

O'ZBEKISTON

NEFT va GAZ

JURNALI

3/2003

Mustaqillik bayrami
muborak bo'lsin!



УЗБЕКСКИЙ ЖУРНАЛ НЕФТИ И ГАЗА



Поздравляем с днем работника
нефтяной и газовой
промышленности

Ilmiy-texnika

«O'ZBEKISTON NEFT VA GAZ JURNALI»

Научно-технический

«УЗБЕКСКИЙ ЖУРНАЛ НЕФТИ И ГАЗА»

Основан в 1997 г.

Выходит раз в три месяца

3, 2003

ЧРЕДИТЕЛЬ:

Национальная холдинговая компания
«Узбекнефтегаз»

Главный редактор А.К. Рахимов

РЕДАКЦИОННАЯ КОЛЛЕГИЯ:

А.А. Абидов (зам. главного редактора)
С.Р. Аллаев
К.Б. Жумаев
А.А. Закиров
У.Д. Мамаджанов (зам. главного редактора)
У.С. Назаров
Р.Д. Пулатов (ответственный секретарь)
И.Х. Холисматов

© Национальная холдинговая
компания
«Узбекнефтегаз»
Ташкент, 2003 г.

СОДЕРЖАНИЕ

ГЕОЛОГИЯ И ГЕОФИЗИКА

Абидов А.А.

Геодинамика и генезис нефти и газа

Бурлуцкая И.П., Огородников И.В., Халисматов И.Х., Абидов Х.А.

О возможных типах ловушек углеводородов в доюрских отложениях Устюртской синеклизы

Ходжиметов А. И.

Численное моделирование формирования наклонных разрывных нарушений в земной коре Сурхандарьинской мегасинклинали

Бабаджанов Т.Л., Ким Г.Б., Мордвинцев О.П., Рубо В.В., Хасанов Р.Р., Сидорова И.П.

Объекты верхней части земной коры с высокими сейсмоплотностными параметрами и их связь с нефтегазообразованием в Западном Узбекистане

БУРЕНИЕ СКВАЖИН

Рахимов А.К., Курбанов А.Н., Галлямов Р.М., Турсунов Ш.Т., Бутаев Ш.Н.

Эмульсионно-битумный раствор для вскрытия продуктивных горизонтов с пластовым давлением ниже гидростатического

Стекланов Б.Л., Рахимов Р.М.

Решение оптимизационной задачи при выборе и рациональной отработке буровых долот в заданных геолого-технических условиях

ПОДГОТОВКА И ПЕРЕРАБОТКА НЕФТИ И ГАЗА

Назаров У.С., Ли Р.Ч.

Разработка технологии совместной подготовки нефти и газа на нефтегазовых месторождениях

Рахимов Н.Р., Тожиев Р.Ж., Тилаволдиев О., Ахунوف К.Х.

Оптоэлектронный колориметр для контроля за цветовыми различиями нефтепродуктов

ЭКОЛОГИЯ

Базаров Б.И., Юсупов Д., Эрахмедов Д.А.

Многофункциональные экологические альтернативные топлива и топливные добавки

СТРАНИЧКА ЮБИЛЯРА

Ринату Ибрагимовичу Рахимову 70 лет

ИНФОРМАЦИЯ

Защищены диссертации

GEOLOGY AND GEOPHYSICS

- Abidov A.A.**
Geodynamics and genesis of oil and gas 4

- Burluckaya I.P., Ogorodnikov I.V., Halismatov I. Kh., Abidov Kh. A.**
About possible hydrocarbons traps at before Jurassic deposits of
Usturt syncline 19

- Hojimetov A.I.**
Numerical modelling of inclined fracture disturbances at the Earth's
crust of Surkhandaria megasyncline 24

- Babajanov T.L., Kim G.B., Mordvintsev O.P., Rubo V.V., Hasanov R.R.,
Sidorova I.P.**
High velocity and highdensity objects of upper part of the Earth's crust
of the Western Uzbekistan and their relation with oil and gas generation 27

WELL DRILLING

- Rakhimov A.K., Kurbanov A.N., Gallyamov R.M., Tursunov Sh.T.,
Butaev Sh.N.**
Emulsion bitumen mud for drilling-in at formation pressures lower
hydrostatic ones 32

- Steklyanov B.L., Rakhimov R.M.**
Optimization problem decision at selection and rational processing of
drilling bits under given geological and technical conditions 34

OIL AND GAS CONDITIONING AND REFINING

- Nazarov U.S., Lee R.Ch.**
A technology working out for combined oil and gas conditioning at oil
and gas fields 36

- Rakhimov N.R., Tozhiev R.Zh., Tilavoldiev O., Ahynov K.Kh.**
Optoelectronic calorimeter for colour distinctions control of petroleum
products 39

ECOLOGY

- Bazarov B.I., Usupov D., Erahmedov D.A.**
Multifunctional ecological alternative fuels and fuels additives 42

JUBILEER'S PAGE

- Rinat Ibragimovich Rakhimov is seventy** 45

INFORMATION

- Theses are defended** 47

Геодинамика и генезис нефти и газа

А.А. Абилов

(Доклад на Республиканской научно-практической конференции профессорско-преподавательского состава, ТашГТУ, 3-4 июня, 2003 г.)

Конец прошлого и начало нынешнего столетия ознаменовались внедрением в нефтегазовую геологию нового геодинамического подхода к прогнозированию нефтегазоносности недр. Он характеризуется более точным и всесторонним рассмотрением генезиса региональных структурных элементов, контролирующих нефтегазоносность земной коры, и базируется на большом объеме геологических, геофизических и геохимических данных, охватывающих интервал глубин от земной поверхности до низов верхней мантии.

Значительные достижения в области применения геодинамического подхода на практике позволили некоторым исследователям предпринять попытку заменить им традиционный "классический" подход к прогнозированию нефтегазоносности отдельных провинций и областей. Полученные результаты наглядно свидетельствуют об односторонности избранного пути и несостоятельности подобной замены в качестве универсального решения проблемы прогнозирования нефтегазоносности. В этом плане более перспективной является концепция о том, что геодинамический подход логически дополняет "классический". Естественно, что в таком аспекте первоначальному анализу подлежат процессы нефтегазообразования, которые должны теперь рассматриваться с позиции микстгенетического синтеза углеводородов (УВ).

Согласно микстгенетическому синтезу, ключевая роль в генерации УВ из рассеянного органического вещества (РОВ) осадочных толщ отводится особому типу региональных геодинамических структур – каналам глубинного теплопереноса (ГТП), представляющим собой сквозные процищаемые зоны в точках пересечения глубинных разломов. Поднимаясь по ним, ювенильные флюи-

ды водорода, метана, окиси углерода и др. соединений достигают верхних этажей земной коры, где активно взаимодействуют с РОВ осадочных толщ, существенно повышая их нефтегазогенерирующий потенциал. Понимание этих механизмов позволяет по-новому оценить перспективы всех существующих нефтегазоносных провинций и областей мира.

Методологический подход

Современный методологический подход к прогнозированию нефтегазоносности недр основан на двух взаимодополняющих подходах:

- геодинамическом – к исследованию генезиса региональных геоструктурных элементов, контролирующих нефтегазоносность недр;

- "классическом" – к нефтегазогеологическому районированию литосферных плит Земли.

При таком подходе геодинамика, тектоника и литогенез составляют триаду единого геологического процесса, определяющего развитие и нефтегазоносность земной коры [1]. Тектонический и литологический факторы детально исследованы в XX в. и положены в основу многих прогнозных построений. Геодинамический начал практически применяться лишь в конце прошлого века и имеет ряд особенностей, связанных с его использованием в системе прогноза нефтегазоносности континентальных регионов, остаются нераскрытыми. Углубленное изучение их позволит выявить и уточнить новые механизмы нефтегазообразования и накопления, а также установить ранее неизвестные особенности размещения крупных скоплений углеводородов, что обусловит повышение степени достоверности прогноза нефтегазоносности недр.

На основе триады была составлена новая классификация нефтегазоносных провин-

Геодинамическая обстановка формирования региональных структурных элементов			Нефтегазовые провинции						
тип	вид	тип	перипротерозойско-палеозойские	палеозойские	палеозойско-мезозойские	мезозойские	мезозойско-кайнозойские	кайнозойские	палеозойско-мезокайнозойские
Региональные	Рифтоидные						Русско-Нельская	Тингитидская	
	Протокайнозойский								Красноярская
Срединные	Атлантический								
	Пассаты								
Экстензивные	Атлантический								
	Импактный		Волго-Уральская, Лепель-Тунгусская, Мидленд-Нинская, Центрально-Австралийская	Балтийская, Амурская, Марионская, Парикская, Центрально-Африканская, Тимано-Печорская, Персико-Бенгальская	Принкипская, Уэст-Ирландская, Гренландская, Западно-Канадская, Северо-Кавказская, Янцзинская, Восточно-Австралийская	Парижско-Германская, Туринская, Западно-Сибирская	Принкипская, Шанхайская, Бохайнская, Северо-Аравийская, Малийско-Синьская		Североморская, Восточно-Аравийская, Сахаро-Восточно-Средиземноморская
	Обдукционный								
	Острозубый							Марионский о-в, Курильский о-в, Командорский о-в, Алеутский о-в	
Экстензивные	Субдукционные	Активный				Иберия-Пиренейская	Сардиния-Сицилийская, Синая, Английский п-ов НГП, Сев. Преданкий, Южно-Преданкий, Ново-Гвинейская	Ионийско-Сардинская, Суэто-Синайская, Суэто-Синайская, Северо-Запад Новой Зеландии, Восточно-Индонезийская, Филиппинская	Верхнеамурская-Центрально-Преданкийская
		Кратонный				Преданкийская			Скалистых гор
	Коллизионные (комплексные)	Гималайский		Тибет-Шанхай, Кузнецко-Северо-Монгольская	Преданкийская	Монголо-Амурская	Тибет-Шанхай-Кузнецко-Амурская, Байкало-Амурская, Преданкийская, Меланезийская, Аляскинско-Гималайский п-ов НГП		Таримско-Цейлонская
		Кавказский		Преданкийская, Юго-Восток Кавказа, Убунго-Умунго, Преданкийская			Преданкийско-Преданкийская		Северо-Преданкийско-Балканская, Меланезийская

Литосферные плиты: ЕАЛП-Евразийская, САЛП-Северо-Американская, ЮАЛП-Южно-Американская, АЛП-Африканская, СЛП-Сомалийская.



1



2

рис. 1. Сводная классификация нефтегазоносных провинций земной коры по А.А. Абидову: вероятность обнаружения таких типов НГП в литосферных плитах очень низка; 2- сравнительно выше

ной коры (рис. 1). Используемый подход волил автору перевести группу провинций палеозойским этажом нефтегазоносности в ряд позднотерозойско-палеозойских за счет включения в него комплексов погребенных палеорифтовых систем позднотерозойского возраста. В перспективе после детального изучения планируется также перевести группу провинций с мезозойским этажом нефтегазоносности в разряд палеозойско-мезозойских за счет включения в него осадочных комплексов погребенных палеорифтовых систем палеозойского периода.

Согласно данной классификации все известные нефтегазоносные провинции мира характеризуются определенными геодинамическими обстановками формирования региональных геоструктурных элементов, контролирующими процессы нефтегазоаккумуляции в земной коре. Наряду с этим внедрение геодинамических

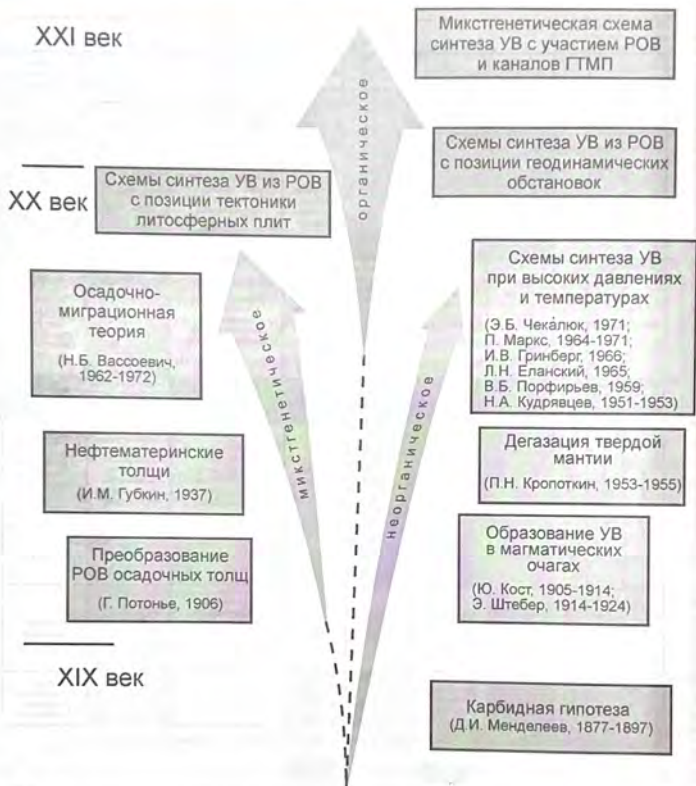


Рис.2. Три основных направления научных взглядов на генезис нефти и газа

принципов в нефтегазогеологическую науку обуславливает необходимость внесения отдельных уточнений в вопросы генезиса нефти и газа. Исходя из системного подхода к явлениям, происходящим не только в осадочной оболочке, но и в целом в земной коре и верхней мантии, целесообразно провести более широкий анализ эволюции взглядов на происхождение нефти и газа в зависимости от появления новых данных.

Обзор научных взглядов на генезис нефти и газа

Все существующие теории и гипотезы происхождения нефти и газа, не считая экзотических (космическая, радиоактивная и т.п.), можно свести к трем основным направлениям – органическому, неорганическому и микстгенетическому, которые возникли и развивались в процессе получения и осмысления новой информации (рис.2).

Первые два направления активно разрабатывались с начала XX века и широко известны по публикациям ряда крупных ученых, придерживающихся как органического (Г. Поныше, И.М. Губкин, Н.Б. Вассоевич, А.М. Акмолджаев, М.К. Калинин, Б. Тиссо, Д. Велье, Дж. Хант, В.Е. Ханн, В.П. Гаврилов, Б.А. Яколов, А.А. Бакиров, О.Г. Сорохтин и др.), так и неорганического (Д.И. Менделеев, Ю. Лост, Э. Штебер, П.Н. Кропоткин, Н.А. Кудявцев, В.Б. Порфирьев, Л.Н. Еланский, И.В. Ринберг, П. Макс, Э.Б. Чекалюк и др.) взглядов на происхождение нефти и газа.

Микстгенетическое направление разрабатывается в течение последних лет и подтверждается обширным фактическим материалом, полученным в процессе геодинамических исследований нефтегазоносных регионов Узбекистана [3-4].

Признание большинством ученых значения глубинных факторов в формировании залежей нефти и газа уже стало реальностью [5-12]. При этом ключевая роль отводится высокотемпературным потокам глубинных флюидов, которые в ряду с известными геологическими процессами и определяют нефтегазогенерирующий потенциал региональных геодинамических структур.

Считается, что эти флюидные потоки представляют собой продукты дегазации вещества верхней мантии и состоят из паров воды, углекислого газа, водорода, гелия, метана и других соединений. Масштабы дегазации стали особенно очевидны после обнаружения в рифтовых зонах Мирового океана крупных выходов горячих струй воды (350°C), несущих водород, углекислый газ, серу, сульфиды и гидроокислы металлов. В пределах континентальных окраин – главных нефтегазоносных зон Земли вертикально направленные флюидные потоки могут выступать как элементы глубинного теплопереноса, являясь мощным средством извлечения "зрелых" углеводородов из нефтематеринских пород и перемещения их в коллекторские горизонты и ловушки [5]. Кроме того, согласно микстгенетической схеме природного синтеза углеводородов непосредственно участвуют в преобразовании РОВ в углеводородные флюиды на равнине химических реакций.

Подобное воздействие глубинного теплопереноса на нефтематеринские толщи

внутриконтинентальных осадочных бассейнов подтверждается приуроченностью скоплений УВ к глубинным разломам, наблюдаемыми там эманациями водорода, гелия, метана, окиси углерода, углекислого газа и других соединений глубинного происхождения, проявлениями метана ниже зон нефтегазогенерации в скважинах, наличием интенсивных изометричных аномалий плотности теплового потока, зон АВПД, гидрогеологических и геохимических аномалий, а также повышенным содержанием в залежах углеводородов углекислого газа, сероводорода и других вулканогенных продуктов.

Таким образом, имеются многочисленные данные о воздействии глубинных факторов на РОВ осадочных толщ в процессе образования залежей нефти и газа. На этом этапе развития микстгенетического направления актуальной проблемой становится количественная сторона воздействия процесса глубинного теплопереноса на преобразование РОВ.

Цель и объекты исследований

Разработка микстгенетической схемы природного синтеза УВ ставит своей целью выработать унифицированный подход к изучению вопроса нефтегазообразования в условиях различных геодинамических обстановок на основе точных физических и химических законов.

Принцип действия микстгенетической схемы базируется на взаимодействии двух реально существующих компонентов – рассеянного органического вещества осадочных толщ и ювенильных высокотемпературных флюидов, поднимающихся по каналам глубинного теплопереноса. Последние представляют собой раздробленные проницаемые зоны в точках пересечения глубинных разломов. По ним высокотемпературные ювенильные флюиды водорода, метана, окиси углерода, воды и других соединений поднимаются к поверхности из древних магматических очагов, взаимодействуя на своем пути с РОВ осадочных толщ.

Принципиальная модель микстгенетической схемы природного синтеза углеводородов (рис. 3) отображает цикл причинно-следственных связей главных ее элементов: 1) каналы ГТМП; 2) поднимающиеся по ним глубинные флюиды CO_2 , N_2 , H_2 , H_2O , CO , CH_4 , He , Ar и др.; 3) аномальные термобари-

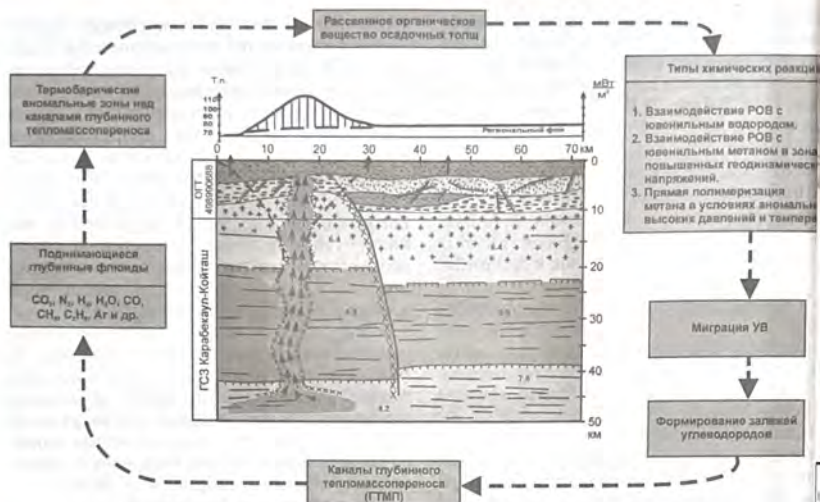


Рис. 3. Принципиальная модель миксгенетической схемы природного синтеза углеводородов

ческие зоны над каналами ГТМП; 4) РОВ осадочных толщ; 5) типы химических реакций, отражающих взаимодействие РОВ с ювенильным водородом и метаном, прямую полимеризацию его и прочих УВ; 6) миграцию синтезированных УВ; 7) формирование залежей нефти и газа. Эта цепочка между образованием залежей УВ и каналами ГТМП показывает пространственно-генетическую связь последних с известными зонами крупных скоплений нефти и газа. При этом расположенные над каналами аномальные термобарические зоны обладают повышенным нефтегазогенерирующим потенциалом и представляют практический интерес для поисков крупных скоплений нефти и газа.

Согласно предложенной миксгенетической схеме основными объектами целенаправленных нефтегазогеологических исследований являются многочисленные каналы ГТМП, расположенные в различных нефтегазоносных провинциях мира. В перспективе по мере их детального изучения, сопоставления и систематизации должна быть создана миксгенетическая теория образования УВ.

Методика исследований

Начальный этап разработки миксгенетической схемы заключался в картировании группы реально существующих каналов ГТМП, расположенных на территории пяти нефтегазоносных регионов Узбекистана, и изучении их внутреннего строения, определении состава поднимающихся по ним глубинных флюидов и оценке возможных химических реакций синтеза УВ при взаимодействии РОВ осадочных толщ. Для этого были использованы все имеющиеся геолого-геофизические данные.

Картирование каналов ГТМП осуществлялось по интенсивным изометричным anomaly плотностям теплового потока с амплитудами 90-120 мВт/м² при фоновых значениях геотермического поля не более 65. Для этих были составлены новые более детальные карты плотности теплового потока Устюртско-Бухаро-Хивинского, Ферганского, Юго-Западно-Гиссарского и Сурхандарьинского нефтегазоносных регионов Узбекистана, на которых выделено около 20 аномалий, соответствующих вышеуказанным признакам.

применительно к закартированным объектам для выполнения пространственной корреляции с зонами АВПД, гидрогеологическими и геохимическими аномалиями, крупными скоплениями нефти и газа.

Для изучения внутреннего строения канала ГТМП отбирались объекты, где области интенсивных изометричных аномалий пере-
сечены профилями сейсмических наблюде-

ний методами ГСЗ и глубинного ОГТ. К ним относятся каналы, расположенные в районах месторождений Уртабулак, Тегермен, Газли, площади Гаджак-Боянгора, Мурунтау, а также в пределах погребенной палеорифтовой системы Бухаро-Хивинского региона (рис. 4, 5, 6). Указанные каналы отражаются на сейсмических разрезах в виде субвертикальных зон отсутствия отражений в земной коре. Уста-

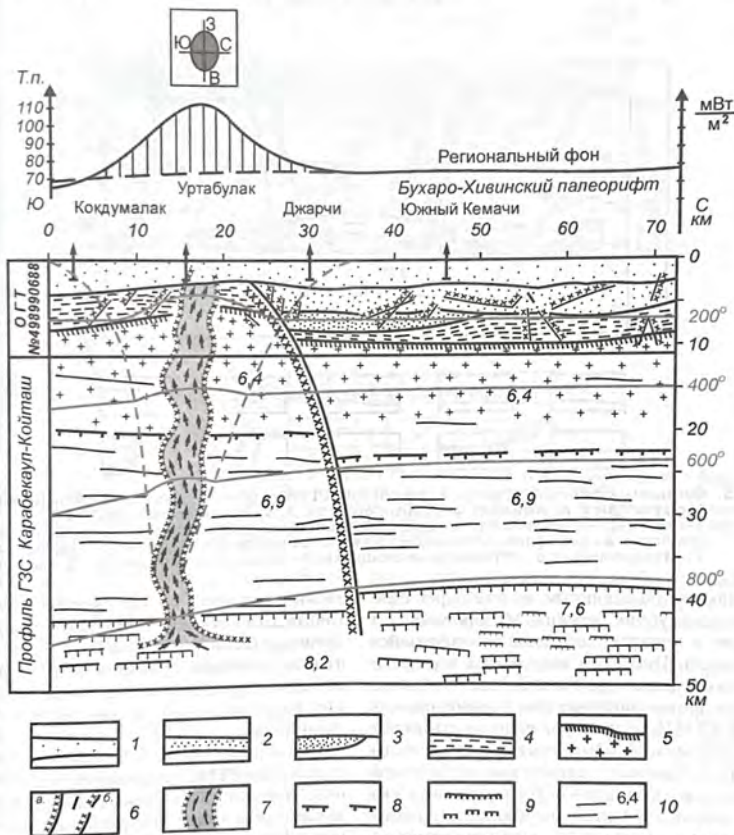


Рис.4. Физико-геологический разрез канала ГТМП в районе месторождения Уртабулак (составили А.А. Абилов, Ф.Г. Долгополов, А.А. Поликарпов; 2001 г.):

1 – мезозой-кайнозойский чехол; 2 – верхний рифтовый комплекс; 3 – нижний рифтовый комплекс; 4 – дорифтовое основание; 5 – кристаллический фундамент; 6 – разрывные нарушения; а) сквозькоровые, б) верхнекоровые; 7 – канал ГТМП; 8 – граница Конрада; 9 – Мохоровичича; 10 – отражающие площадки и скорости упругих волн

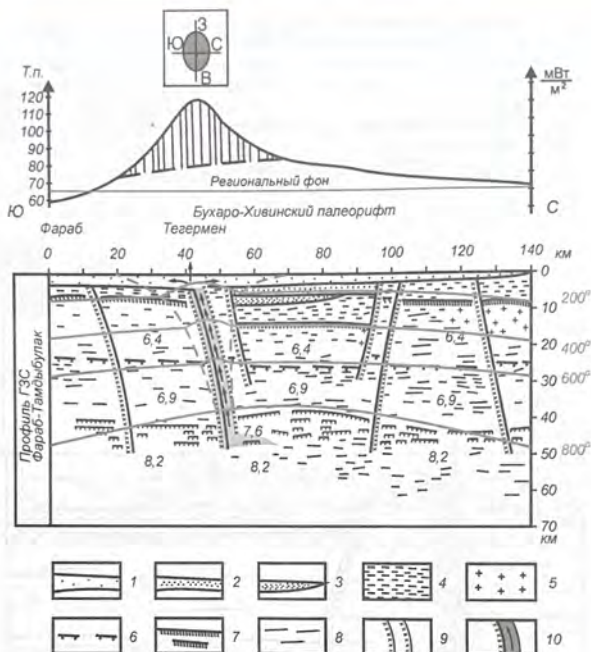


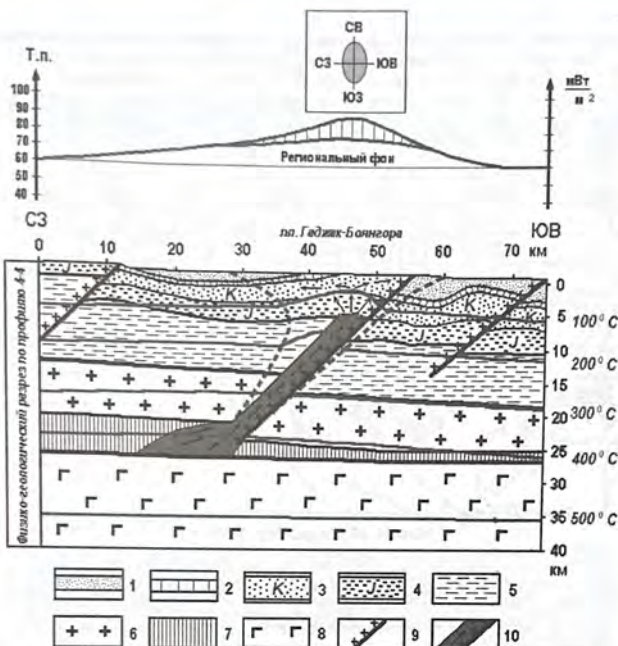
Рис.5. Физико-геологический разрез канала ГТМП в районе месторождения Тегермен (составили А.А. Абилов, Ф.Г. Долгополов, А.А. Поликарпов; 2001 г.): 1 – мезозой-кайнозойский чехол; 2 – верхний рифтовый комплекс; 3 – нижний рифтовый комплекс; 4 – дорифтовое основание; 5 – кристаллический фундамент; 6 – граница Конра; 7 – Мохоровичича; 8 – отражающие площадки; 9 – разрывные нарушения, 10 – канал ГТМП

новлено, что большинство из них берет свое начало на глубине границы Мохоровичича и затухает в нижней части мезозой-кайнозойского чехла. При этом ширина их в разрезе обычно составляет не более 5-7 км.

Полученные физические параметры каналов ГТМП позволили выполнить необходимые термодинамические расчеты и определить наиболее вероятные источники глубинных флюидов. Установлено, что максимальное увеличение аномальной температуры наблюдается непосредственно над каналами на уровне подошвы осадочного чехла, где она на 30-55°C превышает нормальные значения и опускается до них по мере удаления от осей каналов на рас-

стояние порядка 30 км. В этом случае точниками глубинных флюидов могут быть древние магматические очаги, расположенные на глубине границы Мохоровичича, которые хорошо выделяются на сейсмических разрезах в виде реликтов мантийных диапиров.

Для определения состава поднимающихся по каналам ГТМП из древних магматических очагов глубинных флюидов использовались данные полевых и лабораторных исследований. Комплексные полевые наблюдения, включающие температурную и эманиционную съемки, проводились силами Кызыл-Кумской экспедиции на одном из выходящих на дневную поверхность каналов в рай-



ис. 6. Физико-геологический разрез канала ГТМП в районе площади Гаджак - Боянгора (составили А.А. Абилов, Ф.Г. Долгополов, А.А. Поликарпов; 1999 г.): 1 – неоген-четвертичные отложения; 2 – палеогеновые, 3 – меловые; 4 – юрские; 5 – палеозойский комплекс; 6 – кристаллический фундамент; 7 – слой дилатансии; 8 – нижняя кора; 9 – наклонные разрывные нарушения; 10 – канал ГТМП

грунтау (Центральные Кызылкумы). В результате на площади 16 км² экспериментально установлены глубинные проявления водорода, гелия и метана. Их аномальные концентрации в рыхлых отложениях составляют 0 и 0,035 мл/кг при фоновом значении для иона менее 0,005.

Лабораторные исследования газифлюидных почений в аксессуарных минералах пород матических комплексов Срединного Тянья проводились Р.Г. Юсуповым и Я.М. Раковым [13]. По своему петрологическому таву они могут служить аналогами древних матических очагов на глубине границы Моюичича. На основе полученных данных усенный состав глубинных флюидов следующий: углекислый газ, азот, водород, вода,

окись углерода, метан и др. (табл. 1). Наиболее вероятно, что эти соединения образуются в ходе реакций в восходящих водородных флюидных потоках Земли (табл. 2).

Оценка возможных химических реакций микстенетического синтеза УВ проводилась на основе анализа имеющихся литературных источников и новых фактических данных о химическом составе глубинных флюидов и термобарических параметрах каналов ГТМП. Рассмотрены три типа химических реакций микстенетического синтеза УВ:

- взаимодействие РОВ с ювенильным водородом;
- взаимодействие РОВ с ювенильным металлом в зонах повышенных геодинамических напряжений;

Состав газофлюидных включений в аксессуарных баротугоплавких минералах порфироидных 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 ₂ O	CO	CH ₄	C ₂ H ₆	O ₂	Ar
K-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
K-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	—
K-3	19,4	30,3	23,7	20	1,8	2	10,5	—	0,1
K-69	15,3	41,8	16,4	8,8	2,1	1,8	12,7	1,3	0,1
Среднее значение	34,4	31,6	15,1	9,9	1,4	1,3	6	0,9	0,1

Табл

Реакции в восходящих водородных флюидных потоках Земли (по А.А. Маракушеву, 1999 г.)

Реакция	Термодинамические характеристики, кДж		
	ΔH_{289}	ΔG_{289}	ΔG_{1200}
$H_2 + CO = C + H_2O$	- 131,3	- 91,4	+ 36,4
$3H_2 + CO = CH_4 + H_2O$	- 206,1	- 142,1	+ 78,0
$2H_2 + 2CO = CH_4 + CO_2$	- 247,3	- 170,7	+ 81,2
$H_2 + 3CO = 2C + CO_2 + H_2O$	- 303,7	- 211,4	+ 75,9
$5H_2 + 3CO = 2CH_4 + CO_2 + H_2O$	- 453,4	- 312,8	+ 159,2

Термодинамические характеристики отражают смещение реакций вправо при охлаждении.

- прямая полимеризация метана и прочих УВ в условиях аномально высоких давлений и температур.

Результаты исследований

Наиболее полная и наглядная картина действия микстгенетической схемы природного синтеза УВ получена для территории Бухаро-Хивинского нефтегазоносного региона. Это связано с тем, что здесь накоплен наибольший объем разносторонней геолого-геофизической информации.

На основе карты плотности теплового потока в регионе было закартировано 10 интенсивных изометричных аномалий плотности теплового потока, связанных с активно дей-

ствующими каналами ГТПП (рис. 7). Они расположены в точках пересечения бинных разломов палеозойского возраста, приуроченных к погребенной палеорифтовой системе. Указанные объекты активировались около 20 млн. лет назад в продолжение орогенного геодинамического жима, обусловленного столкновением Индийской, Индо-Австралийской и Евразийской плит. Для закартированных каналов ГТПП четко прослеживается пространственная корреляция с зонами АВПД, гидрогеохимическими и геохимическими аномалиями, крупными скоплениями УВ.

Более детальное изучение внутрен-

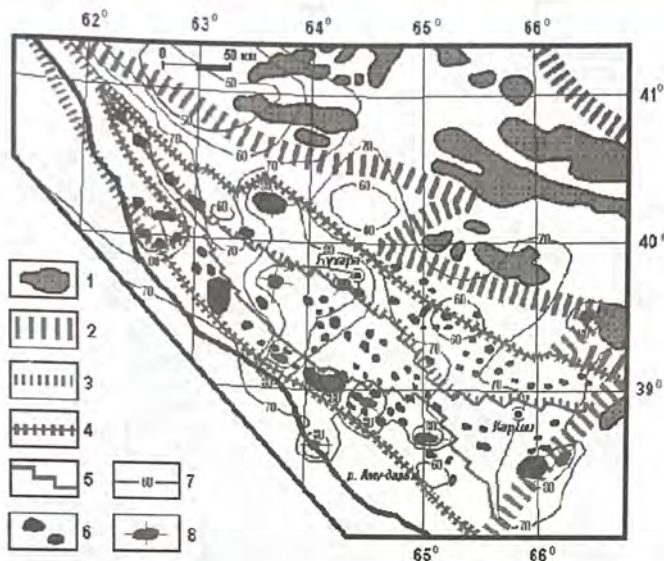


рис. 7. Схема взаимосвязи размещения крупных скоплений углеводородов и аномалий плотности теплового потока в пределах Бухаро-Хивинского региона (составили А.А. Абилов, Ф.Г. Долгополов, А.А. Поликарпов; 2002 г.):

1 – выходы на дневную поверхность палеозойских образований; 2 – границы литосферных блоков; 3 – тектонических ступеней; 4 – контуры погребенной палеорифтовой системы; 5 – границы центрального грабена; 6 – скопления углеводородов, 7 – изолинии плотности теплового потока, мВт/м²; 8 – интенсивные изометричные аномалии над каналами ГТМП

роения каналов ГТМП в районах месторождений Уртабулак, Тегермен, Газли, Денгизль и др. показало, что в разрезе им соответствуют субвертикальные проницаемые зоны шириной 5-7 км. Они берут свое начало на юбине границы Мохоровичича и затухают в южной части мезозой-кайнозойского чехла. Источниками глубинных флюидов являются утратившие своей активности области древних магматических очагов, связанных с погребенным Бухаро-Хивинским палеорифмом позднепалеозойского возраста.

В этом случае полный химический состав поднимающихся из магматических очагов глубинных флюидов должен быть близок к магматическим газам. Как правило, они состоят из водяного пара, углекислого газа, метана, углерода, окиси серы, сероводорода, азота, водорода, аммиака и других элемен-

тов, которые активно реагируют друг с другом при подъеме по мере смещения химического равновесия в канале, которое напрямую зависит от его термобарических параметров. В его начале на уровне магматического очага значения температуры и давления достигают 800-850°C и 10-12 кбар соответственно. В нижней части мезозой-кайнозойского чехла, где канал заканчивается, они уменьшаются до 200-250°C и 1-2 кбар.

Поднимающиеся по каналам ГТМП глубинные флюиды встречают на своем пути различные осадочные толщи, обогащенные РОВ. К ним относятся нижнепалеозойский дорифтовый комплекс пассивной континентальной окраины (S-D), верхнепалеозойские комплексы асимметричной и симметричной рифтовых долин (C₂-C₃) и покрывающие их юрские и меловые отложения мезозой-кай-



Рис. 8. Иерархическое дерево геодинамических систем литосферы Средней Азии

нозойского чехла. Они залегают в интервале глубин от 10 до 1 км и в совокупности представляют собой значительный региональный источник РОВ, сосредоточенный в верхней части земной коры.

На основе сопоставления термобарических параметров каналов ГТМП, состава поднимающихся по ним глубинных флюидов и глубин залегания осадочных толщ, обогащенных РОВ, можно выделить три главных последовательных типа химических реакций, которые будут протекать в условиях ано-

мальных термобарических зон, расположенных вокруг каналов:

- 1) прямая полимеризация ювенильного тана и прочих УВ в нижней части аномальных термобарических зон при температуре 600°C и давлении 5-15 кбар;
- 2) взаимодействие РОВ с ювенильным таном средней части этих зон при 200-400°C и 2-5 кбар;
- 3) взаимодействие РОВ с ювенильным дорогом в пределах верхней части зон при 100-250°C и 0,5-2,5 кбар.

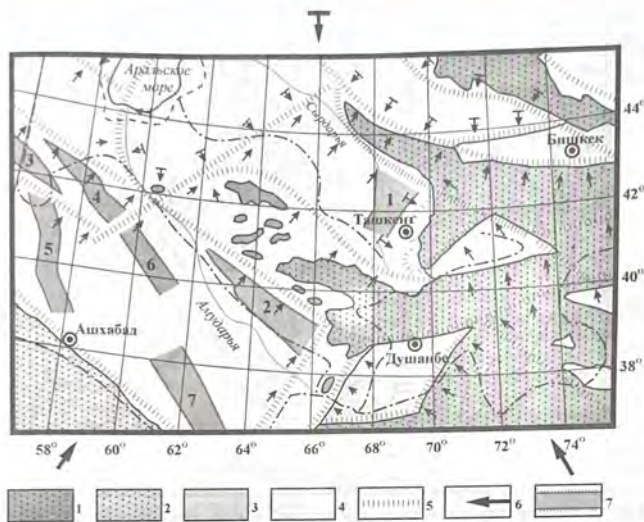


рис.9. Схема размещения палеорифтовых систем юго-востока Туранской платформы (составили А.А. Абилов, Ф.Г. Долгополов; 2000 г.)

1 – выходы на дневную поверхность палеозойских образований; 2 – то же дислоцированных мезозойских образований; 3 – межгорные впадины; 4 – платформенные области; 5 – границы литосферных блоков; 6 – геодинамические силы; 7 – погребенные палеорифтовые системы (цифры на рис.): 1 – Средне-Сырдарьинская, 2 – Бухаро-Хивинская, 3 – Асаккеауданская, 4 – Дарьялык-Дауданская, 5 – Узбойская, 6 – Хивинская, 7 – Мургабская

Аналогичная картина действия микстгенетической схемы природного синтеза УВ характерна и для остальных нефтегазоносных регионов Узбекистана, хотя имеет там меньше фактологическое подтверждение.

Область применения

Разработанная микстгенетическая схема природного синтеза УВ позволяет по-новому оценить нефтегазоперспективность региональных геодинамических структур Узбекистана. В зависимости от масштабов рассматриваемых объектов и формирующих их механических сил существует иерархическая последовательность геодинамических систем различного уровня, которую можно отобразить в виде иерархического дерева (рис. 8). В основе его лежит "корневая система", представляющая собой сводную классификацию нефтегазоносных провинций земной коры, базирующуюся на геодинамических обстанов-

ках, связанных с движением литосферных плит Земли. В качестве возможных условий нефтегазообразования здесь выделяются активные и пассивные окраины континентов, рифтовые системы, горячие точки и надвигово-поддвиговые зоны.

"Стол" иерархического дерева олицетворяет собой геодинамику литосферы Средней Азии. В его основу положено геодинамическое взаимодействие литосферных блоков, обусловленное движением сопредельных литосферных плит. В качестве возможных условий нефтегазообразования здесь выделяются региональные структуры чехла, надвигово-поддвиговые зоны межгорных впадин, каналы ГТМП, погребенные палеорифтовые системы, надрифтовые осадочные бассейны, аккреционные палеопризмы и пассивные палеоокраины.

"Ветви" дерева отражают геодинамику Ус-туртского, Бухаро-Хивинского, Сурхандарь-



Рис.10. Схема распространения глобальных поясов нефтегазоносности в современной структуре Земли (В.Е.Хаин, Л.Э.Левин, 2001 г.):
глобальные пояса: 1 – современных пассивных окраин; 2 – активных; 3 – древних пассивных; 4 – внутри платформенных синеклиз; 5 – межгорных впадин орогенов; 6 – срединно-океанические хребты

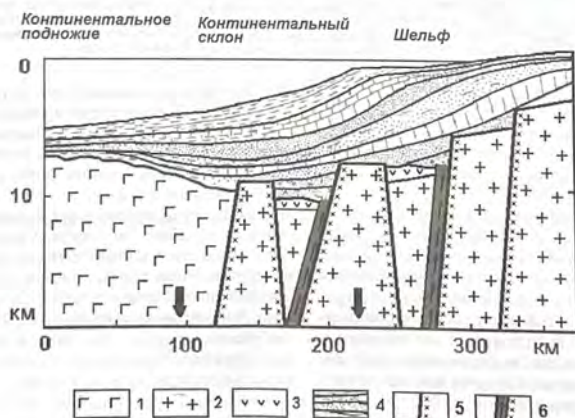


Рис.11. Принципиальная схема расположения каналов ГТП в эпигемирифтогенной структуре (с использованием данных Е.Зейболда, В.Бергера, 1984):
1 – океаническая кора; 2 – континентальная кора; 3 – вулканические образования; 4 – осадочная призма; 5 – глубинные разломы; 6 – каналы ГТП

ского, Юго-Западно-Гиссарского и Ферганского нефтегазоносных регионов Узбекистана, обусловленную взаимодействием отдельных литосферных блоков. В пределах нефтегазоносных регионов выделяются континентные нефтегазоперспективные геодинамические структуры регионального уровня. К ним относятся поднятия и прогибы чехла, валы глубинного тепломассопереноса, дивгово-поддвиговые зоны, погребенные палеорифтовые системы, надрифтовые осадочные бассейны, аккреционные палеопризалы, пассивные палеоокраины и другие возмозжные объекты.

К настоящему времени в мировой практике геологоразведочных работ на нефть и газ в пределах континентальных платформ наиболее перспективными считаются погребенные палеорифтовые системы. В 1994 г. под научным руководством автора впервые были начаты целенаправленные геодинамические исследования палеорифтовых систем Туранской платформы с целью оценки перспектив их нефтегазоносности. Они включали анализ передового зарубежного опыта, сбор и систематизацию фактических данных по конкретным структурам, комплексную интерпретацию имеющейся геолого-офизической информации, картирование и численное математическое моделирование процессов формирования рассматриваемых объектов. В результате составлена схема их размещения (рис. 9). Наибольший практический интерес здесь представляет палеорифтовая система Бухаро-Хивинского региона, в пределах которой начаты геолого-офизические исследования в рамках международного проекта "Палеорифт". Углубленное изучение ее позволило существенно уточнить главные элементы внутреннего строения. К ним относятся хорошо известные структуры двух бортов, центрального грабена, осевой дайки и реликта антиклинного диапира. Принципиально новый результат заключается в том, что в ее пределах установлены многочисленные действующие каналы глубинного тепломассопереноса, представляющие собой издробиленные проницаемые зоны в точках пересечения разломов. По ним глубинные высокотемпературные флюиды воды, метана, окиси углерода и других со-

единений поднимаются к поверхности, где взаимодействуют с РОВ осадочных толщ, существенно повышая их нефтегазогенерирующий потенциал.

Для оценки роли каналов ГТМП в формировании крупных скоплений углеводородов Земли рассмотрим один наиболее яркий пример. К настоящему времени установлено, что большая часть глобальных поясов нефтегазоносности Земного шара приурочена к пассивным окраинам континентов [14], образующим три планетарных пояса: Средиземноморско-Персидский, Индоокеанско-Атлантический, Циркумарктический (рис.10). Их древние аналоги несколько меньше распространены в современном геологическом пространстве и расположены вдоль склонов платформ, которые обращены к разновозрастным орогенам: Средиземноморскому, Андам, Кордильерам и др.

Согласно сводной классификации "по окраинам континентов, обращенных к срединно-океаническому хребту, выделяются нефтегазоносные провинции, имеющие либо одинаковый, либо сравнимый стратиграфический диапазон продуктивности" [1, с. 96]. В соответствии с данной закономерностью можно сделать вывод, которому до настоящего времени не придавалось должного значения. Он заключается в том, что в основании всех пассивных окраин, прошедших три подстадии геодинамического развития, должна находиться погребенная региональная геотектоническая структура, представляющая собой половину древней рифтовой системы.

Рассматриваемую геоструктуру было бы целесообразно определить термином "гемирифт", т.е. "полурифт" [15]. Аналогично рифтовым системам в их пределах существуют благоприятные геодинамические условия для формирования и деятельности многочисленных каналов ГТМП (рис. 11).

Таким образом, геодинамически пассивные современные континентальные окраины представляют собой достаточно активные эпигемирифтогенные структуры, которые характеризуются повышенным нефтегазогенерирующим потенциалом, обусловленным деятельностью многочисленных каналов ГТМП. Их геодинамическая обстановка полностью соответствует микстгенетической схеме природного синтеза углеводородов.

Дальнейшие задачи

Исследования в области разработки микстгенетической схемы природного синтеза УВ необходимо сосредоточить на следующих направлениях:

1) картирование каналов ГТМП в пределах всех известных нефтегазоносных провинций Земного шара;

2) уточнение физических параметров каналов ГТМП;

3) экспериментальное моделирование микстгенетического синтеза УВ с помощью лабора-

торных термобарических установок.

Разработка микстгенетической схемы природного синтеза УВ на основе имеющегося фактического материала по нефтегазоносным регионам Узбекистана показала, что применяемая методика без каких-либо ограничений может быть использована применительно к другим нефтегазоносным провинциям и областям мира. В практическом плане это ведет к переоценке их ресурсной базы и определению новых стратегических направлений геологических работ на нефть и газ.

ЛИТЕРАТУРА

1. Абидов А.А. Нефтегазоносность литосферных плит. Ташкент: Фан, 1994. 128 с.
2. Бакиров А.А., Бакиров Э.А., Мелик-Пашаев В.С. и др. Теоретические основы поисков и разведки скважин нефти и газа. М.: Высшая школа, 1987. 384 с.
3. 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.
4. Абидов А.А. Классическая геология на современном этапе развития // Узбекский журнал нефти и газа, 2002, №4. С. 4-10.
5. Хаин В.Е., Соколов Б.А. Окраины континентов - главные нефтегазоносные зоны Земли // Геология, 1997, №7. С. 49-60.
6. Дмитриевский А.Н., Сагалевиц А.М., Баланюк И.Е., Матвиенков В.В. Роль гидротермальной дегазации в процессах углеорообразования // Геология нефти и газа, 1996, №8. С. 4-13.
7. Клещев К.А., Матвиенков В.В., Баланюк И.Е., Седов А.П. Возможность образования углеводородов в океаническом дне // Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений, 1996, №7. С. 21-27.
8. Клещев К.А., Шейн В.С., Астафьев Д.А., Петров А.И. Плитотектонические критерии прогноза нефтегазоносности // Геодинамика, стратиграфия и нефтегазоносность осадочных бассейнов России. М.: ВНИГНИ, 2001. С. 3-18.
9. Валяев Б.М. Углеводородная дегазация Земли и генезис нефтегазоконденсатных месторождений // Геология промышленности, 1997. С. 6-10.
10. Гаврилов В.П. Геодинамическая модель нефтегазообразования в литосфере и ее следствия // Геология нефти и газа, 1998, №6. С. 2-12.
11. Иванников В.И. Конструктивный подход к проблеме нефтегазообразования // Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений, 2000, №2. С. 36-38.
12. Чебаненко И.И., Ключко В.П., Токовенко В.С., Евдошук Н.И. Осадочно-неорганическая теория формирования нефтяных и газовых месторождений // Геология нефти и газа, 2000, №5. С. 50-52.
13. Юсупов Р.Г., Рафиков Я.М. Акцессорные минералы барофильно-тугоплавкого типа из пород магматических комплексов. Газовый состав флюидных включений (Срединный Тянь-Шань) // ДАН РУз, 2000, №2. С. 37-44.
14. Хаин В.Е., Левин Л.Э. Геодинамические типы глобальных поясов нефтегазоносности и их особенности. Геология и геофизика, 2001, т. 42, №11-12. С. 1724-1738.
15. Абидов А.А., Долгополов Ф.Г. Об эпигемирифтогенной природе пассивных континентальных окраин // Узбекский журнал нефти и газа, 2003, №1. С. 4-10.

ANNOTATION

A working out of the mixgenetic scheme of hydrocarbons natural synthesis focuses on a unified approach to a decision of the oil and gas generation problem under different geodynamic conditions on the basis of exact physical and chemical laws.

О ВОЗМОЖНЫХ ТИПАХ ЛОВУШЕК УГЛЕВОДОРОДОВ В ДОЮРСКИХ ОТЛОЖЕНИЯХ УСТЬЮРТСКОЙ СИНЕКЛИЗЫ

П. Бурлуцкая, И.В. Огородников, И.Х. Халисматов, Х.А. Абидов
 К "Узгеонефтегаздобыча", ТашГТУ)

Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности Устьюртской синеклизы, расположенной на стыке генетически разнородных тектонических элементов земной коры, рассмотрены в трудах [1, 2, 3, 4]. Сравнительный анализ ее геологических разрезов и прилегающей с севера Прикаспийской синеклизы позволил установить прослеживаемость на их территории продуктивных толщ каменноугольного возраста [3]. Это подтверждается результатами исследований сейсмических фактов, выполненных японскими специалистами, по данным которых выявлена отчетливая структура холмистой формы, интерпретируемая как карбонатная постройка.

Верхнепалеозойская карбонатная толща разделяется на две части: верхнюю, эрозионную, относящуюся к среднему-нижнему карбону, и нижнюю, не подвергнутую этим процессам, – к нижнему карбону-нижнему вону. Авторы [1, 2 и др.] предполагают возможность сохранения значительных скоплений УВ в ловушках ее внутренней структуры, что обеспечивалось слабой затронутостью этой части разреза эрозионными процессами. Г. Кирюхин и др. выделяют в рассматриваемом комплексе пород зону развития структурных и неструктурных ловушек и области распространения преимущественно глинистых и глинисто-аргиллитовых покрышек, подтверждающих тем самым возможность нахождения залежей УВ со значительными запасами.

Несмотря на то что в доюрском комплексе Устьюртской синеклизы на сегодняшний день выявлено ни одного крупного промышленного скопления УВ, на некоторых площадях кв. 18 Акчалак: Q_1 – до 308 тыс. м³/сут, скв. Карачалак, скв. 1П Северная Урга: газовые проявления до 1 млн. м³, абсолютно свободный (бит) получены значительные притоки угле-

водородов, а в скв. 1 Каракудук, 3 Западный Барсакельмес – нефти. Таким образом, в Устьюртской синеклизе поисковым объектом с доказанной нефтегазоносностью в доюрском комплексе пород является карбонатно-глинистая толща верхнего палеозоя.

Необнаружение скоплений углеводородов в верхнепалеозойских отложениях в процессе поисковых работ обусловлено, на наш взгляд, следующими причинами:

1) сложностью прогнозирования типов ловушек УВ, что создает трудности в оптимальном размещении поисково-разведочных скважин; в результате этого объект остается непоисковым;

2) преобладанием ловушек и скоплений УВ в нижней части карбонатно-глинистой толщи, залегающей, по данным сейсморазведки, на глубинах 4,7-5,4 км, что осложняет широкомасштабный поиск залежей УВ на такой глубине;

3) отсутствием методики выделения в таких разрезах коллекторов и оценки их фильтрационно-емкостных свойств, в результате чего продуктивные пласты и прослои оказываются пропущенными и неиспытанными;

4) отсутствием достоверных критериев, методики выявления и картирования методом ОГТ в верхнепалеозойских отложениях разнотипных, включая неантиклинальные, ловушек УВ и оценки внутренней структуры приуроченных к ним объектов.

Среди нерешенных вопросов наиболее важным является прогнозирование возможного типа ловушек УВ. Он рассмотрен авторами на основе анализа данных ОГТ, ГИС, кернового материала и испытания семи пробуренных скважин на месторождении Карачалак.

Вскрытая скважинами часть верхнепалеозойской карбонатной толщи имеет мощность от 342 в скв. 5 до 976 м в скв. 7, 6; по данным

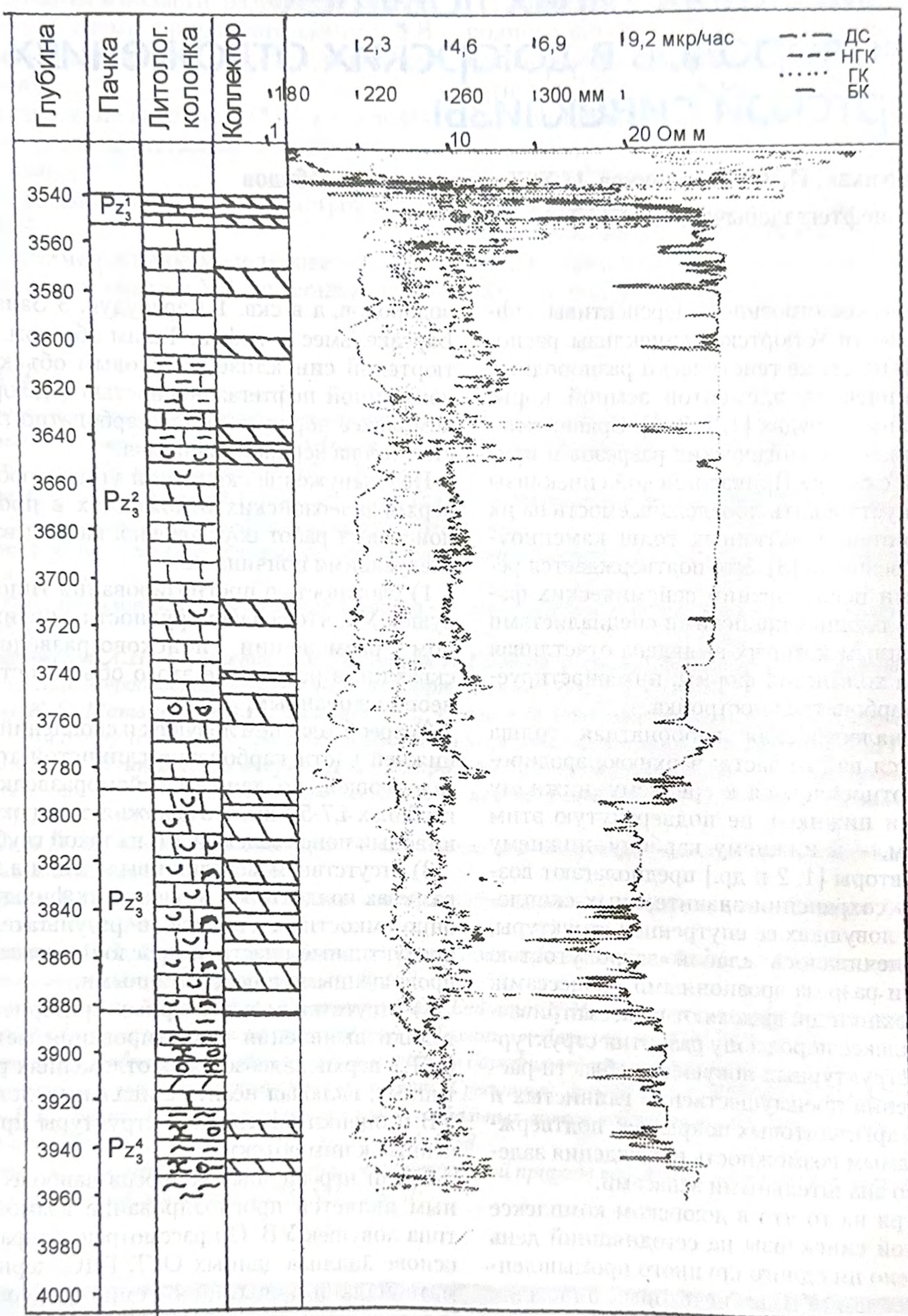


Рис. 1. Геолого-геофизический разрез верхнепалеозойских отложений скв. 1, месторождение Карачалак

И.П. Бурлуцкой, А.Н. Богданова разделена на четыре пачки сверху вниз (рис. 1):

- первая покровная толщиной 10-15 м представлена рыхлыми карбонатами (4-8 м), в подошве залегает пласт черных глинисто-карбонатных пород, обогащенных органическим веществом;

- вторая промежуточная толщиной от 60 скв. 2, 7) до 300 м (скв. 1, 6), породы (судя по данным ГИС и керна) в разных скважинах имеют различный литологический состав: в кв. 1, 2, 6, 7 – толща плотных известняков, рещиноватых, кавернозных, среди которых встречаются единичные пласты и прослои иогенных известняков, имеющих гранулярную структуру порового пространства и слушающих коллекторами; в скв. 5 – рыхлые, трещиноватые, кавернозные, органогенно-обложные известняки, практически полностью являющиеся коллекторами с высокими емкостными (K_{11} до 15-18%) свойствами;

- третья нижняя залегает в нижней части верхнепалеозойских отложений мощностью от 60 скв. 7) до 90 м (скв. 6), которые состоят из рыхлых мелоподобных, трещиноватых известняков, доля коллекторов 40% (скв. 7) и более скв. 8); включает породы с гранулярным типом пористости, имеющие высокие ФЕС (K_{11} до 20-25%, K_{11} до 100 млД);

- четвертая забойная залегает в подошве верхнепалеозойских отложений и представлена толщей переслаивающихся пачек плотных, местами глинистых известняков, глинистых сланцев, метаморфизованных песчаников и тревелитов; в разных скважинах выделяются от 3 до 5 таких пачек.

В керне, отобранном из известняков, содержатся либо рыхлые мелоподобные разности (скв. 1, 6), либо трещиноватые органогенно-обложные известняки (скв. 1), возможны практически разрушенные рухляки (скв. 5).

В скв. 1, 2, 5, 6, 7 выполнен комплекс ГИС, включающий замеры изменения ствола скважины (ДС), сопоставления пород вызванной естественной радиоактивности (НГК, ГК, ГТК), интервального времени пробега продольной волны (АК). Он достаточно хорошо зарекомендовал себя при изучении верхнеюрских карбонатных пород Бухаро-Хивинского нефтегазоносного региона, примыкающего с юго-востока через Хорезмский оазис к Устюртской синеклизе.

В скв. 1 Карачалак в интервале глубин 3588-3525 м получен промышленный приток газа с дебитом 250 тыс. м³/сут, скв. 3 при забое 3526 м – открытый газовый фонтан, скв. 5 в интервале 3680-3713 – приток газа с дебитом до 42 тыс. м³/сут (2 м³/сут конденсата). Сква. 2 и 7 ликвидированы без испытания, в скв. 6 из всех интервалов наблюдаются слабые притоки пластовой воды.

На основе изложенного расчленения разреза и поскважинной корреляции выделенных четырех пачек пород с учетом результатов анализа разработаны возможные типовые модели ловушек УВ в палеозойских отложениях Устюртской синеклизы (рис. 2).

Первая модель представляет собой брахиантиклинальную структуру по кровле карбонатных отложений с плоским сводом, осложненным куполами; природный резервуар имеет пластовый характер (п. 1).

Вторая – моноклираль с эродированной поверхностью, на которой сформировалась кора выветривания, образующая складку обтекания на верху известкового останца; природный резервуар так же пластового характера (п. 2).

Третья связана с возможным наличием органогенной палеопостройки (район скв. 1, 3, 5) мощностью до 300 м; природный резервуар массивного, литологически ограниченного типа (п. 3).

Четвертая предполагает наличие резервуара массивного (пластового) типа, но при этом присводовая часть осложнена наложенной трещиноватостью за счет деформации слоев, либо наличия серии микронарушений (п. 4).

Пятая модель представляет собой структуру типа горста, образованную разноориентированными разломами, т.е. ловушка имеет блоковое строение (п. 5).

По результатам анализа перечисленных геолого-геофизических моделей ловушек УВ в палеозойских известняках месторождения Карачалак выполнена переинтерпретация материалов ОГТ, показавшая, что для всех вариантов поверхность карбонатных отложений адекватна трассируемой по сейсморазведке.

Внутреннее строение карбонатного массива, отраженное в этих вариантах, изучено по динамическим характеристикам сейсмических волн: псевдоакустическое преобразование и мгновенные амплитуды. Достаточно четкая картина в распределении зон различной акус-

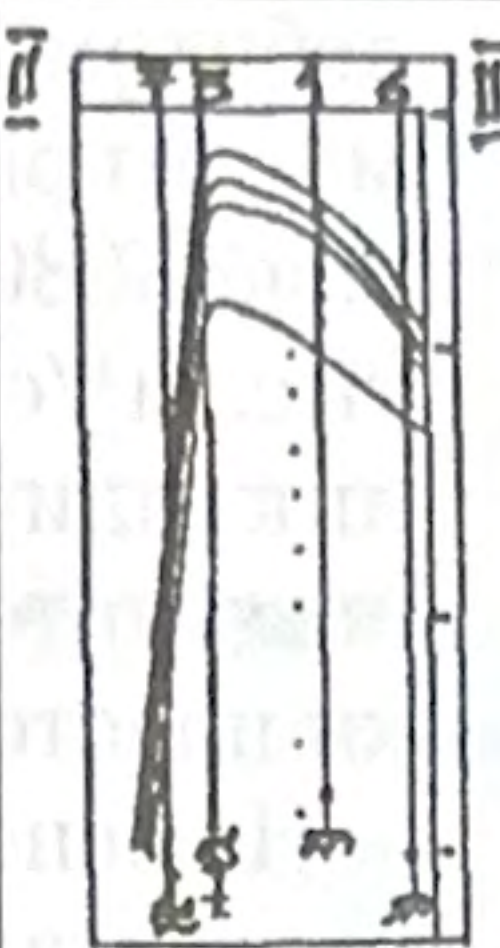
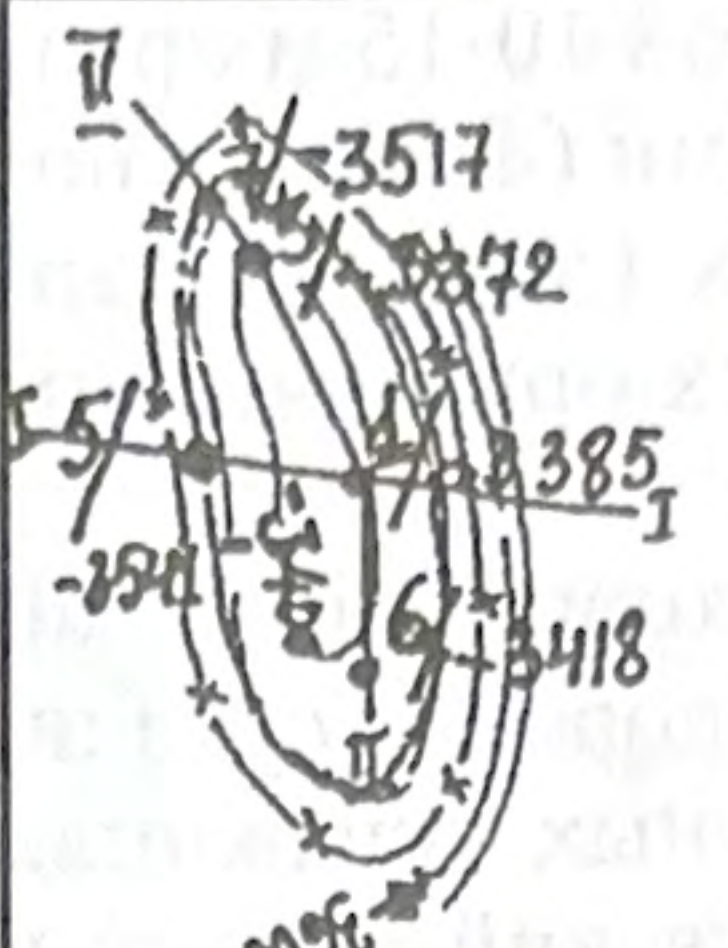
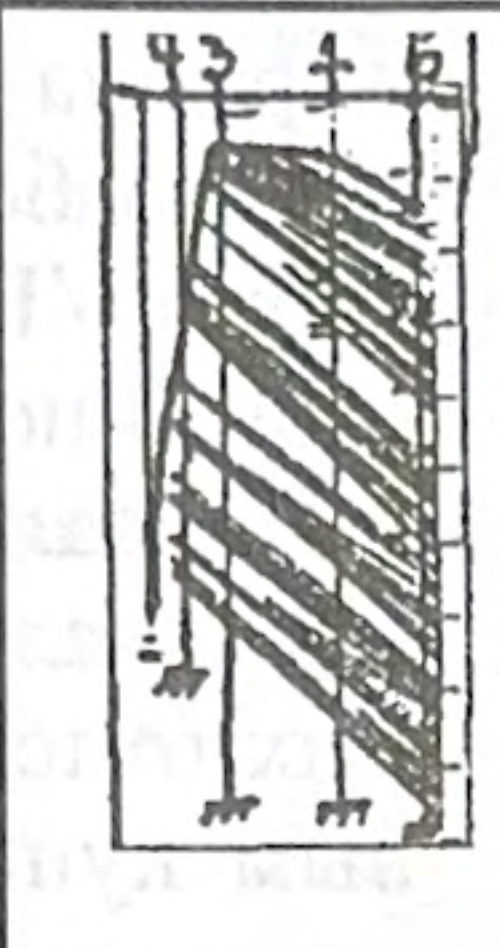
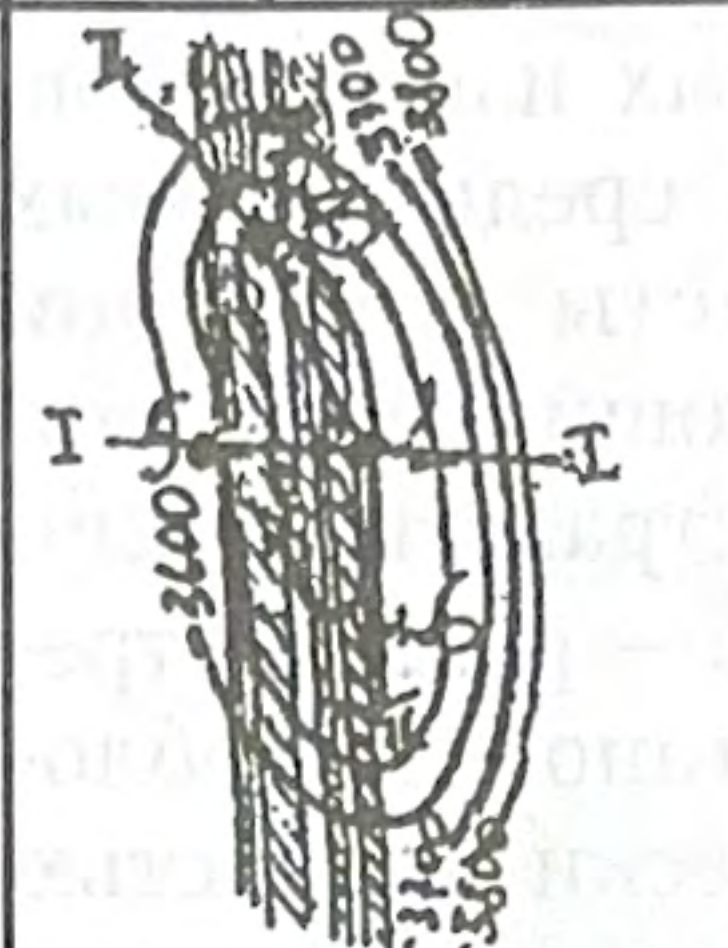
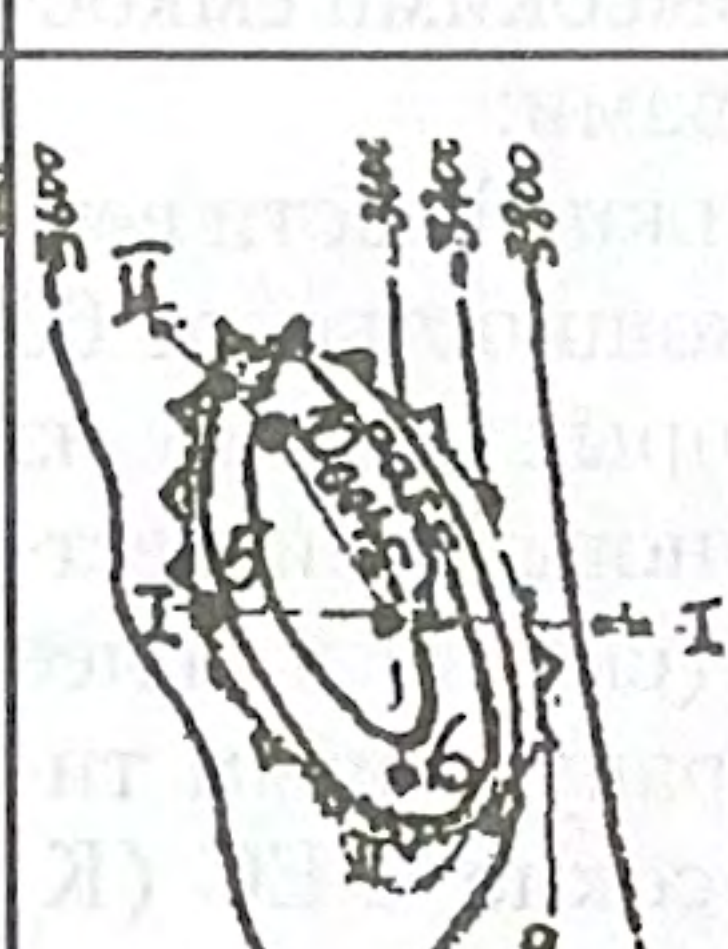
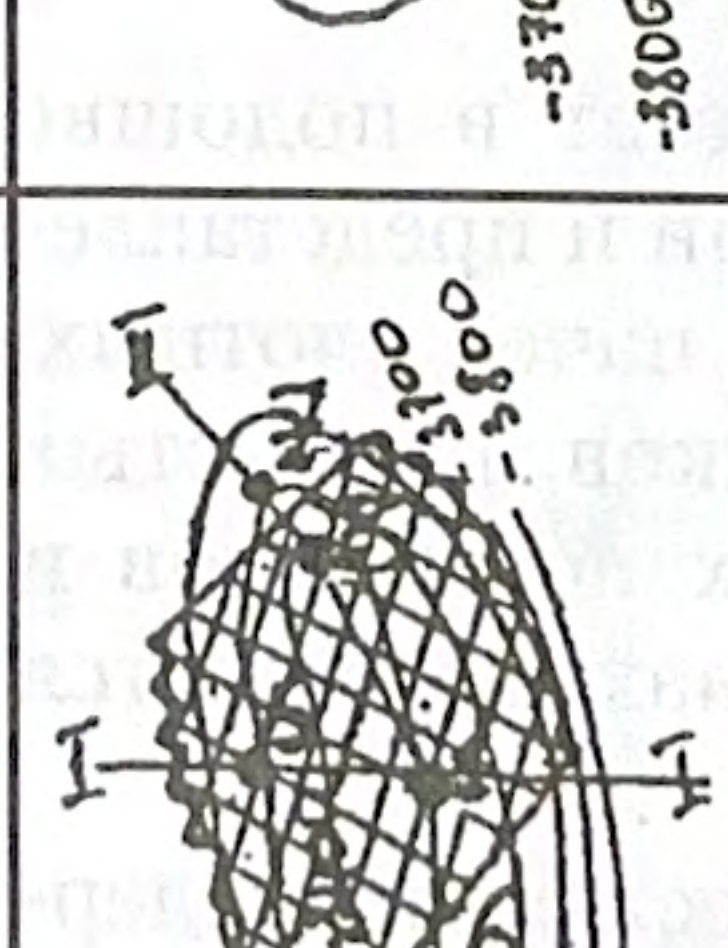
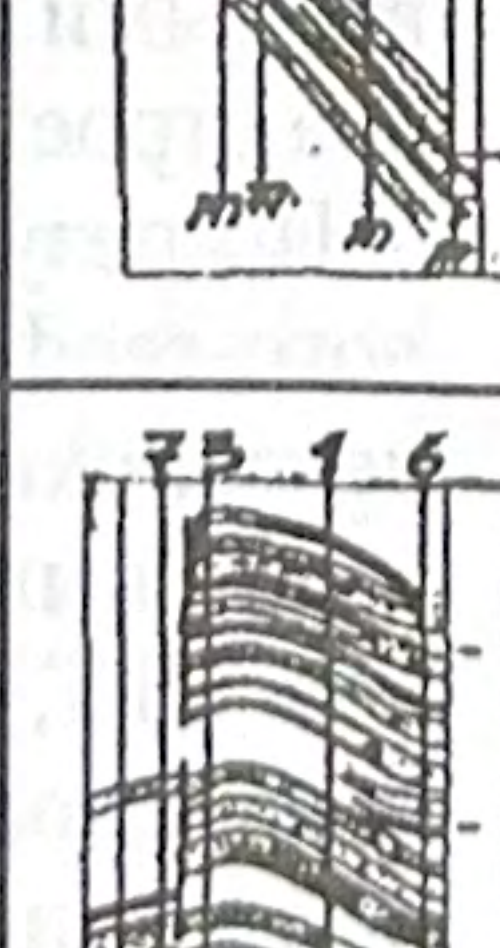
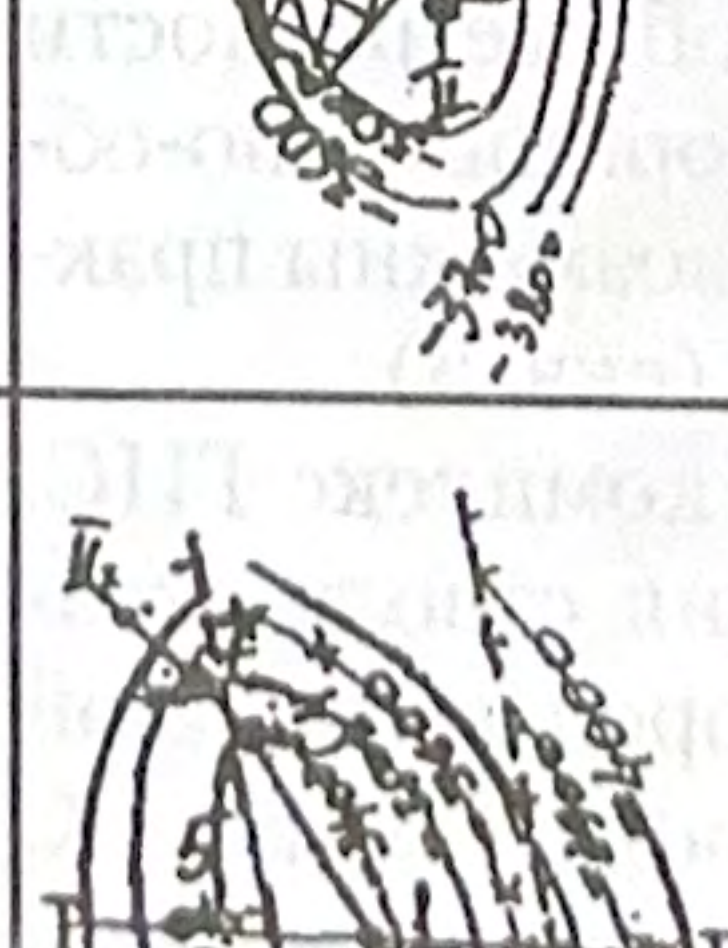
Тип залежи	Номер варианта	Характеристика ловушек		Тип ловушек
		в разрезе	в плане	
1-ый	Пластовый			Брахиклинали- ная складка
2-ой	Пластовый			Моноклираль с эродированной поверхностью
3-ий	Массивный			Органогенная палеопостройка
4-ый	Массивный			Сильно нарушенная структура
5-ый	Пластовый, тектонический экранированный			Структурная, тектоническая экранированная (блоковая)

Рис. 2. Типы ловушек в палеозойских отложениях Устьурта

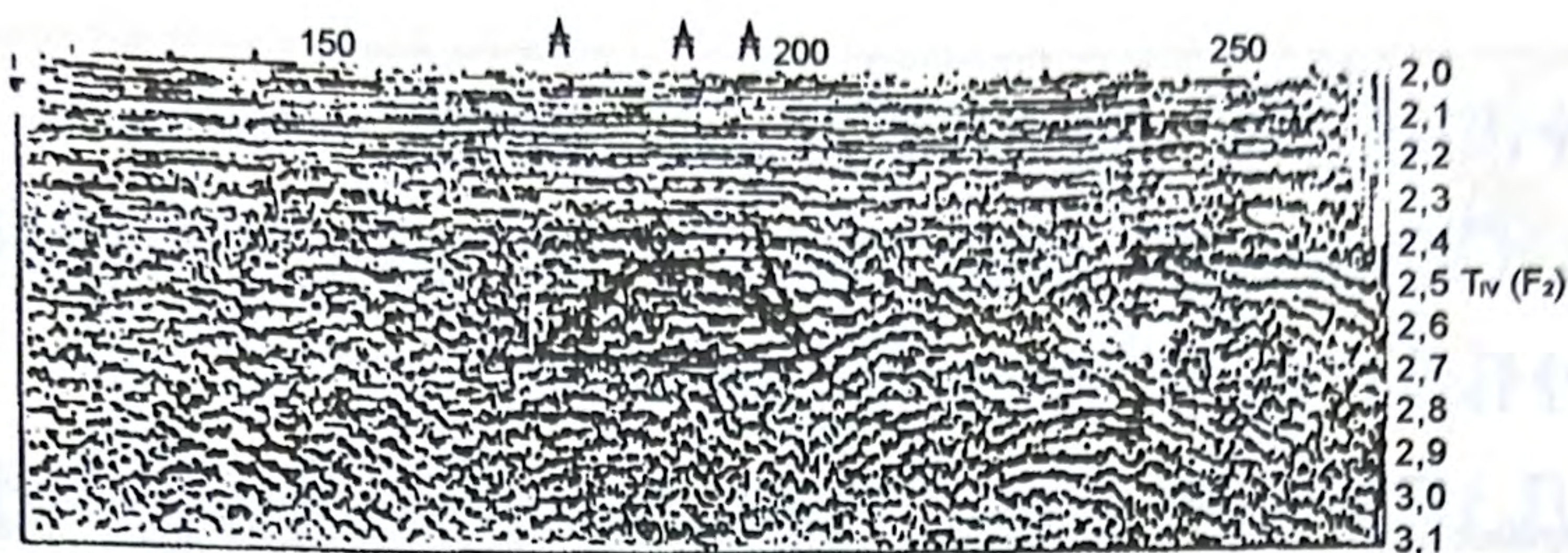


Рис. 3. Результаты голоморфной фильтрации (месторождение Карачалак ПР 30880388):
----- контуры ловушек в отложениях PZ

ической жесткости получена по профилям 2880388 и 21860284 на разрезе мгновенных амплитуд (рис. 3). Участки пониженной акустической жесткости соотнесены с породами малой плотности, обладающими большой пористостью, массивным строением без четко выраженной слоистости.

В такой трактовке область распространения аномалии сопоставляется с моделью варианта органогенной постройки, гребневая часть которой расположена в районе скв. 3 и к югу от нее. Эти же разрезы в совокупности с когерентным суммированием и гомоморфной фильтрацией позволяют выделить участки нарушения сплошности, которые интерпретируются как дизъюнктивные дислокации.

Таким образом, анализ сейсморазведочных материалов по месторождению Карачалак свидетельствует о том, что строение его имеет более сложный характер, чем это может быть описано одной из приведенных выше моделей.

Число реальных моделей ловушек в палеозойских карбонатных отложениях может быть значительно большим за счет их комбинирования. Сочетание фациально-палеографических и палеотектонических факторов с постседиментационными преобразованиями накопившихся осадков обусловило формирование в палеозойских отложениях Устюртской синеклизы ловушек УВ преимущественно неантиклинального типа.

ЛИТЕРАТУРА

1. Акрамходжаев А.М. и др. Литология, условия образования и нефтегазоносность доюрских отложений Устюрта. Ташкент: Фан, 1979.
2. Бабаджанов Т.Л. и др. Строение и нефтегазоносность глубокопогруженных комплексов Средней Азии. Ташкент: Фан, 1986. 197 с.
3. Абидов А.А. Перспективы нефтегазоносности и инвестиционные проекты Устюртского региона Узбекистана // Узбекский журнал нефти и газа, 1997, №3. С. 32.
4. Геологическое строение и перспектива нефтегазоносности палеозойских отложений Северо-Западного Приаралья (Японская национальная нефтяная корпорация) // Материалы семинара "Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности Аральского моря". Алма-Ата, 1974. С. 57-58.

ANNOTATION

Five trap models at paleozoic carbonate deposits proving their unanticlinal nature are presented.

Численное моделирование формирования наклонных разрывных нарушений в земной коре Сурхандарьинской мегасинклинали

А.И. Ходжиметов
 (ОАО «УзЛТИнефтегаз»)

Наряду с областями прогибания роль благоприятных литологических, биологических и химических факторов в процессах нефтегазообразования и накопления играют региональные разломы земной коры. Это в основном локализация скоплений нефти и газа, кроме того, они выступают в качестве проводников их флюидов [1].

В последнее время проблемы разрывных нарушений привлекают все большее внимание ученых. Исследования ведутся с применением как теоретических, так и экспериментальных методов [4, 6, 7, 8]. Особый интерес представляют работы, в которых рассматривается напряженно-деформированное состояние литосферы, так как распределение напряжений и их характер ответственны за возникновение разрывных нарушений. Вместе с тем существуют объективные трудности их картирования с помощью традиционных геофизических методов. Решение этой проблемы может быть найдено на основе численного моделирования формирования наклонных разрывных нарушений.

Процесс возникновения разрывных нарушений определенной величины можно разбить на следующие стадии:

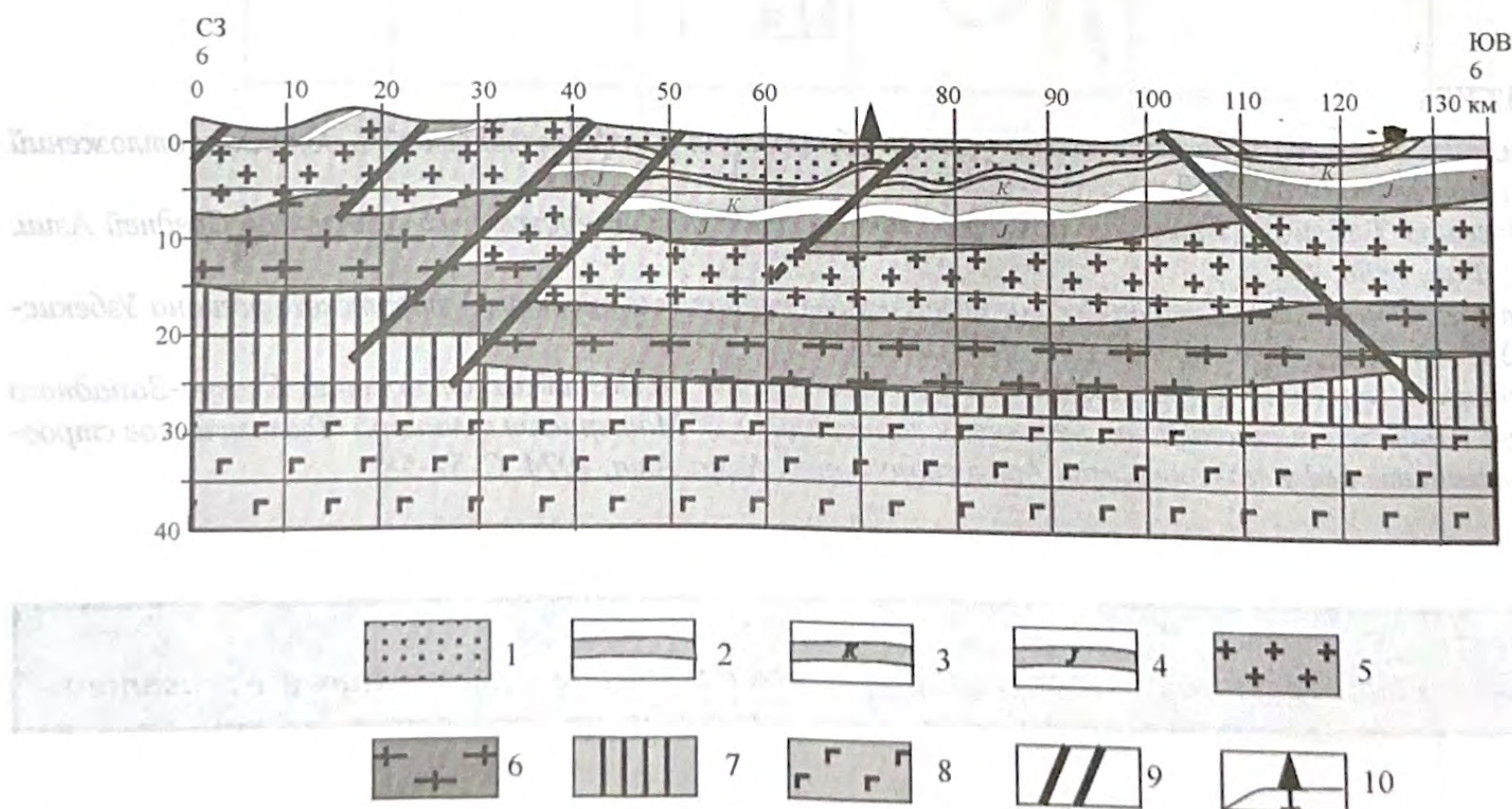


Рис. 1. Поперечный физико-геологический разрез земной коры Сурхандарьинского региона (составили А.А. Абилов, Ф.Г. Долгополов):
 1 – неоген-четвертичные отложения; 2 – палеогеновые; 3 – меловые; 4 – юрские; 5 – палеозойский комплекс; 6 – кристаллический фундамент; 7 – слой дилатансии; 8 – нижняя кора; 9 – наклонные разрывные нарушения; 10 – месторождения нефти и газа

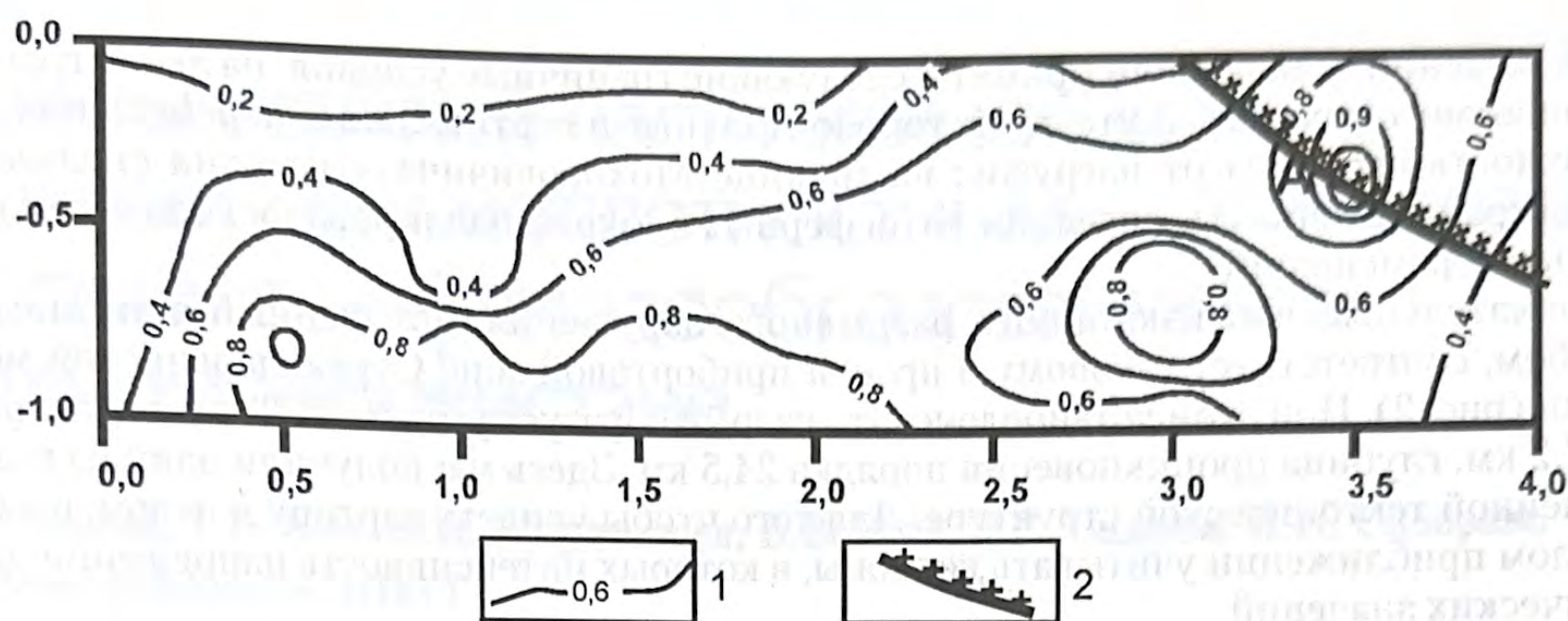


Рис. 2. Окончательный вид полученного наклонного разрывного нарушения:
1 – изолинии интенсивности напряжений; 2 – наклонное разрывное нарушение

- 1) подготовка будущего разрыва, т.е. возникновение на его месте зон со значениями напряжений, равными критическим, что влечет за собой появление мелких разрывов;
- 2) соединение мелких разрывов, когда на многих участках между ними напряжения сильно возрастут и окажутся равными критическим, что приведет к нарушению этих зон и появлению крупного разрыва.

Эти стадии возникновения разрывных нарушений численно исследуем на примере Сурхандарьинской мегасинклинали, которая в качестве структуры II порядка входит в состав Афгано-Таджикской межгорной впадины. Здесь установлено наличие наклонных разрывных нарушений в земной коре. Рассмотрим плоский физико-геологический разрез по профилю 6-6 (рис.1), который может быть аппроксимирован пятислойной моделью (структуры осадочного слоя, палеозойский комплекс, кристаллический фундамент, слой дилатансии и нижняя кора), находящейся под действием тектонических сил сжатия [2].

В этом случае применяется несколько приближений, в каждом из которых решением статической задачи теории упругости методом граничных интегральных уравнений [3] с использованием условия пластичности Мизеса (путем построения изолиний интенсивности касательных напряжений) определяются участки. В них интенсивность напряжения находится по формуле [5]

$$\sigma_i = \sqrt{(\sigma_{xx} - \sigma_{yy})^2 + (\sigma_{yy} - \sigma_{zz})^2 + (\sigma_{zz} - \sigma_{xx})^2 + 6(\sigma_{xy}^2 + \sigma_{yz}^2 + \sigma_{zx}^2)}$$

и достигает критической величины. Так как горные породы в основном хрупкие, то в качестве критических приняты значения напряжений временного сопротивления ($\sigma_{кр} = \sigma_b$), т.е. условие Мизеса приобретает вид $\sigma_i \leq \sigma_b$. Именно на этих участках образуются мелкие разрывы.

Согласно теории разломообразования Андерсона, полагаем, что плоскость полученного мелкого разрыва совпадает с плоскостью сдвига, т.е. таким образом мы определяем направление этого разрыва. Амплитуда его равна ширине зоны критического участка в данном направлении.

Далее, вводя в рассматриваемую структуру разрывы, полученные в соответствующих приближениях, находим точку, достаточно близкую к первой, в которой $\sigma_i \geq \sigma_b$. Определяем в ней направление плоскости сдвига, длину разрыва и т.д.

Применив описанную процедуру, можно продолжить решение задачи с целью определения других, близких к найденному в первом приближении, мелких разрывов. После этого на многих неразрушенных между ними участках напряжения сильно возрастут и окажутся равными прочности материала. В результате начнется быстрое разрушение перемычек между мелкими разрывами и появится крупный сложнопостроенный разрыв. С помощью этих расчетов мы можем установить начальное значение тектонических перемещений, при которых появляются разломы, их местоположение в земной коре, а также временную последовательность их образования.

При решении задачи были приняты следующие граничные условия: на левой границе рассматриваемого разреза отсутствуют горизонтальные и вертикальные перемещения, дневная поверхность свободна от нагрузок; на границе Мохоровичича – условия скольжения; на правой границе действие соседних литосферных блоков моделировалось заданием горизонтальных перемещений.

Окончательный вид наклонного разрывного нарушения, полученный описанным выше способом, соответствует таковому в правой прибортовой зоне Сурхандарьинской мегасинклинали (рис. 2). При этом установлено, что разрыв образует угол $\alpha=31,2^\circ$ с горизонтом, длина его 47,2 км, глубина проникновения порядка 24,5 км. Здесь мы получили один из разрывов выделенной тектонической структуре. Для того чтобы увидеть картину в целом, необходимо в каждом приближении учитывать все зоны, в которых интенсивность напряжений достигает критических значений.

ЛИТЕРАТУРА

1. Абидов А.А., Долгополов Ф.Г. Миксгенетическая схема природного синтеза углеводородов // *Современные проблемы нефти и газа*. М.: 2001. 260-264 с.
2. Абидов А.А., Долгополов Ф.Г., Ходжиметов А.И. Математическое моделирование современных геодинамических процессов в земной коре Сурхандарьинской мегасинклинали // *Газовая промышленность. Серия: геология, бурение, разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений*, 2001, №4. С. 40-44.
3. Бреббия К., Теллес Ж., Вроубел Л. Методы граничных элементов. М.: Мир, 1987. 524 с.
4. Гзовский М.В. Основы тектонофизики. М.: Наука, 1975. 536 с.
5. Зубчанинов В.Г. Основы теории упругости и пластичности. М.: Высшая школа, 1990. 368 с.
6. Лобацкая Р.М. Структурная зональность разломов. М.: Недра, 1987. 129 с.
7. Павлова Н.Н. Трециноватость и разрушение горных пород. М.: Наука, 1970.
8. Шерман С.И., Борняков С.А., Буддо В.Ю. Области динамического влияния разломов. Новосибирск: Наука, 1983. 112 с.

ANNOTATION

Stages of inclined fracture disturbances are studied numerically on example of the Surkhandarya megasyncline.

Объекты верхней части земной коры с высокими сейсмоплотностными параметрами и их связь с нефтегазообразованием в Западном Узбекистане

Л. Бабаджанов, Г.Б. Ким, О.П. Мордвинцев, В.В. Рубо, Р.Р. Хасанов, И.П. Сидорова
 ОАО «Узбекгеофизика», ИГиГ

Повышенное внимание к изучению нефтегазоносности образований промежуточного структурного этажа и кристаллических пород характерно для регионов, где запасы в традиционных седочных комплексах в достаточной степени истощены. Переориентация геолого-геофизической службы на поиски и разведку месторождений в неосвоенных и нетрадиционных стратиграфических и литолого-петрографических подразделениях связана с разработкой новых прогнозных признаков и критериев, позволяющих в будущем успешно решать задачи по обнаружению промышленных скоплений углеводородного сырья (УВ). Проблема осложняется и специфичностью самого искомого продукта, обладающего большой подвижностью, текучестью и требующего в связи с этим определенных условий для создания промышленных скоплений, а также существованием большого количества гипотез о генезисе углеводородов (от исключительно органического происхождения до полностью abiогенного, включая и космическое). Успехи нефтегазовой геологии последнего десятилетия позволяют предположить, что истина находится где-то посередине (например, микстгенетическая схема образования УВ по А.А. Абидову, ингенетическая по В.И. Иванникову, радиогенная по Ю.Н. Лессовому и др.).

Анализ глубинного строения нефтегазоносных территорий приводит к выводу о том, что формирование нефтегазоносных областей является следствием общего процесса эволюции Земли, включая энергомассообмен между верхней мантией и корой, а также внутрикоровый, которые осуществляются по наиболее проницаемым зонам земной коры. Основным средством переноса служат глубинные флюиды, которые содержат в своем составе различные углеводороды (преимущественно легкие), а также водород, азот, углекислый газ, гелий и др.

Установлено, что зоны нефтегазонакопления характеризуются повышенными значениями тепловых полей, что указывает на более интенсивную миграцию флюидов. В связи с тем что флюидные системы верхней части земной коры ... являются единой системой, из которой формируются как месторождения нефти и газа, так и скопления термальных минеральных вод, "многочисленные месторождения рудных и нерудных полезных ископаемых, вполне целесообразно использовать достижения рудной геологии" (М.В. Багдасарова). Это – множество моделей и концепций по увязке глубинного строения земной коры или каких-либо ее структурных элементов с размещением месторождений полезных ископаемых. Одна из наиболее интересных, на наш взгляд, содержится в независимых исследованиях российских и китайских геологов (Рундквист, Черкасов, Rongfu Pei, Cong Peng, Qun Yao Xun), сделавших попытку выявить корреляционные связи (на качественном уровне) между расположением скоплений полезных ископаемых и периферийными зонами высокоплотных и скоростных геоблоков, особенно в местах их контактов с телами, имеющими пониженные параметры.

Комплексная переинтерпретация геолого-геофизического материала региональных сейсмологических и сейсморазведочных профилей ГСЗ, МОВЗ, ГСЗ-МОВЗ, КМПВ, КМПВ-МГОВ, глубинного ОГТ и моделирование по потенциальным полям, выполненные нами в 1998-2002 гг. на территории Западного Узбекистана, позволили существенно уточнить, а в ряде случаев и получить новые данные о строении литосферы региона, подчеркнуть ее явно выраженный слоисто-блоковый характер. По материалам работ в пределах БХНГО выявлены блоки с аномаль-

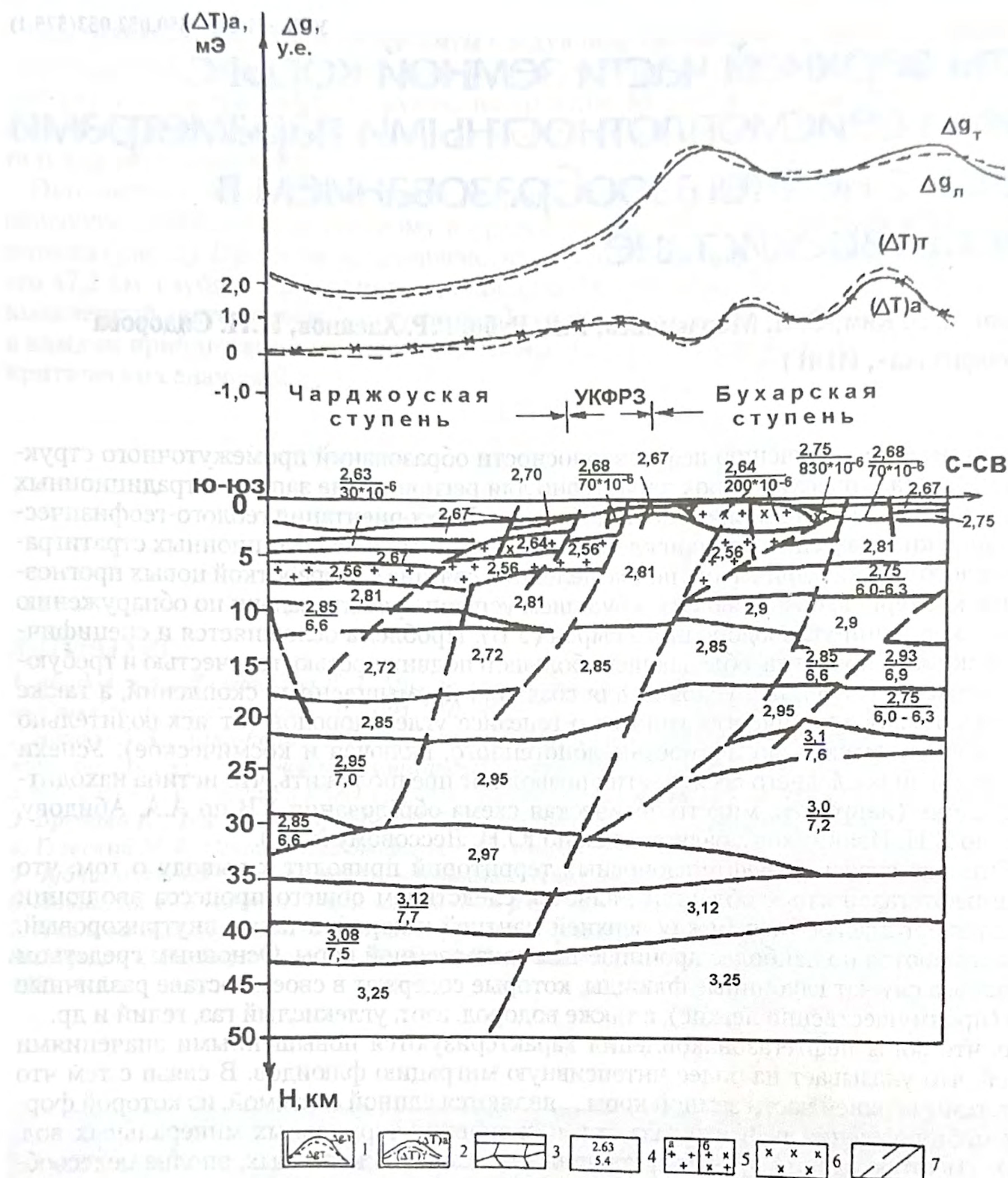
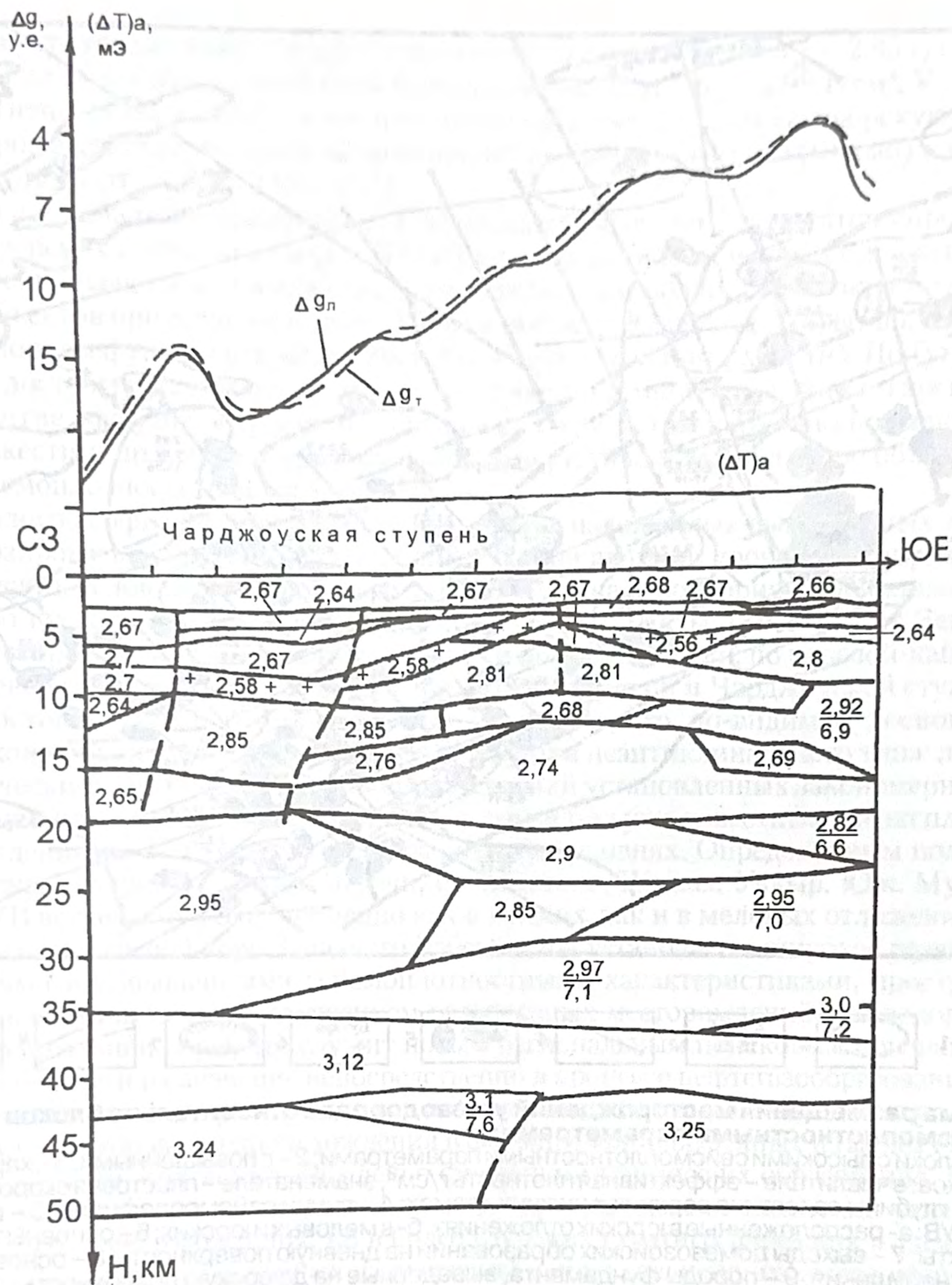


Рис. 1. Геолого-геофизическая модель по профилю КМПВ-МГОВ 03800378:

1 – $\Delta g_{\text{л}}$ – локальная составляющая гравитационного поля; $\Delta g_{\text{т}}$ – теоретическая кривая от модели; 2 – $(\Delta T)_{\text{а}}$ – аномального магнитного поля, $(\Delta T)_{\text{т}}$ – теоретическая кривая от модели; 3 – блоки земной коры полученные по результатам моделирования; 4 – петрофизические параметры геоблоков: в числителе – эффективная плотность, г/см³, знаменателе – пластовая скорость продольных волн, км/с (эффективная намагниченность); 5 – интрузивные тела кислого состава: а – граниты, б – гранодиориты; 6 – среднего; 7 – разрывные нарушения

ными сейсмоплотностными параметрами, как повышенными, так и пониженными (рис. 1, 2). Установлены определенные закономерности в их размещении. Наиболее плотные и высокоскоростные объекты ($\sigma_{\text{эф}}$ – 2,9-3,1 г/см³, $V_{\text{эф}}$ – до 7,4 км/с) фиксируются на Бухарской ступени в районах Газли – Ташкудук, Мамаджургаты – Акджар, Карим – Сев. Мубарек; Чарджоуской Кувачи, Сев. Шады, Зеварды, Памук, Култук, а также на крайнем юго-западе территории по профилю ГСЗ Карабекаул – Койташ (протягивается далеко за пределы Республики Узбекистан) (рис. 3). Кроме перечисленных, выделяется ряд геоблоков, имеющих повышенные для сво



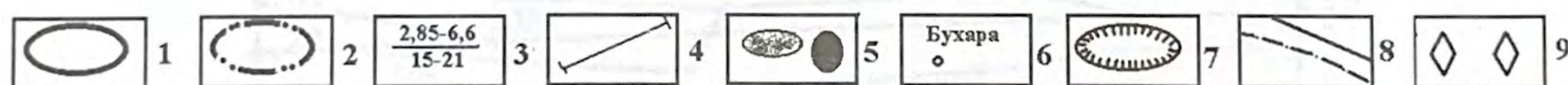
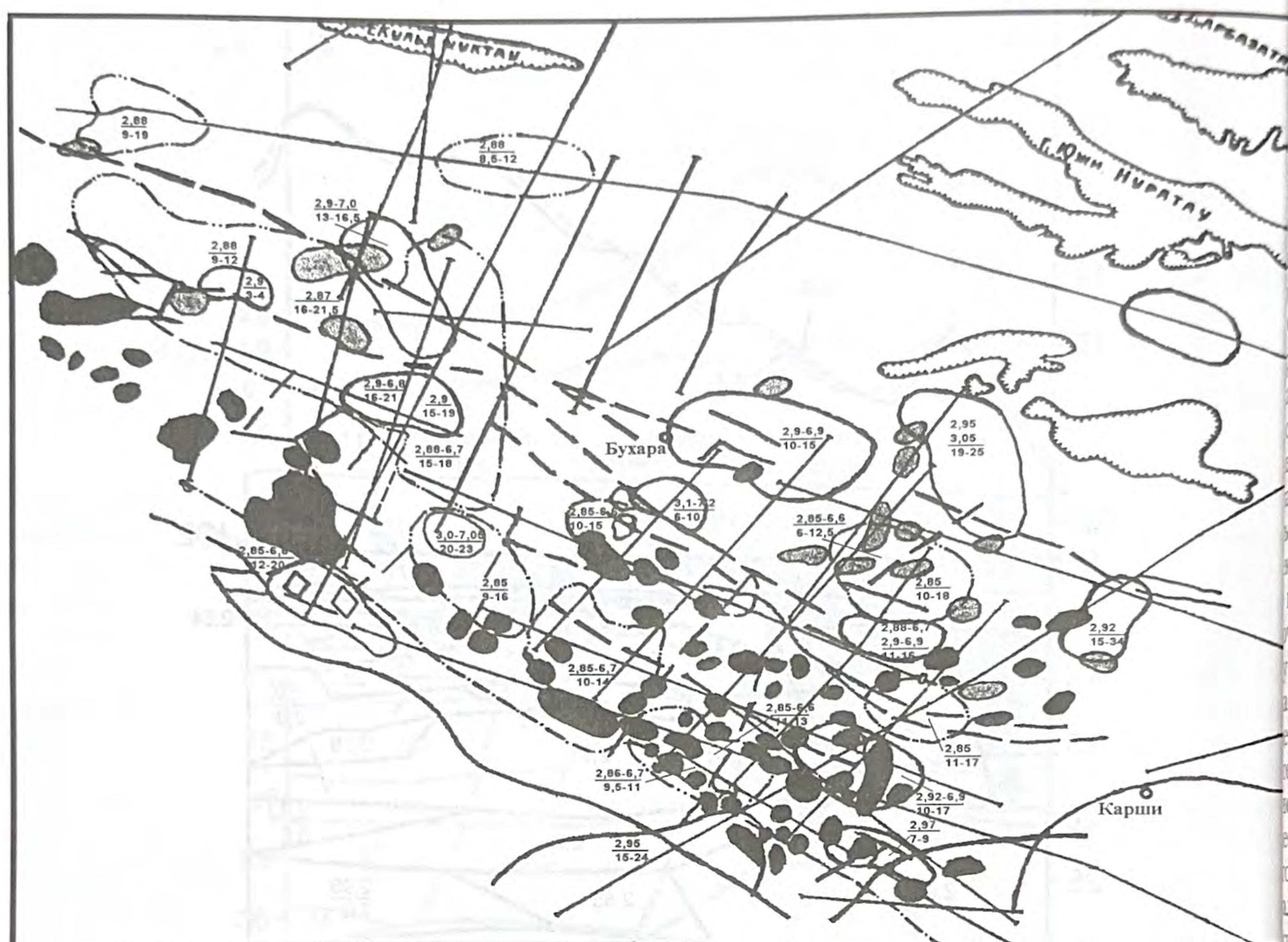


Рис. 3. Схема размещения месторождений углеводородов относительно блоков с высоким сейсмоплотностными параметрами:

1 – блоки с высокими сейсмоплотностными параметрами; 2 – с повышенными; 3 – характеристика блоков: в числителе – эффективная плотность г/см^3 , знаменателе – пластовая скорость, км/с ; 15, 21 – глубины залегания верхних и нижних кромок; 4 – линии сеймопрофилей; 5 – месторождения УВ: а- расположенные в юрских отложениях, б- в меловых и юрских; 6 – основные населенные пункты; 7 – выходы докембрийских образований на дневную поверхность; 8 – основные разрывные нарушения; 9 – породы фундамента, выведенные на доюрскую поверхность

высокими сейсмоплотностными параметрами ($\sigma_{\text{эф}}$ – 2,9-3,05 г/см^3 , $V_{\text{эф}}$ – 6,9-7,4 км/с) располагаются многие известные площади (рис. 3): Газли, Ташкудук, Мамаджургаты, Чукуркуль, Кувачи, Алат, Акджар, Култук, Кокдумалак, Алан, Сев. Мубарек, Кызылрават, Зеварды, Памук, Омад, Итмок и др. Кроме этого, как указывалось ранее, картируется ряд геоблоков с повышенными для своих глубин сейсмоплотностными параметрами, которые распространены несколько шире. Периферийным или центральным частям этих объектов пространственно соответствуют месторождения Янгиказган, Кульбешкак, Учкыр, Хаузаг, Денгизкуль, Вост. Денгизкуль, Зап. Чегара, Чегара, Чандыр, Уртабулак, Кокчи, Каландар, Марковское и др. В отмеченном выше распределении стратиграфическое положение залежей фактически не играет никакой роли – они одинаково хорошо вписываются в общую картину скопления УВ в меловых и юрских отложениях.

Некоторые крупные площади в пределах рассматриваемой территории остались на первый взгляд без аналогичной привязки. Это в основном касается Кандыма, Ходжи, Вост. Аккумулятор. Однако изучение глубинного строения земной коры показывает, что под ними на отметке около

1 км существует контакт гранитоидов с образованиями, имеющими $\sigma_{\text{эф}} = 2,85 \text{ г/см}^3$, $V_{\text{Рэф}} = 6,6 \text{ км/с}$; на глубине 20 км расположен блок большой мощности с $\sigma_{\text{эф}} = 2,98 \text{ г/см}^3$, $V_{\text{Рэф}} = 7,1 \text{ км/с}$. Кроме того, в непосредственной близости от месторождения Кандым на доюрскую поверхность выведены породы кристаллического основания, вскрытые скважинами (Фараб) и представленные амфиболитами ($\sigma_{\text{эф}} = 2,81-2,83 \text{ г/см}^3$).

Сравнительным анализом имеющихся к настоящему времени результатов опробования интервалов в доюрских комплексах пород БХНГО, где установлены наиболее значительные нефтегазопрооявления, выявлено следующее. К периферийным областям высокоплотных и разуплотненных объектов приурочены Караиз, Шурчи, Акджар, Юлдузкак, Сарыташ, Юж. Кульбеш-как, Фараб (породы фундамента закартированы на доюрской поверхности). По Гугуртли и Сев. Гугуртли нет достоверных данных о глубинном строении земной коры, хотя по косвенным признакам (развитие эффузивов среднего – основного состава, относительно повышенные значения силы тяжести и др.) можно предположить присутствие в верхней коре объектов с увеличенными сейсмоплотностными параметрами.

Анализ геолого-геофизической информации в свете изложенных выше данных дает возможность прогнозировать обнаружение скоплений УВ (при наличии прочих благоприятных геолого-тектонических условий): по доюрскому комплексу – на территориях, расположенных к востоку и северо-востоку от Кокчи, к северо-западу от Сев. Шады, к востоку от Зекры, северо-восточнее месторождения Памук, а также южнее и восточнее Газли; по мезозой-кайнозойскому чехлу – на северо-западе и в центральных областях Бухарской и Чарджоуской ступеней, а также на юго-востоке Бухарской. При этом надо учитывать, что, по-видимому, основную роль в процессе накопления и удержания УВ играют ловушки неантиклинального типа: литологические, тектонические и др. Одно из важнейших следствий установленных закономерностей – возможность наличия скоплений углеводородного сырья под уже известными и эксплуатируемыми месторождениями, но на иных стратиграфических уровнях. Определенным подтверждением этого служат Джаркак, Акджар, Шурчи, Сеталантепа, Шумак, Учкыр, Юж. Мубарек и др., где залежи УВ встречаются одновременно как в юрских, так и в меловых отложениях.

Таким образом, в земной коре Западного Узбекистана установлены широкое развитие геоблоков с высокими и повышенными сейсмоплотностными характеристиками, пространственная корреляционная связь между размещением разведанных месторождений углеводородов и аномальных блоков земной коры, что служит новым региональным поисковым признаком. Однако природа этих блоков и их значение непосредственно в процессе нефтегазообразования не вполне ясны. Отмеченные закономерности еще раз подчеркивают далеко не последнюю роль углеводородов мантийного (корового) происхождения в формировании нефтяных и газовых месторождений и, таким образом, подтверждают идею о смешанном генезисе их образования. Выявленные соответствия указывают на возможность наличия промышленных скоплений углеводородов в пределах открытых месторождений, но в более глубоких стратиграфических горизонтах. Решение этих вопросов – одно из основных направлений наших дальнейших исследований.

ЛИТЕРАТУРА

1. Бабаджанов Т.Л., Мордвинцев О.П. Особенности строения земной коры Юго-Западного Узбекистана // *Geologiya va mineral resurslar*, 2001, №4. С. 42-46.
2. Бабаджанов Т.Л., Мордвинцев О.П. О перспективах нефтегазоносности доюрских образований // *Узбекский журнал нефти и газа*, 2002, №1. С. 6-8.
3. Rongfu Pei, Cong Peng, Qunyao Xun. Deep tectonic processes and superaccumulations of metals in mesozoic intracontinental orogenic belt of Nanling metallogenetic province, China // *Global tectonics and metallogeny*, 2001, vol. 7, № 384, P. 183-194.

ANNOTATION

Reviewed are problems of geoblocks placement of the Earth's crust in the Western Uzbekistan by abnormal seismic density parameters and their relation with hydrocarbons fields location in Bukhara - Khiva oil and gas bearing area.

Эмульсионно-битумный раствор для вскрытия продуктивных горизонтов с пластовым давлением ниже гидростатического

А.К. Рахимов, А.Н. Курбанов, Р.М. Галлямов, Ш.Т. Турсунов, Ш.Н. Бутаев
(НХК «Узбекнефтегаз», ОАО «УзЛИТИнефтьгаз»)

В ОАО «УзЛИТИнефтьгаз» постоянно ведутся работы по поиску новых рецептур и составов буровых растворов, в том числе для бурения в условиях аномально низких пластовых давлений. Для эффективного вскрытия таких продуктивных горизонтов разработаны рецептурный состав и технология приготовления эмульсионно-битумного раствора (ЭБР) с использованием отечественного твердого нефтяного битума ФНПЗ на углеводородной основе. Он представляет собой усовершенствованную модификацию инвертноэмульсионного раствора (ИЭР), который относится к гидрофобным эмульсиям II рода и предназначен в первую очередь для высококачественного вскрытия и освоения продуктивных пластов [1, 2].

Примерный рецептурный состав ЭБР, мас.%

Дизельное топливо	20-50
Битум твердый нефтяной	10-20
Техническая вода	30-70
Нитрофосфоновая кислота (НТФ)	0,05-0,1
КМЦ-600	0,2-2,0
К-4	0-5,0

Разработанный раствор – эмульсионная система, дисперсной средой которой является дизельное топливо + битум (3:1), а дисперсной фазой – водная концентрация химических реагентов. Содержание водной фазы колеблется в диапазоне 30-70% в зависимости от требуемой плотности ЭБР. Указанная дозировка исходных компонентов в каждом конкретном случае уточняется лабораторной проверкой, так как качество может меняться в более широких пределах, чем допускается соответствующим ГОСТ и ТУ.

Границы возможного изменения показателей свойств ЭБР при температуре 25°C

Плотность	0,85-0,95 г/см ³
Условная вязкость	25-60 с
Фильтрация	3-10 см ³ /30 мин

В качестве примера в таблице приведены технологические характеристики ЭБР в зависимости от состава и концентрации компонентов.

Состав ЭБР, %					Показатели ЭБР		
соляро-битумная эмульсия (70:30)	Тех. вода	КМЦ-600	К-4	НТФ	с, г/см ³	Т, с	Ф, см ³ /30 мин
100	0	—	—	—	0,845	20	0
90	10	0,5	2	—	0,861	35	9
90	10	0,7	5	0,05	0,861	40	0
70	30	1	5	—	0,891	25	6
70	30	1	5	0,05	0,891	60	3
40	60	1	2,5	0,05	0,938	35	10
40	60	2	2	—	0,938	35	4
30	70	1	5	—	0,953	25	8
30	70	2	2	0,05	0,953	60	3
—	100	2	5	0,1	1	35	11

Примечание. Состав соляро-битумной эмульсии: дизельное топливо – 70%, битум нефтяной – 30%

Технология приготовления ЭБР. В промышленных условиях исходный объем получают на серийном оборудовании. Смесительная емкость (30-40 м³) оснащается 2-3 поворотными гидромониторными перемешивателями, допускающими перепад давления до 3-5 МПа. В ходе буровых работ можно использовать емкость для химических реагентов (10-15 м³) и цементировочный агрегат, а также гидромониторный перемешиватель. Должны быть предусмотрены меры по предупреждению разлива раствора, созданы соответствующие условия для работы членов буровой бригады. Приготавливать и применять ЭБР необходимо в соответствии с действующими правилами безопасности для растворов на нефтяной основе.

Этап 1. В мерную емкость (40 м³) заливают расчетное количество дизельного топлива, вводят мелкие куски твердого высокоокисленного нефтяного битума, выдерживая соотношение 8:1. По истечении суток производят диспергирование битума до полного распределения в объеме путем интенсивного перемешивания с помощью бурового насоса или цементировочного агрегата. При этом получается соляро-битумная эмульсия плотностью 0,84 г/см³ (Т=20 с, Ф=0).

Этап 2. В других емкостях (2х40 м³) готовят водный раствор реагента НТФ, затем вводят КМЦ-600. Для синергетического эффекта же-

лательно добавить К-4 или другой акриловый полимер.

Суммарное действие указанных реагентов обеспечивает надежное эмульгирование, стабилизацию раствора, а также гидрофобизацию выбуренной породы и стенок скважины.

Этап 3. В расчетный объем водного раствора химических реагентов (30-70%) вводят через гидромониторные перемешиватели соляро-битумную эмульсию (70-30%) при перепаде давления 3-5 МПа и доводят до полного диспергирования. Соотношение воды и соляро-битумной эмульсии берут в зависимости от требуемой плотности ЭБР.

С целью снижения времени на приготовление эмульсионного раствора, а также уменьшения расхода реагентов рекомендуется на линии высокого давления бурового насоса поместить гидравлический диспергатор с рабочим давлением не менее 10 МПа.

Установлено, что ЭБР повышает технико-экономические показатели буровых работ, обеспечивает сохранение коллекторских свойств продуктивных пластов, способствует увеличению дебитов скважины и сокращению сроков их освоения. Эмульсионно-битумный раствор плотностью 0,89-0,95 г/см³ (Т=25-60 с, Ф=3-10 см³/30 мин) может использоваться в качестве бурового для эффективного вскрытия продуктивных горизонтов с пластовым давлением ниже гидростатического.

ЛИТЕРАТУРА

1. Басарыгин Ю.М., Будников В.Ф., Булатов А.И. Теория и практика предупреждения осложнений и ремонта скважин при их строительстве и эксплуатации. М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2000, т. 1. 510 с.
2. Рязанов Я.А. Справочник по буровым растворам. М.: Недра, 1979. 215 с.

ANNOTATION

The use of the emulsion-bitumen mud will increase drilling operation index and supply a preservation of reservoir properties of productive seams under conditions of low formation pressures.

Решение оптимизационной задачи при выборе и рациональной отработке буровых долот в заданных геолого-технических условиях

Б.Л. Стеклянов, Р.М. Рахимов
 (ОАО «УзЛТИнефтьгаз»)

Для тех или иных геолого-технических условий на забое скважины всегда можно создать достаточно эффективную конструкцию бурового долота (обратная оптимизационная задача технического аспекта) или выбрать ее из уже имеющихся с заданным типоразмером (обратная оптимизационная задача технологического аспекта) для безаварийного процесса бурения. Так в общем случае выглядит постановка оптимизационной задачи в области породоразрушающего бурового инструмента. В первом приближении теоретически она была решена в техническом и технологическом аспектах.

Реализация технического аспекта оказалась возможной в результате непосредственного контакта с КБ четырех долотостроительных заводов бывшего СССР, участия в обучении конструкторов решению оптимизационных задач – совершенствованию схем размещения вооружения по рабочим телам шарошек и т.д.

Решение оптимизационной задачи технологического аспекта базируется на техническом аналоге [1]. Камнем преткновения здесь явилась необходимость паспортизации номенклатуры всех долот. Тем не менее задача эта была решена в упрощенной форме и неоднократно использовалась на буровых предприятиях страны на уровне экспресс-метода.

Рассмотрим с позиции потребителей бурового оборудования наиболее интересующий нас технологический аспект оптимизационной задачи. Сложность ее разрешения для общего случая заключается в многофакторности критериев оценки работоспособности буровых долот, временной неопределенности геолого-технических условий на забое скважины, многообразии конструкций для определенного типоразмера [2].

Положение потребителя в настоящее время усугубляется тем, что он должен или доверять информации поставщика, или иметь возможность получить независимые объективные данные о технико-технологическом потенциале за-

купаемой продукции. При этом фирмы-поставщики буровых долот или их посредники, как правило, подменяют эффективность своих конструкций завышенными рекламами по сравнению с конкурентом, стремятся к монопольному положению в этой сфере рынка [3]. В результате может произойти фальсификация истинной информации о работоспособности той или иной конструкции долота вплоть до поставки недоброкачественной, морально и физически устаревшей продукции. Последнее чрезвычайно опасно из-за низких технико-экономических показателей бурения "дорогими долотами" и связано с аварийными ситуациями.

Как предотвратить все негативные последствия от неправильного выбора и нерациональной отработки буровых долот в современных условиях? По нашему мнению, этого можно достичь путем входного контроля качества поставляемой продукции начиная с внешнего осмотра, использования соответствующей контрольно-измерительной техники, апробирования методики расчета и анализа детерминированных критериев оценки работоспособности буровых долот с учетом накопленного опыта эксплуатации их различных конструкций в известных геолого-технических условиях. В данном случае методика выбора и рациональной отработки буровых долот в заданных геолого-технических условиях как руководящий документ базируется на стохастическом, и на детерминированном подходе при достижении поставленной цели получения максимального технико-экономического эффекта от использования приобретаемых дорогостоящих породоразрушающих буровых инструментов.

Руководящий документ, разрабатываемый этой целью, должен гарантировать получение следующих исходных данных:

- 1) объективные критерии оценки работоспособности вооружения буровых долот;
- 2) объективную информацию о качестве

ОВЫХ ДОЛОТ;

3) о конструктивных особенностях и типах;
4) о результатах статистического анализа после отработки опытных образцов и партий:

- при соблюдении рекомендуемых фирмой режимов отработки;

- при отклонении от них.

Для разработки и эффективного функционирования такой методики необходимо иметь:

- достаточно упорядоченные типы горных пород основных разрезов по районам, площадям, месторождениям, например, в форме пачек по уримости;

- контрольно-измерительный прибор по входному контролю за качеством в форме разноразмерности шарошек и их радиальному биению, руководящий документ по его использованию;

- методику снятия геометрических параметров с необходимым перечнем измерительных атрибутов с целью вычисления детерминированных кинетических критериев оценки работоспособности вооружения буровых долот;

- вычисления кинетических критериев с использованием соответствующей электронно-вычислительной техники;

- сравнительного анализа кинетических критериев оценки работоспособности вооружения и пор смежных шарошек буровых долот;

- корректировки режимов отработки при отсутствии возможностей обеспечения их в пределах, рекомендуемых производителем;

- сбора, обработки и хранения накапливаемой информации по результатам отработки буровых долот с известной кинетикой вооружения в тех или иных геолого-технических условиях на базе электронно-вычислительных машин при безусловном наличии и персонализации последней;

- представления в определенной и согласованной форме обработанных конечных результатов по отработке использованных типоразмеров буровых долот и конкретных рекомендаций с це-

лью применения их в коммерческой деятельности соответствующих структур НХК.

К настоящему времени УзЛИТИнефтегаз практически в полной мере обладает научно-техническим потенциалом для разработки соответствующего руководящего документа до уровня его утверждения и практической реализации. Научные сотрудники владеют методикой внешнего осмотра с целью выявления грубых нарушений в изготовлении буровых долот; конструктивных отклонений, выражающихся в разноразмерности смежных шарошек и их радиального биения; снятия геометрических параметров для вычисления и сравнительного анализа кинетических критериев оценки работоспособности практически любой конструкции и модификации породоразрушающих буровых инструментов.

Разработан их автоматизированный каталог на базе ПЭВМ с целью накопления и целенаправленной обработки данных по отработке буровых долот в заданных геолого-технических условиях для сравнительного анализа кинетических критериев оценки работоспособности их вооружения.

В институте дополнительно разработана и апробирована уникальная методика анализа работоспособности вооружения на реальных развертках сферических и тороидальных поверхностей забоев скважин, что весьма актуально при оценке показателя периферийных венцов трехшарошечных долот со смещенными осями вращения в плане и одношарошечных со ступенчатыми формами.

Для реализации вышеуказанной методики необходимо наличие недорогих контрольно-измерительных приборов типа КП-2, не менее двух современных электронно-вычислительных персональных компьютеров и соответствующего объема финансирования проводимых работ.

Выполнение данного проекта руководящего документа даст возможность квалифицированно, научно обоснованно подойти к решению оптимизационной задачи технологического аспекта, получить реальный технико-экономический эффект.

ЛИТЕРАТУРА

1. *Стеглянов Б.Л.* К вопросу паспортизации буровых долот // *Техника и технология сооружения газовых и азоконденсатных скважин*. М.: ВНИИгаз, 1984. С. 37-41.
2. *Эйгелес Р.М.* Разрушение горных пород при бурении. М.: Недра, 1971. 231 с.
3. *Белорусов В.О.* Выбор долот с помощью компьютера // *Бурение и нефть*, 2002, №12. С. 22-23.

ANNOTATION

A technological aspect of optimization problem is considered from a position of drilling equipment consumers.

Разработка технологии совместной подготовки нефти и газа на нефтегазовых месторождениях

У.С. Назаров, Р.Ч. Ли
(ОАО «УзЛТИнефтьгаз»)

Наличие в добываемом газе влаги, жидких углеводородов, кислых компонентов и механических примесей приводит к осложнениям работы газотранспортной системы. В связи с этим природные и нефтяные газы перед подачей в газопроводы подвергаются обработке для предотвращения конденсации в них жидких углеводородов и влаги при изменении термобарических параметров, а также коррозии труб. Абсорбционные процессы применяют для осушки тощих газов, а также после установки очистки от кислых компонентов, адсорбционные – как для подготовки тощих газов, так и для глубокой осушки с целью дальнейшей низкотемпературной переработки. Для одновременного извлечения влаги и жидких углеводородов на практике широко применяется низкотемпературная сепарация газа с использованием искусственного (охлаждающие машины) или естественного (энергия пласта) холода.

Подготовка газа на основных газоконденсатных месторождениях Узбекистана осуществляется на установках низкотемпературной сепарации (УНТС) при наличии естественного холода. При этом характерны специфические особенности:

- колебание состава добываемой продукции – увеличение доли легких и уменьшение тяжелых компонентов;
- потеря значительного количества конденсата в пластовых условиях;
- изменение режима работы установок промышленной и заводской обработки газа ввиду колебания параметров продукции скважин и состава их сырья;
- зависимость качественных показателей продукции от времени года;
- благоприятные условия в начальный период – большие дебиты скважин, возможность охлаждения газа за счет избыточного давления, большой конденсатный фактор и т.д.; объективные причины, ухудшающие технико-экономические показатели предприятий на поздней стадии эксплуатации, снижение давления сырья, уменьше-

ние конденсатного фактора, необходимость ввода новых скважин, дожимных компрессорных станций и холодильных установок, нередко потребность в модернизации оборудования.

В связи с указанными особенностями в ходе эксплуатации и исследования установок НТС выявлены недостатки, важнейшие из которых – зависимость их эффективности не только от температуры сепарации, но и от состава газа; малая глубина извлечения конденсатообразующих компонентов при принятых температурах сепарации, приводящая к конденсации углеводородной жидкости при транспортировании по магистральным газопроводам; необходимость реконструкции установок на период падающей добычи газа.

Опыт эксплуатации установок на НГКМ Косово думалак показывает, что подготовка нефти и газа и технологический процесс взаимосвязаны. Так, поступающие на УНТС попутные нефтяные газы отрицательно влияют на качество подготавливаемого природного, и идущая на УНТС легкая нефть из скважин с прорывным газом – на всю систему подготовки конденсата.

Таким образом, для получения качественной продукции на нефтегазоконденсатных площадях, удовлетворяющих требованиям стандарта, необходимо усовершенствовать технологию подготовки нефти и газа. В настоящее время разработку месторождений Южный Кемачи, Умид, Кривой и т.д. предполагается вести при совместной эксплуатации газовых и нефтяных залежей.

Применение установок подготовки с охлаждением газа за счет дросселирования имеет важное значение в плане рационального использования пластовой энергии. Поток выделившейся нефти необходимо предварительно направить на установку подготовки ее совместно с углеводородным конденсатом, извлеченным на последующих ступенях сепарации УНТС с разработкой технологии обезвоживания и обессоливания.

В настоящее время большое внимание уделяется повышению эффективности установок НТС.

применением новых решений [1, 2, 3, 4] вместо расселивания для извлечения жидких углеводородов и влаги из природного газа. На сегодняшний день основная часть газоконденсатных месторождений Узбекистана вступает в период падающей добычи газа в связи со снижением пластового давления, что значительно осложняет условия эксплуатации УКПГ. При этом в изменившейся обстановке необходимо поддерживать показатели качества газа на уровне требований стандарта. Опыт промысловой и заводской обработки природных газов показывает, что в перспективе будут преобладать низкотемпературные процессы. Развитие применяемых методов охлаждения газа ставит проблему выбора наиболее эффективного в конкретном случае на промысле и заводе. Наиболее распространены методы охлаждения (с помощью различных охлаждающих машин — аммиачных и пропановых станций, дросселирования и турбодетандеров). В мировой практике применяются такие установки, как ФОРТИСЕП (Германия), в которых извлечение конденсата и влаги производится в результате эффекта Джоуля-Томпсона и Ранка-Хильша с использованием диэтиленгликоля (95-98% мас.) в качестве ингибитора гидратообразования. Распространены также сверхзвуковые сепараторы ТВИСТЕР и СУСТОР (США) с вихревой камерой для осушки газа, извлечения конденсата, сжиженного природного газа, двуокиси серы, сероводорода и механических примесей. При этом исключается необходимость в ингибиторно-гидратообразования, следовательно, не требуется система регенерации гликоля. Реже применяют-

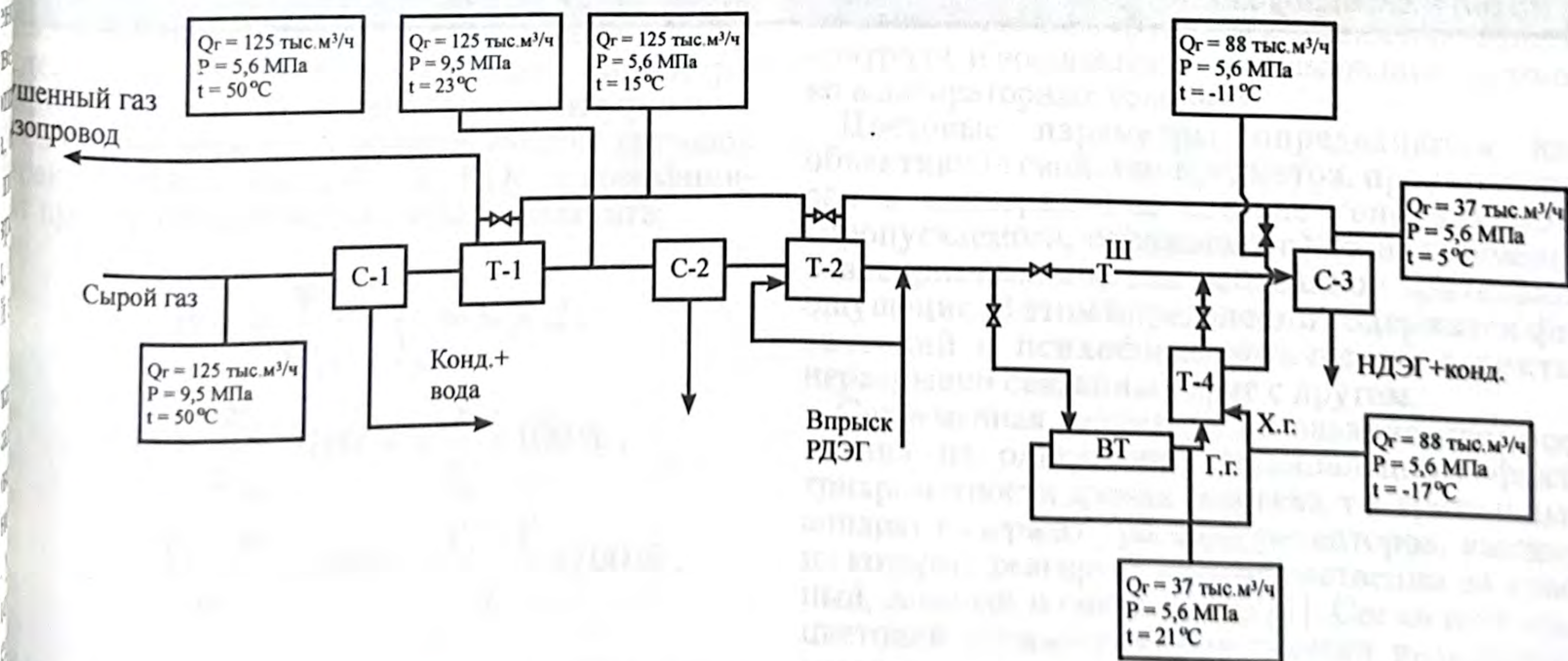
ся волновые детандеры и др.

Работоспособность установок НТС с дросселированием газа можно поднять за счет более совершенных процессов охлаждения (вихревого пульсационного действия). Проблема повышения эффективности использования пластового давления имеет важное значение не только на поздней стадии эксплуатации газоконденсатного месторождения, но и на начальной.

Сейчас ведутся разработки трехпоточных вихревых труб, в конструкции которых предусмотрено сразу несколько физических процессов: охлаждения, разделения и конденсации [1]. Это позволяет не только охлаждать газ, но и производить сепарацию углеводородного конденсата. На трехпоточной вихревой трубе в горячем потоке газа одновременно происходят разделение и отделение конденсата.

Проведены исследования установки НТС с вихревой трубой на возможность извлечения влаги и углеводородного конденсата из природного газа. Так, в промышленных условиях газ охлаждается путем дросселирования, основанного на законе Джоуля-Томпсона. Для повышения отдачи установок целесообразно применение вихревых труб (эффект Ранка).

Установка рекуперативного теплообменника позволит использовать поток холодного газа для охлаждения горячего и дополнительно извлечь влагу: при температуре от плюс 16 до 0°C — 1,1464 г/м³. При этом точка росы осушенного газа будет составлять минус 12°C, влагосодержание — 0,0536 г/м³ (рисунок).



Принципиальная технологическая схема УНТС с вихревой трубой:

С-1, С-2, С-3 - сепараторы 1, 2, 3 ступени; Т-1, Т-2, Т-3 - теплообменники; ВТ - вихревая труба; Х.г. - холодный газ; Г.г. - горячий газ

Проведено моделирование процесса НТС с дросселем и вихревой трубой на ЭВМ с производительностью установки по газу 125 тыс. н. м³/ч. При использовании вихревой трубы выход углеводородного конденсата составляет 313,8 кг/ч, а при сочетании с реккуперативным теплообменником - 508,6 кг/ч. При этом капитальные затраты минимальны.

Из изложенного выше следует, что для решения поставленных проблем необходимо

1) создание конструкции вихревой трубы высокоэффективной сепарацией жидкости холодного и горячего потоков;

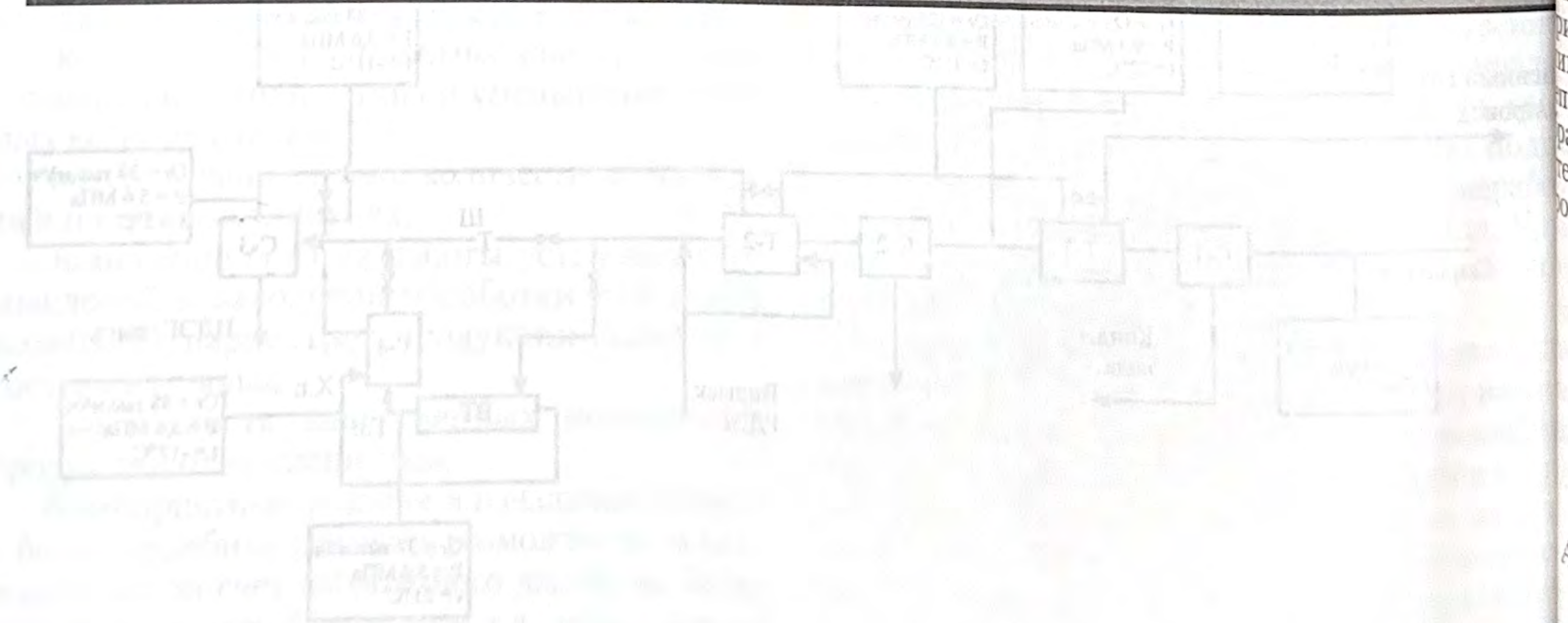
2) предварительное охлаждение горячего газа в теплообменнике с целью увеличения выхода углеводородного конденсата.

ЛИТЕРАТУРА

1. Исхаков Р.М., Николаев В.В., Жидков М.А., Комарова Г.А. Применение ТВТ для конденсации тяжёлых углеводородов из попутных газов // Газовая промышленность, июль, 1998. С. 42-43.
2. Жидков М.А., Овчинников В.П., Комарова Г.А. Термодинамическая эффективность промышленной вихревой трубы // Газовая промышленность, декабрь, 1998. С. 54-56.
3. Бобров Д.М., Лаухин Ю.А., Сиротин А.М. Новые аппараты для охлаждения газа и перспективы использования в газовой промышленности // Газовая промышленность. Серия "Подготовка и переработка газа и газового конденсата", 1980, вып. 4.
4. Бобров Д.М., Лаухин Ю.А., Сиротин А.М. Расширительная холодильная техника для газовой и нефтяной промышленности // Газовая промышленность. Серия "Подготовка и переработка газа и газового конденсата", 2002, вып. 2. С. 87.

ANNOTATION

Reviewed is an efficiency increase for low temperature separation units by use of vortical heat exchanger instead of drosselling for preliminary extraction of liquid hydrocarbons and moisture from a natural gas.



Оптоэлектронный колориметр для контроля за цветовыми различиями нефтепродуктов

Н. Р. Рахимов, Р.Ж. Тожиев, О. Тилаволдиев, К.Х. Ахунов
(ФЕРПИ, ФНПЗ)

Качество полупрозрачных нефтепродуктов (бензинов, масла, автола, мазутов и т.п.), выпускаемых в нефтеперерабатывающей промышленности, в большой степени зависит от их цвета.

Концентрацию одного нефтепродукта в другом определяют по интенсивности окраски их смеси согласно основному закону оптики – Бугера-Ламберта-Бера:

$$\Phi_{\lambda} = \Phi_{0\lambda} e^{-K_{\lambda} C d},$$

где Φ_{λ} – поток монохроматического излучения с длиной волны λ после прохождения нефтепродуктов; $\Phi_{0\lambda}$ – первоначальный поток, попадающий на нефтепродукт; K_{λ} – коэффициент поглощения, зависящий от длины волны излучения, температуры и природы растворенного нефтепродукта; C – его концентрация; d – толщина поглощающего слоя.

Преобразовав данное уравнение, получим основные фотометрические величины, применяемые в практике: оптическую плотность D , светопропускание T_{λ} , светопоглощение A_{λ} в зависимости от концентрации C , толщины слоя d или коэффициента поглощения K_{λ} [1].

Далее, переведя $\Phi_{0\lambda}$ и Φ_{λ} с помощью оптоэлектронных преобразователей в соответствующие электрические сигналы Y_0 и Y , по их величине определим указанные оптические параметры нефтепродуктов. При работе оптоэлектронного преобразователя на линейном участке световой характеристики, когда $\Phi = K_x Y$ (K_x – коэффициент пропорциональности), можем записать:

$$D = \lg \frac{\Phi_{\lambda}}{\Phi_{0\lambda}} = \lg \frac{Y}{Y_0} = K_{\lambda} C d,$$

$$T_{\lambda} = \frac{\Phi_{\lambda}}{\Phi_{0\lambda}} \times 100\% = \frac{Y}{Y_0} \times 100\%,$$

$$A_{\lambda} = \frac{\Phi_0 - \Phi}{\Phi} \times 100\% = \frac{Y_0 - Y}{Y} \times 100\%.$$

Из этих уравнений видно, что оптическая плотность D прямо пропорциональна концентрации вещества. Если колебание C раствора растворителя или любого химического компонен-

та вызывает изменение K_{λ} , то будем иметь отклонение от закона Бугера-Ламберта-Бера.

Для оценки разрешающей способности колориметрического метода контроля за цветом образцов необходимо снять их спектральные характеристики в видимом диапазоне 0,38-0,78 мкм (таблица).

Нефтепродукт	Цвет	Спектральная область, мкм
Бензин А-72	Розовый	0,6 - 0,64
А-76	Желтый	0,56 - 0,59
АН-93	Оранжево-красный	0,61 - 0,67
Мазут М-40	Желто-красный	0,56 - 0,7

Контроль за цветовыми параметрами нефтепродуктов, протекающих через трубу, осложнен тем, что проводится по двухканальной схеме. Метод основан либо на сравнении исследуемого вещества с набором светофильтров, либо на поглощении света, проходящего через нефтепродукт, и регистрации его в отдельных длинах волн [2, 3]. Недостатком существующих приборов являются наличие светофильтров, снижающих надежность контроля, и возможность использования их только в лабораторных условиях.

Цветовые параметры определяются как объективное свойство предметов, проявляющееся в спектральном составе генерируемого (пропускаемого, отражаемого) ими излучения и воспринимаемое как осознанное зрительное ощущение. В этом определении содержатся физический и психофизиологический аспекты, неразрывно связанные друг с другом.

Современная теория распознавания цвета основана на однозначно установленном факте трихроматности зрения человека, т.е. зрительный аппарат содержит три вида рецепторов, каждый из которых реагирует преимущественно на красный, зеленый и синий цвета [4]. Согласно этому цветовой параметр математически выражается вектором в трехмерном цветовом пространстве, причем начало его совпадает с началом цветовой координатной системы (ЦКС). Если в качестве основных использовать единичные векторы крас-

ного r_n , зеленого g_n и синего b_n , то любой цвет можно выразить в виде

$$C = R_{r_n} + G_{g_n} + B_{b_n},$$

где R, G, B – качество соответствующих цветов.

Система RGB называется эмпирической и отражает основные цвета чисто спектрального излучения: красного ($\lambda=700$ нм), зеленого (546,1) и синего (435,8); XYZ – феноменологической. Смысл этих систем заключается в том, что спектрально чистый цвет с $\lambda=600$ нм состоит из красного и зеленого компонентов в соотношении 14:3, с $\lambda=450$ нм – красного, зеленого и синего в соотношении 7,5:1:35 (рис. 1,б).

В системе RGB кривые красного r_n , зеленого g_n и синего b_n цветов построены так, что каждый из них отличается от нуля лишь ординатой одной кривой. Принципиальный недостаток заключается в наличии отрицательного участка на кривой. При измерении цветовых координат вычитание цвета реализовать невозможно, поэтому в колориметрии эта система не применяется [5].

Задача контроля за цветовыми параметрами на основе XYZ системы решается тремя способами. Первый – визуальное сопоставление измеряемого цвета с эталоном, выбираемым из заранее составленного цветового атласа или компьютерным программированием каждого из цветов. Второй – спектрофотометрирование, наблюдаемое излучением и расчетом координат X, Y, Z . Третий – это непосредственное их измерение при использовании трех эталонных приемников оптического излучения, спектральные функции чувствительности которых в точности соответствуют кривым Y_x, Y_y, Y_z . Этот способ, несомненно, наиболее перспективный, так как удовлетворяет требованиям технологического процесса.

Устройство по этому способу должно выполнять следующие операции:

- выделение анализируемого излучения на трех длинах волн (красный, зеленый и синий);

- прием прошедших через объект потоков излучения и преобразование в фотоэлектрический сигнал;

- обработка фотоэлектрического сигнала.

Конструктивное выполнение устройства (рис. 2) содержит корпус 1, два идентичных кварцевых колпачка 2, задающий генератор (источник импульсного питания) 3, коммутатор (разделитель импульса) и три измерительных 5, 7, 9, три компенсационных 6, 8, 10 светоизлучающих диодов, три эталонных приемника оптического излучения 11, 12, 13, три идентичных блока обработки фотоэлектрического сигнала 14, 15, 16 и три измерительных прибора 17, 18, 19 или ЭВМ 20 [6].

Устройство работает следующим образом. При установке корпуса 1 на технологический процесс между кварцевыми колпачками протекает контролируемый нефтепродукт и из задающего генератора 3 вырабатываются прямоугольные импульсы, которые подаются на вход коммутатора 4. Разделенные импульсы попеременно поступают на светоизлучающие диоды 5, 7, 9, 6, 8, 10. Потоки излучения, проходящие через слой контролируемого нефтепродукта, попадают на светочувствительную площадь приемников оптического излучения 11, 12, 13. Фотоэлектрические сигналы с выхода приемников оптического излучения, соответствующие красному и инфракрасному, зеленому и инфракрасному, синему и инфракрасному потоку, подаются на вход идентичных блоков 15, 16, обработки фотоэлектрического сигнала измерительных приборов 17, 18, 19 или ЭВМ для анализа соответствующих цветовых параметров.

Сущность каждой оптопары заключается в следующем: контролируемая жидкость облучается двумя световыми потоками с длинами волн λ_1, λ_2 , одна из которых является измерительной.

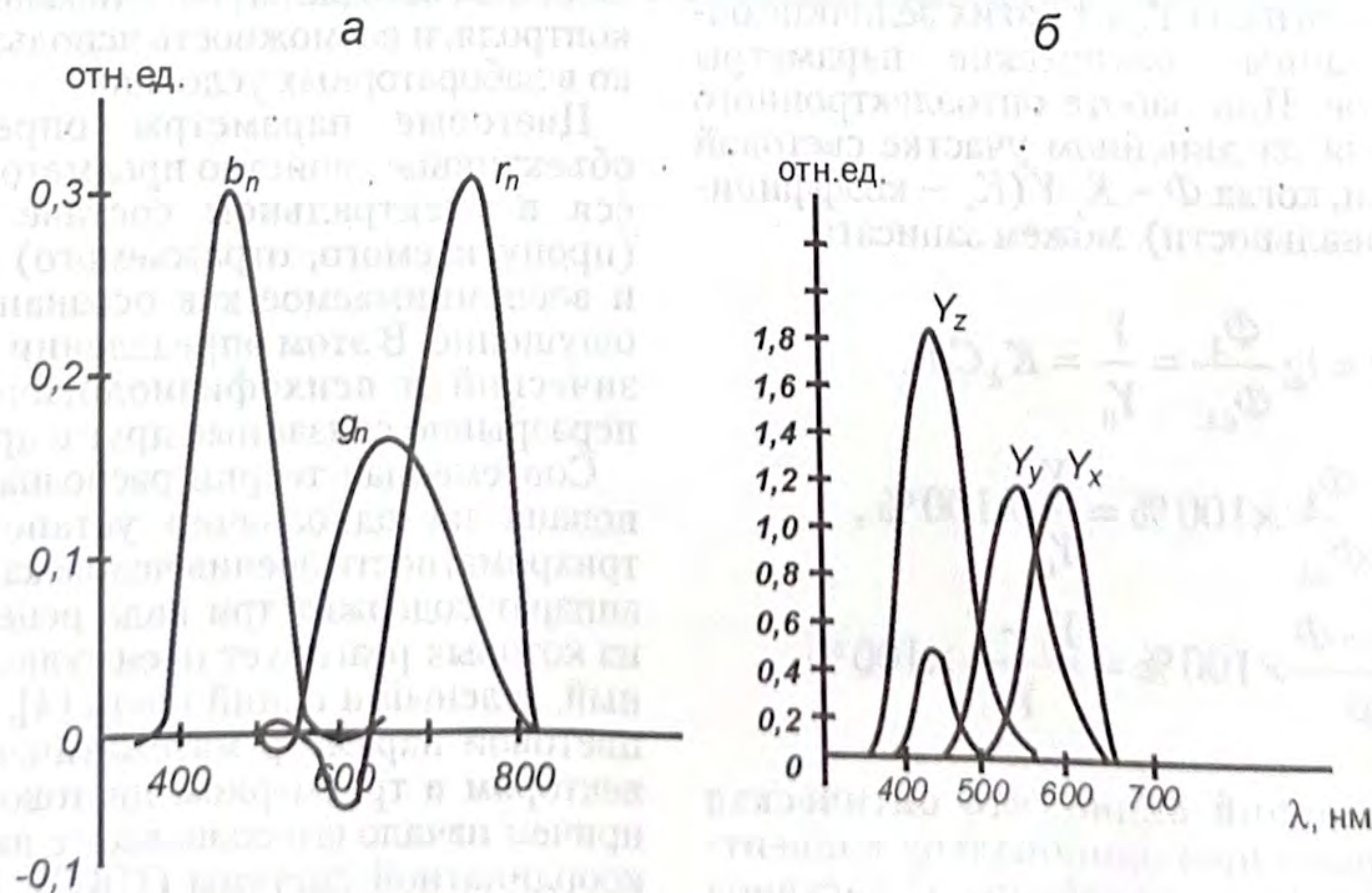


Рис. 1. Кривые сложения цветовых систем RGB (а) и XYZ (б)

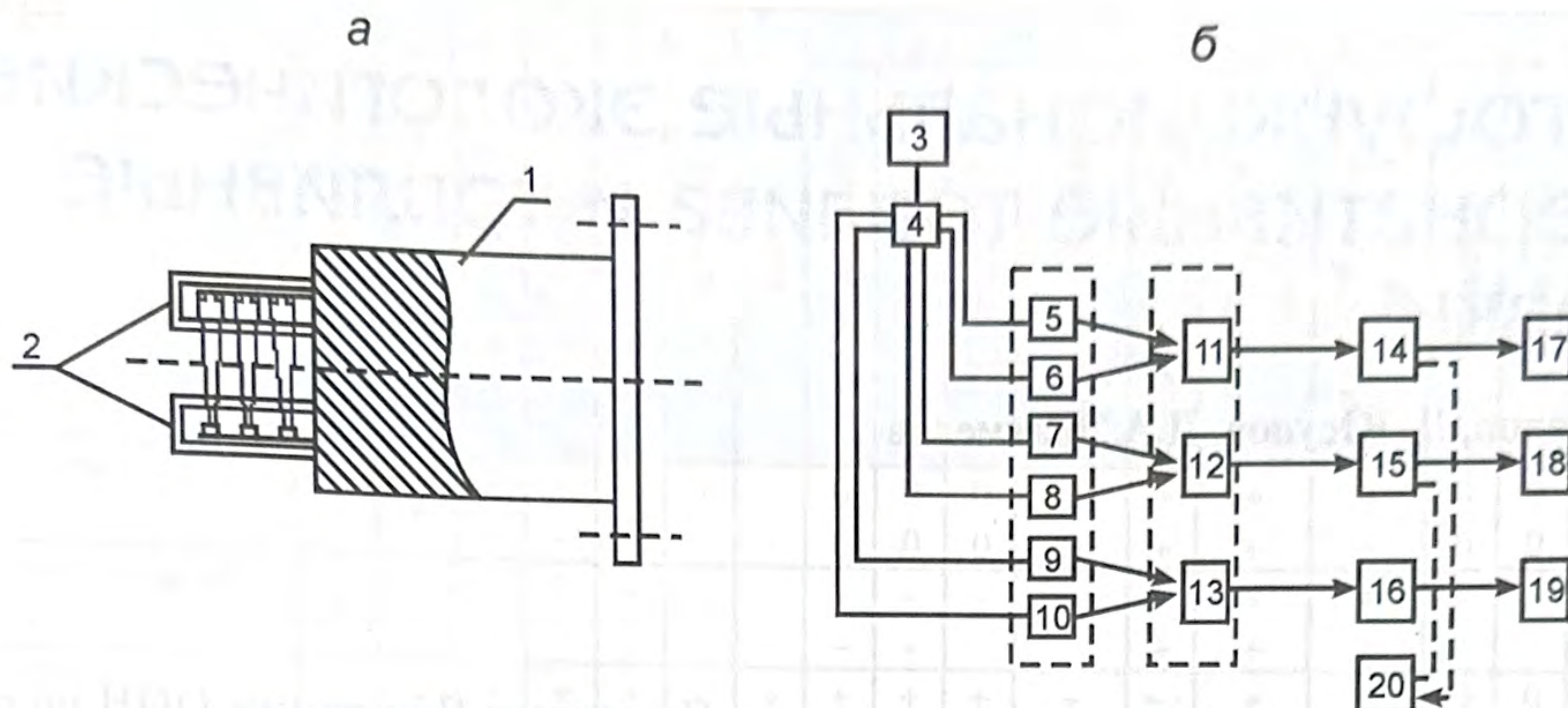


Рис. 2. Конструктивное выполнение (а) и блок-схема (б) устройств

ругая компенсационной. Согласно закону Буге-Ламберта-Бера, проходящие потоки излучения через слой контролируемой жидкости на указанных длинах волн имеют вид

$$\Phi_{\lambda_1} = \Phi_{0\lambda_1} e^{-\kappa_1 C d}; \quad \Phi_{\lambda_2} = \Phi_{0\lambda_2} e^{-\kappa_1 C d} e^{-\kappa_2 C d},$$

где $\Phi_{0\lambda_1}$ и $\Phi_{0\lambda_2}$ – световые потоки до прохождения через слой контролируемой жидкости; Φ_{λ_1} и

Φ_{λ_2} – то же после прохождения; κ_1 – коэффициент

рассеяния; κ_2 – коэффициент поглощения, зависящий от цвета жидкости; e – основание натурального логарифма; d – толщина слоя жидкости.

Выравнив начальные потоки излучения $\Phi_{0\lambda_1}$

$\Phi_{0\lambda_2}$, получим:

$$\frac{\Phi_{\lambda_1}}{\Phi_{\lambda_2}} = e^{\kappa_2 C d}.$$

Из этих выражений видно, что при $d = \text{const}$ величина отношения проходящего потока излучения на компенсационной и измерительной длинах волн через слой контролируемой жидкости пропорциональна цвету исследуемого нефтепродукта.

Предлагаемое устройство обладает повышенной точностью распознавания цвета в ходе технологического процесса за счет трех оптопар, которые контролируют три цветовых параметра, соответствующих X, Y, Z. Это обусловлено трехмерным измерением с длинами волн $\lambda_1 = 680$, $\lambda_2 = 560$, $\lambda_3 = 450$ нм, применением в качестве эталонных приемников оптического излучения фоторезисторов. При необходимости сигнал с выхода блоков 14, 15, 16 можно подать в систему автоматического контроля.

ЛИТЕРАТУРА

- Рахимов Н.Р. Исследование фотоэлектрических свойств АФН - пленок теллурида кадмия и серебра и разработка оптоэлектронных приборов на их основе // Автореф. канд. дис., Ташкент, 2001.
- Рахимов Н.Р. Оптоэлектронный анализатор цвета полупрозрачной жидкости // Приборы и средства автоматизации научных исследований в народном хозяйстве Республики. Ташкент, 1991. С. 90-93.
- Rahimov N. R., Gafurov U., Zokirov R. Semi-transparent fluid color sensor - analyzer ДЦ-5 М.П. М., 1991.
- Юстова Е.Н. Вопросы измерения и стандартизации цвета // Автореф. докт. дис. 1974.
- Мешков В.В. Основы светотехники. М.: Энергия, 1979.
- Рахимов Н.Р., Хайдаров А.Х., Юлдашев А.А. Анализатор цвета полупрозрачных жидкостей. Патент Уз. I ДР 05057. Оpubл. в Бюл. №1 - 28. 02. 2002.

ANNOTATION

Reviewed is a unit for colour parameters control of petroleum products. Six light emitting diodes with three optical radiation detectors are selected.

Многофункциональные экологические альтернативные топлива и топливные добавки

Б.И. Базаров, Д. Юсупов, Д.А. Эрахмедов
(ТАДИ)

В настоящее время на мировом рынке потребления моторных топлив нефтяного происхождения происходят структурные сдвиги, учитывающие ограниченность запасов нефти, проблемы защиты окружающей среды, энергетической независимости и современные тенденции устойчивого развития. Для этого на транспорте, особенно автомобильном, употребляющем 58 - 60% жидких моторных топлив, должна быть произведена диверсификация по видам топлива, грузоподъемности и сферам услуг. Все это позволит реализовать потенциал смягчения на транспорте, который учитывается даже в такой развитой стране, как США, где на 1000 жителей приходится 585 автомобилей и на одного человека – более 1600 л бензина в год.

Сельское и водное хозяйства, дорожный комплекс Республики также считаются значимыми потребителями энергоисточников, где, кроме транспортных систем, имеются стационарные установки типов СНП 500/10 на базе дизелей А-01М (6Ч13/14), А-41 (4Ч13/14), АДД-305У1 на базе Д-144 (4Ч11/125). Например, одна насосная установка СНП 500/10 за один поливной сезон расходует 25-63 т дизельного топлива, а их в стране насчитывается примерно 12 тысяч.

Все указанные особенности источников получения моторных топлив и их потребителей с учетом современных требований норм воздействия на окружающую среду требуют разработки научных основ мероприятий, обеспечивающих концепцию устойчивого развития.

Все виды борьбы с токсичностью отработанных газов автотранспорта и стационарных установок сводятся к трем взаимосвязанным аспектам: самим конструкциям потребителей, видам используемых топлив и условиям эксплуатации.

По данным Программы ООН по развитию (UNDP) и Программы организационно-поддержки Энергетического Сектора Мирового Банка (ESMAP) потребность Узбекистана в бензине составляет примерно 2,0 млн т, в дизельном топливе – 2,5 млн. в год. Частичная замена их приведенными выше альтернативными топливами и смесями позволяет снизить напряженность топливообеспеченности; сберечь природные ресурсы нефти; обеспечить современные требования норм токсичных выбросов; уменьшить отрицательное воздействие на окружающую среду в течение всего технологического цикла (производство, хранение, транспортирование, применение) использования энергоисточников и др. В этой связи экономия нефти и моторных топлив нефтяного происхождения, замена их альтернативными экологически чистыми являются проблемой государственной важности. Многие страны уже давно реализовали ряд технических, организационных и правовых мер, обеспечивающих замену жидких моторных топлив газобразными и другими добавками растительного и химического происхождения.

Узбекистан – государство с большими запасами природного газа, газового конденсата и угля, поэтому все потребители моторных топлив должны быть сориентированы на использование природного газа, сжиженного нефтяного, подземного, биогаза, жидких топливных смесей растительного и химического происхождения и др.

Проведенные исследования показали целесообразность сравнения и оценки альтернативных топлив и топливных добавок с помощью критериев парного сопоставления совокупности оценочных показателей (таблица).

Оценочный показатель	Бензин	Диз. топливо	СНГ	СПГ	СжПГ	Водород	Биогаз	Топливные добавки										
								газового конденсата	метанола	этанолола	гидразина или аммиака	СжПГ+ водорода	спиртоэфирных смесей	метилтретбутилового эфира	анилина	ксилидина	двуххлористого диэтилсвинца	диметилэфира
Теплота сгорания горючей смеси	1	1	-	-	-	-	-	0	0	0	0	+	+	+	0	0	0	+
			-	-	-	-	-	0	0	0	0	+	+	+	0	0	0	0
Минимальная энергия зажигания	1	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	+	+	+	-	-	-	+
			-	-	-	-	-	-	-	-	-	+	+	+	-	-	-	-
Энергозатраты производства	1	1	+	+	+	-	+	+	+	+	+	+-	+	0	0	0	0	+
			+	+	+	-	+	+	+	+	+	+-	+	-	-	+	-	+
Безопасность эксплуатации	1	1	0	0	0	-	0	0	-	+	-	-	+	-	-	-	-	0
			0	0	0	-	0	0	-	+	-	-	+	-	-	-	-	0
Пределы стабильного горения	1	1	+	++	++	++	++	++	0	0	0	0	+	0	0	0	0	+
			+	++	++	++	++	++	0	0	0	0	+	0	0	0	0	-
Относительная агрессивность	1	1	+-	+	-	+-	0	0	-	+	--	0	+	0	0	0	0	0
			+-	+	-	+-	0	0	-	+	--	0	+	-	-	-	-	0
Стоимость транспортировки до потребителя	1	1	0	+	+	+	+	0	-	+	-	+-	-	0	0	0	0	0
			0	+	+	+	+	0	-	+	-	+-	-	-	-	-	-	0
Стоимость транспортировки в процессе эксплуатации	1	1	-	-	-	--	-	0	0	0	0	-	+	0	0	0	0	+
			-	-	-	--	-	0	0	0	0	-	+	0	0	0	0	0
Энергетическая совместимость	1	1	+	+	+	+-	+	+	0	0	0	0	0	0	0	0	0	+
			+	+	+	+-	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	0
Длительность хранения	1	1	++	++	+-	-	+	0	-	+	-	+-	0	0	0	0	0	-
			++	++	+-	-	+	0	-	+	-	+-	+	-	-	-	-	-
Выбросы токсических веществ	1	1	+	++	++	+	+	0	+	+	+-	+	0	0	0	0	0	+
			+	++	++	+	+	0	+	+	+-	+	+	+	0	0	0	0
Стоимость эксплуатации	1	1	+	++	++	0	+	+	+-	+-	+-	+	+	0	0	0	0	+
			+	++	++	0	+	+	+-	+-	+-	+	+	+-	0	0	0	0
Степень улучшения эксплуатационных свойств	1	1	+	+	+	+	+	0	+-	+-	0	+	+	0	0	0	0	+
			+	+	+	+	+	0	+	+	0	+	+	+	+	+	+	0
Степень замещения жидкого топлива	0	0	+	++	++	+-	+	0	0	0	0	+	+	+-	0	0	0	+
			+	++	++	+-	+	0	0	0	0	+	+	0	0	0	0	0
Природные ресурсы	1	1	+	++	++	0	+-	0	0	+-	0	+	+	0	0	0	0	0
			+	++	++	0	+-	0	0	+-	0	+	+	0	0	0	0	0
Перспективы	1	1	+	++	++	+-	+	0	+	+	+-	++	++	0	0	0	0	0
			+	++	++	+-	+	0	+	+	+-	++	++	+-	0	0	0	0
Себестоимость конвертации	0	0	-	-	++	--	-	0	-	0	-	-	+	0	0	0	0	0
			-	-	-	--	-	0	-	0	-	-	+	0	0	0	0	0
Интенсификация и улучшение рабочего процесса	1	1	+	+	+	+	+	+	+	+	+-	+	+	+	0	0	0	+
			-	-	-	+	-	+	+	+	+-	+	+	+	0	0	0	0

Примечание. + – улучшение показателя по сравнению с бензином или дизельным топливом, - – ухудшение; ++ – либо улучшение, либо ухудшение; сдвоенные знаки – усиленные улучшение или ухудшение.

Однако делать упор на производство моторных топлив из нефти пока неоправданно, хотя существующая инфраструктура применения сжатого природного газа (СПГ) в Узбекистане позволяет ежегодно использовать 230-250 млн. м³ (12500 заправок в сутки), что эквивалентно 190-200 тыс. т бензина. Это полностью исключило бы импорт нефти в Узбекистан. К сожалению, в настоящее время указанный источник замены жидких моторных топлив СПГ используется примерно в 4 раза меньше. Планируемое производство сжиженного нефтяного газа (СНГ) с 400 тыс. т в 2004 г. до 1 млн. т в 2009 г., ресурсы топливных смесей химической промышленности и растительного происхождения реально позволяют обеспечить 30-35% энергопотребителей экологически чистыми

ми альтернативными моторными топливами и топливными смесями.

Проведенные исследования по данной методике подтвердили энерго-экологическую значимость использования в Узбекистане в качестве моторных топлив СПГ (в перспективе СЖПГ и СЖПГ+водород), СНГ, биогаза топливных смесей растительного (биоэтанол) и синтетического (метанол, спиртоэфирные смеси) происхождения, которые улучшают эксплуатационные, экологические показатели ДВС АТС и СУ, а также увеличивают ресурсы нефти, создают стабильность топливообеспеченности, в целом потенциала смягчения и, следовательно, являются многофункциональными.

ЛИТЕРАТУРА

1. Базаров Б.И. Работа поршневых двигателей на альтернативных видах топлива, Ташкент: ТАДИ, 2000. 138 с.
2. Саати Т.И., Кернс К. Аналитическое планирование. Организация систем. М.: Радио и связь, 1991. 224 с.
3. Юсупов Д., Турабжонов С., Умаров И., Базаров Б. Состояния и перспективы производства неэтилированных бензинов // Нефть и газ, 2002, №2. С. 33.

ANNOTATION

Production possibilities and use of multifunctional alternative fuels and fuels additives on the base of raw resources of Uzbekistan are described.



Ринату Ибрагимовичу РАХИМОВУ 70 лет

Ринат Ибрагимович Рахимов родился 2 сентября 1933 г. в г. Ташкенте. После окончания школы в 1950 г. поступил в Московский нефтяной институт, который окончил в 1955 г. по специальности «Разработка нефтяных и газовых месторождений». Получив более углубленные знания по вопросам газовой промышленности в специальной группе горно-нефтяного факультета, Р.И. Рахимов в дальнейшем значительную часть своей трудовой деятельности посвятил этой проблеме.

Проработав несколько лет на месторождениях Ходжиабат и Андижан, он приобрел необходимый практический опыт и был приглашен в аппарат Правительства Республики Узбекистан в группу газификации на должность старшего референта, а затем – заместителя заведующего отделом тяжелой промышленности. В течение 15 лет принимал активное участие в претворении в жизнь важнейших решений Правительства по строительству первого магистрального газопровода Каркан – Бухара – Самарканд – Ташкент, а также Бухара – Урал, Урсатьевская – Фергана, освоению крупнейшего месторождения Газли, обеспечению бесперебойного снабжения природным газом населения и промышленности Республики.

В 1966 г. Р.И. Рахимов был направлен на работу в г. Москву в постоянное представительство Правительства Узбекистана, где в качестве заведующего отделом промышленности принимал активное участие в решении многих важных вопросов.

С 1980 по 1993 г. он руководил службой поставки в Госкомнефтепродукте, много сил отдавал своевременному завозу их в Республику и бесперебойному обеспечению ими народного хозяйства и населения.

Р.И. Рахимов одновременно с основной работой участвовал в организации и проведении в нашей стране научных практических конференций, семинаров, посвященных развитию нефтегазовой отрасли, постоянно делился своим богатым опытом с молодыми коллегами, чем завоевал у них заслуженное уважение.

За добросовестный труд Ринат Ибрагимович неоднократно награждался почетными грамотами, имеет значок «Отличник газовой промышленности».

Сердечно поздравляем юбиляра, желаем ему крепкого здоровья и благополучия в семье.

Друзья, коллеги



Памяти МАМАДЖАНА ЭГАМБЕРДЫЕВИЧА ЭГАМБЕРДЫЕВА

Научная общественность Узбекистана понесла тяжелую утрату – 27 июля 2003 г. скончался один из ведущих ученых, известный специалист в области нефтяной литологии и геологии нераспространенных полезных ископаемых, доктор геолого-минералогических наук, главный научный сотрудник ИГИРНИГМ Мамаджан Эгамбердыевич Эгамбердыев.

М.Э. Эгамбердыев родился в 1930 г. в семье крестьянина. Окончив в 1953 г. геолого-географический факультет Самаркандского государственного университета, получил специальность геолога-минералога. До 1956 г. работал геологом-съемщиком. Уже тогда он проявил интерес к научным исследованиям – фациально-формационному анализу и динамической палеогеографии. Склонность к аналитическому мышлению, углубленное изучение литологии меловых отложений Центральных Кызылкумов позволили ему успешно защитить в 1959 г. кандидатскую диссертацию. В 1983 г. – докторскую по двум специальностям: литология и геология, поиск и разведка нефти и газовых месторождений.

Практически вся его научная деятельность прошла в стенах ИГИРНИГМ, кроме периода 1971–1994 гг., когда он возглавлял в ИГиГ АН РУз крупное литологическое подразделение.

Геологическая общественность знает его как замечательного литолога. М.Э. Эгамбердыев выдвинул гипотезу о седиментационной инверсии и гомотаксисе фаунистических остатков (размещение ранее накопившихся осадков и перезахоронение заключенных в них окаменелостей фауны на новом месте в обратной возрастной последовательности), что дает возможность выявить новые резервы нефти и газа в ловушках литологически ограниченного типа.

Многие годы он отдал изучению геолого-геохимических предпосылок нефтегазоносности мезозой-кайнозоя юго-востока и центральной части Средней Азии, критериев генетического потенциала продуктивности нефтегазоматеринских пород Южного и Западного Узбекистана, нефтегазовых фаций мезозоя и палеогена, принципов выделения литологических и стратиграфических ловушек нефти и газа. Им составлено свыше 40 научных отчетов, опубликовано 11 монографий, более 200 статей.

М.Э. Эгамбердыев являлся членом редколлегии журналов «Геология и минеральные ресурсы Узбекистана», «Фан ва турмуш», успешно сочетал научную работу с педагогической деятельностью. Им подготовлено 8 кандидатов наук, в последнее время он руководил работой трех аспирантов.

За высокие показатели в научных исследованиях он награжден нагрудным знаком «Отличник разведки недр» и медалью «За трудовое отличие».

Жизнь и деятельность Мамаджана Эгамбердыевича являлись примером беззаветного служения любимой профессии. Все, кто знал его, будут помнить о нем как о талантливом ученом, глупо преданном науке, добром человеке, хорошем семьянине.

Светлая память о нем навсегда сохранится в наших сердцах.

Коллеги и друзья

Защищены диссертации...

...Докторская

Люгай Д.В.

Совершенствование научно-методических основ проектирования и анализа разработки месторождений сернистого газа

Выполнена и защищена в ОАО «УзЛИТИ-нефтьгаз» 14.01.1999 г.

Цель работы – совершенствование научно-методических основ проектирования и анализа разработки месторождений сернистого газа (МСГ) на базе обобщения результатов аналитических, методических и промыслово-экспериментальных исследований технологических особенностей их эксплуатации.

Опыт эксплуатации месторождений и практика проектирования разработки МСГ Узбекистана выявили наличие ряда проблем, снижающих эффективность их освоения: неадекватность реальным процессам известных математических моделей движения газа в сис-

теме пласт – скважина, построенных с учетом неполноты получаемой в пакерных скважинах информации; несоответствие концепции установления технологического режима работы скважин (регулирование только по устьевой скорости потока газа) современным требованиям обеспечения надежности их эксплуатации; несогласованность методических подходов к проектированию разработки МСГ с реальными условиями их эксплуатации.

Исследование комплекса взаимосвязанных проблем эксплуатации и проектирования МСГ с целью создания и совершенствования научно-методических основ проектирования и анализа их разработки имеет важное практическое значение.

...Кандидатские

Айрапетян Л. Р.

Исследование вопросов снижения потерь диэтиленгликоля в процессе промышленной подготовки газа

Научный руководитель:

к.ф.-м.н. А.А. Арсланов

Выполнена и защищена в ОАО «УзЛИТИ-нефтьгаз» 24.03.2000 г.

Цель работы – рациональное использование диэтиленгликоля (ДЭГ) за счет более достоверной оценки его потерь в процессе промышленной подготовки газа. На установках подготовки газа к транспортированию при извлечении жидких углеводородов и влаги в качестве антигидратных ингибиторов применяют ДЭГ. Анализ технологических затрат на обработку газа показал, что более 90% из них

связаны с восполнением потерь дорогостоящего абсорбента.

В процессе исследований

- разработана расчетная методика определения содержания ДЭГ в осушенном газе на установках его подготовки;
- предложена усовершенствованная методика выбора оптимальной концентрации ДЭГ, необходимой для осушки газа, с учетом рационального соотношения расхода отдувочного газа и количества регенерируемого ДЭГ;
- усовершенствована технология фильтрования ДЭГ.

Джанзаков И.И.

Разработка гидромеханического способа ликвидации прихватов на основе изучения напряженно-деформированного состояния бурильной колонны

Научный руководитель:

к.т.н., доцент А.М. Аминов

Выполнена в Атырауском институте нефти и газа Республики Казахстан и Ташкентском Государственном Техническом университете им. А.Р. Беруни. Защищена в ОАО «УзЛИТИ-нефтьгаз» 24.03.2000 г.

Цель работы – изучение природы силы, обусловленной непосредственным контактом бурильной колонны с глинистой коркой и буровым раствором при различных режимах, оценка напряженно-деформированного состояния бурильных колонн при развитии двух видов (упругого и упруго-пластического) со-

противления слоя среды (породы). Исследование колебательных процессов в бурильной динамической системе в условиях прихвата колонн в скважине, разработка гидродинамического устройства в компоновке бурильной динамической системы, реализующей эффективный способ ликвидации прихватов и обоснование выбора его параметров имеют актуальное значение. К наиболее часто встречающимся видам осложнений при бурении скважин относится прихват бурильных колонн, представляющий собой одну из самых серьезных проблем бурения как в Республике Казахстан, так и за рубежом.

Камалов М.Т.

Технология отбора представительных шламовых проб при бурении геологоразведочных скважин

Научный руководитель:

д.т.н., профессор А.А. Абдумажитов

Выполнена в Научно-исследовательском институте минеральных ресурсов Государственного комитета Республики Узбекистан по геологии и минеральным ресурсам. Защищена в ОАО «УзЛИТИ-нефтьгаз» 12.05.2000 г.

Цель исследований – повышение достоверности и эффективности геологоразведочного бурения за счет улучшения качества шламового опробования. Техника и технология его при бурении с промывкой жидкостью несмотря на высокие технико-экономические показатели и геологическую информативность применяются только в тех случаях, когда другие способы технически невозможны или экономически невыгодны. Основные причины такого положения – недостаточная изученность процессов формирования шламовых проб, закономерностей распределения рудных минералов по фракциям, зависимость представительности шламовой пробы от применяемой техники, технологии и способов отделения частиц шлама двух-

и трехфазных потоков очистных агентов и их улавливания, отсутствие достаточно четкого представления о рациональных областях применения имеющихся комплексов, а также ошибочное мнение о невозможности отбора представительной шламовой пробы при промывке.

В работе решены следующие задачи:

- изучение процесса шламообразования в сложных геолого-технических условиях;
- определение главной рудоносной фракции шламовой пробы;
- исследование факторов, влияющих на формирование главной рудоносной фракции шламовой пробы;
- времени и характера образования шлама способов его улавливания, а также надежности поверхностных шламоуловителей при бурении с промывкой;
- построение математической модели гранулометрического состава шламовой пробы;
- разработка экспресс-методики выбора рациональных поверхностных шламоуловителей по рудоносной фракции шламовой пробы.

НАЧИНАЕТСЯ ПОДПИСКА НА 2003 ГОД

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

Подписывайтесь на

Узбекский журнал нефти и газа

Национальная холдинговая компания «Узбекнефтегаз»
O'ZBEKISTON NEFT VA GAZ JURNALI
УЗБЕКСКИЙ ЖУРНАЛ НЕФТИ И ГАЗА

Зав. Редакцией — Р.Б. Якубович

Редактор — Д.М. Захаровская

Тех. редактор — Г.С. Мясников

Компьютерный набор — Е.А. Кондакова

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

Отпечатано в типографии Центра по науке и технологиям
Формат 60x84 1/8. Усл. печ. л. — 6,0. Уч.-изд. л. — 6,5. Тираж 1000. Заказ №111.