O`ZBEKISTON

NEFT va GAZ

JURNALI

4/2001

Yangi yil bilan

УЗБЕКСКИЙ ЖУРНАЛ НЕФТИ И ГАЗА

Нашему журналу



5 лет

Поздравляем редколлегию и читателей с первым юбилеем

2002

ЯНВАРЬ

П	В	С	Ч	П	С	В
	1	2	3	4	5	6
7	8	9	10	11	12	13
14	15	16	17	18	19	20
21	22	23	24	25	26	27
28	29	30	31			

ФЕВРАЛЬ

П	В	С	Ч	П	С	В
				1	2	3
4	5	6	7	8	9	10
11	12	13	14	15	16	17
18	19	20	21	22	23	24
25	26	27	28			

МАРТ

П	В	С	Ч	П	С	В
				1	2	3
4	5	6	7	8	9	10
11	12	13	14	15	16	17
18	19	20	21	22	23	24
25	26	27	28	29	30	31

АПРЕЛЬ

П	В	С	Ч	П	С	В
1	2	3	4	5	6	7
8	9	10	11	12	13	14
15	16	17	18	19	20	21
22	23	24	25	26	27	28
29	30					

МАЙ

П	В	С	Ч	П	С	В
		1	2	3	4	5
6	7	8	9	10	11	12
13	14	15	16	17	18	19
20	21	22	23	24	25	26
27	28	29	30	31		

ИЮНЬ

П	В	С	Ч	П	С	В
					1	2
3	4	5	6	7	8	9
10	11	12	13	14	15	16
17	18	19	20	21	22	23
24	25	26	27	28	29	30

ИЮЛЬ

П	В	С	Ч	П	С	В
1	2	3	4	5	6	7
8	9	10	11	12	13	14
15	16	17	18	19	20	21
22	23	24	25	26	27	28
29	30	31				

АВГУСТ

П	В	С	Ч	П	С	В
			1	2	3	4
5	6	7	8	9	10	11
12	13	14	15	16	17	18
19	20	21	22	23	24	25
26	27	28	29	30	31	

СЕНТЯБРЬ

П	В	С	Ч	П	С	В
						1
2	3	4	5	6	7	8
9	10	11	12	13	14	15
16	17	18	19	20	21	22
23	24	25	26	27	28	29
30						

ОКТЯБРЬ

П	В	С	Ч	П	С	В
	1	2	3	4	5	6
7	8	9	10	11	12	13
14	15	16	17	18	19	20
21	22	23	24	25	26	27
28	29	30	31			

НОЯБРЬ

П	В	С	Ч	П	С	В
				1	2	3
4	5	6	7	8	9	10
11	12	13	14	15	16	17
18	19	20	21	22	23	24
25	26	27	28	29	30	

ДЕКАБРЬ

П	В	С	Ч	П	С	В
						1
2	3	4	5	6	7	8
9	10	11	12	13	14	15
16	17	18	19	20	21	22
23	24	25	26	27	28	29
30	31					

Ilmiy-texnika

«O`ZBEKISTON NEFT VA GAZ JURNALI»

Научно-технический

«УЗБЕКСКИЙ ЖУРНАЛ НЕФТИ И ГАЗА»

Основан в 1997 г.
Выходит раз в три месяца

4'2001

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.

СОДЕРЖАНИЕ

ЭКОНОМИКА

Закиров О.А., Зайниев Н.З., Ишанходжаев Г.К.
Задачи совершенствования системы управления нефтегазодобывающими предприятиями Узбекистана в условиях рыночной экономики 4

Тоня А.П., Азаров О.В.
Динамика производства и потребления энергоресурсов в нефтегазовой отрасли, методика постановки задач энергосбережения 7

ГЕОЛОГИЯ И ГЕОФИЗИКА

Абидов А.А., Долгополов Ф.Г.
Три аспекта микстгенетической схемы природного синтеза углеводородов 9

Халисматов И.Х., Бурлуцкая И.П., Огородников И.В., Алламуратов Ф.Б.
Некоторые особенности геологического строения месторождения Урга 13

Абетов А.Е., Абдуллаев Г.С., Лабутина Л.И., Акименко Л.М., Худайбергенов Б.И.
О геологическом строении юга Тахтакаирского вала (на примере площади Арка-Кунград) 16

Бегметов Э.Ю., Мусина И.А., Хайрутдинова Р.А.
К вопросу оценки остаточных геологических запасов нефти на разрабатываемых месторождениях 20

БУРЕНИЕ СКВАЖИН

Норматов А.Ш., Климашкин И.И., Мирзаев А.М.
Выбор и исследование пакерных жидкостей для предупреждения межколонных давлений в скважинах месторождения Шуртан 22

Жаббаров М., Алибеков Ж.
Гидравлическая программа расчета потери давления в циркуляционной системе скважины 24

РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА

Агзамов А.Х., Халисматов И.Х., Махмудов Н.Н., Хайитов О.Г., Турсунов М.А.
Влияние структуры запасов нефти на нефтеотдачу пластов 27

ПОДГОТОВКА И ПЕРЕРАБОТКА НЕФТИ И ГАЗА

Тешабоев З.А., Сайдахмедов Ш.М., Хасанов Р.М., Варламов Г.Д., Воронцова В.И.
Реализация плановых мероприятий в целях уменьшения вредных выбросов в атмосферу на Ферганском НПЗ 29

Бахрамов Ш.Ш., Курбанов А.А., Абидова М.Ф.
Промотированные катализаторы для легкого гидрокрекинга нефтяного сырья 31

Юнусов М.П., Сайдахмедов Ш.М., Джалалова Ш., Имомалиев Р.А., Енилеева Ф.Ш.
Носители катализаторов процесса гидроочистки углеводородного сырья 33

Салихов Т.П., Рискиев Т.Т., Вагапов И.Х., Кан В.В., Уразаева Э.М.
Технология получения износостойкой корундовой керамики для насадок к струйным бурильным долотам 36

Валиходжаев А.
Экономия топливных и материальных ресурсов в отраслях промышленности Узбекистана 38

Постнов В.К., Валиходжаев А.
Повышение надежности и эффективности работы факельных оголовок предприятий нефтегазовой отрасли 41

СТРАНИЧКА ЮБИЛЯРА

70 лет доктору технических наук, профессору, заслуженному инженеру Республики Узбекистан Акбарходже Камиловичу Рахимову 44

75 лет ветерану нефтегазовой промышленности Узбекистана — Мамаджанову Ульмасу Джураевичу 46

СОЕДИНИЛ НАУКУ С ПРОИЗВОДСТВОМ
К 60-летию Захида Садыковича Талибджанова 47

CONTENTS

ECONOMY

Zakirov O.A., Zayniev N.Z., Ishanhojaev G.K.
Problems of prospecting, planning and control systems improvement for oil and gas producing enterprises of the Republic of Uzbekistan in terms of market economy 4

Tonya A.P., Azarov O.V.
Dynamics of energy production and consumption in oil and gas industry and procedure of energy save problems organization 7

GEOLOGY AND GEOPHYSICS

Abidov A.A., Dolgopolov F.G.
Three aspects of mixgenetic scheme of hydrocarbons natural synthesis 9

Halismatov I.H., Burluskaya I.P., Ogorodnikov I.V., Allamuratov F.B.
Some properties of geological structure for Urga field 13

Abetov A.E., Abdullaev G.S., Labutina L.I., Akimenko L.M., Hudayberganov B.I.
About geological structure of Tahtakar bank south on example of Arka-Kurgand field. 16

Begmetov E.U., Musina I.A., Hairutdinov R.A.
About a problem of residual geological oil reserves at developed fields 20

WELL DRILLING

Normatov A.Sh., Klimashkin I.I., Mirzaev A.M.
Selection and study of paker fluids to prevent intercolumn pressures in wells of G.C.F. «Shurtan» 22

Zhabbarov M., Alibekov Zh.
Hydraulic design program for pressure loss in circulation well system (SamGASI) 24

OIL AND GAS FIELDS DEVELOPMENT AND EXPLOITATION

Agzamov A.H., Halismatov I.H., Mahmudov N.N., Haitov O.T., Tuzsunov M.A.
Influence of oil reserves structure on seams, recovery factor decrease of detrimental air pollution from Ferghana oil refinery in the result of planned procedures realization 27

Teshabaev Z.A., Saidahmedov Sh.M., Hasanov P.M., Warlamov G.D., Voronsova V.I.
Planned measures realization in order to decrease air pollutions at Ferghana refinery 29

Bahramov Sh.Sh., Kurbanov A.A., Abidova M.F.
Promotor catalysts for light oil raw material hydrocracking 31

Unusov M.P., Saidahmedov Sh.M., Jalilova Sh., Imomaliev P.A., Enileeva F.Sh.
Catalysts mediums of hydropurification process for hydrocarbons 33

Salihov T.P., Riskiev T.T.,Vagapov I.H.,Kan V.V.,Urazaeva E.M.
Technology of wearresistant corund ceramics for jet-type nozzles 36

GAS USE

Valihojaev A.
Procedures on economics of fuel and material resources in branches of industry 38

Postnov V.K., Valihojaev A.
Increase of reliability and profitability of flare heads for oil and gas industry enterprises. 41

JUBILE PAGE

Akbarhoja Kamilovich Rahimov, Doctor of science in technics, Honoured engineer of the Republic of Uzbekistan is seventy. 44

Mamajanov Ulmas Juraevich, veteran of oil and gas industry is seventy five. 46

HE JOINED SCIENCE WITH PRODUCTION
To the 60th anniversary of Zahid Sadikovich Talibjanov. 47

УДК 338.24:336.12

Задачи совершенствования системы управления нефтегазодобывающими предприятиями Узбекистана в условиях рыночной экономики

О.А. Закиров, Н.З. Зайниев, Г.К. Ишанходжаев
(НХК «Узбекнефтегаз», НГПУ «Мубарекнефтегаз», НИИ «Алгоритминжиниринг»)

В условиях перехода к рыночной экономике по-новому рассматриваются проблемы управления хозяйственной деятельностью и соответственно функции производственных и экономических служб, системы плановой и управленческой информации. При этом усложняется ориентация предприятий нефтегазовой промышленности, что ведет не только к возрастанию роли управления, но и к его качественным изменениям. Поэтому в настоящее время необходимо ускорить процесс совершенствования традиционных методов прогнозирования, планирования, нормирования, учета, анализа, контроля и включить все задачи управления в единую систему получения, обработки и обобщения информации и принятия на ее основе оптимальных решений. Система, которая регулирует деятельность предприятия, должна ориентироваться на достижение оперативных (текущих) целей: получение прибыли того или иного размера, а также глобальных стратегических: выживание, экологический нейтралитет, сохранение рабочих мест, т.е. социальные факторы.

Единственным способом формального прогнозирования будущих проблем и возможностей предприятий нефтегазодобывающей промышленности является стратегическое планирование, обеспечивающее основу для управления ими, а также их структурными подразделениями (рис. 1).

Современная стратегия базируется на предприимчивости руководящего состава. Знание условий, в которых работает отрасль, задач, стоящих перед предприятиями, способствует возникновению самых разнообразных проектов их развития, что приносит экономические выгоды. Таким образом, стратегическое мышление становится все более эффективным в условиях быстрых перемен, когда уровень предсказуемости очень низок.

Поскольку все нефтегазодобывающие объекты Узбекистана образуют единую структуру: месторождения — производственные предприятия — акционерные компании — НХК «Узбекнефтегаз» (М-ПП-АК-НХК), то применение метода системного подхода и теории систем позволит руководителям принимать обоснованные управленческие решения, воспринимать НХК в единстве с составляющими ее предприятиями и структурными подразделениями, которые неразрывно переплетаются с внешней средой.

Системный подход — это качество, характеризующее управление, когда оно объединяет общие и специфические черты: закономерные, творческие, производственные, технические, экономические, организационные и социально-технологические. Это позволяет увидеть управляемую систему как целостный комплекс взаимосвязанных элементов, объединенных общей задачей — раскрыть интеграционные свойства, внутренние и внешние связи. Функция управления в этом случае рассматривается как объединение всех видов деятельности М-ПП-АК-НХК (рис. 2): разведка, разработка месторождения, добыча, подготовка, переработка и транспортировка газа и конденсата с минимальными затратами. Для производства товарной продукции (нефть, газ, конденсат и др.), ради чего собственно и создана М-ПП-АК-НХК, организуется и функционирует некоторое количество информационных и материальных процессов. Центральным, ведущим является основное производство, осуще-

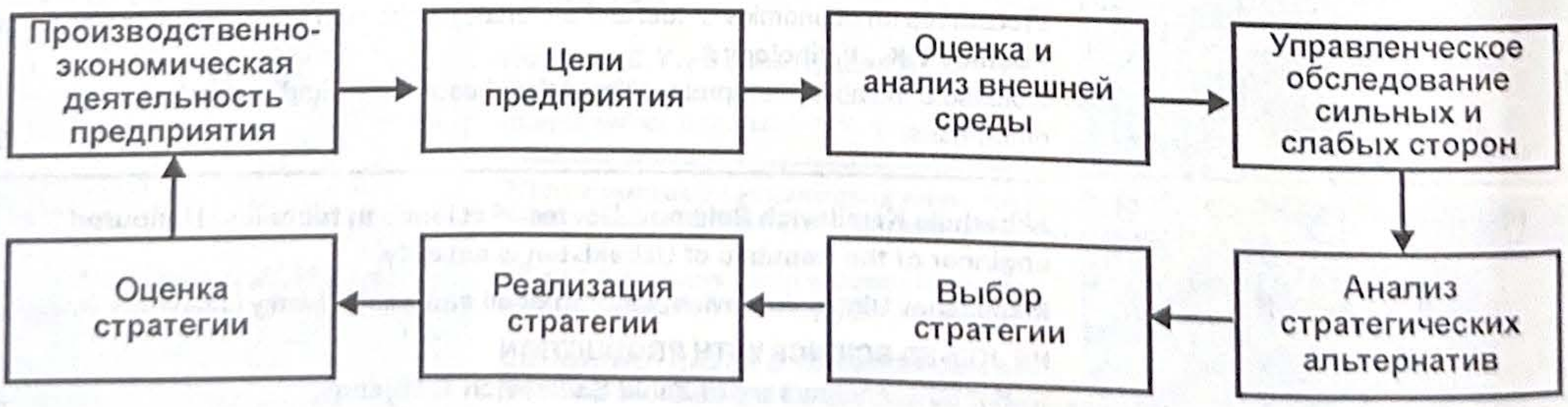


Рис. 1. Процесс стратегического планирования

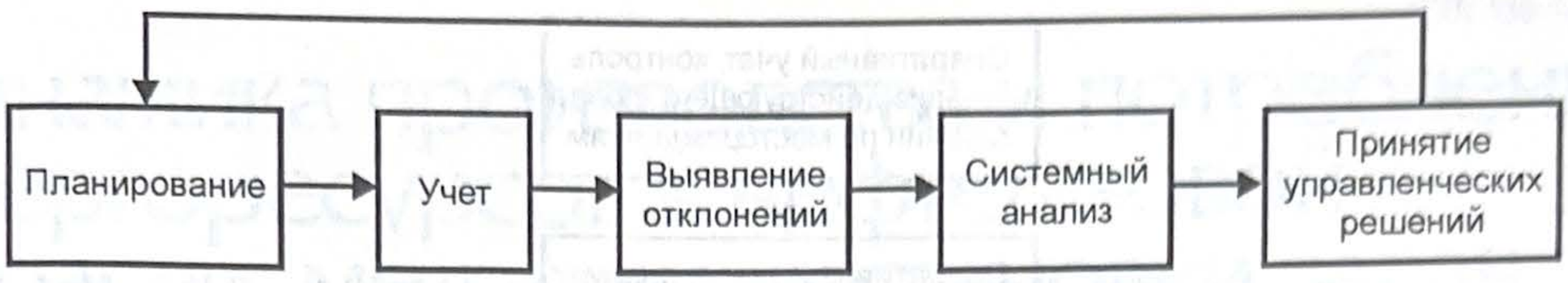


Рис. 2. Функции управления в системе М-ПП-АК-НХК

ствляемое только при обеспечении необходимыми материальными, трудовыми, энергетическими и другими ресурсами, поступление которых по ассортименту, объемам и срокам должно быть согласовано с потребностями.

Все остальные информационные и материальные процессы, прямо или косвенно обеспечивающие основное производство ресурсами, считаются ведомыми и полностью от него зависят.

С этой точки зрения руководство всей системой М-ПП-АК-НХК заключается во взаимосвязанном и согласованном управлении каждым материальным процессом (подсистемой) для достижения конечной цели: производства продукции в соответствии с директивным заданием или заказом по качеству, количеству, срокам и прогнозируемым экономическим показателям.

Из сказанного следует, что вся эта система в М-ПП-АК-НХК может рассматриваться состоящей из подсистем управления отдельными материальными процессами (объектами). Ведущей, определяющей цели и задачи всех остальных (ведомых), считается подсистема управления основным производством.

Только после определения объема производства товарной продукции представляется возможным рассчитать количественные, качественные, временные и другие характеристики для организации остальных информационных и материальных процессов на предприятии. Любые изменения в этом плане влекут за собой коррективы в соответствующих ведомых материальных процессах: увеличение или уменьшение объема производства продукции, изменение сроков, а также количества и времени поставок сырья, материалов, покупных полуфабрикатов, инструмента, оборудования, топлива, энергии, числа рабочих по определенным профессиям, квалификации и т.п.

Для эффективного функционирования единой системы управления основным производственным процессом М-ПП-АК-НХК необходимо решить следующий взаимосвязанный комплекс задач:

1) создание и ведение банков данных «Технические характеристики фонда скважин»;

2) оперативный расчет, определение и формирование единых нормативно-справочных баз данных (нормирование материальных, трудовых, энергетических, финансовых и других затрат); производственных мощностей (фондоотдачи) структурных подразделений и предприятий нефтегазовой промышленности, взаимосвязанных планов-заданий и производственных программ в зависимости от расчетных мощностей структур и предприятий М-ПП-АК-НХК;



Рис. 3. Схема информационной связи задачи системы прогнозирования и планирования производственных процессов М-ПП-АК-НХК

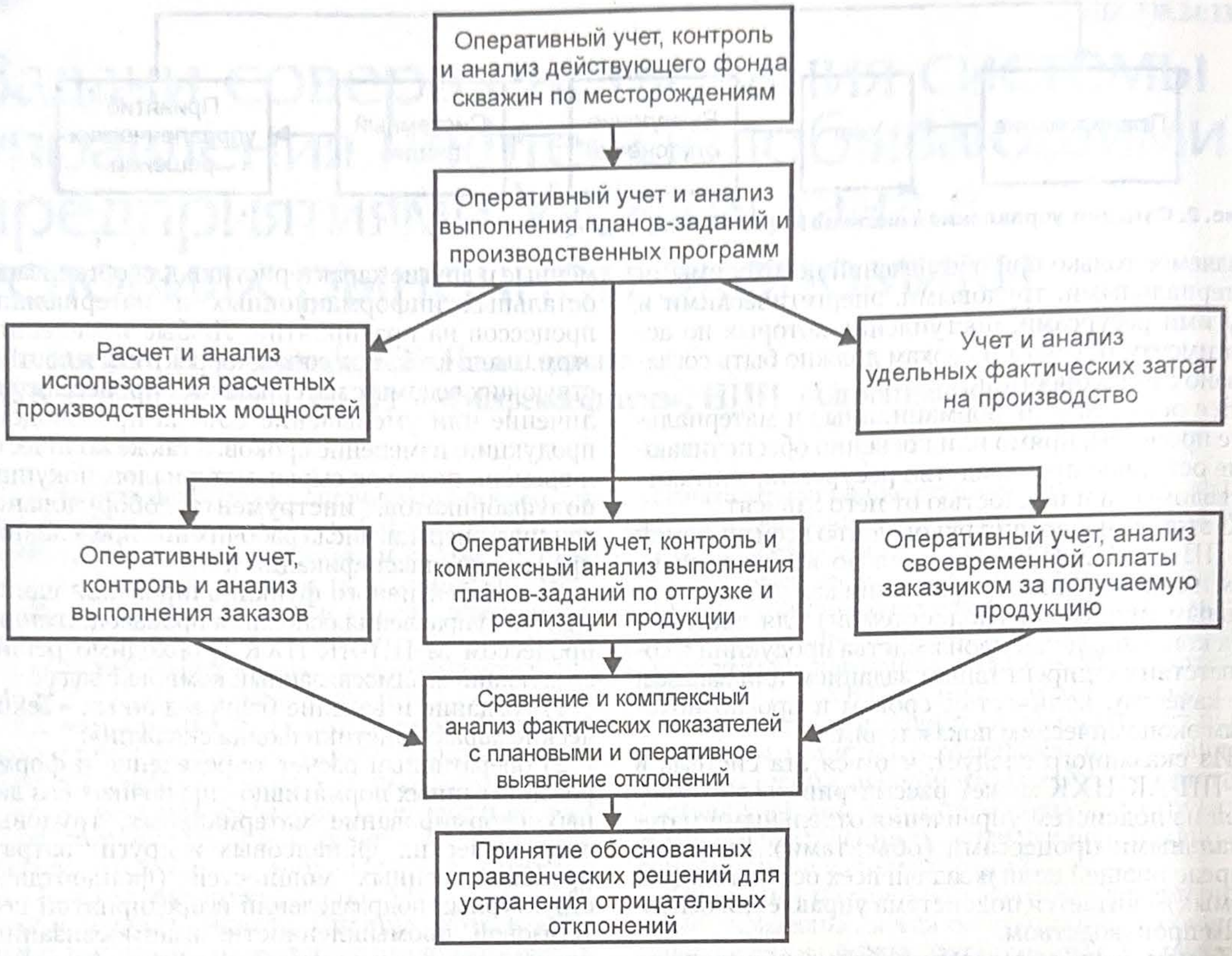


Рис. 4. Схема информационной связи задач системы управления М-ПП-АК-НХК

3) ведение комплексного портфеля заказов на продажу готовой продукции объектов газовой промышленности;

4) формирование планов-заданий по отгрузке и реализации продукции;

5) прогнозирование затрат материальных, трудовых, энергетических, финансовых, технических (оборудование, запчасти, комплектующие и т.д.) и других ресурсов, обеспечивающих выполнение планов-заданий и производственных программ; их учет, контроль, анализ и оперативное регулирование производственным процессом системы; планом-заданием отгрузки продукции и своевременности расчетов за нее;

6) регулирование процессом выполнения портфеля заказов (реализации) и комплексный анализ производимых оплат;

7) учет, контроль и комплексный анализ (сравнение с нормативными цифрами) фактических удельных затрат материальных, трудовых, финансовых, технических и других ресурсов;

8) оперативное сравнение реальных технико-экономических показателей системы с нормативными (расчетными) и плановыми; выявление и комплексный анализ отклонений; принятие обоснованных управленческих решений;

9) учет, контроль обеспеченности и комплексный анализ использования основных фондов предприятий;

10) расчет и оптимизация планирования капитальных вложений на основе анализа результатов решений перечисленных задач для обеспечения необходимых темпов и масштабов производственных процессов системы;

11) оперативный учет, контроль и анализ эффективного использования капитальных вложений;

12) расчет и определение общей эффективности капитальных вложений системы.

Укрупненные схемы информационных связей задач прогнозирования, планирования и управления производственными процессами системы М -ПП-АК-НХК показаны на рис. 3 и 4.

ANNOTATION

Reviewed is improvement of prospecting, planning and control systems of oil and gas producing enterprises in the Republic of Uzbekistan in terms of market economy as well as a sequence of using systematic approach and systems theory in deciding problems of production processes control in the united system «field-production enterprises-joint stock companies-National holding company «Uzbekneftegas».

УДК 330.524: 620.9

Динамика производства и потребления энергоресурсов в нефтегазовой отрасли, методика постановки задач энергосбережения

А.П. Тоня, О.В. Азаров
(ОАО «УзЛИТИнефтгаз»)

Национальная холдинговая компания «Узбекнефтегаз» играет существенную роль в народном хозяйстве Узбекистана, являясь надежной энергетической базой, основой укрепления экономики страны в целом. За 1991-2000 гг. в отрасли значительно увеличены объемы добычи нефти, природного газа и газового конденсата, что обеспечило нашу энергетическую независимость.

Динамика суммарной добычи газа, нефти и газового конденсата за этот период и в перспективе на 2005 и 2010 гг. свидетельствует о стабильном развитии нефтяной и газовой промышленности Республики (рис. 1).

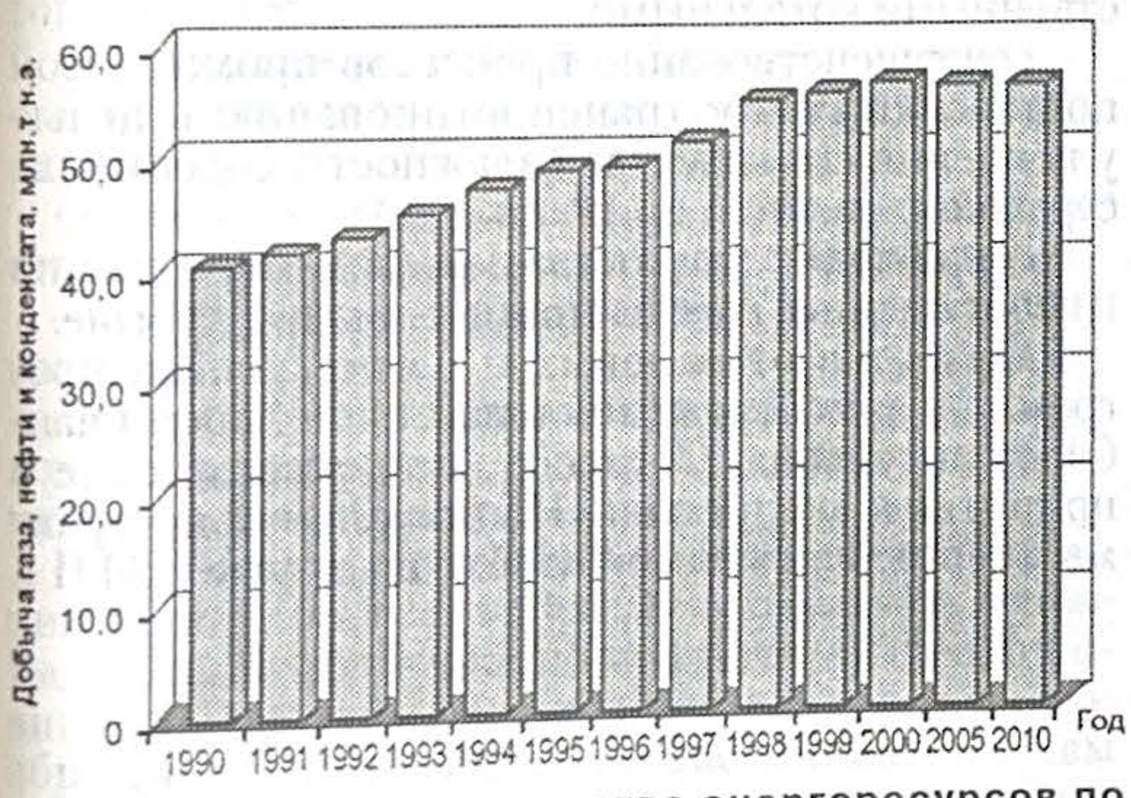


Рис. 1. Объем производства энергоресурсов по НХК «Узбекнефтегаз»

Нефтегазовая отрасль более чем на 98% обеспечивает энергетику страны первичными топливными ресурсами, на долю угля приходится менее 2% выработки электрической и тепловой энергии. В то же время она занимает видное место среди крупных пользователей энергоресурсов — ее производственные компании в последние годы расходуют на собственные нужды 10-12% от всей добычи.

Динамика фактического потребления всех топливно-энергетических ресурсов (ТЭР), переведенных в тысячи тонн нефтяного эквивалента (т н.э.), за 1990-2000 гг. с прогнозом на 2005 и 2010 гг. (рис. 2), а также рассчитанные удельные фактические затраты ТЭР, отнесенные к объемам добычи нефти, газа и конденсата, показывают, что увеличение в последние два года удельных затрат объясняется применением очень энергоемкого сайклинг-процесса для более полного извлечения газового конденсата на месторождении Кокдумалак.

Анализ потребления ТЭР в любой отрасли и определение возможностей их экономии являются очень важной задачей. Для решения ее в каждом производственном объединении, предприятии необходимо составить топливно-энергетический баланс по данным статистической отчетности 11-СН. Это поможет выявить лидеров по предприятиям, видам ресурсов и статьям расхода ТЭР. Проиллюстрируем это на примере НХК «Узбекнефтегаз» на основе фактических данных за 2000 г. Вначале выявим отдельные компании и предприятия — наиболее крупные потребители ТЭР. По общему количеству расхода энергоресурсов первое место занимает АК «Узгеонефтегаздобыча», затем «Узтрансгаз» и «Узнефтепереработка» (рис. 3).

Следующий этап анализа — определение лидеров по видам энергии. Компании «Узгеонефтегаздобыча» и «Узтрансгаз» потребляют по 47% от общего расхода котельно-печного топлива (природный газ); «Узнефтепереработка» на трех заводах расходует 6%, другие 10 компаний — 1.

По использованию теплоэнергии первое место занимает АК «Узгеонефтегаздобыча», затем идут «Узнефтепереработка» и остальные 11 компаний.

На долю Узтрансгаза приходится 39% электроэнергии (электроприводные газоперекачивающие агрегаты на компрессорных станциях), Узгеонефтегаздобычи — 36, Узнефтепереработки — 21, остальных — около 4%.

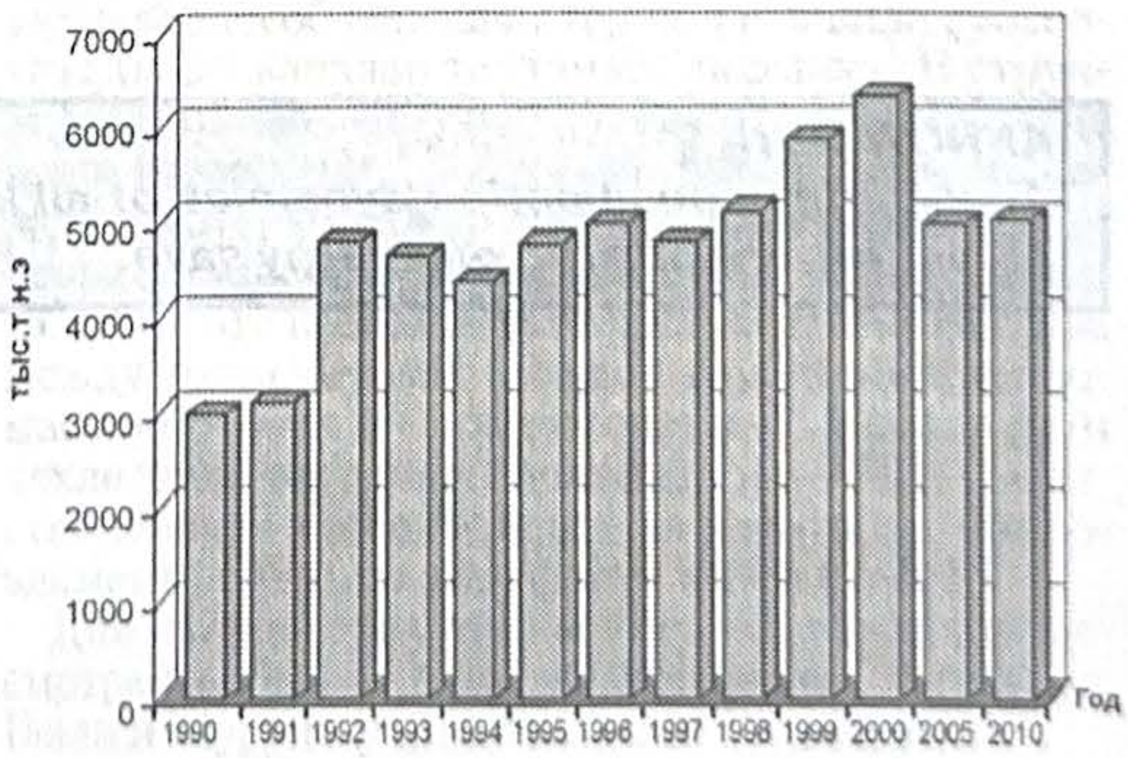


Рис. 2. Масштабы потребления ТЭР по НХК «Узбекнефтегаз» (интегральное потребление)

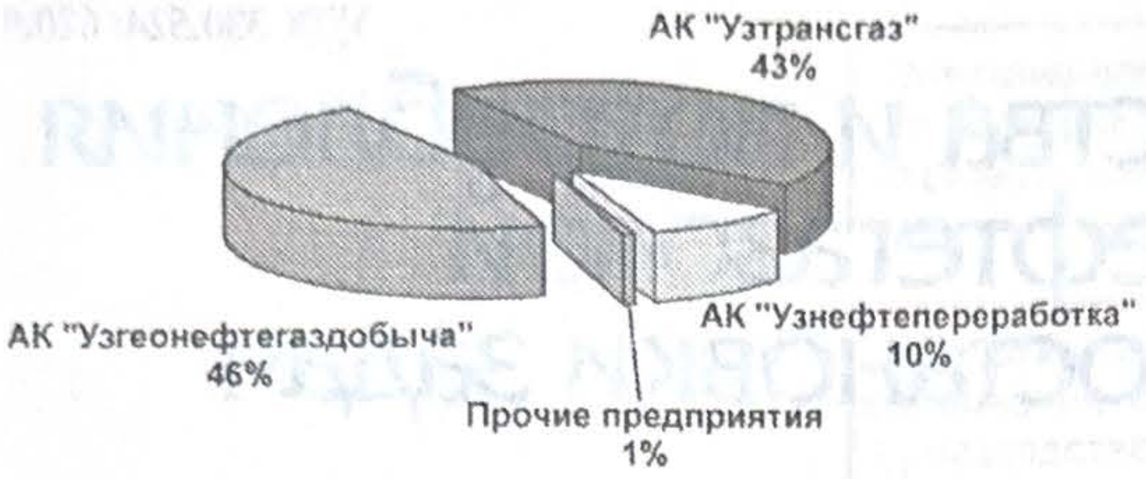


Рис. 3. Предприятия-лидеры энергопотребления в 2000 г.

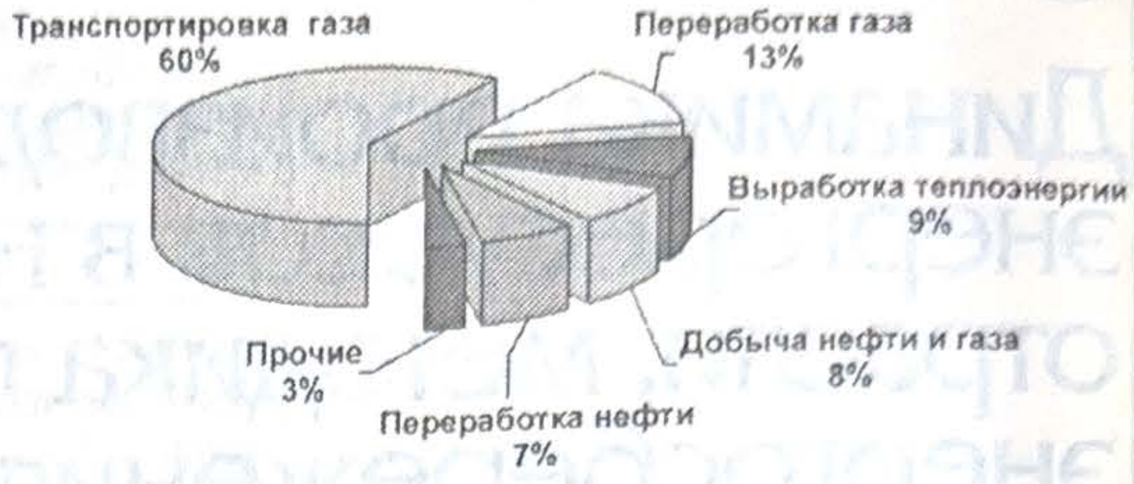


Рис. 4. Статьи расхода - лидеры топливопотребления

Структура потребления по видам ресурсов в НХК «Узбекнефтегаз» выглядит так: 84% составляет котельно-печное топливо, 13 — теплоэнергия и 3% — электроэнергия.

Теперь важно найти наиболее значимые статьи затрат энергоресурсов в целом по холдинговой компании, чтобы определить эффективные направления энергосбережения, где даже малая доля экономии (%) может превысить небольшое количество энергопотребления целого предприятия. Так, по топливу в отрасли можно выделить (рис. 4): для привода газоперекачивающих агрегатов компании «Узтрансгаз» — 60%, переработки газа — 13, выработки теплоэнергии собственными котельными — чуть более 9; на свои нужды и технологические потери нефте- и газопромыслов в компании «Узгеонефтегаздобыча» — 8%, нефтепереработку — 7. Затраты топлива только по этим пяти статьям составляют 97% от общего потребления в отрасли. Сокращение их может принести наибольший эффект в программах по экономии и рациональному использованию топливно-энергетических ресурсов.

Следующим этапом должна быть разработка организационно-технических мероприятий, способных обеспечить сбережение энергоресурсов с учетом анализа лидеров их потребления. При этом все предложения технологов и энергетиков необходимо ранжировать по затратам и получаемому эффекту: 1 — с минимальными затратами средств на их внедрение; 2 — мало- и среднезатратные, способные принести масштабную экономию; 3 — требующие весьма существенных инвестиций — внедрение передовых энергосберегающих технологий, обновление оборудования, замена его на более эффективное по кпд и т.п., что дает высокий экономический эффект.

Основными мероприятиями по энергосбережению в НХК «Узбекнефтегаз» являются:

- замена газоперекачивающих агрегатов компрессорных станций на современные с более высоким кпд (71 авиаприводной агрегат ГПА-Ц-6,3А и 116 газотурбинных ГТН, ГТК);
- ревизия, наладка и замена котельных топочных агрегатов для выработки теплоэнергии собственными котельными;
- совершенствование процессов промысловой подготовки газа к транспортированию с целью улучшения его качества (влажность, содержание серы, конденсата и др.);
- сокращение затрат газа, нефти и конденсата на собственные нужды промыслов при добыче.

Разработка отраслевых и региональных программ энергосбережения в настоящее время наиболее актуальна. Согласование, утверждение и принятие к внедрению «Национальной программы энергосбережения» необходимы уже в 2001 г.

ANNOTATION
Analysed is consumption dynamics of all kinds of fuel-power resources of Uzbekistan. Measures are offered on energy save.

УДК 553.98: (551.243.12: 551.73) (575.1)

Три аспекта микстгенетической схемы природного синтеза углеводородов

А.А. Абидов, Ф.Г. Долгополов
(НХК «Узбекнефтегаз», ОАО «УзЛИТИнефтгаз»)

В середине 90-х годов были опубликованы новые данные о влиянии глубинных факторов на формирование скоплений углеводородов (УВ) в различных геодинамических обстановках. Приведены убедительные доказательства воздействия на рассеянное органическое вещество осадочных толщ высокотемпературных потоков глубинных флюидов, которые наряду с другими геологическими критериями определяют нефтегазоносность земной коры. Суммируя их, можно сформулировать следующие отправные пункты новой идеи:

- развитие осадочных бассейнов с позиции тектоники плит;
- наблюдаемая дегазация Земли;
- проявления метана ниже зон нефтегазогенерации;
- наличие в нефтегазоносных регионах аномалий теплового потока и высоких пластовых давлений;
- приуроченность скоплений УВ к глубинным разломам;
- повышенное содержание в залежах УВ сероводорода, углекислого газа и других микроэлементов вулканогенной природы.

В последние годы объем подобной информации продолжает стремительно нарастать, охватывая все большее число нефтегазоносных провинций. При этом рассматривается такое многообразие геодинамических обстановок и схем нефтегазообразования, что дальнейшее развитие этого направления угрожает потерей его целостности и требует выдвижения консолидирующей гипотезы.

Анализ строения нефтегазоносных регионов Узбекистана на основе геодинамического подхода позволил авторам данной статьи в 1998 г. сформулировать микстгенетическую гипотезу происхождения нефти и газа [1, 2], суть которой сводится к трем основным положениям:

1) исходными реагентами образования нефти и газа являются в совокупности глубинные флюиды дегазации Земли и рассеянное органическое вещество осадочных толщ;

2) флюиды попадают в осадочные бассейны по субвертикальным каналам глубинного тепломассопереноса, представляющим собой проницаемые зоны пересечения глубинных разломов;

3) общая направленность химических реакций микстгенетического синтеза УВ соответствует процессу деструкции рассеянного органического вещества в термобарически аномальных областях осадочных толщ, расположенных над каналами глубинного тепломассопереноса.

Смысл подобного шага заключается в попытке создания системного унифицированного подхода к решению проблемы нефтегазообразования на основе точных физических и химических законов применительно к различным нефтегазоносным провинциям. В этом случае усилия исследователей могут быть сосредоточены на решении трех главных проблем: объемное картирование каналов глубинного тепломассопереноса, определение количества и состава глубинных флюидов; разработка моделей химических реакций синтеза УВ.

В качестве примера рассмотрим результаты подобных исследований на территории Бухаро-Хивинского нефтегазоносного региона.

Каналы глубинного тепломассопереноса. Для их непосредственного обнаружения и картирования были составлены детальная карта плотности теплового потока, геодинамическая карта региона в масштабе 1:500000 и физико-геологические модели наиболее изученных объектов. На карте плотности теплового потока отчетливо фиксируются 12 локальных аномалий с амплитудами 90-120 мВт/м^2 при фоновых значениях для региона 65. Все они имеют изометричную форму часто со смещенным максимумом. Геотермические расчеты показывают, что размеры и амплитуды этих аномалий не соответствуют термодинамике стационарного теплового потока, а отражают конвективный способ передачи тепла, т.е. в виде субвертикальных каналов тепломассопереноса. В структурном плане им соответствуют проницаемые зоны пересечения глубинных разломов, расположение которых контролируется погребенной палеорифтовой системой каменноугольного возраста. При этом наблюдается пространственная связь между размещением каналов глубинного тепломассопереноса и сосредоточенных в осадочном чехле температурных аномалий, зон АВПД, областей повышенного содержания некоторых микроэлементов и скоплений нефти и газа (рис. 1).

Для изучения внутреннего строения каналов рассмотрены объекты в районе Уртабулака, Тегермена, Газли и Мурунтау (Центральные Кызылкумы).

Канал глубинного тепломассопереноса в районе Уртабулака характеризуется наилучшей геолого-

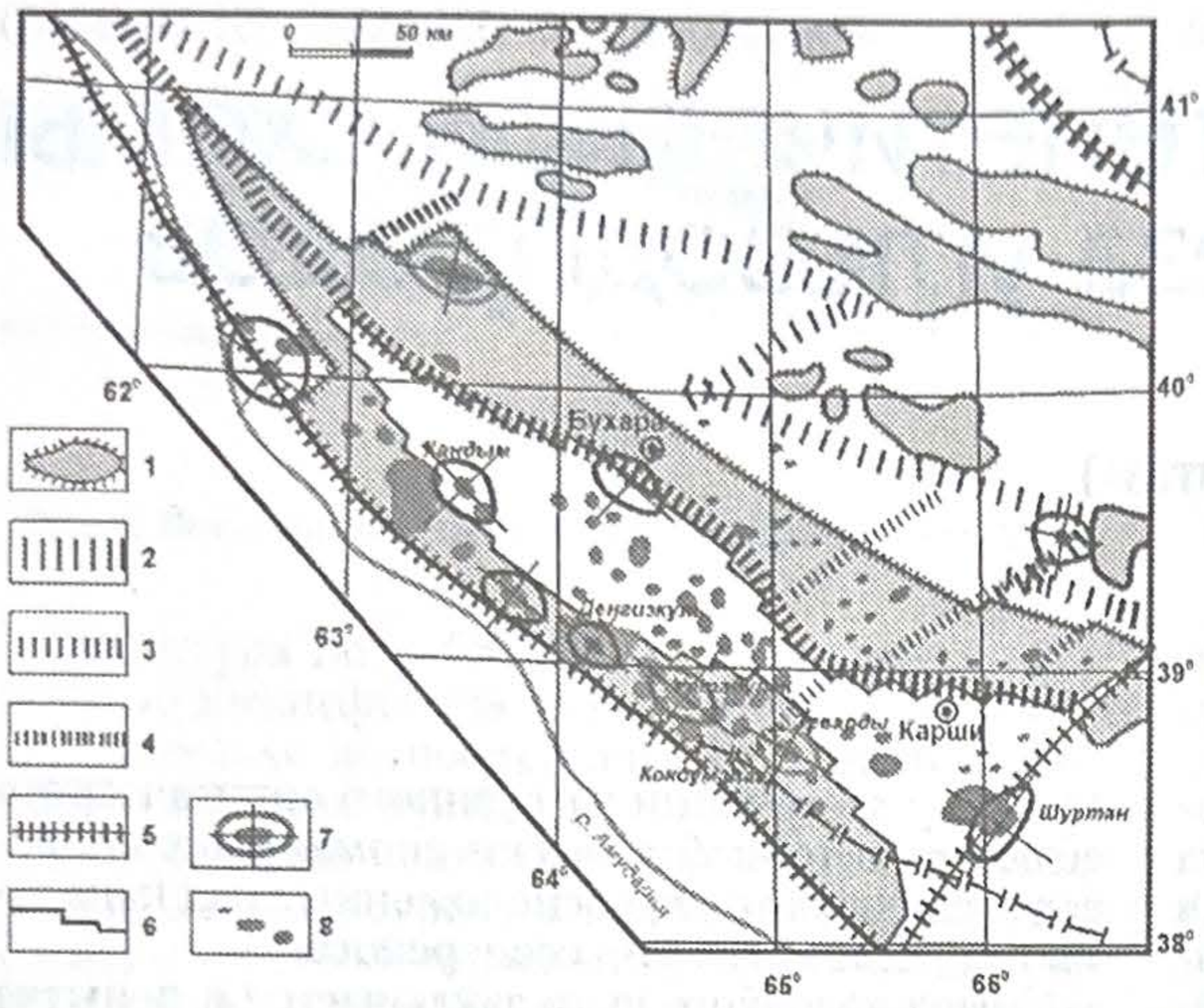


Рис. 1. Карта размещения каналов глубинного тепломассопереноса и месторождений нефти и газа в Бухаро-Хивинском регионе:
1- выходы на дневную поверхность палеозойских образований; 2- границы литосферных блоков; 3- тектонических ступеней; 4- блоков фундамента; 5- контуры палеорифтовой системы; 6- границы центрального грабена; 7- каналы глубинного тепломассопереноса; 8- месторождения нефти и газа

геофизической изученностью. Он пересекается профилями глубинного ОГТ №498990688 и ГСЗ Фараб – Бабатаг. В непосредственной близости от него находится профиль ГСЗ Карабекаул – Койташ. Наличие объекта фиксируется по данным ОГТ и ГСЗ в виде субвертикальной зоны отсутствия отражений.

Физико-геологическая модель канала аппроксимирует субвертикальную проницаемую зону в земной коре (рис. 2). Он берет начало на уровне границы Мохоровичича и заканчивается в нижней части мезозой-кайнозойского чехла при ширине в разрезе 3-5 км. Характер наблюдаемой аномалии плотности теплового потока и особенности глубинного строения свидетельствуют о том, что источником тепломассопереноса является древний магматический очаг на границе земной коры и верхней мантии. Конвективный тепломассоперенос прекращается на уровне подошвы осадочного чехла, откуда к поверхности Земли тепловая энергия передается кондуктивным способом.

Канал глубинного тепломассопереноса в районе Тегермена пересекается профилем ГСЗ Фараб – Тамдыбулак. По его данным в зоне локальной аномалии плотности теплового потока фиксируется глубинный разлом. Физико-геологическая модель канала также аппроксимирует субвертикальную проницаемую зону в земной коре (рис. 3). Он начинается на уровне границы Мохоровичича и заканчивается в нижней части осадочного чехла. Источником тепломассопереноса служит древний магматический очаг на границе земной коры и верхней мантии.

В результате площадного сейсмического мониторинга на месторождении Газли в объеме земной коры впервые закартирован трехмерный объект, интерпретируемый как канал глубинного тепломассопереноса. Он прослеживается в интервале глубин 1-10 км в виде субвертикального цилиндрического тела повышенной трещиноватости [3]. Над ним находится локальная аномалия плотности теплового потока.

Особый интерес для непосредственного изучения термодинамики каналов глубинного тепломассопереноса представляет объект, расположенный в районе Мурунтау (Центральные Кызылкумы) и выделенный по данным высокоточных температурной и газо-адсорбционной съемок. В структурном плане он представляет собой зону пересечения глубинных разломов, трассируемую древними вулканическими аппаратами, имеет выход на дневную поверхность, и поэтому здесь на площади 16 км^2 экспериментально установлены глубинные эманации водорода и метана. Их аномальные концентрации в рыхлых отложениях составляют соответственно 10,0 и 0,035 мл/кг при фоновом значении для региона менее 0,005.

Параметры приведенных выше объектов позволили выполнить термодинамические расчеты распределения аномальных температур вокруг канала по специальной программе, учитывающей его размеры, типы флюидов, скорость вертикальной миграции и время действия бокового теплообмена с вмещающими породами [4].

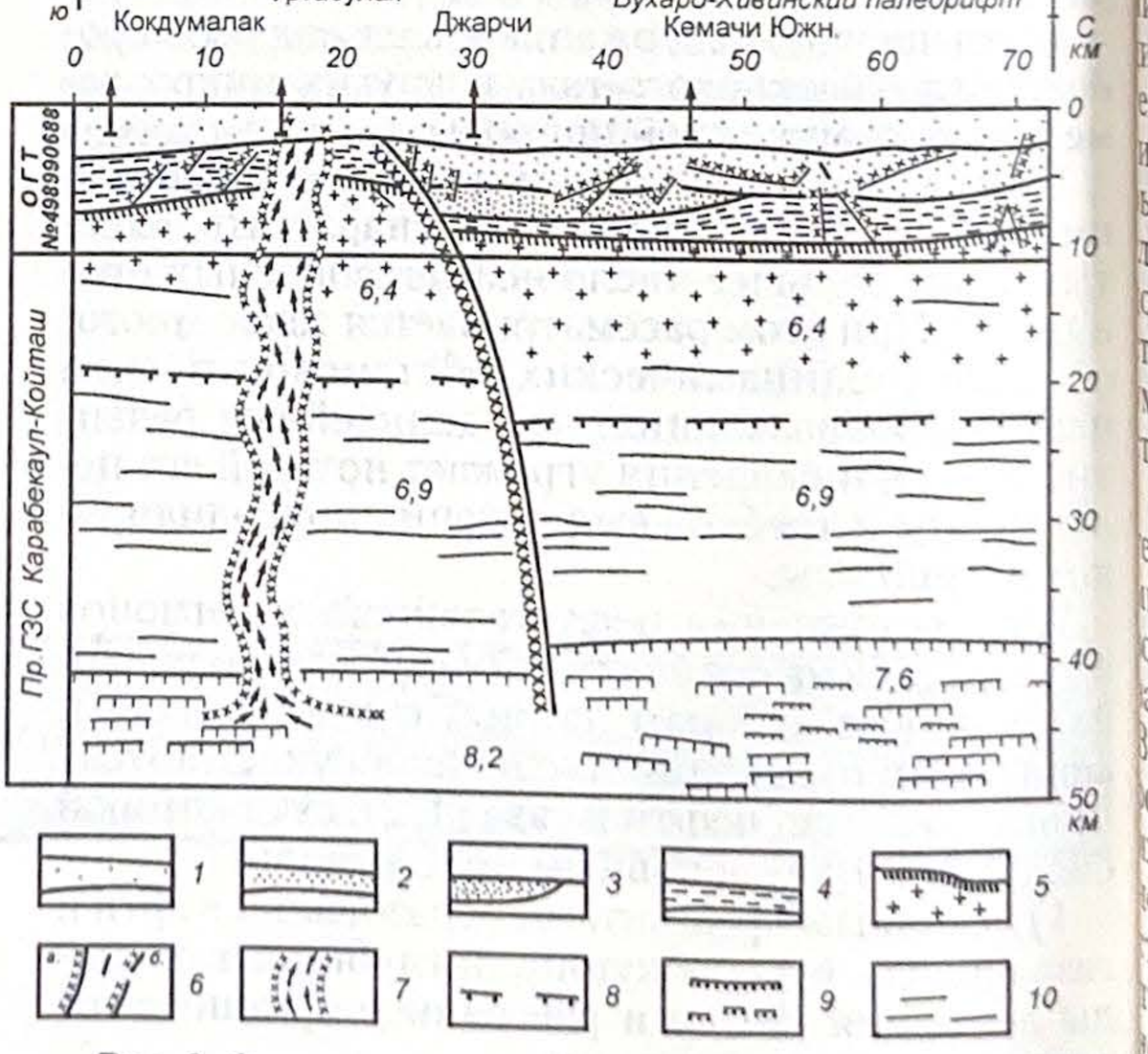


Рис. 2. Физико-геологическая модель канала глубинного тепломассопереноса в районе Уртабулака:
1- мезозой-кайнозойский чехол; 2- верхний рифтовый комплекс; 3- нижний; 4- дорифтовое основание; 5- кристаллический фундамент; 6- разрывные нарушения: а) сквозькоровые, б) верхнекоровые; 7- канал тепломассопереноса; 8- граница Конрада; 9- Мохоровичича; 10- отражающие границы и скорости упругих волн

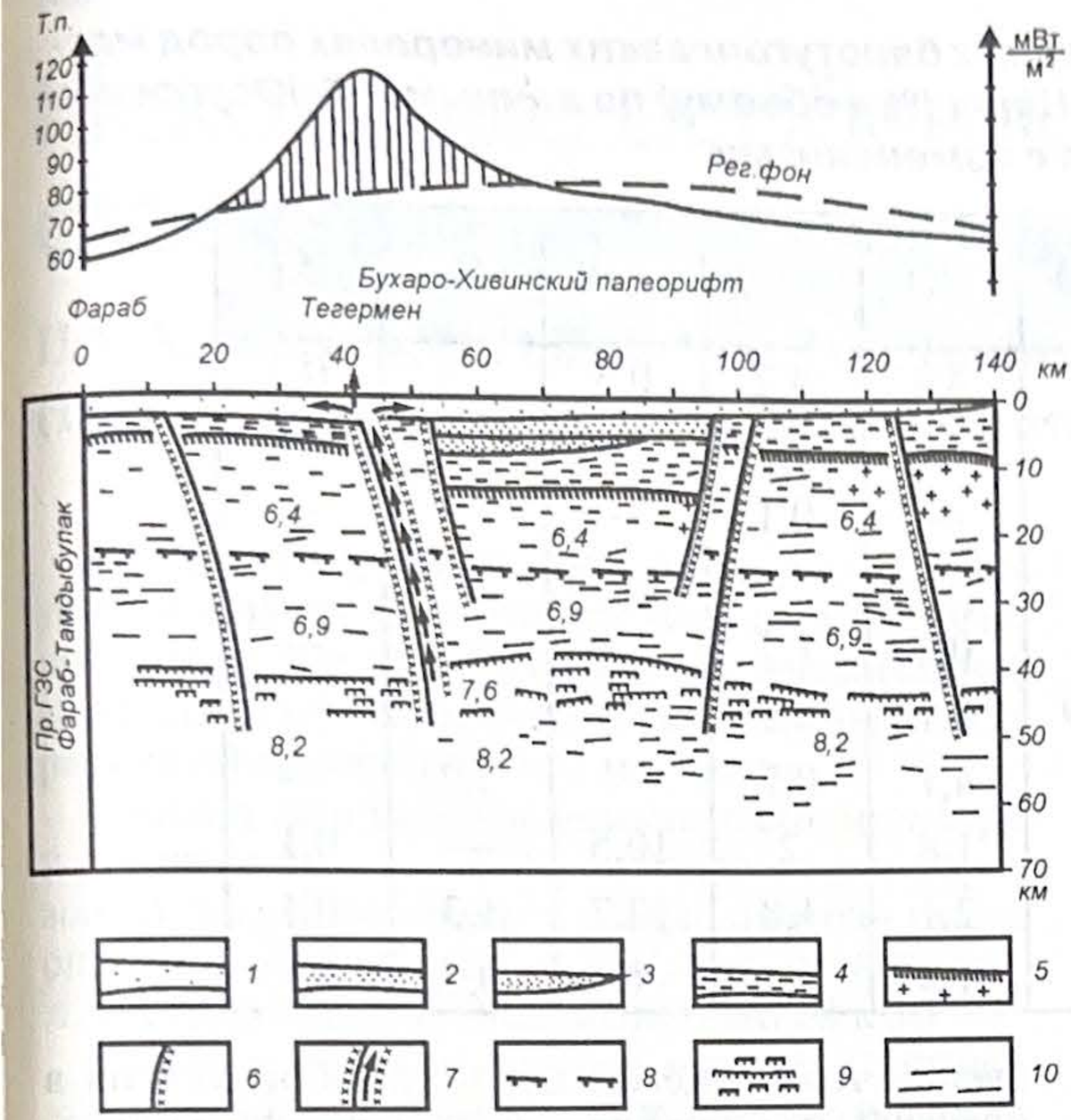


Рис. 3. Физико-геологическая модель канала глубинного тепломассопереноса в районе Тегермена:
1- мезозой-кайнозойский чехол; 2- верхний рифтовый комплекс; 3- нижний; 4- дорифтовое основание; 5- кристаллический фундамент; 6- разрывные нарушения; 7- канал тепломассопереноса; 8- граница Конрада; 9- Мохоровичича; 10- отражающие границы и скорости упругих волн

Вычисления проводились для наиболее распространенных типов глубинных флюидов: воды, водорода, метана и углекислого газа при минимальной скорости вертикальной миграции 1 м/год. Расчеты показали, что основным теплоносителем в канале выступает вода. Максимальное увеличение аномальной температуры наблюдается непосредственно над каналом глубинного тепломассопереноса на уровне подошвы осадочного чехла, где ее амплитуда составляет 30-55°С. По мере удаления от оси она уменьшается до нормальных значений на расстоянии порядка 30 км.

Количество и состав глубинных флюидов. Естественно предположить, что наиболее вероятными продуктами дегазации Земли должны быть газообразные соединения, участвовавшие в образовании планеты, т.е. наиболее распространенные во Вселенной. К ним относятся водород, окись углерода, метан, гелий, водяной пар и др. Определить их поток на поверхности Земли достаточно сложно, так как при полевых измерениях всегда существует неопределенность в доле ювенильных и приповерхностных компонентов. Некоторую ясность в этот вопрос может внести выявление изотопных соотношений некоторых элементов.

Информация о количестве и составе глубинных флюидов может быть также получена при изучении микроскопических газово-жидких включений в минералах осадочных толщ. На примере месторождений нефти и газа в акватории Южно-Китайского моря установлены три типа включений, образовавшихся в высоко-, средне- и низкотемпературные стадии. Для первой характерно повышенное содержание водорода и углекислого газа, источником которых является погребенный вулканический аппарат. Интенсивность тепломассопереноса характеризуется зональным распределением по площади и глубине [5,6].

В настоящее время на территории Средней Азии хорошо известен лишь состав газофлюидных включений в акцессорных баротугоплавких минералах пород магматических комплексов Срединного Тянь-Шаня [7]. Они состоят из углекислого газа, азота, водорода, воды, метана, окиси углерода и других соединений, которые имеют доказанное ювенильное происхождение (таблица).

Следует отметить, что в пределах большинства каналов глубинного тепломассопереноса в Бухаро-Хивинском регионе вскрыты аналогичные вулканогенные породы палеозойского возраста. В районе Мурунтау, где такой канал выходит на земную поверхность и имеются жерловые фации вулканитов, наблюдаются эманации водорода и метана. Поэтому наиболее вероятный состав глубинных флюидов должен быть близок вулканическим газам. Как правило, они состоят из водяного пара, углекислого газа, окисей углерода и серы, сероводорода, метана, водорода, аммиака и других элементов, которые активно реагируют друг с другом при подъеме по мере смещения химического равновесия в канале. В этом случае наиболее вероятный состав глубинных флюидов можно оценить лишь на основе средних значений газофлюидных включений в акцессорных минералах пород магматических комплексов, представленных в таблице. Тогда их количество будет всегда прямо пропорционально величине теплового потока, проходящего через канал тепломассопереноса.

Модели химических реакций синтеза УВ. На основе имеющихся данных о рассеянном органическом веществе (РОВ) осадочных толщ, составе и количестве глубинных флюидов, термобарических условиях вмещающей среды и новых опубликованных материалов по нефтегазообразованию можно выделить четыре направления химических реакций микстгенетического синтеза УВ, которые расположены в порядке их убывания в природе по мере роста энергетических затрат:

1) деструкция РОВ – обычное разложение рассеянного органического вещества осадочных толщ под действием давления и температуры;

2) гидрогенизация РОВ – взаимодействие его с ювенильным водородом, поднимающимся по каналам глубинного тепломассопереноса;

3) кавитация – взаимодействие РОВ с ювенильным метаном в зонах высоких геодинамических напряжений;

4) полимеризация метана – образование более тяжелых УВ из ювенильного метана в условиях аномальных давлений и температур.

В результате анализа имеющегося фактического материала в пределах Бухаро-Хивинского ре-

Состав газофлюидных включений в акцессорных баротугоплавких минералах пород магматических комплексов Срединного Тянь-Шаня (% к объему) по данным Р.Г. Юсупова, Я.М. Рафикова с изменениями

Номер образца	CO_2	N_2	H_2	H_2O	CO	CH_4	C_2H_6	O_2	Ar
К-2	10,3	50,3	20,1	9,8	4,4	4,2	0,5	—	0,3
Xmb	21	47	—	—	—	1,5	30	—	0,8
К-1	91	0,1	8,1	—	—	0,1	—	—	—
k-4	63,3	0,1	28,8	5,8	—	—	—	1,7	—
3*	51,7	2,3	35	9,1	0,1	1,7	—	—	—
Ф-224	28,8	40,9	2,1	27,9	0,1	0,3	—	—	—
Тк-3	9,2	72	1,4	7,4	4,1	0,1	—	5,2	—
К-3	19,4	30,3	23,7	20	1,8	2	10,5	—	0,1
К-69	15,3	41,8	16,4	8,8	2,1	1,8	12,7	1,3	0,1
Среднее	34,4	31,6	15,1	9,9	1,4	1,3	6	0,9	0,1

гиона с позиции микстгенетического синтеза УВ на рассматриваемой территории закартированы 11 активных каналов глубинного тепломассопереноса; определен наиболее вероятный состав поднимающихся по ним глубинных флюидов; предложены четыре возможных направления химических реакций взаимодействия глубинных флюидов с РОВ осадочных толщ, приводящих к образованию углеводородов.

На основе полученных данных можно сделать вывод, что процессы нефтегазообразования в пределах Бухаро-Хивинского региона протекали согласно микстгенетической схеме. Продолжение этих исследований позволит существенно уточнить ее детали с помощью численного математического моделирования и экспериментов. Используемая методика отличается простотой в реализации и поэтому может быть без ограничений применена в других нефтегазоносных регионах мира.

ЛИТЕРАТУРА

1. ***Абидов А.А., Долгополов Ф.Г., Поликарпов А.А.*** *Роль процесса глубинного тепломассопереноса в формировании и размещении месторождений нефти и газа // Узб. геол. журнал, 1997, №5. С. 60-66.*
2. ***Абидов А.А., Долгополов Ф.Г.*** *Микстгенетическая гипотеза происхождения нефти и газа: эклектика или синтез? // Узбекский журнал нефти и газа, 1998, №2. С. 4-6.*
3. ***Нуртаев Б.С., Плотникова Л.М., Грассо Ж.Р.*** *Изучение особенностей геодинамических процессов в районе месторождения Газли по данным сейсмического мониторинга // Тезисы докладов Республиканской научно-технической конференции «Геодинамические основы прогнозирования нефтегазоносности недр». Ташкент, 2000. С. 26-27.*
4. ***Абидов А.А., Поликарпов А.А.*** *Численное термодинамическое моделирование процессов глубинного тепломассопереноса // Узбекский журнал нефти и газа, 2000, №2. С. 11-16.*
5. ***Sun Yumei, Guo Naiyan.*** *The application and implication of fluid inclusion t il-das exploratin in Yinggehai basin, Suth China sea // Тезисы докладов на Международном симпозиуме «Минералообразующие флюиды и рудогенез». Ташкент, 1998. С. 149-150.*
6. ***Zhu Wenwen.*** *Fluid hydrocarbn inclusins jn ffshre il-gas explration // Тезисы докладов на Международном симпозиуме «Минералообразующие флюиды и рудогенез». Ташкент, 1998. С. 151-152.*
7. ***Юсупов Р.Г., Рафиков Я.М.*** *Акцессорные минералы барофильнотугоплавкого типа из пород магматических комплексов. Газовый состав флюидных включений (Срединный Тянь-Шань) // ДАН РУз, 2000, №2. С. 37-41.*

ANNOTATION

An attempt has been made to work out systematic consistent method to decide problems of oil and gas forming on the basis of using exact physical and chemical laws to different oil and gas bearing provinces.

УДК 622.279.23/4

Некоторые особенности геологического строения месторождения Урга

М.Х. Халисматов, И.П.Бурлуцкая, И.В. Огородников, А.Б. Алламуратов
(ТашГТУ, ОАО «ИГИРНИГМ», УП «Узнефтегазгеология»)

В настоящее время промышленная газоносность установлена только в отложениях верхней юры, представленных толщей глинистых пород (глины, алевролиты), в которой залегают песчаные тела различной протяженности и мощности.

Средняя юра изучена недостаточно, несмотря на то что в скв. 23 (пачка A_1 акчалакского горизонта) получены промышленные притоки газа и она эксплуатируется совместно с вышележащими газоносными пачками верхней юры.

Вопрос о наличии газовых залежей в нижней юре и доюрском комплексе остается открытым из-за недоизученности этой части разреза. Песчаные тела в верхнеюрской глинистой толще группируются и образуют либо относительно выдержанные по площади и мощности пласты, представляющие собой единую гидродинамическую систему, либо близко расположенные линзы, гидродинамическая связь между которыми затруднена и распределение в зоне нахождения носит бессистемный характер.

Всего в верхней юре выделено 9 групп песчаных тел, которые, согласно нефтегазопромысловой характеристике, названы пачками (J_3^1, J_3^2, J_3^{2a}, J_3^3, J_3^4, J_3^5, J_3^6, J_3^7, J_3^8). Они представлены кварцевыми, кварц-полевошпатовыми, полимиктовыми песчаниками, мелко- и разнозернистыми с глинисто-карбонатным цементом — в верхней части (J_3^1, J_3^2, J_3^{2a}), мелко-, разно- и грубозернистыми с глинисто-карбонатным цементом, постепенно переходящим в глинистый, — в средней (J_3^3, J_3^4, J_3^5), разно- и грубозернистыми с глинистым цементом — в нижней (J_3^6, J_3^7, J_3^8).

Наиболее выдержаны по площади пачки J_3^3, J_3^6, J_3^7, в которых практически всеми пробуренными скважинами вскрыты коллекторы; доля их составляет от 0,11 (скв. 8) до 1,0 (скв. 6) от толщины. Они включают песчаники с гранулярной структурой порового пространства. Проницаемые разности, приуроченные к алевролитам, в керне встречаются очень редко, а по ГИС не выделяются вообще. Это свидетельствует о том, что они залегают в толще проницаемых песчаников в виде тонких прослоев и самостоятельно не распространены.

Таблица 1

Фильтрационно-емкостные свойства пород продуктивных пачек

Пачка	$K_п$	$K_п$ %ср.	гран $K_п$	$K_{пр}$, млД	$K_г$	$K_г$ ср.	$\eta_{гл}$ / ср.	Тип коллектора по глинам	Тип коллектора по песчаникам
J_3^1	12,8-22,4	20	12	>10	0,68-0,79	0,76	0,05-0,2 / 0,1	Н/гл	Разнозерн.
J_3^2	15-27,5	22	12	>100	0,64-0,85	0,83	-"-	-"-	Мелкозерн.
J_3^{2a}	16-20,5	17	12	>100	0,7-0,8	0,78	-"-	-"-	-"-
J_3^{3a}	13-18	16	12	75,5	0,7-0,82	0,73	-"-	-"-	-"-
$J_3^{3б}$	16-22	19	8	0,5-2,5	0,6-0,82	0,77	0,1-0,3 / 0,2	Глинистый	Мелко- и разнозерн.
J_3^4	14,5-21,5	19	8	2,2-2,5	0,6-0,82	0,78	-"-	-"-	Разнозерн.
J_3^5	14-24,5	18	8	2,7	0,64-0,75	0,75	-"-	-"-	-"-
J_3^6	12,5-22,5	15	8	2,7	0,64-0,74	0,74	-"-	-"-	-"-
J_3^7	11-22,7	16	8	≈ 9,0	0,64-0,81	0,74	-"-	-"-	Крупно-, средне-, мелкозерн.
J_3^8	14-19,5	15	8	≈ 9,3	0,64-0,91	0,84	-"-	-"-	-"-

Таблица 2

Групповая характеристика пачек

Критерий группирования	I <10млД	II ≈10 млД	III ≈100 млД
$К_{пр}$,	$J_3^4, J_3^5, J_3^6, J_3^{3б}$	J_3^1, J_3^7, J_3^8	$J_3^2, J_3^{2а}, J_3^{3а}$
$К_п$	$\frac{I^а J_3^4, J_3^{3б}}{I^б J_3^5, J_3^6}$		$\frac{III^а J_3^2}{III^б J_3^{3а}, J_3^{2а}}$
$К_{п\,гр}$, $\eta_{гл}$		$\frac{II^а J_3^1}{II^б J_3^8, J_3^7}$	
$К_г^{по}$	$\frac{J_3^5, I^{бI}, II^I}{J_3^6 I^{бII}\ II^{II}}$	$\frac{J_3^1, J_3^7(К_г=0{,}74\text{-}0{,}76)}{J_3^8(К_г=0{,}84)}$	

Нами анализировались изменения фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) коллекторов каждой пачки по площади и разрезу, затем сравнивались средние показатели продуктивных толщ (табл. 1). Полученные данные позволили сделать следующие выводы: коллекторы со схожими ФЕС имеют близкие характеристики по продуктивности; схожие фильтрационные свойства, но существенно разные емкостные – только очень непродолжительное время в начале разработки, затем их продуктивные показатели начинают отличаться в пропорции, равной соотношению дренируемых объемов.

На основании изложенного продуктивные пачки разделены по фильтрационным данным на три группы; по емкостным в каждой из них – на две подгруппы.

Первая группа: пачки J_3^4, J_3^5, J_3^6, $J_3^{3б}$ имеют $К_п$=15,7-19,8%, $К_п^{гран}$=8%, $К_{пр}$=2,2-2,7 млД, $К_г$=0,74-0,78, $\eta_{гл}$=0,2, т.е. коллекторы обладают схожими ФЕС и, следовательно, должны иметь близкие продуктивные свойства.

Вторая группа: пачки J_3^1, J_3^7, J_3^8 – $К_п$= 15,7-20%, $К_п^{гран}$=12-8%, $К_{пр}$= 10 млД, $\eta_{гл}$=0,1-0,2, $К_г$= 0,74- 0,84, т.е. коллекторы отличаются емкостными характеристиками.

Третья группа: пачки J_3^2, $J_3^{2а}$, $J_3^{3а}$ – $К_п$= 16,6-22,9%, $К_{пр}$≈100 млД, $\eta_{гл}$=0,1, $К_г$= 0,73-0,83, $К_п^{гран}$=12%, т.е. коллекторы также обладают близкими ФЕС и, следовательно, могут иметь аналогичную продуктивность.

Рассматривая ФЕС пород в пределах каждой из групп, можно выделить подгруппы по величине пористости: в I группе – $I^а$ и $I^б$; в III – $III^а$ и $III^б$; по степени глинистости и зернистости пород во II группе – $II^а$ и $II^б$; по остаточной водонасыщенности в $I^б$ подгруппе – $I^{бI}$ и $I^{бII}$. Во второй группе пачки перегруппируются и выделяется высоконасыщенная J_3^8. По нашему мнению, это не правомочно, так как знание $К_г$ коллекторов в этой пачке связано с тем, что в скважине не вскрыт ГВК, а изученная часть J_3^8 указывает на насыщенность пластов.

Группирование позволило выделить пачки со схожими продуктивными характеристиками, следовательно, совместная эксплуатация их возможна. Для подтверждения этого вывода проанализированы данные по скв. 6, 7, 8, 10, 20, 21, 28, в которых функционировала только одна продуктивная пачка (I группа); скв. 4, 31 – одновременно две (II); скв. 9, 22, 25, 32, 46, 11 – три (III); скв. 21, 27 – четыре (IV); скв. 23 – пять (V). При этом критериями служили суточный дебит; изменение пластового давления; появление в продукции воды. При сравнении показателей по разным группам скважин и между ними выявлено, что суточный дебит (Q) есть функция суммарного эффективного объема ($V_{эфф}$); изменение пластового давления – дренируемого объема ($V_{дрен}$); количество воды в продукции – проницаемости и остаточной водонасыщенности коллекторов. В свою очередь, суммарный объем есть функция эффективной толщины, т.е. $Q=f(h_{эф})$, а дренируемый – структуры порового пространства ($К_п$, $К_г$) и $h_{эф}$.

Для графоаналитической характеристики процесса эксплуатации на основе вовлечения в него коллекторов пачек, по ФЕС принадлежащих к разным группам (табл. 2), были опробованы различные показатели и связи между ними: эффективный объем – $h_{эф}\ К_п\ К_г$ и зависимость $Q=f(V_{эф}=h_{эф}\ К_п\ К_г)$; эффективный дренируемый объем – $h_{эф(вскр)}\ К_п\ К_г$ и $Q=f(V_{дрен}=h_{эф(вскр)}\ К_п\ К_г)$; объем вскрытого перфорацией коллектора $\frac{h_{эф}}{h_{инт.перф}}$, который оценивает степень вовлечения остальных в дренирование; доля коллектора в пласте $\frac{h_{эф}}{h_{общ}}$, определяющая общий объем УВ.

Таблица 3

Сопоставление данных анализа авторов с промысловыми исследованиями

№ скв.	Введены в экспл.	Работают, по данным авторов	Работают, по данным экспл. (Люгай Д.)
6	J_3^1	J_3^1	J_3^1
7	J_3^2	J_3^2	J_3^2
8	J_3^2	J_3^2	J_3^2
10	J_3^2	J_3^2	J_3^2
20	J_3^2,J_3^6	J_3^2	J_3^2
21	J_3^2,J_3^3,J_3^4,J_3^5	J_3^2	J_3^2
28	J_3^2	J_3^2	J_3^2
4	J_3^2,J_3^{3a}	J_3^2,J_3^{3a}	
31	J_3^{3a},J_3^4	J_3^{3a},J_3^4	
9	J_3^4,J_3^5,J_3^6	J_3^4,J_3^5,J_3^6	
22	J_3^4,J_3^5,J_3^6	J_3^4,J_3^5,J_3^6	
11	J_3^{2a},J_3^5,J_3^6	J_3^{2a},J_3^5	
25	J_3^2,J_3^{3a},J_3^5	J_3^2,J_3^{3a}	
32	$J_3^{3б}$,J_3^4,J_3^5	J_3^5	
46	$J_3^{3б}$,J_3^4,J_3^6	$J_3^{3б}$ периодически с J_3^6	
27	J_3^2,J_3^{2a},$J_3^{3б}$,J_3^6	J_3^2 периодически с J_3^{2a}	
23	J_3^4,J_3^5,J_3^6,J_3^7,J_2	J_3^7, либо J_3^4, J_3^5, J_3^6	J_3^5

Наиболее эффективны зависимости

$$Q_{сут} = f(V_{эфф} * \frac{h_{эф}}{h_{общ}}), \qquad (1)$$

$$Q_{сут} = f(V_{дрен} * \frac{h_{эф}}{h_{инт.перф}}). \qquad (2)$$

Для скважин, в которых эксплуатируются две и более пачки, анализировались следующие варианты: вклад всех пачек в $Q_{сут}$ одинаков (I); дренируются объекты с самыми большими ФЕС (II); то же с низкими (III); суммарный дебит делится между эксплуатируемыми пачками соответственно $\frac{h_{эф}}{h_{инт.перф}}$ (IV). Указанные варианты проверялись на зависимостях (1) и (2), построенных по данным скважин, в которых функционировала только одна продуктивная пачка.

По скв. 20, 21, в которые введены в эксплуатацию две (20) и четыре пачки (21), в обоих случаях работает только одна: J_3^2 (табл. 3).

В скв. 23 с пятью эксплуатационными пачками, по промысловым данным, работает только J_3^5, а по нашим — одна из перечисленных (J_3^5, J_3^6, J_3^7, J_3^4), так как они обладают близкими ФЕС.

На основе полученных результатов авторы пришли к выводу, что на месторождении Урга могут совместно работать пачки J_3^4, J_3^5, J_3^6 $J_3^{3б}$, J_3^1, J_3^7, J_3^8, J_3^2, J_3^{2a}, J_3^{3a}. В случае нарушения этих вариантов мы рекомендуем использовать способ одновременно-раздельной эксплуатации. Сущность его заключается в разобщении пластов (пачек) пакером (резиновым манжетом); отбор газа из нижнего пласта (пачки) производится по колонне подъемных труб, а из верхнего — по затрубному пространству, которое периодически продувается для удаления жидкости путем перекрытия его перепуском газа из колонны подъемных труб через отверстия над пакером.

ANNOTATION
Some field properties of productive horizons of the upperYurassic period are considered for Urga field.
Given are recommendations on gas production increase by exploitation members combine and improvement of the technology at the expense of simultaneously-apart objects exploitation.

УДК 622.24:553.98.041(575.172)

О геологическом строении юга Тахтакаирского вала (на примере площади Арка-Кунград)

А.Е. Абетов, Г.С. Абдуллаев, Л.И. Лабутина, Л.М. Акименко, Б.И. Худайбергенов
(ОАО «ИГИРНИГМ»)

Скважина 1 Арка-Кунград начата бурением в феврале 1993 г. с целью изучения структурно-вещественного облика и характера насыщения пластовыми флюидами домеловых комплексов пород. Ее проектная глубина составила 4500 м, горизонт — из палеозойских образований, по которым предполагалось пройти свыше 700 м. Скважина заложена на базе структурных построений по средне-верхнеюрским отложениям.

Последующими поисково-детальными сейсморазведочными работами МОГТ (1994 г.) структура Арка-Кунград была подготовлена к поисковому бурению по отражающему горизонту T_{IV}^{III}, приуроченному к нижнеюрским образованиям. Согласно паспортным данным, параметрическая скв. 1 находится на северной периклинали крупной брахиантиклинальной складки размером 16,5х6,75 км и амплитудой 250 м, западное крыло которой осложнено разломом северо-западного простирания.

После длительной консервации скв. 1 продолжена бурением с августа 1998 г. и закончена строительством в августе 2000 г.

Глубоким бурением пройден следующий разрез (сверху вниз): $Q+K_2$ — 0-430 м, K_1 — 430-1160, J_3 — 1160-1370, J_2 — 1370-2340, J_1 — 2340-3630, Pz_3 — 3630-3920 м. Под верхнепалеозойскими образованиями скважина вновь вошла в нерасчлененную поднадвиговую толщу средней-верхней юры, и при забое 4705 м остановлена (рис. 1).

В процессе проводки скважины в интервале 4193-4197 м отмечалось падение удельного веса бурового раствора с 1,25 до 0,8 г/см³, сопровождающееся повышением газопоказа-

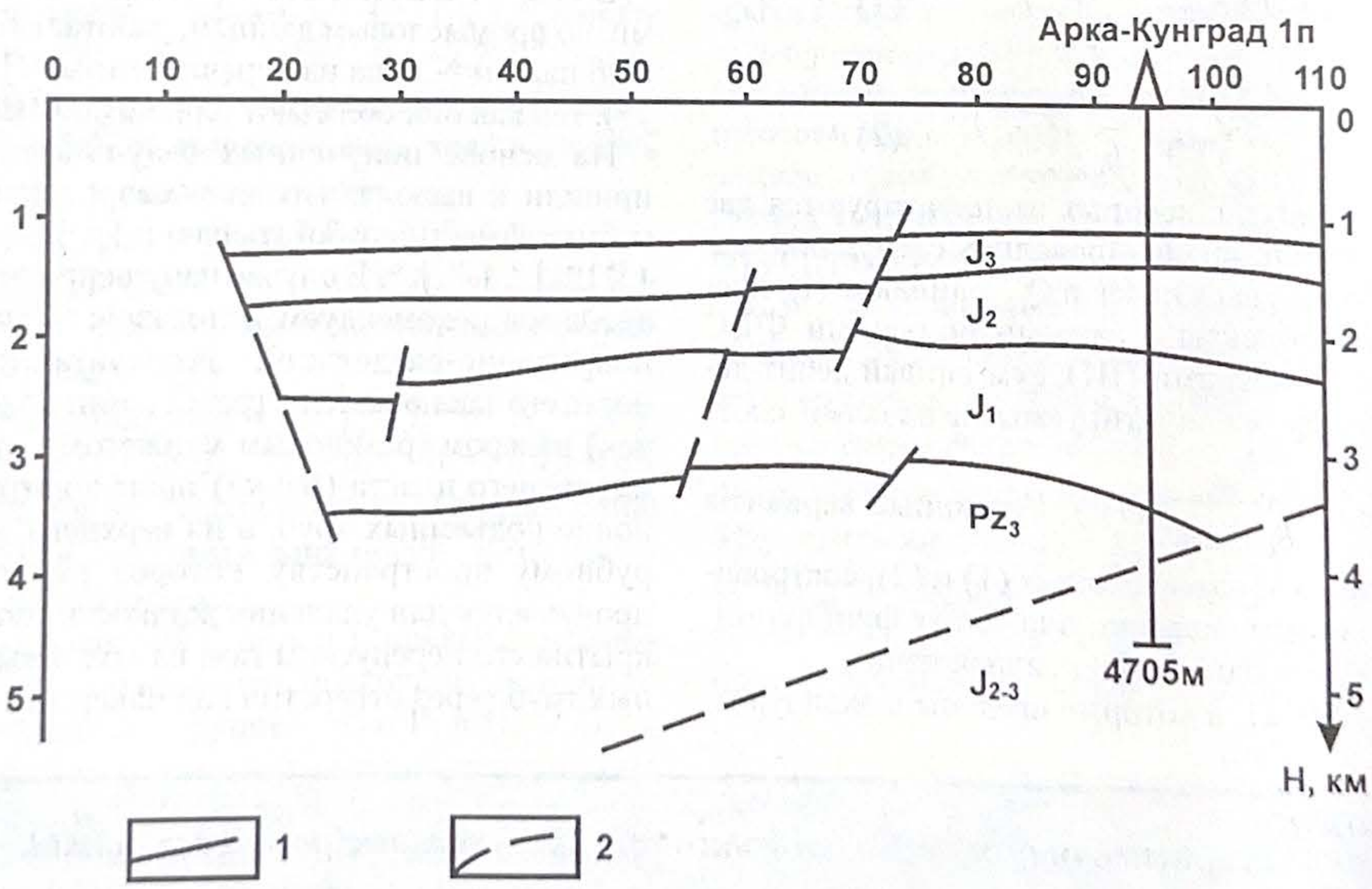


Рис. 1. Сейсмогеологический разрез по профилю 14843082:
1-границы разновозрастных комплексов; 2-тектонические нарушения

Результат опробования скв. 1 Арка-Кунград

Интервал перфорации	Газопроявления при бурении	Метод вскрытия	Уд. вес раствора при бурении, г/см^3	Созданная депрессия на пласт, МПа	Кп, по лаб. данным	Кп, по ГИС	Полученный продукт	Ки, по ГИС	Метраж перфорации, м	Примечание
3768-3780 3788-3804 палеозой		Перфорация по 20 отв. на 1 п.м	1,2	7,0	1,23-2,94		Слабые притоки газа, факел до 70-80м		16	
4180-4172 4195-4211 4366-4357 в.+с.юра	При 4193-4197 м уд.вес упал с 1,25 до 0,8г/см^3, газопоказ.- до 45%	То же 24 отв. на 1 п.м	1,25	10,9	2,62	10,5 7,2 6,1	Слабые притоки газа Мост не установлен	55,2 62,5 39,3	33	Разрыв между интервалом перфорации 23 и146м, при этом инт. 4193-4195 м, где отмечались газопоказания, не вскрывался
4480-4496 4501-4522 в.+с.юра		—"— 24 отв. на 1 п.м.	1,23	10,3		5,2-6,5	Слабые притоки газа Ц.мост не не установлен	46-62,3	27	
4560-4584 н.+с.юра		—"— 20 отв. на 1 п.м	1,24	10,9			То же		24	

ний до 45 %. После дегазации дальнейшее бурение велось на растворе 1,23-1,24 г/см^3 без проявлений.

На площади Арка-Кунград через 5"-эксплуатационную колонну в интервале глубин 3804-4584 м испытаны 4 объекта: во всех зафиксированы слабые притоки газа, не поддающиеся замеру (таблица).

В интервале 2750-4705 м проведен следующий комплекс лабораторных исследований: макроописание керна и изучение его петрофизических данных; рентгенометрический анализ керна и его фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС); детальное описание шлифов; определение стратиграфии пород и геохимический анализ форм серы и железа, а также газохроматографический и геохимический для РОВ; обработка материалов ГИС по программным комплексам ИНГЕФ и ГИНТЕЛ.

Изучение кернового материала показало, что разрез представлен монотонно чередующимися песчаниками, алевролитами и аргиллитами с явным доминированием последних, что характерно для прогибов с длительным и унаследованным режимом развития. В основной массе это глинистый материал (60-70%) и обугленная растительная органика (30-40%) в детритной, дисперсной и гомогенной формах. Встречающиеся в них алевритистые прослои и вкрапления распределены равномерно. Все это свидетельствует о хороших экранирующих свойствах пород.

Алевролиты разнозернистые, полимиктовые со слюдисто-глинистым цементом, включениями обугленного растительного вещества. Песчаник преимущественно мелкозернистый, алевритистый, полимиктовый. Содержание деградированных гидрослюд в отдельных образцах доходит до 45-60% и в целом увеличивается с глубиной, что указывает на рост степени метаморфизма пород, а следовательно, резкое снижение ФЕС песчаников и алевролитов.

Интервал 3632-3920 м выделяется аномальными структурно-текстурными свойствами. Песчаники серые, светло-серые, плотные, крепкие, слюдистые, мелко-среднезернистые, с гнездами и пропластками черного, алевритистого, слюдистого, плотного и крепкого аргиллита.

На основании комплексной переинтерпретации материалов сейсморазведки и результатов бурения параметрической скв. 1 Арка-Кунград сделан вывод о приуроченности одноименной структуры к зоне интенсивного меланжа, обеспечившего сильную деформированность всего разреза фанерозойских отложений, что создает неблагоприятные условия для формирования и сохранения скоплений УВ.

По нижнеюрским отложениям апикальная часть структуры Арка-Кунград осложнена тектоническим нарушением шириной до 4,0 км. К западу и востоку по сложной системе вергентных разломов фиксируется заглубление их поверхности с 2350 до 3800 м и более (рис. 2).

Причины отрицательных результатов испытания параметрической скв. 1 Арка-Кунград следующие:

- неблагоприятные структурно-тектонические и историко-геологические условия для скопления и сохранения УВ;

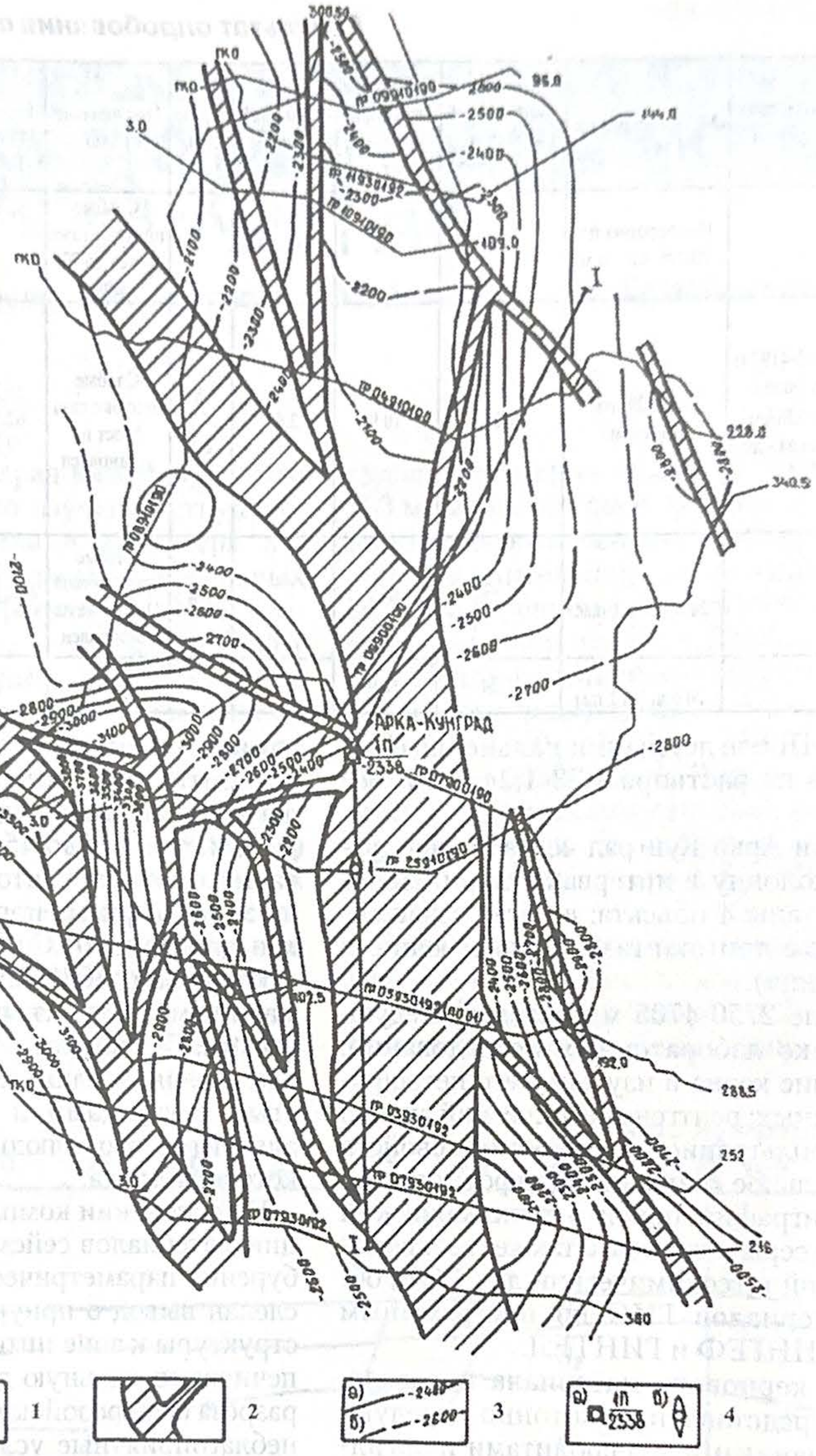


Рис. 2. Структурная карта площади Арка-Кунград по поверхности нижнеюрских отложений (составил Абетов А.Е.):
1- профили ОГТ; 2- зоны тектонических нарушений; 3- изогипсы по поверхности нижнеюрских отложений, выделяемые: а) уверенно; б) неуверенно; 4- скважины: а) параметрическая; б) поисковая (проектная); в числителе номер, в знаменателе - абсолютная отметка глубины залегания поверхности нижнеюрских отложений

- низкие ФЕС и незначительная мощность песчаных коллекторов;
- нарушение методики вскрытия и опробования пластов (длительный простой скважины — до 4 месяцев в ожидании спуска эксплуатационной колонны, приведший к существенной кольматации коллекторов; прострел объектов большим метражом, превышающим мощность пластов-коллекторов, с частичным захватом плотных пород);
- пропуск пластов, характеризующихся по данным автоматизированной обработки ГИС благоприятными значениями коэффициентов пористости и проницаемости (4110-4112, 4130-4131, 4171 -4173 и др.);
- высокая депрессия на пласт (10,3-10,9 МПа).

На основании изложенного можно сделать следующие выводы.

1. Изучен уникальный разрез юрских отложений, не имеющий аналогов во всем Арало-Устюртском регионе. По ним пройдено более 3 км.

Превалирование глинистых пород аквального и субаквального генезиса позволило определить контуры крупного очага газогенерации, протягивающегося в субмеридиональном направлении Арка-Кунград на юге, Кызыл Шалы на севере.

2. Установлено интенсивное проявление шарьяжно-надвиговых процессов (повторение разреза средне-верхнеюрских отложений глубже 3940 м и до забоя скважины).

3. В различных частях поднадвиговых юрских образований среди непроницаемых и плотных глинистых пород зафиксированы маломощные пласты-коллекторы песчаников с низкими ФЕС, давшими при опробовании слабые притоки газа.

4. Вследствие широкого развития разрывных дислокаций и шарьяжно-надвиговых процессов геологическая среда на площади Арка-Кунград приобретает кусковато-блочный облик, что предполагает «рассеянную», либо «остаточную» нефтегазоносность во всем вертикальном разрезе, где имеются минимальные условия для сохранности УВ.

5. Апикальные части объектов типа Арка-Кунград, по-видимому, малоперспективны в отношении нефтегазоносности. Однако на их склонах ситуация может кардинально изменяться. Здесь геологические образования не так сильно нарушены дизъюнктивными дислокациями и представляют нефтегазопоисковый интерес. Прогнозируемые ловушки углеводородов имеют сложный, комбинированный тип со структурно-тектоническим и литологическим экранированием. Коллекторы — трещинные и не контролируются структурным фактором, скорее всего линейные в соответствии с простиранием разломов.

Дальнейшие исследования предполагают следующие направления:

- использование метода ВСП с целью определения скоростных характеристик разреза;
- структурные и профильные построения по различным стратиграфическим срезам на базе высокоэффективных методов геологической интерпретации сейсмических данных, например, сейсмостратиграфического анализа;
- фациально-палеогеографические и палеотектонические реконструкции;
- физико-геологическое моделирование перспективных интервалов разреза;
- зональный и локальный прогнозы нефтегазоносности;
- построение моделей прогнозируемых ловушек углеводородов.

Предлагаемый комплекс исследований позволит определиться с онтогенезом зон нефтегазонакопления на Тахтакаирском валу и в смежных с ним тектонических элементах.

ЛИТЕРАТУРА

*1. **Гомолицкий Н.П.** Расчленение юрских континентальных отложений Средней Азии по данным палеоботаники. М., 1972.*

*2. **Иминов Я.Х.** Цикадофиты позднего триаса и юры Средней Азии и их значение для стратиграфии. Ташкент: Фан, 1976.*

3. Опорные и параметрические скважины Устюрта. Ташкент: Фан, 1981. 127 с.

ANNOTATION

Results of complex analysis, seam fluids and field-geophysical data testify a predominance of Jurassic clay sediments of aqual and subaqual genesis, enriched scattered organic metters and being hydrocarbons generator in the section of exposed sediments on Arka-Kungrad area.

УДК 558.98.04

К вопросу оценки остаточных геологических запасов нефти на разрабатываемых месторождениях

Э.Ю. Бегметов, И.А. Мусина, Р.А. Хайрутдинова
(ОАО «УзЛИТИнефтгаз»)

Одновременно с началом разработки нефтяного месторождения учитывается количество добываемой нефти. При этом в определенные даты фиксируются как геологические, так и извлекаемые ее запасы, остающиеся в залежи. На конец разработки должен быть выбран весь извлекаемый объем [1]. Известно, что геологические запасы — это количество продукта, находящегося в поровом пространстве коллектора на разведанной площади, а извлекаемые — это вытесненный из него объем, зависящий от совокупности свойств всей пластовой системы. С добычей извлекаемой нефти, естественно, уменьшаются ее геологические запасы. В целом последние являются как бы исходной точкой для оценки извлекаемого объема: в условиях Западного Узбекистана он колеблется в пределах 20-50%.

Коэффициент извлечения нефти устанавливается при подсчете ее начальных запасов по результатам геолого-разведочных работ и утверждается ГКЗ или ЦКЗ [2]. Остаточный объем так же, как и извлекаемый, находят путем вычитания накопленной добычи

Период разработки, год	Запасы на начало года, тыс. т	Годовая добыча	Запасы на конец года (без учета коэф. извл.)	Коэффициент извлечения на		Уменьшение геолог.запасов, эквивал. добыче (с учетом коэф. извл.)	Запасы на конец года (с учетом коэф. извл.)	Принятый коэф. извл. на начало разработки
				начало года	конец года			
Месторождение "А"								
1-й	17542 4100	57	17485 4043	0,233	0,231	245	17297 4043	0,233
2-й	17485 4043	48	17437 3995	0,231	0,229	206	17091 3995	
3-й	17437 3995	42	17395 3953	0,229	0,227	180	16911 3953	
4-й	17395 3953	3,3	17362 3920	0,227	0,226	142	16769 3920	
5 -й	17362 3920	32	17330 3888	0,226	0,224	138	16631 3880	
Месторождение "В"								
1	11163 3236	260	10903 2976	0,29	0,273	896	10267 2976	0,29
2	10903 2976	278	10625 2698	0,273	0,254	959	9308 2698	
Месторождение "С"								
1	90225 40212	3667	86558 36547	0,445	0,422	8240	81985 36547	0,445
2	86558 36547	3203	83355 33344	0,422	0,4	7197	74788 33344	

из начальных геологических запасов. Нередко коэффициент нефтеотдачи пытаются определить исходя из полученных фактических материалов. Как показывают расчеты, при этом его величина уменьшается, хотя в процессе разработки, если не увеличивался дебит скважин, он должен оставаться почти неизменным.

Рассмотрим это на примере нескольких месторождений Западного Узбекистана (таблица).

На месторождении «А» коэффициент нефтеотдачи за 5 лет разработки уменьшился с 0,233 до 0,224, «В» за 2 года — с 0,290 до 0,254, «С» за 2 года — с 0,445 до 0,400. Это объясняется тем, что при выявлении остаточных геологических запасов на момент расчета от начальной их величины вычитают добытое количество нефти, не используя коэффициент извлечения. Не учитывается то, что каждому конкретному объему извлеченной нефти фактически соответствует определенное количество геологических запасов. Это видно из следующих уравнений:

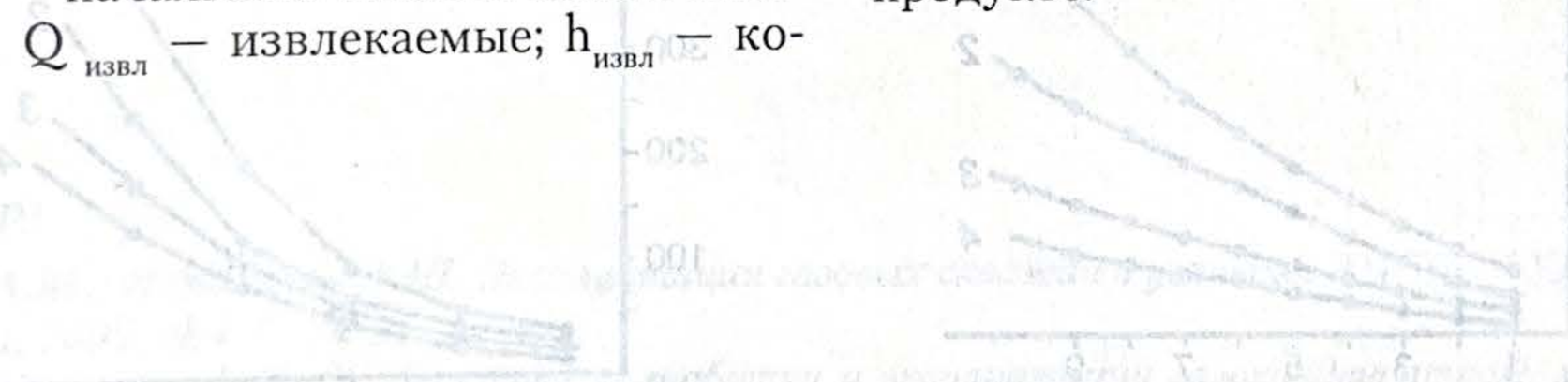
$$Q_{извл} = V_{н.геол}\, h_{извл};\ V_{геол}t = Q_{извл.t} / h_{извл};$$

$$V_{геол.ост} = V_{н.геол} - V_{геол.t} = V_{н.геол} - Q_{извл.t} / h_{извл},$$

где $V_{н.геол.}$ — начальные геологические запасы нефти; $Q_{извл}$ — извлекаемые; $h_{извл}$ — коэффициент извлечения; $Q_{извл.t}$ — отбор нефти на момент t; $V_{геол.t}$ — геологические запасы, соответствующие извлеченному количеству нефти на момент t; $V_{геол.ост}$ — то же, оставшиеся в залежи на момент t.

При выявлении остаточных геологических запасов с помощью этих уравнений получаются иные результаты. В процессе расчета допускаем, что запасы, приведенные на начало разработки, являются предположительно начальными и принятый коэффициент нефтеотдачи им соответствует. Далее считаем, что каждому годовому отбору нефти с учетом коэффициента нефтеотдачи отвечает определенное количество геологических запасов, которое и вычитается из объема, имеющегося в начале года (при этом находятся данные на конец года). Как видно из приведенных расчетов, коэффициент извлечения и за 5 лет и за 2 года на рассматриваемых месторождениях остается без изменений, т.е. темпы убывания и геологических, и извлекаемых запасов одинаковы.

Таким образом, при существующем учете остаточных геологических запасов и ведении баланса объемов нефти получаются искаженные данные об оставшемся в недрах продукте.



ЛИТЕРАТУРА

1. ***Гришин Ф.А.*** *Промышленная оценка месторождений нефти и газа. М.: Недра, 1975.*
2. *Инструкция о порядке внесения, содержания и оформления материалов по подсчету запасов нефти и горючих газов, представляемых для утверждения в ГКЗ. М.: Недра, 1972.*

ANNOTATION
On example of a few developed oil fields of Western Uzbekistan by mathematical equations a necessity of calculation of the initial recovery factor in estimation of the residual geological reserves is proved in order to prevent their volumes distortion.

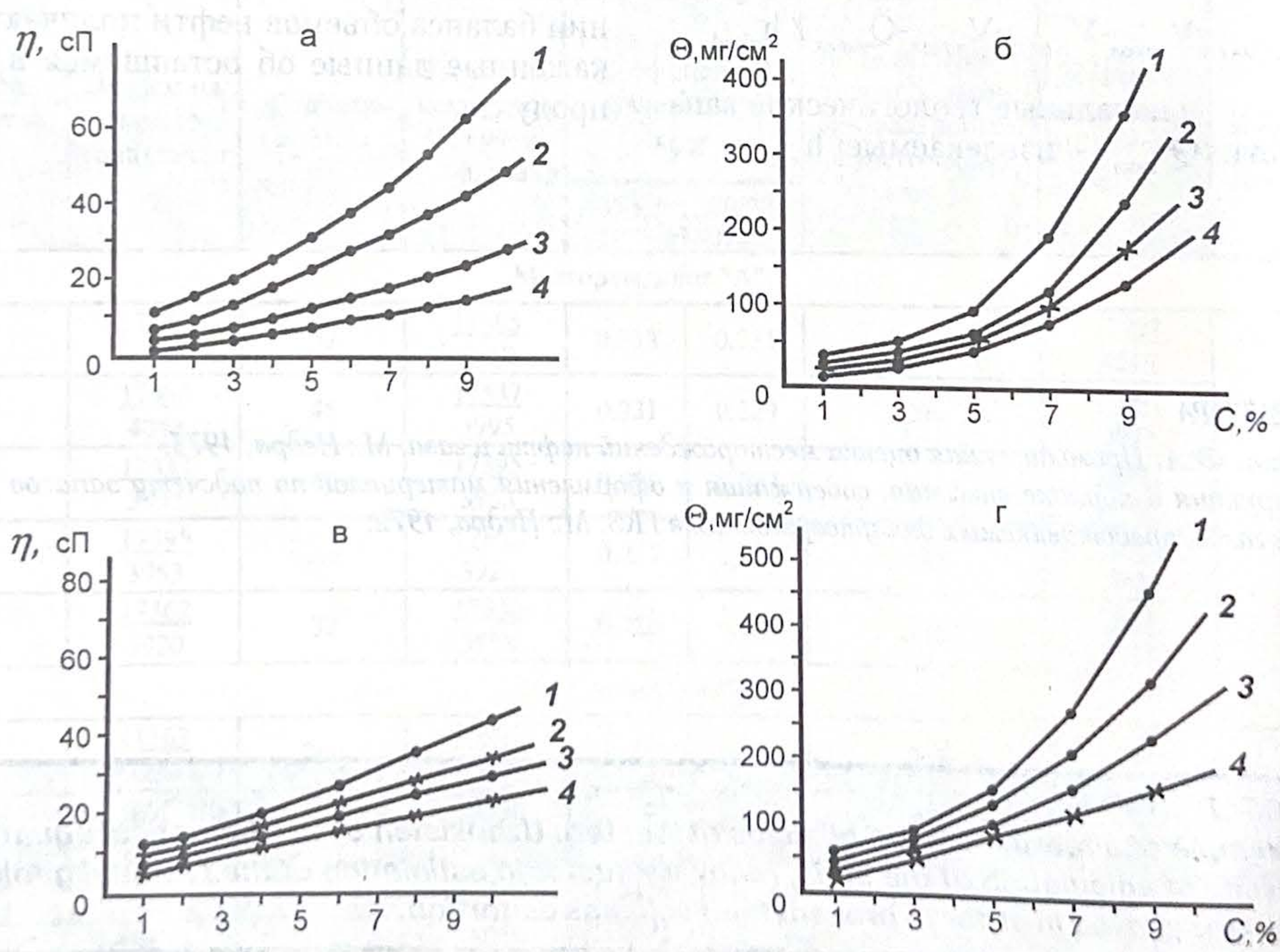
УДК 622.245.422 622,691.2

Выбор и исследование пакерных жидкостей для предупреждения межколонных давлений в скважинах месторождения Шуртан

А.Ш. Норматов, И.И. Климашкин, А.М. Мирзаев
(УДП «Шуртаннефтегаз», ОАО «УзЛИТИнефтгаз»)

Проблема затрубных и межколонных газопроявлений при содержании в газе сероводорода весьма актуальна [1]. На газоконденсатном месторождении (ГКМ) Шуртан используется пакерная технология эксплуатации скважин, задачей которой является защита эксплуатационной колонны и насосно-компрессорных труб (НКТ) от сероводородной и углекислотной коррозии. Затрубное пространство заполняется от пакера до устья углеводородной жидкостью (ингибированным газоконденсатом), которая создает, во-первых, противодавление в эксплуатационной колонне пластическому течению солей, во-вторых — облегчает работу пакера. Однако из-за низких значений вязкостных и структурно-механических характеристик ингибированная жидкость вытекает из негерметичных мест как в скважину, так и в межколонное пространство.

Пакерными жидкостями считаются растворы на нефтяной основе и различные



Зависимость структурно-механических параметров суспензии (а,в - вязкостная, б,г - прочностная) органобентонита, высокодисперсного кремнезема АС-300 и металлических мыл в газоконденсате от концентрации при 25 (а,б) и 110°С (в,г):

1- органобентонит; 2- аэросил АС-300; 3- белая сажа БС-100; 4- Al- мыло нафтеновой кислоты

эмульсии [2]. Они не вызывают характерных осложнений, присущих буровым растворам: при их загустевании не происходит химических реакций, ведущих к выделению коррозионно опасных компонентов. Основная проблема при их использовании – предотвращение утечек и осаждения применяемой в качестве наполнителя дисперсной фазы на пакер в результате снижения вязкости при высокой температуре. Эта задача обычно решается путем увеличения предельного статического напряжения сдвига при добавке гелеобразующих веществ, повышающих реологические характеристики растворов.

Для приготовления пакерных жидкостей выбраны органофильные глины и высокодисперсные кремнеземы (типа МАС-200 и АС-300), которые выпускаются в ряде стран СНГ. В качестве дисперсной среды использован сырой газоконденсат данного месторождения. Основные требования к таким системам – малая зависимость реологических характеристик пакерной жидкости от температуры и высокая седиментационная устойчивость (рисунок, а,б).

Полученные данные показывают, что указанные продукты являются эффективными загустителями газоконденсата при нормальных температурах. Однако разрабатываемые жидкости в условиях ГКМ Шуртан должны работать при 110-115^0 С.

Суспензии с неплавкими наполнителями (бентонит, силикаты), в отличие от металлических мыл, имеют более высокую стабильность и реологические параметры их мало изменяются с температурой (рисунок, в, г).

Дисперсные системы приобретают устойчивость, если в них реализуется принцип лиофилизации дисперсной фазы по отношению к среде, что достигается вводом поверхностно-активных (ПАВ) и полимерных модификаторов типа алкидных смол. В качестве ПАВ целесообразно использовать ингибиторы коррозии, из которых наибольший интерес представляют нитрилы жирных кислот, а также четвертичные аммониевые основания.

Среди нитрилов для борьбы с коррозией на ГКМ Шуртан широко применяется ингибитор ИФХАНГАЗ (5-10% растворы в газоконденсате). Он действует стабилизирующе на дисперсные системы, регулируя эффективную вязкость и статическое напряжение сдвига независимо от температуры.

ЛИТЕРАТУРА

*1. **Мирзаев А.М., Норматов А.Ш.** Эксплуатация газовых скважин в условиях АНПД // Узбекский журнал нефти и газа, 2000, №4. С. 24-25.*

*2. **Хаджимухамедов С.Д.** Особенности разработки и эксплуатации газоконденсатного месторождения, приуроченного к массивным рифогенным отложениям (на примере месторождения Шуртан) // Газовая промышленность, вып. 6. 1988.*

*3. **Осипов А.В. и др.** Способ ликвидации межколонных давлений путем производства ремонтно-изоляционных работ // Рационализация и изобретательство в газовой промышленности, 1986, №3. С.15.*

ANNOTATION

Offered are results of performed laboratory investigations on finding optional paker fluids composition comformably to conditions of gascondensate Shurtan field.

УДК 622.244:532.542

Гидравлическая программа расчета потери давления в циркуляционной системе скважины

М. Жабборов, Ж. Алибеков
(СамГАСИ)

Гидравлическая программа промывки при бурении скважин — это совокупность и последовательность расчетов, направленных на повышение эффективности бурового процесса. Создание ее связано с составлением и решением многофакторной оптимизационной задачи, одним из этапов которой является определение потери давления в циркуляционной системе.

Во многих работах [2-5] рекомендованы формулы для инженерных расчетов, составлены справочные таблицы для потери давления при различных режимах течения промывочной жидкости в скважине. Однако использование их в реальных условиях и увязка с остальными параметрами промывки затруднены. Это обусловливает необходимость разработки производственной гидравлической программы, адекватной фактической обстановке функционирования бурового процесса.

Для оперативного и надежного расчета текущих значений каждого из параметров, влияющих на промывку скважин, требуется методика, базирующаяся на математических методах с программным обеспечением, которая позволит решать поставленную задачу с определенной достоверностью при различных ситуациях. Это даст возможность внедрить современный способ сбора и анализа информации о буровом процессе с помощью ЭВМ, изучать его и корректировать в соответствии с конкретными условиями. Нами разработаны часть гидравлической программы и алгоритм расчета потери давления в бурильной трубе и кольцевом пространстве. На ее величину в циркуляционной системе скважин влияют реологические характеристики промывочной жидкости, режимы ее течения в бурильных трубах и кольцевом пространстве, диаметры скважины и бурильных труб, конструкции долота, устьевые обвязки и др.

Расчет перепада давления в трубе. При структурном (квазиламинарном) движении жидкости в бурильной трубе связь между перепадом давления ΔP и расходом жидкости Q определяется из уравнения стационарного течения вязко-пластичной жидкости в цилиндрической трубе [3]:

$$Q = \frac{\pi R^4 \Delta P}{8l\eta}\left(1 - \frac{8l\tau_0}{3R\Delta P} + 16\left(\frac{l\tau_0}{\Delta PR}\right)^4\right). \qquad (1)$$

Введя обозначения

$$\beta = \frac{2\phi_0 L}{R\Delta P};\ S_n = \frac{\tau_0 dF}{\eta Q};\quad \Delta p = \frac{4\tau_0 L}{d_c \beta}, \qquad (2)$$

где S_n — число Сен-Венана; F — площадь поперечного сечения трубы; d — диаметр, это уравнение приводим к виду

$$S_n = \frac{8\beta}{1 - \frac{4}{3}\beta + \frac{1}{3}\beta^4}.$$

Подставив найденное значение в (2), можно определить ΔP. Однако до настоящего времени для упрощения численных расчетов перепада давления в структурном режиме ввиду малости член $\left(\frac{\tau_0 l}{\Delta PR}\right)^4$ не учитывался, что приводило к расхождению фактических и расчетных показателей. Нами перепад давления в бурильной трубе - ΔP_t и в УБТ - ΔP_y находится как решение трансцендентного уравнения (2), где для бурильной трубы $L = l - l_y$, а для УБТ - l=(l— текущая глубина бурения; l_y — длина УБТ; D_β и D_y — внутренние диаметры бурильной трубы и УБТ; η— пластическая вязкость; τ_0 — предельное напряжение сдвига).

Потери давления при турбулентном режиме течения промывочной жидкости определяются из уравнения

$$\Delta P_T = \lambda \frac{8\rho Q^2 (l - l_y)}{\pi^2 D_\beta^5}, \quad (3)$$

в УБТ

$$\Delta P_T = \lambda \frac{8\rho Q^2 l_y}{\pi^2 D_y^5}, \quad (4)$$

где ρ — плотность промывочной жидкости; λ — коэффициент гидравлического сопротивления. Некоторыми авторами с помощью приближенных методов были найдены зависимости для λ вязких, вязкопластичных и степенных жидкостей. Наиболее проверена на практике формула, полученная Альтшулем [1], которая для чисел $Re < 10^5$ имеет вид

$$\lambda = 0{,}1\left(\frac{1{,}4k}{D} + \frac{100}{Re}\right)^{0{,}25}, \quad (5)$$

где k — коэффициент шероховатости, равный $3x10^{-4}$. Для бурильных труб $D = D_\beta$, УБТ $- D = D_y$.

Потери давления в кольцевом пространстве. Для определения структурного течения вязко-пластичной жидкости предложены различные упрощенные формулы, однако полученные значения сильно отличаются от точных решений. Мы предлагаем способ, при котором кольцевое пространство моделируется в виде щели и перепад давления между бурильной трубой и скважиной рассчитывается по уравнению

$$\Delta P_{кп}\left[1 - \frac{6(l - l_y)\tau_0}{(D_c - D_н)\Delta P_{кп}} + \frac{32(l - l_y)^3 \tau_0^3}{(D_c - D_н)^3 \Delta P_{кп}^3}\right] = \frac{192Q(l - l_y)\eta}{\pi(D_c - D_н)^2 (D_c^2 - D_н^2)}. \quad (6)$$

Перепад давления в зазоре УБТ – скважина находится так:

$$\Delta P_{ку}\left[1 - \frac{6l_y\tau_0}{(D_c - D_{ну})\Delta P_{ку}} + \frac{32l_y^3\tau_0^3}{(D_c - D_{ну})^3 \Delta P_{ку}^3}\right] = \frac{192Ql_y\eta}{\pi(D_c - D_{ну})^2 (D_c^2 - D_{ну}^2)}; \quad (7)$$

здесь D_c — диаметр долота, эквивалентный значению ствола скважины; $D_н$ — наружный диаметр бурильной трубы; $D_{ну}$ — то же УБТ.

При турбулентном режиме течения потери давления в кольцевом пространстве определяются из выражения

$$\Delta P_{кп} = \lambda_{кп} \frac{\rho v_{кп}^2 l}{2(D_c - D_н)};$$

$\lambda_{кп}$ — коэффициент гидравлического сопротивления:

$$\lambda_{кп} = 0{,}107\left(\frac{1{,}46k}{D_c - D_{нт}} + \frac{100}{Re_{кп}}\right)^{0{,}25},$$

где $Re_{кп} = \frac{\rho v_{кп}(D_c - D_н)}{\eta} = \frac{4\rho Q}{\pi(D_c + D_н)\eta}$.

Коэффициент шероховатости для обсаженных и необсаженных участков кольцевого пространства может существенно различаться. Для первых можно принять k = 3 x 10^{-4} м, для вторых — 3 x 10^{-3}.

Потери давления в кольцевом пространстве за УБТ:

$$\Delta P_{кпу} = \lambda_{кпу} \frac{\rho v_{кпу}^2 l}{2(D_c - D_{ну})}, \quad \lambda_{кпу} = 0{,}107\left(\frac{1{,}46k}{D_c - D_{ну}} + \frac{100}{Re_{кпу}}\right)^{0{,}25}.$$

Потери давления в местных сопротивлениях циркуляционной системы. Местные гидравлические сопротивления создают элементы циркуляционной системы с переменной формой и размерами каналов, вызывающими изменение скорости потока. Это — наземная обвязка, замковые соединения, муфты, переводники, долота и т. д. Опыт показывает, что перепад давления при этом можно определить независимо от относительной длины элемента:

$$\Delta P = \alpha \rho Q^2,$$

где α — коэффициент гидравлического сопротивления. Наибольшее значение α имеет в забойных гидравлических двигателях, гидромониторных долотах и замковых соединениях.

Для устьевой обвязки потери давления можно принимать

$$\Delta P_y = 3 \cdot 10^5 \rho Q^2, \quad \left(\alpha = 3 \cdot 10^5 \, м^{-4}\right),$$

для каналов замковых соединений и муфт одинаковых типов —

$$\Delta P_3 = \frac{l}{l_t} \frac{16 \rho Q^2}{\pi^2 \left(D_c^2 - D_н^2\right)} \left(\frac{D_c^2 - D_н^2}{D_c^2 - D_м^2} - 1 \right)^2,$$

где $D_м$ – максимальный наружный диаметр муфты или замкового соединения;

l_t - длина трубы между замками или муфтами.

Перепад давления в долоте. Потери давления в долоте определяются по формуле

$$\Delta P_д = \frac{\rho Q^2}{2 \mu_0^2 f^2},$$

где μ_0 — коэффициент расхода промывочных отверстий: для обычных долот режущего и дробящего типа μ_0 = 0,64-0,70; цилиндрической насадки — 0,82; гидромониторных долот — 0,90-0,95; f— суммарная площадь сечения долота.

На основе приведенных уравнений разработана программа расчета потерь давления в циркуляционной системе скважины.

Пример. Определить потери давления в циркуляционной системе скважины при движении вязкопластичной промывочной жидкости в трубе и кольцевом пространстве при следующих исходных данных: Q=0,03 м^3/с, D_c=0,2699 м, $D_н$=0,140 м, $D_в$ =0,127 м, $D_у$ =0,100 м, $D_{ну}$ =0,203 м, $D_м$=0,174 м, $l_у$=80 м, l_t=12 м, τ_0=10 Па, η=0,05 Па · с, ρ=1200 кг/м^3, α=3 x 10^5 1/м^4, μ_0=0,9, f=0,00076. Результаты расчетов: **в трубе** — $Re_{кр}$ =7265,8, Re=7639,4, $V_{ср}$=2,37 м/с, $DP_т$=2,9302 МПа; **в УБТ** — $Re_{кр}$ =6014,9, Re=9702,1, $V_{ср}$=3,82 м/с, $\Delta P_у$=0,2572 МПа; **в кольцевом пространстве** — Re=2366,9, $V_{ср}$=0,717 м/с, $\Delta P_{кп}$=1,2978 МПа; то же за УБТ — Re=2051,6, $V_{ср}$=1,207 м/с, $\Delta P_{кпу}$=0,0964 МПа; **в устьевой обвязке** — $\Delta P_о$=0,3429 МПа; суммарные потери давления от всех замков или муфт — $\Delta P_з$=0,000547 МПа; потери давления в долоте — $\Delta P_д$=1,2106 МПа.; в циркуляционной системе скважины — ΔP =6,1357 МПа.

ЛИТЕРАТУРА

1. ***Альтшуль А.А.*** *Гидравлические сопротивления. М.: Недра, 1976. 215 с.*
2. ***Леонов Е.Г., Исаев В.И.*** *Гидроаэромеханика в бурении. М.: Недра, 1987. 304 с.*
3. ***Мирзаджанзаде А.Х., Караев А.К., Ширинзаде С.А.*** *Гидравлика в бурении и сцементировании нефтяных и газовых месторождений. М.: Недра, 1984. 332 с.*
4. ***Мительман Б.И.*** *Справочник по гидравлическим расчетам в бурении. М.: Гостоптехиздат, 1963. 253 с.*
5. ***Шищенко Р.И., Есьман Б.И.*** *Практическая гидравлика в бурении. М.: Недра, 1966. 318 с.*

ANNOTATION

Working out of the hydraulic oil and gas wells drilling program is reviewed in particular pressure losses in circulation well system. A problem of design selection formula is discussed on the basis of which algorithm and program are elaborated.

УДК 622. 276. 575.1

Влияние структуры запасов нефти на нефтеотдачу пластов

А.Х. Агзамов, И.Х. Халисматов, Н.Н. Махмудов, О.Г. Хайитов, М.А. Турсунов
(ТашГТУ)

В настоящее время мировая добыча нефти характеризуется изменением структуры запасов, сопровождаемым снижением активной добычи в результате опережающей выработки объектов с благоприятными геолого-физическими параметрами и возрастанием истощенных объемов с высокой обводненностью [1]. В Узбекистане в последние годы также наблюдается такая тенденция.

Ухудшение геолого-физических характеристик продуктивных пластов и рост степени выработанности запасов нефти в процессе длительной разработки месторождений имеют объективный и необратимый характер. В связи с этим степень надежности планирования добычи нефти и эффективность применяемых систем разработки определяются не только объемом запасов, но и их структурой.

Для получения обобщенных данных и выводов объекты сгруппированы по различным признакам. В соответствии с разработанными в настоящее время методиками в качестве критериев использованы проницаемость, вязкость пластовой нефти и условия ее залегания в пласте [2, 3, 4, 5]. Таким образом выделены объекты с низкопроницаемыми коллекторами (менее 0,050 мкм^2), высоковязкими нефтями (более 30 мПа*с), подгазовые и с активными запасами нефти. Эта группа подразделена на разрабатываемые с поддержанием пластового давления и эксплуатируемые на естественном режиме. В итоге имеем шесть групп объектов: с высоковязкими нефтями; подгазовые; с активными запасами нефти, разрабатываемые с поддержанием пластового давления и без него; низкопроницаемыми коллекторами.

На основании сопоставления показателей выделенных групп можно сделать следующие выводы (таблица).

1. Наименьшее значение конечного коэффициента нефтеотдачи будет достигнуто в подгазовых нефтяных объектах. К настоящему вре-

Сопоставление конечной нефтеотдачи выделенных групп длительно разрабатываемых объектов

Группа объектов	Ср. коэффициент конечной нефтеотдачи, доли ед.		
	кол-во объектов	при подсчете запасов	расчетный
С высоковязкими нефтями	5	0,2552	0,2065
Подгазовые нефтяные залежи	8	0,3714	0,1727
С активными запасами, в т.ч.: с поддержанием пластового давления без него	24 11 13	0,4417 0,4266	0,3894 0,3678
С низкопроницаемыми коллекторами, в т.ч.: с поддержанием пластового давления без него	28 17 11	0,4176 0,2267	0,3773 0,1905

мени на балансе НХК «Узбекнефтегаз» находится ряд таких площадей, подготовленных к промышленному освоению. Более тщательно должны изучаться причины низкой эффективности разработки; основные факторы, определяющие величину коэффициента.

2. Существенная разница в конечных коэффициентах нефтеотдачи на объектах с низкопроницаемыми коллекторами, разрабатываемых с поддержанием пластового давления и эксплуатируемых в естественной обстановке, подтверждает высокую эффективность режимов вытеснения нефти водой. Однако внедрение таких систем часто ограничивается их нерентабельностью. Например, на площадях, разрабатываемых в естественном режиме, извлекаемые запасы нефти в среднем на один объект составляют всего 161 тыс. т.

3. Применение активных систем заводнения с полной компенсацией отбора жидкости закачкой воды и плотными сетками скважин на объектах с низкопроницаемыми коллекторами может увеличить коэффициент конечной нефтеотдачи до значений, характерных для месторождений с активными запасами;

4. Низкая нефтеотдача на объектах с высоковязкими нефтями подтверждает выводы о том, что без применения тепловых методов достигнуть приемлемого коэффициента извлечения нефти невозможно;

5. Сопоставимые величины коэффициентов нефтеотдачи на объектах с активными запасами нефти, разрабатываемых с заводнением и в естественном режиме, не противоречат существующим теоретическим положениям. На площадях с хорошими коллекторскими свойствами, плотной сеткой скважин и достаточной естественной пластовой энергией можно достичь высоких коэффициентов нефтеотдачи и без применения методов поддержания пластового давления.

ЛИТЕРАТУРА

*1. **Абдулмазитов Р.Д., Баймухаметов К.С., Викторин В.Д. и др.** Геология и разработка крупнейших и уникальных нефтяных и нефтегазовых месторождений России. М.: ВНИИОЭНГ, 1966, т. 1.*

*2. **Халимов Э.М., Гомзиков В.Х., Бреев В.А.** Методика анализа структуры запасов // Сб. научных трудов ВНИИ, 1985, №90.*

*3. **Халимов Э.М.** Анализ структуры запасов нефти для планирования ее добычи // Нефтяное хозяйство, 1979, №6.*

*4. **Фадеева Г.А.** О пересчете запасов нефти старых месторождений на примере Надеждинского месторождения в Калмыкии // Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений, 1998, №4.*

*5. **Абызбаев И. И., Еникеев В. Р., Козлов Ю.А. и др.** Распределение остаточных запасов нефти в продуктивных пластах Туймазинского месторождения // Нефтяное хозяйство, 1977, №3.*

ANNOTATION

Given are investigation results of gelogy-physical properties influence on a degree of oil reserves exhaustion. It is determined that under gas oil pools have more low values of probable final oil recovery as well as objects of high viscous oil.

УДК 614.72:665.7

Реализация плановых мероприятий в целях уменьшения вредных выбросов в атмосферу на Ферганском НПЗ

З.А. Тешабоев, Ш.М. Сайдахмедов, Р.М. Хасанов, Г.Д. Варламов, В.И. Воронцова
(Ферганский НПЗ, АК «Узнефтепереработка»)

По многолетним статистическим данным об объемах выбросов в атмосферу на первое место выходят автомобильный транспорт, второе — промышленные предприятия (к ним относится нефтеперерабатывающая и нефтехимическая промышленность).

За динамично развивающимся Ферганским НПЗ закреплено топливно-масляное направление переработки нефти с типичным набором вредных выбросов в атмосферу. При этом основными источниками являются факелы, технологические установки, печи, котельные, очистные сооружения. Большая часть загрязнений приходится на углеводородные газы, сероводород, окись углерода, серный ангидрид, пары фенола, которые могут рассеиваться на большие расстояния.

В настоящее время на каждом нефтеперерабатывающем заводе созданы экологические службы, которые занимаются контролем за выбросами в атмосферу, изучают пути их утилизации, ведут ежегодную статистику на основании качественного и количественного анализов проб.

Объем и состав вредных веществ зависят от качества перерабатываемых нефтей, состояния технологического оборудования, условий и режима переработки сырья. До середины 1995 г. завод использовал малосернистую западносибирскую нефть (0,55-0,75%), затем полностью перешел на узбекскую сернистую (1,4-1,5%, табл. 1). Это сказалось на качественном и количественном составе выбросов в атмосферу: увеличилось содержание серы в выпускаемых продуктах, что потребовало дополнительных затрат на сероочистку (табл. 2).

В 1999-2000 гг. на заводе проведены мероприятия по сокращению и утилизации выбросов:

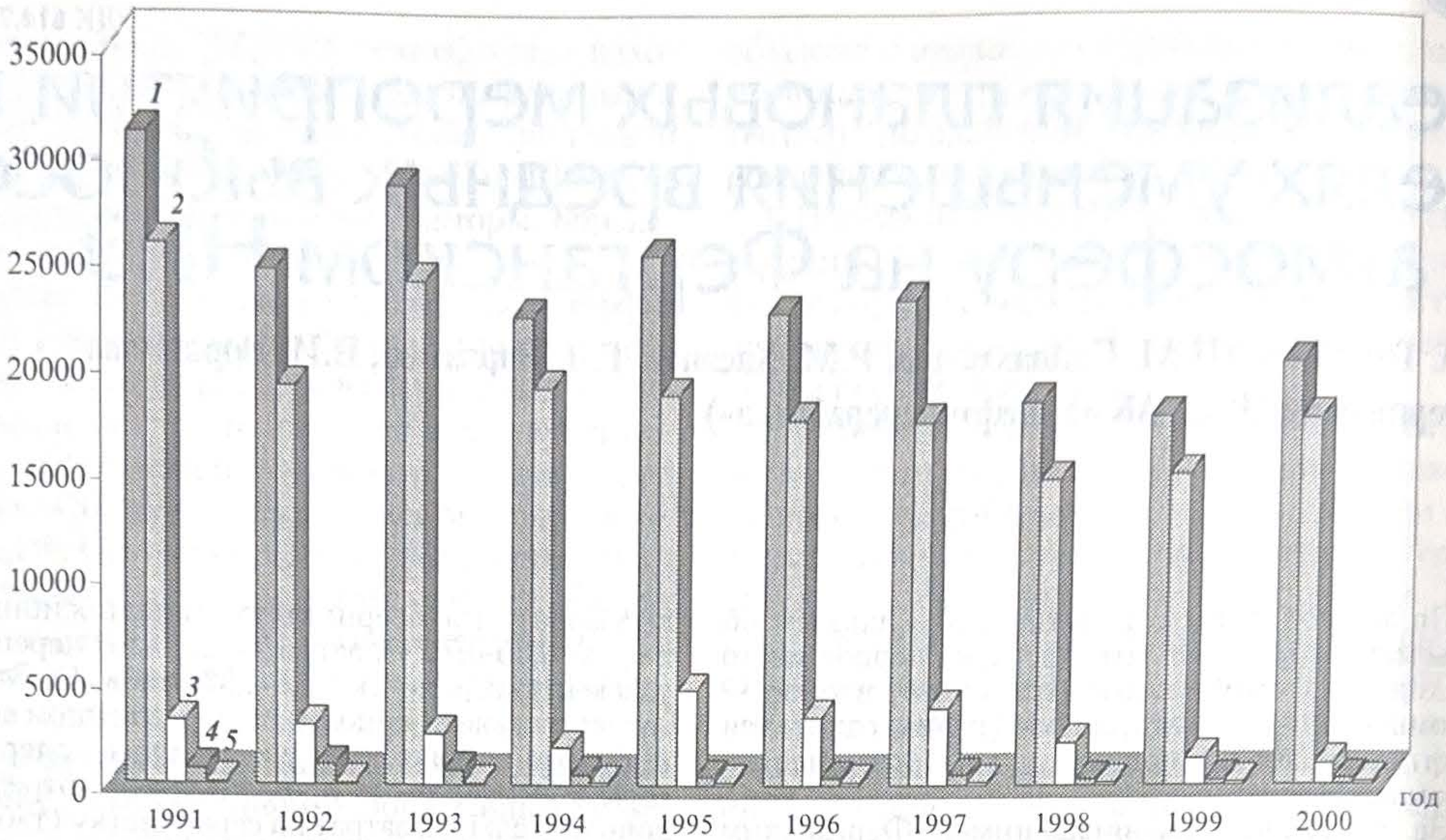
- перекрытие поверхностей нефтеотделителей на очистных сооружениях, что на 625 т снизило количество углеводородов;
- ремонт, замена крыш резервуаров хранения нефтепродуктов;
- модернизация установок каталитического реформирования бензина;
- строительство и пуск в 1999 г. установки гидродесульфуризации дизельного топлива (ГДС);
- реконструкция и модернизация вакуумного блока ЭЛОУ АВТ-2, включающие пуск устройства «Sweet Vac» — абсорбера для очистки газов переработки от сероводорода;
- вывод из рабочего цикла морально устаревшего оборудования.

После строительства и пуска установки ГДС содержание серы в товарном дизельном топливе,

Таблица 1

Характеристика перерабатываемой нефти

Год	Содержание серы,% масс.				
	в газоконденсате	в западносибирской нефти	в узб. малосернистой нефти	в узб. сернистой нефти	среднее (на сырье)
1991	0,10	0,55	0,33	2,02	0,51
1992	0,10	0,57	0,32	2,18	0,53
1993	0,35	0,63	0,32	2,15	0,73
1994	0,25	0,75	0,37	2,04	1,05
1995	0,25	0,75	0,29	2,77	1,95
1996	0,14	—	0,33	2,18	1,465
1997	0,11	—	0,26	1,86	1,35
1998	0,12	—	0,42	1,92	1,44
1999	0,13	—	0,51	1,93	1,47
2000	0,40	—	0,43	1,97	1,46



1- общие выбросы; 2- углеводороды; 3- ангидрид сернистый; 4- окись углерода; 5- сероводород

Таблица 2

Выбросы в атмосферу вредных веществ (т/год) по Ферганскому НПЗ за 1991-2000 гг.

Год	Общий объем		В том числе			
	норма	фактически	серово-дород	ангидрид сернистый	углево-дороды	окись углерода
1991	28315,9	30843,6	55,1	2950,4	25494,1	692,8
1992	27830,2	24342,6	56,1	2847,5	18883,2	921,1
1993	27830,2	28356,8	61,7	2416,0	23877,8	703,3
1994	27830,2	22201,9	92,3	1751,9	18843,3	479,5
1995	31847,1	25099,3	144,3	4548,0	18559,3	372,6
1996	31847,1	22356,3	121,2	3262,2	17401,0	313,5
1997	31847,1	22954,6	110,4	3693,7	17262,3	447,7
1998	31847,1	18144,0	97,55	1998,9	14515,3	231,9
1999	31847,1	17437,6	86,9	1234,0	14728,2	212,9
2000	25734,1	19933,5	113,7	951,8	17330,2	242,4

выпускаемом на Ферганском НПЗ, снизилось до 0,05 % масс, что соответствует европейским нормам. Кроме этого, предусмотрен блок получения элементарной таблетированной серы 99,9% чистоты из сероводорода — газа, сбрасываемого на факельное хозяйство.

Использование экологически чистого дизельного топлива на сельскохозяйственном и автомобильном транспорте существенно облагораживает выхлопные газы (за счет уменьшения сернистого ангидрида) и снижает нагрузку на окружающую среду.

Таким образом, проведенные мероприятия способствовали сокращению объема вредных выбросов в атмосферу и улучшению качественного состава выпускаемой продукции (рисунок).

ANNOTATION

Reviewed are Fergana refinery ecological problems, the sources of pollution, qualitative and quantitative effluents composition is estimated. The role of plan measures,suppling stable effluent reduction.

УДК 665.654.2

Промотированные катализаторы для легкого гидрокрекинга нефтяного сырья

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

При разработке катализаторов необходимы промоторы, повышающие активность, стабильность и селективность контактов. Определенный интерес представляют щелочноземельные элементы и их соединения.

Соединения элементов главной и побочной подгрупп II группы периодической системы Менделеева несколько различаются по каталитическому действию. Первые кислотно-основного типа (I) катализируют гетеролитические реакции разложения, конденсации и др. При переходе к кадмию и ртути различие между элементами подгрупп, вызванное особенностями строения электронных оболочек, резко возрастает. Это сказывается на их каталитических свойствах, в которых замечается некоторая двойственность. По отношению к ионным процессам соединения цинка и его аналоги действуют подобно бериллию и магнию. При этом относительная непрочность окислов и сульфидов приближает их к элементам подгруппы меди и VIII группы, что обусловливает способность некоторых из них катализировать процессы гидрирования, дегидрирования, окисления и т.д.

Особенности строения электронных оболочек элементов побочной подгруппы II группы, заключающиеся в основном в относительно высоких ионизационных и низких электродных потенциалах, малых ионных радиусах, определяют их каталитические свойства: усиление гидрирующей и крекирующей активности.

Имеются данные о положительном влиянии щелочноземельных металлов на торможение процессов коксообразования [2-3]. Коксовые отложения образуются путем отщепления водорода от адсорбированных ненасыщенных молекул углеводородов и зависят в первую очередь от наличия кислотных центров на поверхности катализатора, а также количества непредельного соединения [4]. При добавлении щелочных и щелочноземельных металлов кислотность снижается, что связано, по мнению многих авторов, с замещением или частичной нейтрализацией кислотного протона катионом металла. Это уменьшает возможность протонного обмена между катализатором и карбоний-ионом и, как следствие, коксообразования в исследуемом интервале концентраций. Такую зависимость можно объяснить геометрическим положением активных центров алюмосиликатного катализатора, занимающих значительную часть его общей поверхности [5]. Они не настолько близко расположены друг к другу, чтобы двухвалентный щелочноземельный металл мог реагировать с двумя кислотными протонами (по-видимому, щелочноземельные катионы взаимодействуют только с одним). Следует отметить, что не каждый адсорбируемый на поверхности катион вступает в химическую реакцию. Некоторые образуют на поверхности катализатора новый каталитически активный центр, по своим свойствам отличный от кислотного. Снижение pH, согласно современным представлениям о превращениях углеводородов на кислотном катализаторе, уменьшает возможность образования реакционноспособного карбоний-иона и в результате — протонного обмена между катализатором и непредельным углеводородом, а также возникновение на катализаторе коксовых отложений.

Щелочные и щелочноземельные металлы — хорошие промоторы катализаторов дегидрирования углеводородов [6]. Это свидетельствует о том, что наряду с кислотными возникнут участки, катализирующие реакцию дегидрирования, в силу чего промотирование будет способствовать и образованию непредельных углеводородов.

В работе [1] изучены Al-Ni-Mo-Cd катализаторы, применяемые в процессе гидрирования. Выявлена зависимость между способом приготовления, физико-химическими свойствами и каталитической активностью контактов. В первой серии последовательность загрузки компонентов была следующей: в расплав алюминия добавляли металлический кадмий, а после его полного расплавления — никель и молибден; во второй — сначала вводили смесь никеля и молибдена, затем — кадмий. Обнаружилось, что у образцов первой серии образовалась интерметаллическая фаза Cd-Ni. Поскольку основным гидрирующим компонентом является никель, то можно предположить, что в решетке кадмия он менее подвержен вымыванию и разрушению, чем в решетке алюминия. Определенная таким образом последовательность добавления активных компонентов может увеличить срок службы катализатора.

С учетом изложенного были синтезированы два образца катализаторов, содержащих оксид IIа(№5) и IIв(№6). В качестве оптимальной основы по гидрокрекирующей активности взят Al-Co-Mo (№3), позволяющий при температуре 425°C,

давлении 5,0 МПа и объемной скорости подачи сырья 1,0 $ч^{-1}$ получить до 41,7% топливных фракций, выкипающих до 350°С. Методика синтеза модифицированных катализаторов, режим сушки-прокалки те же, что и для основы контакта [7].

В результате оптимизации параметров процесса на катализаторе №5 выход топливных фракций составил 48,4% масс. Модифицирование основы способствует повышению селективности его действия. Глубина гидрообессеривания — 89,1%, что на 15,1% больше, чем на Al-Co-Mo основе.

В результате анализа катализата газообразных продуктов установлено, что модифицирование A1-Co-Mo катализатора оксидом металла IIa группы увеличивает крекирующую активность, уменьшает газообразование, резко повышает гидрообессеривающую функцию и селективность действия. В газообразном продукте содержатся 5,79% масс. углеводородов изо-$С_5$, в бензиновой фракции — 89% масс. парафинов изостроения. Хорошая изомеризующая способность подтверждается и низким значением температуры застывания дизельной фракции, полученной на этом катализаторе (-20°С). Выход катализата высок — 95,8%, т.е. процесс гидрокрекинга протекает с минимальным газообразованием. Этот катализатор также обладает ярко выраженной селективностью действия с точки зрения максимального получения дизельной фракции. Введение оксида металла IIa группы по всем показателям улучшает основу КМ-Ш.

Далее испытывались образцы A1-Co-Mo катализатора IIв. Найдено, что введение MeO (IIa) позволяет получить до 55% масс. топливных фракций при выходе 96,7% жидких продуктов, заметно улучшает гидрообессеривающую способность. Это происходит в основном за счет значительного повышения выхода фракции дизельного топлива (на 15,7%), т.е. растет селективность действия, увеличивается глубина обессеривания с 74 до 94%. Благоприятно действует промотирование и на гидрирование ароматических соединений, газообразные продукты содержат большое количество углеводородов изостроения (до 20% $С_4$).

Исследовалось влияние температуры сушки влажной катализаторной массы и формованных экструзий таблеток на прочностные показатели готового продукта. Найдены оптимальные условия термообработки гранул с учетом максимального снижения мелочи (до 1-2%).

Изучалась зависимость насыпного веса, удельной поверхности, механической прочности и гидрирующей активности от влажности катализаторной массы, поступающей на формовку. Установлено, что с увеличением влажности пористость структуры повышается с 210 до 250 $м^2/г$, активность катализатора растет, насыпная масса готового продукта снижается с 0,87 до 0,75 кг/л. Это можно объяснить тем, что с удалением большого количества влаги пористая структура катализатора становится более развитой, при этом в процессе гидропереработки высокосернистого нефтяного сырья усиливается его крекирующая и гидрирующая активность.

Таким образом, по оптимальному сочетанию всех функций разработанный A1-Co-Mo-MeO катализатор IIв может быть рекомендован как низкотемпературный для частичного гидрокрекинга: при 380-400°С получается 35,4-48,2% топливных фракций при содержании остаточной серы 0,18-0,15% масс., т.е. реализуются требования, предъявляемые к катализатору легкого гидрокрекинга нефтяного сырья.

ЛИТЕРАТУРА

I. Каталитические свойства веществ. Киев: Наукова думка, 1968. С. 147.

*2. **Топчиева К.В.** Проблемы кинетики и катализа, 10 изд. 1960. 247 с.*

*3. **Бвартомеф Д., Перрен М., Трамбуз И.** Влияние силы и числа кислотных центров алюмосиликатного катализатора на его крекирующие свойства // Кинетика и катализ, 1967, т. 8. С. 115.*

*4. **Гринсфельдео Б.С.** Химия углеводородов нефти. М.: Гостоптехиздат, 1958. 114 с.*

*5. **Облад А., Милликен Т., Миллс Г.** Катализ в органической химии. М.: ИЛ, 1953. 185 с.*

*6. **Людарский Г.Д.** Каталитическое дегидрирование парафиновых углеводородов // Успехи химии, 1958, т. XXVII, вып. 3. С. 316.*

*7. **Курбанов А.А., Шахмедова М., Абидова М.Ф., Бахрамов Ш.Ш.** Процесс легкого гидрокрекинга дистиллятного сырья // Узбекский журнал нефти и газа, 2001, №3.*

ANNOTATION

By optional combination of all functions Al-Ko-Mo-Meo catalyst has been developted that can be recommended as low temperature one for partial hydrocracking.

УДК 542.973.975:546

Носители катализаторов процесса гидроочистки углеводородного сырья

М.П. Юнусов, Ш.М. Сайдахмедов, Ш. Джалалова, Р.А. Имомалиев, Ф.Ш. Енилеева
(УзКФИТИ, АК «Узнефтепереработка»)

Гидрогенизация и гидрооблагораживание нефтяных фракций широко применяются в современной нефтепереработке. Ведущее место как в странах СНГ, так и за рубежом занимают процессы гидроочистки, позволяющие удалять из нефтяных фракций серу- и азотсодержащие компоненты, соединения тяжелых металлов, незначительно регулировать углеводородный и фракционный состав. В результате улучшаются эксплуатационные характеристики, увеличивается срок службы практически всех агрегатов, использующих топливо и масла, снижается содержание вредных веществ в продуктах сгорания моторных топлив.

Известно, что гидрогенизацию осуществляют при повышенных температурах и давлении водорода. Применяемые катализаторы должны обладать высокой активностью и механической прочностью, стойкостью к различным каталитическим ядам, обеспечивать высокий выход целевого продукта, длительно работать при минимальном расходе водорода.

Несмотря на отсутствие строго научных основ подбора и разработки катализаторов гидроочистки, каталитические свойства различных металлов и их соединений изучены достаточно полно. Накопленный опыт и широкие исследования с применением современных методов анализа показали, что наибольшей активностью в реакциях гидрообессеривания обладают соединения Co, Ni, Mo. В связи с этим практически все известные промышленные катализаторы являются $NiO-MoO_3$ или $CoO-MoO_3$ системами, нанесенными на оксид алюминия, и отличаются лишь содержанием активных компонентов, наличием промоторов, текстурными и кислотными характеристиками носителя. В связи с ужесточением требований к качеству дизельных топлив (в Европе до 0,05% масс. серы, в частности, в Швеции – до 0,001 и 0,05; до 5,0 и 20,0 об. % ароматических углеводородов для топлив 1 и 2 классов; в США – до 0,005 и 10,0 соответственно) возрос спрос на новые катализаторы и технологии, позволяющие снизить со-

Таблица 1

Результаты промышленной эксплуатации цеолитсодержащих катализаторов при гидроочистке дизельных дистиллятов

Показатель	ГКД-202	ГКД-202П	ГКО 202+ ГКД 202П	ГКД-205
Давление, МПа	3	3	3,1	3,2
Объемная скорость подачи сырья, $ч^{-1}$	4	4,3	4,2	4
Температура, С°				
начальная	360	335	350	350
через 100 сут	370	342	360	361
через 300 сут	378	350	369	370
Содержание серы, %				
в сырье	0,78	0,85	1	0,82
в гидрогенизате	0,11	0,12	0,15	0,13
Межрегенерационный период работы катализатора, мес	23	36	23	23
Срок службы катализатора, год	5	3/6	5/6	6
Кол-во перерабатываемого сырья, т/кг	170	190	210	185

Таблица 2

Активность Al-Ni-Mo катализаторов на модифицированных носителях в процессе гидрогенолиза АМК

Носитель	Степень превращения АМ (%) при температуре, °С				
	225	250	30	350	380
Оксид алюминия	82,5	97,8	98,4	99,5	99,8
+ каолин (50%)	74,4	87,5	97,6	99,4	99,8
+ цеолит (50%)	76,6	95,2	98,7	99,8	99,9
+ цеолит (18%)	80,5	94,0	97,3	99,4	99,5

держание серы до 500 млн.$^{-1}$ и ароматических углеводородов — менее 20% [1, 2].

Как показал анализ патентного материала, разработка и совершенствование таких катализаторов связаны с необходимостью создания более эффективной пористой структуры носителя, учитывающей размеры молекул гидроочищаемого сырья, возможностью их транспортировки к активным центрам гранулы, направленного регулирования величины удельной поверхности и ее кислотно-основных свойств, а также формирования каталитически активных фаз.

Наличие в дизельных фракциях большого количества серу- и азотсодержащих соединений по сравнению с бензинами прямой гонки, ароматических и непредельных углеводородов повышает требования к устойчивости катализатора. Кислотно-основная гипотеза закоксовывания и дезактивации Al-Co-(Ni)-Mo катализаторов гидроочистки базируется на представлении о различном характере взаимодействия N-органических оснований с бренстедовскими (B) и льюсовскими (L) кислотными центрами катализатора [3]. При этом формируются аммонийные промежуточные соединения, которые в атмосфере водорода претерпевают дальнейшее превращение с регенерацией в B-центры. Устойчивые к коксообразованию катализаторы обладают в 2-3 раза большей бренстедовской кислотностью, чем быстро закоксовывающиеся.

Исследование текстурных и кислотно-основных характеристик носителей на $-Al_2O_3$, показало, что при гидрообессеривании фракций дизельного топлива наиболее активны Al-Ni-Mo катализаторы, приготовленные на носителе с максимальной кислотностью, а Al-Co-Mo — с минимальной.

Повышение кислотности может быть достигнуто путем обработки носителя борной кислотой и треххлористым бором, а также галоидсодержащими соединениями [4,5]. При модифицировании Al-Ni-Mo системы 5% вес. B_2O_3, кроме того, образуются структуры, увеличивающие активную поверхность с 1,7 до 3,28 мл O_2/ г. Дальнейшее введение вещества (до 15%) не влияет на показатели катализатора.

Кислотность возрастает также при добавке в состав носителя окиси кремния [3]. До 10% вес. SiO_2 характеризует расщепляющую и изомеризующую способности катализатора, в результате чего улучшается глубина превращения сырья, снижается температура застывания дизельных фракций.

С другой стороны, большая кислотность является основной причиной дезактивации катализаторов в присутствии асфальтенов. Для блокировки поверхностных ионов Al предложено модифицировать носитель добавкой, образующей некислотное термостабильное соединение алюминия. Наилучшее сочетание термостабильности и минимальной кислотности получено при обработке носителя фосфорной кислотой [2]. Введение до 5% P_2O_5 способствует росту гидрообессеривающей активности никельмодибденового катализатора в процессе гидроочистки вакуумного дистиллята. На кислотность SH-групп в сульфидированном катализаторе это почти не влияет [6], поэтому дополнительно вводят элементы IV-VIII групп, которые могут формировать бинарные и тройные соединения с никелем и молибденом. Сульфидирование таких катализаторов препятствует кристаллизации слоистых Mo-сульфидных структур, на поверхности которых SH-группы обладают максимальной подвижностью и кислотностью. В результате повышается реакционная способность коксовых отложений к кислороду и, как следствие, снижается закоксованность катализатора. Наряду с изменением кислотности модификация носителя P_2O_5 влияет и на характер распределения пор по эффективным радиусам: от монодисперсного с максимумом 9 нм к бидисперсному — более 25 (транспортных) и 5-7 (рабочих). Кроме того, при фосфатировании снижается количество никеля, входящего в шпинельные

разы $NiAl_2O_4$, что отчетливо проявляется в пектрах ЭСДО по смещению максимума полосы до 600 $см^{-1}$ [7].

С фосфатированием носителя и введением различных модификаторов разработаны и освоены катализаторы ГП-497, ГП-526, ГП-534, позволяющие значительно снизить содержание серы в гидрогенизате и температуру реакции.

Другим способом регулирования кислотно-основных свойств и пористой структуры оксида алюминия является добавка в его состав цеолитного компонента. Это обеспечивает достаточно высокую концентрацию сильных протонодонорных и электроноакцепторных центров, способствующих активизации обмена сероорганических соединений на поверхности катализаторов.

В ряде сообщений оценивается эффективность гидроочистки дизельных фракций при использовании цеолитсодержащих катализаторов. В результате улучшается гидрообессеривающая активность, снижается начальная температура процесса, образуются микропоры радиусом 20-50 нм (кристаллическая структура сохраняется), при этом сильное химическое взаимодействие между цеолитом и Al_2O_3 отсутствует. С введением цеолита в состав Al-Ni-Mo и Al-Co-Mo композиций существенно интенсифицируются процессы гидрообессеривания светлых фракций и вакуумного дистиллята (табл. 1).

В УзКФИТИ проведены исследования по синтезу катализаторов гидроочистки углеводородного сырья [8, 9], где часть носителя — оксида алюминия заменена каолином и регенерированным цеолитом. В результате такого модифицирования активность катализаторов в ряде случаев в реакции гидрогенолиза амилмеркаптана (АМК) несколько повышается (табл. 2).

Изучение электронных спектров диффузного отражения образцов катализаторов в области 400-750 нм показало, что нанесение нитрата никеля и парамолибдата аммония на цеолитсодержащий носитель и последующая прокалка увеличивают концентрацию высокоактивной фазы $NiMoO_4$.

Таким образом, основной путь совершенствования катализаторов гидроочистки дизельного дистиллята — модифицирование алюмооксидного носителя созданием более эффективной пористой структуры и оптимизацией его кислотно-основных свойств, что, в частности, достигается фосфатированием последнего.

ЛИТЕРАТУРА

1. ***Вайль Ю.К., Сухоруков А.М., Николайчук В.А. и др.*** *Получение экологически чистого дизельного топлива // Химия и технология топлив и масел, 1998, №1. С. 25-27.*
2. ***Ландау М.В., Вайль Ю.К., Кричко А.А. и др.*** *Новое поколение катализаторов гидроочистки // Химия и технология топлив и масел, 1991, №2. С. 2-4.*
3. ***Нефедов Б.К.*** *Проблемы дезактивации катализаторов гидрогенизационных процессов переработки нефтяного сырья // Химия и технология топлив и масел, 1993, № 2. С. 13-18.*
4. ***Абдукадыров А.А.*** *Научные основы модифицирования Al-Ni-Mo систем с целью разработки эффективных катализаторов гидроочистки нефтепродуктов// Докт. дис., Уфа, 1982.*
5. ***Радченко Е.Д., Алиев Р.Р., Вязков В.А., Нефедов Б.К.*** *Промышленные цеолитсодержащие катализаторы гидроочистки нефтяных фракций // Химия и технология топлив и масел, 1991, №1. С. 17-19.*
6. ***Исагулянц Г.В., Грейш А.А., Коган В.М. и др.*** *Исследование механизма гидрогенолиза тиофена на Al-Co-Mo катализаторе и дисульфиде молибдена с применением серы // Кинетика и катализ, 1987, т. 28, №3. С. 32-37.*
7. ***Воробьев В.Н., Калиневич А.Ю., Талипов Г.Ш.*** *Роль различных структур Al-Ni-Mo катализаторов в процессе гидрогенолиза тиофена // Кинетика и катализ, 1978, т.19, №3. С. 737.*
8. ***Артукова Г.Ш., Одилов Д., Файзиева З.Б., Эшмуродов У.А., Юнусов М.П.*** *Получение катализатора для процесса гидросероочистки природного газа и использование местных сырьевых ресурсов // Проблемы развития химии и технологии органических соединений в Узбекистане. Ташкент, 1998. С. 171-173.*
9. ***Эшмуродов У.А., Юнусов М.П., Талипов Г.Ш.*** *Опытно-промышленные испытания регенерированных цеолитов в процессе сероочистки природного газа // Нефть и газ Узбекистана, 2000, № 1. С. 39-41.*

ANNOTATION
Catalysts improvement way is offered for hydropurification of diesel distillate-i.e., modification of alumooxide carrier.

УДК 666.763.5

Технология получения износостойкой корундовой керамики для насадок к струйным бурильным долотам

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

Конструкция гидромониторных долот позволяет использовать гидравлическую мощность струи промывочной жидкости. При этом она достигает поверхности забоя и с помощью гидромониторного эффекта очищает ее от частично разрушенных пород. Промывочные устройства такого типа долот выполняются в виде круглых отверстий, подающих жидкость на периферийную часть забоя со скоростью 70 км/с и более. Для предотвращения размывания отверстий струей в них вставляют насадки из минералокерамики или твердого сплава. Большая скорость промывной жидкости и наличие в ней абразивных включений требуют их высокую износостойкость и механическую прочность. Наилучшими характеристиками в этом плане обладают керамические насадки на основе корунда.

Для получения корундовой керамики (содержание $Al_2O_3 > 90\%$) применяют различную техническую и химическую окись алюминия, представляющую собой смесь кристаллических фаз γ-Al_2O_3 и α-Al_2O_3. Этот полуфабрикат нуждается в предварительной переработке, заключающейся в высокотемпературном обжиге и помоле для достижения необходимого минералогического и дисперсного состава [1].

В работе [2] предложена технология переработки отработанного дезактивированного катализатора Клауса в корундсодержащее сырье, не уступающее по характеристикам используемому для этих целей техническому глинозему.

Нами получен прочный износостойкий материал для керамических насадок к струйным долотам на основе переработанного катализатора Клауса. Решение этой задачи дает возможность создать замкнутый безотходный производственный цикл на предприятиях газодобывающей промышленности.

Керамика на основе Al_2O_3 обладает высокими механическими свойствами, если ее зернистая структура дисперсна, средний размер зерен не превышает 15-20 мкм, а пористость близка к нулю. Наиболее универсальный способ создания такой структуры — применение модифицирующих добавок, что позволяет замедлить рекристаллизационные процессы и преодолеть инертность Al_2O_3 к спеканию при обжиге.

Для получения опытных образцов с необходимым уровнем механических свойств использовался исходный порошок Al_2O_3, представляющий собой катализатор Клауса, прошедший технологическую переработку в виде обжига при 1400^{0}C с последующей дезинтеграцией до размера частиц 0,5-1 мкм. Оптимальные добавки для создания специальной плотной структуры подбирались на основе комбинированных составов, содержащих оксиды, задерживающие рост кристаллов и снижающие температуру спекания. Синтезированы и опробованы четыре вида: на основе талька, фриттованных стекол системы BaO-MgO-Al_2O_3-B_2O_3-P_2O_5-TiO_2, а также предварительно синтезированных шпинелей $MnA1_2O_4$ и $MnCr_2O_4$.

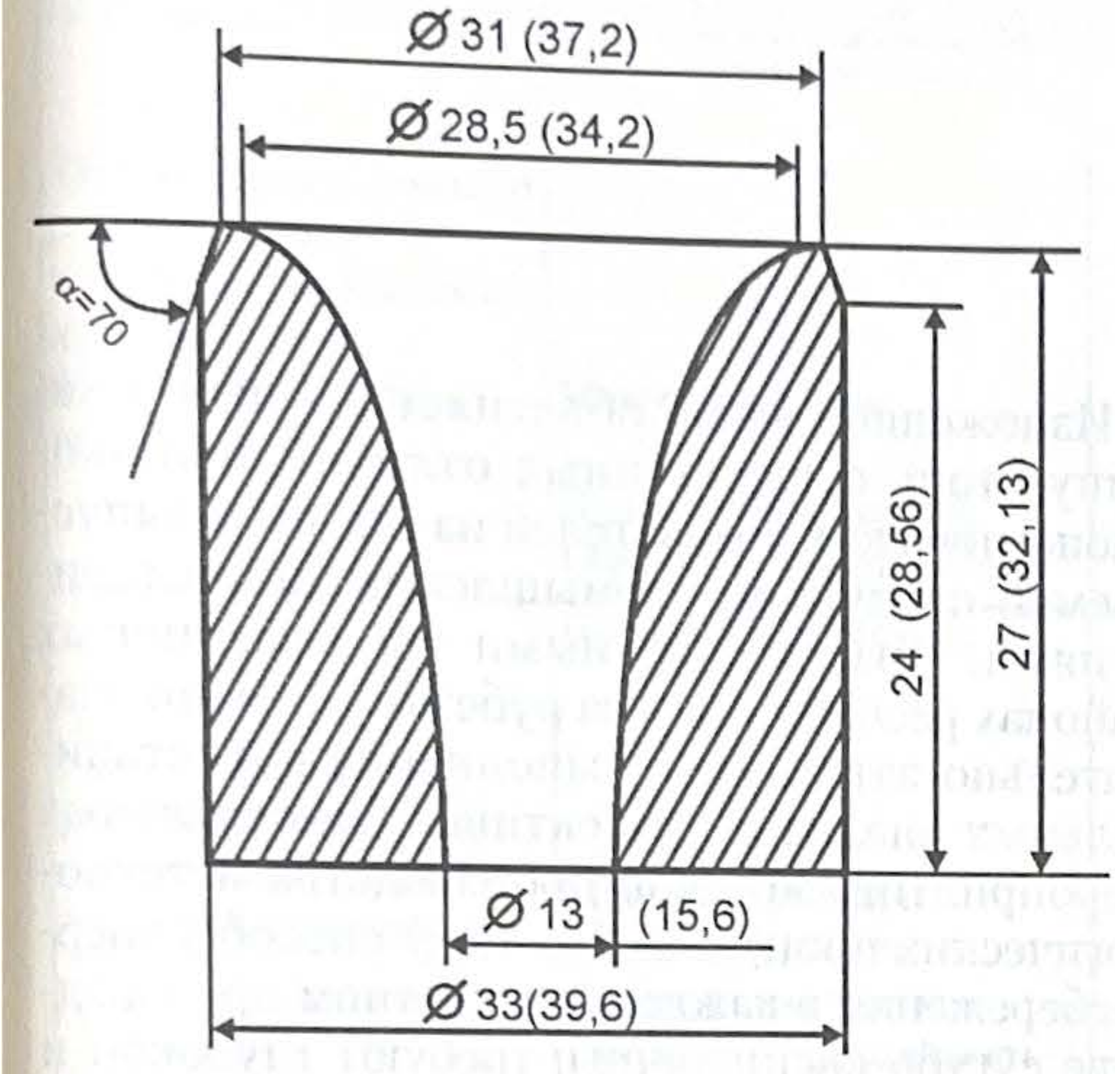
Керамические образцы формовали полусухим одноосным прессованием при давлении 100-200 МПа. Обжигали в окислительной среде при 1500^{0}C. Исследовались микроструктура, усадка, плотность, пористость, прочность на сжатие и изгиб согласно ГОСТ 473.3; 473.4; 473.6; 473.8. Лучшими механическими свойствами обладают составы из переработанного катализатора Клауса с добавкой алюмо-хром-марганцевых шпинелей (АХМШ):

Корундовое сырье	$T_{обж.}$, ^{o}C	Размер кристаллов порошка, мкм	Состав добавки, %	Кол-во добавки, масс %	Давление прессования, МПа
Катализатор Клауса (сод. Al_2O_3-99,9 %масс.)	1400	0,5-1	$MnCr_2O_4$ - 12, $MnAl_2O_4$ - 79, SiO_2 - 9	6,6	100

Микроструктурный анализ показал, что основной кристаллической фазой являются зерна α-Al_2O_3 размером 8-10 мкм с прослойкой аморфно-кристаллической фазы толщиной 2-3 мкм. Поры и микротрещины не обнаружены.

Изучались физико-механические свойства образцов, полученных из предварительно синтезированного материала на основе корунда с добавкой АХМШ:

Образец	Усадка dxH,%	$П_{отк.}$, %	ρ, г/м^3	$σ_{сж.}$, МПа	$σ_{изг.}$, МПа
Синтезированный материал: корунд+6,6 масс % АХМШ	20x19	0,09	3,61	1060	200



Разработана пресс-форма для усовершенствования технологии производства одной из наиболее распространенных модификаций керамической насадки для струйных долот [3]. С учетом усадки синтезированного материала приведены основные размеры сырого образца (рисунок).

Таким образом, удалось синтезировать материал на основе отработанного катализатора Клауса, который обладает высокой прочностью и износостойкостью, необходимой для насадок к струйным долотам. Изготовлена соответствующая пресс-форма для керамических насадок и получен образец, соответствующий всем требованиям ГОСТ.

Использование отходов газодобывающей отрасли для конкретных комплектующих бурового оборудования можно рассматривать как первый шаг к созданию безотходного производства.

ЛИТЕРАТУРА

*1. **Кузнецов С.И.** Производство глинозема. 2 изд. Свердловск: Металлургия, 1978. 116 с.*

*2. **Рискиев Т.Т., Вагапов Э.Х., Салихов Т.П.** Новые решения актуальных проблем нефтегазовой отрасли Узбекистана // Композит, 2000, №1. С. 3-15.*

3. ТУ 11-75 ДГО. 709.004. Насадки.

ANNOTATION
A material is synthesized on the basis of waste Clauce catalyst that has high strength and wear resistance required for jet type slush nozzles.

УДК 662.767

Экономия топливных и материальных ресурсов в отраслях промышленности Узбекистана

А. Валиходжаев
(ОАО «УзЛИТИнефтгаз»)

Во всех развитых странах мира, в том числе в Узбекистане, имеются и продолжают разрабатываться программы по экономии топливно-энергетических ресурсов (ТЭР). Несмотря на разнообразие производств они, как правило, традиционны и делятся на кратко-, средне- и долгосрочные.

Краткосрочные программы не требуют больших материальных затрат, поэтому широко распространены. К ним относятся следующие мероприятия: внедрение технически обоснованных норм расхода топлива; снижение потерь тепла за счет теплоизоляции; оптимизация технологических режимов; организация наилучших условий эксплуатации и обслуживания установок и аппаратов; своевременный ремонт топливопотребляющего оборудования; создание необходимых санитарно-технических условий в производственных помещениях и т.д.

Среднесрочные программы (5-10 лет) направлены на совершенствование существующих технологических процессов и аппаратов, систем охлаждения и использования ТЭР, в частности, отработанного тепла (отходящих газов); выпуск оборудования, специально предназначенного для утилизации бросового тепла (пара, воды, воздуха); реализацию энерготехнологических систем и комбинированных энергетических циклов; рекуперацию механической энергии потоков под давлением и т.д.

Долгосрочные программы (15-20 лет) базируются на фундаментальных открытиях в сочетании с соответствующими прикладными исследованиями и создаются для решения конкретных задач: разработка новых технологических процессов и типов оборудования; оптимизация энергии различных видов и параметров; использование новых топлив, источников энергии и т.д.

Сырьевая база отраслей промышленности многообразна. Методы обработки многовариантны и уровень эффективности ее зависит от условий.

Изложенное выше объясняет главную причину столь существенных отличий технико-экономических показателей на единицу выпускаемой продукции промышленными предприятиями, расположенными в различных районах республики и за рубежом. Все это значительно затрудняет выполнение сопоставительных анализов эффективности отдельных мероприятий, методов производства и технологических процессов. Поэтому способы энергосбережения в каждом конкретном производстве сугубо специфичны, требуют глубокой и комплексной проработки, критического анализа, экономической оценки.

Согласно существующему определению [1, 2], технико-экономический анализ энергетических устройств и систем должен основываться на изучении как теплотехнических (термодинамических), так и экономических сторон процесса.

Теплотехнический анализ позволяет определить качественные и количественные энергетические характеристики, полезный эффект величины абсолютных и относительных потерь, оптимизации процесса и его частей, надежность и производительность работы установок и возможные пути совершенствования их конструкций.

Экономическая оценка дает возможность выявить финансовую прибыль, затраты производства, рентабельность и прибыль, целесообразность реконструкции установки. Полученные результаты определяются затратами на единицу полезного эффекта процесса.

Естественно, что наиболее полная информация может быть получена при совместном рассмотрении результатов обоих видов анализа. Это не только уменьшает объем работ, но и позволяет достаточно обоснованно подходить к решению технико-экономических задач, связанных с внутренними характеристиками производства (например, распределение затрат между продуктами комплексных процессов; выявление элементов установки, совершенствование которых наиболее целесообразно, и т.д.).

Мероприятия по экономии топливных и материальных ресурсов в топливоиспользующих объектах отраслей промышленности Узбекистана

Мероприятие	Отрасль промышленности и объекты	Уменьшение удельных показателей, %		Наименование и тип оборудования, на котором целесообразно применять
		расход топлива	кап. вложения (в счет увеличения фонда отдачи)	
Оптимизация топочного режима тепловых установок, основанных на воздействии факельнотопочных процессов	Промтеплоэнергетика	25-5 20-3 5-2	На 50 50 40	Промотопительные котельные. Отопительно-промышленные котлы производительностью, т/ч 0,5-2,5 2,5-10 10-25
	Машиностроение	5-20	На 10	Промнагревательные и плавильные печи
	Промстройматериалы	5-7	На 10-15	Вращающиеся обжиговые печи
	Газовая промышленность	2-4	5-10	Газотурбинные установки
Усовершенствование утилизационных поверхностей нагрева тепловых установок	Промтеплоэнергетика	10-5 5-2 2-0,5	До 10 15 10	Промотопительные котлы производительностью, т/ч 0,5-2,5 2,5-10 10-25
	Машиностроение и металлообработка	До 20	На 30	Промнагревательные и плавильные печи
	Промстройматериалы	До 7	10	Вращающиеся обжиговые печи
	Газавая промышленность	5-10	20	Газотурбинные установки
Безотходное производство выработки тепла и пара	Промтеплоэнергетика	5	На 20	Тепло и отдельные составляющие отходящих газов котлов в тепличном хозяйстве для выращивания зеленых водорослей
	Газовая промышленность	10	20	Тепло и отдельные составляющие газов в сельском хозяйстве
Использование отбросных технологических газов промпредприятий в качестве топлива	Газовая и нефтяная промышленность	10-15	На 20	Нефтеперерабатывающие заводы Очистку газов и нефти

Примечание.
Уменьшение удельного расхода топлива и повышение фондоотдачи в тепловых установках при применении мероприятий, предложенных ОАО «УзЛИТИнефтгаз», достигается за счет следующих составляющих:
- повышение кпд тепловых установок как при минимальном, так и переменных режимах;
- рост производительности установок за счет устранения локальных тепловых перегрузок отдельных элементов испарительных и перегревательных поверхностей и интенсификации суммарного теплообмена;
- увеличение количества часов установленной мощности за счет повышения надежности и маневренности работы;
- уменьшение вредных веществ в продуктах сгорания путем устранения локальных высокотемпературных зон факела газов в топочных камерах;
- улучшение технологических процессов, создание безокислительной среды вблизи нагревательных тел, выравнивание температурного поля и т.д.;
- использование отдельных составляющих продуктов сгорания, например, для выращивания сельскохозяйственных продуктов и т. д.

С данных позиций обследованы эффективность использования топлива и надежность работы оборудования в топливоемких отраслях промышленности: нефтегазовой, цементной, цветной и черной металлургии, машиностроения и металлообработки. Определены количество и структура топливоиспользующих установок, их фактические, проектные технико-экономические показатели [3].

Проанализированы технологические процессы, протекающие в маломощных электростанциях (двигатели внутреннего сгорания), отопительных и промышленных котлах, установках производства серы, регенерации твердых катализаторов, включая печи подогрева газа, конденсата, газотурбинных и моторокомпрессорах, трубчатых печах нефтепереработки и факельных сооружениях, а также их конструкции и устройства. Аналогичные анализы проведены и в других отраслях промышленности. Исследованы возможности повышения надежности и экономичности работы топливоиспользующих установок, а также основные законо-

мерности интенсификации и регулирования теплообмена и повышения равномерности распределения локальных тепловых потоков поверхностей нагрева. При этом основными критериями являются коэффициент заполнения объема топки факелом, уровень разрушения толщины гидродинамического и теплового пограничного слоя. Изменяя его, можно обеспечить равномерность локальных тепловых потоков и оптимальное распределение их между радиационными и конвективными поверхностями нагрева.

Интенсификация теплообмена в конвективной шахте достигается выравниванием поля скоростей, температуры топочных газов по сечению газохода. Постоянство средней скорости и рост степени турбулизации топочных газов по глубине пучка труб как при коридорном, так и шахматном расположении повышают суммарный теплообмен. Дальнейшего результата можно достичь разрушением гидродинамического пограничного слоя вблизи поверхностей нагрева вибрацией, использованием кипящего слоя, пульсацией потока и т.д

С учетом главных закономерностей интенсификации, регулирования теплообменных процессов и литературных данных, ранее выполненных и новых разработок ОАО «УзЛИТИнефтгаз», предложены конкретные мероприятия по экономии топливных и сырьевых ресурсов применительно к топливоиспользующим установкам отраслей промышленности Узбекистана. Они представлены в обобщенной форме (таблица) с указанием расчетных технико-экономических показателей при их внедрении. Ожидаемый резерв экономии топлива при внедрении данных мероприятий отражен в [3].

ЛИТЕРАТУРА

1. ***Андрюшенко А.И., Змачинский А.В., Понятов В.А.*** *Оптимизация тепловых циклов и процессов ТЭС. М.: Высшая школа, 1974. С. 280.*

2. ***Ключников А.Д.*** *Теплотехническая оптимизация топливных печей. М.: Энергия, 1974, 344 с.*

3. ***Валиходжаев А.*** *Резервы экономии газа и пути их реализации в топливоемких отраслях промышленности // Узбекский журнал нефти и газа, 2001, № 1.*

ANNOTATION

Complex economical investigation has been performed on reliability and profitability increase of fuel-using units for oil and gas industry, revealed are main laws of intensificatin and adjustment of heat-exchange processes and improvement of distribution uniformity of local heat flows on heating surfaces.

УДК 66.074.8:665.194

Повышение надежности и эффективности работы факельных оголовок предприятий нефтегазовой отрасли

З.К. Постнов, А. Валиходжаев
(ОАО «УзЛИТИнефтгаз»)

Основная цель факельных установок — сжигание выбросов, которые могут оказаться чрезвычайно опасными по содержанию в их составе H_2S, CO, NO_x и попаданию в атмосферу. Это обычно происходит при разгрузке нарастающего давления, пуске и наладке, аварийных ситуациях, возникающих в нефтяных скважинах, нефтегазоперерабатывающих установках, трубопроводах, когда сбросы по экономическим или техническим причинам нельзя использовать в качестве топлива.

Явление затягивания пламени в оголовок приводит при неблагоприятных условиях к повышению локальной температуры до 500^{0}C и выше, что вызывает коробление, а затем обгорание несущих поверхностей, после разрушения которых управление процессом горения становится невозможным [1]. Поэтому задача повышения эффективности сжигания сбросных газов даже при широком применении оголовок с предварительным смешением, запальных устройств, дежурных горелок, пароинжекционных устройств остается актуальной.

В наземных факелах оголовок располагается на небольшом расстоянии от поверхности земли, а продукты сгорания отводятся через дымовую трубу. Факельные установки используются при небольших расходах сбросных газов, когда пар или электроэнергия отсутствуют, и в удаленных от жилой застройки местах.

Сбросные газы, содержащие значительные концентрации H_2S, CO, NO_x, целесообразно сжигать в высотных факелах (до 120 м), позволяющих при гашении пламени в течение короткого времени отводить их в атмосферу. В зависимости от максимального расхода, давления, состава сбросных газов наиболее эффективное сжигание может быть достигнуто при дополнительной подаче пара, топливного газа, воздуха. В последнее время в высокоразвитых странах нефтеперерабатывающие, нефтехимические и химические заводы, расположенные вблизи плотнозаселенных территорий, оснащаются низкопрофильными закрытыми факельными установками, не дающими видимого пламени, шума или теплового излучения. При этом обеспечивается максимальная эффективность бездымного сгорания с высокой степенью безопасности. Недостатком их является большая стоимость. Например, по данным [2], цена факельной установки диаметром ствола 610 мм и высотой 52,5 м составляет 350 тыс. долл., тогда как аналогичной по производительности низкопрофильной установки закрытого типа — 2250 тыс. долл.

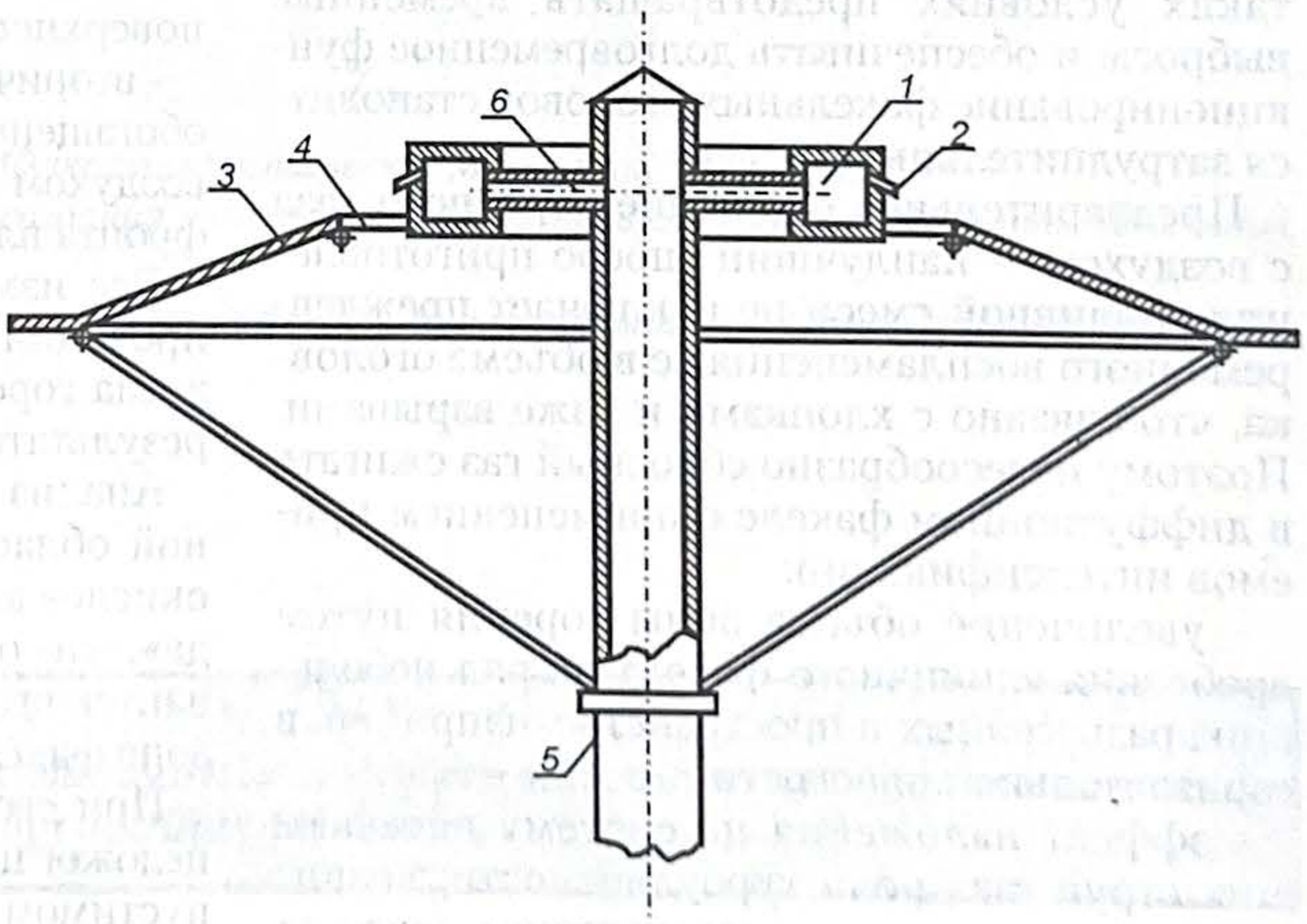


Рис. 1. Факельный оголовок

Сжигание сбросных газов в факельных установках, эксплуатируемых на предприятиях НХК «Узбекнефтегаз», в большинстве случаев осуществляется при переменных расходах и широком колебании фракционного состава. В

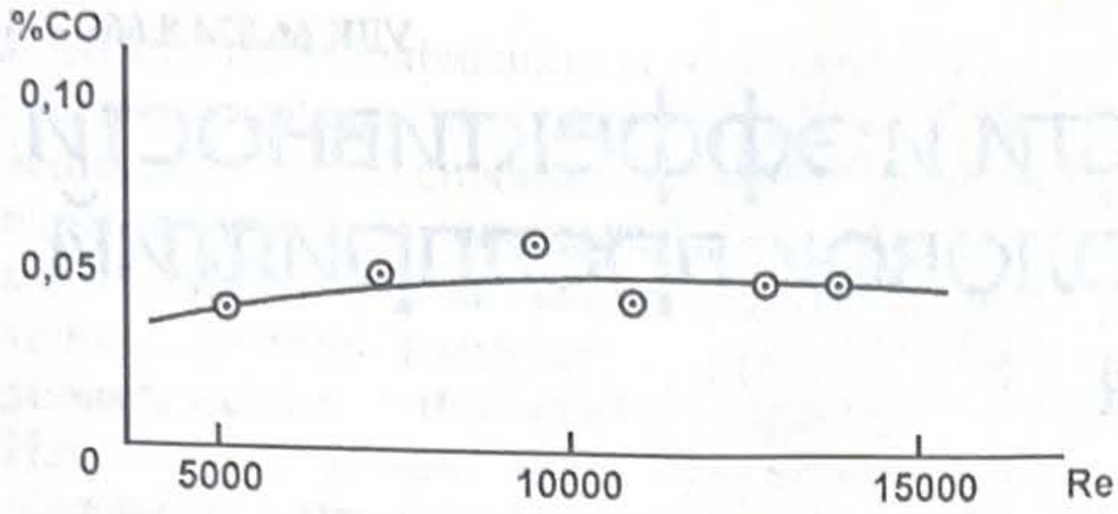


Рис. 2. Зависимость концентрации CO от числа *Re*

(Re= $\frac{Vd}{\upsilon}$, где V - начальная скорость истечения газа; d - диаметр газораздающих отверстий; υ - кинематическая вязкость)

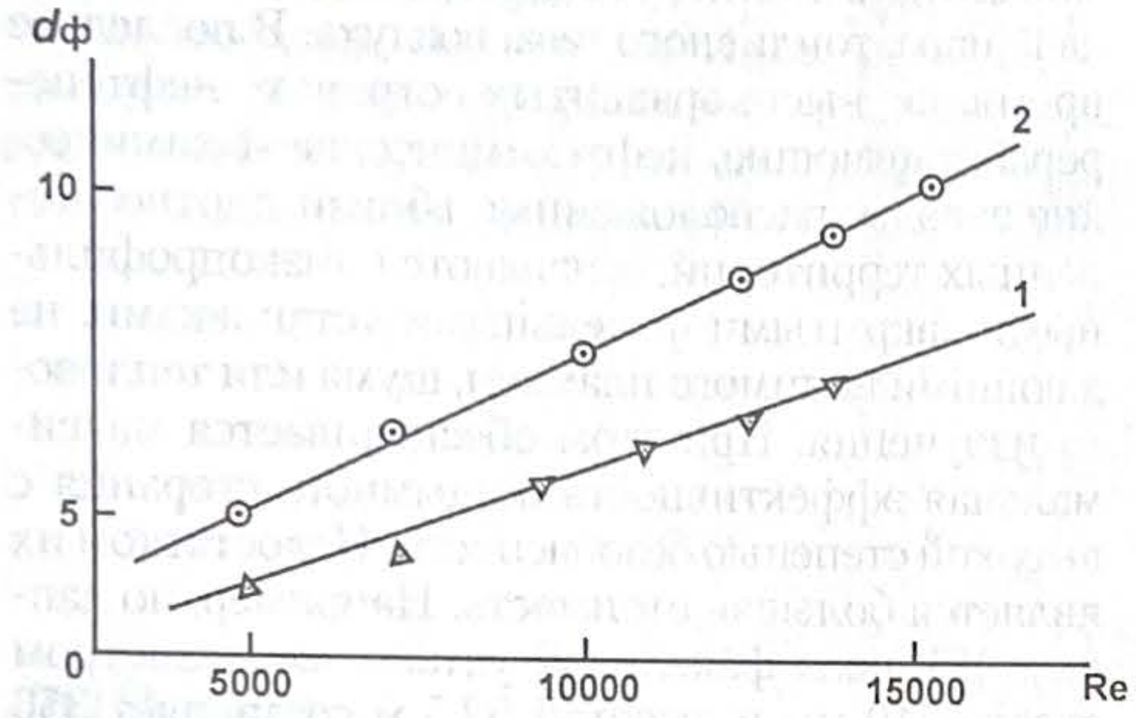


Рис. 3. Зависимость приведенного диаметра факела от числа *Re*:

1- оголовок со стабилизатором; 2- без него

таких условиях предотвращать временные выбросы и обеспечивать долговременное функционирование факельных оголовок становится затруднительным.

Предварительное смешение сбросного газа с воздухом — наилучший способ приготовления топливной смеси не исключает преждевременного воспламенения ее в объеме оголовка, что связано с хлопками и даже взрывами. Поэтому целесообразно сбросный газ сжигать в диффузионном факеле с применением приемов интенсификации:

- увеличение объема зоны горения путем дробления единичного факела на ряд небольших, разнесенных в пространстве, например, в горизонтальной плоскости;

- эффект наложения на систему истекающих струй газа поля турбулентности, возникающей, например, в возмущенном следе за плохообтекаемым телом.

По нашему мнению, указанные способы наиболее полно могут реализоваться в факельном оголовке, в котором горючая смесь образуется в результате инжекции многочисленными газовыми струями массы воздуха вначале в свободном объеме, а затем под небольшим углом над поверхностью стабилизатора. Согласно исходным предпосылкам, новый факельный оголовок (рис.1) представляет собой полый тор I, по внешнему диаметру которого выполнены газораздающие отверстия 2. Коллектор установлен коаксиально отверстию тарелки-стабилизатора 3 так, что между внешней его поверхностью и кромкой последнего имеется воздушный разрыв 4, через который поступает воздух для питания струй. Образующая тарелки-стабилизатора наклонена относительно горизонтальной плоскости в пределах 10-12°. Полость тора соединяется со стволом 5 с помощью нескольких патрубков 6.

Для проверки действия нового оголовка изготовлена стендовая модель факельной установки производительностью 100 м³/ч.С момента истечения газа из отверстий коллектора до сгорания образовавшейся смеси включительно струи его претерпевают следующие эволюционные этапы:

- первичное перемеживание газа с воздухом в зоне разрыва в результате инжектируемого действия газовых струй;

- слияние струй газовоздушной смеси в одну кольцевую;

- воспламенение смеси и подтормаживание кольцевого полуограниченного поверхностью стабилизатора фронта пламени в результате действия эффекта налипания газа на твердую поверхность;

- вторичное перемешивание еще недостаточно обогащенной кислородом смеси с атмосферным воздухом вследствие турбулизации кольцевого фронта пламени поверхностью стабилизатора.

Все измерения при исследовании оголовка проводились после полной стабилизации режима горения. Некоторые наиболее значимые результаты обобщены в виде графиков.

Анализ проб продуктов сгорания из коронной области факела показал, что содержание окислов азота (NO_x) находится на уровне «следа», что объясняется малым временем пребывания его молекул в высокотемпературной зоне факела (0,01-0,05 с).

При сгорании природного газа химический недожог по количеству CO удерживается на допустимом уровне при следующих отношениях конструктивных параметров оголовка (рис. 2):

$$d^2_{от}/d^2_{тр}=0{,}36,\ d^2_{т}/d^2_{от}=0{,}69,$$

где $d_т$ — наружный диаметр тора; $d_{тр}$ — то же стабилизатора (тарелки); $d_{от}$ — диаметр отверстия стабилизатора.

На объемную плотность теплового потока, затянутость процесса горения и степень выгорания

составляющих компонентов, интенсивность теплообмена влияют форма и размеры факела.

Из зависимости отношения $d_ф/d_т$ ($d_ф$ – максимальный диаметр факела) от числа Re (рис. 3) видно, что сформированный под влиянием стабилизатора факел имеет меньший объем и с ростом числа Re плотность его возрастает, способствуя более полному выгоранию газа.

На основе анализа полученного материала и литературных источников [1, 3] процесс горения над поверхностью оголовка можно представить в следующем виде. В соответствии с количеством инжектируемого кислорода часть метана сгорает и температура смеси повышается. При достижении 800^0C и более наступают термический разлом и дегидрогенизация крупных углеводородных молекул с образованием свободных радикалов. В условиях дефицита кислорода она может закончиться возникновением частиц свободного углерода:

$$C_2H_6 \rightarrow C_2H_4 \rightarrow C_2H_2 \rightarrow C_2.$$

Вторичное перемешивание недостаточно обогащенной кислородом смеси с воздухом происходит в зоне стекания кольцевой струи с кромок стабилизатора, принимая характер пристенной турбулизации, когда вихревые комплексы интенсивно взаимодействуют с приточным атмосферным воздухом. С поступлением вторичного кислорода процесс горения метана интенсифицируется:

$$CH_4 + 2O_2 = CO_2 + 2H_2O + q.$$

В результате температура среды повышается, при 1100^0C и наличии воды имеющиеся частицы углерода окисляются по следующей реакции:

$$C + H_2O + q \rightarrow CO + H_2 - 31140 \text{ кал/моль.}$$

Догорание образовавшихся газов происходит в периферийной зоне факела:

$$2CO+O_2=2CO_2+136200 \text{ кал/моль,}$$

$$2H_2+O_2=2H_2O+55300 \text{ кал/моль.}$$

Согласно наивысшей константе скорости горения, в первую очередь выгорает водород, а затем метан.

Таким образом, задача повышения эффективности работы факельных установок, включающая разработку мероприятий по достижению наиболее полного сжигания сбросных газов с подавлением побочных процессов образования NO_x, CO реализуется с помощью нового оголовка. Однако эффект гарантируется только при производительности его порядка 20000 м^3/ч.

ЛИТЕРАТУРА

*1. **Стрижевский И.И., Эльнатов А.И.** Факельные установки. М.: Химия, 1979. 180.*

*2 **Стрейтц Д.Ф.** Основные направления создания факельных систем для выполнения требований 90-х годов. Hydrocarbon Processing. 10. 1994.*

*3. **Кривоногов Б.М.** Повышение эффективности сжигания газа и охрана окружающей среды. Л.: Недра, 1986. 280 с.*

ANNOTATION

Procedures results on operation efficiency of flare units are stated in order to guarantee stable burning of vent gases without forming detrimental matters.

70 лет доктору технических наук, профессору, заслуженному инженеру Республики Узбекистан

АКБАРХОДЖЕ КАМИЛОВИЧУ РАХИМОВУ



Всю свою трудовую жизнь, научно-производственную деятельность А.К. Рахимов посвятил становлению и развитию нефтяной и газовой промышленности Узбекистана. Завершив в 1949 г. учебу в Кокандском нефтяном техникуме, до 1952 г. преподавал в ремесленном училище, которое готовило высококвалифицированных рабочих для нефтяной промышленности. В 1957 г. окончил Московский нефтяной институт по специальности "Бурение нефтяных и газовых скважин", в 1974г. – институт управления народным хозяйством при ГКНТ. В 1957-1959 гг. – бурильщик, буровой мастер, старший инженер участка по бурению в системе "Ферганнефтекомбинат", в 1965 г. — главный инженер управления по разведке нефтяных и газовых месторождений Госкомгеологии, а в 1966 г. — начальник технологического отдела Министерства геологии. Почти 19 лет А.К. Рахимов руководил поисково-разведочной работой на нефть и газ в качестве заместителя Министра геологии, с 1992 по 1998 г. был первым заместителем Председателя Правления корпорации "Узбекнефтегаз".

Все это время Акбарходжа Камилович ведет научную деятельность, результатом которой стали защищенная в 1972 г. кандидатская, а в 1982 г. – докторская диссертации, где решены такие актуальные задачи, как оптимизация вскрытия продуктивных горизонтов, крепления и заканчивания скважин в условиях аномально высоких пластовых давлений. Большим научно-техническим достижением являются выполненные под его руководством НИР и ОКР по созданию и внедрению автоматизированной системы управления процессом бурения (автобурильщик "Узбекистан"), а также спуско-подъема бурильного инструмента и долива скважины.

Он автор более 150 научных трудов, в том числе 8 монографий и 35 авторских свидетельств на изобретения, ряда ведомственных инструкций. Своей многолетней научно-производственной деятельностью А.К. Рахимов внес большой вклад в

открытие и освоение большинства из имеющихся в Узбекистане нефтяных и газовых месторождений. Им была разработана и внедрена технология бурения по продуктивным горизонтам с обоснованием допустимых величин забойного давления и соответствующих параметров бурового раствора. Его инженерный талант и организаторские способности проявились при ликвидации особо сложных и мощных нефтяных и газовых фонтанов на месторождениях Памук, Алан, Южная Тандырча, Кокдумалак и др.

Одной из значительных работ в этой области, проведенных под руководством А.К. Рахимова, является ликвидация сложнейшего газового фонтана на Памукском месторождении путем бурения наклонно направленной скважины большого диаметра и ядерного взрыва на большой глубине.

Несмотря на загруженность Акбарходжа Камилович занимается педагогической деятельностью, являясь профессором ТашГТУ. Им подготовлены 7 кандидатов наук. В настоящее время он председатель специализированного совета по защите кандидатских диссертаций и главный редактор «Узбекского журнала нефти и газа».

А.К. Рахимов продолжает трудится с присущей ему энергией и полной отдачей сил в качестве главного консультанта НХК «Узбекнефтегаз». Как крупный организатор производства и видный ученый он пользуется заслуженным авторитетом и уважением работников нефтегазовой промышленности Узбекистана и специалистов-нефтяников стран СНГ и дальнего зарубежья, имеет правительственные награды, в 1990-1994 и 1995-1999 гг. избирался депутатом Верховного Совета и Олий Мажлиса.

Поздравляем Акбарходжу Камиловича со славным юбилеем. Желаем ему крепкого здоровья, дальнейших успехов в его многогранной деятельности.

Друзья, коллеги

От редакции «Узбекского журнала нефти и газа»

Акбарходжа Камилович Рахимов — главный редактор и инициатор создания «Узбекского журнала нефти и газа». На протяжении пяти лет существования Редакции он несмотря на занятость и частые командировки проявляет максимум внимания к журналу, с большой строгостью и принципиальностью подходит к отбору научных статей. В любом вопросе мы всегда можем рассчитывать на его понимание и помощь.

Сотрудники Редакции сердечно поздравляют Акбарходжу Камиловича с юбилеем, желают ему доброго здоровья, долгой творческой жизни, благополучия в семейной жизни.



75 лет ветерану нефтегазовой промышленности Узбекистана МАМАДЖАНОВУ Ульмасу Джураевичу

Ульмас Джураевич Мамаджанов — главный научный сотрудник отдела бурения скважин ОАО «УзЛИТИнефтгаз», доктор технических наук, профессор, действительный член Международной инженерной академии. После окончания нефтяного техникума в 1945 г. поступил в Московский нефтяной институт, затем работал во ВНИИБурнефть (ныне ВНИИБТ) рядовым инженером, а затем руководителем сектора и главным инженером проекта.

Позже У.Д. Мамаджанов перешел в Институт геологии и разведки нефтяных и газовых месторождений, возглавлял отдел бурения, проводил научные исследования в тесном контакте с производством. Здесь он показал себя опытным производственником, организаторские и научные способности которого позволяли решать крупные и актуальные научные проблемы. В 1960 г. за активную изобретательскую деятельность и внедрение изобретений в производство он удостоен почетного звания «Заслуженный изобретатель Республики Узбекистан».

В 1961 г. Ульмас Джураевич защитил кандидатскую диссертацию. В 1965 г. его назначают директором вновь созданного в г. Ташкенте Среднеазиатского НИИ природного газа. Возглавляемый им институт за период 1965-1984 гг. успешно решал комплексные проблемы, связанные с развитием газовой промышленности республик Средней Азии и Западного Казахстана.

Под научным руководством У.Д. Мамаджанова был введен Шатлыкский газовый комплекс, что позволило обеспечить центральную часть бывшего СССР ценнейшим энергоносителем — газом и отсрочить отбор его из узбекистанских месторождений на более поздние сроки вплоть до прекращения. Предложение о необходимости совмещения задач разработки и разведки месторождений рассматривалось в Кабинете Министров РУз и сегодня успешно применено при вводе нефтегазового объекта Кокдумалак.

В 1969 г. У.Д. Мамаджанову присвоена научная степень доктора технических наук, спустя три года — звание профессора, в 1970 г. он удостаивается Государственной премии Республики Узбекистан им. А. Беруни. Плодотворная деятельность Ульмаса Джураевича отмечена званием «Почетный работник газовой промышленности».

У.Д. Мамаджанов — автор 152 научных работ, в том числе четырех монографий и 10 обзоров, а также 190 изобретений, из которых 44 запатентованы в передовых странах мира. В 1991 г. он избран членом-корреспондентом Инженерной академии, а в 1993 г. — действительным членом Международной инженерной академии. Его ученики до сих пор составляют основной потенциал ОАО «УэЛИТИнефтгаз». Ныне он является наставником молодых исследователей, в течение многих лет ведет педагогическую деятельность как профессор кафедры «Бурение нефтяных и газовых скважин» ТашГТУ им. Беруни.

Ульмас Джураевич уже пять лет член редколлегии «Узбекского журнала нефти и газа», советов по присуждению докторских степеней ВНИИБТ (г. Москва), Азинефтехим (г. Баку), Института механики АН РУз (г. Ташкент), Специализированного совета по присуждению степени кандидата наук при ОАО «УзЛИТИнефтгаз».

Ульмас Джураевич всегда прост в обхождении, ему чуждо высокомерие и все, знающие его, относятся к нему с глубочайшим уважением.

От души поздравляем юбиляра, желаем ему доброго здоровья и новых творческих успехов.

Друзья, коллеги

СОЕДИНИЛ НАУКУ С ПРОИЗВОДСТВОМ

К 60-летию Захида Садыковича ТАЛИБДЖАНОВА



Захид Талибджанов родился в 1941 г. в г. Ташкенте. Окончил Ташкентский политехнический институт по специальности "Тепловые электрические станции". Трудовую деятельность начал в 1963 г. младшим научным сотрудником Узбекского научно-исследовательского института энергетики и автоматики АН РУз. Более 25 лет проработал в Среднеазиатском филиале ВНИИпромгаза (до 1976 г. СредазНИИгаз) от старшего инженера до заместителя директора по научной работе. С января 1992 г. по настоящее время — директор научно-производственного предприятия "ИСТАЛ".

Проявляя живой интерес к исследованиям еще в студенческие годы, Захид Талибджанов не перестает и по сей день активно заниматься научной деятельностью в области, связанной с комплексным изучением эффективности использования газа, жидкого топлива и угля в народном хозяйстве и разработкой теплоиспользующего оборудования, а также систем отопления. Он — автор более трехсот печатных работ, в том числе пяти книг и брошюр, имеет свыше 180 авторских свидетельств и патентов на изобретения. Его статьи публиковались в центральных журналах бывшего Союза, а также в Болгарии и Чехии.

К наиболее важным изысканиям Захида Талибджанова относятся:

- повышение эффективности совместно-раздельного сжигания газа с жидким топливом, углем и горючими отходами различных отраслей промышленности (металлургической, химической и др.), создание на этой базе серии многотопливных топочно-горелочных устройств, позволяющих повысить КПД топливоиспользования на 10-12% и вовлечь в топливный баланс предприятий горючие отходы промышленности;

- оптимальное конструирование газовых и жидкотопливных горелок, автоматизированных отопительных котлов, разработка на этой основе типоразмерного ряда блочных горелок общепромышленного назначения тепловой мощностью от 120 до 5000 квт и отопительных водогрейных котлов — от 100 до 3150 квт.

Главная ценность научных идей и разработок Захида Талибджанова — их исключительно высокая практическая полезность и эффективность. В частности, многотопливные горелочные устройства внедрены на ряде крупнейших предприятий России, Украины, Узбекистана (Ангренская ГРЭС), на восемь разработок проданы лицензии Германии и Болгарии. Типоразмерный ряд блочных и автоматизированных горелок тепловой мощностью от 20 до 5000 квт освоен в серийном производстве Узбекистана ("ИСТАЛ").

Кроме основной работы, Захид Талибджанов в разные годы выполнял множество общественных обязанностей и нагрузок: более 13 лет был членом секции теплообмена излучением Научного совета тепломассопереноса ГКНТ

союза, 6 лет — членом рабочей группы по оценке горелочных устройств стран-членов СЭВ, председателем оргкомитета Международного семинара по блочным горелкам, Всесоюзной конференции "Теория и практика комплексной организации рационального теплообмена и горения при сжигании органических топлив в энергетике и промышленности". Почти 10 лет он возглавлял правление Ташкентского областного научно-технического общества в "Нефтегазпроме", с 1994 г. является членом специализированного совета высшей аттестационной комиссии при правительстве Узбекистана по защите диссертаций на соискание ученых степеней в Институте энергетики и автоматики АН РУз. В 1996-2000 гг. в пяти Европартенариатах, состоявшихся в Германии, Швеции, Италии, Испании, Греции, в составе делегации представлял Республику Узбекистан.

Достижения Захида Талибджанова отмечены семью медалями ВДНХ, званием "Заслуженный изобретатель Республики Узбекистан", в бытность Союза — "Лучший изобретатель Мингазпрома". Золотым Орденом Труда Республики, золотой медалью Комитета по охране окружающей среды Болгарии.

Захид Талибджанов имеет ученую степень кандидата технических наук, избран членом-корреспондентом АН РУз. Его научно-производственная и общественная деятельность широко освещалась в республиканской печати, на радио и телевидении. Главный ее итог — создание научно-производственного предприятия "ИСТАЛ", где находят практическое воплощение его идеи, научные разработки, богатейший опыт энергетика, руководителя, личности.

НПП "ИСТАЛ" — производитель наукоемкой высокоэффективной и чистой аппаратуры и оборудования для систем промышленного и индивидуального водяного и воздушного отопления и горячего водоснабжения. Таким образом, Захид Талибджанов доказал возможность в условиях переходной экономики Республики самофинансирования прикладной науки.

Глубокоуважаемый Захид Садыкович, поздравляем Вас с юбилеем и 10-летием со дня основания НПП "ИСТАЛ"! Желаем Вам здоровья, счастья, семейного благополучия, новых творческих и производственных успехов, процветания предприятия.

Друзья и коллеги

III Республиканский научный семинар-совещание

СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИИ БУРЕНИЯ И КРЕПЛЕНИЯ СКВАЖИН

11 октября 2001 г., в г. Ташкенте прошел III Республиканский научный семинар-совещание "Совершенствование технологии бурения и крепления скважин", организованный Национальной холдинговой компанией "Узбекнефтегаз" и Узбекским научно-инженерным обществом нефтяной и газовой промышленности. В его работе принимали участие ведущие специалисты из НХК "Узбекнефтегаз", АК "Узгеонефтегаздобыча", АК "Узбурнефтегаз", ОАО (УБР) и экспедиций, а также научные сотрудники из ОАО "УзЛИТИнефтгаз", АООТ "Нефтегазконструкция", ТашГТУ, "Чейз Петролеум ЛТД" (Австралия) и других организаций.

На заседаниях семинара было заслушано 37 докладов и сообщений, посвященных различным проблемам технологии бурения и крепления скважин.

Вступительное слово произнес Первый заместитель Председателя компании "Узбекнефтегаз", председатель оргкомитета А.А. Абидов.

Он отметил, что данный семинар-совещание - явление не случайное, ибо активизация геолого-разведочных работ на нефть и газ Президентом страны И.А. Каримовым определена как приоритетное направление в деятельности отрасли .

Следующий, IV Республиканский семинар-совещание планируется провести в 2003 г. в г. Бухаре.

Индекс 896

ОТ РЕДАКЦИИ

Уважаемые авторы!

Предлагаем вам некоторые рекомендации, которыми вы будете пользоваться при подготовке статей к опубликованию.

1. Материал сдается ответственному секретарю журнала (Бахрамов Шухрат Шавкатович, тел. 136-37-43) каждую первую и третью пятницы месяца с 2-х часов дня в редакции журнала (УзЛИТИнефтгаз).
2. Статья (в двух экземплярах) не должна превышать 6 страниц машинописного текста, отпечатанного через два интервала на белой бумаге (можно на дискете в формате Word 97).
3. В статье должно быть не более трех таблиц и трех рисунков, предельно четко вычерченных черной тушью на отдельной странице.
4. Формулы могут быть вписаны от руки, но черной тушью, разборчиво, с четким обозначением больших и малых, греческих и латинских букв, индексов и степеней.
5. Статья должна сопровождаться УДК, указанием места работы и телефона автора (авторов), аннотацией на русском языке, должно прилагаться экспертное заключение. Ссылки на литературу в тексте и в конце даются по номерам (5-6 пунктов).
6. Срок представления статьи ответственному секретарю — не позднее чем за три месяца до начала формирования очередного номера. Редакция оставляет за собой право не возвращать автору сданный в журнал материал, не принимать рукописный вариант, а также статьи, оформленные не по правилам, не допускать замены или добавления нового материала в процессе подготовки номера к изданию.

Благодарим за внимание.

Национальная холдинговая компания «Узбекнефтегаз»

O`ZBEKISTON NEFT VA GAZ JURNALI
УЗБЕКСКИЙ ЖУРНАЛ НЕФТИ И ГАЗА

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

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

Отпечатано в Ташкентской типографии оперативной печати
Подписано в печать 14.11.2001. Формат 60x90 1/8. Усл. печ. л.— 6,0. Уч.-изд. л.— 6,5. Тираж 1500. Заказ 541.