

O'ZBEKISTON

NEFT va GAZ

JURNALI

3/2001

ЎЗБЕКИСТОН
МУСТАҚИЛИГИ
БАЙРАМИ
МУБОРАК
БЎЛСИН

10

Ўз



УЗБЕКСКИЙ ЖУРНАЛ НЕФТИ И ГАЗА

Ilmiy-texnika

«O'ZBEKISTON NEFT VA GAZ JURNALI»

Научно-технический

«УЗБЕКСКИЙ ЖУРНАЛ НЕФТИ И ГАЗА»

Основан в 1997 г.
Выходит раз в три месяца

3, 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)
Ш.Ш. Бахрамов (ответственный секретарь)
Р.Д. Абдуллаев
Г.С. Абдуллаев
А.А. Ахмедов
А.М. Аминов
Х.Б. Жумаев
Н.И. Жулин
О.А. Закиров
У.С. Назаров
Р.Д. Пулатов

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

МАТЕРИАЛЫ МЕЖДУНАРОДНОЙ КОНФЕРЕНЦИИ «НЕФТЕГАЗОВАЯ ОТРАСЛЬ УЗБЕКИСТАНА: СОСТОЯНИЕ И ПЕРСПЕКТИВЫ ПРИВАТИЗАЦИИ» (15-17 МАЯ 2001 Г.)	Атаев В.Ю. Вступительное слово 4 Абидов А.А. Приоритетные инвестиционные проекты на современном этапе развития нефтегазовой отрасли Узбекистана 5 Закиров О.А. Приватизация нефтегазовой отрасли Узбекистана — возможности для иностранных инвесторов 8 Лари Бейс УзПЕК сегодня и завтра 10
ГЕОЛОГИЯ И ГЕОФИЗИКА	Халисматов И.Х., Бурлуцкая И.П., Алламуратов А.Б. Уточнение геологической модели нефтяных залежей месторождений Джаркак и Караул-Базар 12 Рахматова Х.М. Общие закономерности распространения пород-коллекторов миоценовых отложений Ферганской впадины 15
РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ	Бегметов Э.Ю. Пути совершенствования учета ресурсов углеводородных флюидов 19
ПОДГОТОВКА И ПЕРЕРАБОТКА НЕФТИ И ГАЗА	Абдурахимов С.А., Мирсабуров Д.М., Султанов А.С., Салимов З.С., Сайдахмедов Ш.М. Научно-методологические основы развития технологических линий адсорбционной очистки парафина 21 Салимов З.С., Султанов А.С., Абдурахимов С.А., Убайдуллаев Б.Х., Беликова Н.В. Выбор оптимального типа мешалки и установление гидродинамических закономерностей процессов перемешивания высоковязких нефтей 25 Курбанов А.А., Шахмедова М., Абидова М.Ф., Бахрамов Ш.Ш. Легкий гидрокрекинг дистиллятного сырья 28 Ли Р.Ч., Айрапетян Л.Р. Выбор оптимальных технологических параметров эксплуатации УКПГ Зеварды 31 С.А. Бердиев., Я.Н. Махмудов., Б.Н. Хамидов., Н.А. Ходжахонов Нефтни қайта ишлашдаги ишлатилган гилмоялар ва улардан ажратиб олинган нефт мойларини йўлбоб нефт битумларида фойдаланиш 32
ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ГАЗА	Салихов Т.П., Рискиев Т.Т., Вагапов И.Х., Кан В.В., Уразаева Э.М. Технология утилизации отработанного катализатора Клауса и перспективы ее применения 35
АНТИКОРРОЗИОННАЯ ЗАЩИТА	Юсупов Д., Турабджанов С.М., Кадиров Х.И., Денисов А.Н., Утаев К.О. Разработка и исследование свойств новых ингибиторов коррозии 38
АВТОМАТИЗАЦИЯ ПРОИЗВОДСТВА	Рахимов Н.Р., Сайдахмедов Ш.М., Тожиев Р.Ж., Хатамов С.О. Разработка приборов для экспрессного контроля за последовательной перекачкой нефти 41
ОХРАНА ТРУДА	Гаффаров С.А., Агзамходжаев С. Санитарно-гигиеническая характеристика условий труда в цехах Мубарекского ГПЗ 43 Гаффаров С.А. К вопросу о возможном влиянии производственных загрязнений на заболеваемость рабочих Ферганского НПЗ 45
	А.А. Абидов, Й. Эргашев, М. Қодировларни «Нефт ва газ геологияси русча-ўзбекча изоҳли лугати»га тақриз 49

MATERIALS OF THE INTERNATIONAL CONFERENCE «OIL AND GAS INDUSTRY OF UZBEKISTAN: SITUATION AND PRIVATIZATION». (15-17 MAY, 2001)

Ataev V.U.
Opening address

4

Abidov A.A.
Preferential investment projects at modern stage of oil and gas industry
development in Uzbekistan

5

Zakirov O.A.
Privatization of oil and gas industry of Uzbekistan-possibilities for foreign
investors

8

Larry Beys
UzPEK - to day and tomorrow

10

GEOLOGY AND GEOPHYSICS

Halimatov I.H., Burlytskaya, Allamuratov A.B.
Refinements of geological model for oil pools of Jarkak and Karaul-Bazar fields

12

Rahmatova H.M.
General mechanism of reservoir rocks occurrence of Miocene deposits in
Fergana valley

15

OIL AND GAZ FIELDS DEVELOPMENT

Begmetov E.Yu.
Improvement ways of hydrocarbon fluids resources account

19

**Abdurahimov S.A., Mirsaburov D.M., Sultanov A.C., Salimov Z.S.,
Saydahmedov Sh.M.**
Scientific methodological basis for development of adsorptional paraffin clearing
operation lines.

21

**Salimov Z.S., Sultanov A.S., Abdurahimov S.A., Ubaydullaev B.H.,
Belikova N.V.**
Selection of mixer optional type and definition of hydrodynamic mechanism of
high-viscous mixing process

25

Kurbanv A.A., Shahmedova M. Abidova M.F., Bahramov Sh. Sh.
Ligh hydrocracking of distillate raw material

28

Lee R.Ch., Ayrapetyan L.R.
Selection of optional operation parameters for Zevardy

31

Berdiev S.A., Mahmudov Ya.N., Hamidov B.N., Hojahonov N.A.
Utilization of used clays and desorbed from them petroleum oils in oil
refining process

32

Salixov T.P., Riksiev T.T., Vagapov I.H., Kan V.V., Urazaeva E.M.
Utilization method for used Clause catatyst and prospects.of its use

35

GAS USE

Yusupov D., Turabjanov S.M., Kadirov H.I., Denisov A.N., Utaev K.O.
Working out and studying of new corrosion inhibitors properties

38

ANTICORROSION PROTECTION

Rahimov N.R., Saydahmedov Sh.M., Tozhiev P.Zh., Hatamov S.O.
Working out of devices for express control of sequent oil transfer

41

AUTOMATIC PRODUCTION

Gaffarov S.A., Agzamhojaev S.
Sanitary-hygienic characteristics of working conditions in shops of the Mubarek
gas processing

43

LABOUR PROTECTION

Gaffarov S.A.
To a problem of possible influence of industrial pollutions on sick rate of
Fergana Refinery workers

45

Review: Abidov A.A., Ergashev I., Kodirov M.
«Russian-Uzbek explanatory dictionary on oil and gas geology»

48

В.Ю. Атаев

Заместитель Премьер-министра Республики Узбекистан,
Председатель Правления НХК «Узбекнефтегаз»

Вступительное слово

Уважаемые участники и гости выставки, дамы и господа!

Позвольте приветствовать вас на открытии Международной выставки «Нефть и газ Узбекистана» («OGU-2001»), организованной компанией «Ай-Ти-И· Групп» (Великобритания) совместно с Министерством внешних экономических связей Республики Узбекистан, Госкомимуществом и Национальной холдинговой компанией «Узбекнефтегаз».

В энергетическом балансе экономики и развитии инфраструктуры нашего народного хозяйства важнейшая роль отводится нефтяной и газовой промышленности. За 10 лет суверенного развития страны ускоренными темпами обустроен и введен в эксплуатацию ряд месторождений (Кокдумалак, Алан, Урга и др.), построены Бухарский нефтеперерабатывающий завод и Ходжаабадское подземное хранилище газа в Андижанской области, произведена реконструкция Ферганского НПЗ, завершается строительство Шуртанского газохимического комплекса. Участие в этих проектах крупных зарубежных компаний широко известно общественности и в мире бизнеса.

Нынешняя выставка впервые в истории независимого Узбекистана посвящена приватизационным процессам в нефтегазовой отрасли.

Согласно указу Президента от 11 декабря 1998 г. и постановления Кабинета Министров от 15 декабря 1998 г. № 523 Национальная корпорация нефтяной и газовой промышленности «Узбекнефтегаз» преобразована в вер-

тикально интегрированную трехуровневую Национальную холдинговую компанию. В ее составе функционируют 8 акционерных компаний на правах субхолдингов, контролирующих имущество и пакеты акций предприятий и организаций нефтегазовой отрасли.

На выставке представлены потенциальные возможности для вашего участия в приобретении акций указанных компаний.

Указом Президента Узбекистана от 28 апреля 2000 г. «О мерах по привлечению прямых иностранных инвестиций в разведку и добычу нефти и газа» определены направления деятельности иностранных компаний в этой области, созданы благоприятные условия для инвестиций. В связи с этим на выставке иностранным компаниям представлены новые инвестиционные проекты, связанные с поиском и разведкой нефтегазовых месторождений Узбекистана с последующей их разработкой, а также по вводу в эксплуатацию разведанных объектов, интенсификации добычи на длительно разрабатываемых площадях, из которых с помощью современной технологии на взаимовыгодной основе можно дополнительно получить существенные объемы жидких углеводородов.

Мы надеемся, что эта выставка послужит делу дальнейшего развития нефтегазовой отрасли нашей республики, даст мощный импульс расширению взаимовыгодного сотрудничества с потенциальными партнерами.

Желаю всем участникам успешной работы.

А.А. Абидов

Первый заместитель Председателя Правления НХК «Узбекнефтегаз»

Приоритетные инвестиционные проекты на современном этапе развития нефтегазовой отрасли Узбекистана

Промышленная добыча узбекской нефти началась в 1885 г., когда предприниматель Д.П. Петров получил нефть из двух скважин в Ферганской долине. История газовой промышленности берет свое начало с 1953 г. — в Кызылкумской пустыне было открыто первое месторождение Сеталан-тепе.

После приобретения Узбекистаном независимости нефтегазовая отрасль развивается планомерно и динамично. В этот период в целях координации бывшие разрозненные нефтяная, газовая, нефтеперерабатывающая и другие отрасли объединены в единый производственный комплекс, увязывающий каждую сферу деятельности в непрерывную цепочку — от забоя скважины до реализации готовой продукции.

В результате коренной реорганизации создан Концерн «Узбекнефтегаз», преобразованный в декабре 1992 г. в Национальную корпорацию, а в декабре 1998 г. — в Национальную холдинговую компанию. Основная цель этого — углубление рыночных отношений в нефтяной и газовой промышленности республики, что открывает широкие возможности для активизации работ по привлечению иностранных инвестиций.

Данные этапы структурного преобразования, обеспечивающие переход от командно-административных методов к рыночным механизмам функционирования, сопровождались решением следующих стратегических задач, которые были определены в 1992 г. Президентом И.А. Каримовым:

- 1) увеличение добычи нефти и газового конденсата для достижения нефтяной независимости;
- 2) углубление технологических процессов по переработке нефти и газа с целью доведения качества выпускаемой продукции до уровня мировых стандартов;
- 3) расширение запасов углеводородов, прежде всего жидких, путем открытия новых месторождений.

Выполнению первой задачи способствовало ускоренное обустройство и ввод в эксплуатацию ряда месторождений, а также внедрение «сайклинг-процесса» на объекте Кокдумалак. Это обеспечило начиная с 1995 г. нефтяную независимость Узбекистана.

Для решения второй задачи в 1997 г. введен в строй Бухарский нефтеперерабатывающий завод, завершена реконструкция Ферганского со строительством нового комплекса установок по гидродесульфуризации, что позволило в 2000 г., уменьшая отборы нефти (т.е. сохраняя ее запасы в недрах), увеличить объем нефтепродуктов.

Такую же позитивную картину можно проследить в области газопереработки — растет производство сжиженного газа в действующих мощностях, в этом году будет введен в эксплуатацию первый не только в Узбекистане, но и в Средней Азии газохимический комплекс по выпуску полиэтилена.

Изложенные выше задачи решены с широким привлечением иностранных инвестиций, в том числе без суверенной гарантии Правительства Узбекистана.

Можно назвать следующие проекты:

разработка нефтяного месторождения Карактай предприятием «Узмалойл», созданным в 1994 г. совместно с компанией «Пробади» (Малайзия);

увеличение добычи нефти на Северном Уртабулаке на контрактных условиях по разделу полученного объема добычи, действующих с 1992 г. с «Бейкер-Хьюз» (США);

производство высококачественных моторных масел предприятием «Узтексако», созданным в 1997 г. с участием компании «Тексако» (США).

В решении задач по повышению добычи углеводородов и их переработке инжиниринговые услуги с поставкой оборудования и соответствующей западной технологии оказывают такие компании, как «Келлог», «Дрессер».

Рэнд» (США), «Нишо-Иваи» (Япония) для строительства компрессорных станций на месторождении Кокдумалак; «Би-Эс-Ай» (США) — подземного газохранилища Ходжаабат; «Текнип» (Франция), «Марубени», «Джей-Джей-Си» (Япония) — Бухарского НПЗ; «Эй-Би-Би» (США, Германия), «Мицуи», «Тойо инжиниринг», «Нишо-Иваи» (Япония), «Эй-Би-Би Соими» (Италия) — Шуртанского газохимического комплекса; «Бейтман» (Израиль) — дожимной компрессорной станции на газоконденсатном месторождении Шуртан; «Мицуи», «Тойо Инжиниринг» (Япония) — для реконструкции Ферганского НПЗ.

Системная работа в этих направлениях компаниями перечисленных государств, а также Великобритании, Бельгии, России, Украины и др. продолжается для реализации проектов по утилизации факельных газов на месторождениях; увеличению производства сжиженного газа на газоперерабатывающих заводах; реконструкции и строительству компрессорных станций для поддержания добычи конденсата и природного газа.

В современных условиях нефтегазодобычи Узбекистан первый среди стран СНГ обратился к проблемам восполнения разведанных запасов углеводородного сырья. Именно поэтому еще в 1998 г. Президент Республики И.А. Каримов определил стратегию по усилению геологоразведочных работ на нефть и газ в нефтегазоносных регионах, особенно на высокоперспективной территории Устюрта.

За прошедший период компания «Узбекнефтегаз» обеспечила увеличение объемов геологоразведочных работ (например, по глубокому бурению они составили: в 1999 г. — 62,7 тыс. м, 2000 г. — 72,5, в 2001 г. прогнозируется 150 тыс. м), открыт ряд новых месторождений углеводородов, усиливается разведка запасов уже открытых площадей с целью сокращения сроков ввода их в эксплуатацию.

Для привлечения прямых иностранных инвестиций в геологоразведочные работы в 1998 г. по поручению Президента страны в соответствии с международными условиями разработаны пакеты геолого-геофизических материалов по шести наиболее перспективным блокам Устюртского региона совместно с британской компанией «Джебко Сейсмик Лимитед». Эти пакеты широко продемонстрированы среди нефтяных компаний Великобритании, США, Японии, Канады, Германии, Италии, Бельгии и Нидерландов.

Специальным указом Президента Узбекистана от 28 апреля 2000 г. №УП-2598 законодательно представлены беспрецедентные льготы иностранным компаниям, желающим работать в отраслях ТЭК. Так, они имеют эксклюзивное право на проведение поисковых работ и последующую разработку выявленных месторождений; новую территорию для их продолжения; первоочередную переработку сырья, экспорт нефти, газа и получаемого продукта; возмещение в специально оговоренных случаях ранее понесенных затрат и т.д. Кроме того, введены значительные налоговые и таможенные льготы вплоть до полной отмены всех действующих в стране фиксальных выплат до момента окупаемости вложенного капитала.

Таким образом, Указ, имеющий силу закона, установил благоприятный режим с рядом льгот и преференций для иностранных инвесторов и послужил надежной правовой базой для привлечения новых инвестиций. Этому благоприятствуют огромный углеводородный потенциал республики, развитая нефтегазовая инфраструктура, энергетические и людские ресурсы, сеть автомобильных и железных дорог.

Так, удобное географическое положение Устюртского региона, через который проходят действующие газопроводы Средняя Азия — Центр и Бухара — Урал, имеющие выход через Россию на рынки Западной Европы, позволяет сегодня поставлять узбекский газ на традиционные рынки — в государства Закавказья, Украину, южные области России и т.д.

Приведенные факты подтверждаются значительно возросшим интересом со стороны зарубежных нефтяных компаний к нефтегазовому потенциалу республики, в частности, указанного региона. Активизировались работы по предпроектным исследованиям, технико-экономическим обоснованиям со стороны потенциальных инвесторов Великобритании, США, Канады, Италии, стран Бенилюкс, Японии, России, Украины и экспертизе, анализу, доработке действующей нормативно-правовой базы министерств и ведомств республики.

Впервые в истории Узбекистана 27 апреля 2001 г. между английской нефтяной компанией «Trinity Energy» в лице ее специально созданного филиала, зарегистрированного также в Великобритании, «UzPEC Ltd» и НХК «Узбекнефтегаз» от имени Правительства Республики подписано Соглашение о разделе продукции, которое будет регулировать всю

инвестиционную и операционную деятельность по разведке и добыче на лицензируемых территориях (Центральный Устюрт и Юго-Западный Гиссар). Этот долгосрочный документ охватывает период сотрудничества в 40 лет с объемом поэтапно осуществляемых прямых инвестиций. При этом расчеты построены на основе известных данных о потенциальных и существующих нефтегазовых депозитах. Результаты геологоразведки могут значительно увеличить объем инвестиций и, следовательно, добычи нефти и газа. При открытии новых крупных месторождений компания «Trinity Energy» не исключает возможности создания консорциума на базе «UzPES». Таким образом, с подписанием настоящего Соглашения начинается новая инвестиционная программа.

Данная прогрессивная форма сотрудничества впервые будет реализована в Узбекистане, что может явиться эталоном для других аналогичных проектов, осуществляемых с привлечением прямых иностранных инвестиций.

Достигнуто соглашение с известной канадской компанией «Феникс геофизикс Лимитед» о проведении в Бухаро-Хивинском регионе электроразведочных работ по технологии 3Д электромагнитной регистрирующей системой со спутниковой синхронизацией. Эта современная технология, запатентованная в США в 1996 г., внедряется для изучения нового нетрадиционного объекта, установленного в пределах указанного региона и получившего название «палеорифтовая система отложений верхов палеозоя», оцениваемая как перспективная для обнаружения ловушек нефти и газа. Подобные системы ранее установлены в Северной Америке, Африке, Восточной Европе, Западной и Восточной Сибири. Методика карти-

рования ловушек углеводородов у нас из-за сложного геологического строения до сих пор остается невостребованной. В целях решения этой актуальной проблемы, представляющей мировой интерес, компанией «Узбекнефтегаз» разработан целостный Проект под названием «Палеорифт», предусматривающий создание международного опытно-методического полигона на базе палеорифтовой системы Бухаро-Хивинского региона. Геофизическая компания «Феникс геофизикс Лимитед» согласилась провести совместные полевые электроразведочные работы, включающие 3-4 профиля. Для этого из Канады будут поставлены новейшая высокопроизводительная электроразведочная аппаратура, программное обеспечение, приглашены инженеры для управления оборудованием, а также обучения узбекских специалистов.

Проект «Палеорифт» открыт для потенциальных инвесторов, его участники могут пользоваться получаемой геолого-геофизической информацией. Разработанная методика картирования ловушек углеводородов будет запатентована и может внедряться в других нефтегазоносных регионах мира.

Привлечение прямых иностранных инвестиций в разведку и разработку месторождений нефти и газа в Узбекистане может быть осуществлено в сочетании с приватизационными процессами в отрасли. Наше Правительство, проводя политику «открытых дверей» в отношении иностранных инвесторов, готово рассмотреть вопросы комбинированной оплаты стоимости реализуемых акций, когда часть ее компенсируется путем поставки в акционерные компании технологического оборудования и материалов, внедрения «ноу-хау» и новых технологий.

О.А. Закиров

Председатель Правления НХК «Узбекнефтегаз»

Приватизация нефтегазовой отрасли Узбекистана — возможности для иностранных инвесторов

Узбекистан богат полезными ископаемыми, в том числе запасами нефти, газа и газового конденсата, благодаря чему за очень короткое время достиг топливной независимости и из импортера нефти превратился в экспортера нефтепродуктов. В республике единственной из стран СНГ после распада бывшего Союза стабильно и равномерно развивается экономика.

Для привлечения в топливно-энергетический комплекс стратегических иностранных инвесторов, совершенствования системы управления в нефтегазовой отрасли Указом Президента от 15 декабря 1998 г. № УП-2154 и постановлением Кабинета Министров от 15 декабря 1998 г. № 523 Национальная корпорация нефтяной и газовой промышленности «Узбекнефтегаз» преобразована в Национальную холдинговую компанию. Входящие в нее предприятия осуществляют все виды деятельности, связанные с нефтегазовой отраслью, начиная от разведки месторождений и добычи сырья до реализации готовой продукции.

Акционерная компания «Узгеонефтегаздобыча» контролирует предприятия, специализирующиеся на разведке новых месторождений, добыче и транспортировке нефти, газа и конденсата, переработке газа, «Узтрансгаз» — транспортирующие природный газ, реализующие продукцию оптовым потребителям, «Узнефтепереработка» — имущество нефтеперерабатывающих заводов, а также вновь построенного Шуртанского газохимического комплекса, производящего полиэтилен. «Узбурнефтегаз» владеет пакетами акций буровых предприятий, проводящих поисково-разведочное и эксплуатационное бурение скважин, «Узнефтепродукт» включает сеть нефтебаз и автозаправочных станций и сле-

дит за деятельностью предприятий, продающих нефтепродукты на внутреннем рынке, «Узнефтегазстрой» имеет контрольные пакеты 6 трестов, в функции которых входят строительство и капитальный ремонт нефтегазовых объектов.

Кроме того, в составе НХК «Узбекнефтегаз» действуют АК «Узнефтегазмаш», обеспечивающая отрасль необходимой машиностроительной техникой, и «Узнефтвазишчитаъминот», поставляющая продукты питания и товары первой необходимости.

Для углубления рыночных реформ Правительство Узбекистана сделало беспрецедентный шаг по пути приватизации ключевой отрасли экономики — Национальной холдинговой компании «Узбекнефтегаз».

Потенциальным иностранным инвесторам предусмотрено реализовать 49% акций НХК, от 39 до 44 — АК «Узгеонефтегаздобыча», «Узтрансгаз», «Узнефтепереработка», «Узбурнефтегаз», «Узнефтепродукт» и «Узнефтегазмаш», а также 51% акций вновь создаваемой компании «Узавтогаз», которая будет заниматься продажей сжиженного и сжатого газа на внутреннем рынке через сеть автогазонаполнительных станций.

В целях объективного анализа деятельности этих компаний, подготовки к приватизации, независимой оценки предлагаемых для инвесторов акций, а также их непосредственной реализации приглашен международный финансовый советник — консорциум, возглавляемый французским банком «БНП Париба», включающий в свой состав такие знаменитые компании, как «Бейсип Франлэб», «Артур Андерсен» и «Чадборн и Парк».

Акции АК «Узнефтегазстрой» и «Узнефтвазишчитаъминот» выставлены на торги на Республиканской фондовой бирже «Тошкент», в

настоящее время ведутся переговоры с рядом иностранных компаний в отношении сделки по купле-продаже.

Правительство Узбекистана ожидает от иностранного инвестора привлечения в республику новых, передовых методов разведки и разработки месторождений, бурения скважин, особенно горизонтальных, совершенствования системы управления отраслью в соответствии с международными методами.

Как уже отмечалось, климат в Узбекистане для осуществления инвестиций в нефтегазовый сектор экономики наиболее благоприятен. Независимые эксперты отмечают (в частности, в российском журнале «Нефть и капитал»), что предоставленные Указом Президента Республики от 28 апреля 2000 г. №УП-2598 льготы и преференции иност-

ранным компаниям, осуществляющим инвестиции в нефтегазовую отрасль, являются беспрецедентными, процедуры вложения инвестиций максимально упрощены. В частности, иностранные инвесторы имеют эксклюзивное право на проведение поисковых работ и последующую разработку выявленных месторождений, первоочередную переработку сырья, в оговоренных случаях — на возмещение ранее понесенных затрат, ряд дополнительных таможенных и налоговых льгот.

Любой стратегический инвестор, имеющий намерение приобрести пакеты акций НХК «Узбекнефтегаз» и ее акционерных компаний на долгосрочной взаимовыгодной основе, может рассчитывать на активное содействие с нашей стороны.

Лари Бейс

Генеральный менеджер Компании «УзПЕК Лимитед»

УзПЕК сегодня и завтра

Компания «УзПЕК Лимитед» (Великобритания) является собственностью «Тринити Энерджи» и создана как специализированный филиал для поиска творческих решений по раскрытию углеводородного потенциала Узбекистана путем разработки и эксплуатации ряда выбранных месторождений, обеспечения дохода в твердой валюте.

Несмотря на то что Парламенту Узбекистана еще предстоит ввести в действие Закон о нефти и газе, совместимый с западными моделями, уже есть система, соответствующая международному законодательству. Принятые законы и постановления позволяют западным нефтегазовым компаниям уверенно осуществлять инвестиции в страны без суверенной гарантии Правительства. Указ Президента Республики «О мерах по привлечению прямых иностранных инвестиций в разведку и добычу нефти и газа» позволяет иностранным инвесторам пользоваться отдельными налоговыми и законодательными льготами, необходимыми для реализации нефтегазовых проектов. Данные процедуры пока еще осуществляются на отдельно оговариваемых условиях, тем не менее обеспечивают устойчивую и юридически надежную основу для этого.

Именно в рамках упомянутого законодательства наша компания провела исследования и подготовила технико-экономическое обоснование по лицензионным территориям Центрального Устюрта и Юго-Западного Гиссара. После завершения ТЭО и составления предварительного плана разработки в целях моделирования ожидаемых экономических результатов для обеих сторон НХК «Узбекнефтегаз» и УзПЕК Лимитед обратились в Кабинет Министров с просьбой об определении особых условий для проекта. Данное постановление было издано 27 февраля 2001 г. После доработки и согласования с заинтересованными министерствами 27 апреля 2001 г. обе компании подписали первое в Узбекистане Соглашение о разделе продукции, дающее нам эксклюзивные права на разведку и разработку нефтегазовых месторождений на указанных площадях, что явилось кульминацией наших совместных усилий за последние два года по созданию концептуального плана разработки жизнеспособных и экономически привлекательных проектов. Успех нашего предприятия будет сопровождаться продолжением экономических и структурных реформ и поддержит рост рыночной экономики в стране.

Центральный Устюрт обладает значительным разведочным и доразведочным потенциалом для разработки газовых месторождений на западе Каракалпакстана. В последние два десятилетия осуществляемые НХК «Узбекнефтегаз» масштабные работы в этом регионе дали существенный результат. Совместными усилиями планируется увеличить отсюда экспорт газа.

Юго-Западный Гиссар содержит как существующие и частично обустроенные, так и неразрабатываемые нефтяные и газовые месторождения, обладает значительным разведочным ресурсом. УзПЕК Лимитед будет проводить разработку значительных утвержденных запасов

Законодательные и налоговые льготы, предоставленные Кабинетом Министров, весьма существенны и являются прецедентом для других компаний. УзПЕК Лимитед исполнит принятые на себя обязательства, применив профессиональную операционную практику, соответствующую самым высоким требованиям охраны здоровья, окружающей среды, техники безопасности труда. Кроме того, мы твердо намерены расширять свою программу привлечения квалифицированных местных кадров, дополнительного обучения наиболее современной и безопасной практике ведения работ, а также распространения этих навыков во всей нефтегазовой отрасли Узбекистана.

Уточнение геологической модели нефтяных залежей месторождений Джаркак и Караул-Базар

И.Х. Халисмагов, И.П. Бурлуцкая, А.Б. Алламуратов
(ТашГТУ, ОАО «ИГИРНИГМ»)

На Бухарской ступени Бухаро-Хивинской нефтегазоносной области в месторождениях Караул-Базар, Джаркак и др. в течение 35-40 лет разрабатываются многопластовые залежи нефти. Этаж нефтеносности охватывает отложения нижнего мела (XIII горизонт) и верхней юры (XV + XVa). Суммарная добыча по ним невелика. Однако небольшие глубины, бурение на простых глинистых растворах, не требующих сложных и дорогостоящих реагентов, хорошие свойства нефтей (высокое содержание низкокипящих, небольшое — асфальтенов, смол и парафинов), наличие обустроенных промыслов и инфраструктуры обуславливают необходимость и экономическую це-

лесообразность продолжения разработки этих месторождений.

Для таких объектов актуальна задача установления в разрезе продуктивной толщи пластов, не вовлеченных в разработку. Идея об их наличии возникла на основе модели слоистого строения разреза как меловых, так и юрских отложений, которая наиболее близко отражает этот процесс.

За годы эксплуатации геологическая модель месторождений Караул-Базар и Джаркак неоднократно пересматривалась и, как правило, это происходило в периоды максимального падения добычи (1974, 1989, 1993, 1996 гг.). В результате выявлялись либо возможность площадного расширения контура нефтеносности за

Таблица 1
Сравнительные интервалы эксплуатации и испытания месторождения Джаркак

Номер скв.	Интервал испытания, м	Горизонт	Интервал эксплуатации	Горизонт	Интервал, рекомендуемый ОАО «Фергананефть»	Горизонт	Интервал, рекомендуемый авторами	Горизонт
62	1202-1192	XVa ²	1202-1192	XVa ²	Нет		1176-1181	XV ⁴
63	1203-1194	XVa ¹	Нет		1193-1191	XV ⁴	1206-1215	XVa ²
							1176-1185	XV ³
64	1217-1211	XVa ²	1217-1211	XVa ²	1196-1192	XV ⁴		
	1203-1199	XVa ¹	1203-1199	XVa ¹	1188-1184	XV ³	1218-1210	XVa ²
					1178-1176	XV ^{2a}	1202-1198	XVa ¹
65	1198-1195	XVa ¹	1198-1195	XVa ¹	1180-1175	XV ³	1178-1173	XVa ³
	1189-1183	XVa ⁴	1189-1183	XVa ⁴				
66	1375-1373	XVI			1183-1180	XV ⁴	1188-1168	V ⁴ , XV ³ , XV ²
	1361-1347				1176-1173	XV ³		
67	1202-1194	XVa ¹	1202-1194	XVa ¹	1190-1187	XV ⁴	1176-1181	XV ³
					1183-1177	XV ³	924-931	
68	1185-1171	XV ³ +XV ⁴	1185-1171	XV ³ +XV ⁴	1252-1148	Плотняк	1185-1157	XV ⁴ , XV ³ , XV ²
					1244-1233	XVa ⁴ +XVa ⁵		

Таблица 2

Рекомендуемые интервалы перфорации (м) для получения притока нефти
на месторождении Караул-Базар

Номер скв.	XIII горизонт	Пачка	XV+XVa горизонт	Пачка
73	1041-1045	XIII-2	1262-1270	XVa ⁴ , XVa ⁵
	1045-1051	XIII-3		
	1051-1060	XIII-4		
	1065-1070			
	1073-1079			
26	1045-1055	XIII-2		
18	1064-1067	XIII-3		
	1088-1094	XIII-4		
25	1056-1066	XIII-3		
	1068-1074			
	1080-1090	XIII-4		
81	1042-1050	XIII-2	1270-1280	XVa ² +XVa ³
	1054-1062	XIII-3		
75	1007-1027	XIII-1	1254-1258	XVa ² +XVa ¹
77	945-950	XIII-1		
	960-970			
78	970-975	XIII-1	1240-1247	XVa ²
			1250-1257	XVa ³
			1260-1265	XVa ⁴
79			1278-1271	XVa ³
80			1280-1286	XVa ³
74			1288-1297	XVa ⁶ +XVa ⁷
71			1275-1280	XVa ¹
			1265-1270	XV ⁴
70			1271-1275	XV ⁴
72			1259-1270	XVa ¹ +XVa ²
73			1262-1270	XVa ⁴ , XVa ⁵

счет переоценки ранее принятого, либо новые пласты и прослои, не вовлеченные в эксплуатацию.

В 2000 г. нами проведено очередное уточнение геологического строения этих месторождений с учетом дополнительной информации, полученной в 1995-1999 гг. при бурении 7 новых скважин на западном куполе месторождения Джаркак (62-68) и 8 (74-82) на восточном и центральном куполах Караул-Базара.

Необходимость пересмотра общей концепции геологического строения описываемого района связана с неудачной эксплуатацией указанных месторождений: ни на одном из них не достигнуты запланированные коэффициенты извлечения нефти при наличии коллекторов с достаточно

высокими фильтрационно-емкостными свойствами (ФЕС), имеющих гранулярную структуру порового пространства. Кроме того, современные взгляды на тектонику и стратиграфию позволяют найти новые залежи УВ, наличие которых обусловлено общностью строения разреза и принадлежностью нефтематеринских пород к единому резервуару.

Результаты исследований показали, что Караул-Базар и Джаркак представляют собой многокупольную ловушку, продуктивные отложения которой имеют одни и те же характеристики. На Джаркакском участке в XIII горизонте выделено 4 пачки: XIII-1, XIII-2, XIII-3, XIII-4. Корреляция его разрезов показала, что пачке XIII-1 Джаркакского участка соответствуют подгоризонты

XIII-1 и XIII-2; XIII-2 — XIII-III-1; XIII-3 — XIII-III-2; XIII-4 — XIII-III-3.

Учитывая приведенное соответствие между различными стратиграфическими единицами XIII горизонта, мы приняли схему его строения для месторождения Джаркак за базовую. На основе этого выделили пласты глин, служащие флюидоупорами для каждой продуктивной пачки, исключив те их части, которые содержат песчаные прослои, входящие соответственно либо в выше-, либо в нижележащий слой, в зависимости от их расположения (в кровле или подошве).

В результате сделан вывод, что неудачи разработки XIII горизонта связаны не только с фациальной изменчивостью пород, слагающих продуктивные пачки, и ухудшением ФЕС коллекторов, но и с недоразведанностью месторождений, приведшей к нерациональному размещению эксплуатационных скважин.

В XV горизонт входят 4 пачки коллекторов (XV^1 , XV^2 , XV^3 , XV^4), разделенных плотными известняками. Пачка XV^1 залегает в подошве покровной толщи карбонатно-ангидритовых пород, являющейся покровкой для XV горизонта. Ниже находится пласт глинисто-карбонатных образований, который может служить флюидоупором для пачек XV^2 , XV^3 , XV^4 . Плотные известняки вследствие наличия микротрещиноватости вряд ли могут исполнить такую функцию, но тем не ме-

нее они разобщают слои, ухудшая вертикальную проницаемость.

Горизонт XVa включает 7 пачек, достаточно выдержанных по площади (особенно XVa^1 , XVa^2 , XVa^3 , XVa^4 , залегающие в верхней части).

Нами проанализированы изменения ФЕС пород продуктивных пачек горизонтов XV+XVa и влияние их на результаты испытания и эксплуатации. Установлено, что ФЕС зависит от места вскрытия пачки: в сводовой части купола, на склоне или в межкупольном пространстве. Наиболее высокие значения имеют коллекторы нефтепродуктивных пачек, расположенных в сводовой или присводовой частях; в скважинах на склонах куполов они ухудшаются; в межкупольном пространстве и на периферии западного участка — самые низкие. Это подтверждается и данными экспериментов на вновь пробуренных скважинах (табл. 1, 2). Для газа все коллекторы имеют характеристики выше кондиционных, поэтому даже из интервалов, соответствующих нефтяной залежи, получены его притоки.

Таким образом, для успешной довыработки залежей по месторождению Джаркак необходимо научно обоснованное оперативное сопровождение процесса выбора места заложения скважин, интервалов эксплуатации и их комбинирования, а также выработки промысловых объектов.

ANNOTATION

It is elucidated that Jarkak and Karaul-Bazar fields are multidome traps productive sediments of which have the same characteristics.

Общие закономерности распространения пород-коллекторов миоценовых отложений Ферганской впадины

Х.М. Рахматова
 (ОАО «ИГИРНИГМ»)

Для изучения особенностей физических свойств пород-коллекторов в пределах одной локальной структуры необходимо знать разрез и иметь достаточное количество анализов, а общих закономерностей распределения этих пород и перекрывающих их покровов в региональном плане, кроме того, — фаціальную изменчивость. Это дает возможность правильно наметить области распространения пород с повышенными и пониженными значениями основных параметров коллекторов и по полученным материалам выбрать перспективные площади и направления нефтепоисковых работ, а также рационально разработать промышленные скопления нефти и газа.

В связи с этим для Ферганской впадины составлены схемы (рис. 1 и 2), на которых отображены не только зональность изменения коллекторских свойств миоценовых отложений, но и фаціальные условия их накопления.

Кирпично-красная свита. Здесь трудно найти хотя бы в пределах одного поднятия выдержанные по литологическому составу и структурно-текстурным особенностям пласты пород. Вследствие этого резко различаются и физические свойства миоценовых отложений даже в двух смежных районах, а порой и соседних скважинах.

Несмотря на это здесь можно выделить три зоны: 1) распространения коллекторов с пониженными, средними, частично высокими емкостью и проницаемостью (7-20%, 10-500 мД), приурочена к подгорновеерным гравелитам и песчаникам делювиальных и аллювиальных конусов выноса; 2) средними, высокими и частично очень высокими (10-30%,

100-700, реже 1000-3500 мД), — к гравелитам, песчаникам и алевролитам аллювиальных равнин; 3) низкими и пониженными (<10%, ≤10 мД), — к алевролитам и глинам внутриконтинентальных озер (рис. 1).

Первая зона развита в прибортовых районах Ферганской впадины. Породы в целом не отличаются высокими коллекторскими показателями. Наиболее пористые и проницаемые развиты в северных и частично восточных районах, в остальных — в основном с пониженными и средними значениями. Низкие физические параметры обусловлены плохой отсортированностью обломочного материала и сильной обогащенностью глинисто-известковым цементом.

Вторая зона охватывает адырную полосу прибортовых частей впадины, несколько расширяясь в ее восточных районах. Коллекторы по составу, строению и мощности не выдержаны. Наблюдаются изменения содержания глинисто-карбонатного цемента, степени уплотненности, что значительно сказывается на пористости. Наиболее пористо-проницаемые породы расположены в средней и нижней (в основном) частях разреза в северном (мощность 5-10 м), северо-восточном и восточном (до 30-35 м) районах, в южном они встречаются значительно реже. Это объясняется увеличением глинистых фракций в составе песчаников: коллекторы повсеместно перекрыты практически непроницаемыми глинистыми пластами.

Следует отметить, что в породах-коллекторах кирпично-красной свиты Северной Ферганы значительно развиты тектонические зияющие и минеральные трещины двух и трех

генераций типа скола и отрыва шириной от 0,1 до 1,0 мм, плотность их увеличивается в сторону разрывных нарушений.

Третья зона включает центральные районы Ферганской впадины. Отложения здесь представлены глинистыми образованиями, почти полностью отсутствуют проницаемые пласты, только в окраинной части появляются песчано-алевритовые, сильно глинистые породы мощностью до 2-10 м, но и они сильно уплотнены под тяжестью вышележащей 5000-метровой толщи. В связи с этим имеют пониженные пористость (3-7%) и проницаемость, очень редко встречаются маломощные (до 2-3 м) песчаники с повышенными показателями (до 15-20%).

Анализируя изложенное, можно отметить, что в Ферганской впадине осадки кирпично-красной свиты представлены внутриконтинентальными озерными, равнинно-долинными и подгорновоеерными фациями. Наиболее благоприятны прибортовые части впадины (адырная полоса), менее — центральные районы, где размещены преимущественно глинистые образования.

Коллекторы с высокими значениями мощности, выдержанности по площади, емкости и фильтрационных свойств развиты в средней (по всей вероятности, это аналоги мингбулакского горизонта) и нижней частях разреза.

Бледно-розовая свита. Физические свойства коллекторов здесь полностью зависят от условий накопления вмещающих их отложений, хотя они и подвергнуты некоторым катагенетическим изменениям. В зонах развития плохо отсортированных терригенных пород наблюдаются пониженные емкостные и филь-

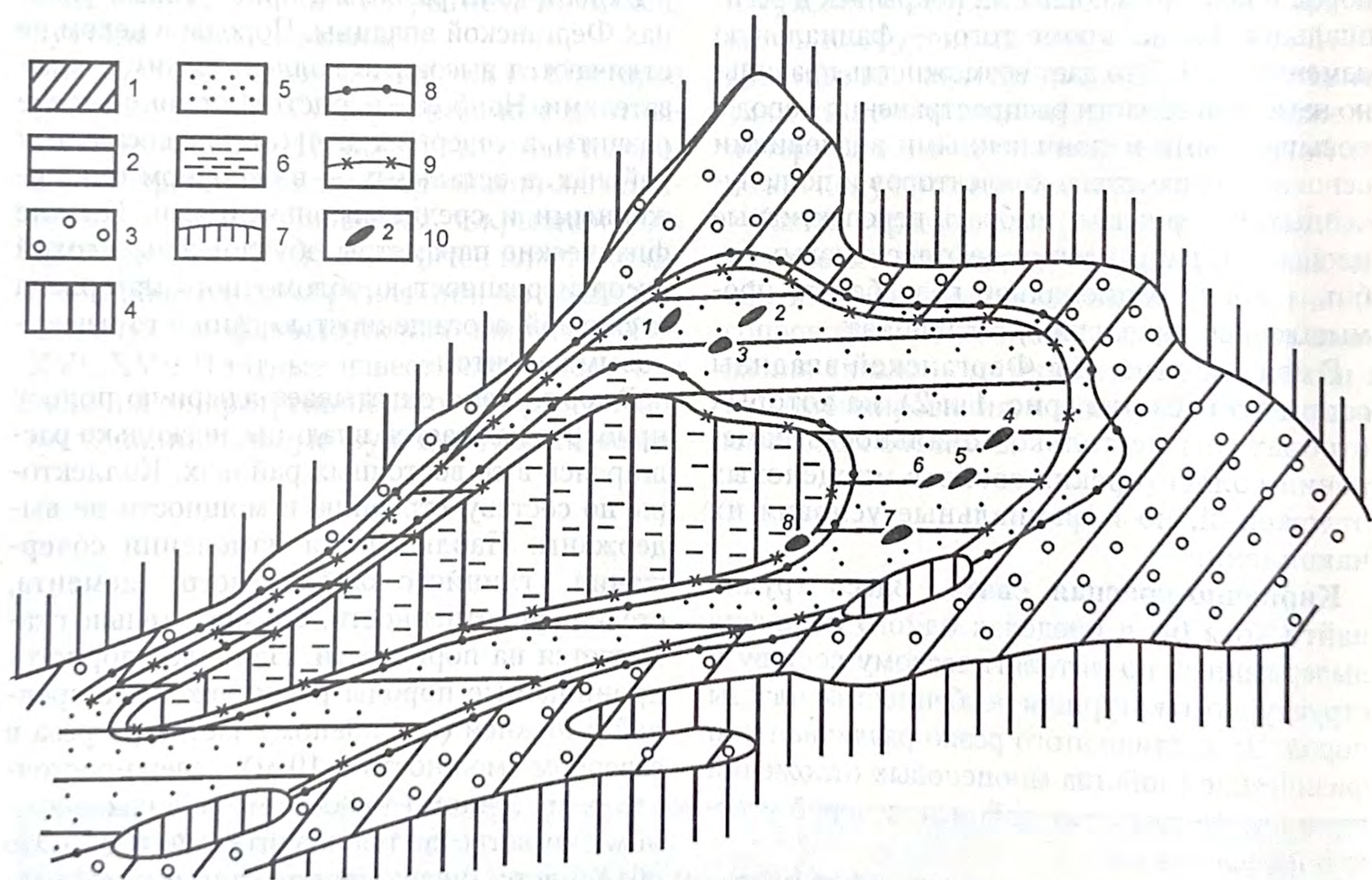


Рис. 1. Зональность изменений коллекторских свойств и фаций отложений кирпично-красной свиты неогена Ферганской долины:

1- первая зона распространения коллекторов с пониженной, средней частично высокой емкостью и проницаемостью ($m=7-20\%$, $k=10-500$ мД); 2- вторая со средней, высокой и очень высокой емкостью и проницаемостью ($m=10-30\%$, $k=100-140$ мД); 3- третья с низкой и пониженной, реже высокой емкостью и проницаемостью ($m=3-7\%$, $k<10$, иногда до 50 мД); 4- фация конгломератов, гравелитов и песчаников, конусах выносов; 5- гравелитов, песчаников, алевритов и глин, реже конгломератов аллювиальных равнин; 6- алевритов и глин, реже песчаников внутри континентальных озер; 7- палеозойские отложения; 8- граница 3- Шорбулакское; 4- Юж. Аламышикское; 5- Ходжабадское; 6- Андижанское; 7- Палванташское; 8- Гумханинское

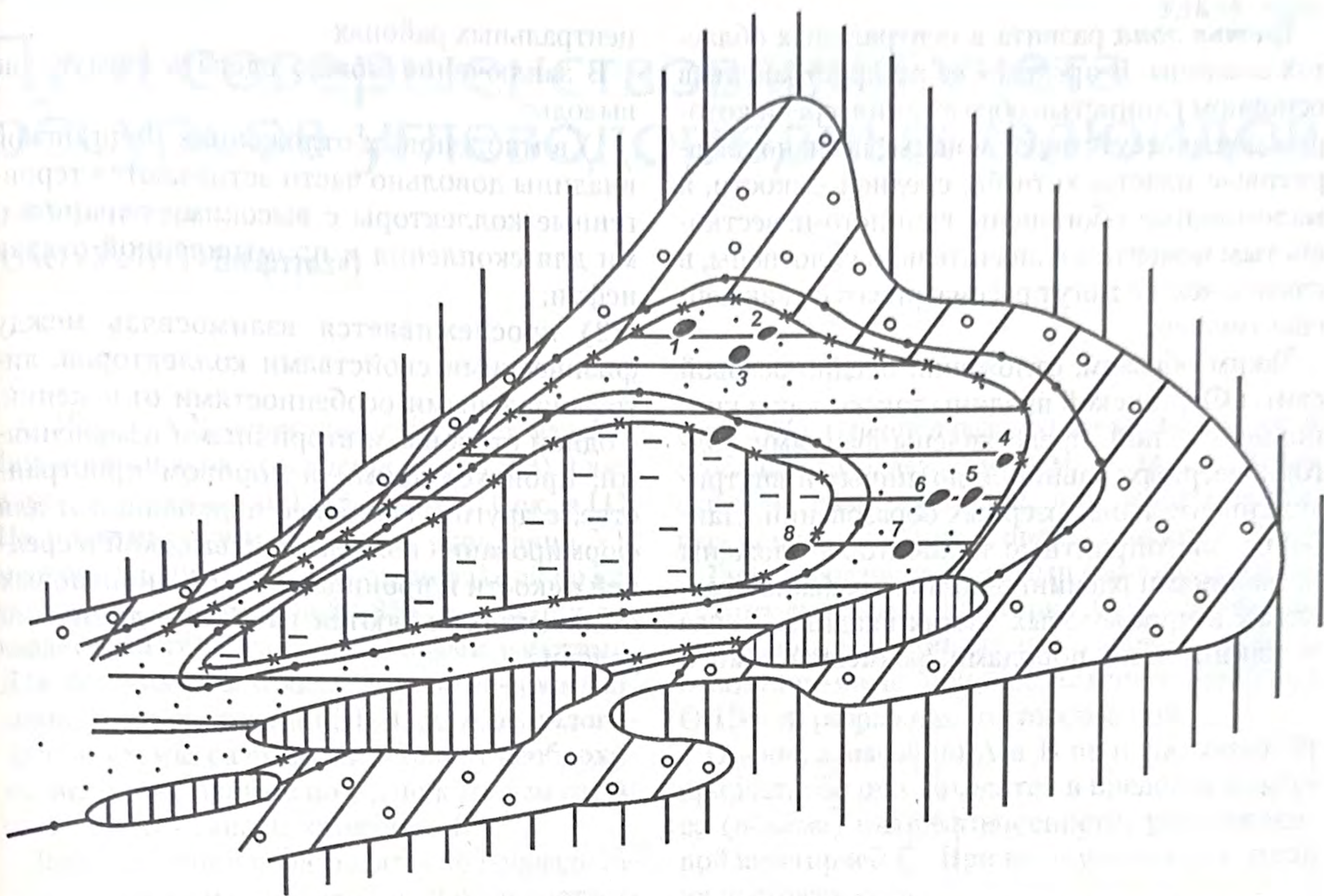


Рис.2. Зональность изменений коллекторских свойств и фаций отложений бледно-розовой свиты неогена Ферганской долины:
 1- $m=5-15\%$, $k<100$ мД; 2- $m=10-31\%$, $k=100-1185$ мД; 3- $m<5\%$, $k<1,0$ мД; остальные условные обозначения на рис. 1

трационные показатели, а в центральных внутриконтинентальных они совсем не встречаются. Относительно перспективны долино-равнинные песчаники и алевролиты.

В соответствии с фациями от периферии к центру впадины выделяются три зоны распространения коллекторов: 1) с пониженной и средней емкостью и проницаемостью ($5-15\%$, <100 мД), приурочена к гравелитам и песчаникам делювиальных и аллювиальных конусов выноса; 2) средней, высокой и очень высокой ($10-31\%$, $100-1185$ мД), — к гравелитам, песчаникам и алевролитам аллювиальных равнин; 3) низкой и пониженной ($<5\%$, <1 мД), — к алевролитам, глинам и реже песчаникам внутриконтинентальных озер (рис. 2).

Первая зона охватывает прибортовые части Ферганской впадины. Особенностью пород-коллекторов являются плохая отсортированность слагающего их обломочного материала, частое изменение литологического состава, значительная обогащенность глинисто-известковым цементом. В связи с этим

они характеризуются пониженной и средней емкостью и проницаемостью (100 мД). Мощность отдельных песчаных пластов изменяется от 10 до 20 м.

Вторая зона полукольцом ограничивает область, переходную от обрамления к центральной части Ферганской впадины, несколько расширяясь в ее восточной половине. Породы сложены разнородными песчаниками, обогащенными глинисто-известковым цементом. Песчаные коллекторы местами содержат прослои конгломератов, глин и алевролитов, мощность колеблется от 2-5 до 20-30 м, пористость — $10-38\%$, проницаемость — $100-600$ мД.

Наиболее мощные, высокопористые и проницаемые породы развиты в основном в восточной части впадины, особенно на площадях Юго-Восточной Ферганы. Коллекторы с высокими показателями ($20-25\%$ и $100-600$ мД) встречаются в южных и северных районах, главным образом в верхней половине разреза. Мощность их достигает 10 м. Некоторое ухудшение этих свойств отмечается к западу.

Третья зона развита в центральных областях впадины. В пределах ее распространены в основном глинистые образования, среди которых почти отсутствуют мощные песчано-алевритовые пласты хотя бы средней емкости, а маломощные обогащены глинисто-известковым цементом и значительно уплотнены, в связи с чем не могут рассматриваться как перспективные.

Таким образом, отложения бледно-розовой свиты Ферганской впадины так же, как и кирпично-красной, представлены фациями подгорновеерных, равнинно-долинных и внутриконтинентальных озерных образований. Наиболее благоприятные коллекторы сложены песчаниками равнинно-долинных фаций, развитых в прибортовых частях впадины, менее — глинистыми породами, размещенными в

центральных районах.

В заключение можно сделать следующие выводы:

1) в миоценовых отложениях Ферганской впадины довольно часто встречаются терригенные коллекторы с высокими параметрами для скопления и промышленной отдачи нефти;

2) прослеживается взаимосвязь между физическими свойствами коллекторов, литофациальными особенностями отложений, с одной стороны, и вторичными изменениями, происходящими в поровом пространстве, с другой. Наиболее подходящими для формирования коллекторов высокой и средней емкости и проницаемости в миоценовых отложениях являются равнинно-долинные условия.

ANNOTATION

Reviewed are characteristic properties of composition and structure for reservoir rocks of Miocene deposits. A direct tie is revealed between their filtration capacity properties and lithological peculiarities of brick-red and pale-pink Miocene formations.

Пути совершенствования учета ресурсов углеводородных флюидов

Э.Ю. Бегметов

(ОАО «УзЛИТИнефтьгаз»)

С 1983 г. в Узбекистане действует классификация запасов углеводородных (УВ) флюидов, разработанная ГКЗ бывшего Союза [1]. На практике промышленные скопления УВ месторождений (залежи) оцениваются по категории C_1 , где они на 80-85% считаются доказанными геолого-разведочными работами. Для составления проектов опытно-промышленной эксплуатации (ОПЭ) или технологической схемы разработки объекта необходимы исходные данные по C_1 , по которым затем оцениваются запасы категории В.

Такие операции производятся по площади залежи (или ее части), разбуренной в соответствии с утвержденным проектом ОПЭ или технологической схемой разработки месторождения. Строительство эксплуатационных скважин осуществляется в контуре нефтегазоносности, установленном при подсчете запасов УВ категории C_1 . В процессе ОПЭ выявляются основные гидродинамические особенности залежи, определяющие условия ее разработки. По результатам строительства скважин находятся запасы УВ категории А (точность должна соста-

вить 95%). В период разработки анализируются особенности залежи: режим, продуктивность скважин, пластовые давления, дебиты нефти, газа, конденсата, гидро-, пьезопроводность и др.

Таким образом, основными балансовыми являются скопления категории C_1 , от достоверности которых зависят извлекаемые запасы, использованные при составлении проектов ОПЭ или разработке месторождения.

Оценка запасов по А и В не показывает их прирост, ибо они находятся в пределах контура (объема) газонефтеносности, установленной категорией C_1 . При этом уточняется лишь их достоверность.

Скопления углеводородов C_2 — неразведанная часть залежи, примыкающая к участкам более высоких категорий, их площадь часто устанавливается гипотетически при отсутствии пробуренных разведочных скважин. Они относятся к вероятным и нередко участвуют в разработке залежи, т.е. с падением пластового давления УВ дренируются в зоны отбора.

В классификации 1983 г. к категории C_2 относят также залежи в промежуточных и зале-

Классификационные признаки категорий запасов и ресурсов УВ флюидов

Признаки	Доказанные промышленные запасы по категориям			Ресурсы по категориям		
	C_1	В	А	C_2 (вероятные)	C_3 (перспективные)	D_1 (прогнозные)
Объект оценки	Разведанная залежь, ее часть	Разрабатываемая залежь, ее часть	Разрабатываемая залежь, ее часть	Неразведанная часть залежи	Детализированные ловушки	Выявленные ловушки
Изученность оцениваемого объекта	Бурением поисково-разведочных скважин на подготовленных к промышленному освоению площадях	По результатам ОПЭ месторождения	По результатам разработки месторождения	По примыкающим участкам с запасами более высокой категории	Детализированными геолого-геофизическими работами, ловушками с подсчетными параметрами по аналогии	По удельным плотностям УВ в зонах нефтегазонакопления с установленными прогнозными ресурсами
Достоверность оценки запасов, %	80 и более	90	95 и более	Более 50	30 и более	10-20

гающих выше неопробованных пластах разведанных месторождений. По-видимому, их следует рассматривать как предполагаемые категории C_3 . Достоверность их оценивается в 30%. На практике перспективные запасы этой категории после выявления промышленных или получения отрицательных результатов поискового бурения снимаются с баланса «полезные ископаемые». В первом случае такие площади переходят в разряд «месторождение». Очевидно, в зависимости от геологического строения объекта в зоне дренажа УВ вокруг скважины-первооткрывательницы ресурсы их следует переводить из категории C_3 в промышленные C_1 , а остальные — вероятные по C_2 . В дальнейшем по каждой разведочной скважине, давшей значительный приток, предполагаемые скопления УВ можно классифицировать как промышленные, а в конце они полностью должны переходить в этот разряд категории C_1 . Такая ежегодная сквозная оценка будет способствовать увеличению достоверности балансовых запасов от начала под-

готовки площади к поисковому бурению до ввода в эксплуатацию.

В определении перспективных ресурсов углеводородов по региону большую роль играет оценка прогнозных значений по D_1 в зонах нефтегазонакопления. Наш анализ по Бухаро-Хивинскому району показывает, что установленные запасы УВ этой категории по выявленным ловушкам (локализованным) наиболее близки к истинным, так как здесь из общих площадей исключены межструктурные. Такой подход дает возможность выбрать наиболее перспективные ловушки для подготовки геолого-разведочных работ в зависимости от экономической целесообразности.

В целом предложенный способ освоения нефтяных и газовых ресурсов позволит вести разработку проектов всего цикла от предварительной оценки перспективности нефтегазовых регионов до поисков, разведки и добычи углеводородов на конкретном лицензионном участке.

ЛИТЕРАТУРА

1. Классификация запасов месторождений, перспективных и прогнозных ресурсов нефти и горючих газов. М., ГКЗ, 1983.

ANNOTATION

Resources account of hydrocarbon fluids for all volume of geological exploration for hydrocarbon reserves is considered beginning with preliminary evaluation of perspective oil and gas bearing regions to search prospecting and hydrocarbon extraction.

Научно-методологические основы развития технологических линий адсорбционной очистки парафина

С.А. Абдурахимов, Д.М. Мирсабуров, А.С. Султанов, З.С. Салимов, Ш.М. Сайдахмедов
 (ТашГТУ, Институт общей и неорганической химии АН РУз, НХК «Узбекнефтегаз»,
 АК «Узнефтепереработка»)

Современные технологические линии адсорбционной очистки парафина (ТЛ АОП) являются сложными химико-технологическими системами (СХТС), для совершенствования и оптимизации которых необходимо применение методов системного исследования [1], что позволяет значительно повысить их технико-экономические показатели и ускорить внедрение новых разработок. Однако отсутствие единой утвердившейся методологии ограничивает распрост-

ранение такого анализа при решении указанных задач.

Технологические линии АОП имеют множество взаимосвязанных и влияющих друг на друга процессов, обратных материальных и тепловых потоков со сложными рециклами [2]. Системное исследование линий обычно осуществляется в два этапа. На первом анализируются их качественные свойства, на втором — количественные параметры. В рамках первого этапа логически обобщается имеющаяся информация об объекте, т.е. определяются цель, выход подсистем и их критерии функционирования, второго — изучаются выделенные подсистемы. Объединение параметров вокруг локальных целей составляет содержание задачи декомпозиции ТЛ АОП. Структуры технологических линий АОП распадаются на ряд подсистем, состояние элементов которых непрерывно изменяется при постоянстве структуры ТЛ.

Метод системного исследования ТЛ АОП предусматривает многоуровневую декомпозицию, т.е. горизонтальную и вертикальную. Расчленение по горизонтали осуществляется на участки, аппараты и т.п., по вертикали — на про-

Уровни иерархии

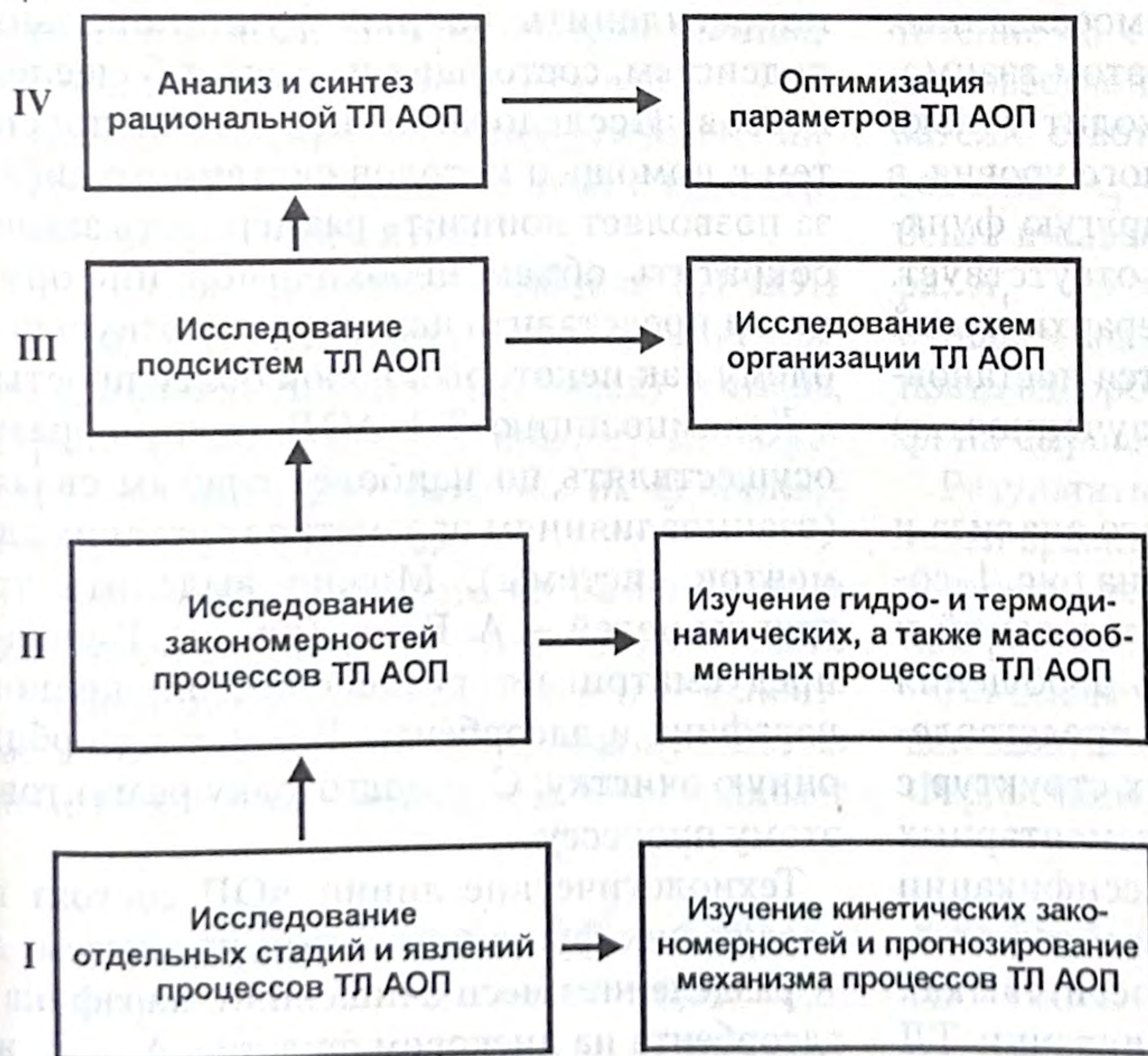


Рис. 1. Структурная схема системного анализа и развития ТЛ АОП

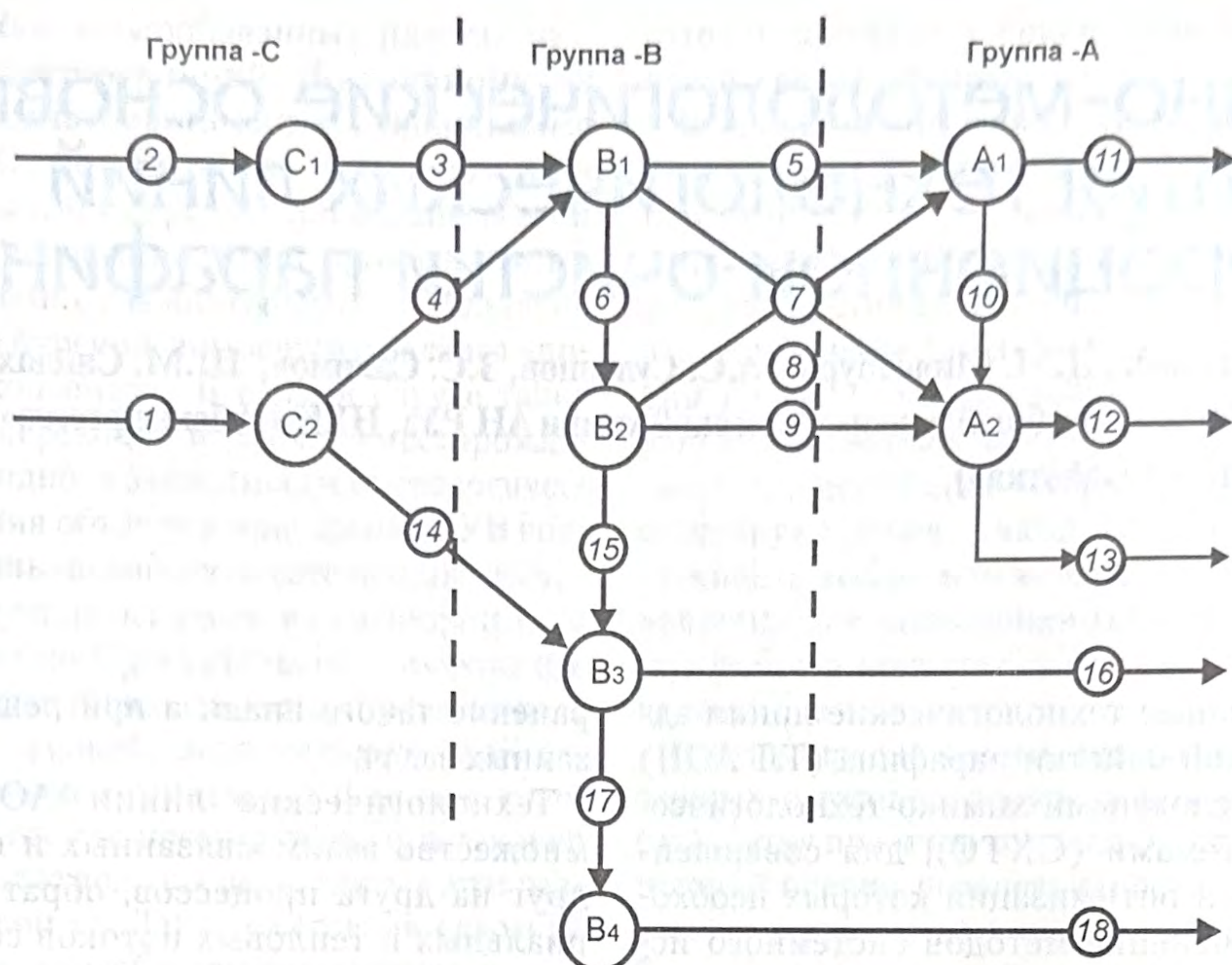


Рис.2. Схема взаимосвязей целей ТЛ АОП:

1- парафин сырец; 2- глина; 3- адсорбент; 4- смесь «парафин-адсорбент»; 5-4-7- то же однократно очищенного парафина с адсорбентом; 6- частично очищенного парафина с адсорбентом; 8-9- двукратноочищенного парафина с адсорбентом; 10- частично отфильтрованного парафина с адсорбентом; 11- отработанный адсорбент, выделенный из дискового фильтра; 12- то же из рамного фильтра; 13- адсорбционно-очищенный парафин; 14- предварительно нагретый парафин сырья; 15- стационарный адсорбент; 16- очищенный парафин (в первой колонне адсорбента); 17- то же частично; 18- очищенный парафин (во второй колонне)

цессы, подсистемы и сводится к разработке иерархической структуры взаимосвязанных друг с другом элементов. При этом взаимодействие между ними происходит только внутри одной подсистемы данного уровня, в то время как с входящими в другую функциональную подсистему оно отсутствует. Число уровней и элементов иерархической структуры ТЛ АОП определяется постановкой задачи, свойствами и изученностью объекта.

Структурная схема системного анализа и развития ТЛ АОП, показанная на рис. 1, состоит из четырех уровней исследований и предполагает высокую степень обобщения изучаемых процессов с целью представления их в виде соответствующих структур с максимальным упрощением элементарных единиц. Известные методы классификации СХТС не применяются широко в нефтеперерабатывающей промышленности, так как требуют учета структуры организации ТЛ АОП, общности природы ее составных про-

цессов [2]. При подобном подходе их можно расчленить на ряд функциональных подсистем, состоящих из двух и более процессов. Исследование поведения подсистем с помощью методов системного анализа позволяет понизить размерность задачи, сократить объем необходимой информации и представить исходную сложную проблему как некоторый набор более простых.

Декомпозицию ТЛ АОП целесообразно осуществлять по наиболее слабым связям (взаимовлияниям параметров соседних элементов системы). Можно выделить три группы целей — А, В и С (рис. 2). Группа А предусматривает разделение опущенного парафина и адсорбента; В — его адсорбционную очистку; С — подготовку реагентов к этому процессу.

Технологические линии АОП состоят из следующих функциональных подсистем: А₁ — разделение смеси очищенного парафина и адсорбента на дисковом фильтре; А₂ — то же на рамном; В₁ — адсорбционная очистка па-

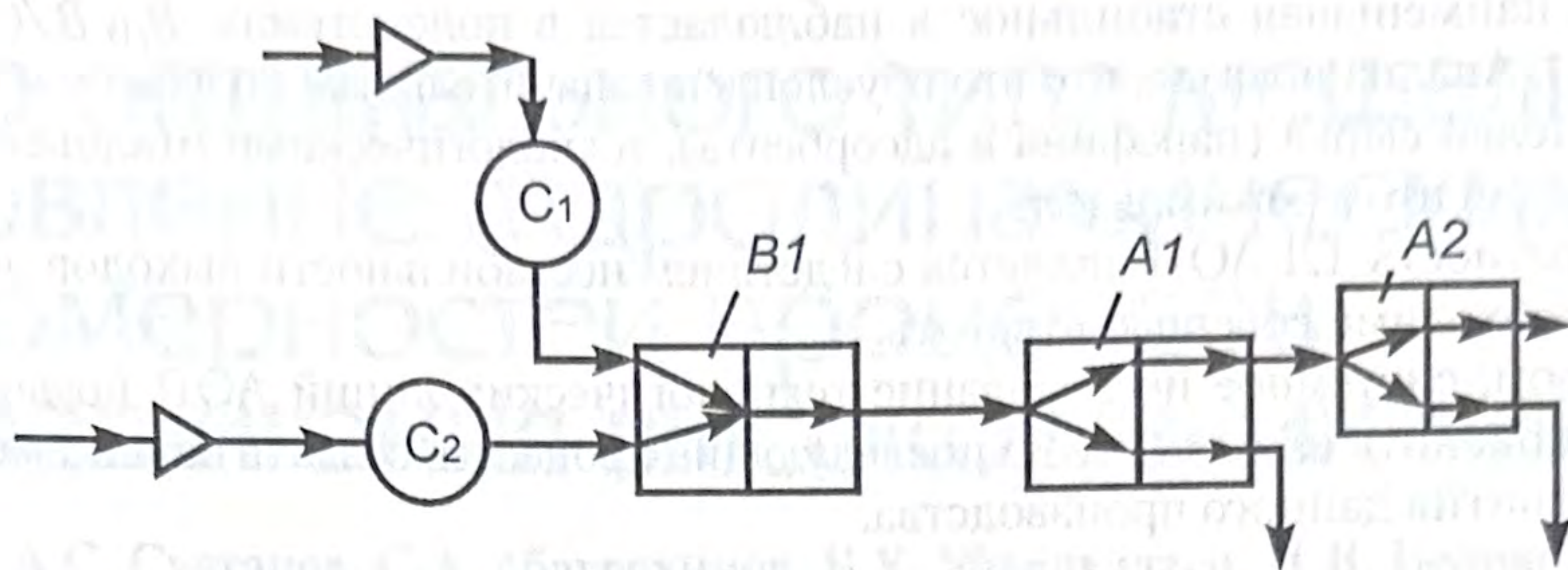


Рис.3. Операторная модель технологической линии адсорбционной очистки парафина: C_1 - термоактивация адсорбента; C_2 - подогреватель парафина-сырца; B_1 - адсорбционная очистка парафина; A_1 - фильтрация смеси парафина с адсорбентом на дисковом фильтре; A_2 - то же на рамном

парафина на первой стадии; B_2 — то же на второй; B_3 — на стандартном (гранулированном) адсорбенте (в первой колонне); B_4 — на стационарном (во второй колонне); C_1 — активация порошкообразного адсорбента; C_2 — подогрев парафина сырца. Эти подсистемы могут воплощаться в различные ТЛ АОП, различающиеся количеством элементов и их соединениями.

Современное развитие ТЛ АОП ориентируется на комплексное использование всех полезных компонентов, содержащихся в сырье. При этом их доминирующей подсистемой является адсорбционная очистка парафина. По виду последнего определяется класс данной системы, а по количеству нецентральных подсистем и связи между ними — ее тип.

Такая классификация технологических линий обеспечивает единый подход к их совершенствованию и развитию.

Используя операторную модель ТЛ АОП (рис. 3), можно выявить линии рециркуляции материальных (или тепловых) потоков, разрыва (декомпозиции) подсистем, разработать оптимальные режимы их функционирования и управления.

Технологические линии по назначению и характеру выпускаемой продукции относятся к линиям массового производства, целостность которых определяется совокупностью элементов. Их взаимодействие обуславливает

новые качества системы, несвойственные образующим ее частям [3, 4].

Системный анализ ТЛ АОП включает в себя вычленение элементов подсистем и выявление их устойчивых отношений (способность сохранять точность показателей качества парафина во времени), что позволяет определить их целостные свойства. Совершенствование ТЛ АОП реализуется по трем основным направлениям: технологии, оборудованию и автоматизации, поэтому оценка указанных свойств становится важной задачей.

Нами изучена целостность ТЛ АОП Ферганского НПЗ при нормальном режиме работы системы. Сбор данных осуществлялся в течение 48 ч через каждые 2 ч, обработка — по известной методике [3]. В качестве показателя стабильности подсистемы использовались A_2 — остаточное содержание адсорбента в парафине (%) после рамного фильтра; A_1 — то же, после дискового; B_1 — цвет очищаемого парафина (усл. ед.); C_1 — активность адсорбента, %; C_2 — температура парафина-сырца, °C.

Результаты измерений указанных показателей сравнивались с их номинальными значениями, установленными в технологическом регламенте.

На основе обработки современной информации выявлены следующая целостность ТЛ АОП Ферганского НПЗ и стабильность ее подсистем:

$$\begin{aligned} \sigma_{C_2 C_1 B_1 A_1 A_2} &= \sigma_{C_2} + \sigma_{C_1} + \sigma_{B_1 / C_2 C_1} + \sigma_{A_1 / C_2 C_1 B_1} + \sigma_{A_2 / C_2 C_1 B_1 A_1} - 4 = \\ &= 0,97 + 0,75 + 0,62 + 0,91 + 0,94 - 4 = 0,19. \end{aligned}$$

Как видим, наименьшая стабильность наблюдается в подсистемах B_1 ($B_1/C_2C_1 = 0,62$) и C_1 ($C_1 = 0,75$). Анализ показал, что это обусловлено значительным колебанием физико-химических показателей сырья (парафина и адсорбента), технологическими отклонениями от установленных регламентом режимов и др.

Низкая целостность ТЛ АОП является следствием нестабильности выходов подсистем B_1 и C_1 , которые необходимо совершенствовать.

Таким образом, системное исследование технологических линий АОП позволяет выявить «узкие» места, оценить их влияние на последующие процессы, создать научно-методологические основы развития данного производства.

ЛИТЕРАТУРА

1. Кузичкин Н.В. и др. Методы и средства автоматизированного расчета химико-технологических систем // Учебник для вузов. Л.: Химия, 1987. 152 с.
2. Плановский А.Н., Николаев П.Н. Процессы и аппараты химической и нефтехимической технологии // Учебник для вузов, 3-е изд., М.: Химия, 1987. 496 с.
3. Панфилов В.А. Научные основы развития технологических линий пищевых производств. М.: Агропромиздат, 1986. 245 с.
4. Абдурахимов С.А. Научно-технические основы развития технологических систем процессов получения и переработки хлопкового масла. Автореф. дис. доктора техн. наук. Краснодар, 1993. 47 с.

ANNOTATION

Results of systematic research for technological line of adsorption hard block paraffin treating are presented conformably to the Fergana Refinery conditions.

Выбор оптимального типа мешалки и установление гидродинамических закономерностей процессов перемешивания высоковязких нефтей

З.С. Салимов, А.С. Султанов, С.А. Абдурахимов, Б.Х. Убайдуллаев, Н.В. Беликова
 (ТашГТУ, НХК «Узбекнефтегаз», Институт общей и неорганической химии АН РУз)

Освоение новых месторождений высоковязких нефтей в Узбекистане связано с решением проблем их транспортирования, первичной очистки из-за повышенной вязкости (121,52 сСт при 20°C) [1] и плохой текучести, создающих высокое гидравлическое сопротивление в трубопроводе. В связи с этим увеличиваются энергетические затраты на перекачку и износ используемого оборудования, а также затрудняются такие технологические процессы, как стабилизация, обессоливание и обезвоживание нефти.

Для улучшения технико-экономических показателей переработки сырья нами исследовалась возможность интенсификации и оптимизации процесса механического перемешивания высоковязкой нефти для подготовки ее к транспортированию и первичной очистке.

Механическое перемешивание осуществляется с помощью приспособлений, которым сообщается вращательное движение непосредственно от электродвигателя, через редуктор или клиноременную передачу [2]. Известны возвратно-поступательные варианты, имеющие привод от механического или электромагнитного вибратора.

Для гомогенизации ньютоновских жидкостей число оборотов мешалки в случае однофазной системы с целью снижения температурных и концентрационных градиентов может быть определено из зависимости

$$n\tau = C_\tau = \text{const}, \quad (1)$$

где τ — время перемешивания (достижения заданной степени однородности жидкости или гомогенизации); значения C_τ приведены в таблице.

Для неньютоновских жидкостей, отличающихся большим разнообразием свойств, полу-

чены лишь отдельные расчетные уравнения определения мощности, потребляемой турбинными и якорными вариантами в условиях псевдопластичных систем [3].

Изучаемая нами нефть идентифицирована как вязкопластичная жидкость, которая при воздействии на нее начального напряжения сдвига ведет себя как упругое твердое тело, т.е. не движется. При превышении этого значения она начинает соответствовать ньютоновской и подчиняться ее закономерностям. Поэтому для анализа влияния различных типов мешалок на эффективность перемешивания высоковязкой нефти можно ориентировочно воспользоваться данными таблицы.

Удельная кинетическая энергия вращающейся жидкости (E/V), Дж/м³, равна

$$E/V = 2\pi^2 \rho n^2 r^2, \quad (2)$$

где $\pi = 3,14$; ρ — плотность, кг/м³; n — скорость вращения, об/с; r — радиус, м.

Затрачиваемая кинетическая энергия пропорциональна квадрату скорости вращения и увеличивается со временем, так как [5]

$$E = N\tau,$$

где N — мощность, потребляемая электродвигателем мешалки, Вт.

Приняв $\tau = \text{const}$ для конкретного процесса, из (2) видим: чем больше C_τ , тем больше n , что связано с увеличением затрат энергии. Следовательно, чем меньше C_τ , тем они меньше. Согласно данным таблицы, минимальными значениями обладают якорное и листовое приспособления. При этом для всех типов, кроме листового, характерно снижение C_τ с уменьшением отношения диаметра сосуда к диамет-

Характеристика различных типов мешалок [2]
(D — диаметр сосуда, м; d — вращающейся мешалки, м)

Тип мешалки	D/d	C _r
Турбинная закрытого типа	3	46
	4	81,5
Турбинная открытого типа	3	56
	4	99,5
Листовая	2	20,5
	1,5	20,7
Лопастная	3	96,5
Пропеллерная с диффузором	3	66,2
	4	118
Пропеллерная	3	96,5
	4	170
Якорная	1,15	30

ру мешалки. Отсюда следует, что небольшие затраты энергии в процессе перемешивания жидкостей отмечаются в случае использования якорных или листовых мешалок при низком D/d (лабораторный вариант 1,02-1,05). На основе сопоставлений сделан выбор оптимального варианта типа мешалки, позволяющий осуществлять перемешивание высоковязкой нефти с минимальными энергозатратами.

В лабораторных условиях изучалось влияние перемешивания высоковязких нефтей на гидродинамические показатели движения, расчет модифицированного критерия Рейнольдса (Re_m) и критерия мощности (K_N). Перемешивание образца вязкостью 270 сСт и плотностью 935 кг/м³ при 20°C лабораторной мешалкой, потребляющей 0,6 Вт, в течение 2 мин со скоростью 41; 72; 120; 180 об/мин уменьшило кинематическую вязкость до 58,53; 54,01; 22,5 и 22,5 сСт соответственно. Увеличение числа оборотов от 41 до 120 понизило вязкость в среднем на 60%, до 180 — практически не дало никаких результатов. Для описания процесса перемешивания применяются Re_m и K_N [2]:

$$\begin{aligned} Re_m &= nd^2 \rho/\mu; \\ K_N &= N\rho n^3 d^5, \end{aligned} \quad (4)$$

где d — диаметр мешалки, м; ρ — плотность жидкости, кг/м³; μ — ее динамическая вязкость, Па.с.

Отличие (3) от обычного выражения

$$Re = Wd \rho/\mu \quad (5)$$

состоит в том, что вместо линейной скорости жидкости W (м/с), среднюю величину которой при перемешивании установить практически невозможно, в модифицированный критерий Рейнольдса подставляется величина nd , пропорциональная окружной скорости мешалки ($W_{окр}$) [2]:

$$W_{окр} = \pi dn. \quad (6)$$

В качестве определяющего линейного размера используется ее диаметр (d). Записав вместо W значение $W_{окр}$ из (6) в (5), получим выражение (2).

По приведенным данным нами рассчитан Re_m для перемешивания высоковязких нефтей. В интервале скоростей вращения мешалки 41—120 об/мин он изменяется от 76 до 84, что указывает на переходный режим ($30 < Re < 100$), при 180 об/мин повышается до значения 199, соответствующего турбулентному ($10^2 < Re < 10^5$).

Критерий мощности определяется так:

$$K_N = C/Re_m^m, \quad (7)$$

где C и m — постоянные величины (для данного случая принимаем 6 и 0,25) [2].

Ниже приведены результаты экспериментов

и расчетов зависимости модифицированного критерия Рейнольдса и критерия мощности от скорости перемешивания:

n, об/мин	ν , сСт	Re_M	K_N
41	58,53	76	1,03
72	54,01	84	1,98
120	22,5	199	1,6
180	22,5	199	1,6

С увеличением числа оборотов мешалки возрастает сопротивление среды ее вращению, вызванное турбулизацией пограничного слоя и образованием кормового следа в пространстве за движущимися лопастями. При переходном режиме ($Re_M=76-84$) K_N снижается с 1,03 до 1,98, турбулентном ($Re_M=199$) — резко падает до 1,6; в дальнейшем критерии не изменяются.

ЛИТЕРАТУРА

1. Рашидова Ф.М., Хамидов Б.Н., Нарметова Г.Р. О мингбулакской нефти и ее бензиновой фракции // Узб. хим. журнал. 1997, №4. С. 61-63.
2. Касаткин А.Г. Основные процессы и аппараты химической технологии. М.: Химия, 1971. 784 с.
3. Штербачек З., Тауск П. Перемешивание в химической промышленности. М.: Госхимиздат, 1963. 416 с.

Таким образом, для снижения плотности высоковязкой нефти можно применять перемешивание. При этом с увеличением скорости вращения мешалки, пока жидкость движется в переходном режиме, ее вязкость уменьшается вплоть до возникновения турбулентности. Необходимо установить критическое значение скорости, соответствующее $Re_M=199$, $K_N=1,6$, которое не следует превышать.

Используя симплексы геометрического подобия, с помощью полученных критериев рассчитываются крупногабаритные установки для перемешивания высоковязкой нефти в производственных условиях.

Результаты исследований могут быть применены в нефтеперерабатывающей промышленности для интенсификации процессов транспортирования и первичной очистки сырья.

ANNOTATION

A possibility of intensification and optimization of mechanical mixing process for high-viscous oil is studied in order to treat it for transportation and primary clearing.

Легкий гидрокрекинг дистилятного сырья

А.А. Курбанов, М. Шахмедова, М.Ф. Абидова, Ш.Ш. Бахрамов
(ОАО «УзЛИТИнефтваз», УзКФИТИ, НХК «Узбекнефтегаз»)

Проблему глубокой переработки вакуумных дистилятов наиболее комплексно можно решить с помощью гидрокрекинга, обеспечивающего получение широкого ассортимента светлых нефтепродуктов, отвечающих современным требованиям [1]. Разработанный авторами [2] процесс реализуется при высоком и низком давлениях по одностадийной технологии на полифункциональном катализаторе. Основной его недостаток — очень большая степень расщепления сырья, что усложняет тепловое регулирование и ухудшает экономические показатели (перерасход водорода). В связи с этим необходимо создание селективного катализатора, позволяющего избежать подобных явлений, повысить гибкость управления процессом с улучшением его характеристик. При этом особенность перерабатываемого сырья и условия гидрокрекинга обуславливают специфические требования к ним [3].

Цель данной работы — выбор оптимального по составу алюмо-кобальт-молибденового (АКМ) катализатора для легкого гидрокрекинга. Синтезировано четыре образца с различным соотношением оксидов кобальта и молибдена при сохранении суммарного количества 15% масс. Все они готовились методом нанесения активных компонентов на оксид алюминия. В качестве носителя использовали гидрат окиси алюминия. Рассчитанное количество активных оксидов в виде солей (в основном азотнокислых) растворяли в дистиллированной воде (90°C), затем вносили гидрат оксида алюминия, добавляли воду, массу энергично перемешивали до однородности и подвергали экструзии. Экструдаты предва-

рительно 3 ч прокачивали при 300°C и 6 ч при 580-600 до полного удаления оксидов азота, далее сушили при 100-120°C в течение 6 ч. Полученные таким образом таблетки испытывали на лабораторной установке проточного типа для оценки их активности. Сырьем служил высокосернистый вакуум-газойль (табл. 1).

Промышленный АКМ катализатор исследован нами в процессе частичного гидрокрекинга вакуумного газойля с целью выявления относительной активности синтезированных образцов. Выход дизельной фракции составил около 30% масс. Установлено, что оптимальными условиями, при которых получается 34,1% топливных фракций, из них 29,0% — дизельной с содержанием серы 0,6% масс. (температура застывания минус 18°C), являются 425°C; 5,0 МПа; 1 ч⁻¹, соотношение высоты и диаметра — 8,3. Остаток выше 350°C характеризуется относительно низким процентом серы (1,0) и облегченным фракционным составом по сравнению с исходным сырьем. Его целесообразно направить на рециркуляцию или использовать в каталитическом крекинге. Таким образом, на катализаторе при подборе соответствующих условий гидрокрекинга из высокосернистого дистилята можно получить значительный выход топливных фракций.

На синтезированных лабораторных образцах изучалось влияние температуры на показатель процесса. Выявлено, что по мере ее повышения количество топливных фракций увеличивается за счет термического крекинга, но при этом снижается вы-

Таблица 1

Состав и свойства исходного сырья

Показатель	Содержание
Плотность при 20°C, кг/м ³	900
Содержание, % масс.	
серы	2,2
азота	0,12
основного азота	0,032
Вязкость при 50°C, сСт	17,0
Иодное число, г I ₂ /100 г	14,5
Коксуемость, % масс.	0,21
Температура, °C	
вспышки	174
застывания	25
Сульфлируемые, % об.	52
Молекулярная масса	298
Фракционный состав, %	
начало кипения, °C	333
10	354
50	392
90	450
Конец кип./об.выход	506/93
Групповой углеводородный состав, % масс.	
парафино-нафтеновые	48
ароматические	48,6
в т. ч. легкие	12,8
средние	27,3
тяжелые	8,5
смолистые	2,4

ход катализата, происходит интенсивное газообразование.

При температуре 425°C получается достаточно высокий выход катализата: 94,3; 91,1; 93,0; 94,0% масс. на катализаторах I, II, III, IV соответственно и топливных фракций, выкипающих до 360°C, — 32,5; 35,7; 41,7; 35,2.

Установлено, что увеличение содержания окиси кобальта в катализаторе с 5,0 до 7,6% масс. способствует повышению выхода топливных фракций, но при этом возрастает газообразование, уменьшается количество катализата; до 10% — снижению крекирующей активности, кроме того, — ухудшению глубины удаления серусодержащих соединений (табл. 2).

Как видим, гидрообессеривание с давлением незначительно углубляется на всех синтезированных катализаторах, выход топливных фракций увеличивается. С ростом объемной скорости с 1 до 4 ч⁻¹ эти показатели несколько уменьшаются, а выход катализата повышается.

Оптимальными по сочетанию крекирующей и гидрообессеривающей способности является образец III, а условиями процесса — температура 425°, давление 5 мПа, объемная скорость подачи 1 ч⁻¹. Увеличение количества окиси кобальта до 7,6% масс. в составе катализатора немного улучшает его гидрирующую активность, а до 10% — снижает по отношению к ароматическим углеводородам и непредельным соединениям. Хоро-

Таблица 2

Влияние условий гидрокрекинга на выход топливных фракций

Выход, % масс.	Катализатор	Давление, МПа						
		5	5	5	5	10	15	20
		Объемная скорость, ч ⁻¹						
		1,0	2,0	3,0	4,0	1,0	1,0	1,0
Катализата	I	94,3	94,3	96,2	97,0	94,0	93,7	92,2
	II	94,0	94,7	95,5	96,8	92,5	90,6	89,8
	III	93,0	93,4	95,3	95,5	91,0	90,0	89,7
	IV	91,1	92,3	92,5	92,5	94,3	90,3	88,2
Фракции н.к.-180°C	I	6,3	4,3	3,9	2,1	7,3	10,5	12,8
	II	7,2	4,4	3,4	3,1	8,3	10,5	12,7
	III	10,2	8,0	4,7	3,5	10,6	10,2	13,8
	IV	9,2	7,0	5,1	4,4	9,0	10,7	10,8
Фракции 180-350°C	I	26,2	22,1	19,6	19,0	26,9	30,0	31,0
	II	28,5	23,0	22,3	18,5	28,9	28,4	29,3
	III	31,5	26,1	24,0	22,2	32,5	32,9	34,1
	IV	26,0	24,0	21,1	17,9	26,2	26,5	28,0

шим изомеризующим качеством обладает образец IV (температура застывания дизельной фракции минус 21°C), содержащий 10% масс. окиси кобальта, но по крекирующим и гидрирующим свойствам он уступает катализатору III.

Таким образом, в качестве основы для дальнейшей модификации с целью получе-

ния эффективного катализатора гидропереработки высокосернистого дистиллятного нефтяного сырья можно использовать образец III, позволяющий получить на 7,6% масс. больше топливной фракции, чем на промышленном АКМ катализаторе гидроочистки.

ЛИТЕРАТУРА

1. Курсанов В.М. и др. Гидрокрекинг дистиллятного сырья // Химия и технология топлив и масел, 1986, №9. С. 4.
2. Орочко Д.И., Сулимов А.Д., Осипов Л.Н. Гидрогенизационные процессы в нефтепереработке. М.: Химия, 1971. С. 80-84.
3. Нефедов Б.К., Радченко Е.Д., Алиев Р.Р. Катализаторы процессов углубленной переработки нефти. М.: Химия, 1992. С. 5.
4. Агафонов А.В., Осипов Л.Н. Проблемы переработки высокосернистых нефтей. М., ЦНИИТЭНефтехим, 1968. С. 357.

ANNOTATION

The influence of changing catalyst components relationship on it's activity.

Выбор оптимальных технологических параметров эксплуатации УКПГ Зеварды

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

Качество подготовки газа к транспортированию определяет гидравлическое состояние газопроводов, энергетические затраты, эффективность условий последующей переработки, степень и уровень утилизации ценных компонентов и, в итоге, надежность газоснабжения потребителей. На малосернистом газоконденсатном месторождении Зеварды подготовка газа производится на УКПГ методом низкотемпературной сепарации (НТС) с использованием дросселирования. При этом требования к его качеству регламентируются техническими условиями. В данном случае установленное значение точки росы составляло зимой по влаге -5°C , по углеводородам -0 , летом -0 . Фактически для повышения надежности работы газотранспортных систем температура сепарации в низкотемпературном сепараторе равняется -10°C .

В связи с изменившимися условиями эксплуатации ГKM Зеварды (снижение пластового давления, повышение температуры газа на входе в УКПГ) она возросла до $+5^{\circ}\text{C}$, поэтому приняты другие технические параметры. Так, температура точки росы газа зимой и летом по влаге $+8^{\circ}\text{C}$, по углеводородам $+1$, сепарации в 3-й ступени несколько ниже — $+5^{\circ}\text{C}$.

В 2000 г. на УКПГ Зеварды установлены аппараты воздушного охлаждения (АВО) газа, что позволило снизить его температуру на входе в УНТС и соответственно в низкотемпературном сепараторе. В результате повысилось качество газа и увеличился выход конденсата.

В дальнейшем тенденция к снижению пластового давления сохраняется и в определенное время невозможно будет поддерживать постоянный отбор газа: наступит период падающей добычи. В связи с этим для сохранения температуры сепарации газа и, следовательно, качества необходимо найти альтернативные средства его охлаждения — пароконденсаторная холодильная (ПКХС), дожимная компрессорная станции (ДКС).

На основе анализа эффективности работы ус-

тановленного оборудования в период падающей добычи газа рекомендуется соблюдать оптимальные технологические параметры эксплуатации УКПГ. Рассмотрим исходные данные.

В изучаемый период в эксплуатации одновременно находились 9-10 технологических ниток производительностью 130-145 тыс. $\text{м}^3/\text{ч}$, температура газа на входе — на уровне $63-68^{\circ}\text{C}$, давление — 9,0-9,5 МПа (по проекту 48°C , 10,0 МПа). После АВО она изменялась в пределах $40-45^{\circ}\text{C}$, в сепараторах С-102 — $22-27$, С-103 — $-14-5^{\circ}\text{C}$. Как видим, возможности установки НТС по охлаждению газа весьма высоки. Результаты исследований показывают, что на УКПГ Зеварды в низкотемпературном сепараторе может поддерживаться значение $-10-15^{\circ}\text{C}$.

Критерием оптимизации являются минимальные эксплуатационные расходы. Для достижения их требуется уменьшить количество влаги, поступающей в низкотемпературные сепараторы, что приведет к падению нагрузки на систему регенерации ДЭГ по количеству испаряемой жидкости [1]. Охлаждение газа в АВО до $50-54^{\circ}\text{C}$ позволит максимально использовать теплообменное оборудование и снизить затраты на этот процесс. При этом следует соблюдать такой технологический режим, при котором температура газа в С-101 обеспечит его необходимое охлаждение теплообменником Т-101.

Согласно номограмме для условий Зеварды (состав и давление газа) температура, при которой образуются гидраты, равняется $20-22^{\circ}\text{C}$. В связи с этим предлагается на выходе из Т-101 установить это значение.

Оптимальный технологический режим работы установки НТС УКПГ Зеварды при давлении в трубном пространстве 9,5 МПа, межтрубном — 5,6 следующий: температура газа на входе — 68°C , в С-101 после АВО — 50. В Т-101 он охлаждается до 22°C и поступает в С-102, в Т-102 — до 2°C . Температура сепарации в С-103 составляет -13°C .

ANNOTATION

Defined are operational possibilities of low temperature separation unit for Zevardy complex gas treatment unit in changed operation conditions.

ЛИТЕРАТУРА

1. Жданова Н.В., Халиф А.Л. Осушка углеводородных газов. М.: Химия, 1984.
2. Ли Р.Ч., Айрапетян Л.Р. и др. Технологические параметры режима работы теплообменного оборудования // Узбекский журнал нефти и газа, 1997, №3.

Нефтни қайта ишлашдаги ишлатилган гилмоялар ва улардан ажратиб олинган нефт мойларини йўлбоб нефт битумларида фойдаланиш

С.А. Бердиев, Я.Н. Махмудов, Б.Н. Хамидов, Н.А. Ходжахонов

(ЎзРФА Умумий ва ноорганик кимё институти, «Асфальтобетон ва цементобетон» маркази «Тошкентавтойўл» кенгаши)

Халқ хўжалигининг муҳим ва ҳозирги кундаги долзарб вазифаларидан бири, ишлаб чиқариш корхоналарининг иккиламчи материаллари, яъни чиқиндиларидан фойдаланиш ва уларни самарали ишлатишнинг усуллари ишлаб чиқишдан иборатдир. Бундай чиқиндилар турига нефтни қайта ишлаш корхоналарининг нефт мойларини тозалашда адсорбент сифатида ишлатилган гилмоялар ни (ИГ) ва улардан ажратиб олинган нефт мойларини (АОНМ) мисол тариқасида келтириш мумкин.

ИГ таркибида 30—54 % нефт мойлари, смола — асфальтенли бирикмалар, полициклик углеводородлар, сульфат кислота қолдиқлари, диалкилсульфатлар ва бошқа қўшимчалар бўлади. ИГ кимёвий таркиби эса қуйидагича: куйдиришда йўқотиш 43,34—65,46%; SiO_2 27,18—46,20%; Al_2O_3 2,81—4,56%; Fe_2O_3 1,42—1,70%; CaO 1,03—1,30%; MgO 0,37—0,78%; SO_3 1,08—1,16%; Na_2O 0,63—0,99%; K_2O 0,45—0,62%.

Нефт битумлари ва табиий битумлар таркибига нефтни қайта ишлашдаги чиқиндилардан смола — асфальтенларга бой бўлган бирикмалар, яъни олтингугурт миқдори кўп бўлган оғир нефтларнинг гудронлари ёки деасфальтизациядаги асфальтенларни, оҳакли минерал кукунларни, цементларни қўшимча компонент сифатида киритилиши адабиётларда маълум [1—3].

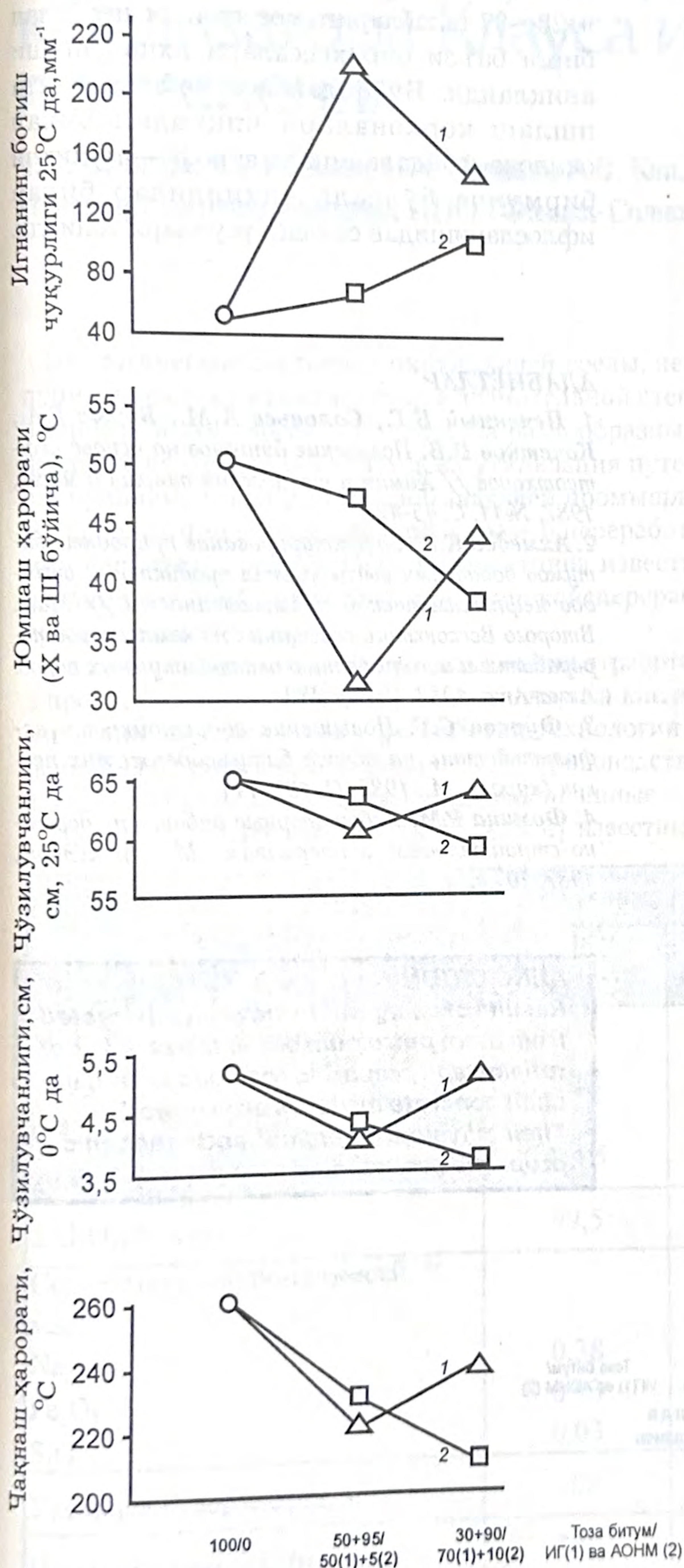
Бироқ ИГ ва улардан АОНМ асосида йўлбоб нефт битумлари олиш ва уларнинг физик — кимёвий хоссаларини текшириш, ҳамда шу олинган битум намуналари асосида Давлат стандартларига мос

асфальтобетон қоришмалари тайёрлаш борасида илмий ишлар қилинмаган. Мана шу мақсадда бизнинг олдимизда турган муаммолардан бири, юқорида келтирилган чиқиндилар асосида битум намуналарини тайёрлашнинг мақбул вариантларини ишлаб чиқиш ва уларни қўшимча хомашё ўрнида асфальтобетон қоришмаларига ишлатишдан иборат.

БНД 60/90 маркали тоза битумига ИГ ни [50:50] ва [30:70] фоиз нисбатларида, АОНМ ни эса [95:5] ва [90:10] фоиз нисбатларида 80—90°C ҳароратда қиздирилган ҳолда қўшиб, 10—15 минут мобайнида аралаштирдик. Тайёрланган битум намуналарини физик — кимёвий хоссаларини [4] ГОСТ 11501-78, ГОСТ 11506-73, ГОСТ 11506-78, ГОСТ 4333—48 бўйича текшириб кўрилди ва олинган натижалар ГОСТ 22245—90 талабларига мос келиши аниқланди (1—жадвал).

Ушбу жадвалда келтирилган кўрсаткичлар асосида шуни хулоса қилиб айтиш мумкинки, тоза битум ва ИГ ни 30:50 нисбатдаги намунасига нисбатан, 30:70 нисбатдаги намунасида бирмунча яхши натижаларга эришилган. Бунда намуна таркибида ИГ миқдорини ортиши билан битумнинг физик — кимёвий хоссаларини яхшиланишига ва битумнинг сифатини ошишига эришилган. Тоза битум ва АОНМ ни 95:5 нисбатдаги намунасида эса 90:10 қараганда юқори кўрсаткичлар қайд қилинган. Бу эса битумда АОНМ ни ортиши битумнинг сифатини пасайишига олиб келишидан далолат беради (1 — расм).

А, Б, В, Г ва Д намунали боғловчи намуналардан ГОСТ 12801-84 бўйича



1-расм. ИГ ва АОНМ миқдорида боғлиқ ҳолда битум аралаш-масининг физик-кимёвий хоссаларини ўзгариш графиги

асфальтобетон қоришмаларини қуйидагича тайёрладик: щебень (фр. 5—20 мм) ва қумни (фр. 0—5 мм) 150—160°C да, боғловчи намуналарини эса 130—140°C ҳароратгача қиздирдик. Сўнг қиздирилган материалларни 140—150°C ҳароратда сақлаган ҳолда, аралаштирдик. Аралашмага А, Б, В, Г ва Д намуналардан қуйида келтирилган нисбатларда солиб, уларни 3—5 минут мобайнида 150—160°C ҳароратда қиздириб, аралаштирдик. Тайёр қоришмани аралаштиргичдан чиқиш ҳароратини 120—140°C оралиғида олдик.

1 — намуна учун: щебень 44,5%; қум—45 %; минерал кукун (цемент) — 5%; А — намунадан 5,5 %

2 — намуна учун: щебень 44,5%; қум — 40%; минерал кукун (цемент) — 5%; Б—намунадан 10,5 %

3 — намуна учун: щебень 44,5%; қум — 35%; минерал кукун (цемент) — 5 %; В — намунадан 15,5 %

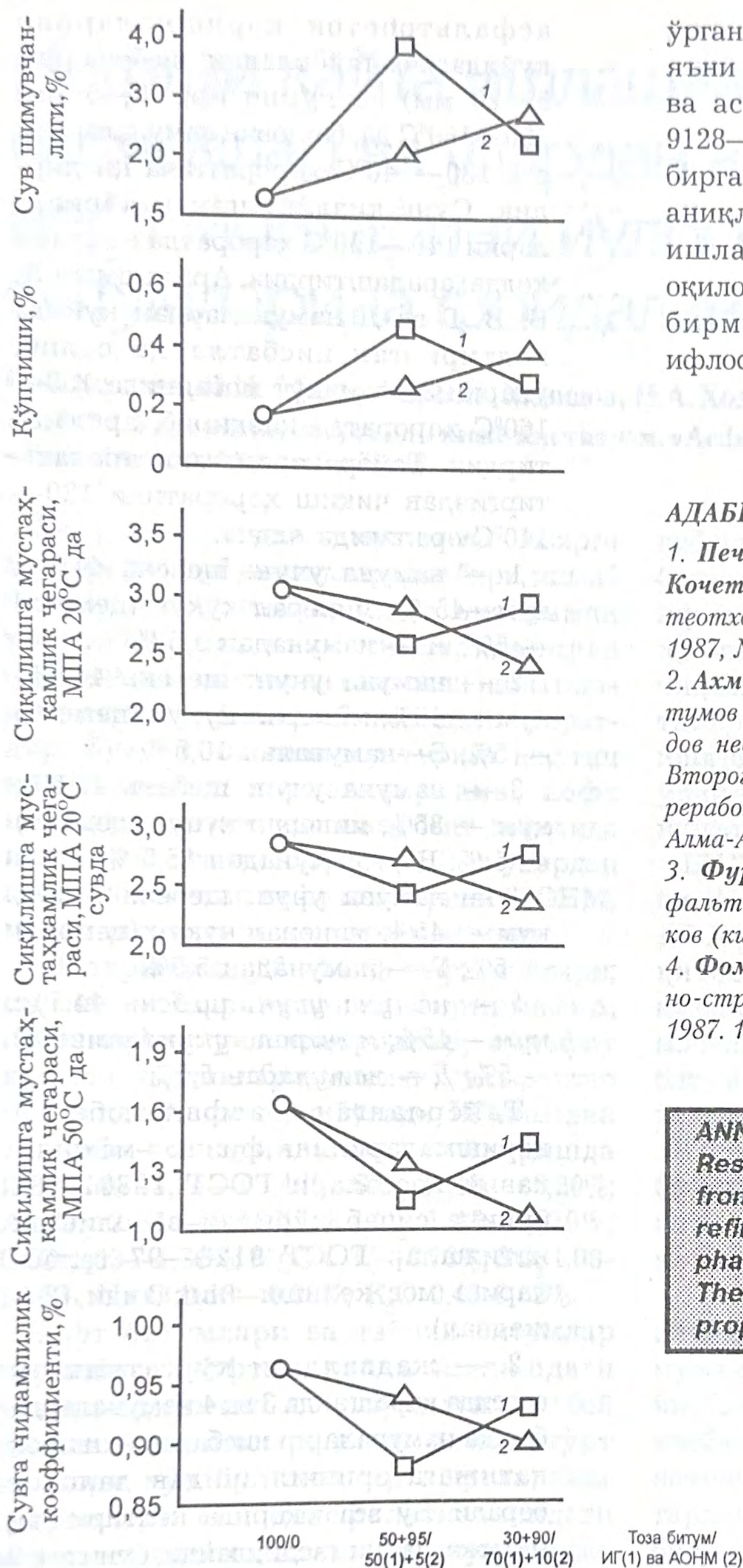
4 — намуна учун: щебень 44,5%; қум — 45%; минерал кукун (цемент) — 5%; Г — намунадан 5,5%

5 — намуна учун: щебень 44,5%; қум — 45%; минерал кукун (цемент) — 5%; Д — намунадан 5,5%

Тайёрланган асфальтобетон қоришмаларининг физик—механикавий хоссалари ГОСТ 12801—84 бўйича синаб кўрилди ва олинган натижалар ГОСТ 9128—97 талабларига мос келиши аниқланди (2—жадвал).

2 — жадвалдаги кўрсаткичлар асосида қаралганда 3 ва 4 намуналарда бошқа намуналарга нисбатан яхшироқ натижага эришилганидан далолат беради. Бу эса юқорида келтирилган натижа-ларни тасдиқлайди, буни эса 2 — расмдан ҳам кўриш мумкин.

Шундай қилиб, ИГ ва АОНМ асосида йўлбоб нефт битумлари намуналари ва улардан асфальто-бетон қоришмалари тайёрланди. Тайёрланган намуналарнинг физик — кимёвий ва физик — механикавий хоссалари



2-расм. ИГ ва АОМ миқдорига боғлиқ ҳолда асфальтобетон қоришмасининг физик-механик хоссаларининг ўзгариш графиги

ўрганилганда, улар Давлат стандартларига, яъни битум намуналари ГОСТ 22245-90 га ва асфальтобетон намуналари эса ГОСТ 9128—97 талабларига мос келиши, шу билан бирга баъзи бир хоссалари яхшиланиши аниқланди. Бу билан эса нефтни қайта ишлаш корхоналари чиқиндиларидан оқилона фойдаланиш ва атроф — муҳитни бирмунча бўлсада чиқиндилар билан ифлосланишидан сақлаш усуллари топилди.

АДАБИЁТЛАР

1. Печенный Б.Г., Соловьев А.М., Вормс Г.А., Кочетков В.В. Получение битумов на основе нефтеотходов // Химия и технология топлив и масел, 1987, №11. С. 45-47.
2. Ахмедов К.А. Структурирование природных битумов добавками высоковязких продуктов и отходов нефтехимической промышленности // Мат. Второго Всесоюзного совещания по комплексной переработке и использованию нефтебитумных пород. Алма-Ата, 1988. С. 286-289.
3. Фурсов С.Г. Повышение водостойкости асфальтобетона на основе битумосодержащих песков (киров). М., 1983. С. 105-111.
4. Фомина Р.М. Лабораторные работы по дорожно-строительным материалам. М.: Транспорт, 1987. 103 с.

ANNOTATION

Results of using waste clays and extracted from them petroleum oils in the process of refining and preparing road oil asphalt, asphalt concrete mixtures are showed. Their physical-chemical and mechanical properties are studied.

Технология утилизации отработанного катализатора Клауса и перспективы ее применения

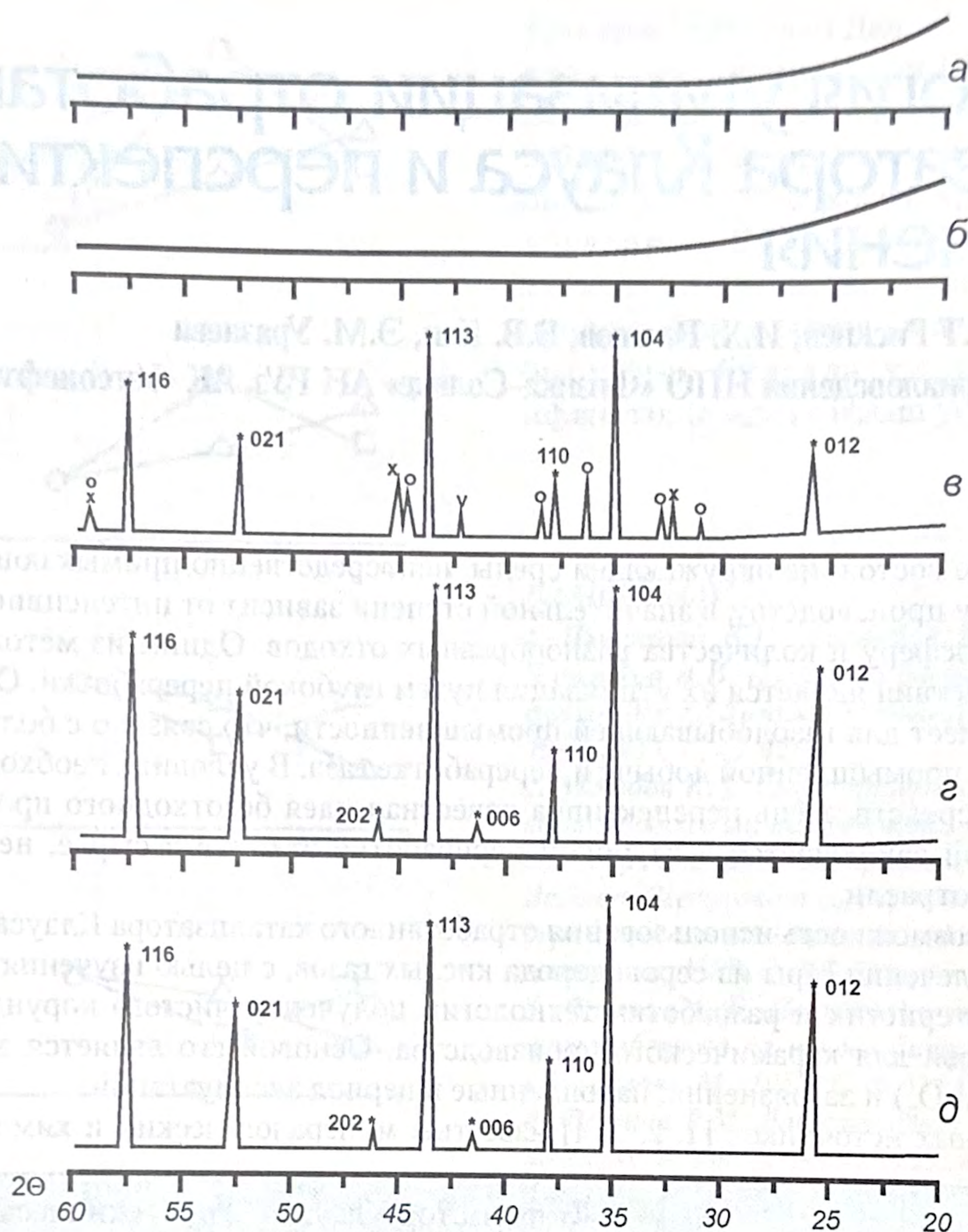
Т.П. Салихов, Т.Т. Рискиев, И.Х. Вагапов, В.В. Кан, Э.М. Уразаева
(Институт материаловедения НПО «Физика-Солнце» АН РУз, АК «Узгеонефтегаздобыча»)

Экологическое состояние окружающей среды, непосредственно примыкающей к крупному промышленному производству, в значительной степени зависит от интенсивности различных выбросов в атмосферу и количества разнообразных отходов. Одним из методов ослабления вредного воздействия является их утилизация путем глубокой переработки. Особое значение эта проблема имеет для газодобывающей промышленности, что связано с большим расходом материалов при промышленной добыче и переработке газа. В условиях необходимости экономии валютных средств очень перспективна известная идея безотходного производства, реализация которой заключается в глубокой переработке отходов в сырье, необходимое для нужд основной отрасли.

Рассмотрена возможность использования отработанного катализатора Клауса, применяемого в процессах извлечения серы из сероводорода кислых газов, с целью изучения его физико-химических характеристик и разработки технологии получения чистого корунда ($\alpha\text{-Al}_2\text{O}_3$) — ценнейшего сырья для керамического производства. Основой его является аморфная окись алюминия ($\gamma\text{-Al}_2\text{O}_3$) и загрязнения, накопленные в период эксплуатации.

Из литературных источников [1, 2, 3, 4] известны минералогический и химический составы

Показатель	Катализатор Клауса		Технический глинозем	
	CSR-2 Япония	Россия	ГА 85	ГА5
Минеральный состав, %				
$\gamma\text{-Al}_2\text{O}_3$	95,2	94	70	80-85
$\alpha\text{-Al}_2\text{O}_3$	—	—	25	15
$\chi\text{-Al}_2\text{O}_3$	4-4,5	5,0-5,5	—	—
$\Sigma\text{Al}_2\text{O}_3$, % масс.	99,5	99,9	99,6	98,91
Содержание микропримесей, % масс.				
Na_2O	0,38	0,03	0,31	0,37
Fe_2O_3	0,03	0,02	0,02	0,04
SiO_2	0,03	0,02	0,02	0,6
Удельная поверхность, $\text{м}^2/\text{г}$	308	300	25	80
Насыпная масса, $\text{кг}/\text{м}^3$	840	700	1100	900
Начало перехода $\gamma \rightarrow \alpha$, °С	1000-1200	1000-1200	1225-1350	1225-1350



Динамика изменения фазового состава катализатора при различных температурно-временных режимах воздействия:

а- исходный порошок; б- $T_{обж}=900^{\circ}\text{C}$, 50ч; в- 1200°C , 4ч; г- 1300°C , 4ч; д- 1400°C , 2ч; *- $\alpha\text{-Al}_2\text{O}_3$; x- $\delta\text{-Al}_2\text{O}_3$; o- $\theta\text{-Al}_2\text{O}_3$; v- $k\text{-Al}_2\text{O}_3$

наиболее распространенных марок (таблица). Для сравнения включены некоторые технические глиноземы, широко используемые в керамической промышленности.

Как видим, свежий катализатор по составу очень близок к глинозему. Переработка позволила бы осуществить его полноценное замещение. Однако в течение эксплуатации он загрязняется так называемыми «катализаторными ядами», количество которых зависит от условий и срока службы (20-25% серы, 5-7 сульфатов и 1-3 углерода) [2].

Анализ химического и минералогического составов катализатора и его загрязнений показал следующее:

- кристаллохимический состав является метастабильным по сравнению с глиноземом и может быть реализован в результате высокотемпературного воздействия;
- по содержанию оксидов Na, Fe, Si катализатор превосходит требования, предъявляемые к глинозему в керамическом производстве;
- загрязнение катализатора при эксплуатации вызывают «летучие» компоненты H_2O , H_2S , SO_2 , S_x , CO_2 , легко устранимые в процессах керамической технологии.

Исходя из этих предпосылок предлагается простой способ переработки дезактивированного катализатора, включающий процедуру отмывки в воде, сушку и обжиг.

Для отработки температурно-временного режима проведена серия экспериментальных обжигов при различных значениях. Фазовый состав образцов контролировался рентгенофазовым ана-

лизом на дифрактометре ДРОН УМ1 методом порошка (рисунок).

Минеральный состав (% масс.) отожженного катализатора приведен ниже:

$t_{\text{обж}}$	$\alpha\text{-Al}_2\text{O}_3$	$\gamma \rightarrow \alpha$	Форма и размер частиц, мкм
1300	96	4	2-7 изометричны
1400	98	2	>0,5 изометричны

Установлено наличие переходных фаз $\gamma \rightarrow \alpha$, содержание которых падало с температурой обжига. Из рентгенофазового и петрографического анализов следует, что формирование Al_2O_3 в α -форму завершается при 1300°C. Технологическая особенность применения корундовых порошков в керамической промышленности заключается в их повышенной способности к помолу благодаря хрупкости отожженных структурных агрегатов. В связи с этим проведен дополнительный обжиг при 1400°C. После 20-часового помола в шаровой мельнице порошков, отожженных при 1300 и 1400°C, выявлено уменьшение с повышением температуры размеров микрокристаллов $\alpha\text{-Al}_2\text{O}_3$.

Таким образом, разработанная технология получения корунда из дезактивированного катализатора Клауса включает в себя следующие операции: отмывка в воде при соотношении 1:5; отделение гранул; сушка при 100-120°C; высокотемпературный окислительный обжиг при 1400°C в течение 4 ч. Корунд может использоваться при изготовлении керамических насадок для струйных (гидромониторных) долот и огнеупорной теплозащитной футеровки для факельных оголовков.

ЛИТЕРАТУРА

1. Кузнецов С.И. Производство глинозема. 2 изд. Свердловск: Металлургия, 1978. 116 с.
2. Грунвальд В.Р. Технология газовой серы. М.: Химия, 1992. 270 с.
3. Керамика из высокоогнеупорных окислов / Под ред. Д.Н. Полубояринова. М.: Металлургия, 1977. 303 с.
4. Патент США (US), № 2966421, НКИ 106-40. W.F. Zimmerman // Cellular Lichtweight alumina ceramic. The Officicl Gazette, 27.121960.

ANNOTATION

Considered is a possibility of Clause waste catalyst refining used in sulfur extraction from sour gas hydrogen sulfide.

Разработка и исследование свойств новых ингибиторов коррозии

Д. Юсупов, С.М. Турабджанов, Х.И. Кадилов, А.Н. Денисов, К.О. Утаев
(ТашГТУ, ОАО «УзЛИТИнефтьгаз»)

Рост числа вовлекаемых в разработку новых газовых и газоконденсатных месторождений, ввод газопроводов и компрессорных стадий требуют применения эффективных и экономичных методов, технических средств по предотвращению коррозионного воздействия на скважинное, промышленное, транспортное оборудование и трубопроводы (природный газ содержит весьма агрессивные компоненты, такие как сероводород — до 50% об. и двуокись углерода — 6% об.).

Перечисленным требованиям среди известных способов защиты от коррозии отвечает ингибирование. Большим преимуществом его является возможность применения без изменения существующих технологических

процессов сбора и транспортирования газа. В настоящее время все газоконденсатные скважины, в продукции которых встречаются коррозионно-агрессивные компоненты CO_2 , H_2 и высокоминерализованные пластовые воды, ингибируются в целях предохранения от коррозионного разрушения насосно-компрессорных труб, установок подготовки газа и др. В качестве ингибиторов широко применяются И-1-А, И-1-А-К, АНПО, ИХФАНГАЗ, ИСГАЗ-1, ГАЗОХИМ и др. [1-3]. В связи с отсутствием в Узбекистане их производства они завозятся из других стран, в то время как у нас имеются все необходимое сырье и возможности для этого.

Таблица 1
Ингибирующие свойства в сероводородной среде ($T=25-30^\circ\text{C}$)

Концентрация ингибитора, г/л	Время опыта, ч	Скорость коррозии, г/м ² .ч	Коэффициент торможения	Степень защиты, %
0,1	12	0,048	24	95,03
0,3	12	0,013	88,4	98,9
0,5	12	0,015	76,6	98,7
Без него	12	0,15	—	—
0,1	24	0,042	14,3	96,6
0,5	24	0,018	33,4	98,1
Без него	24	0,60	—	—
0,1	48	0,014	18,4	97,0
0,3	48	0,008	31,1	98,8
0,5	48	0,015	16,6	94,0
Без него	48	0,25	—	—

Таблица 2
Влияние ингибитора на коррозию стали в углекислотной среде
(ПКИ — условное название)

Вид ингибитора	Концентрация, г/л	Время опыта, ч	Скорость коррозии, г/м ² .ч	Степень защиты, %
ПКИ	0,2	20	0,137	96,26
Без него	—	20	3,7	—
ПКИ	0,2	40	0,172	96,46
Без него	—	40	3,8	—
ПКИ	0,2	60	0,138	96,0
Без него	—	60	3,5	—
ПКИ	0,2	80	0,138	95,54
И-1-А	0,2	80	0,3	91,17
И-1-А	0,4	80	0,2	94,12
Без него	—	80	3,4	—

Таблица 3
Результаты испытания ингибитора ПКИ в солянокислой среде

Концентрация HCl, %	Время опыта, ч	Концентрация добавки, %	Средняя потеря массы, г	Коэф. торможения	Защитный эффект, %
25	24	1,0	0,1052	5,7	85,7
Без нее	24	—	—	—	—
36	6	1,0	41,8	41,8	97,6
Без нее	6	—	—	—	—
25	24	0,5	0,0233	0,53	95,3
25	34	1,0	0,0063	80,1	98,5
18	3	2,0	0,040	21,65	98,9
25	6	1,0	0,066	58,9	98,3
25	6	—	0,3811	—	—

С целью разработки новых высокоэффективных ингибиторов коррозии на базе местного сырья и промышленных отходов изучены реакции конденсации кротонового альдегида с аммиаком. Кротоновый альдегид образуется при получении уксусного альдегида как побочный продукт в количестве 800-3500 т/год и затем сжигается или направляется в БХО. Ранее на базе продуктов его конденсации с аммиаком были получены ингибиторы высокого защитного действия. Однако скорость коррозии в их присутствии

составляла 0,5 г/м².ч и более [4-6], что несколько выше норм ГОСТ (по ТУ 6-01-147-67 в соляной кислоте она не должна превышать 0,2 г/м².ч).

Исследован и усовершенствован способ получения аминокротонола на основе кротоновой фракции и аммиака. При повышенных температурах он превращается в кротонилиденимин, который затем полимеризуется с образованием смеси плохоразстворимых олигомеров.

Для предотвращения возникновения по-

бочных продуктов реакция конденсации кротоновой фракции с аммиаком проводилась при температуре 35-45°C в присутствии си-вушних масел (отходов биохимических производств). Установленное оптимальное соотношение равно 0,72:0,57. В результате данного процесса ингибитор хорошо растворяется в газоконденсате и воде, может быть использован в качестве антивспенивателя.

Установлено, что свойства продуктов конденсации кротоновой фракции (растворимость, стабильность при хранении, вязкость и др.) зависят в основном от содержания ацетальдегида (10% и более). Полученные

продукты хорошо растворяются в газоконденсате.

В ПО «Навоиазот» разработана технология и выпущена опытная партия ингибитора коррозии (4 т). Защитные действия его определены в лаборатории антикоррозийной защиты УзНИПИнефтьгаз (табл. 1).

Как видим, он эффективно предохраняет сталь от коррозии в сероводородной среде. Такие же высокоингибирующие свойства выявлены в угле- и солянокислотных условиях (табл. 2 и 3). Рекомендован к широкому применению в нефтегазодобывающей промышленности.

ЛИТЕРАТУРА

1. Альцибеева А., Левин С. Ингибиторы коррозии металлов. М.: Химия, 1968. 264 с.
2. Робинсон Д. Ж. Ингибиторы коррозии. М.: Металлургия, 1983. 272 с.
3. Кадиров Х.И. Технологический процесс конденсации альдегидов с аммиаком и амидами. Автореф. дис. канд. техн. наук. Ташкент, 1998.
4. Утаев К.О. Разработка технологии ингибиторов коррозии и ускорителей вулканизации каучуков из альдегидсодержащих отходов. Автореф. канд. техн. наук. Ташкент.
5. Пат. 3604 (РУз). Способ получения ингибитора сероводородной коррозии стали / Юсупов Э.Д., Широков Х.Ш. и др. // Б.И., 1996, №2.

ANNOTATION

Studied is the process of condensation for krotone aldehyde with ammonia. Received product was tested corrosian inhibitor.

Разработка приборов для экспрессного контроля за последовательной перекачкой нефти

Н.Р.Рахимов, Ш.М. Сайдахмедов, Р.Ж. Тожиев, С.О. Хатамов
(ФерПИ, АК «Узнефтепереработка»)

При последовательной перекачке сырых и обессоленных нефтей контрольными параметрами являются содержание влаги, суммарное количество минеральных солей, плотность и т.д. Для различия и классификации нефти используют физико-химические методы анализа ее состава и свойств [1].

Современный уровень развития нефтяной промышленности требует высокочувствительных методов экспресс-анализа. Все более широко применяются оптические способы контроля в видимой и инфракрасной областях спектра [2-4]. ИК-спектры дают более полный набор признаков, отражающих особенности углеводородного состава нефти различного происхождения.

Для контроля за составом таких веществ, как нефть, можно использовать многопараметровые оптические методы, основанные на регистрации ослабления нескольких монохроматических световых потоков при прохождении через объект. В случае неоднородной среды поглощение энергии измерения подчиняется закону Бугера — Ламберта — Бера:

$$\Phi_{\lambda} = \Phi_{0\lambda} e^{-\left[\sum_{i=1}^n (\epsilon_i(\gamma) C_i + \alpha_p) d \right]},$$

где Φ_{λ} — световой поток, прошедший через среду при длине волны λ ; $\Phi_{0\lambda}$ — падающий на среду при λ_0 ; $\epsilon_i(\gamma)$ — коэффициент поглощения i -го компонента нефти при λ ; C_i — массовая концентрация i -го компонента, %; α_p — коэффициент рассеяния, не зависящий от длины волны; d — толщина исследуемого вещества.

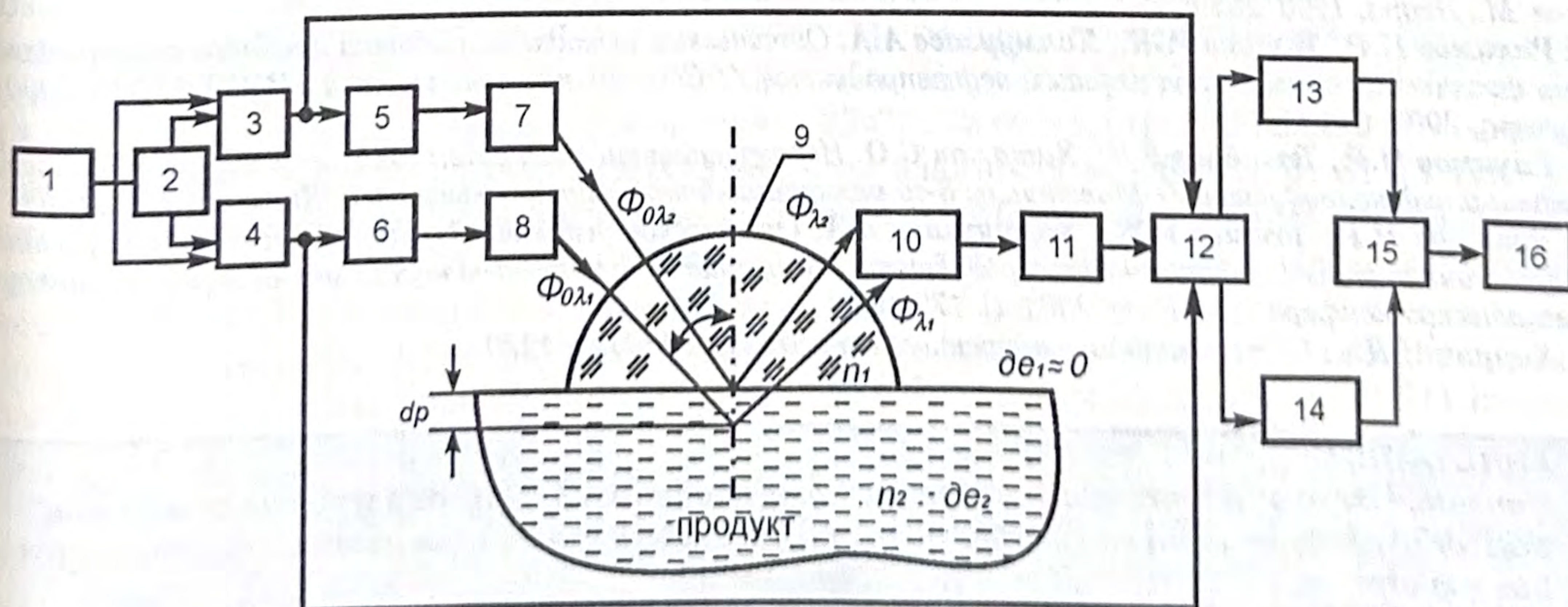
Согласно простейшей модели функционирования оптических приборов указанного назначения, световой поток в нефти распространяется от светоизлучающего диода (СИД). Пройдя через анализируемый продукт, он поступает на светочувствительную площадь приемников оптического излучения (ПОИ).

Принцип действия такого устройства основан на изменении логарифма отношения световых потоков

$$\ln \left(\frac{\Phi_{\lambda}}{\Phi_{0\lambda}} \right) = D,$$

где D — оптическая плотность.

Нефть характеризуется значениями поглощения $0,01 < D \leq 0,2$. Достичь условий, при которых оптическая плотность ее не выходила бы за пределы рабочего интервала, обеспечива-



ющего удовлетворительную точность фотометрических измерений ($0,2 < D < 0,8$), можно путем изменения концентрации поглощающего вещества (например, его разбавление растворителем). Недостатком этого способа является возможность случайных погрешностей и нарушения структуры последнего.

Нами разработан оптический анализатор структурно-группового состава нефти и нефтьсодержащих сред на основе линз, элемента (НПВО) (рисунок). В точности и детальности определения он не уступает другим физико-химическим методам [3], превосходит их в экспрессности и простоте, обеспечивая неразрушающий контроль.

Прибор состоит из задающего генератора 1, триггера 2, схемы совпадений 3 и 4, электронных ключей 5 и 6, излучающих диодов на опорных и измерительных длинах волн 7 и 8, линзы-полусфера 9 (элемент НПВО), ПОИ 10, усилителя 11, аналогового коммутатора 12, интеграторов 13 и 14, порогового устройства 15 и измерительного прибора 16.

Световой поток $\Phi_{o\lambda}$ распространяется из оптически плотной среды с n_1 в менее плотную с n_2 под углом θ , превращающим предельный (критический) угол полного внутреннего отражения θ_k . Световой поток $\Phi_{o\lambda 1}$ частично проникает в среду n_2 на глубину порядка длины волны падающего измерения [5]:

$$d_p = \frac{\lambda_1}{2\pi(\sin^2 \theta - n_{21})^{\frac{1}{2}}},$$

где λ_1 — длина волны излучения в оптически плотной среде с преломлением n_1 ; $n_{21} = \frac{n_2}{n_1}$ —

относительный показатель преломления.

Если угол падения излучения θ равен или превышает критический $\theta_k = \arcsin \frac{n_2}{n_1}$, то на-

блюдается полное внутреннее отражение (метод ПВО). Поскольку менее плотная среда с комплексным показателем преломления $\bar{n} = n_2 - i\chi_2$ обладает поглощением, отражение не будет полным, т.е. условия для этого наруша-

ются, и коэффициент отражения $\left(R = \frac{\Phi_{\lambda 1}}{\Phi_{o\lambda 1}} \right)$

составит меньше 1. Степень ослабления R пропорциональна показателю поглощения.

В ИК-области спектра для достижения $n_1 > n_2$ используются измерительные элементы НПВО из высокопреломляющих оптических материалов, прозрачных в соответствующем диапазоне.

По нашему заказу Санкт-Петербургское оптико-механическое объединение изготовило разные линзы (полусфер, шарообразные, цилиндрические и т.п.). Поскольку для нефти различных месторождений $n_2 = 1,3-1,6$, то, выбирая подходящие по физико-химическим свойствам оптические материалы с $n_1 > 1,6$, можно реализовать условие НПВО для автоматической идентификации нефти.

Важным преимуществом предлагаемого метода при разработке приборов экспресс-контроля за качеством нефти является то, что в условиях НПВО практически отсутствует рассеяние излучения на дисперсионной фазе (эмульсионная влага, механические примеси).

ЛИТЕРАТУРА

1. Абдуллаев А.А., Бланк В.В., Юфин В.А. Контроль в процессах транспорта и хранения нефтепродуктов. М.: Недра, 1990. 263 с.
2. Рахимов Н.Р., Тожиев Р.Ж., Холмурзаев А.А. Оптический метод и разработка приборов для определения физических параметров нефти и нефтепродуктов // Сборник научных статей «INNOVATION-2000». Бухара, 2000. С. 141-143.
3. Рахимов Н.Р., Тешабоев Р.Д., Хатамов С.О. Неразрушающий НПВО датчик для контроля влажности нефти и нефтепродуктов // Материалы 8-го международного семинара-выставки. Киев, 2000. С. 60-61.
4. Рахимов Н.Р., Тожиев Р.Ж., Холмурзаев А.А. Оптическое устройство для определения содержания эмульсионной воды в нефти и нефтепродуктах // Материалы 1-й промышленной международной научно-технической конференции. Киев, 2001. С. 179-180.
5. Харрик Н.Дж. Спектроскопия внутреннего отражения. М.: Мир, 1970.

ANNOTATION

Considered are automatic methods on the basis of element's disturbed whole internal reflection for express sequent oil transfer control. One of the variants of sensor working out on its basis is offered.

Санитарно-гигиеническая характеристика условий труда в цехах Мубарекского ГПЗ

С.А. Гаффаров, С. Агзамходжаев
(Первый ТашГосМИ)

В связи с развитием газонефтяной промышленности и широким использованием природного газа во многих производствах особую актуальность и социальную значимость приобрели проблемы улучшения условий труда и здоровья работающих в этой отрасли. Не случайно они постоянно привлекают внимание гигиенистов и профпатологов Узбекистана. Многие публикации посвящены вопросам условий труда [2, 5], охраны окружающей среды [4], клиники лечения острых и хронических интоксикаций газом [3], влиянию его на уровень заболеваемости и состояние здоровья рабочих и населения [1].

К наиболее крупным объектам газовой промышленности республики относится Мубарекский ГПЗ. Нами составлена санитарно-гигиеническая характеристика производственных условий в основных его цехах.

Заводская лаборатория изучаемого объекта систематически контролирует санитарно-гигиеническую обстановку, однако оценка полученных данных даже в 2000 г. производилась по нормативам ГОСТ бывшего Союза. При этом использовались следующие методики: по ГОСТ 20445-75 «Метод измерения шума на рабочих местах», ГОСТ 12.1.01.2-78 «Вибрация, общие требования безопасности», ГОСТ 12.1.005-88 «Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны», СНиП 11-4-79 «Естественное и искусственное освещение». Между тем органами Госнадзора РУз утвержден целый ряд новых санитарных правил и нормативов, разработанных с участием узбекских гигиенистов, поэтому результаты заводской лаборатории оценивались нами по следующим нормативным документам:

- СанПиН РУз № 0058-96 «Санитарные нормы микроклимата производственных помещений»;
- № 0063-96 «Санитарные нормы общей и локальной вибрации на рабочих местах»;
- № 0065-96 «Санитарные нормы уровней шума на рабочих местах».

На отдельных рабочих местах всех изученных цехов зафиксированы максимальные уровни шума — 87-96 дБ (таблица), несколько выше нормативов СанПиН РУз № 0065-96 (для малонапряженной работы — 75-80 дБ).

Величины общей вибрации в большинстве цехов не превышали допустимых уровней в соответствии с СанПиН РУз № 0063-96 — в пределах 92 дБ — тип *a*, 84 — *b* и 75 — *c*.

Как видно из таблицы, загазованность и запыленность воздуха рабочей зоны не выше ПДК вредных веществ, а в большинстве случаев имеют даже нулевые значения.

Освещенность рабочих поверхностей и помещений устанавливается в зависимости от характера и точности операции (при незначительной она не должна быть ниже 150-200 лк). В большинстве цехов ее следует признать удовлетворительной, кроме №2 и 15, где величина ее составляет всего 50 лк.

На большинстве изученных рабочих мест температура воздуха находится на уровне 22-25°C, а на отдельных — 22,6-26,2; относительная влажность колеблется от 31 до 43%. Согласно требованиям СанПиН РУз № 0058-96, в холодный период максимально допустимая температура воздуха в зависимости от тяжести проводимой работы не должна превышать 19-25°C (при нижней границе 13-21), относительная влажность 75% (оптимальная 40-60). В теплый период года эти величины составляют соответственно 27-31°C (нижняя граница 20-24) и 30-50% (оптимальная 40-60).

**Санитарно-гигиеническая характеристика условий труда в цехах Мубарекского ГПЗ
(по данным заводской лаборатории 2000 г.)**

Цех №	Шум, дБ		Вибрация, дБ		Освещенность, лк		Температура, °С		Относит. влажность, %	
	мин.	макс.	мин.	макс.	мин.	макс.	мин.	макс.	мин.	макс.
1	57	87	52	78	150	170	22,0	22,6	36	42
2	60	95	58	74	50	150	23,8	24,2	41	43
3	65	94	50	78	100	290	23,0	26,0	31	39
4	63	96	53	85	150	200	25,0	26,2	40	41
9	60	93	54	70	150	200	25,0	25,2	40	42
14	64	91	54	72	150	200	25,0	25,1	40	42
15	64	95	60	86	50	300	30,2	38,0	20	41

Примечание. Загазованность и запыленность воздуха на рабочих местах во всех цехах отсутствовали или были ниже ПДК.

Приведенные материалы позволяют считать, что микроклимат в большинстве производственных помещений МГПЗ соответствует санитарным нормам или близок к ним. Исключение составляют отдельные участки цеха №15, где температура воздуха достигает 38°С, относительная влажность — 20-41%.

По данным медицинского осмотра в 1999 г., из 1278 обследованных работников 75 жаловались на состояние здоровья, у 8 выявлены заболевания профессионального характера, 170 направлены в санатории и профилактории.

Таким образом, на ряде рабочих мест основных цехов завода производственные условия не отвечают санитарным требованиям чаще всего по уровню шума и недостаточному освещению.

Неблагоприятные условия труда оказывают отрицательное влияние на состояние здоровья отдельных категорий работающих, что обуславливает необходимость проведения на МГПЗ углубленных исследований медико-гигиенического характера.

ЛИТЕРАТУРА

1. Аббасов А. Состояние органов полости рта у детей, проживающих в районе выбросов предприятий газовой промышленности // Сборник научных трудов. Ташкент, 1989. С. 7-9.
2. Азизходжаев А.Р., Халматов А.Н. Условия труда работающих в газовой промышленности в аридной зоне Узбекистана // Актуальные вопросы гигиены агропромышленного комплекса. Ташкент, 1988. С. 14-16.
3. Азизходжаев А.Р., Дусчанов Б.А., Сафарова И.Т. Клиника, диагностика и лечение больных с острой интоксикацией природным газом // Материалы научно-практич. конференции. Ташкент, 1999. С. 52.
4. Бойко В.И. Основные направления оздоровления условий труда и охраны окружающей среды в газовой промышленности // Гигиена труда и профзаболевания. 1990, №11. С. 5-8.
5. Гуменюк Ф.В. Гигиеническая характеристика условий труда рабочих газокompрессорной станции // Сборник научных трудов. М., 1986. С. 13-14.

Annotation

Data about sanitation-hygienic characteristics of working conditions in main plant shops are presented with noise parameters, vibration, gas pollution, dust loading, illumination and microclimate.

К вопросу о возможном влиянии производственных загрязнений на заболеваемость рабочих Ферганского НПЗ

С.А. Гаффаров
(Первый ТашГосМи)

Объекты нефтеперерабатывающей отрасли относятся к производствам, значительно загрязняющим окружающую среду [1,2] и небезопасным для здоровья рабочих и населения, проживающего в зоне распространения промышленных выбросов [3].

Ферганский НПЗ введен в эксплуатацию в 1959 г. Проектная мощность предприятия — до 6 млн. т переработки сырой нефти и газового конденсата. В настоящее время на заводе работают 4800 человек, из них 1230 женщин. Продукция его насчитывает свыше 55 наименований, в том числе бензин, керосин, дизельное топливо, мазут, смазочные масла, гудрон, битум.

В процессе переработки образуются и

выделяются в воздух рабочей зоны такие вредные для человека вещества, как фенол, аммиак, толуол, ацетон, сероводород, различные углеводороды и др. Следует также учитывать, что завод расположен в районе населенного пункта Киргули, и несмотря на наличие 1000-метровой санитарнозащитной зоны, нельзя исключить влияния выбросов на здоровье людей. В связи с этим перед администрацией НПЗ и органами здравоохранения стоит проблема экологического и медико-гигиенического характера.

На основе имеющихся данных медико-санитарной части завода выявлялось возможное влияние производственных загрязнений в цехах на уровень заболеваемости персонала с времен-

Таблица 1
Содержание вредных веществ в воздухе рабочей зоны (мг/м³) в основных цехах Ферганского НПЗ (данные 2000 г.)

Цех	Сероводород		Бензол		Толуол		Бензин		Фенол		Сумма углеводородов	
	1	2	1	2	1	2	1	2	1	2	1	2
1	14,0	4	-	-	-	-	180,0	33	-	-	50,0	0
2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	132,0	0
3	-	-	0	0	20,0	0	70,0	0	0,6	25	25,0	0
5	4,0	12,5	25,0	100	200,0	40	130,0	50	-	-	-	-
6	-	-	60,0	100	100,0	25	-	-	0,3	0	200,0	0
7	14,5	40	-	-	-	-	25,0	0	-	-	0	0
8	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	10,0	0
10	-	-	-	-	-	-	0	0	-	-	-	-
13	-	-	-	-	-	-	0	0	-	-	-	-
Превышение ПДК, (во сколько раз)	3,0	-	5,0	-	50,0	-	100,0	-	0,3	-	300,0	-

Примечание. Графа 1 — по данным Ферганского областного центра госсанэпиднадзора; 2 — процент проб с превышением ПДК (%).

Таблица 2
Распределение и динамика заболеваемости с временной утратой трудоспособности рабочих

Нозологические формы	Удельный вес случаев, %		Удельный вес дней, %		Средняя длительность одного случая	
	1999г.	2000 г.	1999г.	2000 г.	1999г.	2000 г.
Острые респираторные инфекции	8,0	25,5	4,7	23,0	5,1	9,3
Гастрит и дуоденит	9,8	8,7	7,9	7,8	7,5	9,2
Болезни костно-мышечной системы	9,7	5,9	8,9	5,5	8,5	9,6
Обострение болезней органов дыхания	9,3	4,4	9,3	3,4	9,3	8,0
Острый фарингит и ангина	8,0	6,9	4,9	4,0	5,4	6,6
Другие болезни верхних дыхательных путей	7,4	2,1	4,7	1,8	5,9	8,7
Болезни сердца	6,4	2,4	5,7	2,0	8,2	8,5
Кожи и подкожной клетчатки	5,3	3,1	5,2	3,1	9,1	9,9
Прочие	28,0	34,4	37,2	39,9	17,6	14,1
Травмы и отравления	8,1	6,6	11,5	9,5	16,9	14,7
Всего:	100	100	100	100	9,2	10,3

ной утратой трудоспособности. Наблюдения за условиями труда и состоянием здоровья людей проводились по специальному плану работниками медико-санитарной части и заводской лаборатории, а также территориального Центра госсанэпиднадзора с последующей оценкой результатов по региональным нормативным документам: уровней шума и вибрации — СанПиН РУз №0031-94, освещенности — СНиП П-4-79, загазованности воздуха — СанПиН РУз №0046-95, температуры и относительной влажности — СанПиН РУз № 0058-96. Полученные данные фиксировались в специальной форме по кварталам и в целом за год.

При проведении инструментальных исследований основное внимание обращалось на оценку загрязненности воздуха рабочей зоны вредными химическими веществами (табл. 1). Установлено, что характер и степень загрязнения в разных цехах неодинаковы. Так, в цехе 1 основными являются бензин и сероводород, 3 — фенол, 5 — бензол, толуол и бензин, 6 — бензол и толуол, 7 — сероводород. При этом наиболее сильно воздух загрязнен в цехах 1, 5 и 6, менее — 7; в остальных содержание загрязнителей не превышало ПДК (только в цехе 3 в 25% проб фенол составил 0,3 мг/м³).

В целом по заводу удельный вес проб (56) воздуха в рабочей зоне с превышением ПДК по данным 2000 г. был следующим (%): по бензину — 20 (5 точек), сероводороду — 18 (5), фенолу — 25 (1), толуолу — 20 (3), бензолу — 75 (7). В отдельных точках в воздухе рабочей зоны обнаружены такие загрязнения, как метилэтилкетон (две в цехах 3 и 5), аммиак (две — 3 и 7), серная кислота (две — 3 и 13), пыль разного происхождения (четыре — в цехе 8). На отдельных рабочих местах выявлено несоответствие уровней освещенности, микроклимата, шума и вибрации производственной среды санитарно-гигиеническим требованиям.

В 1999-2000 гг. оценивалась степень заболеваемости с временной утратой трудоспособности (табл. 2). Как видим, нозологические формы (пять первых) имеют примерно одинаковый удельный вес, однако динамика их оказалась разной: в 2000 г. процент заболеваемости острыми респираторными инфекциями резко возрос до 25,5% по случаям и 23,0 по дням; для других форм ниже, чем в 1999 г. (часто значительно). Следует также отметить, что за изученные годы доля прочих заболеваний увеличилась, а травм и отравлений (преимущественно бытового характера) снизилась.

При медицинском осмотре в 1999 г. 2613 работающих с подозрением на профессиональные заболевания зафиксировано 9 человек (1 женщина), с впервые выявленными общими формами — 17 (8), нуждающихся во временном переводе на другую работу — 3 (2), в постоянном — 37 (7), направлено на ВТЭК для установления инвалидности — 14 (2), стационарное лечение — 7 (4), санитарно-курортное — 46 (12), в профилакторий — 831 (291).

В заключение можно сделать следующие выводы:

1) на изучаемом заводе существует ряд рабочих мест с неблагоприятными условиями труда, в первую очередь с повышенными уровнями загрязнения воздуха вредными хи-

мическими веществами: 21 точка с превышением ПДК по сероводороду, бензину, фенолу, толуолу и бензолу;

2) недопустимые условия труда на отдельных рабочих местах могут оказать влияние на здоровье работающих: при медицинском осмотре зарегистрировано 9 человек с подозрением на профзаболевания и 17 с впервые выявленными общими болезнями;

3) необходимо провести углубленные медико-гигиенические исследования с целью обоснования комплекса оздоровительных и санитарно-профилактических мероприятий, направленных на охрану условий труда, окружающей среды, здоровья работающих и населения.

ЛИТЕРАТУРА

1. Бескопильный И.Н., Кордыш Э.А., Шишка Г.В. Выявление вклада предприятий по добыче и переработке нефти в общий уровень загрязнения атмосферного воздуха // Гигиена и санитария, 1990, №12. С. 19.
2. Воробьева А.И., Рипп Г.Х., Григорьев С.Ф. Условия труда и некоторые показатели заболеваемости с временной утратой трудоспособности у рабочих нефтехимического комбината // Гигиена и санитария, 1990, №3. С. 28.
4. Шарафутдинов А.Я., Шарафутдинова Н.Х. О гигиенической значимости дозы шума в возникновении заболеваний с временной утратой трудоспособности у рабочих нефтеперерабатывающего завода // Гигиена и санитария, 1991, №3. С. 19-21.

ANNOTATION

Analysis results of available data about industrial air pollution in working zone of the Fergana Refinery (2000) and about employees diseases with temporary loss of capacity for work are presented.

А. А. Абидов, Й. Эргашев ва М. Қодировларни «Нефт ва газ геологияси русча-ўзбекча изоҳли луғати»га

ТАҚРИЗ

«Ўзбекистон миллий энциклопедияси» рубрикаси остида чоп қилинган Нефт ва газ геологияси русча-ўзбекча изоҳли луғати (А. Абидов таҳрири остида) нинг ҳаётимизга кириб келиши республикамиз нефт ва газ саноати жамоатчилиги учун катта воқеа бўлди. Ҳажми жиҳатдан 3000 сўздан иборат бўлиб, 528 бетни ташкил қилган, керакли жойларда расм ва чизмалар, жадваллар билан қўшимча изоҳланган ҳамда ҳар бир геологик термин еки тушунчаларнинг ўзбек тилида ўз мазмуни, моҳияти, аҳамияти, тутган ўрни ва қадриятига эътиборан ифода қилиниши - бу ҳозирги кунимизда нефт ва газ соҳдсидаги биринчи ва дадил қадамлардандир.

Луғатнинг қадри ва аҳамияти яна шундаки, фикримизча яқинда институтни тугатган мутахассис ёки имтиҳонларга тайёрланаётган талаба, у бакалаврият, магистратура талабаси бўладими, ўз илмий ишларини бажараётган аспирант ҳатто талабаларга маъруза ўқишга тайёрланаётган домла, амалий машғулотларни талабаларга ўтиш учун ҳозирланаётган катта ўқитувчи, буларнинг ҳаммаси учун луғат фойдали ва зарурдир.

Луғат ичида учрайдиган баъзи бир сўзлар, чунончи миграция, оторочка, покрывка, разработка ва ш.к. таржимаси жуда ҳам муваффақиятли чиқмага, бунга ўша сўзларнинг ўзбек тилида аниқ ифодаси бўлмаганлиги сабаб бўлса, керак. Лекин миграцияни - силжиш дейишлик тўғри бўлмаса керак, чунки силжиш деганда жуда кичик микдор кўзда тутилади, миграция эса, юзлаб километрни ташкил қилиши мумкин.

Лекин бу жузъий камчиликлар луғатнинг аҳамияти ва қадрини заррача ҳам камайтирмайди.

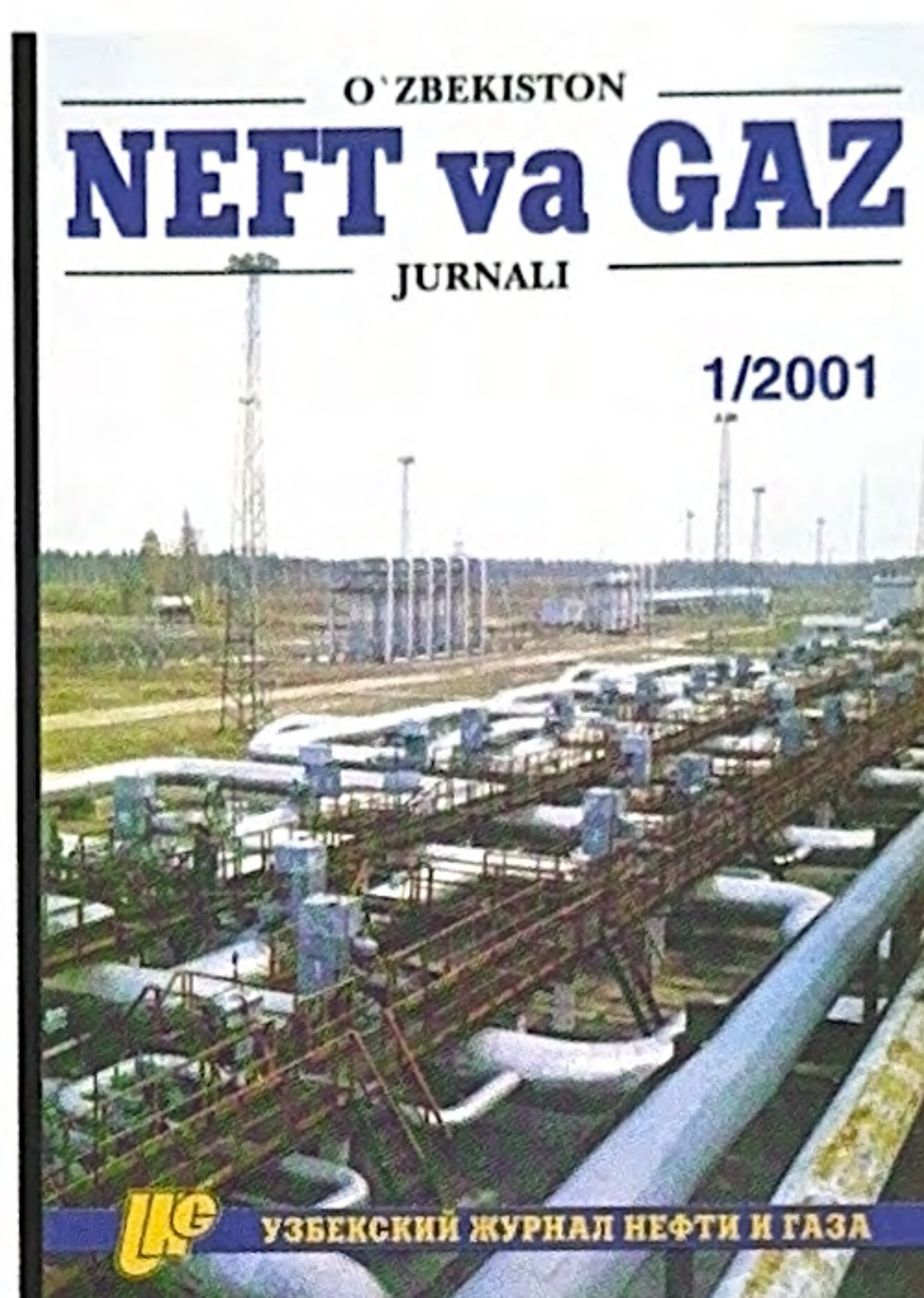
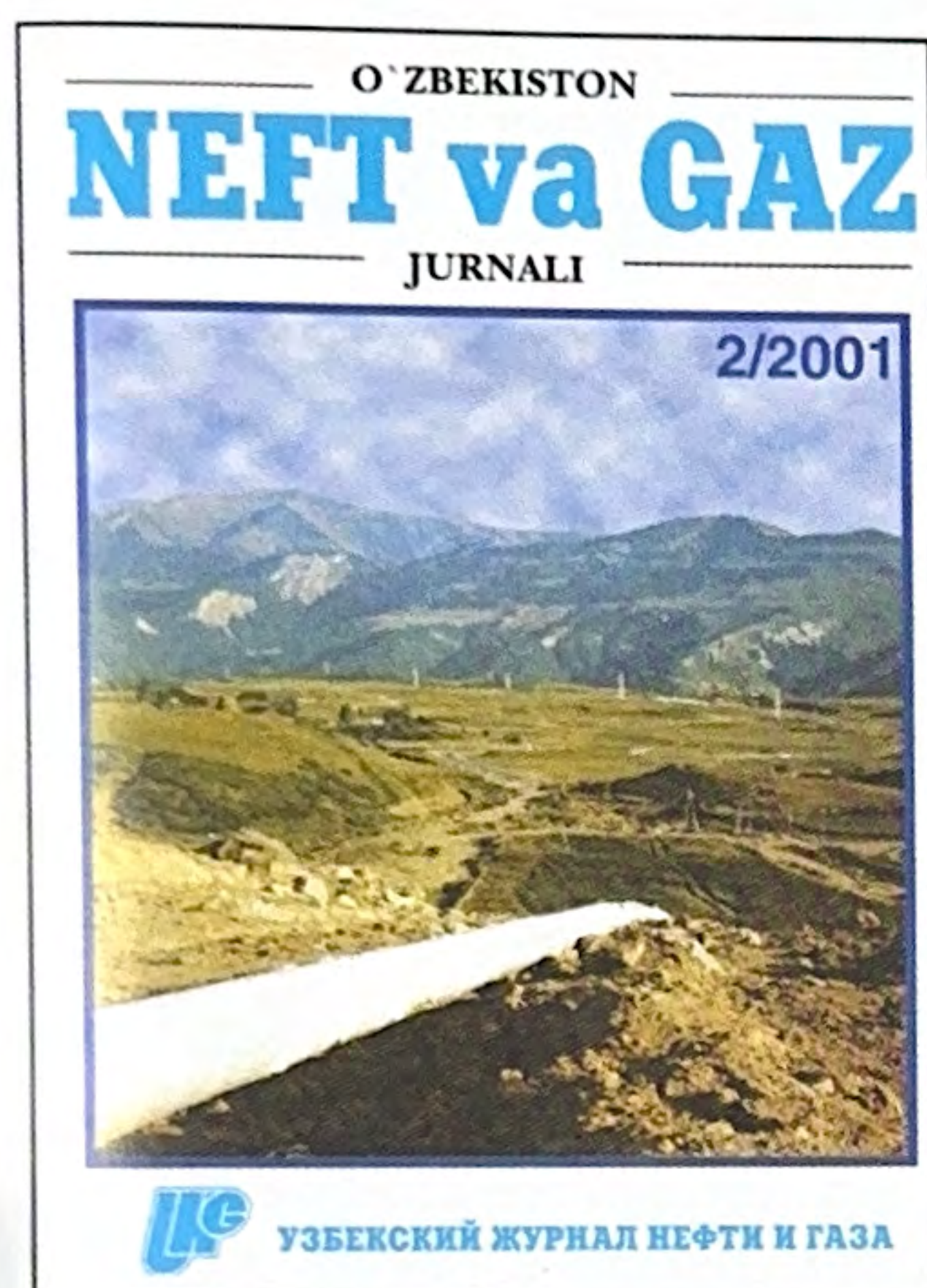
Шундай катта ҳажмдаги фойдали луғатнинг нашр қилиниши ўз вақтида бўлган иш бўлиб, нефт ва газ соҳасининг бошқа тармоқлари билан шуғулланувчи биродарларнинг ғайратини кўзгатса, мақсадга мувофиқ, иш бўлган бўлур эди.

Луғатнинг муаллифларига ижодий ишларида каттадан катта муваффақиятлар тилаймиз.

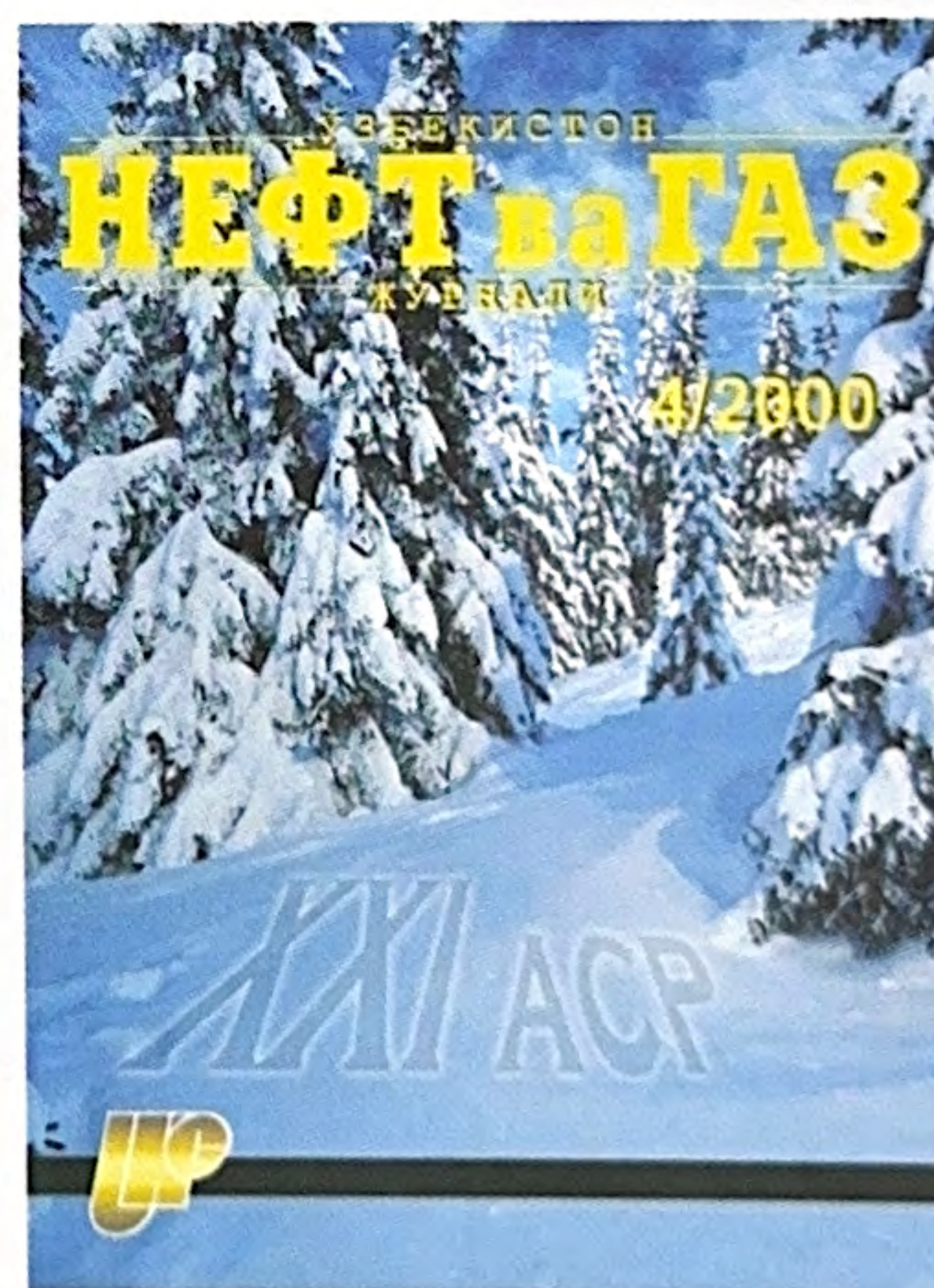
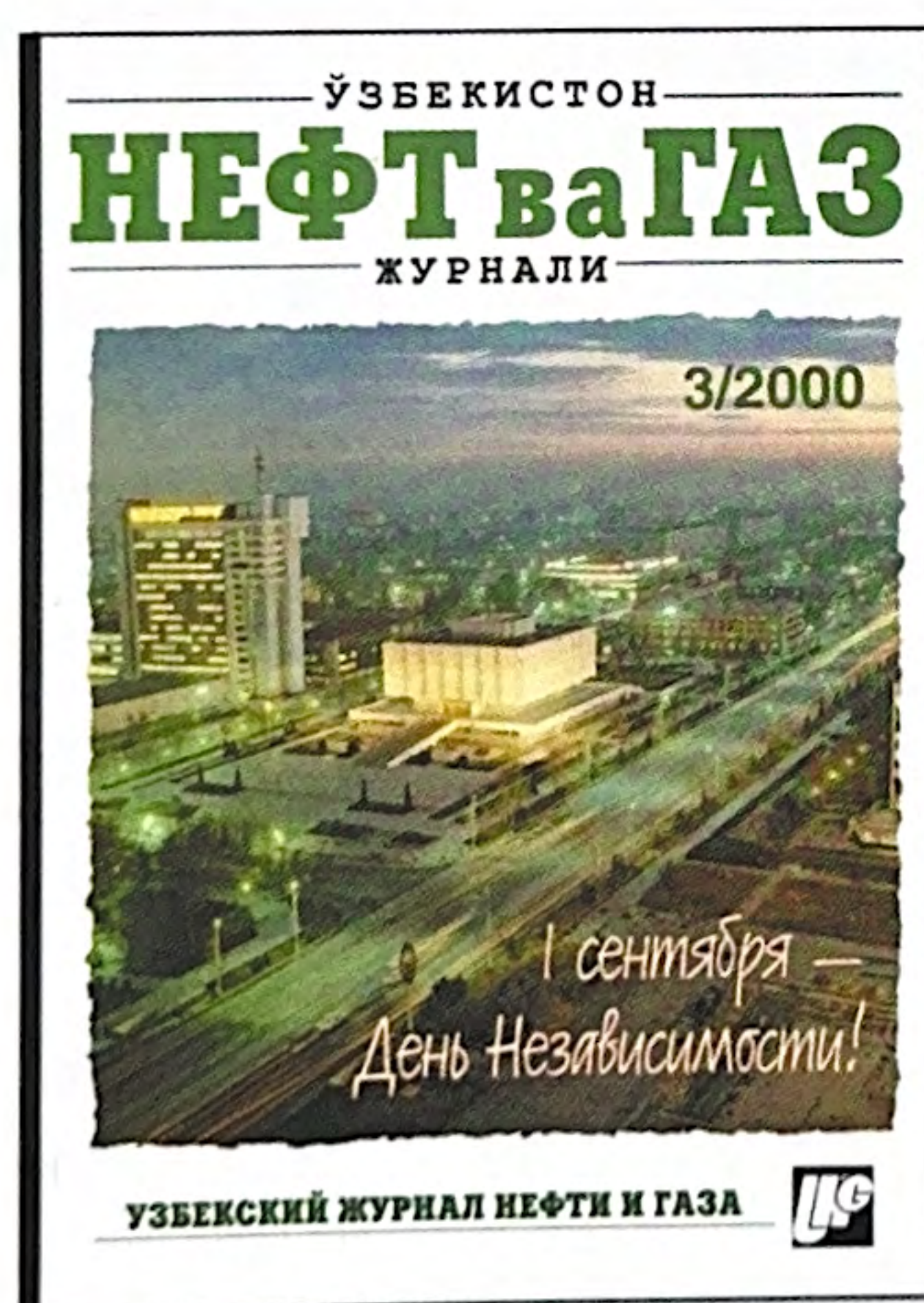
Нефт ва газ конларини излаш ва қидириш кафедраси мудири доцент
И.Х. Халисматов

Нефт ва газ конларини ишлаш ва ишлатиш кафедрасида ҳизмат кўрсатган доцент **А.В. Мавлонов**

НАЧИНАЕТСЯ ПОДПИСКА НА 2002 ГОД



ИНДЕКС
896



Журнал содержит информацию о научно-технических достижениях ведущих ученых и специалистов предприятий, организаций и объединений НК «Узбекнефтегаз», родственных институтов, отражает современные достижения в области нефтегазового дела различных регионах Узбекистана, СНГ и ряда зарубежных стран.

Подписывайтесь на

Узбекский журнал нефти и газа

Вниманию читателей журнала

В ОАО «УзЛИТИнефтьгаз» разработана и находится в промышленной эксплуатации Автоматизированная база данных (АБД). Она отражает результаты поисково-разведочных работ на нефть и газ в Западном Узбекистане (БХНГО, Ю-ЗoГХ, Устюрт), проводимых с начала 50 годов, и включает более 120 тысяч единиц.

АБД содержит следующие массивы информации:

- общие сведения о скважине;
- стратиграфический разрез глубоких и структурных скважин;
- результаты опробования скважин;
- сведения о локальной структуре (паспорта);
- о месторождениях нефти и газа;
- о залежах нефти и газа;
- оперативные данные о бурящейся скважине.

Лабораторные исследования:

- анализ керна (коллекторские свойства);
- нефти
- газа и газового конденсата.

Всех заинтересованных в получении информации просим обращаться в ОАО «УзЛИТИнефтьгаз», ОМО.

Информацию предоставили: Директор ОАО "УзЛИТИнефтьгаз" У.С. Назаров, руководитель темы Р.А. Карпов.

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. Балуква

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

Отпечатано в Ташкентской типографии оперативной печати

Подписано в печать 20.08.2001. Формат 60x90 1/8. Усл. печ. л. — 6,0. Уч.-изд. л. — 6,5. Тираж 1500. Заказ 293.