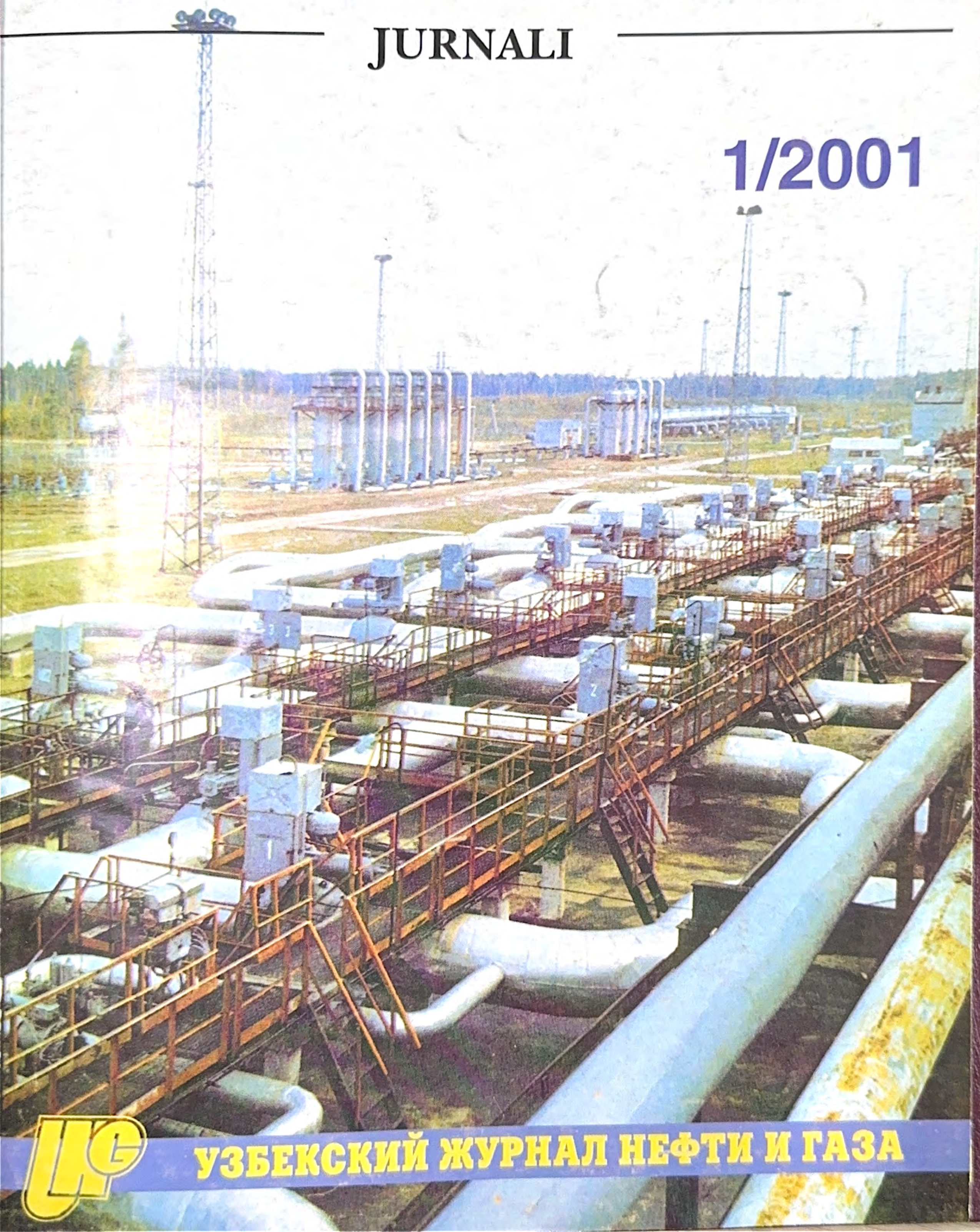
O`ZBEKISTON

NEFT va GAZ

JURNALI

1/2001



УЗБЕКСКИЙ ЖУРНАЛ НЕФТИ И ГАЗА

Наврузи

Олам

Мубарак!

Ilmiy-texnika

«O'ZBEKISTON NEFT VA GAZ JURNALI»

Научно-технический

«УЗБЕКСКИЙ ЖУРНАЛ НЕФТИ И ГАЗА»

Основан в 1997 г.
Выходит раз в три месяца

1'2001

УЧРЕДИТЕЛЬ:

Национальная холдинговая компания «Узбекнефтегаз»

Главный редактор А.К. Рахимов

РЕДАКЦИОННАЯ КОЛЛЕГИЯ:

А.А. Абидов (зам. главного редактора)
У.Д. Мамаджанов (зам. главного редактора)
С.З. Махмудов (отв. секретарь)
А.А. Ахмедов
А.М. Аминов
Н.И. Жулин
Х.Б. Жумаев
А.А. Закиров
Э.А. Мамаджанов
У.С. Назаров
Р.Д. Пулатов
К.К. Эрназаров

© Национальная холдинговая компания «Узбекнефтегаз» Ташкент, 2001 г.

СОДЕРЖАНИЕ

ГЕОЛОГИЯ И ГЕОФИЗИКА

Хайитов Н.Х.
Бешкент-Қашқадарё букилмалари майдонларидаги остки бўр ётқизиқларида литологик-стратиграфик тутқичларининг шаклланишини литофациал жиҳатдан асослаш

БУРЕНИЕ СКВАЖИН

Мирзаев А.М., Муксинов Т.Х., Юнусходжиева М.Т., Зинатулина Д.А.
Изыскание утяжелителей буровых растворов из местных ресурсов

Мирзаев А.М., Пулатов Р.Д., Хакимов С.
Результаты опытно-промышленной апробации баритового концентрата из руды Каракашлийского месторождения

Матякубов М.Ю.
Параметры поверхностного слоя стали нефтепромысловых труб в среде исследуемых смазок

Тилляходжаев М.М., Ибадуллаев М., Турдыев Х.Т., Нуралиев А.К.
Использование электромагнитных вибросит при буровых работах в нефтегазодобывающей промышленности 1

РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Ирматов Э.К., Агзамов А.Х., Соколов В.И., Хайдаров П.М.
К вопросу о более полном извлечении запасов нефти месторождения Северный Уртабулак 1

Люгай Д.В.
Выработка концептуальных подходов к освоению газоконденсатного месторождения Адамташ 1

ПОДГОТОВКА И ПЕРЕРАБОТКА НЕФТИ И ГАЗА

Агзамходжаева Д.Р., Бахрамов Ш.Ш., Абидова М.Ф.
Активность катализаторов усложненного состава 1

Ли Р.Ч., Айрапетян Л.Р.
Способ исследования эффективности сепарационного оборудования на сероочистной установке МГПЗ 2

Сайдахмедов Ш.М., Мадаминов Б.А., Абдуллаев М.М.
Ҳаволи совутгичлар парракларини янги конструкцияси 2

Рахимов Н.Р., Сайдахмедов Ш.М., Хайдаров И.М., Юлдашев А.А.
Оптический метод определения содержания воды в нефтепродуктах 2

Мадаминов Б.А.
Станок для срезания алюминиевых оребрений со стальных труб 2

Мадаминов Б.А.
Типовой технологический процесс капитального ремонта и восстановления работоспособности теплообменников 2

Нарметова Г.Р.
Создание и использование новых методов исследования нефтей, нефтепродуктов и улучшения их качества 3

Сайдахмедов Ш.М., Ибрагимова Г.С., Искандаров Ш.А., Абидова М.Ф.
Эффективеый катализатор гидрооблагораживания нефтяного дистиллята 3

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ГАЗА

Валиходжаев А.
Резервы экономии газа и пути их реализации в топливоемких отраслях промышленности 3

АНТИКОРРОЗИОННАЯ ЗАЩИТА

Сайдахмедов Ш.М., Хамидов Б.Н., Абдуллаев Т.А., Гуро В.П.
Ингибиторы коррозии в маслах и смазках, повышающие надежность работы машин и механизмов 3

Абдуллаев Т.А., Гуро В.П., Дюсебеков Б.Д., Дуйсебекова А.Т.
Защита углеродистой стали экологически безвредными ингибиторами 4

ГИДРОДИНАМИКА

Бурлиев К.У.
Влияние плотности жидкости на характер истечения через форсунки в неподвижной газовой среде 4

Бурлиев К.У., Бобоев С.М.
Единый тип эмпирической формулы для определения производительности форсунок 4

ИНФОРМАЦИЯ

Гурджиев А.Г., Володин В.А.
Изобретательская деятельность как резерв окупаемости затрат на научно-технический прогресс (в порядке обсуждения) 4

CONTENTS

GEOLOGY AND GEOPHISICS

Hayitov N. H.
The forms of wedging-out, lithologic and facies replacement of permeable beds to the northern flange of the Beshkent-Kashkadaria trough 4

WELL DRLLING

Mirzaev A. M., Muksinov T. H., Unushojieva M. T., Zinatulina D. A.
Investigation of mud weighting materials from local resources 7

Mirzaev A. M., Pulatov R. D., Hakimov S.
Commercial tests rezults for baryte concentration from ore of the Karakashly field 9

Matyakubov M. U.
State of surface layer parameters of steel pipes 10

Tillyahojaev M. M., Ibadullaev M., Turdiev H. T., Nuraliev A. K.
A possibility of electromagnetic vibrosieves use in drilling works in gasproducing industry 12

OIL AND GAS FIELDS DEVELOPMENT AND EXPLOITATION

Irmatov E. K., Agzamov A. H., Sokolov V. I., Haydarov P. M.
To a problem of more complete oil extraction from Sev Urtabulak field 15

Lugay D. V.
Elaboration of conceptional procedures to developmrnt of the gascondensate field Adamtast 17

OIL AND GAS CONDITIONING AND REFINING

Agzamhojaeva D. R., Bahramov Sh. Sh., Abidova M. F.
Catalysts activity of complicated composition 19

Lee R. Ch., Ayrapetyan L. R.
Research fashion of separation technigue efficiency at MGP desulfurization unit 21

Saydahmedov Sh. M., Madaminov B. A., Abdullaev M. M.
A new construction of blades for air coolers 22

Rahimov N. R., Saydahmedov Sh. M., Haydarov I. M., Uldashev A. A.
Optical water content definition technigue in petroleum products 24

Madaminov B. A.
A machine for cutting aluminium finnings from steel pipes 26

Madaminov B. A.
Standard technological process of overhaul repair and serviceability restoration of heat exchanger 28

Narmetova G. R.
Creation and use of new research methods for oil and petroleum products and their guality improvement 30

Saydahmedov Sh. M., Ibragimova G. S., Iskandarov Sh. A., Abidova M. F.
An effective catalist of oil distillate hydrotreatment 33

GAS USE

Valihojaev A.
Gas economy reserves and the ways of their realization in fuel industry 35

RUST PROTECTION

Saydahmedov Sh. M., Hamidov B. H., Abdullaev T. A., Guro V. P.
Corrosion inhibitors in oils and lubricants improving machines and mechanisms operate reliability 38

Abdullaev T. A., Guro V. P., Dusebekov B. D., Duysebekova A. T.
Protection of carbon steel by ecologicaly undetrimental inhibitors 40

HYDRODYNAMICS

Burliev K. U.
Hodrodynamics
Definition of fluid density influence on outflow character through injectors in immovable gaseous atmosphere 42

Burliev K. U., Boboev S. M.
Derivation of the single empirical formula to define injectors productivity 44

INFORMATION

Gurjiev A. G., Volodin V. A.
Inventional activity as a pay-back reserve for scientific-technical progress 46

УДК 553.98.061.4:552.143:551.763(575.192)

Бешкент-Қашқадарё букилмалари майдонларидаги остки бўр ётқизиқларида литологик-стратиграфик тутқичларнинг шаклланишини литофациал жиҳатдан асослаш

Н.Х. Хайитов
(ОАЖ НГКГЎИ)

Нефт ва газ конларига истиқболли бўлган остки бўр ётқизиқлари Бешкент, Қашқадарё букилмалари ва Ҳисор тоғларининг Жануби-Ғарбий этакларида кенг тарқалган бўлиб, унинг истиқболлилиги ҳанузгача ечилмаган муаммо ҳолида қолмоқда.

Мазкур худуднинг шимолидаги кесимларда остки бўр ётқизиқларининг қалинлиги Шурасан майдонида қазилган 4-қудуқда 500 метрни ташкил қилади. Толлининг № 1-қудуғида 700 м. ни ташкил этса, жанубдаги Ойқўтон майдонининг № 2-қудуғида 1000 м. га етади. Шуниси эътиборлики, мазкур ётқизиқлар кесимида дурустгина коллекторлик хусусиятига эга бўлган қумтош, алевролит ва оҳактошларнинг 40 - 80 м қалинликдаги 10 га яқин қатламлари мавжуддир, аммо улар стратиграфик кесим бўйича бир неча марта нефт яратувчи лойтош ва лойли оҳактош қатламлари билан алмашиб ётади.

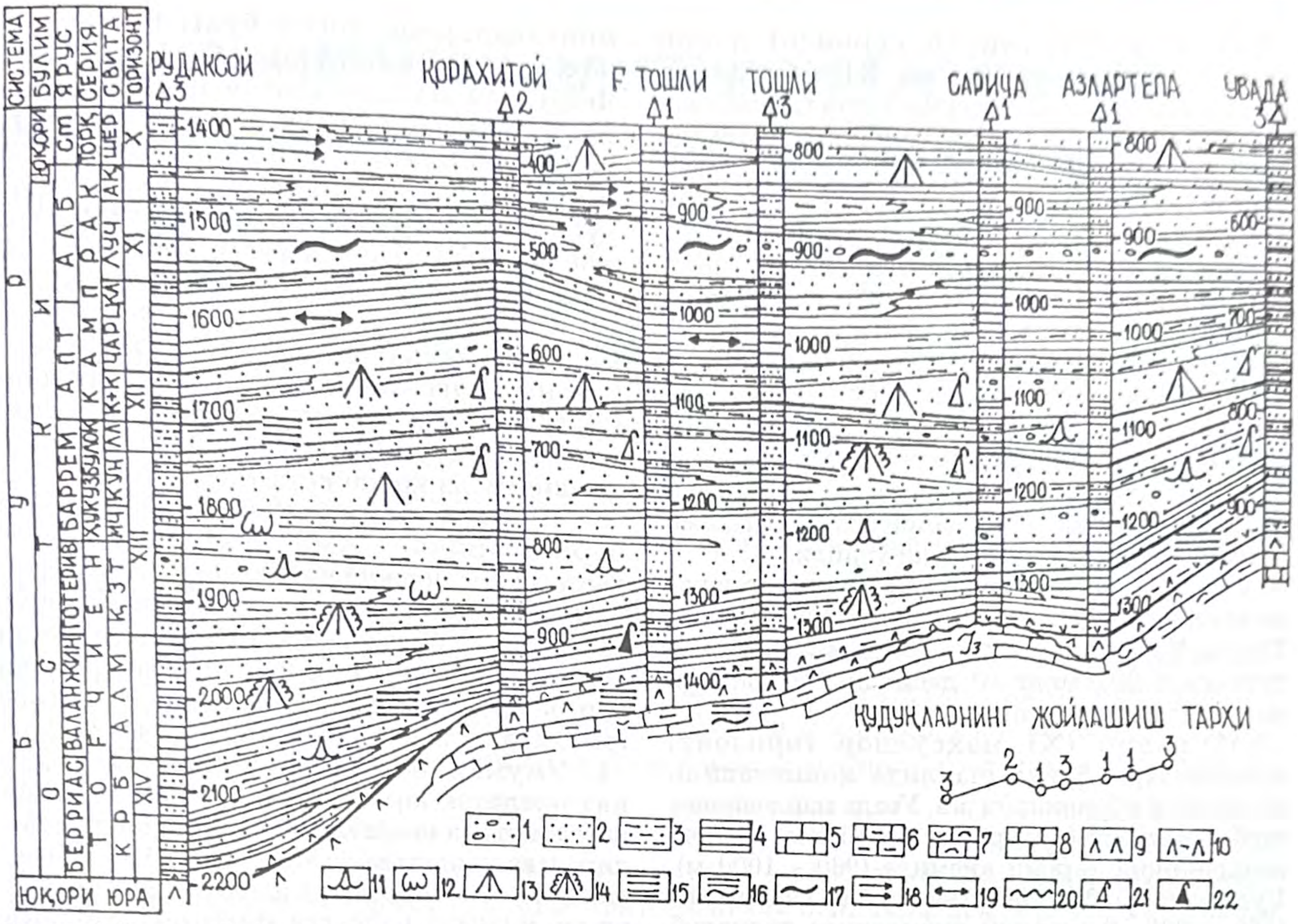
Маълумки, уларда истиқболли нефт-газ уюмларини башорат қилиш ва кенг миқёсда қидирув ишларини олиб боришда замонавий геофизик усуллар билан бир қаторда литологик-фациал ва палео-географик тадқиқотлар орқали жиддий изланишларни талаб қилади. Ўз навбатида бу услубиятлар саноат аҳамиятига эга бўлган нефт-газ конлари таҳмин қилинган истиқболли майдонларда ишончли қидирувлар олиб бориш учун амалий асос бўлиб хизмат қилади.

Ҳозирги вақтга қадар Бухоро - Хива нефт-газ ҳавзасида ва Жануби-Ғарбий Ҳисор тоғ этаги худудларида параметрик ва қидирув қудуқлари қазилиб, натижада жуда бой ашёвий геологик материаллар тўпланган ва улар мутахассис олимлар О. М. Акромхўжаев, А. Г. Бобоев [1], К. А. Сотириади, М. Э. Эгамбердиев, З. С. Иброхимов, Х. К. Исматуллаев, Б. С. Ҳикматуллаев, У. Х. Ҳакимов, Т. Х. Шоймурадов ҳамда талайгина ишлаб чиқариш мутахассислари томонидан ўрганилган бўлиб, уларнинг бўр даври қатламлари литологияси ва нефт-газлилига бағишланган илмий асар ва тадқиқот натижалари диққатга сазовордир.

Бўр даври қатламлари литологик жиҳатдан ниҳоятда мураккаб таркибга эга бўлиб, ҳосил бўлиш шароитига кўра улар 3 хил: континентал, кўрфаз ва денгиз тубида шаклланганлар [2].

Бешкент ва Қашқадарё букилмалари бўйича тузилган кўндаланг ва бўйлама йўналишда тузилган кесмалардан маълум бўлдики, остки бўр ётқизиқларининг шимолдаги кесимлари, яъни Шурасан, Гилон, Яккасарой ва Увада майдонларида асосан қумтош, алевролит ва терриген қўшимчаларга бой лойтош қатламлар тарқалган бўлиб, улар орасида 6 тадан 8 тагача мустақил қумтош горизонтлари мавжудлиги кузатилди. Аммо уларнинг таналари ўрганилаётган худуддаги ҳар бир қидирув майдонида ўзига хос геоморфологик шаклга йўналишга, майдон ўлчамига ва қалинликка (20-100 м) эгадир. Бу горизонтлар жанубий ва жануби-ғарбдаги Гирсон, Ойқўтон, Оқмола майдонларида, шимолда тарқалган қумтош ва алевролит қатламлари одатда лойтош ва лойли алевролит қатламларига алмашиниб кетганлар. Маҳсулдор юқори қорабил ва қизилтош горизонтлари остида қорабил ва алмурод свиталарининг 80 - 110 метрдан зиёд қалинликдаги мустақил гилтош қатламлари ётса, калигрек свитасида эса қумли-оҳактош қатлами устида ал ярусининг очиқ денгиз шароитида ҳосил бўлган 120 м қалинликдаги гилтош қатламлари билан қопланган.

Ғарбий Яккасарой майдони № 3 қудуғида кўтарилган алб лойтошининг 99 сонли намунасида битуминологик услуб билан 0,8 % органик модда, Бадахшон майдонининг № қудуғидан олинган 84 - гилтош намунасида эса 1% миқдорида органик модда аниқланди. Ушбу натижаларга кўра, алб ярусини



Рудаксой-Увада майдонлари йуналиши буйича тузилган литофациал-палеотектоник кесма

1-шағалтош; 2-қумтош; 3-алевролит; 4-лойтош; 5-турли кристалли оҳактош; 6-лойли оҳактош; 7-органоген-детритли оҳактош; 8-доломитлашган оҳактош; 9-ангидрит; 10-ангидритли лойтош ва ангидрит ва лойтош қатламланиши. Динамик фациялар: 11-текис водийли дарё ўзани; 12-текис водийли дарё қайири; 13-сув ости делтаси; 14-денгиз чети кумлоги; 15-ажратилмайдиган денгиз уринма тулқинли; 16-ажратилмайдиган денгиз уринма қўрфазли; 17-денгиз уринма тулқинли; 18-денгиз туби оқими; 19-қирғоқдан узоқдаги марказий турғунли; 20-емирилиш излари; 21-газ; 22-нефт. Свиталар: крб-қорабил, алм-алмурод, қзт-қизилтош, мч-мачай, кун-кундалангтоғ, лл-лялимкан, к+к-кўлқомиш ва калигрек, чар-чаршанги, кл-калламазар, луч-лучак, ақ-аққапчиғай, шер-шеробод

гилтош қатламлари нефт ва газ яратувчи она тоғ жинслари бўла олади.

Расмда келтирилган кесмада остки бўр ётқизиқларининг лито-фациал тузилиши ёритилган, бунда лойтош қатламларининг умумий қалинлиги Рудаксой майдонининг 3 - қудуғида 110 - 120 метрни ташкил қилса, шарқроқда жойлашган Сарича 1 - қудуғида 40 метрни, янада шарқдаги Шурасан майдонида эса (4 - қудуқ) 60 метрли яхлит алевролит қатламига ўзгариши кузатилди. Қумтошларнинг умумий қалинлиги эса 60 метрдан (Азлартепа, 1 - қудуқ) 180 метргача (Қорахитой, 2 - қудуқ) етади.

Тоғчиён серияси қизил рангли гилтош ва алевролит чўкинди жинслари худуднинг жанубий ва ғарбий қисмларида асосан кўрфаз ва йирик дарё ўзани ҳамда ўзан қайирмаларида ташкил топган бўлса, шимолий ва шимоли-шарқида бир вақтнинг ўзида қалин қатламли қумтош, гравелит ва дағал конгломератлар кўпроқ тоғ оралиғи ҳамда тоғ олди жилға ўзанларида ҳосил бўлган.

Ҳўкизбулоқ сериясидаги ҳар хил рангли гилтош, алевролит ва қумтош қатламлар Палеоқашқадарё, Палеотанхоз, Палеолангар дарёларининг текис қайирлари ва кўрфаз ҳавзаларида пайдо бўлган. Улардаги коллектор жинслар танасида литологик ёки стратиграфик тутқичлар шаклланиши учун қулай шароит мавжуд бўлган. Қумтошларнинг физик хусусиятлари шуни кўрсатадики, ундаги очиқ ғоваклик 17,4 - 19,9 %, зичлиги 2,10 - 2,18 г/см^3, ўтказувчанлиги эса 89,7 - 312 мдарсини ташкил этади [3].

Худуддаги майдонларни мазкур ёшга тааллуқли XIV ва XIII маҳсулдор горизонтлар синаб кўрилганда, Яккасарой, Ғарбий Тошли майдонларидан суткасига 132 м^3 дебитли нефт, Ғарбий Тошли, Қорахитой, Сарича, Увадада эса суткасига 248 минг м^3 ҳажмида газ уюмлари мавжудлиги аниқланган.

Апт ва алб (кампрак серияси) даври ётқизиқларидаги XII ва XI маҳсулдор горизонтлар худудда унчалик катта қалинликка эга бўлмасаларда, маҳсулдорлик жиҳатидан анча истиқболли ҳисобланади. Бу қатламлар денгиз шароитида вужудга келиб, кул рангли алевролитлардан, қумтошлардан, гилтошлардан, чиғаноқли ва оолитли оҳактошлардан иборат, XII - горизонтни ташкил этувчи калигрек ва кўлқомиш свиталаридаги қумтош ва гравелитлар 20 метрдан (Тошли майдони, 1 қудуқ) 80 метргача (Қорахитой, 2 - қудуқ) етади. Айнан мана шу қумтош қатламларда нефт ва газ уюмлари тўпланиши учун тўла имконият бўлган, чунки унинг устида чаршанги свитасининг 80 метрлик қалин гилтош қатлами ишончли қопқоқ вазифасини ўтайди.

Бу горизонтга тааллуқли тоғ жинсларининг маҳсулдорлигини синаш туфайли Шарқий Тошли, Қорахитой, Сарича, Увада майдонларида суткасига 293 минг м^3 дебитли газ конлари мавжудлиги аниқланган.

Алб даври (XI маҳсулдор горизонт) қумтошлари линза шаклида қийиқлашган қатламлар кўринишига эга, Увада майдонининг ғарбий қисмида (чуқурлиги 360 - 610 м), Сарича майдонининг ғарбий қисмида (980 - 1000 м), Рудаксой (1540 - 1560 м) ва Ғарбий Тошлининг (860 - 900 м) шарқий қисмларида тарқалиб қийиқлашган қумтош қатламлари асосан денгиз делталари минтақаларида йиғилиб шаклланган. Уларнинг йирик линзасимон, планда эса панжасимон танасида литологик чегараланган турига мансуб тутқичлар юзага келганлиги аниқланди. Ўша линзасимон қумтош таналари дунёнинг қатор нефт - газ ҳавзалари, чунончи, Африкадаги қадимий Нигер дарёси делтасида кашф қилинган 30 дан зиёд нефт конларига ўхшаш конлар ҳосил бўлиши учун жуда қулайдир.

Алб яруси ётқизиқлари таркибидаги қумтош қатламлари Қашқадарё букилмасининг шарқида жойлашган Толли ва Шурасан майдонларида катта (5 - 20 м) қалинликка эга. Аммо улар худуднинг энг шимоли - шарқий чеккасида ёки ҳозирги Зарафшон тоғ тизмасининг жанубий ён бағрида жойлашган Гилон кишлоғи атрофида тобора қийиқлаша бориб батамом йўқолиб кетади. Мазкур фациал -палеогеографик вазият нефт ва газ уюмларига жуда истиқболли бўлган литологик ва стратиграфик тутқичлар ташкил топиши учун ниҳоятда қулай ҳисобланади.

Қисқа хулоса:

1. Остки бўр ётқизиқларининг неоком даври континентал генезисга мансуб қизил ранг қатламлардаги XIV ва XIII, апт ва алб ярусларининг денгизнинг делта ва қирғоқ минтақаларида ҳосил бўлган XII ва X маҳсулдор горизонтлардан Ғарбий Тошли в Яккасарой майдонларидан нефт уюмлари Шарқий Тошли, Қорахитой, Сарича ва Увад майдонларида эса газ уюмлари очилга Жануби-Ғарбий Ҳисор тоғ этакларі худудига кирувчи Бойсун букилмасид жойлашган Гажак -Боёнгор майдонида га уюми (XIV горизонт) аниқланган.

2. Юқори юра даврининг нефт-газга бо карбонат формациясини қидирув жараёнид юзлаб бурғилаш қудуқлари бўр дав ётқизиқларини албатта кесиб ўтган, амм ундаги маҳсулдор горизонтлар кўпинч текширувсиз қолиб кетган.

3. Нефтчи олимларнинг [4] далола беришларича, Амударё нефт-газл ҳавзасининг Чоржуй ва Бешкент - Қашқадар худудларида худди Мурғобдаги машҳу Давлатобод, Унгиз орти худудидаги улка Шотлик газ конларига ўхшаш конлар остк бўр даври маҳсулдор қатламларида ҳам о эмас, ҳали улар ўз навбатини кутмоқдалар.

4. Умуман бўр даврининг маҳсулдо қатламлари юра даврининг маҳсулдо қатламларига нисбатан ер юзасига анча яқин лигини ва ҳозирги вақтдаги мураккаб иқтисоди ҳамда техник-технологик шароитларни ҳисобг олсак, худудда нефт-газ конларини қидиру бурғилашга сарфланадиган маблағларни анч тежаш имкониятига эга бўлинади.

АДАБИЁТЛАР

1. ***Бабаев А.Г.*** *Литология, палеогеография нефтегазоносность меловых отложений Западног Узбекистана.Ташкент: Изд-во АН РУз, 1959. 340 с.*

2. ***Акрамходжаев А.М., Эгамбердыев М.Э. Миркамалов Х.Х., Нартаджиев М.Н.*** *Литология стратиграфия, нефтегазоносность Южного и Юго Западного Узбекистана. Ташкент: Фан, 1971. 200 с.*

3. ***Эгамбердыев М.Э., Ибрагимов З.С., Хикматул лаев Б.С.*** *К характеристике коллекторских свойст нижнемеловых отложений Южного и Юго-Западного У бекистана // Узб. геол. журн., 1967, №6. С. 30-34.*

4. ***Акрамходжаев А.К., Эгамбердыев М.Э., Бабае А.Г.*** *К уточнению потенциала продуктивност меловых отложений Амударьинского нефтегазоносно бассейна // Узб. геол. журн., 1973, № 5. С. 3-10.*

ANNOTATION

Data about different forms of wedging-out, lithologic and facies replacement of low-Cretaceous period permeable beds to the north ern flange of the Beshkent-Kashkadaria trough are presented. Zones of wedging-out and replacements are considered as the most favourable factors for hydrocarbons traps forming of lithological and stratigraphic types.

УДК 622. 244. 442, 063. 2

Изыскание утяжелителей буровых растворов из местных ресурсов

А. М. Мирзаев, Т. Х. Муксинов, М. Т. Юнусходжиева, Д. А. Зинатулина
(ОАО «УзЛИТИнефтгаз»)

Максимальная плотность глинистых растворов без утяжелителей составляет 1,4-1,45 г/см^3. Для достижения более высокого удельного веса используются специальные материалы [1] — барит, гематит, магнетит и др. [2-4].

В Узбекистане в качестве утяжелителя служит в основном барит, на долю которого приходится более 50% расхода на буровые растворы. Основным поставщиком его является Республика Казахстан: Ачисайский полиметаллический комбинат, Салаирское, Карагайлинское, Текелийское предприятия и др. В связи с большим объемом ввозимого извне барита и удорожанием транспортных услуг актуальными стали выявление местных источников и разработка технологии их производства.

В последнее время геологическими организациями открыт ряд проявлений баритовых руд с содержанием этого минерала в экономически целесообразных для разработки пределах. В лабораторных условиях ГГП «Ташкентгеология» испытаны два образца баритового концентрата из месторождений Кичик-Арсаган и Каракашлы. Стандартными методами определены их физико-химические характеристики: плотность, содержание водорастворимых солей, в том числе кальция, тонкость помола и др. Полученные результаты приведены ниже:

Показатель	Кичик-Арсаган	Каракашлы
Плотность, г/см^3	4,02	4,18
Массовая доля,%		
водорастворимых солей	0,4	0,4
в том числе кальция	0,03	0,04
влаги	2	2
остатка после просева на сетке №0071К	5	6
фракции 5 мкм	10	10

Исследовалось также влияние добавок на свойства растворов из местной шорсуйской глины. При этом в исходную суспензию, обработанную 3% УЩР и 1% КМЦ, вводили барит, содержание которого менялось от 100 до 300% по массе от объема раствора. Особое внимание обращалось на утяжеляющую способность концентратов, которую оценивали по достигаемой плотности в пределах значения вязкости не более 60 с по СПВ-5.

Полученный раствор подвергали также термообработке в автоклаве при температуре 120°С в течение 6 ч, затем разбавляли до условной вязкости 55-65 с и измеряли плотность (таблица).

Влияние добавок барита на свойства бурового раствора (при pH 8)

Состав раствора	Параметры				
	плотность, г/см³	вязкость, с	водоотдача, см³/30мин	СНС, мг/см²	
				1 мин	10 мин
Кичик-Арсаганское месторождение					
Исходный	1,20	26	4	3	6
+ 100% барита	1,65	35	4	9	12
+ 200%	1,90	46	4	12	15
+ 250%	2,16	52	4	18	27
+ 300%	2,26	60	4	30	45
после прогрева при 120°С в течение 6 ч	2,28	68	6	36	60
Каракашлийское месторождение					
Исходный	1,18	25	4	3	9
+ 100% барита	1,74	40	4	15	30
+ 200%	2,15	50	4	18	36
+ 250%	2,28	60	5	32	45
+ 300%	2,35	65	5	40	90
после прогрева при 120°С в течение 6 ч	2,36	68	6	48	120

Как видно из приведенных данных, на основе кичикарсаганского баритового концентрата получен раствор с приемлемой плотностью — 2,26 г/см³; каракашлийского — 2,35. Это свидетельствует, как и в предыдущем случае, об оптимальном гранулометрическом составе и отсутствии посторонних включений.

Таким образом, бариты Каракашлийского и Кичик-Арсаганского месторождений Узбекистана могут быть рекомендованы для промысловых испытаний на площадях АК «Узбурнефтегаз».

ЛИТЕРАТУРА

*1. **Резниченко И. Н., Булатов А.И., Рябоконь В. А.** Утяжеление буровых и тампонажных растворов. М. Недра, 1978.*

2. Флотационный баритовый концентрат. ГОСТ 4682-74.

3. Баритовый утяжелитель модифицированный. ТУ 39-118-75.

4. Барит порошок. ТУ 39-126-76.

ANNOTATION

Results of physical-chemical and technological assessment of operating characteristics for experimental baryte concentrations received from Karakashly and Kichic-Arsagan fields ores are represented.

УДК 622. 244. 442. 0632

Результаты опытно-промышленной апробации баритового концентрата из руды Каракашлийского месторождения

А. М. Мирзаев, Р. Д. Пулатов, С. Хакимов
(ОАО «УзЛИТИнефтгаз»)

В последние годы глубокое бурение на нефть и газ связано с проводкой скважин в сложных горно-геологических условиях: наличием поровых и аномально высоких пластовых давлений (АВПД) во флюидонасыщенных горизонтах. Безопасность буровых работ обеспечивается за счет использования рецептур утяжеленных и сверхутяжеленных буровых растворов плотностью 2400-2500 кг/м^3, что достигается добавкой барита — инертного материала по отношению к другим составляющим.

В связи с нарушением экономических связей с бывшими республиками Союза остро встал вопрос об обеспечении предприятий нефтегазовой отрасли баритовым утяжелителем, расход которого в отдельные годы составлял несколько десятков тысяч тонн. По поручению НХК «Узбекнефтегаз» в ОАО «УзЛИТИнефтгаз» разрабатывается импортозамещающая технология химической обработки буровых растворов с использованием местных материалов. Так, исследовались баритовые утяжелители на основе моножильных руд Кичик-Арсаганского и Каракашлийского месторождений Узбекистана. Совместно с Навоийским горно-металлургическим комбинатом Государственного концерна «Кызылкумредметзолото» осуществлено опытно-промышленное испытание партии (500 т) каракашлийского баритового концентрата в качестве утяжелителя при бурении скв. 49 нефтегазоконденсатного месторождения Кокдумалак. Перед этим в центральной лаборатории ГГП «Ташкентгеология» проводились химико-аналитические и технологические анализы проб-представителей всего объема продукции. Содержание сульфата бария в концентрате составляет 83,25%, плотность, определенная по методу Ле-Шателье в керосине, — 4,18 г/см^3, массовая доля водорастворимых солей — 0,4%.

Эксплуатационные свойства усредненной пробы проверялись по стандартной методике на буровом растворе из шорсуйской гидрослюдистой глины, представляющей собой тонкодисперсный порошок светло-серого цвета без механических примесей и посторонних включений. Плотность раствора плавно возрастала в адекватной зависимости от введенного количества, процессы седиментационного и агрегативного осаждения отсутствовали.

Опытно-промышленное испытание подтвердило результаты лабораторных исследований по входному контролю. На основе отобранной партии баритового утяжелителя в промысловых условиях с использованием стандартного оборудования, имеющихся технологических материалов получен минерализованный буровой раствор плотностью 2,22-2,28 г/см^3, который предназначался для бурения хемогенных отложений в условиях возможного рапопроявления. Он приготавливался в два этапа. На первом в глиномешалке делалась минерализованная основа со следующими параметрами: плотность — 1,25-1,28 г/см^3, условная вязкость — 25-28 с, водоотдача — 14 см^3, pH 9. Химическая обработка проводилась каустической и кальцинированной содой, полимерным реагентом К-4. На втором этапе раствор утяжелялся каракашлийским баритом до 2,25-2,28 г/см^3 на установке УПР-Р-2. Получены следующие показатели: плотность — 2,26 г/см^3, вязкость — 100 с, водоотдача — 8 см^3, pH 9, СНС 1/10 — 18/24 мг/см^2.

В процессе использования раствора при бурении в интервале 2300-2800 м (соленосные отложения) осложнения в виде быстрого роста вязкости и оседания барита не наблюдались.

Таким образом, баритовый концентрат на основе руды Каракашлийского месторождения может быть рекомендован для массового применения на объектах НХК «Узбекнефтегаз».

ANNOTATION
Commercial test results of the baryte concentration lot on the base of Karakashly field ore are given in well drilling №49 of the gascondensate field Kokdumalak.

УДК 621. 89: 622. 276. 5. 054

Параметры поверхностного слоя стали нефтепромысловых труб в среде исследуемых смазок

М. Ю. Матякубов
(ОАО «УзЛИТИнефтгаз»)

При спуске обсадных и насосно-компрессорных труб возникает ослабление резьбы и увеличивается вероятность негерметичности соединений. Проникновение в них жидкости или газа может вызвать размыв и коррозионный износ, приводящие впоследствии к авариям в процессе крепления и эксплуатации скважин. Для избежания подобных явлений применяются различные смазочные и герметизирующие материалы. Подбор наиболее эффективных из них и разработка новых с более высокими эксплуатационными свойствами — актуальная проблема, поскольку они влияют на параметры поверхностного слоя стали при трении и изнашивании.

Исследователи физики твердого тела выделяют три основных уровня строения стали: макро-, микро- и субструктуры, причем последней отводится определяющая роль в формировании механических свойств. Субструктурные параметры в свою очередь можно подразделить на собственно структурный подуровень (микроискажения, дислокации, дефекты упаковки и др.) и текстуры — направленные ориентации определенных групп кристаллитов.

Применительно к изучаемым условиям трения резьбы нефтепромысловых труб в активной среде можно полагать, что формирование текстуры зависит от нормальной и касательной нагрузок, способности смазочной среды релаксировать их, а также температуры контакта. Текстура поверхностных слоев стали резьбы в свою очередь влияет на условия свинчивания и развинчивания, определяющие в совокупности с другими факторами как коэффициент трения, так и износостойкость тела. Следует также учитывать, что при деформации и течении стали во многих реальных трибологических системах плотность дислокаций достигает очень высоких значений. Она резко снижается, если к этой си теме извне приложить достаточную энерги (увеличить нагрузку, скорость скольжения температуру окружающей среды), в результа чего сталь может рекристаллизоваться.

Для изучения текстур нами проводились ре тгеноструктурные анализы с помощью устано ки ДРОН-1 на излучении Mo Kj при фокусир вании гониометра дифрактометра по Бреггу Бретано. Параллельный пучок рентгеновски лучей, формируемый щелевыми диафрагмам 0,5:0,5 мм, падает на поверхность кольца из ст ли, которое помещается в специальный держ тель, позволяющий осуществлять тщательну юстировку образца. Отраженные лучи проходя через диафрагму 0,5 мм и фильтр, пропускающий только α - составляющие излучения, и регистрируются сцинтиляционным счетчиком размещаемым под разными углами к нулевом пучку. Функция зависимости и интенсивност лучей α и γ от угла рассеяния записывает электронным самописцем.

При анализе текстурообразования применя ся метод обратных полюсных фигур, предста ляющий собой распределение ориентирово внешней оси относительно внутренних (кри таллографических). Для получения обратно полюсной фигуры снимались две дифракто раммы — от текстурированного и эталонно образцов. На каждой из них измерялись инте ральные интенсивности всех интерференцио ных максимумов. Результаты обрабатывали по стандартным методикам.

Структурные изменения поверхностно слоя изучались на образцах цементованно стали, испытанных на трение и изнашивание среде различных смазок на СМЦ-2 по схе «диск — ролик» (таблица).

Параметры поверхностного слоя стали после трения и изнашивания в среде смазки

Параметр	Интенсивность нагрузки, н/мм		
	200	400	600
Минеральная основа с графитом			
Твердость, HRC	60	59	58
Плотность дислокаций, 10^{26} м $^{-2}$	0,78	0,56	0,42
Содержание аустенита, %	8	7	6
Модуль упругости, ГПа	208	214	217
Изменение поверхностной энергии, %	+0,4	+2,4	+2,2
Минеральная основа с порошками мягких металлов			
Твердость, HRC	61	60	58
Плотность дислокаций, 10^{26} м $^{-2}$	0,83	0,57	0,45
Содержание аустенита, %	7,7	7,5	2,6
Модуль упругости, ГПа	208	215	217
Изменение поверхностной энергии, %	-0,9	-2,8	-4,6
На основе госсиполовой смолы			
Твердость, HRC	60	60	61
Плотность дислокаций, 10^{26} м $^{-2}$	0,92	0,63	0,52
Содержание аустенита, %	7,8	7,9	6,6
Модуль упругости, ГПа	209	215	218
Изменение поверхностной энергии, %	+0,6	+1,0	+1,4

Как видим, твердость поверхности стали нефтепромысловых труб в среде смазок на основе минеральных масел снижается с ростом нагрузки на 2-3 HRC, содержание аустенита также уменьшается, модуль упругости увеличивается.

При использовании смазки на основе минерального масла с графитом поверхностная энергия возрастает, в других вариантах изменение незначительное.

В случае смазки на основе минерального масла и госсиполовой смолы плотность дислокаций с нагрузкой заметно уменьшается, однако в среде последней — менее интенсивно.

Таким образом, смазки, приготовленные на основе госсиполовой смолы, наиболее эффективны: они не влияют на твердость стали и отводят теплонапряженность от ее поверхности.

ANNOTATION

Surface steel layer is studied to define a degree of it`s parameters change in the process of friction and deter ioration in the medium of different lubricants. It is established that steel hardness in lubricant`s medium on the base of gossipole resin not decrease and dislocations density reduces slightly in comparison with a lubricant on the base of mineral oils.

УДК 621. 313. 33. 001

Использование электромагнитных вибросит при буровых работах в нефтегазодобывающей промышленности

М. М. Тилляходжаев, М. Ибадуллаев, Х. Т. Турдыев, А. К. Нуралиев
(ТашГАИ, АК «Узбурнефтегаз»)

В различных областях техники и технологии широко применяются высокоэффективные вибрационные и виброударные машины. Многообразие типов и условий эксплуатации виброагрегатов обусловливает требования, предъявляемые к их принципиальному устройству, конструктивному исполнению и эксплуатационным характеристикам. Поскольку в настоящее время ни один из существующих им не отвечает, на практике используются их различные виды — электромагнитные, инерционные, эксцентриковые, виброударные, гидравлические и др.

Процесс очистки буровых растворов от твердых фракций для их повторного использования относится к области интенсивных вибротехнологий. Применяемые при этом вибросита, оснащенные эксцентриковыми или инерционными приводами, обладают существенными недостатками. Так, при определенных частотах колебаний в них возникают большие силы инерции, которые передаются на подшипники эксцентрикового или дебалансового валов, что приводит к их преждевременному выходу из строя. Кроме того, сотрясательный режим работы уменьшает долговечность и износостойкость ситового полотна. Для регулирования амплитуды частоты в этих приводах требуются остановка машины и переделка эксцентриков и дебалансов.

Более совершенны электромагнитные возбудители колебаний возвратно-поступательного действия, при этом рабочий орган получает необходимое колебательное движение без промежуточных механизмов вращения. У электромагнитного привода отсутствуют трущиеся узлы, требующие постоянной смазки, что су

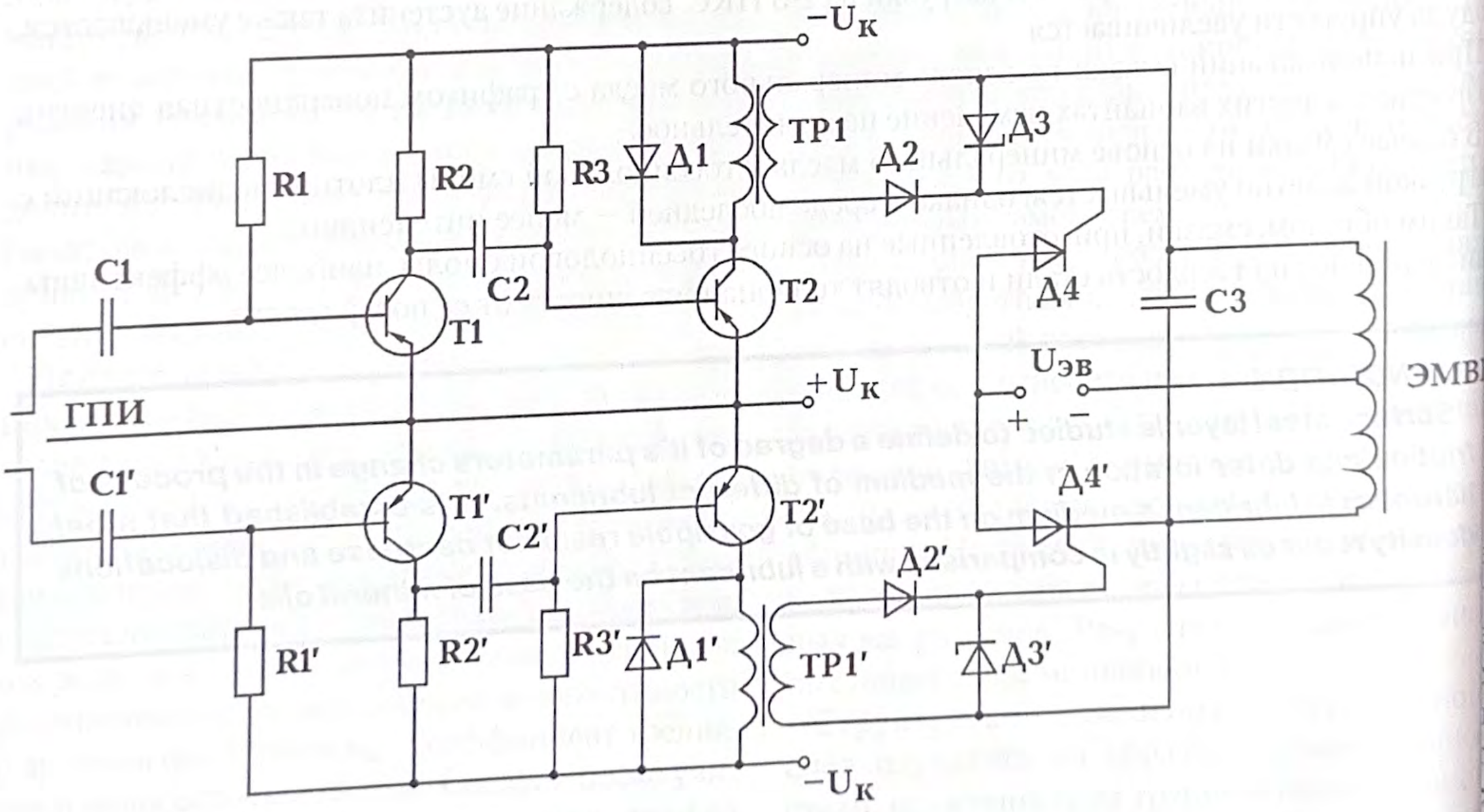


Рис. 1. Схема управления приводом вибросита

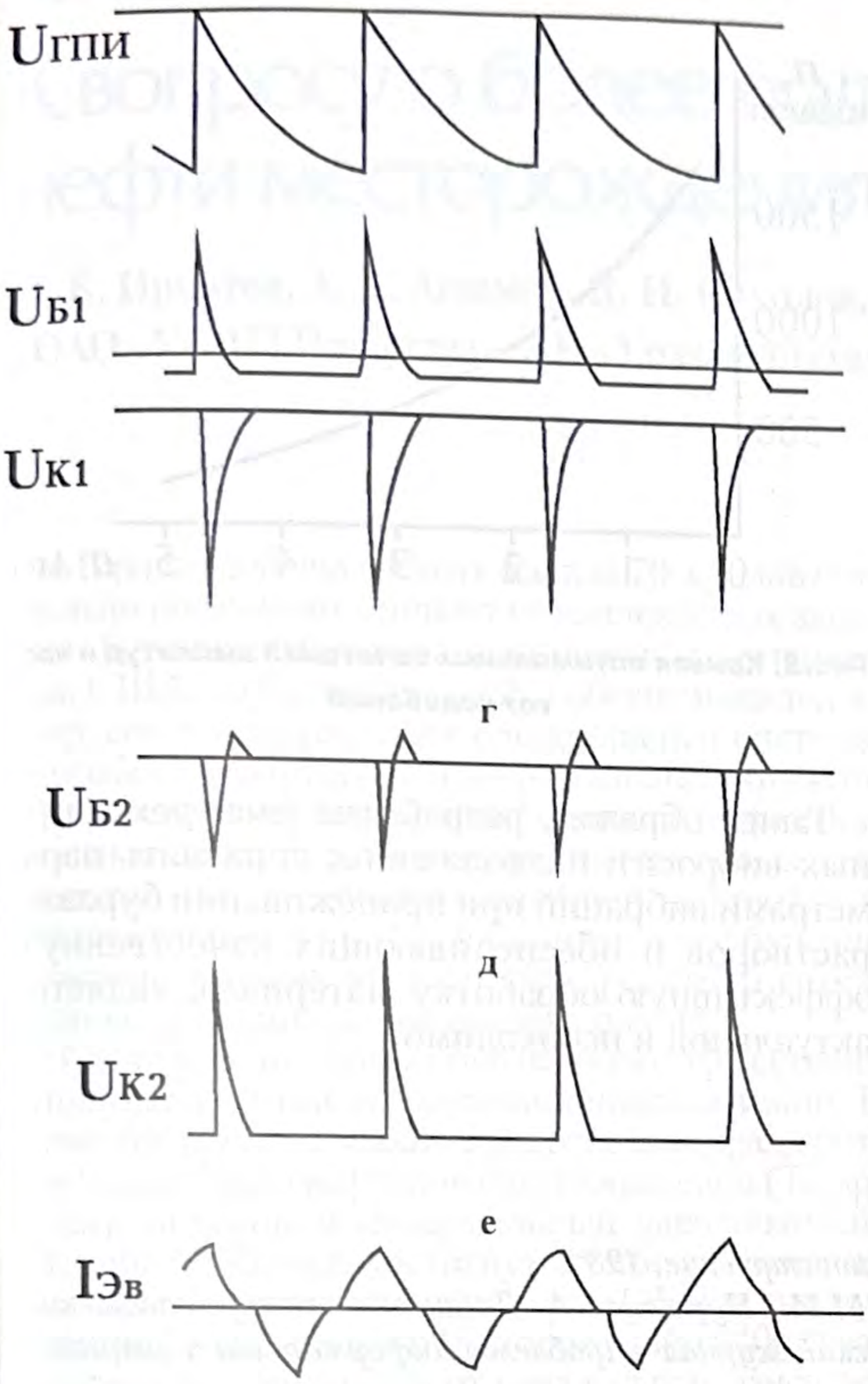


Рис.2. Осциллограммы в приводе вибросита

щественно повышает безопасность и удобство обслуживания. Амплитуда и частота колебаний весьма просто регулируются электрическими методами без прерывания процесса.

В Ташкентском государственном авиационном институте на кафедре Электротехники и электроники совместно с заказчиком АК «Узбурнефтегаз» разрабатываются и создаются вибрационные электромагнитные приводы для использования в технологическом процессе очистки буровых растворов.

Частота колебаний электромагнитного привода вибросита (рис. 1) задается генератором пилообразных импульсов (ГПИ), который выдает два выходных сигнала напряжения, сдвинутых на 180^0 (рис. 2, а). Они подаются на двухканальный дифференциальный усилитель. Конденсатор С1, разряжаясь через резистор R1, посылает на базу транзистора Т1 импульс положительной полярности (рис. 2, б). Скорость нарастания его при этом определяется только длительностью переходных процессов в ГПИ. Транзистор Т1 при этом выходит из состояния насыщения и в его коллекторной цепи создается усиленный импульс такой же формы (рис. 2, в). Затем импульс еще раз дифференцируется цепочкой R3C2 (рис. 2, г) и в отрицательной полярности попадает на базу транзистора Т2, выводит его из состояния отсечки и формирует в его коллекторной цепи усиленные импульсы с крутым передним фронтом (рис. 2, д), которые через согласующий трансформатор Тр1 и диод Д2 поступают на управляющий электрод тиристора Д4. Защита транзистора Т2 от перенапряжений в момент запирания осуществляется диодом Д1. Стабилитрон Д3 ограждает управляющий переход Д4 от перенапряжений. Тиристоры через каждые 180^0 подключают к источнику питания одну из полуобмоток вибровозбудителя. Коммутационный конденсатор С3 и обмотка возбудителя создают колебательный контур $L_{эв}$С3. При равенстве частот управляющих импульсов и собственных колебаний этого контура ток в вибровозбудителе максимален и по форме близок к синусоиде (рис. 2, е).

Изготовлен опытный образец электромагнитного вибросита для процеживания буровых растворов. Разработанная система управления обеспечивает регулирование частоты колебаний ситового полотна в пределах 5-50 Гц (оптимальны 20-22). Амплитуда их может регулироваться от 0,5 до 5 мм. При размерах отверстий сита ниже 0,3 мм она должна уменьшаться, а частота увеличиваться. При этом на участках ситового полотна возбуждаются собственные колебания, которые накладываются на вынужденные, благодаря чему происходит самоочищение отверстий даже при процеживании влажных и жидковязких материалов.

Оптимальные значения амплитуды и частоты колебаний вибросита зависят от выбранной траектории его движения, что в совокупности предопределяет производительность, эффективность процеживания и способность к самоочищению. Поскольку нельзя допускать систематического засорения сит, прерывающего работу, последний критерий при выборе параметров колебаний является первостепенным.

Для горизонтальных вибросит с прямоли-

нейными колебаниями (в нашем случае — для электромагнитных) используются следующие эмпирические формулы:

$$\alpha = \frac{4 + 140\ \lambda}{1000} \quad ;$$

$$n = \frac{5(1+12{,}5\lambda)}{a} \quad ,$$

где n — частота колебаний ситового полотна, кол/мин; l — размер отверстий сита, мм ; α — амплитуда колебаний сита, мм.

Угол наклона ситового полотна при этом может составлять 15-20^0. Проверка по этим формулам кривой оптимальных сочетаний амплитуд и частот колебаний показала их допустимое совпадение (рис. 3).

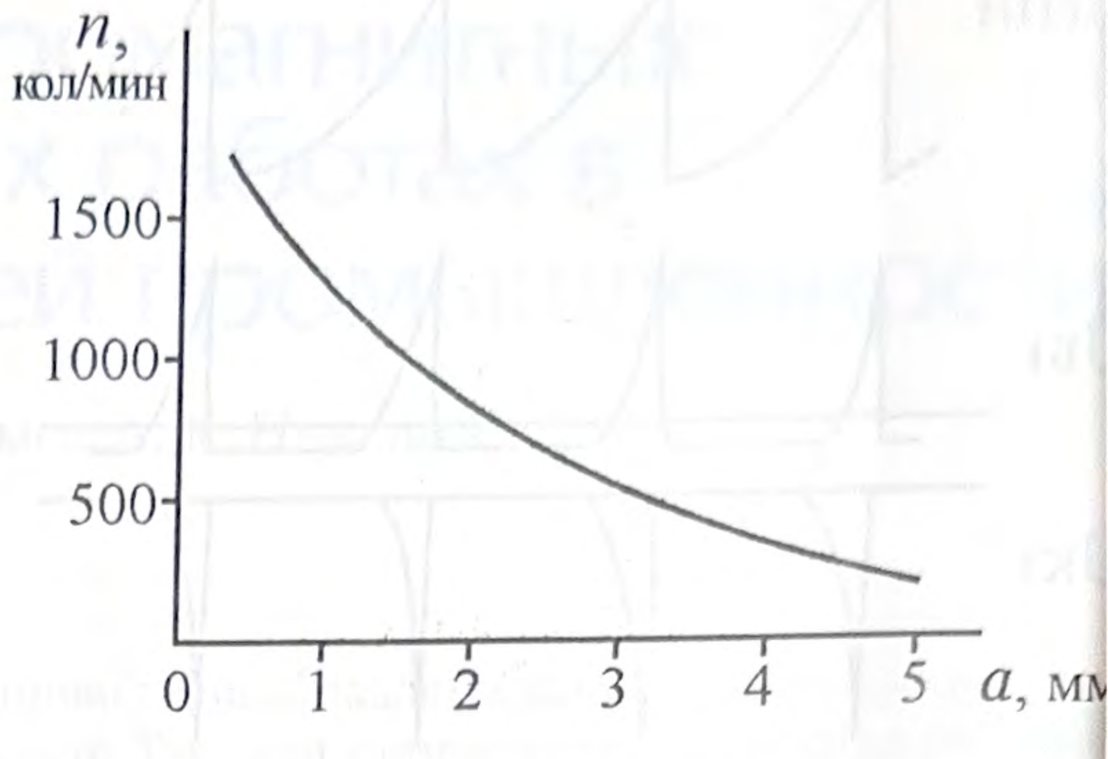


Рис.3. Кривая оптимальных сочетаний амплитуд и частот колебаний

В последнее время подобные виброприводы довольно широко распространены за рубежом, особенно в США и Германии. Электромагнитные обезвоживающие грохоты фирмы EDAG (Германия) с нерегулируемой частотой 50 Гц, амплитудой 0,8 мм и размерами сита 700х2000 мм используются в основном в строительной технике для обезвоживания песков.

Таким образом, разработка электромагнитных вибросит, позволяющих управлять параметрами вибраций при процеживании буровых растворов и обеспечивающих качественную эффективную обработку материала, является актуальной и необходимой.

ЛИТЕРАТУРА

1. Вибрации в технике. Справочник в 6 томах. М.: Машиностроение, 1981.

*2. **Вахид Ахмад, Тилляходжаев М.М., Ибадуллаев М.И., Нуралиев А.** Динамика электромагнитного вибровозбудителя при питании от инвертора // Узбекский журнал «Проблемы информатики и энергетики», 2000, №6.*

*3. **Chowdhury S.H., Tilliakhodjaev M.M.** Dynamics of two take electro magnetic vibro - exciter supplied from inverter. Vol. 21. №3, 1993, journal of the Jnstitution of Engineers, Bangladesh.*

*4. **Chowdhury S. H., Tilliakhodjaev M. M. Ullah Md. Shahid.** An Analysis on Electro - Magnetic Vibro - Exciter Fed by Non - linear Power, Controlled by Velocity Transducer. Vol. EE 24, №1, 1996, journal of Electrical Engineering the Jnstitution of Engineers, Bangladesh.*

ANNOTATION

Problems of creating and using control electromagnetic drives in vibrosieves for drill muds purification are examined. Control method is offered which will improve their dynamic and energetic indicators.

УДК 622. 276. 1/4

К вопросу о более полном извлечении запасов нефти месторождения Северный Уртабулак

Э. К. Ирматов, А. Х. Агзамов, В. И. Соколов, П. М. Хайдаров
(ОАО «УзЛИТИнефтгаз», АК «Узгеонефтегаздобыча», НГПУ «Мубарекнефтегаз»)

Мировая добыча нефти с начала 70-х годов стабильно превышает прирост ее извлекаемых запасов. В таких индустриально развитых странах, как США, он более чем на 2/3 обеспечивается за счет совершенствования сложившейся системы разработки нефтяных и нефтегазовых объектов [1]. К основным мерам повышения ее эффективности можно отнести использование новых технологий по увеличению конечной нефтеотдачи продуктивных пластов, дополнительное бурение скважин в целях уплотнения проектной сетки, интенсификацию процесса заводнения.

Среди перечисленных мер наиболее эффективно уплотнение сетки эксплуатационных скважин. В качестве примера можно привести опыт разработки Бавлинского нефтяного месторождения (Татарстан), на котором максимальный народнохозяйственный эффект достигнут путем уплотнения проектной сетки скважин в 1,5 раза [2]. При эксплуатации Ромашкинского месторождения 9400 скважинами извлечено 38% от начальных балансовых запасов, 12000 — 42%, 19000 — 49% и только при более 20000 предполагается достичь проектного уровня нефтеотдачи — 53%. Такая же картина наблюдается и на залежах Волго-Уральской нефтегазоносной провинции — Ново-Елховской, Туймазинской, Шкаповской, Арланской и др.

Необходимость дополнительного фонда скважин аргументируется в первую очередь наличием целиков нефти на площадях, не затронутых разработкой, и в застойных зонах сформированной системы заводнения. Естественно, размещение их требует точного знания местоположения упомянутых целиков и уверенности в экономической целесообразности их разбуривания.

Подобная задача решается в настоящее время на месторождении Северный Уртабулак, которое охвачено достаточно равномерной сеткой скважин, и имеющиеся участки со значительными остаточными запасами нефти обусловлены преждевременной ликвидацией по техническим причинам эксплуатационных скважин. Обычно при разработке пластовых залежей такие зоны определяются площадью, граница которой проводится посередине между ликвидированной и соседними скважинами. Величина остаточных запасов считается равной разности между начальными извлекаемыми и уже извлеченными объемами, при оценке которых исходят из удельных значений на единицу площади, поскольку нефтенасыщенная толщина коллектора

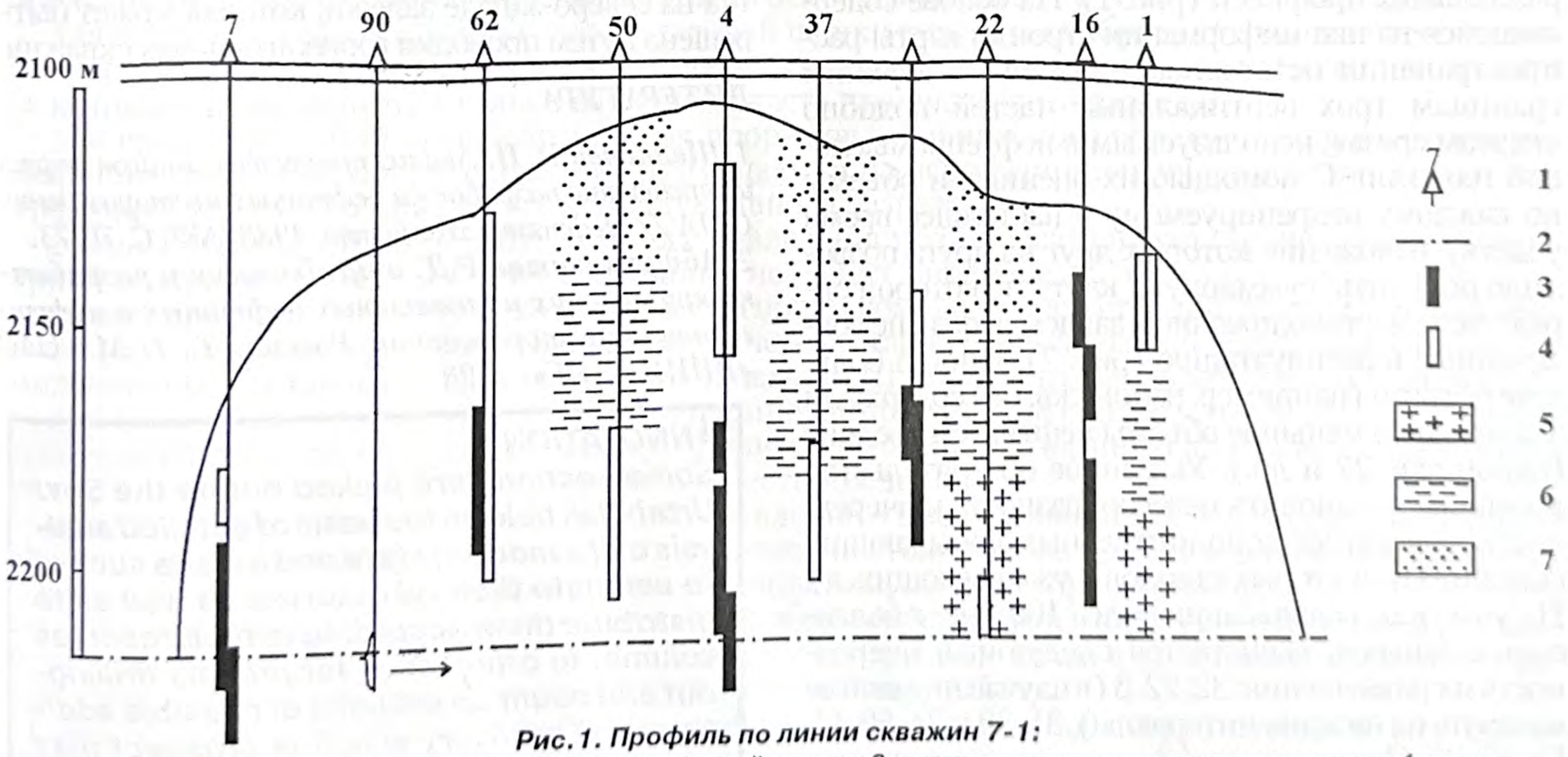


Рис. 1. Профиль по линии скважин 7-1:
1- скважины (добывающие и нагнетательные); 2- водонефтяной контакт; 3- интервалы прострела ликвидированные; 4- то же эксплуатируемые, 5- недренируемые запасы нижней части разреза; 6- то же средней части; 7- верхней

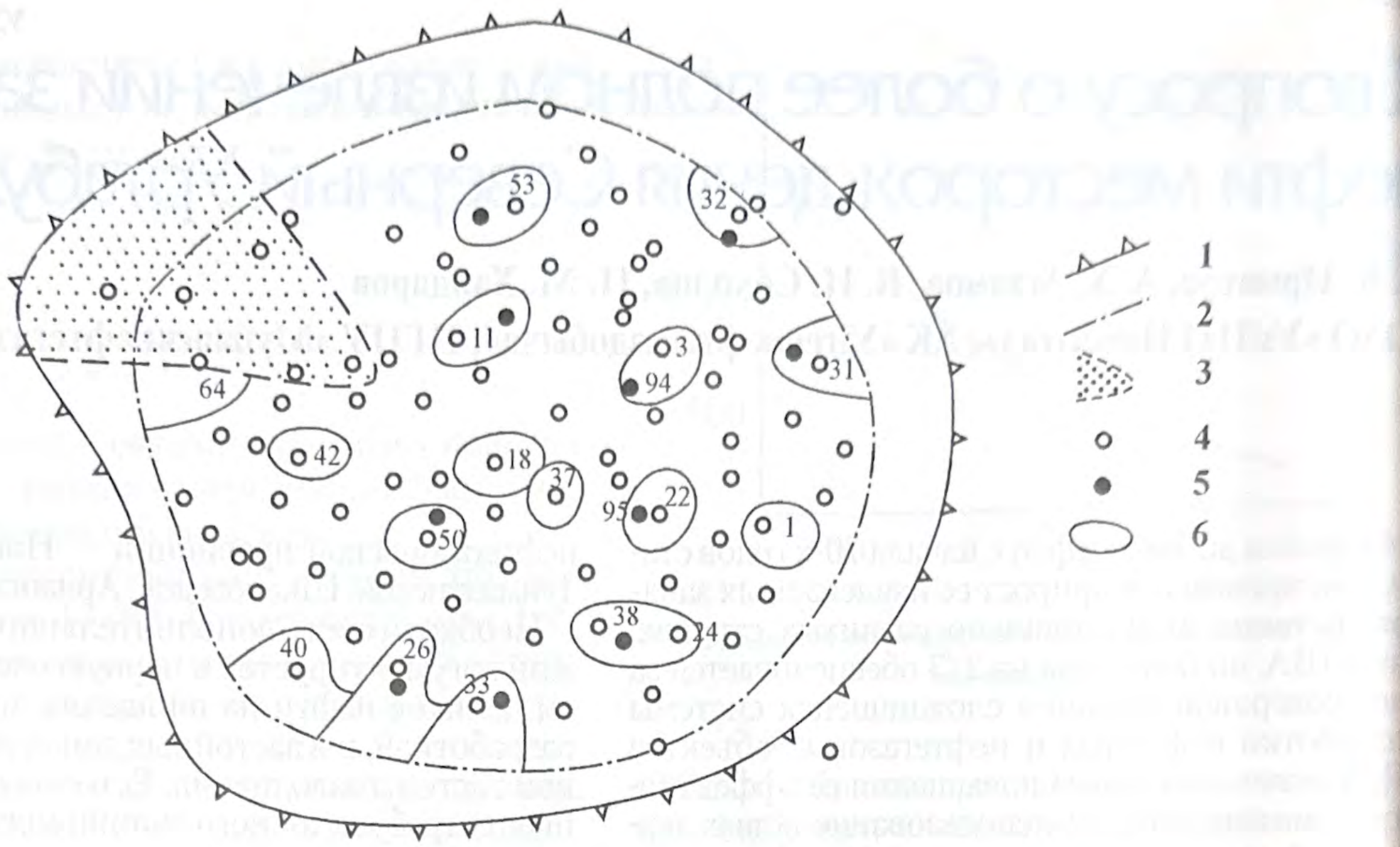


Рис.2. Схема расположения пробуренных и рекомендуемых скважин:

1- граница рифа; 2- линия ВНК; 3- зона рапопроявлений; 4- пробуренные скважины; 5- рекомендуемые; 6- зоны недренируемых запасов

изменяется в незначительных пределах.

Специфическая особенность рассматриваемого месторождения — большая высота залежи (100 м), вырабатывать которую необходимо путем последовательного неоднократного возврата скважин с нижележащих интервалов на вышележащие. Таким образом, при оценке остаточных запасов играет роль не только площадь, но и вертикальная составляющая, для учета которой вся залежь по высоте условно разделена на три части (нижнюю, среднюю и верхнюю). На каждой из ликвидированных скважин выявляли участки разреза с уже выработанными и еще не вовлеченными в разработку запасами нефти и выделяли их на серии параллельных профилей (рис. 1). На основе содержащейся на них информации строили карты распространения остаточных запасов по верхним границам трех вертикальных частей подобно «картам среза», используемым в нефтепромысловой геологии. С помощью их оценивали объемы по каждому недренируемому в настоящее время участку, наложение которых друг на друга позволило получить "суммарную" карту, по которой определяли местоположение и запасы нефти, не вовлеченные в эксплуатацию (рис. 2). Иногда большие области (например, район скв. 64) содержали значительно меньшие объемы нефти, чем средние (район скв. 22 и др.). Указанное обстоятельство позволяет установить целесообразность и очередность заложения дополнительных добывающих скважин (или вторых стволов в уже имеющихся). На участках, содержащих более 100 тыс. т балансовых запасов, выявляется следующая очередность их размещения: 32, 22, 3 (в случае неудачи ее возврата на нижние интервалы), 31, 38 и 24, 50, 11, 53, 33, 26. Ожидаемый эффект от реализации этого мероприятия оценивался исходя из величины запасов, которые могут быть извлечены с помощью дополнительных скважин. Для этого использовался коэффициент нефтеизвлечения, равный 0,47 (принят в ГКЗ бывшего Союза).

Таким образом, соответствующая дополнительная добыча составит 127, 125,7, 92,6, 88,9, 82, 71,1, 63,2, 61, 60,4 и 59,8 тыс. т. Решение о целесообразности и очередности бурения скважин второй очереди (или зарезки вторых стволов) на участках с геологическими запасами менее 100 тыс. т, видимо, будет зависеть от результатов работы первоочередных, в том числе уже заложенных (94 и 95).

Отметим, что мы не затрагиваем проблему извлечения запасов нефти из-под рапоносного участка на северо-западе залежи, которая может быть решена путем проводки горизонтальных скважин.

ЛИТЕРАТУРА

1. ***Щелкачев В. Н.*** *Анализ приростов запасов нефти и перспектив разработки нефтяных месторождений США // Нефтяное хозяйство, 1988, №2. С. 70-73.*

2. ***Абдулмазитов Р.Д. и др.*** *Геология и разработка крупнейших и уникальных нефтяных и нефтегазовых месторождений России. Т. 1. М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 1998.*

ANNOTATION

Some sections are picked out on the Sev. Urtabulak field on the basis of detailed analysis of it's modern state and it was a sucess to estimate their oil reserves as well as to distribute them according to their reserves volume, to offer zones for primary drilling-out and count up volumes of possible additional oil recovery which in prospect may exceed one mln tones.

УДК 622.279.5.001.42(470.6)

Выработка концептуальных подходов к освоению газоконденсатного месторождения Адамташ

Д.В. Люгай
(ОАО «УзЛИТИнефтгаз»)

Газоконденсатное месторождение Адамташ, входящее в состав Шуртанской группы, характеризуется средними по величине запасами газа и конденсата. Его отличают повышенное содержание в составе пластового газа этана (8,08% мольн.), фракций пентан+высшие (3,36% мольн.) и низкое начальное пластовое давление (174,4 кг/см^2) и, следовательно, давление на устье эксплуатационных скважин. В связи с этим транспортирование газа с использованием естественной энергии пласта на установки подготовки месторождений Шуртан или Южная Тандырча невозможно. Единственным вариантом является его подача на Талимарджанскую ГРЭС, но из-за высокого содержания этана — ценного сырья для газохимической переработки он не может считаться приемлемым.

Таким образом, для эффективного освоения имеющихся запасов газа и конденсата за счет только естественной пластовой энергии (работа залежи в режиме «истощения») необходимо сооружение на промысле дожимной компрессорной станции, так как без этого альтернативного в технологическом аспекте варианта разработки данного месторождения не существует.

Высокое содержание конденсата в пластовом газе, имеющаяся реальная возможность применения на основе мирового опыта технологий опережающего извлечения, необходимость сохранения для газохимической переработки этансодержащего газа и полное отсутствие других способов разработки месторождения с бескомпрессорной подачей газа потребителям — все это в совокупности предопределяет целесообразность привлечения режима «сайклинг-процесса». Отметим, что в мировой практике при значительном начальном содержании конденсата в газе (более 150 г/м^3) обязательно рассматриваются варианты разработки с поддержанием пластового давления обратной закачкой (рециркуляцией) сухого газа в пласт. В пластовом же газе Адамташа содержится 163 г/м^3 конденсата.

В связи с тем что рядом с месторождением находится группа объектов (Южная Тандырча, Гумбулак, Джаркудук), возможно осуществление «сайклинг-процесса» с восполнением объемов закачки сухого газа за счет стороннего источника. Более подходящим для этого является близко расположенное (15 км) месторождение Гумбулак. Построение принципиальной схемы реализации «сайклинг-процесса» на Адамташе должно основываться на следующих важных моментах:

- для создания в продуктивной залежи газовой шапки сухого газа обратная закачка отсепарированного газа производится через нагнетательные скважины, которые размещены в сводовой части и в которых перфорируется только верхняя область продуктивного разреза;
- для предотвращения преждевременных прорывов закачиваемого обратно в залежь отсепарированного газа добывающие скважины размещаются на периферийных участках, при этом в них перфорируется только нижняя часть продуктивного разреза;
- добываемый сырой газ обрабатывается с извлечением конденсата на установке низкотемпературной сепарации (УНТС) за счет свободного перепада давления;
- отсепарированный на УНТС газ поступает на прием компрессорной станции, а нестабильный конденсат (под давлением сепарации) направляется через установку комплексной подготовки газа месторождения Южная Тандырча на аппараты стабилизации Шуртанского газодобывающего комплекса;
- при извлечении конденсата объем отсепарированного газа не соответствует объему добытого, который необходимо вернуть в залежь для поддержания постоянного пластового давления; в связи с этим он заимствуется из стороннего месторождения;
- при полной рециркуляции газа пластовое давление в продуктивной залежи поддерживается на неизменном начальном уровне, что предопределяет постоянство во времени дебита и количества скважин, давления на их устье, установке сепарации газа, компрессорной станции;
- после завершения «сайклинг-процесса» разработка месторождения осуществляется в режиме «истощения»; принимая во внимание повышенное содержание этана в пластовом газе, можно рекомендовать его в качестве сырья для газохимической переработки.

Таким образом, считается целесообразным исследование возможности применения на месторождении следующих вариантов разработки:

- освоение продуктивной залежи в режиме «истощения» (вариант 1);

Основные показатели вариантов разработки месторождения Адамташ

Показатель разработки	Единица измерения	Варианты разработки		
		1	2	3
Годовой отбор конденсата	млн.т	286-182	295	293-58
Годовой отбор газа	млрд.м^3	1,8	1,8	1,8
Продолжительность разработки,	лет	12 - 12	25 15 10	24 15 9
Суммарный отбор конденсата в т.ч.I этап II этап	млн.т	2732 - 2732	4362 3750 612	4253 3652 601
Суммарный отбор газа в т.ч.I этап II этап	млрд.м^3	21,6 - 21,6	18,0 27,0 18,0	16,2 27,0 16,2
Закачка газа в пласт	млрд.м^3	-	27,0	26,1
Суммарная добыча конденсата в т.ч.I этап	млн.т	2319 - 2319	4268 3750 518	4159 3652 507
Количество скважин в т.ч.на I этапе: нагнетательных добывающих на II этапе: добывающих	шт.	24 - - 24	22 22 11 11 19 19	22 22 11 11 18 18
Суммарная подача стороннего газа	млн.м^3	-	900	-
Установленная мощность ДКС	тыс.квт	4,7	32,0	31,9

- в режиме полного «сайклинг-процесса» (вариант 2), отличающегося восполнением объемов закачки сухого газа в продуктивную залежь за счет дополнительных поставок из других месторождений;
- в режиме частичного «сайклинг-процесса» (вариант 3), характеризующегося использованием для закачки только собственного газа.

Необходимо отметить, что при обустройстве месторождения с применением технологии «сайклинг-процесса» выделяются два этапа с различными режимами разработки продуктивной залежи:

- первый — режим «сайклинг-процесса» обеспечивает опережающую добычу конденсата и динамическую консервацию этансодержащего газа путем рециркуляции его в системе пласт—установка подготовки газа;
- второй — режим «истощения» предусматривает добычу сухого газа и остаточных запасов конденсата всем фондом скважин (добывающих и нагнетательных).

На основе анализа и обобщения материалов разведки месторождения, бурения, опробования и исследований продуктивных горизонтов в разведочных скважинах подготовлена исходная информация и проведены расчеты технологических показателей вариантов разработки месторождения Адамташ. В режиме «истощения» исходили из условия поддержания постоянного на весь период разработки годового отбора газа, аналогичного по величине другим вариантам, что обусловлено необходимостью сопоставления в равных условиях показателей разработки всех рассматриваемых случаев.

Сравнение полученных результатов (таблица) позволяет сделать следующие выводы:

- разработка месторождения в режиме «сайклинг-процесса» по сравнению с режимом «истощения» кратно обеспечивает дополнительную добычу конденсата (по варианту 2 — в 1,84 раза, 3 — в 1,79);
- для осуществления «сайклинг-процесса» требуется 22 скважины (варианты 2 и 3), а в режиме «истощения» — 24 (1);
- для реализации всех вариантов разработки требуется строительство дожимной компрессорной станции с различной установленной мощностью: для режима «истощения» — 4,7 тыс. квт (1), полного «сайклинг-процесса» — 32 (2), частичного — 31,9 (3);
- преимуществом вариантов разработки с применением технологии «сайклинг-процесса» является обеспечение дополнительной добычи жидких углеводородов — 1949 тыс. т (2) и 1840 (3) и сохранение этансодержащего газа для газохимической переработки (наиболее вероятный потребитель — Шуртанский газохимический комплекс).

Таким образом, концепция освоения газоконденсатного месторождения Адамташ должна основываться на опережающей добыче жидких углеводородов и сохранении этансодержащего газа. В связи с этим месторождение необходимо осваивать с применением технологии «сайклинг-процесса», выбор же наиболее выгодного способа разработки (полного или частичного) должен базироваться на технико-экономических оценках каждого из них.

ANNOTATION
Different versions of development for gas condensate Adamtash field are offered and analysed.

УДК 665. 654. 2

Активность катализаторов усложненного состава

Д. Р. Агзамходжаева, Ш. Ш. Бахрамов, М. Ф. Абидова
(УзКФИТИ, НХК «Узбекнефтегаз»)

На основании изучения гидрокрекирующей активности двух четырехкомпонентных катализаторов – алюмо-никель-молибденового, модифицированного окисью металла II группы, и алюмоникель-молибденового, – окисью металла III группы, предполагается, что из них может быть получен наиболее оптимальный вариант. В связи с этим синтезирован алюмо-никель-молибденовый катализатор, промотированный одновременно окисью металла II и III групп (АНМ II III), а также образец сложного состава с добавкой окиси РЗЭ (АНМ II III РЗЭО). Результаты испытания приведены ниже:

Выход, % масс.	АНМ II III	АНМ II III РЗЭО
Катализат	96,5	95,0
Бензиновая фракция (н.к. - 160^0)	20,3	24,7
Дизельная фракция (160 - 360^0)	58,3	54,2
Остаток > 360^0	21,4	21,1

Как видим, АНМ II III обладает высокой крекирующей активностью и небольшим газообразованием [1, 2, 3]. Модификация его РЗЭО приводит к уменьшению селективности: при практическом сохранении суммы выхода топливных фракций несколько возрастает количество бензиновой и уменьшается дизельной, что не наблюдалось при промотировании РЗЭО менее сложных каталитических гидрокрекинговых систем (табл. 1).

Таблица 1

Результаты гидрокрекинга вакуумного газойля

Показатель	АНМ II III	АНМ II III РЗЭО
Катализат		
Плотность	0,819	0,787
Коэффициент рефракции	1,4530	1,4518
Сульфируемые, % масс.	13,6	12,0
Содержание серы, % масс.	0,2	0,3
Бензиновая фракция (н.к.– 160^0)		
Плотность	0,727	0,718
Коэффициент рефракции	1,4146	1,4108
Содержание серы, % масс.	0,08	0,05
Иодное число	5,1	4,0
Дизельная фракция (160 -360^0)		
Плотность	0,833	0,825
Коэффициент рефракции	1,4610	1,4585
Содержание серы, % масс.	0,1	0,23
Иодное число	2,7	2,1
Температура застывания, ^{0} С	-23	-24
Остаток > 360^0		
Плотность	0,874	0,355
Коэффициент рефракции	1,4742	1,4740
Содержание серы, % масс.	0,37	0,43
Содержание общего азота, % масс.	0,024	0,019

Сопоставление с данными предыдущих исследований [1, 2] показывает, что АНМ II III по гид рирующей способности как в отношении ароматических, так и непредельных углеводородов бо лее активен, а также обладает достаточным гидрообессеривающим и изомеризующим действием Модификация его окисью РЗЭ в количестве 0,1% масс. не дает существенных результатов, поэто му для более глубокого гидрокрекинга был синтезирован образец с повышенным содержанием РЗЭО. В сравнимых условиях ведения процесса (температура 410^{0}С, давление 150 ати, объемная скорость подачи сырья 1,0 ч$^{-1}$) уменьшается выход остаточной фракции (табл. 2) и увеличивается топливной (примерно на 4,4% масс.).

Таблица 2

Результаты гидрокрекинга на катализаторе усложненного состава

Температура, ^{0}С	Объемная скорость, ч$^{-1}$	Выход, % масс.		
		катализата	бензиновой фракции (н.к.—160^0)	дизельной фракции (160-360^0)
380	1,0	96,0	9,1	42,2
400	1,0	95,7	20,6	49,2
410	1,0	93,5	25,9	57,1
410	2,0	94,2	17,8	42,5
410	3,0	96,0	12,8	41,7
410	4,0	96,5	7,1	42,2

Оценивалось качество жидких продуктов гидрокрекинга, полученных при тех же условиях. Данный катализатор характеризуется лучшей гидрообессеривающей и изомеризующей способностью, чем АНМ II III: количество остаточной серы в катализате равно 0,22% масс., несколько выше (на 3,8%) выход фракции зимнего топлива, которая имеет температуру застывания минус 44^{0}С, помутнения — минус 28^{0}С. В ней содержится 0,17% масс. серы, сульфируемых — 12,4% об., иодное число — 7,1, плотность — 0,799, коэффициент рефракции — 1,5412. Эти данные свидетельствуют о высокой активности нового катализатора усложненного состава.

ЛИТЕРАТУРА

*1. **Агзамходжаева Д. Р., Абидова М.Ф.** Разработка катализаторов для углубления переработки тяжелого высокосернистого нефтяного сырья // Узбекский журнал нефти и газа, 1998, №2. С. 27-28.*

*2. **Агзамходжаева Д. Р., Бахрамов Ш. Ш., Абидова М. Ф.** Подбор катализаторов для углубленной переработки тяжелых нефтяных фракций // Узбекский журнал нефти и газа, 2000, №1. С. 37-38.*

ANNOTATION

Exposure to the simaltaneous modification by metal oxides of II and III groups and by RZE oxide on activity of aluminnickelmolibden catalyst is studied in the process of hydrocracking.

УДК 622.279.8

Способ исследования эффективности сепарационного оборудования на сероочистной установке МГПЗ

Р.Ч. Ли, Л.Р. Айрапетян
(ОАО «УзЛИТИнефтгаз»)

При подготовке углеводородного сырья к транспортировке используются разные способы переработки газа и оборудование [1, 2]. В технологических процессах — это сепараторы различной конструкции [3], обычно имеющие четыре секции: разделительную, осадительную, отстойную, каплеотбойную. Эффективность их работы определяется коэффициентом сепарации — отношением уловленной массы твердой или жидкой фазы к поступившей этой же фазы.

Коэффициент сепарации зависит от содержания твердой или жидкой фазы во входящем потоке, физических свойств разделяющихся фаз, скорости движения газа в разделительной и отбойной секциях; времени пребывания в них разделяющихся фаз, места установки редукционного органа, конструктивных особенностей и характера действующих сил.

При оценке эффективности сепаратора его обвязывают в соответствии с методикой проведения исследований [4]. В самом сепараторе и измерителе уноса определяют барометрическое и рабочее давления, температуру газа и его расход, объем отсепарированной жидкости, перепад давления на сепарирующих элементах и в аппарате, а также продолжительность опыта, расстояние точки отбора пробы от стенки газопровода. Для совершенствования способа определения эффективности сепараторов использовали прибор «Конденсат-2», предназначенный для измерения коэффициента изобарической конденсации газа. При этом устанавливалось содержание жидкости в газе на входе и выходе из сепаратора в рабочих условиях. После сепаратора оно находилось посредством отбора и сепарации представительной мерной части основного потока газа в фильтре измерителя уноса с выявлением содержания отсепарированной жидкости в мерных емкостях при рабочем давлении. Газ из основного потока отбирался пробоотборной трубкой из нескольких точек по сечению трубопровода.

Соблюдались следующие условия:

- установившийся режим работы трубопровода, т.е. постоянство технологических параметров во время опыта (давление, температура, производительность);
- изокинетичность, т.е. равенство по величине и направлению скоростей потока газа в пробоотборной трубке и на участке трубопровода, где производится отбор пробы;
- изотермичность, т.е. равенство температур газа в сепараторе (месте отбора газа) и измерителе уноса; допустимая разница не более 0,2°С.

В начале опыта устанавливаются требуемые расходы газа через сепаратор и измеритель уноса, фиксируются время и одновременно начальный уровень жидкости в мерной емкости сепаратора и объеме измерителя уноса, а также показания газового счетчика.

Расход газа вычисляется по следующей зависимости:

$$Q_ф = d^2/Dт^2 Q_р, \text{ м}^3/\text{мин},$$

где $Q_ф$ — фактический расход газа; $Q_р$ — то же рабочий; d — диаметр пробоотборника; Dт — то же газопровода.

Основными характеризующими качество работы сепаратора величинами, определенными по результатам испытаний, являются механический унос жидкости газом и перепад давления на сепарирующих элементах и аппарате в целом.

Величина механического уноса жидкости рассчитывается по формуле

$$y = V_ф 60/Q_ф, \text{ см}^3/\text{стм}^3,$$

где $V_ф$ — фактический унос жидкости; y — удельный.

Относительное количество жидкости, уловленной в испытуемом сепараторе:

$$W = V_c 60/Q_р, \text{ см}^3/\text{стм}^3,$$

где V_c — фактическое количество уловленной жидкости; W — то же удельное.

Перепад давления определяется по дифманометру.

Согласно данной методике на СОУ МГПЗ проведены исследования фактических технологических режимов и определена эффективность работы входных сырьевых сепараторов. Полученные результаты показывают, что она ниже проектной (99%) и для С-1 блока №14 составляет 47,7-74,5%, №15 — 72,1-99,6, №16 — 70%; для С-2 — 64,7-70,8; 25,0-58,0; 66,7% соответственно. Низкие коэффициенты извлечения свидетельствуют о том, что на установку СОУ поступает большое количество углеводородного конденсата, влаги и мехпримесей, отрицательно влияющих на технологический режим. В связи с этим необходима разработка конструкции отбойного устройства для повышения эффективности входных сырьевых сепараторов.

ЛИТЕРАТУРА

1. ***Балыбердина И.Т.*** *Физические методы переработки и использование газа. М.: Недра, 1988.*
2. ***Бекиров Т.М., Шаталов А.Т.*** *Сбор и подготовка к транспорту природных газов. М.: Недра, 1986.*
3. ***Гельперин А.Н.*** *Основные процессы и аппараты химической технологии. М.: Химия, 1981.*
4. ***Гужов А.И. и др.*** *Сбор, транспорт и хранение природных углеводородных газов. М.: Недра, 1978.*

Annotation
Method of studing separation unit efficiency is offered as well as actual operating regimes and operation of raw input separators for sweetening unit of Mubarek processing.

УДК 621. 565. 3

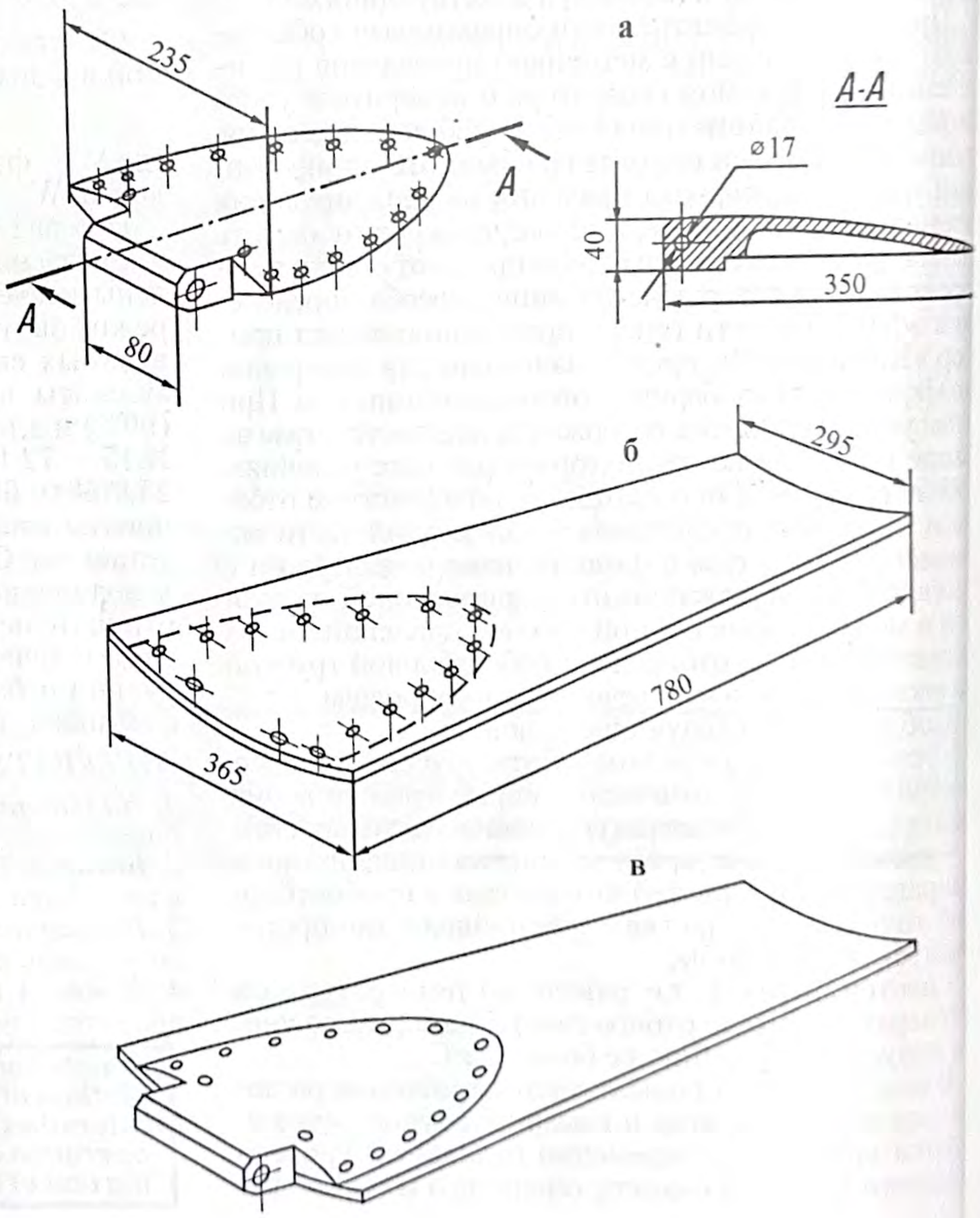
Ҳаволи совутгичлар парракларининг янги конструкцияси

Ш. М. Сайдахмедов, Б. А. Мадаминов, М. М. Абдуллаев
(«Ўзнефтниқайтаишлаш» АК, ФНҚИЗ)

Нефтни қайта ишлаш саноатида ярим тайёр ва тайёр махсулотларни буғ холатидан суюқ холатга ўтказиш жараёнлари сувли ва ҳаволи совутгичларда бажарилади. Ҳаволи совутгичлар экологик жиҳатдан тоза бўлиб, амалиётда кенг тарқалган. Ҳозирги кунда Фарғона нефтни кайта ишлаш заводида ишлатилаётган ҳаволи совутгичларнинг аксарият қисми собиқ Германия Демократик Республикасининг «VEB Chemieanlagenbaukombinati» аппаратсозлик корхонасида ишлаб чиқарилган. Бу совутгичларнинг ҳаво йўлловчи асосий ишчи қисмлари 1980-1985 йиллардан буён фойдаланилмоқда. Уларнинг ҳаво йўлловчи парраклари пластмассадан тайёрланган бўлиб, тавсия этилган хизмат муддати 8-10 йилни ташкил этади.

Маълумки, вақт ўтиши билан ташқи муҳит таъсирида пластмасса деталларнинг механик хусусиятлари пасайиб, мўртлашиб боради ва синиш эҳтимоли кучаяди. Шу сабабли бугунги кунда ана шу пластмасса парракларнинг ишдан чиқиш ҳоллари кузатилмоқда. Техника хавфсизлиги қоидаларига биноан хизмат муддати тугаган пластмасса парракларни янгилари билан алмаштириш зарур. Аммо бундай пластмасса парраклар республикамизда ишлаб чиқарилмайди. Зарур эҳтиёт қисмларни чет мамлакатлардан сотиб олиш эса катта валюта маблағларини талаб этади.

ғнғин хавфсизлиги қоидаларига биноан технологик машиналарнинг нисбий ҳаракатдаги деталлари сиртларидан учқун чиқиб, ёнғин ва портлаш хавфини келтириб чиқарувчи электростатик зарядларнинг ҳосил бўлиш ва тўпланишининг олдини олиш зарур. Собиқ ГДР да ишлаб чиқарилган ва ҳозирги кунда ҳам ишлатилаётган ҳаволи совутгичларнинг пластмасса парракларининг сиртқи қатлами эса диэлектрик материаллар сиртида ишқаланиш натижасида ҳосил бўладиган электростатик зарядларни юритма корпуси орқали ерга ўтиб кетишини таъминловчи электр ўтказиш хусусиятига эга бўлган махсус графит кукуни



билан тўйинтирилган. Унинг электр қаршилиги $R \leq 10^9$ Ом.

Бугунги кундаги долзарб муаммолардан бири ҳаволи совутгичлар парракларини республикамиз кимё ва нефт саноати машинасозлиги корхоналарида ишлаб чиқаришни йўлга қўйишдир.

Фарғона нефтни қайта ишлаш заводи мутахассислари томонидан парракларга бўлган эҳтиёжни қондириш мақсадида бу муаммонинг техник ва технологик ечими қуйидагича ишлаб чиқилди. Бу ишланма бўйича янги паррак қалинлиги 3 мм бўлган дюралюминий листдан тайёрланиб, махсус каллакка парчин михлар воситасида маҳкамланади. Паррак контурининг геометрик ўлчамлари ва аэродинамик кўрсаткичлари пластмасса парракникига тўла мос келади. Таркибий парракнинг массаси (4,2 кг) пластмасса парракникидан фарқ қилмайди. Мустаҳкамлиги ва хизмат муддати эса бир неча марта юқори.

1- расмда янги таркибий паррак ва унинг деталлари тасвирланган. Унда а - алюминийдан тайёрланган қуйма каллак;б - паррак; в - таркибий парракнинг умумий кўриниши; А - каллак қирқими кўриниши.

1997 йилда заводимизнинг таъмирлаш-механика цехида янги парракнинг 6 донадан иборат бир комплекти тайёрланиб А37/3 қурилмасида синовдан ўтказилди. Синов натижаларига кўра тажриба парраклари билан жиҳозланган совутгич электр юритмасининг қувват сарфи, пластмасса парракли худди шундай электр юритма қувват сарфи билан бир хил бўлди ва таркибий парраклар фойдаланиш учун қабул қилинди.

1997-1998 йиллар давомида таркибий парракларнинг 20 комплекти технологик цехлар буюртмалари бўйича Германияда тайёрланган пластмасса парраклар ўрнига алмаштириш учун эҳтиёт қисм сифатида тайёрлаб берилди ва шулардан бир нечта комплекти А37/3, АВТ-4 ва ЛЧ35-11/66 қурилмаларидаги ҳаволи совутгичларга ўрнатилди. Ўтган давр мобайнида уларнинг лат ейиши ёки ишдан чиқиш ҳоллари кузатилмади.

Хизмат муддати тугаган пластмаса парракларни янгилари билан тўла алмаштириш учун янги таркибий парраклардан яна 20 комплектдан ортиқ тайёрлаш лозим.

Иқтисодий кўрсаткичлар бўйича қилинган ҳисобларга кўра, қурилмаларга жорий қилинган 20 комплект (120 дона) таркибий парракларни буюртма асосида яқин хориждан, масалан, Россия федерациясининг «ЛЕННИИХИММАШ» очиқ турдаги акционерлик жамияти таклиф этган нарх (бир дона паррак нархи 187 АҚШ доллари) бўйича сотиб олишга сарфланадиган валюта маблағларини тежаш ҳисобига 3. 11. 1998 йилдаги сўмнинг АҚШ долларига нисбатан курси бўйича соф фойда 3 млн. 390 минг сўмни ташкил этади.

Юқоридагилардан хулоса қилиб шуни айтиш мумкинки, чет эллардан сотиб олинаётган технологик жиҳозлар, эҳтиёт қисмлар, технологик линияларни ўз кучимиз билан республикамиз корхоналарида ишлаб чиқаришимиз мумкин ва зарур. Бунга муҳандис-техник ходимларимизнинг билими ва салоҳияти ҳам, корхоналаримизнинг техник ва технологик имкониятлари ҳам етарли. Бу билан республикамиз машинасозлик корхоналари зарур буюртмалар билан таъминланади кўплаб иш ўринлари ташкил қилинади, ҳамда барча корхоналаримизнинг ўзаро ҳамкорлиги таъминланиб юқори самарадорликка эришилади.

Юқорида баён қилинган ва расмда кўрсатилган геометрик ўлчамли парракларни тайёрлатиш ва ҳамкорлик асосида ишлаб-чиқаришга эҳтиёж сезган корхоналар лойиҳа ҳужжатлари билан танишиш учун Фарғона нефтни қайта ишлаш заводига мурожаат қилишлари мумкин.

ANNOTATION
Renewal problems of plastic blades for air coolers are considered, design of recommended new composite blades is described as well as their economic efficiency.

УДК 53. 093. 08: 681. 586. 5 (665.

Оптический метод определения содержания воды в нефтепродуктах

Н. Р. Рахимов, Ш. М. Сайдахмедов, И. М. Хайдаров, А. А. Юлдашев
(ФерПИ, АК «Узнефтепереработка»)

Современный уровень развития нефтеперерабатывающей промышленности требует высок
чувствительных методов определения качественных параметров нефтепродуктов (влагосодерж
ния, смолистых частиц, цветовых характеристик и т. д.).

Оптический способ основывается на том, что все вещества отражают, поглощают или излуча
свет. При взаимодействии со световым излучением в зависимости от их химического состава ил
количественного соотношения составляющих элементов изменяются интенсивность светопогл
щения, угол отражения и др. В случае определения содержания воды или других параметров жид
ких сред этот метод обеспечивает постоянное повышение надежности и улучшение техническ
показателей оптоэлектронных первичных преобразователей: светоизлучающих диодов (СИД
приемников оптического излучения (ПОИ), световодов и т. д. При этом погрешность очень мал
Кроме того, приборы данного назначения отличаются малыми габаритами, простотой обслужива
ния и конструкции. Традиционные (термогравиметрические) методы предусматривают измере
ние влагосодержания косвенным путем, погрешность достигает 3% даже при больших величина

Оптический преобразователь на основе элемента нарушенного полного внутреннего отражени
(НПВО) может непосредственно вводиться в исследуемый процесс, практически не воздейству
на него благодаря небольшим размерам его контактной поверхности.

Рассмотрим проблемы, возникающие при использовании оптоэлектронных преобразовател
различных типов для определения качества нефтепродуктов и наиболее эффективный метод из
мерения содержания в них воды. Согласно показанной модели их функционирования предпол
гается, что светоизлучение нефтепродукта распространяется от СИД. Поток его проходит чере
слой анализируемого объекта и поступает на светочувствительную площадь ПОИ 3.

Физический смысл данного устройства заключается в измерении логарифма соотношения свето
вых потоков (Φ/Φ_1), где Φ — лежит в полосе поглощения воды; Φ_1 — вне ее (компенсационный).

При соответствующем подборе Φ и Φ_1

$$\ln(\Phi/\Phi_1)=K_в C M,$$

где $K_в$ — коэффициент поглощения воды; C — ее концентрация; M — щель между кварцевым
колпачками.

Схема электронного блока и датчика приведена на рис. 1. Принцип работы прибора заключает
ся в следующем. Из задающего генератора ЗГ прямоугольные импульсы поступают на вход три
гера ТГ. Один из выходов схемы совпадений подключен к блоку обработки фотоэлектрическог
сигнала (БОФС). Разделенные импульсы попеременно подаются на СИД1 и СИД2. Потоки из

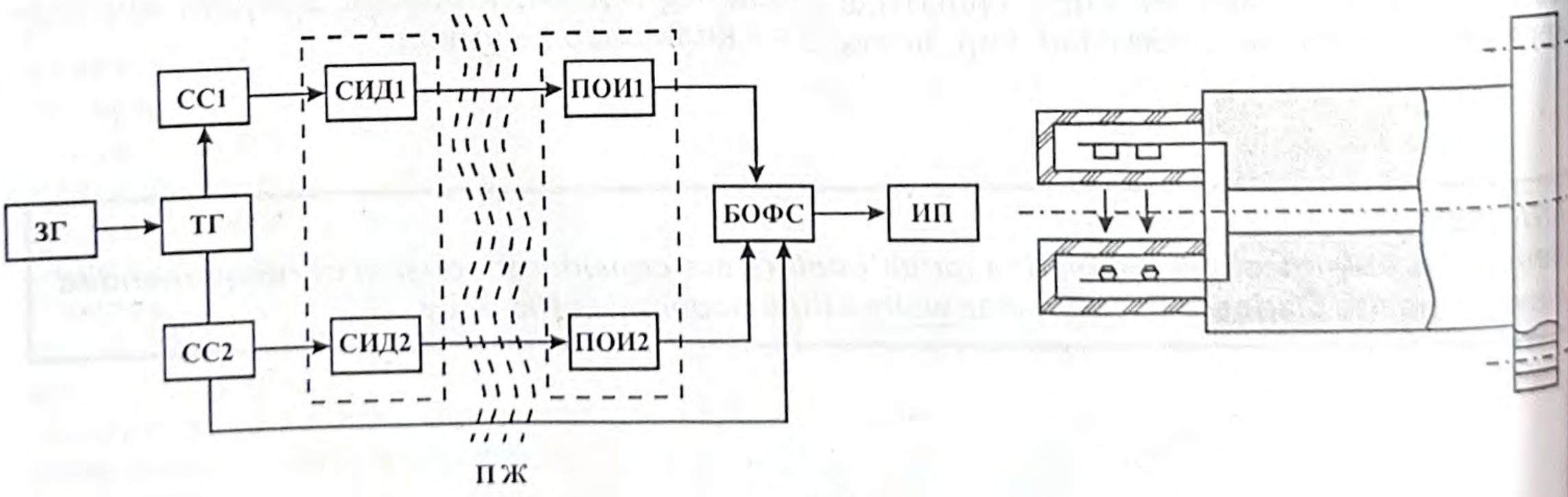


Рис. 1

лучения, проходящие через слой анализируемой полупрозрачной жидкости (ПЖ), направляются на светочувствительную площадь идентичных ПОИ1 и ПОИ2. Фотоэлектрические сигналы с их выходов, соответствующие Ф- и $Ф_1$ -потокам, поступают на вход.

В ИК-влагометрии жидких веществ широко применяется метод, основанный на ослаблении полного внутреннего отражения (ПВО), позволяющий до минимума скомпенсировать влияние таких неинформативных параметров, как состав вещества и механические примеси. Суть его заключается в том, что измерение ведется при двух значениях глубины проникновения излучения и длины волн. Содержание воды в жидкости определяется по следующей зависимости [1]:

$$C_в = F[(D_c - D_г d_c / d_г) R_в],$$

где D_c — оптическая плотность системы вода — граничный слой; $D_г$ — плотность граничного слоя; $d_г$ — глубина проникновения в него излучения; $R_в$ — показатель поглощения излучения водой; d_c — глубина проникновения излучения в систему.

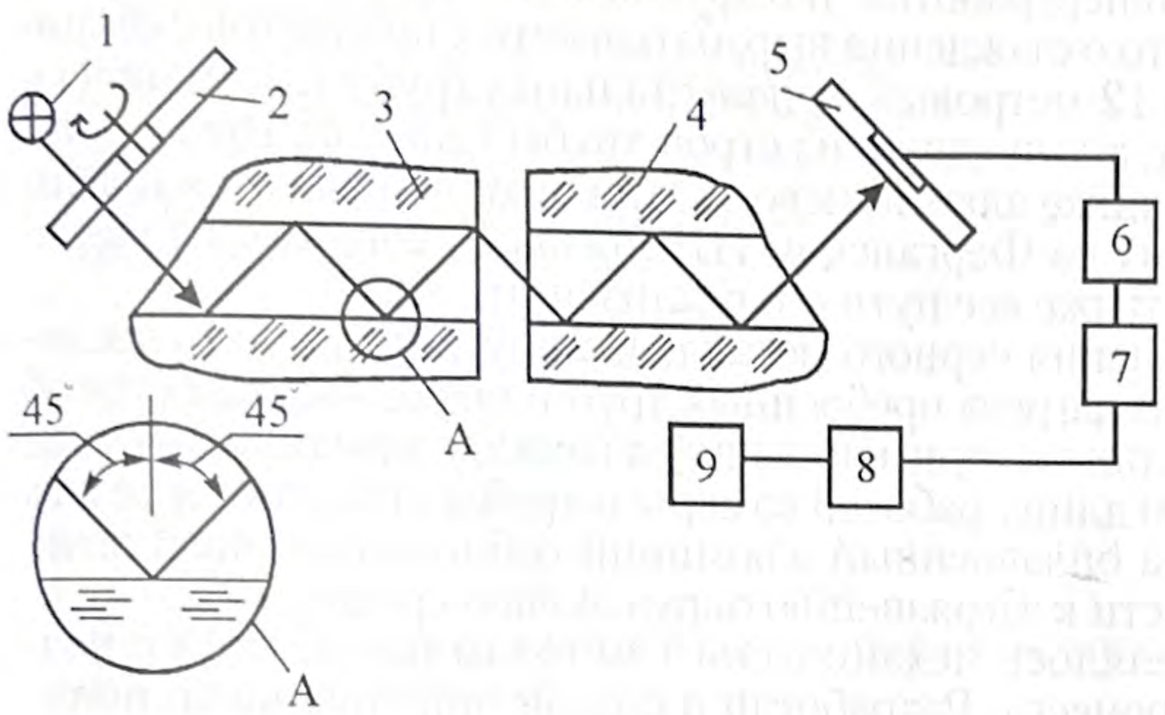


Рис. 2

На рис. 2 приведена структурная схема устройства, основанного на использовании многократного ПВО для контроля за содержанием эмульсионной воды в нефти. Световой поток от излучателя 1 с помощью модулятора 2, несущего интерференционные светофильтры с разными полосами пропускания, направляется на пластинку, МПВО 3, смоченную с обеих сторон анализируемой жидкостью 4. После многократного отражения от границы раздела «пластина — проба» излучение подается на сернисто-свинцовый фоторезистор 5. Сигнал с усилителя 6 поступает на детектор 7, функциональный преобразователь 8 и регистрируется самопишущим прибором.

Недостатком описанных методов является невозможность контроля за содержанием воды в ходе технологического процесса.

Нами разработаны датчики на основе элемента НПВО [2], действующих следующим образом (рис. 3, а): при включении задающего генератора 1 вырабатываются прямоугольные импульсы частотой 8-10 кГц и подаются на вход триггера 2, а после разделения — на измерительный 3 и компенсационный 4 СИД. Далее излучение, отражаясь от измерительной грани полушария линзы 6, попадает на фотоприемник 5, а из него — в блок отработки фотоэлектрического сигнала 7, где реализуется отношение его значений для измерительного и компенсационного потоков. Сигнал, пропорциональный содержанию воды, идет на измерительный прибор 8, по показанию которого судят о влагосодержании нефтепродуктов. Преимуществом оптического метода являются компактность, надежность, быстродействие и обеспечение систематического контроля.

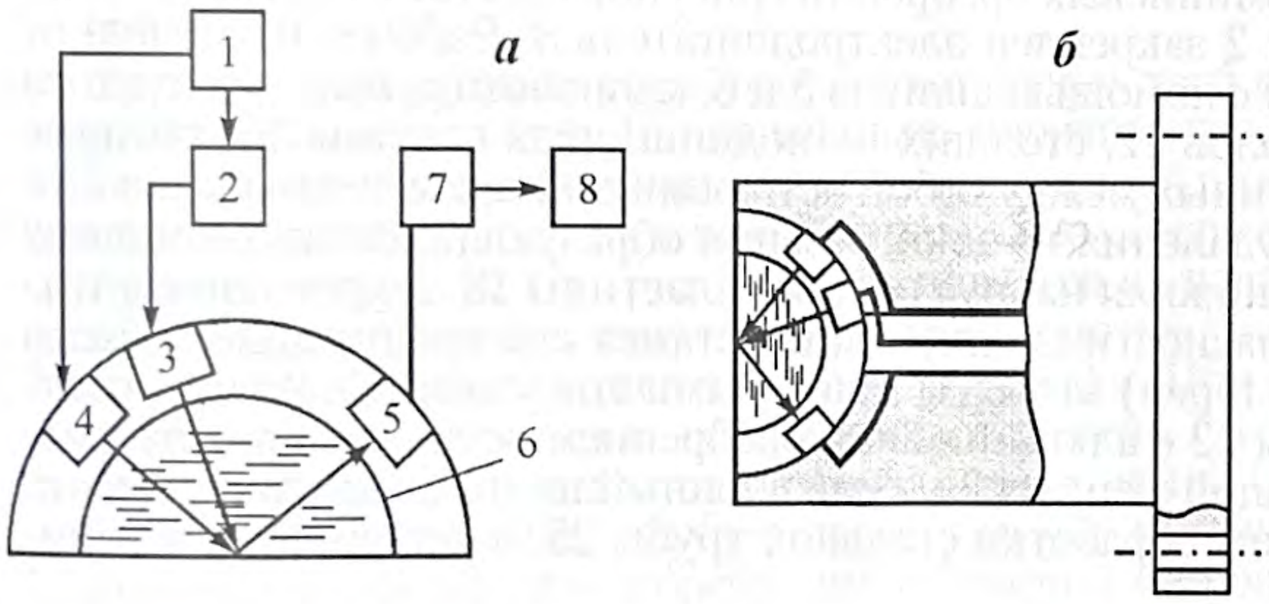


Рис. 3

Материалом для датчика может служить металлический клинообразный стержень (рис. 3, б), который легко устанавливается в технологической линии. При необходимости сигнал с выхода подается на системы автоматического контроля.

ЛИТЕРАТУРА

*1. **Абдуллаев А. А., Золотарев В. М., Китушина И. А.** и др. Способ определения содержания эмульсионной воды в нефти. А.с. 541112, 1976.*

*2. **Мирзамахмудов Т. М., Рахимов Н. Р., Мусаев Э. С. и др.** Датчик - зонд для определения влажности. А.с. 1689813, 1991.*

ANNOTATION

Problems appearing in converter's use of different types are examined in the process of defining qualitative parameters of oil products. The most sensitive method of water definition in them is suggested.

УДК 621.91

Станок для срезания алюминиевых оребрений со стальных труб

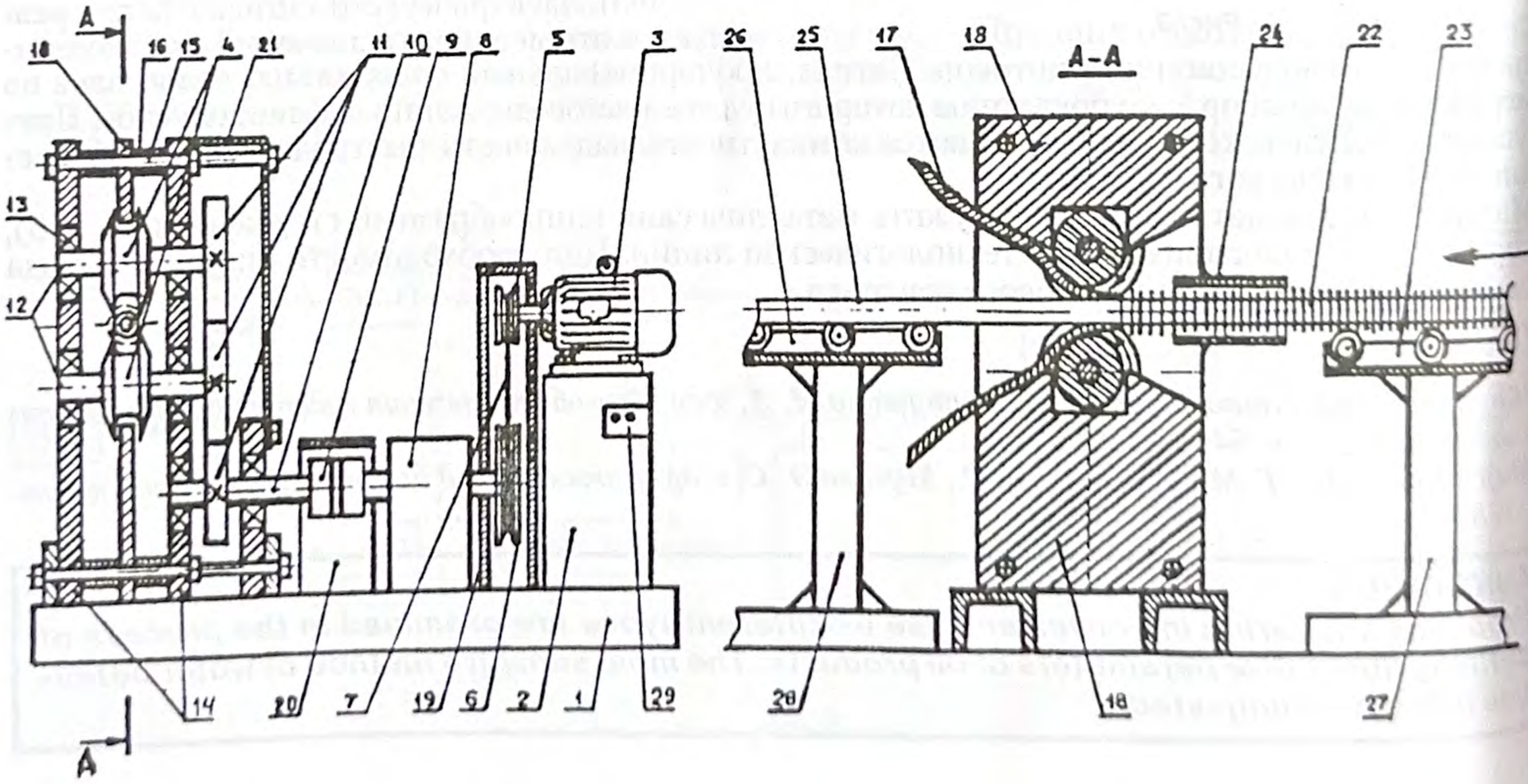
Б. А. Мадаминов
(АК «Узнефтепереработка»)

На нефтеперерабатывающих заводах АК "Узнефтепереработка" и в других отраслях химических технологий широко используются аппараты воздушного охлаждения вырабатываемых продуктов с секциями типа АВГ и АВЗ, которые состоят из 4-, 6-, 8- и 12-метровых пучков стальных труб с алюминиевыми оребрениями. При ремонте эти пучки заменяют, а вышедшие из строя трубы сдают во Вторчермет как лом черного металла, цена которого в 13,5 раза ниже алюминиевого. При этом нарушаются правила-нормы подготовки и сдачи металлолома. Поэтому на Ферганском НПЗ решались проблемы разделения алюминиевых оребрений и стальных труб, а также все пути его реализации.

Установлено, что из-за разности температур плавления черного металла и алюминия удалять последний с труб можно с помощью газовой горелки или нагрева оребренных труб в печах. Первый способ очень трудоемок, а второй сложен технологически, так как применяющиеся в ремонтном производстве заводов закалочные и кузнечные печи имеют малую длину рабочей камеры и трубы приходится резать на куски, что вызывает дополнительные затраты, а оплавленный алюминий собирается с пола печи. Кроме того, эти способы энергоемки и могут привести к загрязнению окружающей среды.

В связи со сказанным основное внимание уделялось механическим методам разделения с возможной механизацией и автоматизацией этого процесса. Разработан и создан оригинальный полуавтоматический станок, на конструкцию которого получено положительное решение о выдаче патента Республики Узбекистан (заявка JHDP 9900392.1 от 02.06.99 г.).

Станок для срезания со стальных труб алюминиевых оребрений (рисунок) состоит из плиты-основания 1, на котором посредством подставки 2 закреплен электродвигатель 3. Рабочее вращение от последнего к режущим роликам 4 передается с помощью шкивов 5 и 6, клинового ремня 7, редуктора 8, муфты 9, вала 10, блока шестерен 11 и валов 12, стоящих на подшипниках качения 13, которые установлены на боковых стойках 14, соединенных между собой четырьмя шпильками-стяжками 15 с использованием распорных втулок 16. Для удаления из зоны резания образующихся алюминиевых стружек в виде полос 17 имеются верхняя и нижняя направляющие пластины 18, закрепленные также на шпильках-стяжках 15. В целях безопасности эксплуатации станка его вращающиеся части (клиноременная передача, муфта и блок шестерен) закрыты защитными кожухами 19, 20 и 21 соответственно. Ориентированную подачу трубы 22 с алюминиевым оребрением осуществляют направляющая роликовая дорожка 23 и центрирующий элемент 24, закрепленный на торцовой поверхности боковых стоек 14 корпуса. Для снятия из зоны обработки стальной трубы 25, очищенной от алюми-



ниевых оребрений, предусмотрена приемная роликовая дорожка 26. Дорожки 23 и 26 закреплены на опорах 27 и 28. Включение и выключение станка производится кнопкой с пульта управления 29.

Режущие элементы выполнены в виде расположенных параллельно и друг над другом парных роликов с зависимым зубчатым приводом. Каждый из них состоит из двух конических дисков, поверхности которых представляют собой острую режущую кромку, а плоскости оснований усеченных конусов имеют просвет шириной, соизмеримой с наружным диаметром стальной трубы, и глубину — больше радиуса ее окружности. Такая конструкция режущих элементов, кроме основной функции, выполняет роль захватывающего и тянущего органов.

Основные технические характеристики станка следующие:

Наружный диаметр обрабатываемой (очищаемой) стальной трубы (со сменой режущих роликов), мм	25-38
Наибольшая ее длина, мм	12000
Производительность срезания алюминиевых оребрений, мм/мин	2000
Годовая производительность срезания со стальных труб диаметром 25 мм, т	350
Масса алюминиевого лома, срезаемого со стальной трубы за 1 мин, кг	2,8
Электродвигатель:	
мощность, кВт	2,2
число оборотов, об/мин	1400
напряжение, В	380
Передаточное отношение:	
ременной передачи	4,42
зубчатой	2,25
редуктора	40,0
Габаритные размеры станка без учета направляющей и приемной роликовых дорожек, мм:	
длина	1500
ширина	930
высота	750
Масса станка, кг	720

Срезание алюминиевых оребрений со стальных труб на описанном станке осуществляется в следующей последовательности. Первоначально производятся зачистка зоны захвата трубы на длине 50 мм путем оплавления алюминиевого оребрения газовой горелкой, затем смятие его в диаметрально противоположных плоскостях на длине 30 мм с целью обеспечения захвата трубы режущими роликами. Подготовленная труба 22 (см. рис.) устанавливается на направляющую роликовую дорожку 23 с ориентацией в центрирующий элемент 24 так, чтобы смятые участки находились в нижнем и верхнем положениях по отношению к горизонтальной плоскости. При включении станка вращательное движение от электродвигателя 3 через ведущий шкив 5, ремень 7, ведомый шкив 6, редуктор 8, муфту 9, вал 10 и зубчатые колеса 11 передается на режущие ролики 4. Станочник кратковременно вручную с небольшим усилием направляет трубу в просвет между режущими роликами до ощутимого ее захвата, которые срезают алюминиевые оребрения с боковых сторон. Оставшиеся верхняя и нижняя части в виде полос 17 при дальнейшем поступательном движении трубы, приминаясь в канавках режущих роликов, отделяются от ее поверхности. Срезанные стружки, упираясь в отсекающие кромки верхних и нижних направляющих пластин 18, выходят из канавок режущих роликов. Очищенная труба 25 переходит на приемную роликовую дорожку 26. Длина направляющих и приемных роликовых дорожек будет соизмерима с длиной очищаемой оребренной трубы. При этом разделение возможно только на прямолинейных трубах с определенным наружным диаметром. В случае других величин на станке меняется комплект режущих роликов с соответствующими размерами.

Опытный образец станка для срезания алюминиевых оребрений со стальных труб секций АВЗ и АВГ, вышедших из строя, а также разработанная и утвержденная инструкция по его безопасной эксплуатации внедрены на Ферганском НПЗ для промышленного использования при заготовке и сдаче черного и цветного металлолома. За время работы с мая 1999 г. станок показал высокую надежность и эффективность. Дальнейшее внедрение его на предприятиях НХК «Узбекнефтегаз» и в других отраслях промышленности Республики Узбекистан позволит решить проблему разделения цветного и черного металлолома со стальных труб с оребрениями.

Всю необходимую техническую документацию по станку описанной конструкции можно получить на Ферганском НПЗ по лицензионному соглашению.

ANNOTATION
Solving of the aluminium finnings cut problem from steel pipes of air cooling is proposed. Design, technical data and principle of machine operation, created for this aim,patent in Uzbekistan are described.

УДК 66. 04

Типовой технологический процесс капитального ремонта и восстановления работоспособности теплообменников

Б. А. Мадаминов
(АК «Узнефтепереработка»)

На технологических установках Алты-Арыкского и Ферганского НПЗ аппараты воздушного охлаждения с секциями типа АВЗ и АВГ (более 450 шт.) состоят из пучков стальных труб диаметром 25 мм, толщиной стенки 2,5 мм и длиной 4000, 6000, 8000 мм, покрытых алюминиевым оребрением, погружные холодильники-конденсаторы типа «Лумус» (более 120 шт.) — диаметром 38 мм, толщиной стенки 3 мм и длиной 6000 мм из углеродистой, нержавеющей стали и латуни. Многолетняя практика эксплуатации таких аппаратов показывает, что основной вид отказов у них (до 70%) — появление утечек охлаждаемого продукта в местах соединения труба — кассетная торцовая решетка. Устранение их производилось глушением протекающих соединений пробками при исключении из цикла работы всей трубы. В результате через 4-5 лет в большинстве пучков оказывалось заглушенными до 70% всех труб, что резко ухудшало процессы охлаждения получаемых нефтепродуктов. Такие трубные пучки в свое время полностью заменялись на новые соответствующей конструкции, которые приобретались у заводов-изготовителей стран СНГ, а снятые секции сдавались в металлолом. Для нужд Алты-Арыкского и Ферганского НПЗ ежегодно требуется 50-60 шт. таких крупногабаритных и дорогостоящих запасных частей. Для реализации собственных потенциальных возможностей ремонтные службы Ферганского НПЗ разработали и освоили типовой технологический процесс капитального ремонта и восстановления работоспособности вышедших из строя трубных пучков воздушных охладителей типа АВЗ и АВГ, секций погружных холодильников-конденсаторов «Лумус» (рационализаторские предложения № 40/96 от 30.08.96 г., № 41 от 30.08.96 г.).

Капитальный ремонт состоит из следующих основных этапов: демонтаж секций на технологических установках; разборка передней и задней крышек; очистка трубок от грязи и солевых отложений шомполовкой (производится технологическим персоналом) и гидромонитором; транспортировка очищенных секций в ремонтно-механический цех на специально оборудованную площадку; полная их разборка; обрезка труб от решеток; дефектовка и ревизия на годные и негодные (опрессовкой); зачистка решеток; сборка секций из труб, пригодных для эксплуатации; опрессовка их в сборе.

Для удобства ремонтных работ трубный пучок после доставки с технологической установки помещают в горизонтальном положении на специальный стеллаж-подставку, где разбираются растяжки, изготовленные из уголков, и снимаются с двух сторон боковые стенки. Затем трубы поочередно отрезают абразивными кругами с механизированным электро - или пневмоприводом, отступая от кассетных решеток по 150 мм с обеих торцов секций, после чего они поштучно легко снимаются из стальных перегородок. На специально изготовленном приспособлении каждая трубная плеть проверяется опрессовкой на наличие трещин или других дефектов с целью определения возможности ее повторного использования. Годные и негодные трубы складируются на разных стеллажах с соответствующей маркировкой. Из гнезд торцовых кассетных решеток удаляются концы отрезанных труб специальной выколотой или ручным экстрактором. Отверстия для них окончательно очищаются, после чего через перегородки собираются годные трубные плети с восполнением недостающего количества за счет разобранных комплектов. Места соединения труб с гнездами кассетной решетки развальцовываются вручную, либо машиной МЭР-11, затем устанавливаются боковые стенки, с двух сторон крепятся растяжки. Далее собираются передние и задние крышки с учетом числа ходов и опрессовываются трубные пучки в сборе. Следует отметить, что технология капитального ремонта эффективна только для трубных пучков из нержавеющей стали, в трубах из черного металла, даже прошедших испытание, трудно определить степень коррозии стенок и продолжительность ее возможной эксплуатации.

Рационализаторским предложением №77/98 от 16.10.1998 г. обоснована возможность частичного использования и негодных трубок, оребренных алюминиевыми пластинами и демонтированных из секций пучков аппаратов воздушного охлаждения типа АВЗ и АВГ. Для этого

очищенные от накипи трубки повторно опрессовываются с пометкой мест подтекания краской, после чего из бездефектных участков вырезаются годные куски, длина которых достаточна для ремонта по описанной технологии других охладительных агрегатов меньших габаритов.

Так, воздушные компрессоры 2ВМ 10-63/9 и 4ВМ 10-120/9, выпускаемые Пензенским машиностроительным заводом, имеют индивидуальные промежуточные холодильники с оребренным трубным пучком длиной 1000 мм. Для их капитального ремонта предложено использовать трубные плети такого же размера с оплавлением по 50 мм алюминиевого оребрения на их концах. После демонтажа секции трубных пучков, удаления вышедших из строя трубок и зачистки кассетных решеток сборку производят с применением ранее нарезанных и оплавленных по концам трубок, торцы которых завариваются в гнездах кассет-решеток с обеих сторон с последующей опрессовкой и сдачей в эксплуатацию. Внедрение описанной технологии в 1998 г. на Ферганском НПЗ позволило АК «Узнефтепереработка» сэкономить значительные валютные средства, необходимые для приобретения новых промежуточных холодильников производства Российской Федерации.

Одноцилиндровая конденсационная турбина марки К6,5-28 для привода турбокомпрессора 5 KSA-56-T номинальной мощностью 6500 квт чешского производства, эксплуатируемая на установке ЛЧ 35-11/600 Ферганского НПЗ с 1978 г., имеет поверхностный конденсатор для отработанного пара, состоящий из множества латунных трубок диаметром 20 мм, толщиной стенки 1,25 мм и длиной 4690 мм. В нескольких точках они оснащены опорными решетками для температурного расширения и предотвращения колебаний. Через латунные трубки пучка, расположенного в корпусе пароконденсатора, пропускается вода. При капитальном ремонте этого агрегата описанную технологию пришлось частично изменить, поскольку кассетные торцовые решетки, в которых концы трубок развальцованы с двух сторон, жестко соединены с корпусом конденсатора, являясь перегородками между водяными камерами и паровым пространством. Это не позволяет извлечь трубный пучок при демонтаже как отдельный узел. Для замены охладительных латунных трубок, вышедших из строя, предложено прорезать у краев корпуса с обеих сторон четыре технологических окна. В пределах досягаемости их площади были разрезаны и удалены части трубок начиная с тыльной стороны кассетных решеток. Затем из их гнезд выбивались остатки развальцованных кусков, а сами трубные плети с некоторым изгибом удалялись через окна.

Монтаж новых нержавеющих трубок проводился уже с одного торца конденсатора, а технологические окна использовались для направления при их пропускании через промежуточные опорные решетки. Затем каждая трубка развальцовывалась с двух торцовых сторон в гнездах кассетных решеток. Окна в корпусе заваривались вырезанными латами, после чего конденсатор был опрессован и сдан в эксплуатацию. В результате такого капитального ремонта сэкономлены значительные валютные средства, необходимые на закупку нового турбинного конденсатора холодильника.

Описанные выше процессы проводились с учетом требований «Общие технологические условия на ремонт УО 38.011.85-83. Теплообменники кожухотрубчатые». Внедрение разработанного метода только на Ферганском НПЗ позволило в 1998 г. восстановить работоспособность 9 секций типа АВЗ и АВГ и 5 погружных холодильников-конденсаторов «Лумус» с общим реальным годовым экономическим эффектом 6083440 сум. В 1999 г. и первом полугодии 2000 г. восстановлены еще 27 секций АВЗ и АВГ, кроме того переделаны шесть новых 12-метровых секций АВЗ на двенадцать 6-метровых, крайне необходимых для ремонта технологических установок. За это же время по разработанной технологии, но с применением новых труб из углеродистой и нержавеющей стали восстановлены 16 секций типа «Лумус» и 11 трубных пучков различных габаритных размеров с повторным использованием демонтированных ранее крупногабаритных, металлоемких и дорогостоящих деталей агрегатов (передние и задние крышки, трубные решетки, металлические каркасы и т.д.), что свидетельствует об универсальности предложенного ремонта секций трубных пучков.

Проведенные расчеты и технико-экономическое обоснование по состоянию цен на второй квартал 2000 г. показали, что разработанный технологический процесс эффективен для изготовления новых секций типа АВГ и АВЗ даже в случае приобретения нержавеющих оребренных алюминием труб по коммерческим ценам с учетом транспортных расходов из Российской Федерации. Одна секция трубных пучков типа АВЗ обойдется более чем в 3 раза дешевле аналогичного агрегата завода-изготовителя и в 2,85 раза стоимости подобных работ в АООТ "Узбекхиммаш", куда также необходима поставка годных трубных решеток, крышек и каркасов секций, бывших в употреблении.

Всю документацию по типовому технологическому процессу ремонта и восстановления секций трубных пучков теплообменников можно получить на Ферганском НПЗ по лицензионному соглашению.

ANNOTATION

Solving of the tube bank restoration for air and submersible heat exchangers is proposed by their overhaul repair at oil refinaries. Developed technological process is of use not only for tube bank repair and using fit old tubes but also for overall restoration of these units in the process of their substitution for new tubes.

УДК 665.5

Создание и использование новых методов исследования нефтей, нефтепродуктов и улучшения их качества

Г. Р. Нарметова
(Институт общей и неорганической химии АН РУз)

Теоретически обоснованы, разработаны и внедрены в практику принципиально новые точные экспрессные методы исследования состава, структуры и свойств нефтей, газоконденсатов, их фракций, продуктов и отходов переработки, различных природных и технических смесей, а также способы улучшения их качеств.

1. Криоскопический метод оценки селективности сорбентов по ряду нефтяных компонентов в жидкой фазе. Сущность его заключается в следующем: в стеклянной колонке через 10 г адсорбента (0,25-0,5 мм) хроматографируется 2%-й модельный раствор органического вещества в циклогексане (закон Рауля) до полного насыщения, т.е. пока температура кристаллизации фильтрата (t_3) не достигнет величины кристаллизации раствора (t_2). Для исходного циклогексана (t_1) и модельного раствора (t_2) она устанавливается заранее и анализ сводится к определению t_3.

Модельные растворы готовятся сразу для нескольких определений (0,5-1,0 л). По формуле

$$A = \frac{t_3 - t_2}{t_1 - t_2} \times 100 \text{, мол. \%}$$

подсчитывается количество адсорбированного вещества (А) для каждой порции фильтрата (по 12,85 мл, что соответствует 10 г). Молярные проценты затем переводятся в весовые (Р):

$$P = \frac{AM}{(100 - A)84{,}16 + AM} \times 100 \text{,}$$

где М — молекулярная масса вещества; 84,16 — то же циклогексана. Точность метода $\pm$ 0,02% [1].

Динамическая емкость ряда сорбентов природного и синтетического происхождения определяет их селективность к нефтяным компонентам (н - и изопарафиновым, ароматическим и нафтеновым углеводородам, карбоновым кислотам, фенолу, смолам, асфальтенам и др.). Эти данные легли в основу разработки процесса облагораживания сырья с целью расширения ассортимента нефтепродуктов: депарафинизации и дearоматизации некоторых узбекистанских газоконденсатов, светлых и легких фракций нефти, фракционированию побочных продуктов переработки, повышению их качества и т. д.

2. Адсорбционно-криоскопический метод (АКМ) исследования группового состава нефти и нефтепродуктов [2]. Разработан на базе установления селективности сорбентов, заключается в выявлении в одном образце ($\approx$ 0,5 г) нефтепродукта любого фракционного состава суммы ароматических углеводородов и н-алканов. Метод рекомендуется в качестве стандартного вместо анилинового, карбамидного и др. Точность его $\pm$ 0,02%. Последовательность анализа приведена на схеме.

Определение суммы ароматических углеводородов

0,5 г нефтепродукта (I) $\longleftrightarrow$ 20-30 мл циклогексана (II)

2-3% раствор I в II (t_2)

хроматографирование через силикагель КСК фр. 0,25-0,5 мм, V—4,0 $ч^{-1}$

$\downarrow$

определение t_3 элюата

$\downarrow$

расчет по формуле А, мол.%

Суммы н-парафиновых углеводородов

первый фильтрат с t_3 → хроматографирование через цеолит CaA, фр. 0,25-0,5 мм: для бензина и керосина — 10 г, V—4,0 $ч^{-1}$, для дизтоплив — более 30 г, V—0,8 $ч^{-1}$

↓

определение t_2 во втором фильтрате

↓

расчет количества н-парафиновых углеводородов (мол. %):

в исходной фракции

$$A = \frac{t_4 - t_3}{t_1 - t_2} \times 100,$$

в деароматизированной

$$\text{н-парафиновые} = \frac{t_4 - t_3}{t_1 - t_3} \times 100.$$

3. Метод тройного титрования щелочных отходов нефтепереработки. Быстрый и достаточно точный, с двумя индикаторами (фенолфталеин и метилоранж). Кроме количества нафтеновых кислот, определяется и свободная щелочь, которая всегда присутствует в отходах. С метилоранжем оттитровывается мылонафт (первое), затем с фенолфталеином — свободная щелочь (второе); третье — контрольное (обратное). Количество нафтеновых кислот (Р, %) в щелочных отходах подсчитывается по формуле

$$P = \frac{28V * 100}{к.ч. * 10},$$

где V — количество (мл) 0,5 н раствора HCl, израсходованное на третье титрование 10 мл щелочных отходов; 28 — титр раствора щелочи, мг KOH; к.ч. — кислотное число.

В случае керосиновых щелочных отходов P=0,93V, дизельных — 1,1V.

Характеристика узких фракций нефтяных керосиновых кислот

Фракция	Температура, °C (2 мл рт.ст.)	Выход, %	К.ч., мг KOH/г	n_D^{20}	Z	d_4^{20}	n·D	Дисперсия		Цвет
								относит.	удельная	
1	84-94	4,5	173	1,4860	38,0	0,9814	1,4588	26,2	129,8	50
2	94-104	4,2	221	1,4695	39,0	0,9780	1,4371	23,7	114,1	50
3	104-113	10,6	302	1,4545	40,0	0,9635	1,4014	21,4	98,5	21
4	113-115	8,5	305	1,4496	40,7	0,9666	1,4011	19,1	89,0	21
5	115-117	9,3	306	1,4497	41,0	0,9468	1,3726	18,2	88,5	21
6	117-119	9,3	313	1,4505	41,0	0,9557	1,3862	18,6	87,7	21
7	119-121	9,6	319	1,4555	41,0	0,9579	1,3904	18,8	87,7	20
9	121-123	6,2	318	1,4515	41,0	0,9595	1,3931	18,6	87,7	20
10	123-125	8,1	314	1,4540	41,0	0,9610	1,3972	18,8	89,9	20
11	125-127	6,6	313	1,4550	41,0	0,9634	1,4017	18,8	87,9	20
12	127-129	7,5	300	1,4568	41,1	0,9844	1,4045	18,5	87,0	20
13	129-131	4,2	299	1,4595	41,5	0,9552	1,3941	19,2	92,50	20
Остаток		6,8	247							
Потери		3,6								

4. Экстракционный метод очистки щелочных отходов или растворов мылонафта [3]. Исхо ные вещества обрабатываются 10-40%-м бинарным растворителем в соотношении 1:1 (метил тилкетон — бензин экстракционный). При перемешивании и отстаивании образуются два слоя верхний, содержащий раствор неомыляемых в бинарном растворителе, и нижний — водный обе масляного мылонафта. Отдельно сливается раствор и из него отгоняется растворитель, которы используется для очистки мылонафта. Неомыляемые возвращаются в процесс нефтепереработк а обезмасляный мылонафт концентрируется высаливанием до 75%.

Метод эффективнее других, разработан на искусственных смесях нефтяного ростового веще ства и испытан на щелочных отходах Ферганского, Львовского и Краснодарского НПЗ.

5. Газо-жидко-твердофазная хроматография (ГЖТФХ) многокомпонентных природных технических смесей органического (нефтяного) происхождения. На основании анализа ком лекса свойств и структуры высокомолекулярных нефтепродуктов предложена неподвижная жи кая фаза на спецбитуме марки Г, названная универсальной (УЖФ). Охарактеризовано ее состоя ние, изменение количества и природы активных центров на поверхности твердых носителей пр получении хроматографических (полифазных) сорбентов, определена межфазная адсорбция н границе раздела полифазного сорбента анализируемых веществ и их сорбция в среде УЖФ. Най дены термодинамические параметры растворения в ней парафиновых, ароматических и нафтен вых углеводородов; кислородсодержащих — фенолов, спиртов кетонов, альдегидов, жирных и на фтеновых кислот, гетероорганических Р-, CI-, N-, S-соединений. Все вещества анализируются бе перевода в какие-либо производные. Составлены номограммы зависимостей объемов удержива ния и термодинамических параметров различных сорбатов от молекулярной массы, температур кипения и кислотных чисел, которые использованы для анализа смесей природного и техническо го характера. Точность метода $\pm$ 0,02%.

В качестве примера приводим анализ керосиновых щелочных отходов НПЗ [4,5] всеми указан ными выше методами. Указанные вещества с к. ч. 280 мг КОН/г обезмасливались бинарным ра створителем (метилэтилкетон—бензин экстракционный), затем подвергались вакуумной пере гонке с выделением 12 узких фракций (таблица). Установлены физико-химические показател кислотные числа, сняты ИК-спектры и определен выход. Фракции нефтяных кислот анализиро вали методом ГЖТФХ на полифазном сорбенте 10% жидкой фазы на хроматоне N-AW-HMD без перевода в какие-либо производные. В первых двух обнаружены фенолы в пересчете на ис ходные нефтяные кислоты — 2,71%: из них фенол — 0,07, о-крезол — 0,38, м+п-крезолы — 0,7 1,2,5-ксиленол — 0,27, 1,3,5-ксиленол — 0,83, 1,3,4-ксиленол — 0,40%. В третьей и последующи фракциях фенолы отсутствуют. В состав третьей входят следующие нафтеновые кислоты: цикло пентанкарбоновая (8,86%), циклогексанкарбоновая (20,59), циклогексилкарбоновая (52,92), b циклогексанпропионовая (2,08), в состав четвертой — циклогексилкарбоновая (14,51%), b-цикло гексанпропионовая (34,50) и циклогексанмасляная (39,37). Все компоненты идентифицирован введением эталонов, последняя кислота — по номограмме.

ЛИТЕРАТУРА

1. Рябова Н.Д. *Адсорбенты для светлых нефтепродуктов. Ташкент: Фан, 1975. 168 с.*

2. Адылова Т.Т. *Адсорбционно-криоскопический метод определения группового состава нефтепродукто Автореф. канд. дис., Ташкент, 1964. 24 с.*

3. Нарметова Г.Р., Хамидов Б.Н., Рябова Н.Д., Арипов Э.А. *Очистка, идентификация и применение на фтеновых кислот. Ташкент, 1983. 144 с.*

4. Арипов Э.А., Гончарова Т.В., Нарметова Г.Р., Осмоловский А.П., Павлова М.П. *Исследование химическо состава нафтила и его кислородсодержащих соединений с применением хроматографии. НПО ГИПХ, Л., 1990. 32*

5. Арипов Э. А., Нарметова Г. Р. *Полифазные сорбенты. Ташкент: Фан, 1988. 141 с.*

ANNOTATION

Review of a newly created and adopted composition, properties and structure analysis of oil and gas-condensate raw material and an improvement of it·s quality is presented.

УДК 665. 654. 2

Эффективный катализатор гидро-облагораживания нефтяного дистиллята

Ш. М. Сайдахмедов, Г. С. Ибрагимова, Ш. А. Искандаров, М. Ф. Абидова
(АК «Узнефтепереработка», УзКФИТИ)

Ранее в УзКФИТИ совместно с АК «Узнефтепереработка» был синтезирован и испытан в процессе гидрооблагораживания высокосернистых нефтяных дистиллятов новый дешевый и доступный катализатор на базе оксидов железа, молибдена и алюминия, который в сравнимых условиях показал близкую к промышленному гидрообессеривающую активность [1].

О целесообразности применения элементов III группы Периодической системы в качестве промоторов единого мнения нет, но ясно одно — они изменяют каталитическую активность многих систем, в связи с чем изучались их влияние на свойства алюмо-железо-молибденовой основы и возможность путем введения их в состав катализатора улучшить эксплуатационные характеристики. Синтезирована и испытана в процессе гидрооблагораживания III фракции депмасла кокдумалакской нефти серия лабораторных образцов алюмо-железо-молибденовых катализаторов, модифицированных оксидами металлов III группы: АЖМ(Л), АЖМ(И), АЖМ(Б), АЖМ(БГ) АЖМН(Б), АЖМН(БГ). Для удобства сравнения их относительной активности приведены данные и об эталонном промышленном АКМ (табл. 1).

Таблица 1

Результаты испытания модифицированных алюмо-железо-молибденовых катализаторов (давление 4,0 МПа, объемная скорость 1 $ч^{-1}$, кратность циркуляции водородсодержащего газа 250 нл/лс)

Катализатор	Температура, ^0C	Показатель гидрогенизатов			Вязкость, сСт		Индекс вязкости
		$n_д^{20}$	содержание серы, % вес.	цвет, ед. ЦНТ	100^0	40^0	
АКМ (пром.) нас.вес 0,73 г/см³ мех.прочность 8 кг/см²	300 330 350	1,4870 1,4840 1,4840	0,96 0,86 0,56	2,0 1,5 1,5	5,35 5,06 4,76	34,53 31,95 29,47	83 77 67
АЖМ (Л) нас.вес 0,56 г/см³ мех.прочность 9,5 кг/см²	300 330 350	1,4890 1,4830 1,4860	1,18 0,96 0,78	2,5 2,5 2,0	6,15 6,15 5,25	38,6 38,3 32,05	106 108 93
АЖМ (И) нас.вес 0,55 г/см³ мех.прочность 8,5 кг/см²	300 330 350	1,4880 1,4870 1,4850	1,14 0,97 0,8	2,0 2,0 2,0	6,25 6,16 5,25	39,7 38,7 31,55	106 105 97
АЖМ (Б) нас.вес 0,5 г/см³ мех.прочность 7 кг/см²	300 330 350	1,4850 1,4840 1,4830	1,0 0,82 0,7	3,0 2,5 2,5	5,06 4,76 4,06	31,36 26,29 20,34	88 101 96
АЖМ (БГ) нас.вес 0,52 г/см³ мех.прочность 4,5 кг/см²	300 330 350	1,4860 1,4850 1,4820	0,78 0,57 0,25	1,5 1,5 1,5	5,57 5,06 4,76	31,26 30,26 28,08	100 91 82
АЖМН (Б) нас.вес 0,52 г/см³ мех.прочность 10,5 кг/см²	300 330 350	1,4860 1,4830 1,4810	0,9 0,51 0,48	1,5 1,0 1,0	5,25 5,06 4,76	32,05 30,26 27,04	93 91 89
АЖМН (БГ) нас.вес 0,54 г/см³ мех.прочность 7,0 кг/см²	300 330 350	1,4860 1,4840 1,4830	1,1 0,86 0,51	1,5 1,0 1,0	5,55 5,25 4,76	33,14 31,55 27,88	103 97 84

Как видим, введение в состав алюмо-железо-молибденового катализатора оксидов лантана или индия не влияет заметно на гидрообессеривающую активность, глубина гидроочистки остается на уровне или несколько ниже, чем на промышленном АКМ и АЖМ (основы). Повышение температуры процесса от 300 до 350°С на свойства АЖМ(Л) и АЖМ(И) существенно не воздействует.

Модификация оксидом бора или бора с глицерином позволяет значительно усилить активность. С ростом температуры до 380°С увеличивается глубина гидроочистки. Так, если при 330°С 1,0 $ч^{-1}$ и циркуляции 250 нл/лс на промышленном АКМ она составляет 43,4%, то на АЖМ(Б) и АЖМ(БГ) – 45,4 и 62% соответственно. При этом гидрогенезаты имеют цвет 1,5; 2,5 и 1,5 ед ЦНТ при показателе индекса вязкости 77; 101 и 91. При значении выше 330° С активность несколько увеличивается, но возникает явление частичного крекинга, снижается индекс вязкости.

В связи с изложенным предпринята попытка усилить гидрообессеривающий эффект модифицированного АЖМ(Б) катализатора. В процессе гидрооблагораживания синтезированы и испытаны АЖМН(Б) и АЖМН(БГ), содержащие оксид никеля (табл. 2).

Таблица 2

Результаты испытания никельсодержащих катализаторов (4,0 МПа, 1 $ч^{-1}$, 250 нл/лс)

Катализатор	Температура °С	Показатель гидрогенизатов			Вязкость, сСт		Индекс вязкости
		$n_д^{20}$	содержание серы, % вес.	цвет, ед. ЦНТ	100°	40°	
АЖМ (Б) нас. вес 0,52 г/$см^3$ мех.прочность 7 кг/$см^2$	300 330 350	1,4850 1,4840 1,4830	1,0 0,82 0,7	3,0 2,5 2,5	5,06 4,76 4,06	31,36 26,29 20,34	88 101 96
АЖМН (Б) нас. вес 0,52 г/$см^3$ мех.прочность 10,5 кг/$см^2$	300 330 350	1,4860 1,4830 1,4810	0,9 0,51 0,48	1,5 1,0 1,0	5,25 5,06 4,76	32,05 30,26 27,04	93 91 89
АЖМН (БГ) нас. вес 0,54 г/$см^3$ мех.прочность 7,0 кг/$см^2$	300 330 350	1,4860 1,4840 1,4830	1,0 0,86 0,51	1,5 1,0 1,0	5,55 5,25 4,76	33,14 31,55 27,88	103 97 84

Установлено, что введение оксида никеля и бора способствует повышению функции контакт катализатора. Так, АЖМН(Б) при 330°С, 1,0 $ч^{-1}$ позволяет получить гидрогенизат с остаточным содержанием серы 0,51% вес. против 0,86 на АКМ и 0,8 на модифицированном АЖМ(Б), т. е глубина гидроочистки достигает порядка 66% против 49,4. Полученный гидрогенизат имеет достаточно высокий индекс вязкости при хорошем цвете (1,5 ед. ЦНТ).

Глицерин не оказывает заметного влияния на гидрообессеривающую активность АЖМН(Б при размере гранул 4х4 мм.

Таким образом, синтезирован новый модифицированный окисью бора алюмо-железо-молибденово-никелевый катализатор, обладающий высоким гидрообессеривающим эффектом по сравнению с промышленными АКМ и АЖМ (основы). Он позволяет в одинаковых условиях гидрооблагораживания III фракции депмасла высокосернистой кокдумалакской нефти получить гидрогенизат с большей глубиной очистки и хорошими качественными показателями.

ЛИТЕРАТУРА

1. ***Сайдахмедов Ш. М., Искандаров Ш. А., Агзамходжаева Д. Р., Абидова М. Ф., Зикриеев Р. Э.*** *Подбо катализаторов для гидрооблагораживания нефтяного сырья//Узбекский журнал нефти и газа, 1999, №4. С.1*

ANNOTATION

Effect of alumironmolibden catalyst modification by nickel oxide is studied. It is shown an amplification of the hydrodesulfurization activity of the contact.

УДК 662. 767. 536. 24

Резервы экономии газа и пути их реализации в топливоемких отраслях промышленности

А. Валиходжаев
(ОАО «УзЛИТИнефтгаз»)

В период самостоятельного экономического развития Узбекистана в условиях рыночной экономики вопросы рационального использования топлива приобретают особую актуальность. Это имеет первостепенное значение для решения важных народнохозяйственных задач: экономии природных ресурсов; оптимального использования капиталовложений; повышения производительности труда; снижения себестоимости продукции; защиты воздушного бассейна; смягчения дефицита топлива, наблюдаемого в последние годы в отдельных районах, особенно в период резких похолоданий.

Анализ литературных данных показывает, что в настоящее время нет единой методики оценки состояния и эффективности использования топлива в отраслях промышленности. Нами разработана такая методика с учетом особенностей разных областей республики, выведены зависимости, отражающие взаимосвязь коэффициента эффективности использования первичного топлива (КЭИТ) с отраслевой, внутриотраслевой и заводскими структурами потребления, с кпд топливоиспользующих установок промышленных предприятий:

$$\eta^{пром} = \sum_{i=1}^{n}\sum_{j=1}^{m}\sum_{\gamma=1}^{n} b_j^{отр} b_{j\gamma} b_{ij\gamma}\eta_{ij\gamma} \quad , \qquad (1)$$

где $b_j^{отр}$ — доля обследованных предприятий отрасли промышленности в суммарном объеме топливопотребления всеми отраслями в республике; $b_{j\gamma}$ — доля j-го предприятия в суммарном объеме топливопотребления обследованными предприятиями γ -й отрасли; $b_{ij\gamma}$ — доля i-го использования в суммарном топливопотреблении j-м предприятием γ -й отрасли промышленности; $\eta_{ij\gamma}$ — кпд i-го потребителя j-го предприятия γ -й отрасли промышленности.

Исследования показали, что средний КЭИТ в отраслях промышленности прямо пропорционально зависит от кпд топливоиспользования каждого агрегата и потребляемого им количества, т. е. от внутризаводской структуры и промышленности в целом.

Разложим формулу (1):

$$\begin{aligned}\eta^{пром} &= b_1[b_{11}(b_{111}\eta_{111} + b_{112}\eta_{112}+\ldots+b_{11n}\eta_{11n})+\\ &+ b_{112}(b_{121}\eta_{121} + b_{122}\eta_{122}+\ldots+b_{12n}\eta_{12n})+\ldots+\\ &+ b_{im}(b_{im}\eta_{im}+\ldots+b_{imn}\eta_{imn})]+\ldots+\\ &+ b_k[b_{ki}(b_{k11}\eta_{k11} + b_{k12}\eta_{k12}+\ldots+b_{kin}\eta_{kin})+\ldots+\\ &+ b_{km}(b_{km}\eta_{km}+\ldots+b_{kmn}\eta_{kmn})].\end{aligned} \qquad (2)$$

Отметим, что количество и структура потребления на предприятиях даже одной отрасли различны. Там, где отсутствует i, j, γ - потребитель, доля его ($b_{ij\gamma}$), как известно, равна нулю, при этом представленная математическая модель оценки эффективности использования топлива значительно упрощается.

Резервы экономии как по отдельным агрегатам, направлениям использования топлива отраслями промышленности, так и суммарно определяются по формуле

$$\Delta B = B\eta_\phi\left(\frac{1}{\eta_\phi} - \frac{1}{\eta_i}\right) = B\left(1 - \frac{\eta_\phi}{\eta_i}\right), \frac{т\ \ у.т.}{год} \quad , \qquad (3)$$

где Δ В – резерв экономии топлива, т усл. топл./год; В – фактический или плановый объем его расхода, т усл. топл./год; $\eta_ф$ – фактический кпд топливоиспользования; η_i – возможный (проектный, теоретически возможный, после внедрения новой техники и др.) КЭИТ.

Формула (3) может быть приведена к безразмерному виду:

$$\frac{\Delta B}{B} = \left(1 - \frac{\eta_ф}{\eta_i}\right). \qquad (4)$$

Экономически целесообразный предел (верхний) капитальных затрат для реализации выявленных резервов экономии газа в условиях научно-технического прогресса оценивается по формуле

$$K = \frac{I}{E} \Delta B Ц_Г , \qquad (5)$$

где Е – нормативная прибыль капиталовложений в новую технику, общепринятая 0,15; Δ В – резерв годовой экономии газа, тыс. м^3; $Ц_г$ – цена газа – 1000 м^3/сум (м^3/долл.).

Таблица 1

Структура и резервы экономии газа на объектах НХК «Узбекнефтегаз»

Направление потребления	Структура использования газа	Коэффициент эффективности использования топлива			Резервы экономии газа, % от объема потребления	
		фактический	проектный	теоретически возможный	при достижении проектных кпд установки	при достижении теоретически возможных пределов, включая ВЭР
Газовая промышленность						
Электростанции	0,1	0,193	0,193	0,95	-	79,7
Котлы	13,3	0,8	0,9	0,95	11,0	15,8
Добыча газа	12,5	0,165	0,298	0,95	44,6	82,6
ГПЗ(МГПЗ, Шуртангаз, кроме котлов)	8,9	0,8	0,88	0,95	0,09	15,8
Газотурбинные установки	20,9	0,105	0,23	0,95	54,34	88,94
Газокомпрессоры	4,3	0,169	0,294	0,95	42,5	82,21
Прочие производственные потребители	3,3	0,80	0,80	0,95	-	-
Нетопливные нужды	24,7	1,0	1,0	0,95	-	-
Сырье	6,5	0,8	0,8	0,95	-	-
ВСЕГО	94,5	0,546	0,624	0,95	12,5	42,50
Потери МГ	5,5	-	-	-	-	-
ИТОГО	100,0	0,516	0,590	0,95	12,50	45,70
Нефтеперерабатывающая промышленность						
Первичная переработка	42,0	0,663	0,82	0,95	19,15	30,2
Термический крекинг	6,5	0,751	0,82	0,95	8,4	20,9
Каталитический реформинг	10,9	0,802	0,82	0,95	2,2	15,6
Коксование	8,2	0,777	0,82	0,95	5,2	18,2
Производство масел	19,6	0,707	0,82	0,95	13,4	25,6
Пиролиз бензола	0,8	0,672	0,82	0,95	18,5	29,3
ИТОГО по технологич. процессам	88,0	0,695	0,82	0,95	15,24	21,84
Производство теплоэнергии	10,8	0,876	0,91	0,95	3,73	7,78
Прочие потребители	1,2	0,8	0,85	0,95	5,88	15,8
ВСЕГО	100	0,714	0,84	0,95	15,0	24,8

Таблица 2

Ожидаемые резервы экономии газа в отраслях промышленности Узбекистана

Отрасль промышленности	Удельный вес отрасли в объеме газопотребления, %	Коэффициент эффективности использования топлива			Резерв экономии газа при достижении КЭИТ, %	
		проектный	фактический	теоретически возможный	проектного	теоретически возможного
Цементная	12,6	0,636	0,575	0,95	9,6	39,5
Нефтегазовая	63,8	0,850	0,714	0,95	16,0	24,8
Цветная металлургия	7,4	0,708	0,618	0,95	12,7	34,9
Машиностроение и металлообработка	9,6	0,749	0,615	0,95	17,9	35,3
Черная металлургия	6,6	0,459	0,338	0,95	26,4	64,4
ИТОГО	100,0	0,775	0,653	0,95	15,82	31,08 (осредненные показатели)

По формулам (1) и (2) определены фактические, проектные и теоретически возможные значения коэффициента эффективности использования газа отдельными установками, технологическими производствами предприятий и отраслями промышленности в целом, применительно к нефтегазовой, цементной, цветной и черной металлургии, машиностроению и металлообработке. На основе (3) и (4) выявлены резервы экономии газа в процентах от объема потребления по отраслям при достижении проектного и теоретически возможного значений указанного коэффициента.

Результаты проведенных исследований систематизированы и обобщены в табл. 1 и 2. Анализ их показывает, что резерв экономии газа в газовой промышленности составляет от 12,5 до 45,7%, в нефтеперерабатывающей — от 15 до 25, в топливоемких отраслях — от 15,8 до 31. Основными причинами снижения надежности и экономичности работы топливоиспользующих установок, ограничения их производительности, а также образования вредных примесей в продуктах сгорания являются плохая организация факельно-топочных процессов в горелках, т. е. неудовлетворительное смешение топлива с воздухом; несоответствие форм факела и движения газов с конфигурацией топочной камеры; наличие больших локальных тепловых перегрузок отдельных элементов радиационных и конвективных поверхностей нагрева; сложность обеспечения оптимального распределения тепла между ними; их интенсивное загрязнение сажистыми частицами, коррозия и т.д.

На основании анализа литературных данных, ранее выполненных разработок АООТ «ГазФИТИ» (УзНИИгаз) с учетом главных закономерностей интенсификации и регулирования теплообменных процессов разработаны конкретные рекомендации по повышению надежности и экономичности работы топливоиспользующих установок отраслей промышленности Узбекистана.

ANNOTATION

An analysis and estimations of gas use efficiency in industry are adopted and dependences are inferred expressing relation befween corresponding coefficient with branch, factory and intrafactory structures of gas consumption and efficiency of fuell using units.

УДК 620. 197.

Ингибиторы коррозии в маслах и смазках, повышающие надежность работы машин и механизмов

Ш. М. Сайдахмедов, Б.Н. Хамидов, Т.А. Абдуллаев, В.П. Гуро
(Институт общей и неорганической химии АН РУз, Высшая пожарно-техническая школа МВД РУ

Износ работающих в масле машин и механизмов снижает их надежность и повышает угроз аварийных ситуаций, нередко связанных с пожарной опасностью. Причины этого явления раз ные: коррозия, коррозионно-механическое усталостное разрушение. Самое эффективное средств борьбы с ними — введение в масла ингибиторов коррозии металла [1].

Современные рабочие и рабоче-консервационные моторные масла для двигателей внутреннего сго рания содержат товарные ингибиторы коррозии АКОР-1, КП, СИМ, НГ-107, нитрованные масла сукцинимид мочевины [1, 2]. Во вновь разрабатываемых и перспективных смазочных материалах ис пользуются комбинированные ингибиторы, обеспечивающие при концентрации 3-5% защиту двига теля от коррозии на срок более 15 лет. Однако при этом возникает проблема совместимости с много функциональными присадками в базовом масле (моющими, диспергирующими, антиокислительны ми, антифрикционными, противоизносными, противозадирными, депрессантами). Для ее решени оценивают защитное действие и изменение функциональных свойств среды на установках, измеряю щих износ и контактно-фрикционную прочность стали, усталостное разрушение, способность масл проникать в микрозазор между стальными частями и вытеснять воду с поверхности металла [1, 2].

В связи с ростом потребления смазок и консервационных материалов особую роль приобрели до бавляемые в них маслорастворимые ингибиторы коррозии [3]. Различают противокоррозионны присадки к нефтепродуктам (снижают химическую коррозию при высокой температуре в систем нефтепродукт — металл) и собственно маслорастворимые ингибиторы (улучшают защитные свойств в системе электролит — нефтепродукт — металл), т. е. тормозящие электрохимическую коррозию. Эт разница принципиальна, так как многие противокоррозионные присадки ухудшают защитные свой ства нефтепродуктов, а маслорастворимые ингибиторы могут усилить высокотемпературную хими ческую коррозию. К последним относятся ПАВ с поверхностной активностью в малополярных угле водородных средах — соединения, растворяющиеся в маслах. Доля их в общем производстве — 65 75% [5]. В промышленно развитых странах преимущественное значение среди маслорастворимы ингибиторов имеют продукты синтеза фосфорорганических кислот с аминами, синтетические и не фтяные сульфонаты, а также окисленные петролатум и церезин, производные пиромеллитового диан гидрида и его аналоги, нитрованные, легированные переходными металлами (Mo, Cr, Co, Ni и др.) [5

Используемые методы оценки защитных свойств консервационных материалов согласно ГОС 9.054-75, а также гарантийного срока хранения по ГОСТ 9.014-78 (в специальных условиях) настоящее время дополнены новыми [3, 5]. Современные ингибиторы в маслах и смазочных мате риалах должны обладать защитным и антифрикционным свойствами в условиях коррозии электрохимической, химической, при трении, фреттинг-, щелевой и кислотной, а также усталос ного и электрохимического питтинга, циклической и коррозионно-циклической усталости, ко розионного растрескивания и водородного изнашивания, быстро вытеснять с поверхности во ную фазу различной кислотности, создавать на ней прочные защитные пленки [5].

Ассортимент защитных масел и смазочных материалов, производимых в СНГ (разработк ВНИИ НП), следующий [3]:

- комбинированные ингибиторы коррозии (1 поколение — АКОР-1, КП вводятся в масло в ко личестве 10-29%; 2 — НГ-107М, НГ-110М, НГ-110Т, Сламин — 3-5%; 3 — Экомин-2 — 1-3%);
- рабоче-консервационные масла и жидкости — моторное универсальное М-43/8ГРК, транс миссионное ТМ-5-12рк, специальное КРМ, тормозная жидкость НГ-213, масло НГ-217;
- антифрикционные защитные противоизносные композиции (АЗПК) — Экомин, Трибоко Экомин ДМ;
- пленкообразующие ингибированные нефтяные составы (ПИНС): НГ-216А, НГ-222А.Б, Инг бит-С, Мопл-3, Молитин, Кабинор (например, для защиты кабеля связи, трубопровода);
- консервационные масла — К-17, Кормин, НГ-203Р, Малкор, К-89;

- ПИНС на водной основе — Аквамин, Ситаква, Чибис, Моленол, Уником;
СОЖ и моюще-консервационные составы — НГ-206, ЭМУС, НГЛ-205Р, СДМУ;
- защитные водовытесняющие (ЗВВС) — Унисма, Комплекс.

С учетом предназначения АЗПК созданы присадки к моторным и индустриальным маслам (Экомин ДМ и ДМТ, Трансмин-авто, Трибокор). В 1993 г. освоено производство высокоэффективного консервационного вещества Маякор для внутренних и внешних поверхностей, из нетрадиционного сырья (горючих сланцев) — маслорастворимый ингибитор коррозии Сламин — добавка к моторным маслам, К-89 — для наружных поверхностей, Минкор-3 — вододиспергируемый для нефтедобывающей промышленности. Разработаны и внедрены пожаробезопасные защитные продукты типа Аквамин, Ситаква, водоразбавляемые ингибированных составы, технические моюще-консервационные и очищающие средства, СОЖ, пленкообразующие ингибиторы [3].

Эксплуатационные свойства моторных масел обусловлены наличием в них присадок, причем в 2000 г. их доля в производстве стран СНГ составляет предположительно 5%, США — 9-12, Европе —13 [3]. В СНГ для минеральных и синтетических масел используется дитиофосфат Мо типа «Тиомол-С». Разработана практически безотходная технология синтеза молибденсодержащей антифрикционной присадки на основе алкилфенола (99,5% от вводимого в реакцию молибдена, процесс не сопровождается образованием сточных вод). По эффективности снижения трения она не уступает ди(алкилфенил)дитиофосфату молибдена. Присадки могут сочетаться и содержать серу и фосфор. Можно применять графит С-1, MoS_2 марки Д-1, медь, свинец, набухающие полимеры — нитрованный этилен и винилацетат.

Дисперсные системы ПИНС включают в рецептуру ингибиторы коррозии, пластификаторы, модификаторы структуры, пленкообразующие компоненты и растворители. Во ВНИИ НП (Россия) разработаны ассортимент и классификация ПИНС в зависимости от условий эксплуатации. Супермовиль — аналог ранее известного Мовиль и зарубежных Тектил-309 МЛ (Швеция), Меркасол-831 (Финляндия), предназначен для защиты от коррозии труднодоступных для консервации узлов, в т. ч. скрытых сечений автомобиля; Мовитин на битумнополимерной основе заменяет НГ-216А,Б — Кабинор. Его аналоги — Тектил-122А (Швеция), Меркасол-845 (Финляндия) защищают днища автомобиля [3].

Сертифицированы ВНИИ НП и имеют допуск к применению 47 присадок на базе среднещелочного сульфоната кальция (КНД) и диалкилдитиофосфата цинка (ДФ-11). Предложены новые ингибиторы — модифицированные имидазолиновые соединения: приполазол-6091С, приолепазол-269Л, превосходящие по свойствам Nasul BSN, ДФ-11, Акор-1.

В Туркменистане изготавливается противозадирная добавка в составе жирового солидола (3-5%) по технологической схеме, предусматривающей взаимодействие хлопкового масла и элементарной серы.

В Узбекистане создан новый эмульсионно-смазочный препарат путем смешения и диспергирования масла, ПАВ, стабилизатора, воды, который испытан на заводе крупнопанельного домостроения.

Низкозастывающие смазочные масла получают из парафинистой джаркурганской нефти [4]. На основе исследований нового углеводородного сырья в ГПО «Узнефтепереработка» разработаны дизельное (Ферганол SAE 40СВ) и универсальное (Ферганол SAE 40SE/CC) моторные масла, организовано их производство.

Создание эффективных и совместимых с «пакетом» присадок в смазочных маслах ингибиторов коррозии металлов на базе местного сырья — актуальная задача общегосударственного значения, решение которой позволит нефтеперерабатывающей отрасли наладить производство импортозамещающих материалов и сэкономить валютные резервы республики.

Исследования новых ингибиторных, депрессионных и противоизносных присадок к производимым в Узбекистане машинным маслам начаты в Институте общей и неорганической химии. После лабораторных проверок они пройдут регламентированные комплексные испытания в отраслевых научно-производственных центрах и при положительном результате будут рекомендованы к серийному производству.

ЛИТЕРАТУРА

1. ***Климник И. В., Широкова Г. Б. и др.*** *// Защита металлов. 1988, №5. С. 761-765.*
2. *Справочник по триботехнике. Смазочные материалы, техника смазки, опоры скольжения и качения. Т.2. / Под ред. М. Хобды, А. В. Чичинадзе. М.: Машиностроение, 1990. 225 с.*
3. ***Школьников В. М., Шехтер Ю. Н. и др.*** *// Химия и технология топлив и масел. 1993, №9. С. 21-23.*
4. ***Сайдахмедов Ш.М., Салимов З.С., Саидахмедов И.М., Лебедев О.В.*** *// Узб хим. журн. 1997, №4. С. 64-68.*
5. ***Эстерлис Н. З., Шехтер Ю. Н. и др.*** *// Защита металлов. 1989, Т.24, №5. С. 715-722.*

ANNOTATION
The analysis of the most wide-spread rust inhibitors used in power and power rustpreventive oils, lubricants is carried out. The tendencies and prospects of a new effective lubricants and rust preventive oils are described.

УДК 620. 197

Защита углеродистой стали экологически безвредными ингибиторами

Т. А. Абдуллаев, В. П. Гуро, Б. Д. Дюсебеков , А. Т. Дуйсебекова
(Высшая пожарно-техническая школа МВД РУз, Институт общей и неорганической химии АН РУ

Использование хозяйственно-питьевой воды с неустраненной жесткостью согласно ГОСТ 2874-82 приводит к ускоренной коррозии контактирующей с ней углеродистой стали. Для предотвращения этого явления применяют метод образования на поверхности металла кальциево-карбонатной пленки путем достижения равновесия между растворенными в пресной воде H_2CO_3 и CO_2. Индекс Ланжелье принимает значение +0,6±0,1 [1] при оптимальной pH 6,8-7,3 за счет периодических добавок едкой щелочи или гашеной извести [2, 3]. Щелочность воды по кальцию должна быть не ниже 40 мг/л в пересчете на $CaCO_3$, [3]. Соединения кальция, гидроксид [4] и сахарат [5], кроме того, служат для защиты стали в рассольных охлаждающих системах.

В качестве ингибитора коррозии углеродистой стали в хозяйственно-питьевой воде опробованы водорастворимые отходы промышленности Узбекистана — гидроксид кальция, соапсток, унифлок. Коррозионно-агрессивная среда — естественно-аэрированная вода питьевая, ГОСТ 2874-82, состав (мг/л): Ca — 4,8; Mg — 1,4; Na — 0,23; K — 0,23; CO_3^{2-} — 120; SO_4^{2-} — 8,2; Cl^- — 18,0; SiO_2 — 14,5; сумма ионов — 239,9; сухой остаток — 429,5, прокаленный — 97,0; жесткость, мг-экв/л: общая — 6,2, временная — 4,0, постоянная — 2,2. **Гидроксид кальция** ГОСТ 9285-78 «ч»; **хлопковый соапсток Масложиркомбината** ТУ-18-Уз-38-79, состав, (%мас.): жир общий — 40,8, нейтральный — 4,1; нежировые вещества — 21,0; вода — остальное. Жирные кислоты (% мас.): C_{14} — 1,3; C_{16} — 42,8; C_{18} — 23,2; средняя молекулярная масса — 176; **унифлок** — нетоксичный продукт омыления нитрида акриловой кислоты.

Степень ингибиторной защиты составляет

$$z = [100\% \times (i_c^o - i_c') / i_c^o] ,$$

где i_c^o и i_c' — скорость коррозии без ингибитора и с ним, оценена методом поляризационных кривых (ПК) — потенциостат ПИ-50-1, потенциалы в шкале н.в.э. и поляризационного сопротивления (ПС) — коррозиометр Р-5035. Электроды — из Ст. 20 с чистотой воздушно-окисленной поверхности $Rz \leq 20$ мкм, отношением их площади к объему раствора (см²/см не более 1:10. Результаты измерений z, pH (ЭВ 74) при 20°C и естественной аэрации приведены в таблице.

В неингибированной воде за 0,5-480 ч несмотря на падение pH раствора скорость коррозии снижалась, видимо, за счет частичного экранирования поверхности металла ее продуктами. В пользу этого свидетельствует смещение потенциала коррозии стали Ст. 20 в отрицательную область. Такой же сдвиг отмечен во всех рассмотренных средах: в минимальной степени — в растворе унифлока, в максимальной — соапстока. Он вызван замедлением катодного процесса из-за затруднения диффузии растворенного кислорода к катодным участкам сквозь слой продуктов коррозии (в водопроводной воде) или изолирующей пленки (в растворе соапстока).

Коррозионная активность в растворах кальция гидроксида зависела от его исходной концентрации. Так, при 0,33 г/л она была максимальной в момент 480 ч испытания при нейтральной pH. Дальнейший рост содержания повышал степень защиты, но начиная со 150 до 480 ч наблюдения скорость коррозии увеличивалась с одновременным падением pH [1, 2]. Данные таблицы позволили оценить ингибирующее действие добавок в присутствии кальция гидроксида и определили их оптимальные концентрации. Наиболее эффективны добавки в воду 0,5 г/л $Ca(OH)_2$ +0,5 г/л соапстока (z=96,2-88,0%) и 0,5 г/л $Ca(OH)_2$+0,5 г/л унифлока (z=93,7-69,7%) несмотря на подкисление за счет поглощения атмосферного CO_2 (в начале испытания pH — 9, в конце — 6). Эти неорганические и органические добавки-катализаторы обусловили явление синергизма, причиной которого, по-видимому, стало благоприятное для роста защитной карбонатной пленки на поверхности металла значение pH воды — 6,8-7. Ингибирование по пленочному механизму оказалось преобладающим и более действенным при подавлении коррозии по сравнению с пассивацией стали при pH 9-10. Соапсток или унифлок в этих случаях, встраиваясь в карбонатную пленку, укрепляли ее, скорость коррозии со време-

уменьшалась. При иных сочетаниях содержаний неорганического и органического компонентов ингибиторной смеси этот эффект исчезал, коррозия возрастала, что объясняется формированием при неблагоприятных величинах pH и концентрации органического компонента рыхлой пленки, не защищавшей металл.

Оценка влияния температуры (20-60°С) на z показала заметное снижение защитного действия всех указанных ингибирующих смесей начиная с 30-35°С, еще большее — с 50°С, поэтому оптимальным считается значение не выше 30-35°С.

Изученные смеси гидроксида кальция с соапстоком или унифлоком — экологически безвредные, легко нейтрализуемые или разлагаемые в природе вещества успешно применялись в качестве ингибиторов коррозии стали Ст. 20 в водопроводной воде технического назначения.

Исследование возможности защиты стали в системах технического водопользования путем введения в них небольших количеств нетоксичных и биологически усвояемых ингибиторов, рекомендуемых, например, к использованию в «оборотной» воде нефтеперерабатывающих, теплоэнергетических, транспортных и других предприятий Узбекистана, выполнено на основе приоритетно-экологического подхода. Кроме того, местная сырьевая база исключает необходимость импорта дорогих аналогов. Полученные результаты не окончательны, но развивают актуальную тематику в области борьбы с коррозией металлов.

Степень защиты стали Ст. 20 в водопроводной неингибированной и ингибированной воде в зависимости от времени (Т=20° С)

Время, ч	Ингибитор, г/л	Метод ПС		Метод ПК		Потенциал, В	pH
		i_c, г/м² ч	z, %	i_c, г/м²ч	z, %		
0,5	-	0,20	-	0,25	-	-0,317	7,0
480	-	0,12	-	0,15	-	-0,422	5,5
0,5	$Ca(OH)_2$ -0,33	0,09	55	0,10	60,0	-0,323	10,0
480	$Ca(OH)_2$ -0,33	0,02	83,3	0,05	66,7	-0,429	7,0
0,5	$Ca(OH)_2$ -0,50	0,01	95	0,01	96	-0,329	9,0
480	$Ca(OH)_2$ -0,50	0,08	33,3	0,10	33,3	-0,433	6,5
0,5	$Ca(OH)_2$ -1,00	0,01	95	0,01	96	-0,336	10,0
480	$Ca(OH)_2$ -1,00	0,18	-50	0,18	-20	-0,445	6,0
0,5	$Ca(OH)_2$ -0,00 соапсток -1,00	0,01	95	0,05	80	-0,419	6,0
480	$Ca(OH)_2$ -0,00 соапсток -1,00	0,08	33,3	0,08	46,7	-0,522	6,0
0,5	$Ca(OH)_2$ -0,33 соапсток -0,66	0,07	65	0,07	72	-0,398	9,0
480	$Ca(OH)_2$ -0,33 соапсток -0,66	0,10	16,7	0,10	33,3	-0,503	7,0
0,5	$Ca(OH)_2$ -0,50 соапсток -0,50	0,007	96,5	0,01	96	-0,379	9
480	$Ca(OH)_2$ -0,50 соапсток -0,50	0,013	89,2	0,02	86,7	-0,488	6
0,5	$Ca(OH)_2$ -0,66 соапсток -0,33	0,01	95	0,01	96	-0,356	10
480	$Ca(OH)_2$ -0,66 соапсток -0,33	0,05	46,7	0,08	46,7	-0,466	5
0,5	$Ca(OH)_2$ -0,00 унифлок -1,00	0,07	65	0,07	53,3	-0,187	8
480	$Ca(OH)_2$ -0,00 унифлок -1,00	0,10	16,7	0,15	0,0	-0,210	7
0,5	$Ca(OH)_2$ -0,50 унифлок -0,50	0,013	93,5	0,015	94,0	-0,207	9
480	$Ca(OH)_2$ -0,50 унифлок -0,50	0,009	92,5	0,008	46,7	-0,287	7
0,5	$Ca(OH)_2$ -0,66 унифлок -0,33	0,008	96	0,01	96	-0,222	10
480	$Ca(OH)_2$ -0,66 унифлок -0,33	0,012	90	0,02	86,7	-0,256	7

ЛИТЕРАТУРА

1. ***Кульский Л.П., Гороновский И.Т., Когановский А.М., Шевченко М.А.*** *Справочник по свойствам, методам анализа и очистке воды. Киев: Наукова думка, 1980, Т. 1, 628 с., Т.2, 578 с.*
2. *Коррозия под действием теплоносителей, хладагентов и рабочих тел. Справочное руководство / Под ред. А. М. Сухотина. Л.: Химия, 1988. 360 с.*
3. ***Рейзин Б. Л., Стрижевский И. В., Сазонов Р. П.*** *Защита стали горячего водоснабжения от коррозии. М.: Стройиздат, 1986. 155 с.*
4. *Негорючие теплоносители и гидравлические жидкости. Справочное руководство / Под ред. А. М. Сухотина. Л.: Химия, 1979. 360 с.*
5. ***Сухотин А.М., Борщевский А.М., Корж Е.И. и др.*** *Защита металлов. 1976, Т. 18, №2. С. 268-270.*

Annotation
An inhibitors mixture for carbon steel rust protection in tap service water is offered. A calcium hydrooxide and waste of butter and chemical industry are it·s components.

УДК 664.00.

Влияние плотности жидкости на характер ее истечения через форсунки в неподвижной газовой среде

К. У. Бурлиев
(СамГАСИ)

На основании результатов многочисленных экспериментов на стендах в лабораторных, полу-промышленных условиях доказана целесообразность использования труб Вентури в качестве га очистителя «мокрым» способом, причем жидкость подается в поток газовой среды через форсун Процесс пылеулавливания при прочих равных условиях в большой степени зависит от начально распределения орошающей жидкости по сечению трубы. На равномерность перекрытия сечен влияют местоположение форсунки, угол раскрытия и дальнобойность длины факела, обусловле ные в свою очередь диаметром сопла, давлением и вязкостью жидкости [1].

При полном перекрытии сечения конусом разбрызгиваемой жидкости роль длины факела становится второстепенной, так как поток движущегося газа, с одной стороны, увеличивает его дальнобойность, а с другой — перераспределяет захваченные частицы за счет турбулизации и мелкомасштабных пульсаций.

Влияние плотности сахарных растворов на угол раскрытия факела форсунки исследовалось методом многократного фотографирования потока жидкости, истекающей из сопел различного диаметра (3,5; 4,0; 4,5 и 5,0 мм) при разном давлении (рис. 1) [2]. Опыты проводились на прямоточных форсунках (1, 2, 3 и 4 ати, контроль — типа КД-1002-25). В качестве рабочей жидкости служили вода и растворы товарного сахарапеска плотностью 10,1; 22,5; 49,4 и 53,3%, которая определялась до и после эксперимента (при обработке приняты средние величины). Форсунки устанавливались строго вертикально по оси выхода (рис. 2). Фотографирование осуществлялось на черном фоне при установившемся процессе.

В результате исследования эффективности газоочистительного устройства выявлены диапазоны температуры и плотности растворов, в которых форсунки работают производительно (заштрихованная зона на рис. 1). Они ограничиваются величинами +20 и +50^{0}С и 63% с.в. (верхний предел). Повышение температуры более 570^{0}С и падение ниже 20^{0}С нецелесообразно, так как потребуется изоляция подво-

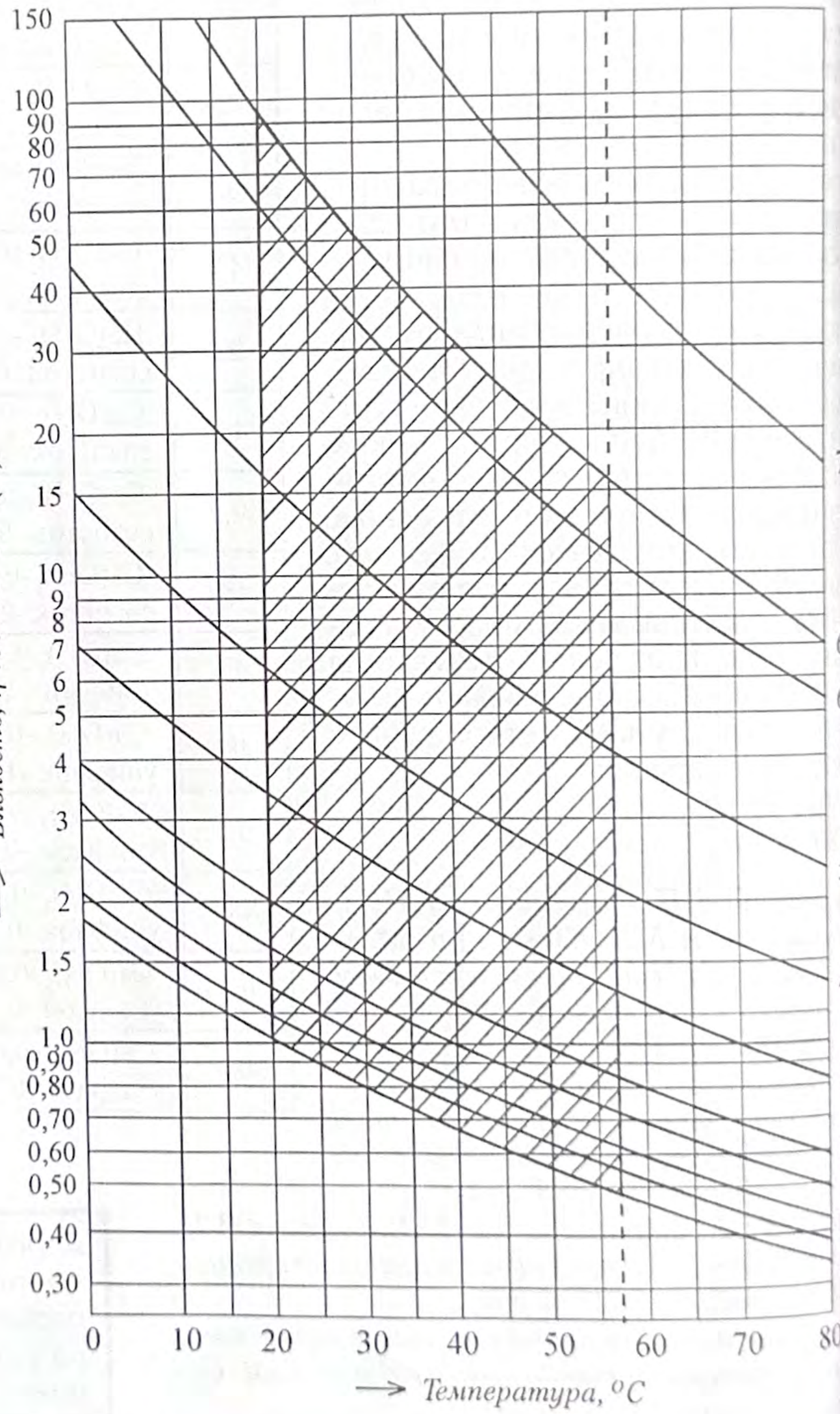


Рис. 1. Кривые зависимости вязкости сахарных растворов

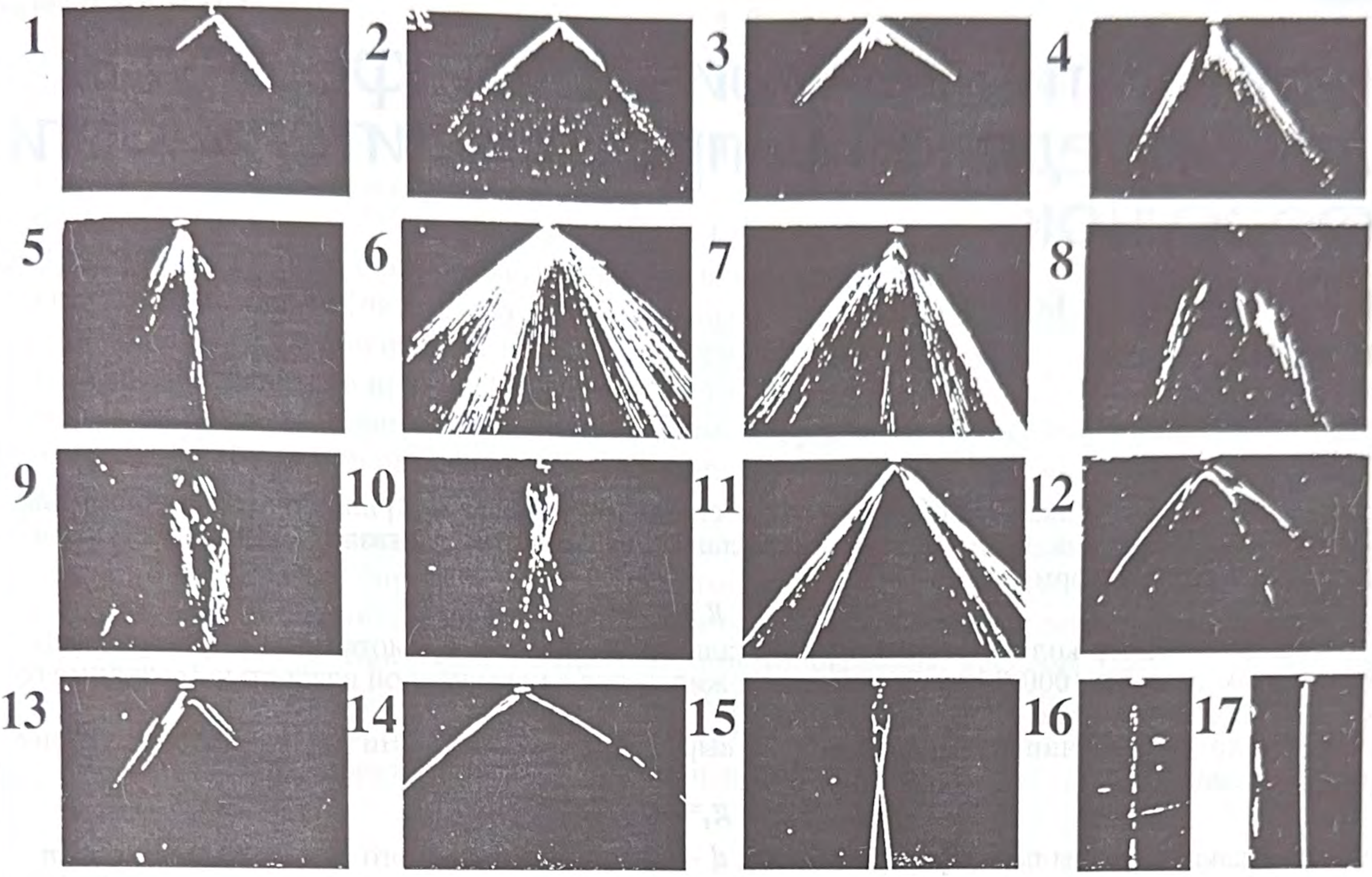


Рис.2. Характер и форма факела при истечении сахарных растворов из форсунок

дящих трубопроводов, труб Вентури и воздуховодов после них: в первом случае они являются источником дополнительных тепловыделений, во втором — местом конденсации влаги. Кроме того, растут затраты энергии на перекачивание жидкости вследствие резкого увеличения ее вязкости.

Плотность более 63% с.в. недопустима, так как в подводящих и дренажных трубопроводах при температуре ниже 0^0C возможна кристаллизация раствора. Установлено, что при начальном повышении (до 35-40% с.в. в зависимости от давления) резко увеличивается крупность распыла (рис. 2, поз. 1-6); затем у отверстия истечения (поз. 7-8) образуется «колокол», размер которого с понижением давления уменьшается (поз. 9-10) и при 4-3 ати происходит его разрыв (поз. 11-12). Дальнейший рост плотности раствора при том же давлении вызывает струйное истечение (поз. 13-17) [4].

В нормальных условиях экономичным следует считать режим работы форсунок до образования «колокола» (поз. 1-7). Однако при соответствующих расходах жидкости и формах истечения, представленных позициями 8-13, может быть достигнута высокая эффективность пылеулавливания .

ЛИТЕРАТУРА

1. ***Бурлиев К.У., Заборсин А.Ф.*** *Распыляемость сахарных растворов при истечении их центробежных форсунок в неподвижный воздух // Реферативная информация о законченных научно-исследовательских работах в вузах Украины. Вып. 7. Киев, 1973.*

2 ***Бурлиев К.У., Глубенко В.Н.*** *Плотность сахарных растворов и ее влияние на производительность распыливающих форсунок // Реферативная информация о законченных научно-исследовательских работах в вузах Украины. Вып. 7. Киев, 1973.*

3. ***Бурлиев К. У., Заборсин А. Ф.*** *Плотность орошения в поперечном сечении факела жидкости, распыливаемой форсунками // Сборник трудов Совета молодых ученых. Самарканд, 1974.*

4. ***Бурлиев К. У.*** *Обеспыливание с применением труб Вентури. Ташкент: Фан, 1993.*

ANNOTATION

Investigation results of wet polluted gas treating through the Ventury pipe by viscous liquid feed, changing density and temperature are presented.

УДК 66.048.37.0

Единый тип эмпирической формулы для определения производительност форсунок

К. У. Бурлиев, С. М. Бобоев
(СамГАСИ)

В некоторых учебниках, пособиях и технической литературе [1, 2, 3] для определения прои дительности форсунок, применяемых для увлажнения запыленного газа (вентиляционного духа), приводится формула

$$g = Adp^n \ . \qquad (1)$$

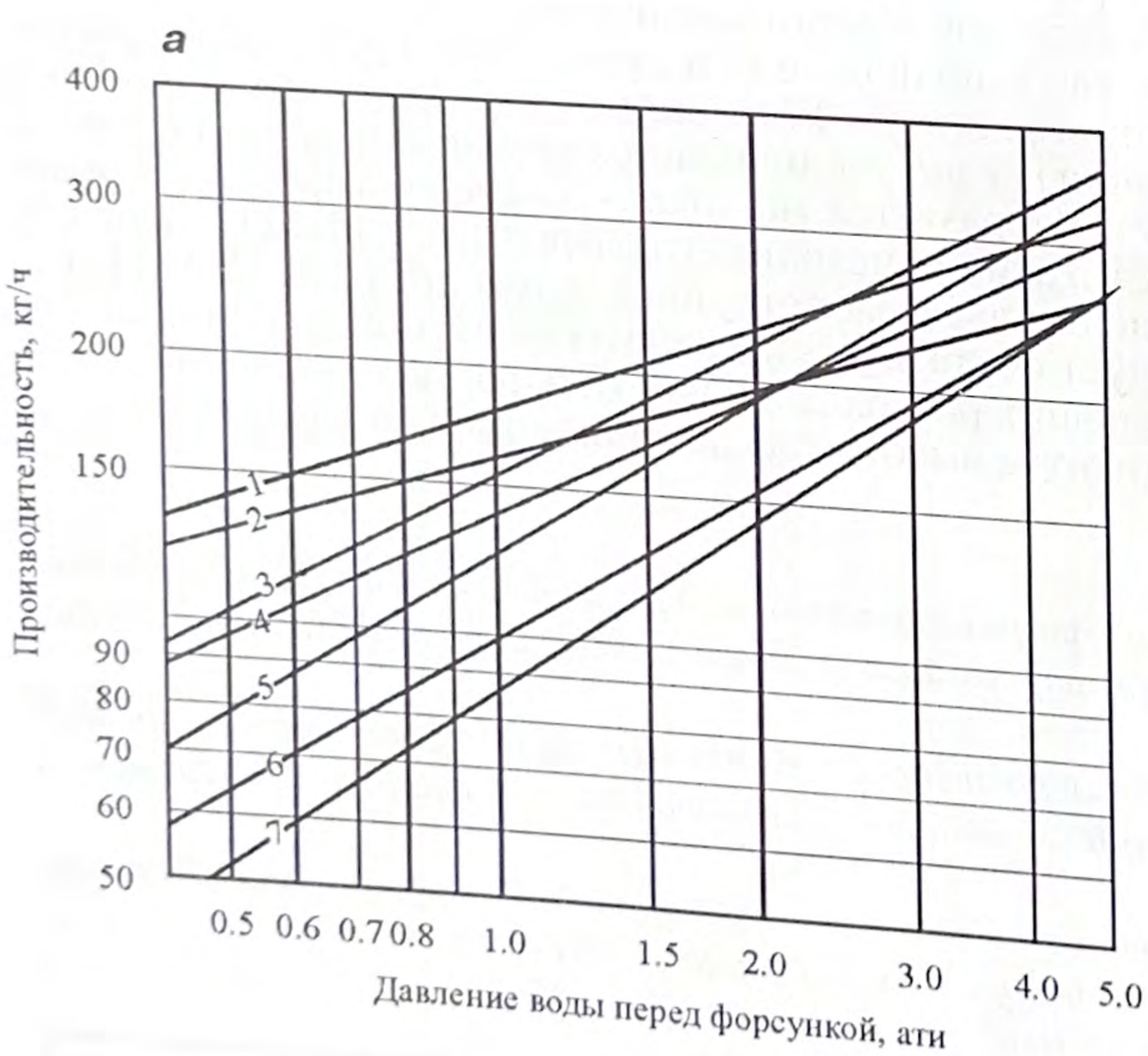
Анализ большого количества экспериментальных данных по прямоточным и центробеж форсункам типа Кд 1000-25 на чистой воде и жидкостях с повышенной вязкостью (сахарные створы) показывает, что это неправомерно [4].

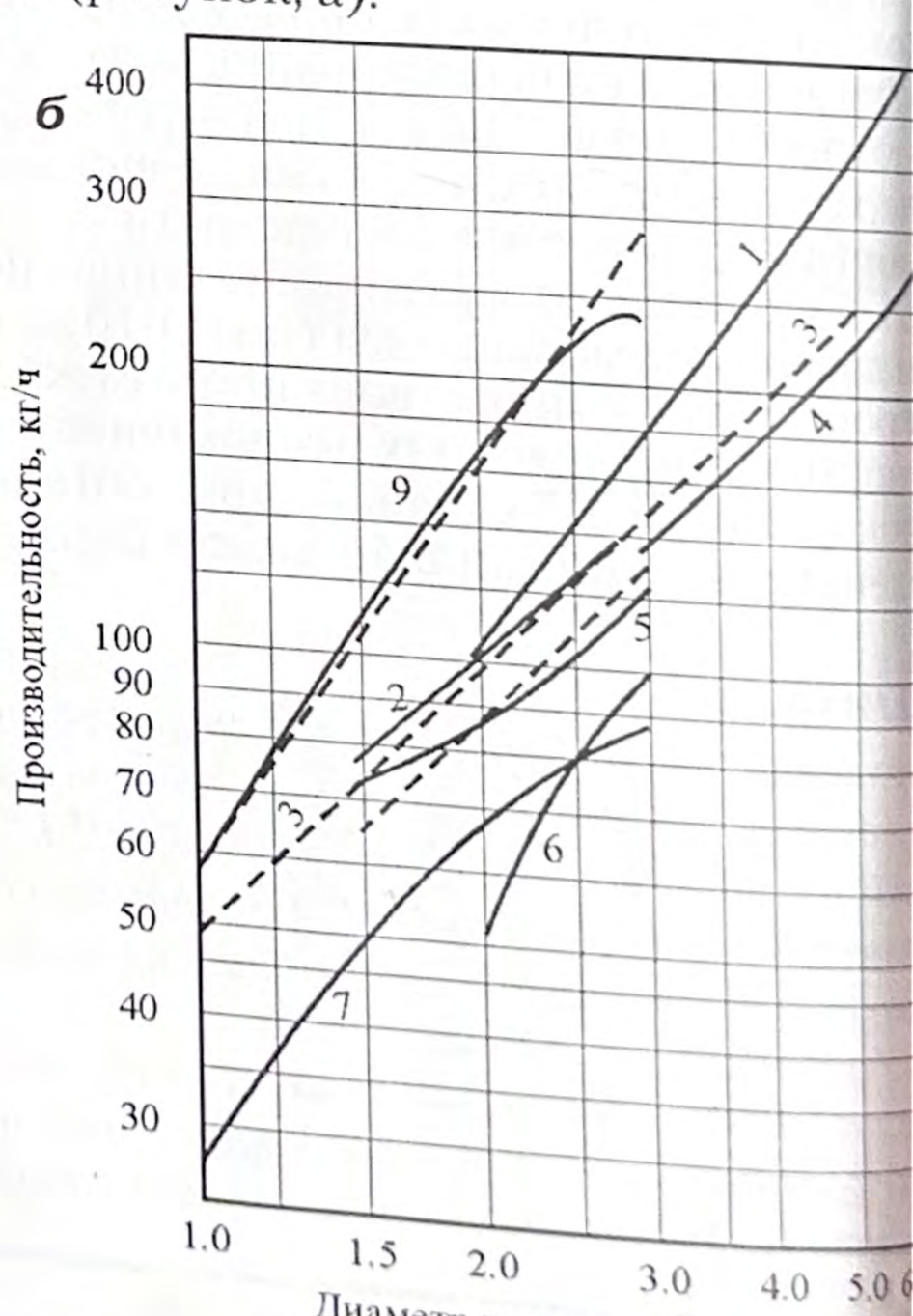
В ряде других источников [5] предлагается выражение с конкретными значениями постоян величин вида [6]

$$g_1 = Ad^m p^n \ , \qquad (2)$$

где p — давление воды перед форсункой, ати; d — диаметр ее выходного отверстия, мм; A, m, постоянные величины, зависящие от ее типа.

Именно эта формула, на наш взгляд, более правильна, так как она полностью описывает сем ство кривых зависимостей для любых форсунок. Действительно, на двойной логарифмичес координатной сетке хорошо спрямляются кривые зависимости их производительности от да ния воды при постоянном диаметре выпускного отверстия (рисунок, а):





Зависимость производительности форсунок различных типов от диаметра выпускного отверстия давлении воды перед форсункой 1 ати (а) и от давления при диаметре 3 мм (б):
1- КД-1002-25; 2- прямоточная П-2; 3- сист. Кертинга; 4- прямоточная П-3; 5- сист. Н.Григорьева с грибк П-2; 6- прямоточная П-1, Г-1; 7- сист. Н.Григорьева с грибком Г-1; 8- прямоточная П-1, Г-2; 9- прямоточ П-1, Г-1 при давлении воды 5 ати

$$g_1 = A_2 P^m. \quad (3)$$

Так же хорошо спрямляются кривые зависимости диаметра выпускного отверстия при постоянном давлении (рисунок, б):

$$g_2 = A_2 d^m. \quad (4)$$

Общая формула имеет вид

$$g = A d^m p^n. \quad (5)$$

В пользу сказанного свидетельствуют имеющиеся для некоторых типов форсунок графические интерпретации (на рисунке использованы результаты более раннего периода [4]). Как видим, общий вид зависимости подтверждается практически для всех видов форсунок Кд 1002-25 (для сравнения прямая 1 характеризует широко применяемую в промывных камерах кондиционеров У-1). Разный угол наклона прямых и различные положения их на координатной сетке, аналитически определяемые постоянными величинами A, m и n, отражают особенности каждой форсунки.

Полученные нами данные указывают на правильность предложенного единого типа эмпирической формулы для определения производительности форсунок, в том числе и для жидкостей, по вязкости значительно отличающихся от воды. Она характеризует также влияние плотности растворов. Как видно из приведенной номограммы, пренебрежение этим вносит значительное искажение в реальную картину интенсивности орошения воздуха в пылеулавливающих устройствах. В дальнейшем на основе ее изучались диспергирование жидкости, степень орошения, эффект захвата частиц и т. п. в трубах Вентури.

ЛИТЕРАТУРА

1. ***Бурлиев К. У., Ганиев В. С.*** *Исследование свойств смагниченных растворов для улавливания растворимых пылей. Экология, энерго- и ресурсоснабжение. Самарканд, 1993.*

2. ***Бурлиев К. У.*** *О дроблении капель сахарных растворов в горловине трубы Вентури // Сборник трудов ВНИИСП. Киев, 1973.*

3. ***Дегтерев Н. В. и др.*** *Кондиционирование воздуха. М.-Л.: Стройиздат, 1953.*

4. ***Рысин С.А.*** *Характеристика расхода водяных распылителей // Водоснабжение и санитарная техника. 1959, №1. С. 11-13.*

5. ***Кокорин О. Я.*** *Установка кондиционирования воздуха. М.: Машиностроение, 1970.*

6. ***Карпис Е. А.*** *Тепловой расчет камер орошения кондиционеров с применением коэффициентов эффективности теплообмена // Водоснабжение и санитарная техника, 1960, №9. С. 18.*

ANNOTATION

A theoretical derivation of the empirical formula is stated for injectors productivity in separated form.

УДК 608. 1: 622. 276/27

Изобретательская деятельность как резерв окупаемости затрат на научно-технический прогресс (в порядке обсуждения)

А. Г. Гурджиев, В. А. Володин
(ОАО «УзЛИТИнефтгаз»)

В настоящее время развитие нефтегазовой промышленности в Республике Узбекистан сталкивается со значительными сложностями, так как практически все нефтегазопромысловое оборудование и большинство технологий, используемых в отрасли, поставляются из ближнего и дальнего зарубежья [1, 2], а цены на них имеют тенденцию к повышению.

Авторы [2] считают, что в промышленности республики есть свободные производственные мощности, загрузка которых существенно сократила бы долю импорта и способствовала бы обеспечению нашей технической независимости. В этой связи одной из важнейших задач деятельности НХК «Узбекнефтегаз» является разработка и внедрение на предприятиях новых эффективных технических решений, предназначенных для ресурсосбережения и импортозамещения.

Специалисты отрасли плодотворно работают над созданием новых патентоспособных объектов техники и технологии. Примером могут служить технические решения на уровне изобретений по способам разработки нефтегазоконденсатных месторождений, хранения нефтепродуктов, которые защищены предварительными патентами РУз и использованы в 1999 г. в АК «Узгеонефтегаздобыча».

На Ферганском НПЗ АК «Узнефтепереработка» применяется ряд собственных изобретений по новым составам товарного продукта и технологических узлов, повышающих эффективность оборудования. В АК «Узнефтегазмаш» в 1999 г. защищены патентами РУз технические решения в области технологических устройств и высококачественных марок стали. В ОАО «УзЛИТИнефтгаз» в 1999 г. разработаны и использованы на предприятиях НХК такие изобретения, как «Способ геофизических исследований действующих скважин в АВПД» (предварительный патент №3260), давший годовую прибыль в 7474,5 тыс. сум; «Пластическая смазка» (№4177 — 5384,3; №5402 — 1802,4); «Устройство для очистки суспензий преимущественно бурового раствора» (№ 4666) — 1091,4; «Гидромеханический обсадной пакер» (№991) — 250,4 тыс. сум.

Внедрение изобретений и получение прибыли — одно из основных условий развития научно-технического прогресса, в частности, в нефтегазовой отрасли. В 1999 г. суммарный экономический эффект, например, по АК «Узгеонефтегаздобыча», «Узнефтепереработка» и «Узнефтегазмаш» составил 154170,9 тыс. сум. В АК «Узгеонефтегаздобыча» использовано 48% изобретений, примененных в отрасли, из них в НГПУ «Мубарекнефтегаз» — 7 (18136,9 тыс. сум.), «Шуртаннефтегаз» — 5 (4418,7) и т.д. Разработанные в ОАО «УзЛИТИнефтгаз»: «Сепаратор для очистки газа» (предварительный патент №3447), «Способ определения заколонных перетоков в скважине» (№4219) и др. дали значительную прибыль. Однако сведения о подтвержденном экономическом эффекте не всегда оперативно представляются в отчетных документах, что значительно тормозит внедрение научных разработок в производство и обеспечение окупаемости средств, вложенных в науку [3].

В 1999 г. по сравнению с 1998, кроме увеличения количества полученных патентов и решений об их выдаче, возросла прибыль от их использования на 129131 тыс. сум, т. е. более чем в 15 раз. Эта цифра была бы выше, если бы на всех предприятиях без задержки производились расчеты экономического эффекта от изоб-

ретений или полезных моделей.

Сдерживающим фактором в развитии рационализаторской деятельности является и то, что предприятия не оплачивают вовремя госпошлину за подачу заявки на изобретение, регистрацию и поддержание в действии предварительных патентов, в результате чего они аннулируются уже после выдачи Государственным патентным ведомством РУз или взымаются штрафы за пропущенные сроки. В связи с этим теряются льготы по налогообложению согласно законодательству Республики Узбекистан. Так, из-за несвоевременной оплаты патентных пошлин часть изобретений специалистов ОАО «УзЛИТИнефтгаз» защищена от имени внедряющих организаций, которые стали патентовладельцами (НГПУ «Шуртаннефтегаз» и др.). В ряде случаев институт, в котором разрабатывались патентоспособные объекты, не стал их обладателем. Для выхода из сложившейся ситуации предлагаем к обсуждению наши соображения.

Из «Закона РУз об изобретениях, полезных моделях...» [4] следует, что право на получение охранных документов принадлежит работодателю (ст. 9). Если последний в течение 4 месяцев не подает заявку на объект промышленной собственности, то автор имеет право послать ее от своего имени в Государственное Патентное ведомство РУз. При условии, что предлагаемое техническое решение соответствует специфике данной организации, ее, по нашему мнению, можно условно считать «созаявителем» и в отчетных документах указать заявку на изобретение и предполагаемую прибыль. Однако в этом случае льготы по налогообложению не предусматриваются.

Для ускорения внедрения изобретения автор может передать право патентовладения предприятию, принимающему его разработку, а свою организацию считать «созаявителем».

В Законе [4] предусмотрено, что по конкретному техническому решению может быть несколько заявителей (ст. 9). При использовании изобретения и получении прибыли внедрившая организация имеет льготы по налогообложению. По нашему мнению, организация-«созаявитель» должна обладать правом показывать подтвержденный документально экономический эффект от своих разработок. В случае же подачи совместной заявки мы предлагаем, чтобы первичные расходы нес «созаявитель», а при решении о выдаче патента пошлину за поддержание его в действии оплачивало внедряющее предприятие, поскольку оно получает налоговые льготы. Последнее как сопатентовладелец хранит патент, а организация-разработчик, которая показывает в документах полученный эффект, — ее копию. Между двумя патентовладельцами-созаявителями должно заключаться соглашение, по которому внедрившее предприятие переводит на счет организации-разработчика определенный процент от полученной прибыли для компенсации расходов на изобретательскую деятельность, в том числе на поощрение за содействие при создании объекта промышленной собственности.

ЛИТЕРАТУРА

*1. **Тоня А.П., Шокшинская Л.А.** Меняем газ на нефть // Нефтегазовая вертикаль, 1999, № 4.*

*2. **Ишанходжаев Г.К., Саидов Р.П.** Обеспечение технической независимости предприятий нефтегазовой промышленности // Узбекский журнал нефти и газа, 2000, №2.*

*3. **Зайнутдинов И.А.** Об итогах социально-экономического развития нефтегазовой отрасли в 1999 г. и задачах НХК «Узбекнефтегаз» по углублению экономических реформ в отрасли в 2000 г. // Узбекский журнал нефти и газа, 2000, №2.*

4. Закон Республики Узбекистан об изобретениях, полезных моделях и промышленных образцах. Ташкент, 1994.

ANNOTATION

Results of the inventive work in the oil and gas industry of the Republic of Uzbekistan and the ways of it·s development and authors stimulations are offered.



Памяти

МАХМУДОВА

Сайфуллы Зиявутдиновича

Ушел из жизни в расцвете сил один из замечательных работников Холдинговой компании «Узбекнефтегаз» — Махмудов Сайфулла Зиявутдинович, доктор технических наук, профессор.

Махмудов С.З. родился в 1943 г. в г. Ташкенте в семье служащего, в 1965 г. окончил физико-математический факультет ТашГТУ, где затем преподавал на кафедре; в ИГИРНИГМ был старшим научным сотрудником, заведующим сектором технологии бурения. С 1993 г. до последних дней работал в аппарате НХК «Узбекнефтегаз» в должности главного специалиста по научно-исследовательскому обеспечению.

Сайфулла Зиявутдинович, будучи сотрудником ИГИРНИГМ, большое внимание уделял изучению влияния гидродинамических процессов на скорость бурения. Его разработки и рекомендации внедрены при бурении скважин на площадях Бухаро-Хивинской нефтегазоносной области и способствовали повышению эффективности нефтегазоразведочных работ. Есть его заслуга и в открытии новых месторождений и увеличении запасов углеводородного сырья.

Сайфулла Зиявутдинович был энергичным, полным творческих замыслов ученым, им опубликовано более 80 научных трудов. Он заботился о молодых специалистах и в течение многих лет большое внимание уделял подготовке научных кадров: под его руководством защищено несколько кандидатских диссертаций.

Сайфулла Зиявутдинович отличался чутким и отзывчивым отношением к окружающим, всегда активно участвовал в общественной жизни коллектива, пользовался авторитетом и уважением своих коллег.

Светлая память о нем останется в сердцах всех, кто его знал.

Коллектив НХК «Узбекнефтегаз»

Скоропостижно и неожиданно скончался ответственный секретарь «Узбекского журнала нефти и газа» — молодой, энергичный, интеллигентный и доброжелательный человек — Махмудов Сайфулла Зиявутдинович.

Он работал с нами с первого дня образования Редакции и помощь его начинающему журналу была неоценимой. По первой просьбе он решал все вопросы, давал ответы, помогал нам в том, что, казалось бы, не входило в его обязанности. Редпортфель журнала пополнялся от номера к номеру, в чем была немалая заслуга Сайфуллы Зиявутдиновича. Мы глубоко скорбим по поводу его кончины. Он был не только членом редколлегии журнала, но и нашим другом.

Светлая ему память.

Сотрудники Редакции

Национальная холдинговая компания «Узбекнефтегаз»

O`ZBEKISTON NEFT VA GAZ JURNALI

УЗБЕКСКИЙ ЖУРНАЛ НЕФТИ И ГАЗА

Зав. Редакцией — ***Р.Б. Якубович***
Редактор — ***Д.М. Захаровская***
Художник — ***Г.С. Мясников***
Компьютерный набор — ***Е.А. Балукова***

Адрес Редакции: ***700029, Ташкент, ул. Т. Шевченко, 2. Тел. 566727***

Отпечатано в Ташкентской типографии оперативной печати
Подписано в печать 26.02.2001. Формат 60x90 1/8. Усл. печ. л.— 6,0. Уч.-изд. л.— 6,5. Тираж 1580. Заказ 6