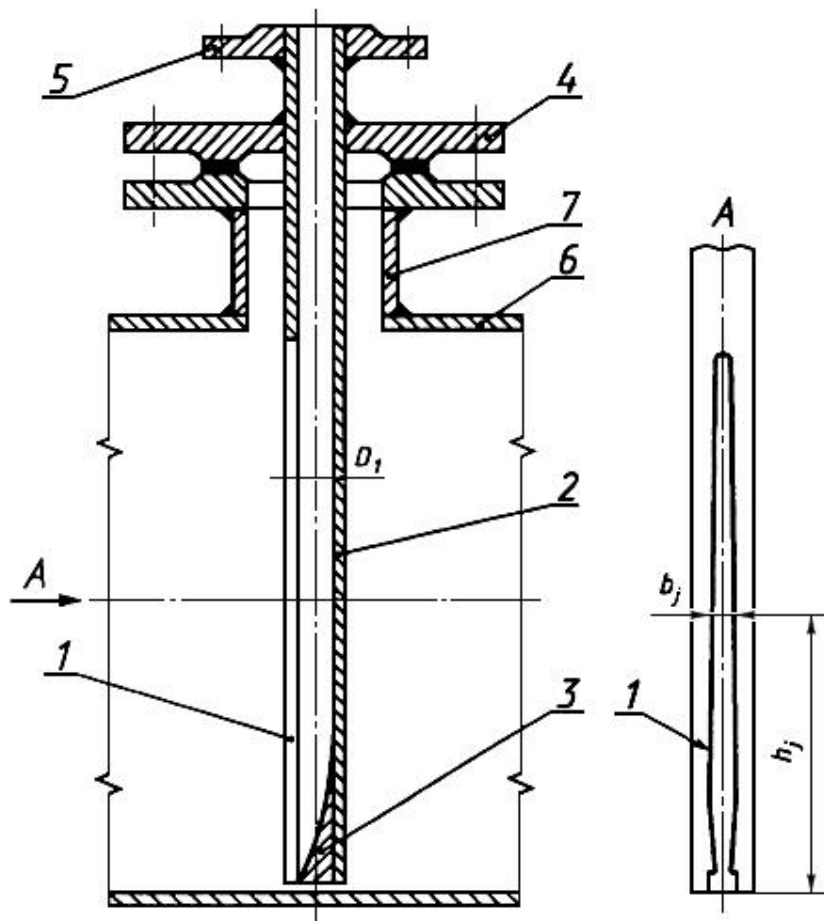


Черт.14. Схема расположения трубок пробозаборного устройства по сечению трубопровода



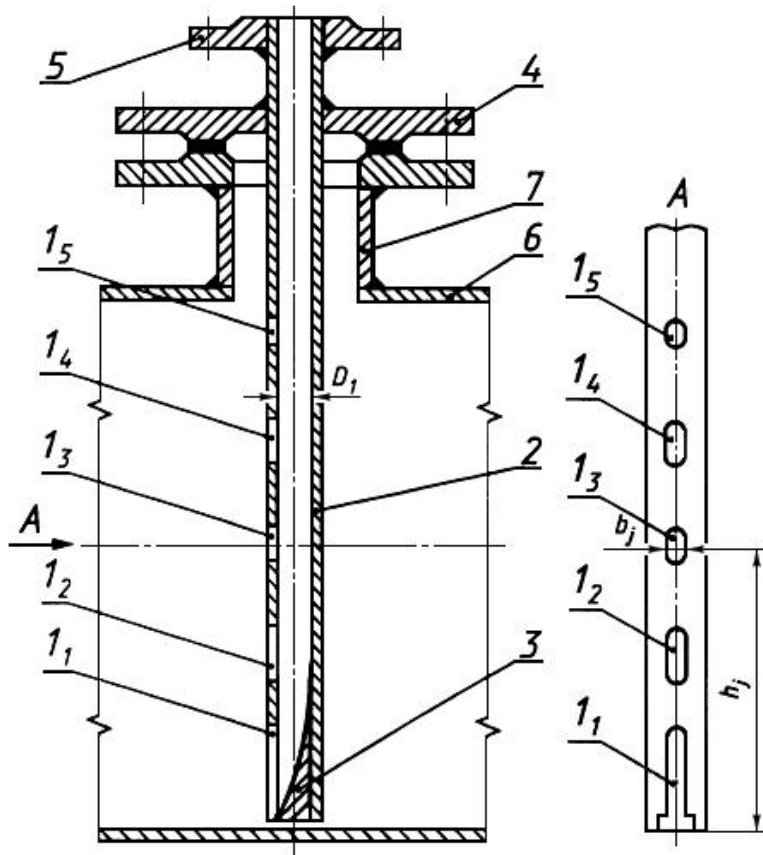


Черт.15. Схема расположения пробозаборного устройства в виде одной трубки:  
 1 – вентиль; 2 – пробозаборная трубка; 3 – трубопровод



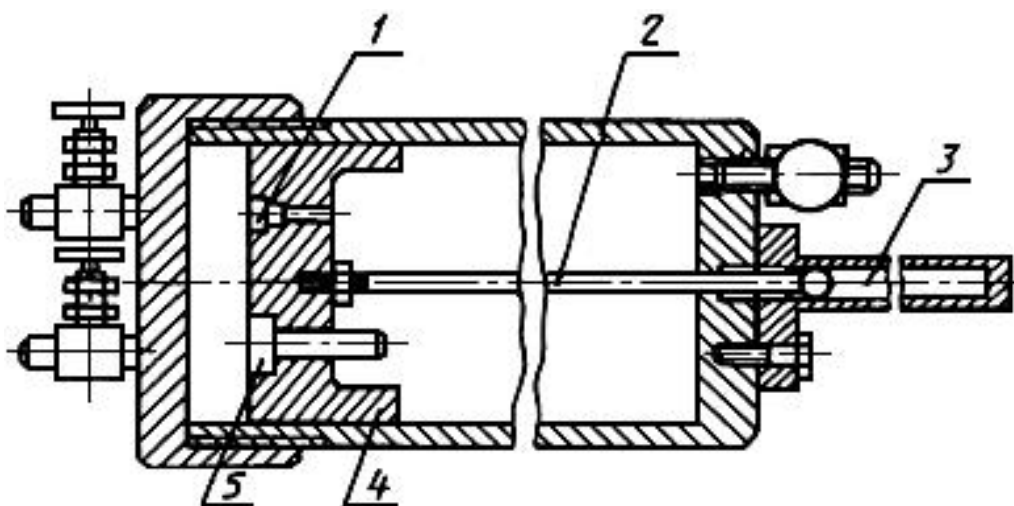
Черт.15а. Пробозаборное устройство щелевого типа с одним отверстием:  
 1 – отверстие; 2 – трубка; 3 – стабилизатор; 4 – крышка; 5 – штуцер;  
 6 – трубопровод; 7 – монтажный патрубок

Примечание. Параметры  $b_j$  и  $h_j$  определяют по табл.1 приложения 2.

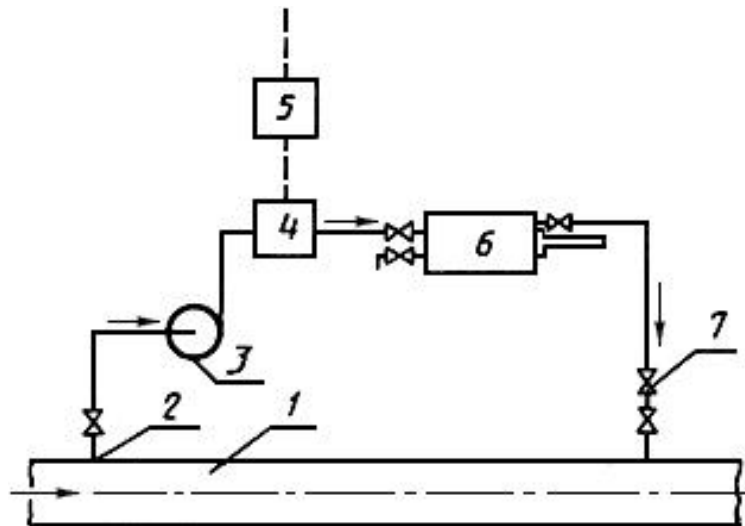


Черт. 15б. Пробозаборное устройство щелевого типа с пятью отверстиями:  
 $1_1-1_5$  – отверстия; 2 – трубка; 3 – стабилизатор; 4 – крышка; 5 – штуцер;  
 6 – трубопровод; 7 – монтажный патрубок

Примечание. Параметры  $b_j$  и  $h_j$  определяют по табл.2 приложения 2.

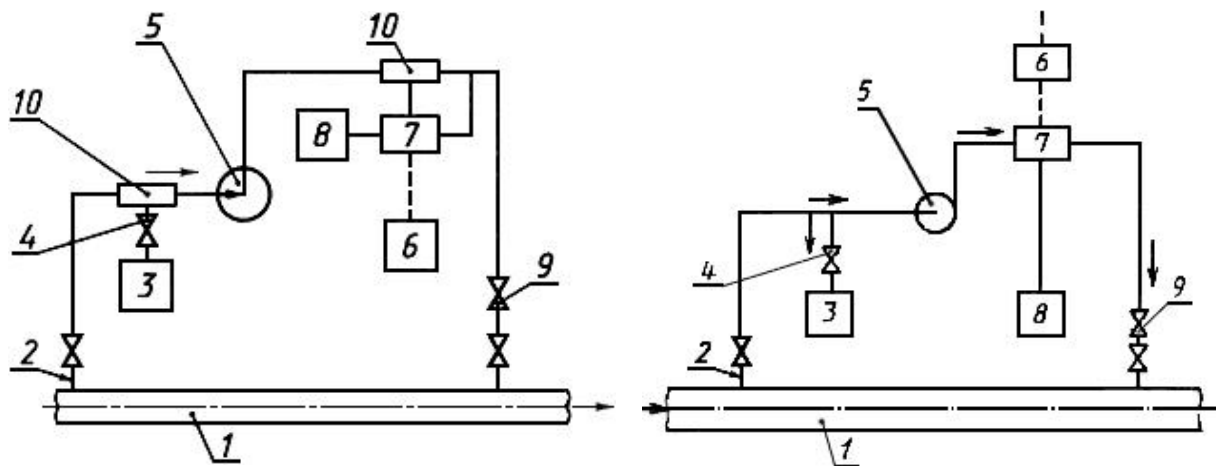


Черт.16. Пробоотборник с выравненным давлением:  
 1 – предохранительный клапан; 2 – шток поршня; 3 – указатель положения поршня; 4 – поршень; 5 – перепускное устройство



Черт.17. Схема отбора проб из трубопровода с применением пробоотборника с выравненным давлением:

1 – трубопровод; 2 – пробозаборное устройство; 3 – насос; 4 – запорное устройство; 5 – регулятор; 6 – пробоотборник; 7 – обратный клапан

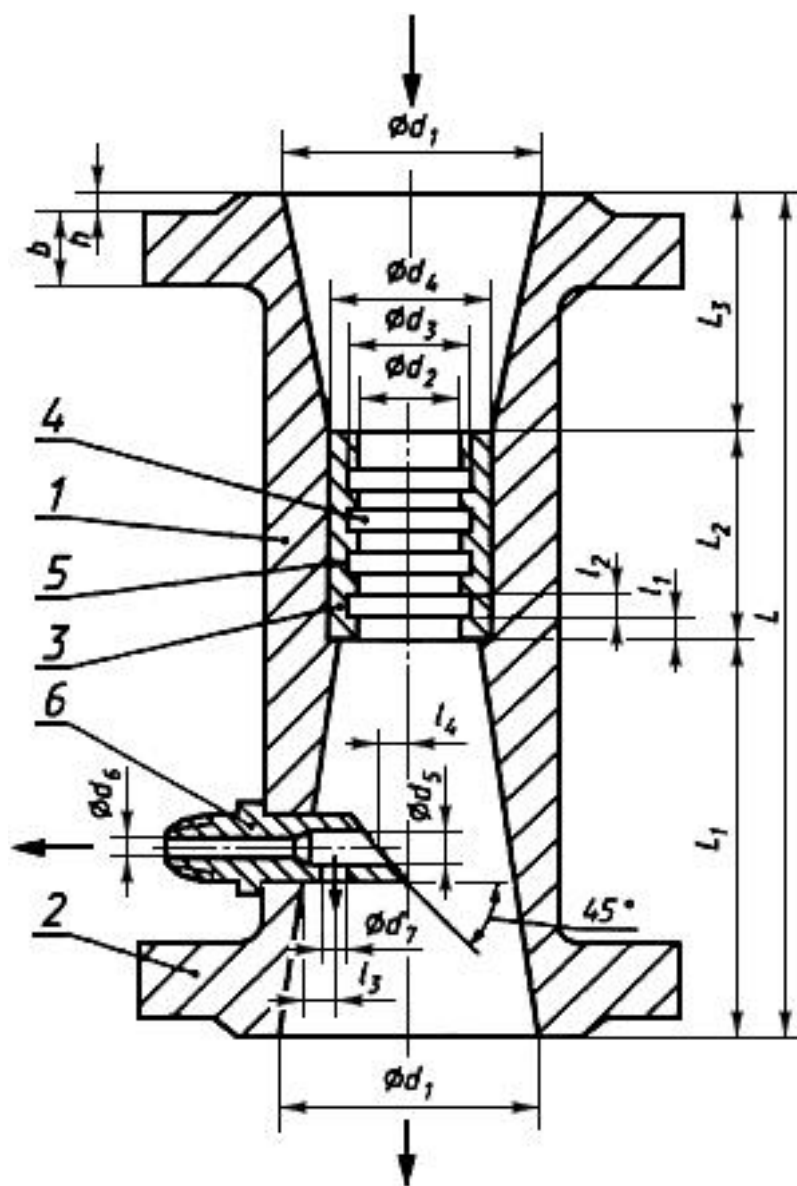


Черт.18а. Схема отбора проб нефти из трубопровода при помощи пробозаборных устройств щелевого типа:

1 – трубопровод; 2 – пробозаборное устройство; 3, 8 – пробозаборники; 4 – кран для ручного отбора проб; 5 – насос; 6 – регуляторы; 7 – запорное устройство; 9 – обратный клапан; 10 – диспергаторы

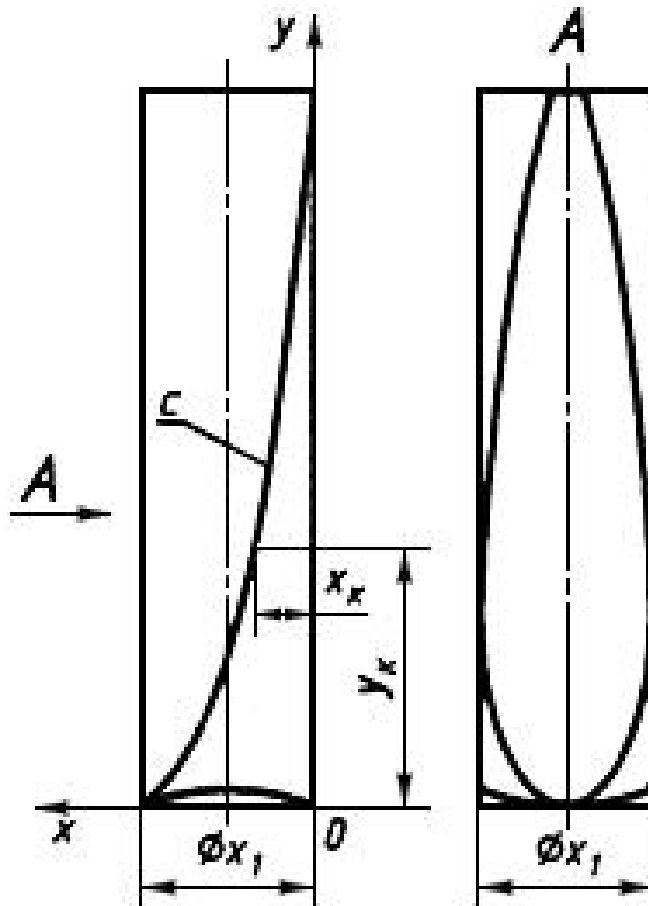
Черт.18б. Схема отбора проб нефти и нефтепродуктов из трубопроводов:

1 – трубопровод; 2 – пробозаборное устройство; 3, 8 – пробозаборники; 4 – кран для ручного отбора проб; 5 – насос; 6 – регулятор; 7 – запорное устройство; 9 – обратный клапан



Черт.19. Диспергатор:  
 1 – корпус; 2 – фланец; 3 – кавитирующая втулка; 4 и 5 – соответственно канавки и выступы; 6 – пробозаборная трубка

Примечание. Параметры диспергатора указаны в приложении 3.



Черт.20. Стабилизатор

Примечание. Параметры  $x_k$  и  $y_k$  стабилизатора определяются по алгоритму, приведенному в приложении 4.

## О Г Л А В Л Е Н И Е

|   |    |
|---|----|
| ПРЕДИСЛОВИЕ .....   | 3  |
| ВВЕДЕНИЕ .....  | 4  |
| 1. СОСТОЯНИЕ ВОПРОСА И ЗАДАЧИ ИССЛЕДОВАНИЯ.....   | 6  |
| 1.1. Плунжерные пары ТНВД.....  | 6  |
| 1.2. Факторы, влияющие на эксплуатационную надежность топливных систем.....   | 11 |
| 1.3. Влияние воды на физико-химические и эксплуатационные свойства топлив .....   | 13 |
| 1.4. Обзор существующих способов обезвоживания нефтепродуктов...  | 18 |
| 1.5. Цель и задачи исследований.....  | 26 |
| 2. ТЕОРЕТИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ ОБВОДНЕННОСТИ ТОПЛИВА НА ИЗНОС ПЛУНЖЕРНЫХ ПАР ТОПЛИВНОГО НАСОСА.....   | 27 |
| 2.1. Влияние смазывающей способности топлива на интенсивность изнашивания плунжерных пар .....  | 27 |
| 2.2. Влияние обводненности топлива на изменение срока службы плунжерных пар топливного насоса.....  | 30 |
| 2.3. Теоретическое обоснование конструктивных параметров фильтра-влагоотделителя .....  | 32 |
| 2.4. Выводы .....   | 34 |
| 3. ПРОГРАММА И МЕТОДИКА ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ .....  | 35 |
| 3.1. Программа исследований.....  | 35 |
| 3.2. Методика исследований.....   | 36 |
| 3.2.1. Методика лабораторных исследований влияния дисперсного состава полимерного адсорбента на его поглощающую способность.....  | 36 |
| 3.2.2. Методика лабораторных исследований влияния полимерного адсорбента на показатели качества (ГОСТ 305-82) проб дизельного топлива .....                                     | 38 |
| 3.2.3. Методика исследования влияния обводнённого топлива на техническое состояние плунжерных пар .....   | 38 |
| 3.2.4. Методика определения технического состояния плунжерных пар .....   | 41 |
| 3.2.5. Методика стендовых исследований влияния разработанного фильтра-влагоотделителя на процесс обезвоживания дизельного топлива в условиях имитирующих эксплуатационные ..... | 43 |

|   |           |
|---|-----------|
| 3.2.6. Методика эксплуатационных исследований эффективности работы топливных систем, оснащенных разработанным фильтром-влажготделителем ..... | 49        |
| 3.2.7. Методика отбора проб топлива.....  | 50        |
| 3.2.8. Методика определения содержания воды в дизельном топливе.....  | 51        |
| 3.2.9. Определение температуры топлива.....   | 52        |
| 3.2.10. Методика обработки экспериментальных данных и оценка точности измерений .....   | 53        |
| <b>4. РЕЗУЛЬТАТЫ ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ И ИХ АНАЛИЗ.....</b>  | <b>56</b> |
| 4.1. Результаты лабораторных исследований влияния дисперсного состава полимерного адсорбента на его поглощающую способность .....             | 56        |
| 4.2. Результаты лабораторных исследований по влиянию полимерного адсорбента на физико-химические показатели качества дизельного топлива.....  | 57        |
| 4.3. Результаты стендовых исследований по влиянию обводненности топлива на техническое состояние плунжерных пар ТНВД.....                     | 58        |
| 4.4. Результаты стендовых исследований влияния разработанного фильтра-влажготделителя на процесс обезвоживания дизельного топлива.....        | 60        |
| 4.5. Результаты эксплуатационных исследований эффективности работы систем топливоподачи, оснащенных фильтром-влажготделителем.....            | 64        |
| 4.6. Аналитическая оценка влияния разработанного фильтра-влажготделителя на ресурс плунжерных пар трактора.....                               | 67        |
| 4.7. Выводы.....  | 68        |
| <b>5. ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ ИССЛЕДОВАНИЙ .....</b>  | <b>69</b> |
| 5.1. Определение затрат на модернизацию топливной системы трактора.....   | 69        |
| 5.2. Определение экономической эффективности модернизации топливной системы трактора.....   | 72        |
| 5.3. Выводы.....  | 75        |
| <b>БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК .....</b>   | <b>76</b> |
| <b>ПРИЛОЖЕНИЯ.....</b>  | <b>87</b> |

Научное издание

Новичков Алексей Васильевич  
Захаров Юрий Альбертович  
Рылякин Евгений Геннадьевич

УМЕНЬШЕНИЕ ИЗНОСА ПЛУНЖЕРНЫХ ПАР  
ТОПЛИВНЫХ НАСОСОВ СНИЖЕНИЕМ ОБВОДНЕННОСТИ  
ДИЗЕЛЬНОГО ТОПЛИВА  
Монография

В авторской редакции  
Верстка Н.А. Сазонова

---

Подписано в печать 15.04.2015. Формат 60×84/16  
Бумага офсетная «Снегурочка». Печать на ризографе.  
Усл. печ. л. 11,625. Уч.-изд. л.12,5. Тираж 500 экз. 1-й завод 100 экз.  
Заказ № 132.

---

Издательство ПГУАС  
440028, г. Пенза, ул. Германа Титова, 28