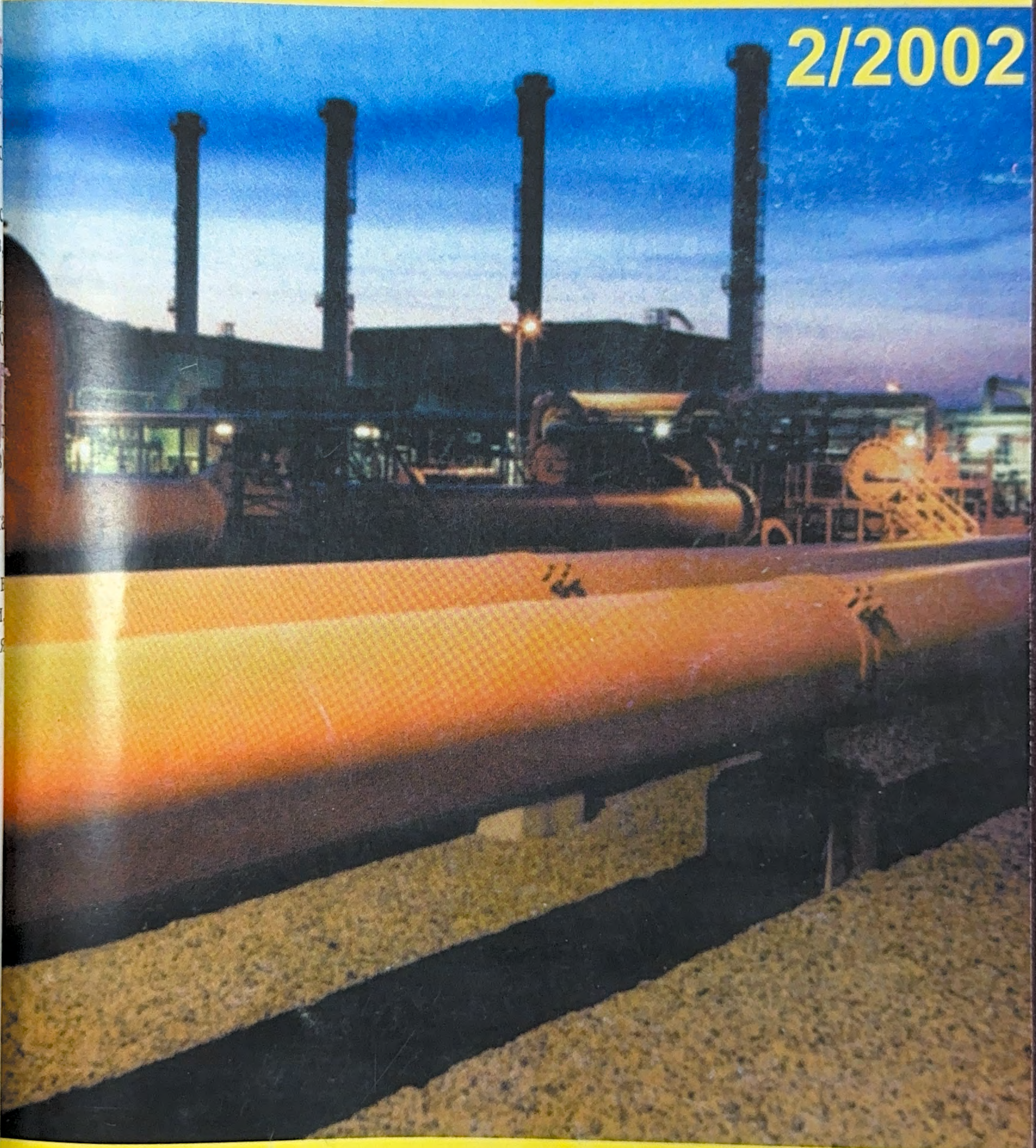
O`ZBEKISTON

NEFT va GAZ

JURNALI

2/2002



УЗБЕКСКИЙ ЖУРНАЛ НЕФТИ И ГАЗА

OGU 2002 UZBEKISTAN

"НЕФТЬ И ГАЗ"

В соответствии с распоряжением Кабине Министров Республики Узбекистан от 31 янва 2002г. №52-ф 23-24 мая в г.Ташкенте в гостини «Интерконтиненталь» проводились Международна научно-техническая конференция «Геодинамическа обстановка нефтегазообразования и нефтегаз накопления в земной коре» и 6-я Международна выставка «Нефть и газ» (OGU-2002). И организаторами являлись Национальная холдингов компания «Узбекнефтегаз», Научный Сов Российской Академии наук по геологии и разработ месторождений нефти и газа, Академия на Республики Узбекистан, Государственный комитет науке и технике РУз и Фирма «ITE Group P (Великобритания).

Цель конференции и выставки — определение новых стратегических направлений развит нефтегазовой отрасли и ведения геологоразведочных работ на нефть и газ в различных регионах мир включая Узбекистан.

Перед открытием 22 мая в гостинице «Интерконтиненталь» была проведена пресс-конференция д представителей прессы с участием руководства компании «Узбекнефтегаз» и других организаторов.

Торжественное открытие состоялось 23 мая. С приветственным словом выступил заместите Премьер-министра РУз В.Ю. Атаев. В двухдневной работе выставки участвовали представители компаний из 10 стран дальнего и ближнего зарубежья, ведущие компании в области геологоразведк бурения скважин, нефтегаздобычи, нефтегазопереработки, транспортировки газа и производите нефтегазового оборудования и машин США, Германии, Италии, Франции, Польши, Росси Казахстана, Украины и Узбекистана.

Компания «Узбекнефтегаз» представила экспозиционные материалы по четырем направлениям
1) нефтегазовый потенциал Узбекистана;
2) реализованные инвестиционные проекты и предлагаемые иностранным инвесторам для осуществлен совместной деятельности в области разведки и разработки месторождений нефти и газа;
3) состояние и перспективы приватизации в системе НХК «Узбекнефтегаз»;
4) результаты геодинамических исследований в Узбекистане.

В дни проведения выставки экспозиция компании «Узбекнефтегаз» была в числе самы посещаемых, здесь состоялись встречи и переговоры с заинтересованными зарубежными партнера по привлечению прямых инвестиций в разведку и добычу нефти и газа. Присутствовали 25 специалистов по нефтегазовой и смежным отраслям.

В работе международной конференции приняли участие свыше 250 ведущих ученых специалистов из Великобритании, Франции, Канады, Японии, России, Украины, Азербайджан Казахстана и Узбекистана. На четырех научных сессиях, посвященных проблемам геодинамик было заслушано 16 пленарных докладов и представлено 43 стендовых доклада по следующим тема
- Геодинамические модели эволюции нефтегазоносных осадочных бассейнов различных типов
- Современный взгляд на роль геодинамики в миксгенетическом синтезе углеводородов
- Развитие методов нефтегазогеологического прогнозирования на геодинамической основе
- Сравнительный анализ геодинамических обстановок нефтегазоносности осадочных бассейнов
- Геодинамические критерии оценки перспектив нефтегазоносности отдельных территорий и регионо
- Стратегия геологоразведочных работ на нефть и газ с учетом геодинамических критери нефтегазоносности недр

На трех научных сессиях, связанных с вопросами экономического развития и инвестирован нефтегазовой отрасли, заслушано 12 пленарных докладов.

В соответствии с решениями предыдущих конференций достигнуты серьезные успехи укреплении теоретических основ геодинамических исследований, расширены география и объект геологического изучения, получены важные результаты их практического приложения.

В целях дальнейшего развития геодинамических исследований в нефтегазовой геологи координации работ, объединения усилий ученых и специалистов для решения наиболее важны теоретических и прикладных проблем Конференция рекомендует:
1) продолжить активное расширение геодинамических знаний по всем параметрам и на вс направлениях;
2) осуществлять практическое применение геодинамических построений в нефтегазово геологии на разных уровнях - от регионального до локального;
3) конкретизировать миксгенетическую схему природного синтеза углеводородов результата полевых геотермических наблюдений и термобарических экспериментов;
4) активизировать комплексные геолого-геофизические исследования Бухаро-Хивинско палеорифта и других нефтегазоперспективных геодинамических структур.

Ilmiy-texnika

«O`ZBEKISTON NEFT VA GAZ JURNALI»

Научно-технический

«УЗБЕКСКИЙ ЖУРНАЛ НЕФТИ И ГАЗА»

Основан в 1997 г.
Выходит раз в три месяца

2'2002

УЧРЕДИТЕЛЬ:

Национальная холдинговая компания «Узбекнефтегаз»

Главный редактор А.К. Рахимов

РЕДАКЦИОННАЯ КОЛЛЕГИЯ:

А.А. Абидов (зам. главного редактора)
У.Д. Мамаджанов (зам. главного редактора)
Ш.Ш. Бахрамов (ответственный секретарь)
Р.Д. Абдуллаев
Г.С. Абдуллаев
А.А. Ахмедов
А.М. Аминов
Х.Б. Жумаев
Н.И. Жулин
О.А. Закиров
У.С. Назаров
Р.Д. Пулатов

© Национальная холдинговая компания «Узбекнефтегаз» Ташкент, 2002 г.

СОДЕРЖАНИЕ

ГЕОЛОГИЯ И ГЕОФИЗИКА

Хайитов Н.Ш., Осипова Н.Л.
Вещественный состав и нефтегазоносность нижнемеловых отложений Бешкент-Кашкадарьинского прогиба 4

Балаканов Р.И., Мизик А.И., Юсупжанов А.Ю., Якубов К.Х.
Вопросы повышения эффективности оперативной интерпретации материалов геофизических исследований скважин 8

Мордвинцев О.П.
Особенности тектонического строения домезозойских образований Бухаро-Хивинской нефтегазоносной области 12

БУРЕНИЕ СКВАЖИН

Джанзаков И.И., Ниеталиев Ж., Умедов Ш., Норматов Р.
Динамика перемещения прихваченной в скважине деформируемой колонны при переменных нагружениях 16

Жабборов М., Алибеков Ж.
Гидравлическая программа расчета потери давления в циркуляционной системе скважины 19

ПОДГОТОВКА И ПЕРЕРАБОТКА НЕФТИ И ГАЗА

Исматов Д.Н., Алимов А., Абдуразакова Г.Т., Сайидов У.Х., Саитдинов Ф.Н., Дусматов К.И.
Разработка технологии получения изо-эфиров — присадок моторных топлив 22

Абдурахимов С.А., Авезов Н.Э., Салимов З.С., Юсупов Ф.М., Султанов А.С.
Углеводородный состав легкокипящей фракции растворителя масло-экстракционного производства 25

Сайдахмедов Ш.М., Исмоилов М.Ю., Ҳамидов Б.Н., Иванов В.И., Иванов Г.Н.
И-460 ПВ маркадаги мойга присадка плексол қўшиб унинг қовушқоқлигини ошириш 26

Джалалова Ш.Б., Сайдахмедов Ш.М., Молодоженюк Т.Б., Юнусов М.П.
Структура катализаторов гидроочистки углеводородного сырья на алюмо-коалиновом носителе 28

Кадыров И., Каландаров Ж.А., Агзамходжаев А.А., Тешабаев З.А., Вафоев С.Ф.
Гидрокаталитическая переработка петролатума 31

Юсупов Д., Турабжонов С.М., Умаров И., Базаров Б.И.
Состояние и перспективы производства неэтилированных бензинов 33

Назаров У.С., Пулатов Р.Д., Тухтаев Д.Э., Пулатов Б.Р., Мельситдинов М.Р.
Использование гелевых систем при бурении скважин 34

РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА

Люгай Д.В., Шарапов Ж.М.
Концепция освоения газоконденсатного месторождения Северный Гузар 38

Зотов Г.А., Люгай Д.В.
К вопросу освоения месторождений природного газа с низкопроницаемыми коллекторами 40

Посевич А.Г., Ким Г.П., Джалилов М.М.
Оценка представительности диаграммы относительных фазовых проницаемостей по данным эксплуатации скважин 42

АВТОМАТИЗАЦИЯ ПРОИЗВОДСТВА

Ешматова Б.И., Банденок Е.Ю., Афонин Д.В., Якунова Х.С.
Приборы для определения компонентов газовых сред технологических процессов 44

СТРАНИЧКА ЮБИЛЯРА

К 70-летию со дня рождения Азимова Пулата Камиловича 46

CONTENTS

GEOLGY AND GEOPHYSICS

Hayitov N.Sh., Osipova N.L.
Composition and oil and gas potential of Lower Cretaceous sediments of Beshkent-Kashkadaria depletion 4

Balakanov R.I., Mizik A.I., Yusupzhanov A.Yu., Yakubov K.H.
Efficiency improvements ways of active interpretation materials for geophysical wells studies 8

Mordvincev O.P.
Peculiarities of tectonic structure of before Mesozoic formations in Bukhara-Khiva oil and gas bearing area 12

WELL DRILLING

Janzakov I.I., Nietaliev Zh, Umedov Sh., Normatov R.
Movement dynamics of stucked deformed column at variable loads 16

Zhabborov M., Alibekov Zh
Hydraulic calculation program of pressure losses in circulating well system 19

OIL AND GAS CONDITIONING AND PROCESSING

Ismatov D.N., Alimov A., Abdurazakova G.T., Sayidov U.H., Saitdinov F.N., Dusmatov K.I.
Working out of iso-ethers receiving technology in particular motor fuel additions. 22

Abdurahimov S.A., Avezov N.E., Salimov Z.S., Yusupov F.M., Sultanov A.S.
Hydrocarbon composition of easy-boiling solvent fraction in oil extraction production. 25

Saidahmedov Sh.M., Ismoilov M.Yu., Hamidov B.N., Ivanov V.I., Ivanov G.N.
Oil I-460 viscosity increase by plexol addition 26

Jalalova Sh.B., Saydahmedov Sh.M., Molodozhenyuk T.B., Yunusov M.P.
Catalysts structure for hydrofining of hydrocarbon raw material on alumino-kaoline carrier 28

Kadirov I., Kalandarov Zh.A., Agzamhojaev A.A., Teshabaev Z.A., Vafoev S.F.
Hydrocatalyst petrolatum processing 31

Yusupov D., Turabzhonov S.M., Umarov I., Bazarov B.I.
A state and perspectives of clear petrols production 33

Nazarov U.S., Pulatov R.D., Tuhtaev D.E., Pulatov B.R., Melsitdinov M.R.
Oil systems and their use in well drilling 34

OIL AND GAS FIELDS DEVELOPMENT AND EXPLOITATION

Lyugie D.V., Sharapov Zh.M.
Development concept of gascondensate field Severniy Guzar 38

Zotov G.A., Lyugie D.V.
To a problem of development for natural gas field with low permeability collectors 40

Posevich A.G., Kim G.P., Jalilov M.M.
Estimation of diagram imposing appearance of relative phase permeabilities on the basis of well exploitation data 42

AUTOMATIC PRODUCTION

Eshmatova B.I., Bandenok E.Yu., Afonin D.V., Jakynova H.S.
Devices for determining gas media components for operating processes 44

JUBILEER`S PAGE

To the seventieth anniversary of Azimov Pulat Kamilovich 46

УДК. 553. 98: 552. 181: 551. 763 (575. 192

Вещественный состав и нефтегазоносность нижнемеловых отложений Бешкент–Кашкадарьинского прогиба

Н.Ш. Хайитов, Н.Л. Осипова
(ОАО «ИГИРНИГМ»)

В связи с перспективностью меловых отложений Бухаро-Хивинского нефтегазоносного региона, в частности Бешкент-Кашкадарьинского прогиба, проведены многочисленные исследования его стратиграфии, литологии, палеогеографии, петрографии, минералогии, тектоники и нефтегазоносности. Высоко оценены генетические возможности Амударьинского нефтегазоносного бассейна [1], Чарджоуской ступени, где выделены для испытаний меловые горизонты площадей Камаши, Шуртан, Денгизкуль — Хаузак и Кандым [2, 3].

За последнее время объем поисково-разведочных работ в указанном прогибе значительно возрос. На основе обширного геолого-геофизического материала нами изучены состав пород, содержание органического вещества (ОВ) и нефтематеринский потенциал альбских карбонатных отложений наиболее полных разрезов Бадахшана (скв. 1), Сев. Бадахшана (1), Яккасарая (2), Зап. Яккасарая (3) нижнего мела, выполнен их детальный петрографо-минералогический и литологический анализы.

Сложный состав меловых образований Бухаро-Хивинской нефтегазоносной области, фациально-палеогеографическая и геохимическая среда формирования обусловлены частыми пространственно-временными изменениями континентальных, лагунных и морских обстановок седиментации, а также климатических и тектонических режимов. На всей территории разрез сложен осадочными формациями, четко расчленяющимися на три крупных комплекса (серии) с 12 свитами. Породы различаются по окраске, количеству песчано-алевритового материала, карбонатности, наличию микрофлоры и фауны, содержанию глауконита, ОВ, а также размеру и окатанности кластических зерен. В нижнемеловых отложениях выделено четыре продуктивных горизонта: XIV приурочен к такчиянской серии (Акджар и Южн. Мубарек: получены газ и га́зоконденсат), XIII — окузбулакской (Яккасарай, Зап. Яккасарай, Зап. Ташли — нефть, Вост. Ташли и Сарича — газ), XII — кампрекской (Куюмазар — нефть, Увада, Сарича — газ), в XI на площадях Акджар и Южн. Мубарек обнаружены газ и газоконденсат. Горизонты XIV и XIII являются регионально нефтегазоносными, XII и XI — локально.

Такчиянская серия (комплекс континентальных красноцветных молассовых формаций валанжин-готерива) характеризуется закономерным изменением с юга на север и юго-запада на северо-восток лито-фациального состава. На западе и юге преобладают глины и алевролиты, формировавшиеся в пресноводных лагунах, подводной и надводной частях крупных равнинных рек, на севере и северо-востоке — песчаные и грубообломочные отложения, лишенные органических остатков, образовавшиеся преимущественно в равнинно-долинных условиях и конусах выноса горных рек. Общая мощность серии 150- 400 м.

Детальные микроскопические исследования авторов показали содержание в алевролитах и алевропесчаниках (скв. 2 Яккасарай, шл. 78, инт. 3608-3615 м) до 30% кварца и полевого шпата, до 15 — обломков эффузивных образований, единичных зерен мусковита, турмалина, рудных минералов. Зерна неокатанные, плохо́ отсортированы. Цемент карбонатный. Глинистые породы (скв. 2

Яккасарай, шл. 71, инт. 3482 - 3490) сильно запесочены — до 30-35% кварца и полевого шпата, с примесью кальцита (15-20%). При преобладании гидрослюд развиты каолинит, сидерит и шамозит (минерал из группы железосодержащих хлоритов с каолинитоподобной структурой).

Окузбулакская серия (комплекс пестроцветных сложнопостроенных переходных континентальных и лагунно-морских формаций баррема) состоит из чередующихся лагунных, морских и наземных отложений. В разрезе мела занимает промежуточное положение между типичными континентальными (такчиянская серия) и морскими (кампрекская) формациями. Мощность 120-180 м.

Петрографическим изучением установлено, что в составе пород доминируют глины. В гидрослюдисто-хлоритовом аргиллите (скв. 1 Бадахшан, шл. 112, инт. 3005 - 3010) присутствует тонкая терригенная примесь неокатанных зерен кварца, отмечается каолинит с единичными зернами глауконита. Хлорит двух генераций: 1(шамозит) — за счет тонкодисперсного аллотигенного каолинита; 2 (пеннин) — распада обломочного биотита. Встречаются фюзенизированные частицы углистого вещества. Карбонаты представлены органогенными запесоченными известняками (скв. 1 Сев. Бадахшан, шл. 17, инт. 2330 - 2336), состоящими из кальцита (65-70%) с кварц-полевошпатовой терригенной примесью (30-35%). Диагностированы сине-зеленые водоросли в виде тонких обволакивающих нитей и округленных комочков или желвачков. В органогенных доломитистых известняках (10-15% органических остатков) фауна содержит разрушенные раковины фораминифер, брахиопод, мшанок, иглокожих и др. (скв. 2 Яккасарай, шл. 68, инт. 3443 -3446). Алевролиты песчанистые, в основном кварц-полевошпатовые с редкими зернами глауконита, турмалина, слюды и др.

Авторы [4] по лито-фациальным и геохимическим условиям формирования такчиянской и окузбулакской серий рассматривают их как нефтематеринские. Содержание ОВ в лагунных и мелководных лагунно-морских глинах достигает 0,79%, по нашим данным — 0,93.

Кампрекская серия (комплекс сероцветных морских формаций апта и альба) характеризуется широким развитием сероцветных морских песчано-глинисто-карбонатных глауконитоносных образований, обогащенных фаунистическими остатками. Общая мощность 120-400 м.

Микроскопическое изучение выявило большое разнообразие карбонатных пород. Известняки запесоченные (скв. 3 Зап. Яккасарай, шл. 112, инт. 3082 -3088) с обломочной примесью кварца, полевого шпата (25-30%), кальцита биоморфно-детритового типа (до 70%). Морфологически это мелкие округлые непрозрачные комочки сине-зеленых (онколитовых) водорослей с включениями в центре алевритовых частиц; много тонкораздробленной органики. В полимиктовых и известковистых песчаниках и алевролитах (скв. 1 Бадахшан, шл. 79, инт. 2675 - 2677) отмечено большое содержание глауконита (25-30%). Кроме того, отдельные маломощные пласты тонкоотмученных зеленых глин образованы исключительно тонкодисперсным глауконитом от зеленовато-желтого до темно-зеленого тонов. Глауконит как индикатор морских условий осадконакопления имеет важное значение при фаци-

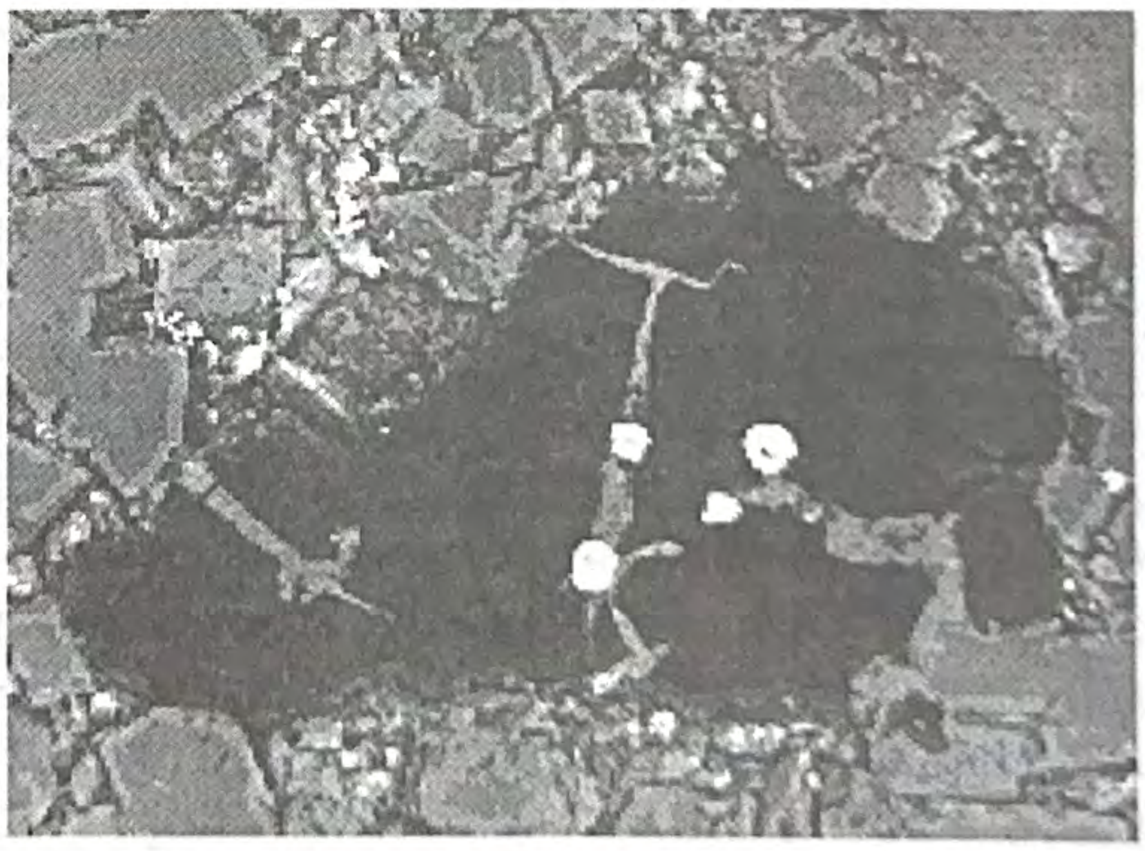


Рис. 1. Органическое вещество (темное) с пиритом и апатитом в карбонатной с кварцем породе. Площадь сканирования 0,11*0,14 мм. Снимок в отраженных электронах с контрастом по атомной массе. Шл. 85, пл. Бадахшан, скв. 1, инт. 2760-2767 м

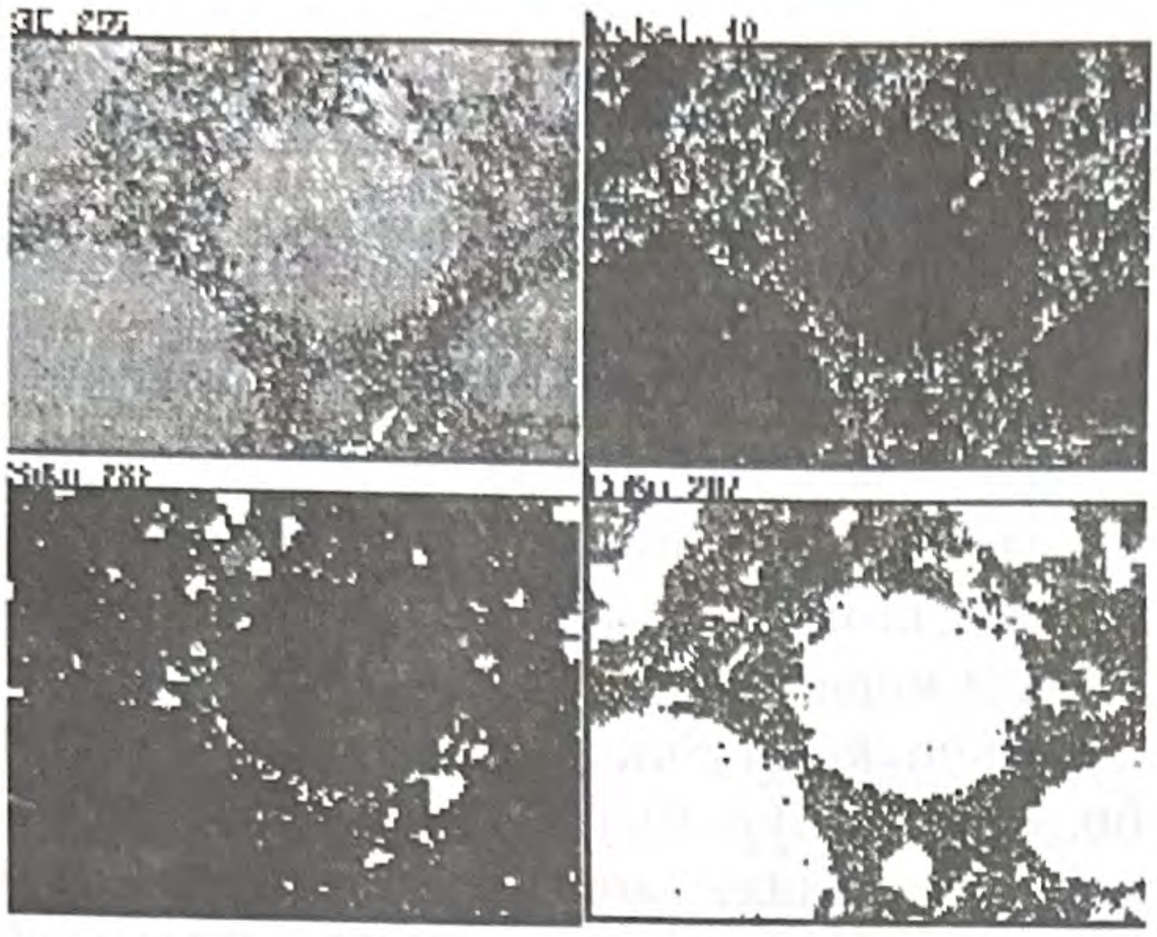


Рис. 2. Округлые зерна кальцита с доломит-кварц-апатит-пиритовым цементом. Площадь сканирования 0,11*0,14 мм. SE - снимок во вторичных электронах. Mg Ka_1, Si Ka_1, Ca Ka_1 - снимки в характеристическом рентгеновском излучении соответствующих элементов. Шл. 110, пл. Зап. Яккасарай, скв. 3, инт. 3082-3088 м

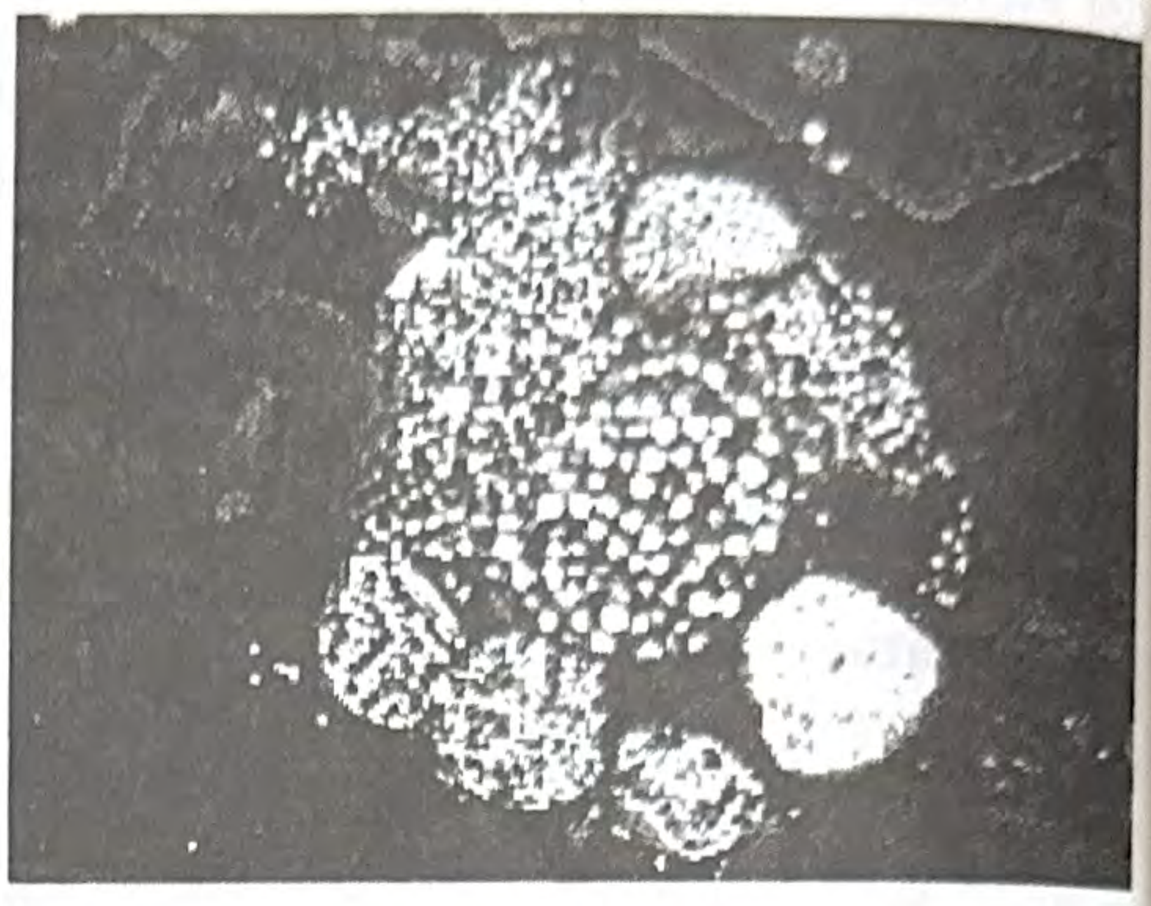


Рис. 3. Глобулярный пирит (колония микроорганизмов) в карбонатной с кварцем породе. Площадь сканирования 0,056*0,068 мм. Снимок в отраженных электронах с контрастом по атомной массе. Шл. 84, пл. Бадахшан, скв. 1, инт. 2687-2695 м

альном анализе. Основная масса его приурочена к песчано-алевритовым и карбонатным породам альба, накопившимся в подводнодельтовых, волноприбойных и особенно доннотечениевых условиях моря.

Сгустково (мелко)-микритовые известняки (от 40 до 160 м на пл. Пачкамар) интенсивно доломитизированы (скв. 1 Бадахшан, шл. 85, инт. 2760 - 2767), пористые, имеют вид сплошной мелкосгустковой водорослевой массы (сине-зеленые). Органика представлена онколитовыми выделениями размером 0,02-0,2 мм, замещенными кальцитом, а также удлиненными остатками водорослей 0,005-0,05 мм. Отмечается незначительная микрофауна фораминифер, мшанок, брахиопод, замещенных пиритом и апатитом. Промежутки между сгустками водорослей выполнены вторичным доломитом в форме мелких ромбоэдров. Секущие микротрещины на 60% заполнены локально распространенными битумами буро-желтого цвета (размер выделений 0,11-0,23 мм). При исследовании на микрозонде Jeol JXA - 8800R (Е.Н. Игнатиков) в межзерновом пространстве выявлены также ксеноморфные выделения ОВ (рис. 1), часто в ассоциации с апатитом и пиритом. Аналогичное по морфологии и аналитическим свойствам ОВ установлено ранее в отложениях ходжаипакской свиты оксфорда верхней юры [5]. По нашим данным, содержание его в этой серии достигает 1%.

Известно, что фитопланктон и в его составе сине-зеленые — главнейшие поставщики ОВ в морские осадки. Нефтематеринский потенциал пород определяется содержанием липидов и липоидов, которыми наиболее богаты определенные группы водорослей (в сине-зеленых — до 20% липоидных компонентов). Наиболее распространены сфероморфиды 0,05-0,1 мм, а в доломитовом цементе — детриты 0,005-0,02 (рис. 2). Второй важный преобразователь ОВ, также богатого липидами (около 10%), — бактерии [6]. Материал клеточных мембран, сложенный в основном липидами, составляет 20% от массы клетки. Органическое вещество является неотъемлемой частью раковин фораминифер, брахиопод и др. и представлено нерастворимыми структурными белками. В каждой их шаровидной камере размером 0,005-0,008 мм развиваются тонкокристаллические октаэдры (<1 мкм) пирита (сульфат-бактерии), полностью замещающие белково-углеводное тело простейшего (рис. 3). Все микроорганизмы служат поставщиками белково-углеводного материала.

Характерная особенность пород рассматриваемых серий — постоянное присутствие в них сульфидов, находящихся в тесной генетической связи с ОВ. Они формируют рассе-

янную вкрапленность или слагают конкреции, линзовидные прожилки небольшой мощности и глобулярные образования. Наиболее распространен пирит. Сказанное свидетельствует о восстановительных условиях в бассейне осадконакопления.

Таким образом, нами впервые выявлен преимущественно биогенный генезис карбонатных пород альба, насыщенных синезелеными и багряными водорослями, фораминиферами, брахиоподами, мшанками, остатками иглокожих и др. с содержанием ОВ 1%. Установлено наличие битумов в трещинах и интерстициях. Поскольку обогащенное липидно-липоидными компонентами ОВ фитопланктонного генезиса наиболее благоприятно для нефтеобразования, то нижнемеловые отложения считаются высокоперспективными.

В данном регионе основной продуктивный объект — юрские комплексы, перекрывающиеся нижнемеловыми. Учитывая высокий генетический нефтепотенциал последних, имеет смысл исследовать их на всех вновь бурящихся скважинах.

ЛИТЕРАТУРА

1. ***Акрамходжаев А.М., Бабаев А.Г., Эгамбердыев М.Э.*** *К уточнению потенциала продуктивности меловых отложений Амударьинского нефтегазоносного бассейна // Узб. геол. ж., 1973, №5. С. 3-10.*
2. ***Нишанов Б.У., Симоненко А.Н.*** *О целесообразности доразведочных работ с прямой задачей выявления залежей нефти и газа в меловых отложениях Чарджоуской ступени // Проблемы геологии нефтяных и газовых месторождений Узбекистана, 1988. С. 35-50.*
3. ***Ситдиков Б.Б., Ситников В.И., Джаксибаев Ж. О*** *нефтегазоносности меловых отложений Чарджоуской ступени Западного Узбекистана // Узб. геол. ж., 1994, №2. С. 72-75.*
4. *Критерии генетического потенциала продуктивности нефтематеринских пород Южного и Западного Узбекистана. Ташкент: Фан, 1977.*
5. ***Осипова Н.Л., Абдуллаев Г.С., Игнатиков Е.Н., Лесовой Ю.И.*** *Вещественный состав ходжаипакской свиты карбонатной формации Западного Узбекистана // Узбекский журнал нефти и газа, 2000, №2. С. 19-21.*
6. ***Баженова О.К.*** *Генезис нефти - актуальная проблема нефтяной геологии // Современные проблемы геологии нефти и газа. М.: Научный мир, 2001. С. 125-134.*

ANNOTATION
Original results of microspectral roentgenic bituminous and petrographic examinations are presented for Lower Cretaceous sediments of Beshkent-Kashkadarya deflection. Conclusions are made about their high oil and gas potential (XI-horizont).

УДК 550.832.05

Вопросы повышения эффективности оперативной интерпретации материалов геофизических исследований скважин

Р.И. Балаканов, А.И. Мизик, А.Ю. Юсупжанов, К.Х. Якубов
(ОАО «Узбекгеофизика»)

Оперативная интерпретация выполняется по материалам геофизических исследований скважин (ГИС), расположенных во всех поисково-разведочных регионах Республики Узбекистан, и направлена на решение следующих задач:

- выделение коллекторов, разделение их по типам, определение эффективных толщин;
- количественная оценка коллекторских свойств — коэффициентов глинистости $К_{гл}$, пористости $К_{п}$ и нефтегазонасыщенности $К_{нг}$;
- анализ характера насыщения, глубин флюидальных разделов ГВК, ГНК, ВНК;
- выдача в виде таблицы средневзвешенных параметров мощности по любым заданным интервалам (горизонтам, пластам и т.д.);
- установление целесообразности или бесперспективности испытания в открытом стволе, эксплуатационной колонне;
- разработка рекомендаций по интервалам для целенаправленных исследований с учетом площадной изученности, далее — подсчет запасов;
- систематический контроль за полученными результатами с целью оперативного внесения корректив в ранее предложенные рекомендации по объектам.

При оперативной интерпретации коллекторы выделяются по прямым качественным признакам — установление проникновения в пласты фильтрата промывочной жидкости, а также количественным критериям — граничным значениям пористости и глинистости [1, 2].

При разделении коллекторов по характеру насыщения рассматриваются критические значения информативных геофизических параметров и парные сопоставления кривых БК-ИК, БК-БМК, ИК-БМК [3, 4]. Для определения положения газожидкостного контакта (ГНК, ГВК) в литологически однородных коллекторах сравниваются кривые пористости $К_{п}^{нгк}$ - $К_{п}^{ак}$, $К_{п}^{нгк}$ -$К_{п}^{гтк}$ с использованием противоположного эффекта влияния газа на методы НГК, АК и ГТК, хорошо зарекомендовавшие себя на многих месторождениях нефти и газа. На площади Кокдумалак полученные результаты оказались более эффективными, так как значительное содержание газа в нефти заметнее влияет на АК, чем ГГК. Для уточнения характера насыщения привлекаются также данные ОПК и газового каротажа.

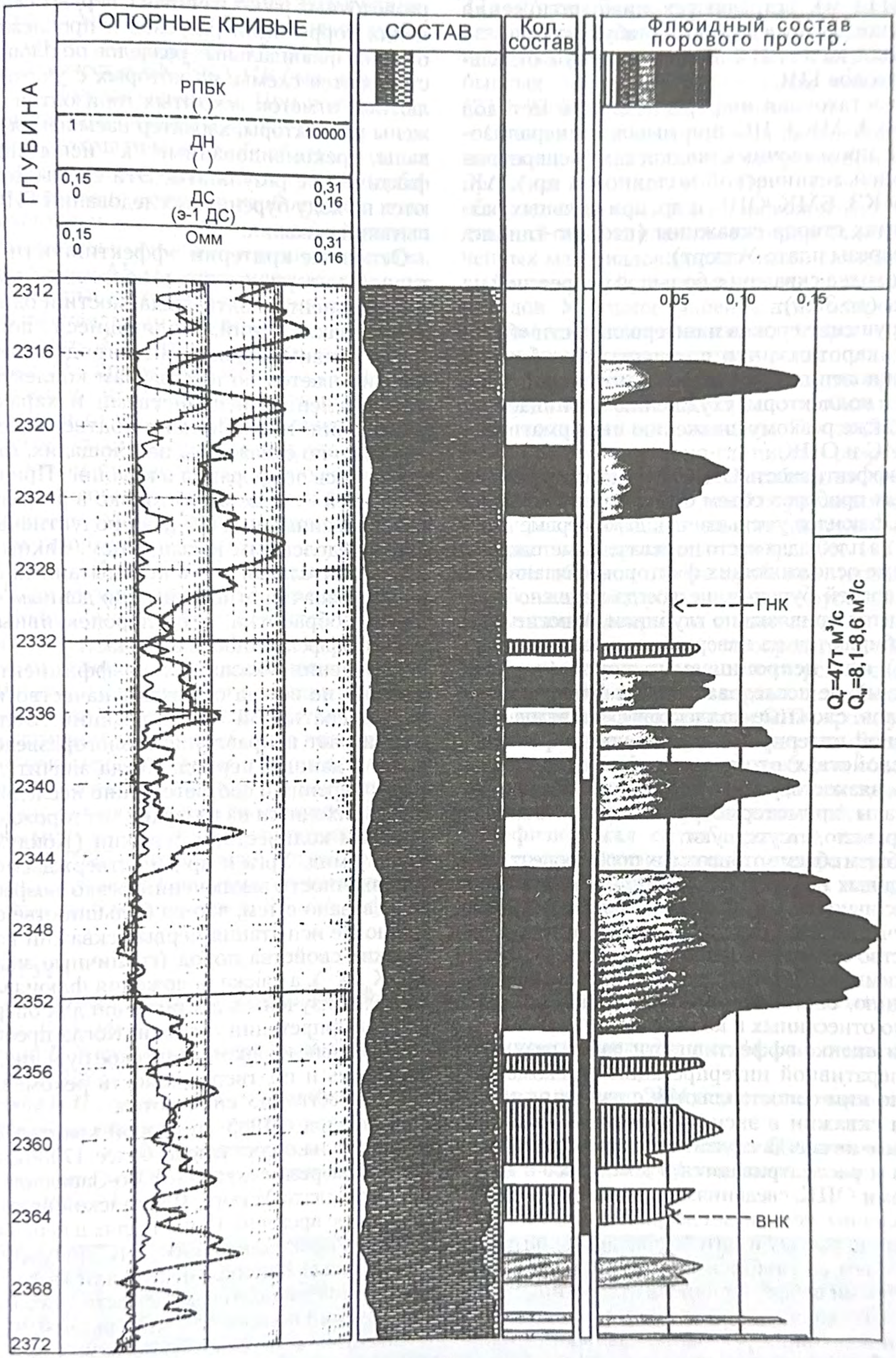
При обработке и интерпретации материалов ГИС возникают затруднения в оценке коллекторов

- в верхнеюрских карбонатных разрезах, представленных низкопористыми породами со сложной структурой порового пространства. Объекты, аналогичные по промыслово-геофизическим свойствам, часто в одних случаях дают значительные притоки, в других бывают бесприточными. Так, на месторождении Шакарбулак в скв. 1 из нескольких интервалов, представленных низкопористыми и сложными коллекторами, получены промышленные притоки нефти (3785-3775, 3769-3746 м), в скв. 3 они отсутствуют (3772-3760, 3736-3726 м). Такая же информация имеется по месторождениям Маржон, Подрифовый Кокдумалак, Янги Кызылча и др;

- в песчано-глинистых разрезах, сложенных заглинизированными, уплотненными породами или неоднородными слабопроницаемыми пластами небольшой мощности. В них отсутствуют или слабы притоки газа, нефти, воды (Гарби, Урга, Яккасарай и др.).

Основными факторами, снижающими точность оценки коллекторских свойств и однозначность уровня насыщения, являются:

- небольшая мощность и неоднородность строения коллекторов отложений нижней и средней юры при плохой геолого-геофизической изученности, недостатке надежной информации по керну, минерализации пластовой воды;
- битуминозность и содержание вязкой нефти, ухудшающие проницаемость пород. Такие пласты характеризуются повышенными сопротивлениями и соответственно расчетными значениями $К_{нг}$, что может привести к ошибочным данным о продуктивности. При испытании они, как правило, дают небольшие притоки пластовой воды, иногда с пленками нефти, или бывают бесприточными (скв. 4 Кокдумалак, интервал


ГЛУБИНА
ОПОРНЫЕ КРИВЫЕ
РПБК
( )
1
10000
ДН
( )
0,15
0
ДС
(э-1 ДС)
0,31
0,16
0,15
0
Омм
0,31
0,16
2312
2316
2320
2324
2328
2332
2336
2340
2344
2348
2352
2356
2360
2364
2368
2372
СОСТАВ
Кол. состав
Флюидный состав порового простр.
0,05
0,10
0,15
ГНК
ВНК
Qт=47т м³/с
Qв=8,1-8,6 м³/с

3108-3113 м), встречаются ниже положения ВНК многих скважин Сев. Уртабулака [4];

- низкое качество или невыполнение отдельных методов ГИС;

- недостаточная информативность методов ИК, БКЗ, МКЗ, ПС при высокоминерализованных промывочных жидкостях (неперекрытие солей технической колонной и др.), АК, ГГК, МКЗ, БМК, ОПК и др. при сильных разрушениях ствола скважины (песчано-глинистые разрезы плато Устюрт);

- проходка скважин с большой репрессией на пласты (до 30%);

- нарушение сроков и интервальности «бурение — каротаж», что приводит к глубокому проникновению фильтрата промывочной жидкости в коллекторы, ухудшению проницаемости, а также резкому снижению информативности ГИС и ОПК;

- неэффективность ОПК: из-за недостатка скважинных приборов объем отбираемых проб пластовых флюидов уменьшается, даже первые скважины на площадях часто не охвачены методом.

Кроме осложняющих факторов, связанных с технологией бурения, не всегда надежно производится привязка по глубинам. Многие пробы отбираются из каверн (промывочная жидкость) или непроницаемых пород («сухие» объекты), не исследованы зоны флюидальных разделов, сложные коллекторы. На этапе оперативной интерпретации сведения о физических свойствах отобранных флюидов (плотность, вязкость, удельное сопротивление) и результаты хромотермографического анализа, как правило, отсутствуют.

В общем объеме отбираемых проб процент кондиционных незначителен (10-12). Самая низкая эффективность метода наблюдается на Устюрте.

С учетом всех перечисленных факторов количество объектов с неопределенными коллекторскими свойствами, рекомендованных к испытанию, составляет 25-35%, пластов, однозначно отнесенных к коллекторам, — 12-14.

При оценке эффективности работ результаты оперативной интерпретации и рекомендации по ним сопоставляются с данными испытания скважин в эксплуатационной колонне, которые не всегда служат критерием достоверности и рассматриваются в комплексе с материалами ОПК, сведениями о качестве цементажа колонны, условиями вскрытия пластов, способами по вызову и интенсификации притоков, контролем за глубинами интервалов замеров локаторами перфорационных отверстий.

Оперативная интерпретация материалов ГИС и испытаний регулярно анализируется по всем объектам. Для месторождений в процессе разведочных работ начиная с первых скважин в целях корреляции разрезов и прослеживания отметок флюидальных разделов по площади составляются схемы, на которых с учетом абсолютных отметок вскрытых горизонтов отображены коллекторы, характер насыщения, интервалы, рекомендованные к испытанию, и фактические результаты. Эти схемы дополняются по ходу бурения, исследований ГИС и испытаний скважин.

Основные критерии эффективности оперативной интерпретации в настоящее время — коэффициенты подтверждаемости и однозначности заключений, являющиеся довольно необъективными: коэффициент однозначности рассчитывается по интервалам коллекторов с неопределенными свойствами и характером насыщения; коэффициент подтверждаемости — только по скважинам на площадях, где производилась перфорация в колонне. При спуске последней — чаще всего только в разрезах, рекомендованных по ГИС как продуктивные или с неопределенным насыщением. Таким образом, значительная часть неиспытанных объектов, однозначно отнесенных по данным оперативной обработки к бесперспективным, из оценки эффективности выпадает.

Изменения указанных коэффициентов во времени не всегда отражают качество и уровень оперативной интерпретации. Большую роль играет направление геологоразведочных работ в данный период. Когда значительный объем бурения и соответственно исследований ГИС приходится на разведку месторождений с высоким количеством скважин (Кокдумалак, Крук, Умид, Урга и др.), подтверждаемость и однозначность заключений резко возрастают. Это связано с тем, что на большинстве объектов после испытания первых скважин коллекторские свойства пород (граничные значения $К_{гл}$, $К_{п}$, $К_{нг}$), а также положения флюидальных разделов изучены в достаточной для оперативной интерпретации степени. Когда преобладает поисковое и параметрическое бурение, однозначность и подтверждаемость рекомендаций ГИС, естественно, снижаются.

За период с 1985 по второй квартал 2001 г. включительно составлено более 1700 заключений по разрезам скважин Юго-Западного Узбекистана, плато Устюрт, Ферганской впадины. В последнее время на 12 площадях в первых скважинах по рекомендациям ГИС получены промышленные притоки нефти или газа. Общий коэффициент подтверждаемости оперативных заключений по всем объектам равен 0,94.

Значительные расхождения между результатами испытаний и рекомендациями встречаются

очень редко. К ним можно отнести эксплуатационную скв. 46 Урга, в которой разрез из-за глубокого проникновения фильтрата бурового раствора, низкого качества БК, БКЗ, ИК был ошибочно оценен как водонасыщенный. При испытаниях получены промышленные притоки газа.

Пример автоматической обработки данных ГИС приведен на рисунке по скв. 1 Янги Дарбоза, где вскрыты отложения карбонатной юры. Здесь выполнен достаточно полный комплекс ГИС, материалы в основном хорошего качества, за исключением АК (кривая подвержена многочисленным срывам, оценка пористости возможна лишь по отдельным интервалам).

В результате обработки данных геологических исследований с применением системы ГИНТЕЛ [3] установлено, что проницаемые разности имеют пористость от 6 до 16%, коэффициент нефтегазонасыщенности изменяется в пределах 0,25-0,80. С учетом определенных количественных параметров и сопоставления замеров БК, БМК, ИК водонефтяной контакт прослежен на глубине 2365 м, газонефтяной — 2330.

С глубин 2351,6 и 2351,8 м взяты пробы нефти по 2,5 л и жидкости по 3,5 л с растворенным газом. Водонасыщенность коллекторов (ниже 2365 м) подтверждается и данными ОПК. С 2374,1 м отобрано 6 л пластовой воды. При испытании открытым стволом в интервале 2306-2335 м получен промышленный приток газа.

В оперативном заключении после испытания в колонне рекомендованы три интервала для детального изучения коллекторов с различными фильтрационно-емкостными свойствами и характером насыщения. Фактически опробован лишь один — 2338-2326 м, охвативший и газовую, и нефтяную части залежи. При этом получен двухфазный приток: на 6 мм штуцере — 8,6 м^3/с нефти и 47 т м^3/с газа. Таким образом, продуктивность разреза подтвердилась, но задачи по уточнению флюидальных разделов (ГНК, ВНК) и изучению добывных возможностей сложных коллекторов (2355-2366 м) остались нерешенными.

Очень актуальна проблема дальнейшего повышения эффективности оперативной интерпретации данных ГИС. При существующем обязательном комплексе геофизических исследований эффективность интерпретации полученных материалов прежде всего связана с повышением информативности уже применяемых методов. Успешное решение этих вопросов во многом зависит от возможностей промысловой геофизики, а также инициативы исполнителей. Здесь необходима гибкая организация проведения комплексов ГИС в отличие от обязательного выполнения всех методов. После ДС, БК, НГК, ГК (ПС в песчано-глинистых разрезах) и АК может рассматриваться необходимость привлечения остальных. В данных условиях следует направлять усилия на дополнительные исследования — временные замеры БК, ИК, увеличение объемов отбора проб, поинтервальное опробование на трубах в процессе бурения и т.д. Испытания в открытом стволе должны проводится во всех разрезах с неопределенными по ГИС характеристиками коллекторских свойств и насыщения, особенно в первых скважинах.

Повышение эффективности ОПК, кроме устранения осложняющих технологических факторов, связано с целенаправленным выбором объектов отбора проб, более оперативным количественным анализом их состава и физических свойств.

Геофизическая служба должна повышать уровень метрологического и петрофизического обеспечения применяемых методик интерпретации данных ГИС.

ЛИТЕРАТУРА

1. ***Дахнов В.Н.*** *Геофизические методы определения коллекторских свойств и нефтегазонасыщения пород. М.: Недра, 1975. 344 с.*

2. ***Дебранд Р.*** *Теория и интерпретация результатов геофизических методов исследования скважин. М.: Недра, 1972. 288 с.*

3. ***Сохранов Н.Н., Аксельрод С.М.*** *Обработка и интерпретация с помощью ЭВМ результатов геофизических исследований нефтяных и газовых скважин. М.: Недра, 1984. 255 с.*

4. ***Якубов К.Х.*** *Оценка нефтегазоносности карбонатных коллекторов комплексом методов ГИС с применением ЭВМ (на примере верхнеюрских отложений Чарджоуской ступени) // Автореф. дисс. канд. геол.-мин. наук. Алма-Ата, 1984. 23 с.*

ANNOTATION

Reviewed are problems of operative interpretation material state in geophysical investigations performed by a computer.

Problems appearing in estimation of carbonate and terrigenous reservoirs are analyzed

550.8.05.052+551.243+551.26(575)

Особенности тектонического строения домезозойских образований Бухаро-Хивинской нефтегазоносной области

О.П. Мордвинцев
(ОАО «Узбекгеофизика»)

Бухаро-Хивинская нефтегазоносная область (БХНГО) относится к двум крупнейшим домезозойским структурам Средней Азии: северная, очень незначительная ее часть, — к Южно-Тяньшаньской геосинклинально-складчатой системе, остальная — к Каракумо-Таджикскому краевому массиву. Тектоническое строение этой территории является объектом нашего исследования.

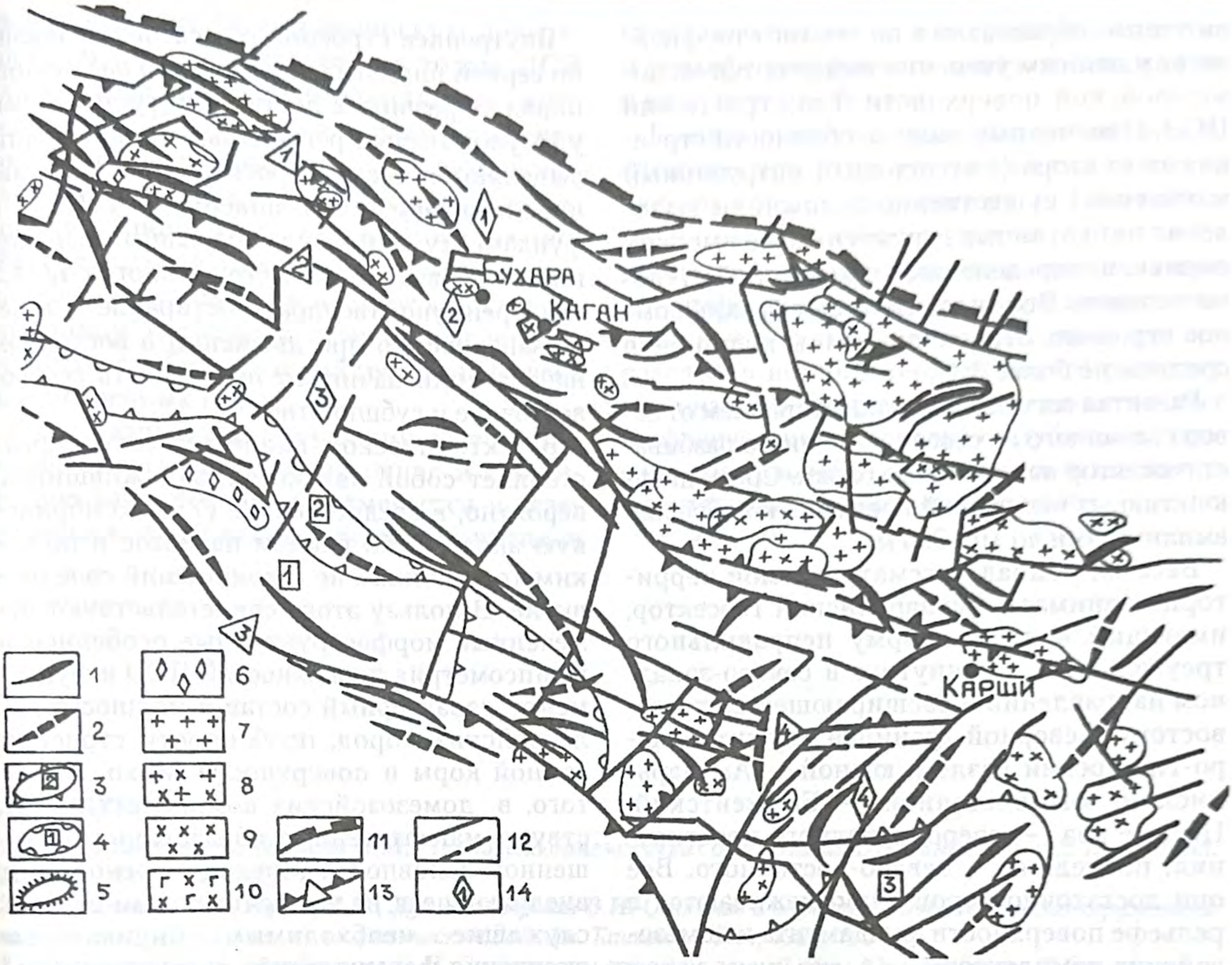
Домезозойские толщи представлены карелидами (?), байкалидами, каледонидами и герцинидами, слагающими кристаллический фундамент и промежуточный структурный этаж (ПСЭ). Морфологически поверхность фундамента сформирована системой куполовидно-брахиформных структур из кристаллических сланцев, гнейсов, гранито-гнейсов, амфиболитов архей-раннепротерозойского (?) возраста.

Залегающие выше толщи байкальского, каледонского и герцинского возрастов отличаются низкой степенью метаморфизма и слабой дислоцированностью. В пределах изученной площади нами выделено несколько крупных геотектонических секторов (Газли-Каганский, Бухарский, Амударьинский, Бешкентский), осложненных тектоническими структурами более высоких порядков и различающихся по литологическому составу, характеру проявления магматизма, мощности рифей-палеозойских толщ, гипсометрическому положению кристаллического основания. Границами их служат крупные региональные разрывные нарушения.

Газли-Каганский геосектор расположен на северо-востоке краевого массива, протягивается в северо-западном направлении вдоль Южно-Тяньшаньской геосинклинали, ограничиваясь на юге Предкызылкумским региональным разломом. Это — передовой прогиб шириной до 40 км, сформировавшийся в период инверсионного развития геосинклинальной системы. В геологическом разрезе преобладают осадочные и осадочно-метаморфические комплексы, на северо-западе — слабометаморфизованные образования нижнего-среднего палеозоя. В центральных областях домезозойская поверхность сложена верхнекарбоновыми осадочно-терригенными породами, которые далее к востоку замещаются более древними, нижнекарбоновыми осадочно-метаморфическими толщами и карбонатно-сланцевыми комплексами нижнего палеозоя. Граница смены литологического состава нередко проходит по тектоническим нарушениям.

Магматические образования развиты достаточно интенсивно, представлены крупными интрузиями кислых гранитоидов, которые в отдельных случаях обнажаются на домезозойской поверхности (Газли, Рометан и др.). Основная масса батолитов, по данным геофизики, располагается внутри ПСЭ, иногда их «корни» прослеживаются до 10-14 км. Интрузивные тела повышенной основности практически не встречаются (отмечены мелкие объекты гранодиоритов и диоритов). Эффузивный магматизм распространен нешироко.

Строение геосектора осложнено наличием брахиантиклинальных и брахисинклинальных структур северо-западного и субширотного простираний (последнее характерно для восточной части). Сеть разрывных нарушений развита относительно слабо с небольшим сгущением на востоке. Преобладающее



1— оси антиклинальных структур; 2 — синклинальных; 3 — крупные локальные поднятия (1 — Фарабское, 3 — Талимарджанское); 4 — крупные локальные прогибы (2 — Амударьинский); 5 — выходы домезозойских пород на дневную поверхность; 6 — породы кристаллического основания (фундамента); 7 — граниты; 8 — граниты и гранит-гранодиориты; 9 — диориты; 10 — габбро-диориты; 11 — Южно-Тяньшаньский глубинный разлом I порядка; 12 — глубинные разломы (1 — Предкызылкумский, 2 — Бухаро-Гиссарский, 3 — Амударьинский, 4 — Бешкентский); 13 — прочие разрывные нарушения; 14 — геосекторы Каракумо-Таджикского краевого массива (1 — Газли-Каганский, 2 — Бухарский, 3 — Амударьинский, 4 — Бешкентский)

направление разломов совпадает с ориентировкой самого геосектора. Наблюдаются также дизъюнктивы северо-восточного и субширотного простираний.

Бухарский геосектор протягивается узкой полосой (до 35 км) почти на 400 км к северо-западу, с севера ограничивается Предкызылкумским региональным разломом, с юга — Бухаро-Гиссарским. В геотектоническом плане представляет собой активизированную (резонансно-тектоническую, по О.М. Борисову) зону Каракумо-Таджикского краевого массива, отличающуюся приподнятым положением фундамента, интенсивным магматизмом и пестрым составом пород на домезозойской поверхности.

На западе структуры преимущественно развиты осадочно-метаморфические комплексы каменноугольного возраста, в центре и на востоке — вулканогенные и вулканогенно-терригенные с эффузивами как среднего, основного, так и кислого составов. Выделены отдельные поля известняков. В районе Ташкудука и Мамаджургаты—Пролетарабад картируются породы кристаллического основания, залегающие в виде тектонических пластин.

По характеру интрузивного магматизма геосектор можно условно разделить на западно-центральную и восточную части. В первой преобладают тела повышенной основности — диориты, габбро-диориты, во второй — кислые гранитоиды. Эффузивный магматизм проявился практически равномерно. Вулканогенные и вулканогенно-тер-

ригенные образования по геолого-геофизическим данным уверенно выделяются на домезозойской поверхности и внутри толщи ПСЭ. Отмеченные выше особенности строения геосектора (интенсивный интрузивный магматизм) существенно осложнили выделение пликативных структур более высоких порядков, определенные в некоторой степени условно. Все складки имеют брахиформное строение; отношение длины к ширине в среднем не более 3:1.

Развитая сеть разломов простиранием от северо-западного до северо-восточного разбивает геосектор на отдельные блоки. Среди дизъюнктивных нарушений превалируют сбросы с амплитудами до 100-200 м.

Весь юго-запад рассматриваемой территории занимает Амударьинский геосектор, имеющий в плане форму неправильного треугольника, вытянутого в северо-западном направлении и расширяющегося к юго-востоку. Северной границей служит Бухаро-Гиссарский разлом, южной — Амударьинский, юго-восточной — Бешкентский. Первые два —северо- западного простирания, последний — северо-восточного. Все они достаточно хорошо прослеживаются в рельефе поверхности фундамента и домезозойских комплексов.

Из геологических особенностей следует отметить широкое развитие верхнепалеозойских терригенно-осадочных пород, а также увеличенную мощность рифей-палеозойских комплексов. Для толщи ПСЭ магматогенные образования не характерны, выделены лишь отдельные тела кислого состава в юго-восточной части, а также вдоль зоны Бухаро-Гиссарского разлома. В то же время результаты геолого-геофизического моделирования указывают на очень широкое развитие кислых гранитоидов глубже поверхности фундамента. Однако вопрос об интрузивной природе этих тел остается, на наш взгляд, открытым. Несмотря на как бы очевидную связь этих комплексов с глубинным разломом, есть вероятность образования их из гнейсов и осадочных пород в процессе регионального метаморфизма. На территории геосектора картируются отдельные небольшие поля развития эффузивов как на домезозойской поверхности, так и в толще ПСЭ.

Внутреннее строение геосектора осложнено серией пликативных структур различного порядка, развитых достаточно густо. Кроме уже упомянутых региональных нарушений, выделяются весьма протяженные разломы, прослеживаемые по поверхности ПСЭ и фундаменту, амплитуда разрывных нарушений — первые сотни метров, иногда 1,0-1,5 км. Преимущественное простирание — северо-западное, но при движении в восточном направлении начинают преобладать северо-восточное и субширотное.

В тектоническом плане геосектор представляет собой авлакоген, заложившийся, вероятно, в средне-поздне (?) докембрийскую эпоху, либо раннем палеозое и по каким-то причинам не закончивший свое развитие. В пользу этого свидетельствуют отмеченные морфоструктурные особенности и гипсометрия поверхностей ПСЭ и фундамента, характерный состав и мощности палеозойских пород, особенности строения земной коры и поверхности Мохо. Кроме того, в домезозойских комплексах отсутствуют магматогенные образования повышенной основности (средние - основные), внедряющиеся на заключительном этапе и служащие необходимым индикатором окончания формирования авлакогена и переходом его на новую ступень существования. Однако при анализе геологического разреза наблюдается увеличенная мощность верхнепалеозойских отложений, что указывает на определенную активизацию прогибания (без завершения полного цикла) в герцинское время.

Юго-восточную часть территории БХНГО занимает Бешкент-Гиссарский геосектор, границами которого являются региональные разломы: на северо-западе — Бешкентский, юго-западе — Амударьинский. Геосектор вытянут в северо-восточном направлении. В его геологическом строении доминируют осадочные комплексы, слагающие большую часть домезозойской поверхности. Осадочно-вулканогенные формации с эффузивами среднего-основного (реже кислого) состава распространены на северо- и юго-востоке на ограниченных площадях.

Интрузивные образования представлены гранитоидами кислого состава: некоторые

из них выходят на домезозойскую поверхность, другие располагаются в толще ПСЭ или не выше поверхности кристаллического основания. Юго-запад площади осложнен крупным брахиформным поднятием, включающим в себя ряд структур более высокого порядка. Кроме этого, в разных частях геосектора выделяются брахиструктуры различного знака. Оси их вытянуты в северо-восточном и субширотном направлениях, что отличает Бешкентский геосектор от всех рассмотренных выше.

Сеть разрывных нарушений имеет преимущественно северо-восточное и субширотное направления, но отмечается и северо-западное. Большинство дизъюнктивов отчетливо выражено в геофизических полях и рельефе поверхности домезозойских толщ в виде крутых сбросов.

В заключение еще раз подчеркнем весьма сложную иерархию тектонических структур любого уровня, выделяемых по комплексу геолого-геофизических данных. Они имеют достаточно четкие признаки, позволяющие идентифицировать их, систематизировать полученные результаты, что необходимо для определения истории геологического развития региона. В то же время дефицит качественных геофизических материалов о глубинном строении обусловливает необходимость широкого фронта работ в данном направлении.

ЛИТЕРАТУРА

1. ***Ахмеджанов М.А., Борисов О.М.*** *Тектоника домезозойских образований Среднего и Южного Тянь-Шаня. Ташкент: Фан, 1977. 183 с.*
2. ***Бабаджанов Т.Л., Купин Н.Я., Лук-Зильберман В.И.*** *Строение и нефтегазоносность глубокопогруженных комплексов Средней Азии по геофизическим данным. Ташкент : Фан, 1986. 150 с.*
3. ***Бабаджанов Т.Л., Мордвинцев О.П.*** *Особенности строения земной коры Юго-Западного Узбекистана // Geologiya va mineral resurslar. 2001, № 4. С. 42-46.*
4. ***Белоусов В.В.*** *Основы геотектоники. М.: Недра, 1989. 382 с.*
5. ***Мордвинцев О.П., Бабаджанов А.Т.*** *Магматогенные образования промежуточного структурного этажа Бухаро-Хивинской нефтегазоносной области // Geologiya va mineral resurslar. 2000, № 3. С. 30-34.*

ANNOTATION

Tectonic structure of before Mesozoic formations is considered in Bukhara-Khiva oil and gas bearing area. Main tectonic elements of region are classified and their class, position in total hierarchy, interrelations are defined too. Short geological characteristics each of them is given.

УДК 622.243.24(575)

Динамика перемещения прихваченной в скважине деформируемой колонны при переменных нагружениях

И.И. Джанзаков, Ж. Ниеталиев, Ш. Умедов, Р. Норматов
(Атырау, Институт нефти и газа, ТашГТУ)

В тех случаях, когда прихваченная часть колонны не может считаться жесткой, приходится учитывать возможность ее деформирования. Это необходимо, если в процессе ликвидации прихвата требуется решить вопрос о сохранении целостности системы. На практике при расчете колонны часто используются различные приближенные формулы. Наиболее простой идеей является замена деформируемого тела конечным числом масс, связанных между собой безынерционными упругими, вязкими и пластическими элементами [1].

Перемещение вдоль колонны представим в виде

$$u = u_1\left(1 - \frac{cx}{Es + cl}\right) \quad \text{при } 0 \le x \le l;$$

$$u = u = u_1\left(1 - \frac{cl}{Es + cl}\right) \quad \text{при } l \le x \le h; \qquad (1)$$

здесь u_1 — функция времени, определяющая перемещение сечения x=0.

Вычислим кинетическую и потенциальную энергии:

$$K = \frac{\rho s}{2}\int_0^h \dot{u}^2 dx = \frac{1}{2}(M_1\beta_1 + M_2\beta_2)\dot{u}_1^2; \quad П = \frac{Es}{2}\int_0^2\left(\frac{du}{dx}\right)^2 dx = \frac{1}{2}\frac{Es}{l}\beta_0^2 u_1^2 z,$$

где $\beta_1 = 1 - \beta_0 + \frac{\beta_0^3}{3}$, $\beta_2 = (1-\beta_0)^2$, $\beta_0 = \frac{\rho l}{Es + cl}$.

Силу трения поверхности определяем по формуле

$$\tau = 2\pi R\int_0^h \mu(x)\dot{u}dx,$$

где $\mu(x)$ — коэффициент вязкого трения на единицу длины колонны. Например, согласно работе [1], полагаем, что

$$\mu(x) = \mu_0 = \frac{2a_0\rho_0\delta}{h}, \quad a_0 = \frac{4v}{R_c^2}, \quad \delta = \frac{R_c}{2}.$$

Тогда

$$\tau = 2\mu_0\pi R\dot{u}_1\beta_3, \quad \beta_3 = 1 - \beta_0 + \frac{\beta_0}{2}\frac{1}{h}.$$

Если в сечении x=0 приложена осевая сила $P_1+P_2\sin pt$, то уравнение движения записывается так:

$$\frac{d}{dt}\left(\frac{\partial K}{\partial \dot{u}_1}\right) + \frac{\partial П}{\partial u_1} = -\tau + P_1 + P_g\sin pt - Q.$$

Подставив выражения для K и $П$, получим:

$$(M_1\beta_1 + M_2\beta_2)\ddot{u}_1 + 2\pi R\beta_3\mu_0\dot{u}_1 + \frac{Es}{l}\beta_0^2 u_1 = P_1 + P_g \sin pt - Q. \qquad (2)$$

Уравнение (2) интегрируется при начальных условиях:

$u_1 = 0, \quad \dot{u}_1 = \frac{v_1}{1-\beta_0}, \quad t = 0$. Перемещение сечения колонны в зоне прихвата определяется по формуле

$$u_1 = u_1(1-\beta_0).$$

Изучим поведение прихваченной части колонны ($l \le x \le h$) при многократных ударных воздействиях с одновременным приложением осевой силы P_0.

Решение уравнения (2) при начальных условиях $u_1 = 0, \quad \dot{u}_1 = \frac{Q_1}{Q}v_0$, t=0 представим в виде

$$\bar{u}_1 = u_0 + e^{-a_*\tau}[a_1 \sin\omega_*\tau - a_1\cos\omega_*\tau],$$

$$\bar{u} = \frac{u}{l_0}, \quad u_0 = \frac{\lambda - 1}{m\omega_{0*}^2}; \quad a_1 = \frac{\bar{v}_1 = u_0 a_*}{\omega_*}, \quad \lambda = \frac{P}{Q},$$

$$\omega_{0*}^2 = \frac{q_0\delta_0}{m}; \quad a_* = \frac{ab\sqrt{q_0}}{m}; \quad \tau = t\sqrt{\frac{l_0}{g}},$$

$$2a = \frac{\mu_0}{\sqrt{MC_0}}; \quad q_0 = \frac{C_0 l_0}{Q}, \quad \omega_* = \sqrt{\omega_{0*}^2 - a_*^2},$$

$$\bar{v}_1 = \sqrt{2\bar{l}_1(\lambda_1 - \bar{l}_1)}; \quad \lambda_1 = \frac{P_1}{Q}.$$

Время продолжительности удара определяем из условия $\dot{u} = 0 (u = u_{max})$: $\tau_* = \frac{1}{\omega_*}\operatorname{arctg}\frac{a_1\omega_* - u_0 a_*}{a_1 a_* + u_0\omega_*}$. При $\tau \ge \tau_*$ прихваченная часть колонны отделяется от перемещающейся и далее совершает движение по закону

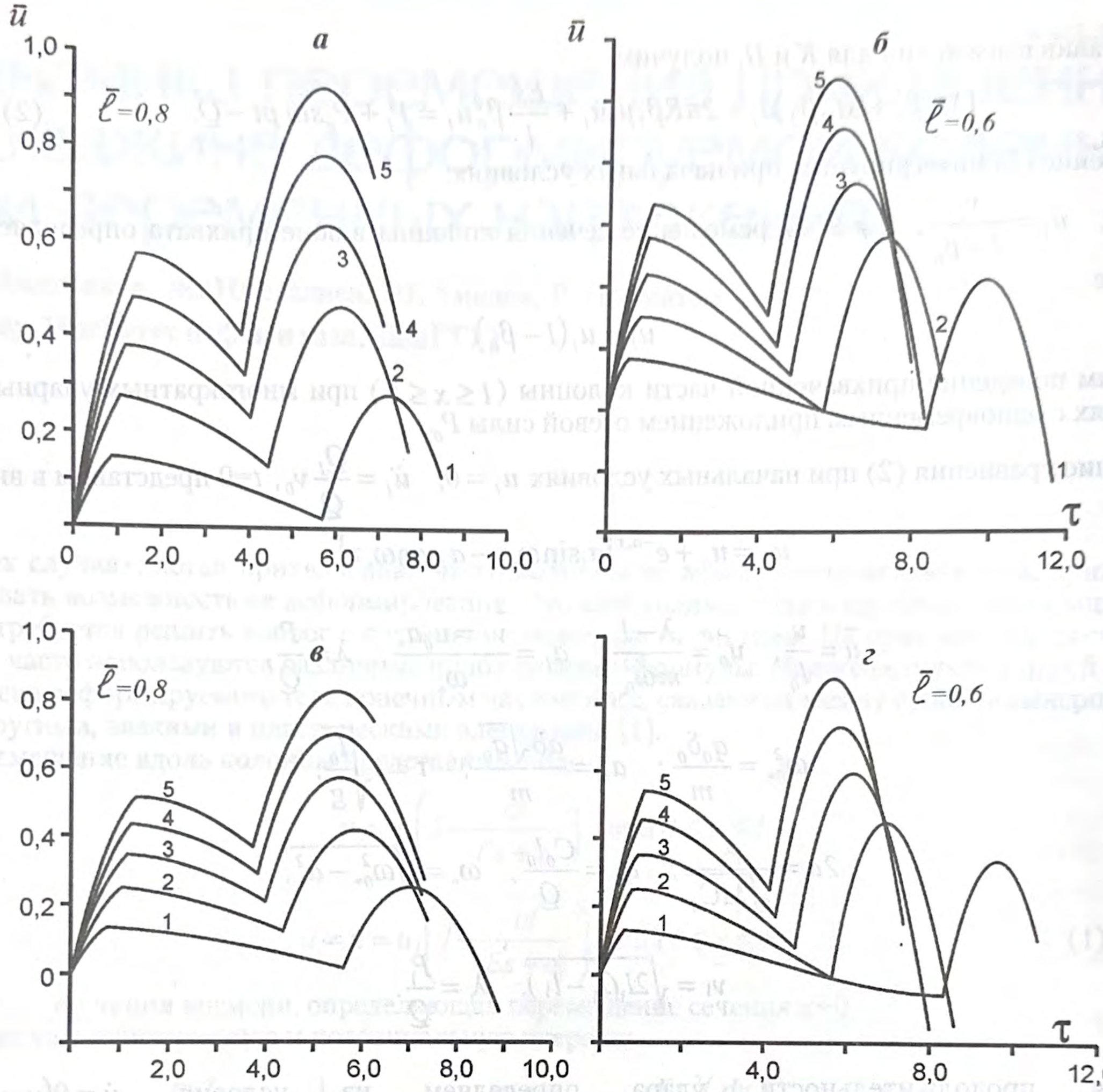
$$\bar{u} = u_{01} + e^{-a_2\tau}[(u_m - u_{01})\cos\omega_2(\tau - \tau_*) + a_2\sin\omega_2(\tau - \tau_*)], \qquad (3)$$

где $u_{01} = \frac{\lambda - \bar{l} + 1}{(1-l)\omega_{02}^2}; \quad a_2 = a\omega_{02}; \quad \omega_{02} = \sqrt{\frac{q_0}{1-\bar{l}}}; \quad a_2 = \frac{(u_m - u_{01})a_2}{\omega_2}$.

Решение (3) имеет силу до тех пор, пока не происходит следующий удар. Считаем, что подвижная часть колонны под действием осевой силы P_2 и удара силы тяжести Q_1 проходит путь (в прямом и обратном направлениях) $-\ 2l_0$. Перемещение прихваченного участка незначительно, так что при этих условиях время и скорость удара подвижной части колонны будут равны:

$$\tau_3 = \sqrt{2} + \sqrt{2}\frac{\bar{l}}{\lambda_2 - \bar{l}}\left(1 + \sqrt{\frac{\lambda_2}{e}}\right) + \tau_*,$$

$$\bar{v}_{01} = \frac{v_{01}}{\sqrt{gl_0}} = \sqrt{2}\left(1 + \sqrt{\frac{\lambda_2}{\bar{l}}}\right), \quad \lambda_2 = \frac{P_2}{Q}.$$



Перемещение неприхваченной части недеформируемой (а, б) и деформируемой (в, г) бурильной колонны под действием напряжения в прихваченной части в зависимости от значения λ_2: 1 – 0,4; 2 – 0,6; 3 – 0,8; 4 – 1; 5 – 1,2

Из анализа кривых (рисунок) следует, что эффект удара в большей степени проявляется на втором этапе взаимодействия подвижной и прихваченной частей колонны. При этом с повышением массы первой (или уменьшением второй) максимальное значение движения также увеличивается. Рост P_2, реализующей удар, приводит к интенсивному перемещению колонны, особенно при больших массах подвижной части, при малых оно может совершаться в обратном направлении, что связано с уменьшением удерживающей силы P. Заметим, что деформируемость колонны задерживает перемещение ее сечения, что обусловлено потерей энергии на формирование колебательных процессов. При выбранных параметрах максимальное значение движения с учетом деформации снижается примерно в 1,2-1,5 раза. С падением q_0 (ослаблением связи колонны с породой) первый удар практически не дает эффекта (он появляется только после второго).

ЛИТЕРАТУРА

*1. **Айталиев Ш.М., Кудайкулов А.К., Мардонов Б.М.** Механика прихвата колонн в нефтегазовых скважинах. Алматы, ЭВЕРО, 1999.*

ANNOTATION
A movement dynamics of stucked deformed column at variable loads is considered.

УДК 622.244:532.542

Гидравлическая программа расчета потери давления в циркуляционной системе скважины

М. Жабборов, Ж. Алибеков
(СамГАСИ)

Гидравлическая программа промывки при бурении скважин представляет собой совокупность и последовательность расчетов, направленных на повышение эффективности бурового процесса. Создание ее связано с составлением и решением многофакторной оптимизационной задачи, одним из этапов которой является определение потери давления в циркуляционной системе. Этому вопросу посвящено множество работ [2-5], в которых рекомендованы формулы для инженерных расчетов, приведены справочные таблицы потери давления при различных режимах течения промывочной жидкости. Однако при использовании их в реальных условиях и увязке с остальными параметрами промывки возникают затруднения.

Для оперативного и надежного установления текущих значений каждого из показателей, влияющих на промывку скважин, требуется методика, базирующаяся на математических методах с программным обеспечением, которая позволит решать поставленную задачу с достоверностью при различных информационных ситуациях. Это даст возможность внедрить современный способ сбора и анализа информации о буровом процессе с помощью ЭВМ, оперативно его изучать и корректировать в соответствии с обстановкой. Рассмотрим вопросы разработки части гидравлической программы и алгоритм расчета потери давления в бурильной трубе и кольцевом пространстве.

На величину потери давления в циркуляционной системе скважин влияют реологические характеристики промывочной жидкости, режимы течения ее в бурильных трубах и кольцевом пространстве, диаметры скважины и бурильных труб, конструкция долота, устьевые обвязки и др.

Расчет перепада давления в трубе. При структурном (квазиламинарном) движении жидкости в бурильной трубе связь между перепадом давления ΔP и ее расходом Q определяется по уравнению стационарного течения вязко-пластичного раствора в цилиндрической трубе [3]: Расход жидкости находим так:

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

Введя обозначения

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

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

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

Решив последнее относительно β и подставив найденное значение в (2), можно определить ΔP. До настоящего времени в целях упрощения расчетов перепада давления для структурного режима член $\left(\frac{\tau_0 l}{\Delta P R}\right)^4$ ввиду малости не учитывался, что приводило к расхождению фактических и получаемых показателей. Мы производили расчет с третьим членом формулы (1), при этом перепады давления в бурильной трубе (ΔP_t) и УБТ (ΔP_y) определялись путем решения транс-

цендентного уравнения (2), где для бурильной трубы $L=l-l_y$, УБТ – $L=l_y$ (l – текущая глубина бурения; l_y – длина УБТ); $D_в$ и D_y – внутренние диаметры; η – пластическая вязкость; τ_0 – предельное напряжение сдвига.

Потери давления при турбулентном режиме течения находятся как

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

УБТ

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

где ρ – плотность; λ – коэффициент гидравлического сопротивления, для определения которого в случае вязких, вязко-пластичных и степенных жидкостей наиболее проверенной является формула, полученная Альтшулем[1]. Для чисел Рейнольдса $Re < 10^5$ она имеет вид

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

где k – коэффициент шероховатости, $3x10^{-4}$. Для бурильных труб $D=D_в$, УБТ – $D=D_y$.

Расчет потери давления в кольцевом пространстве. Для данного случая предложены различные упрощенные формулы, при этом получаемые значения заметно отличаются от точных решений. В связи с этим мы предлагаем способ расчета перепада давления при структурном течении бурового раствора, когда кольцевое пространство моделируется в виде кольцевой щели.

В зазоре бурильная труба – скважина

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

в зазоре УБТ – скважина:

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

здесь D_c – диаметр долота, эквивалентный значению для ствола скважины; $D_н$, $D_{ну}$ – наружные диаметры бурильной трубы и УБТ.

При турбулентном режиме потери давления в кольцевом пространстве определяются по формуле

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

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

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

где

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

k – шероховатость трубы. Для обсаженных участков затрубного пространства можно принимать $k = 3x10^{-4}$ м, необсаженных – $3x10^{-3}$ м.

Потери давления в кольцевом пространстве за УБТ определяются так:

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

Расчет потери давления в местных сопротивлениях циркуляционной системы. Изменение скорости потока вызывают наземная обвязка, замковые соединения, муфты, переводники, долота и т. д. Опыт показывает, что перепад давления в них можно определить независимо от относительной длины элемента:

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

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

Для устьевой обвязки потери давления можно принимать

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

для каналов замковых соединений и муфт одинаковых типов

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

где $D_м$ — максимальный наружный диаметр; l_t — длина трубы между замками или муфтами.

Расчет перепада давления в долоте. В данном случае используется формула

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

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

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

Пример. Движение вязко-пластичной промывочной жидкости в трубе и кольцевом пространстве при следующих исходных данных: Q=0,03 м³/с, D_c=0,2699 м, $D_н$=0,140 м, $D_в$=0,127 м, $D_у$=0,100 м, $D_{ну}$=0,203 м, $D_м$=0,174 м, $l_у$=80 м, l_t=12 м, τ_0=10 Па, η=0,05 Па . с, ρ=1200 кг/м³, α=3x10⁵ 1/м⁴, μ_0=0,9, f=0,00076. Результаты расчетов: **в трубе** — $Re_{кр}$=7265,8, Re=7639,4, $V_{ср}$=2,37 м/с, $\Delta P_т$=2,9302 МПа; **в УБТ** — $Re_{кр}$ =6014,9, Re=9702,1, $V_{ср}$=3,82 м/с, $\Delta P_у$=0,2572 МПа; **в кольцевом пространстве** — Re=2366,9, $V_{ср}$=0,717 м/с, $\Delta P_{кп}$=1,2978 МПа; за УБТ — Re =2051,6, $V_{ср}$=1,207 м/с, $\Delta P_{кпу}$=0,0964 МПа; **в устьевой обвязке** — ΔP_0=0,3429 МПа; **суммарные потери давления от всех замков или муфт** — ΔP_3=0,000547 МПа; **в долоте** — $\Delta P_д$=1,2106 МПа, **в циркуляционной системе скважины** — ΔP =6,1357 МПа.

ЛИТЕРАТУРА

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

ANNOTATION

Reviewed is a problem of hydraulic program elaboration in oil and gas wells drilling, pressure losses are calculated at circulating well system and formulae are presented on the basis of which an algorithm and account program are developted too.

УДК 665.32.665.633.541.127

Разработка технологии получения изо-эфиров — присадок моторных топлив

Д.Н. Исматов, А. Алимов, Г.Т. Абдуразакова, У.Х. Сайидов, Ф.Н. Саитдинов, К.И. Дусматов
(Ташкентский химико-технологический институт)

Проблема улучшения эксплуатационных показателей моторных топлив имеет большое социально-экономическое значение, при этом основным направлением является увеличение октанового числа (о.ч.) с регулированием детонируемости бензинов добавкой присадок. Известные свинцовые, марганцевые, фосфорные и другие разновидности имеют существенные недостатки: сильное нагарообразование, окислительное воздействие на двигатели, загрязнение окружающей среды [1-3]. Их можно существенно снизить или ликвидировать сочетанием в составе присадок легких изо-эфиров, изо-ацетатов (о.ч. 110 п. и выше) и др. [4-5], а также выбором исходного сырья для бензинов.

Для получения качественной разновидности прямогонного бензина (о.ч. 60-65 п.) наиболее пригоден шуртанский малосернистый газоконденсат, при этом достаточно увеличить октановое число с беззольными безвредными присадками. Так, изо-эфиры алкилтретбутилового ряда широко используются для бензинов марки «Премиум» или «Регуляр» — зарубежных аналогов отечественных АИ-80 или АИ-93, поэтому их мировое производство за последние годы достигло 40 млн. т/год. При высоких значениях о.ч. они увеличивают кислородный индекс (2,5-5,0%) топлива, умеренно регулирующий детонируемость при беспоследственном сгорании в различных рабочих режимах двигателей.

Наиболее распространенная технология для изо-эфира — этерификация низкомолекулярных спиртов с изо-бутеном в присутствии кислотного катализатора, при удачном выборе которого и соответствующих условиях реакция протекает с высокой скоростью и количественным выходом 90-95%; в кипящем слое кислотно-активированных катионитов — при 50-100^{0}C.

В Шуртанском газохимическом комплексе (ШГХК) на установке Бутен-1 производство изо-бутена может составлять до 5 тыс. т/год. Кроме того, он образуется при реформинге нефтепродуктов на Ферганском и Бухарском НПЗ (1,5-2,0 тыс. т/год).

Нами разрабатывалась технология получения изо-эфиров из изо-бутена (изо-бутанола

Таблица 1

Показатель	МТБЭ	ЭТБЭ	ЭТБЭ*
Плотность, г/см^3	0,746	0,768	0,771
Температура, °C: кипения	55,2	68,5	69
замерзания	-108,6	-86,4	-84,2
Теплота сгорания, ккал/кг	8395	8313	8203
Растворимость продукта в воде при 20°C, г/100г H_2O	4,8	3,2	0,28
Растворимость H_2O в продукте при 20°C, г/100 г продукта	1,5	0,8	0,7

ЭТБЭ* получен из изо-бутена и этилового спирта на основе местных сырьевых источников.

каталитической дегидриротацией на безводной окиси алюминия) и низкомолекулярных спиртов. Отрабатывались оптимальные условия для катионита КУ-2: температура — 85-90°С, время контакта — 0,5-1,0 с при соотношении изо-бутен:этиловый спирт 1,2:1 моль. Выход изо-эфира — 92,2% от теоретического, при конверсии изо-бутена — 80,4% на массу для случая однократного контакта с катализатором (табл. 1).

Октановое число для МТБЭ — 115 (моторный метод) и 131 (исследовательский); ЭТБЭ — 112 и 127, ЭТБЭ* — 110 и 125.

С учетом уже имеющегося опыта и наших лабораторных результатов разработана комбинированная технология установки получения изо-эфиров (рисунок).

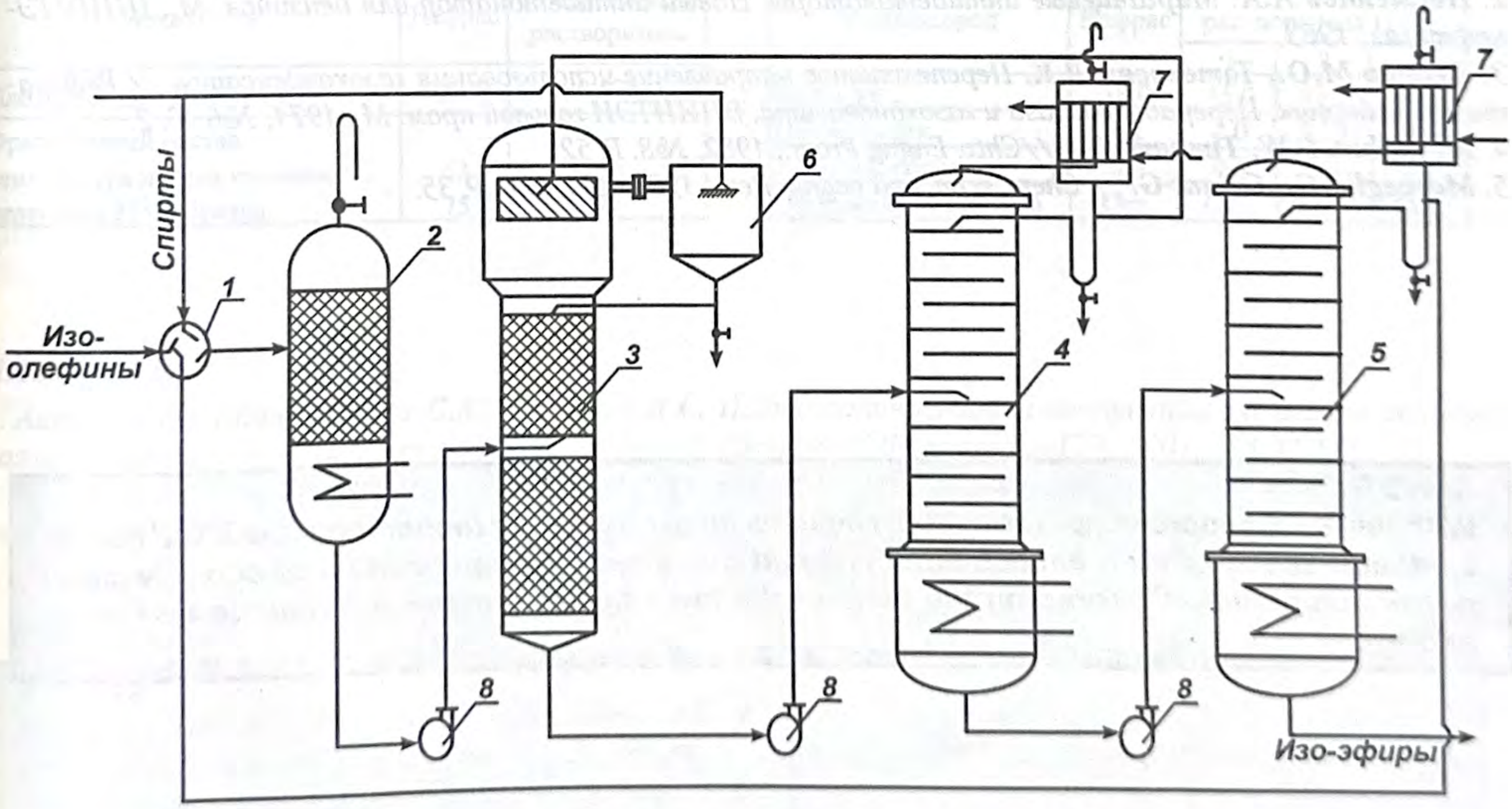
Цеолит-ионитовая комбинация реакторов позволяет одновременно выделять изо-эфиры из спиртов (изопропиловый, третбутиловый и др.) при их этерификации или реакцией присоединения C_1, C_2, C_3 и др. к изо-бутену.

Из смесителя 1 спирт в различных комбинациях проходит в реактор 2, где нагревается до 50-100°С. Здесь развивается начальная стадия этерификации. Реактор 3 наполнен катионитом кислой формы для взаимодействия спиртов с изо-олефинами. Из куба 4 смесь насосом подается на перегонку для извлечения рецикл изо-олефинов. Конечной стадией является ректификационная очистка изо-эфиров в колонне 5, в верхней части которой конденсируются непрореагировавшие спирты, возвращающиеся обратно в цикл.

На Шуртанском ГХК развита газо- и нефтехимическая индустрия, имеются необходимые предпосылки для освоения технологии производства основных полупродуктов для присадок и добавок к моторным топливам.

На основании изложенного представляется возможной разработка эффективных компаунд-бензинов, которые не уступают по эксплуатационным свойствам зарубежным аналогам. Бензины могут быть подобраны к разновидностям двигателей и наоборот. У нас в стране обычно ориентируются на АИ-80 или АИ-93. Экологически чистые компаунд-бензины получают на углеводородной основе с использованием продукции Бухарского НПЗ, работающего на кокдумалакском газоконденсате, присадки и наполнители к топливам завезены из РФ, на базе аналитических сопоставлений предложены компаунд-маркировки.

Наиболее важными показателями компаунд-бензинов являются детонационная стойкость и фракционный состав, от которых зависят эксплуатационные характеристики, влияющие на состояние двигателя.



Принципиальная технологическая схема получения изо-эфиров

Таблица 2

Состав компаунд-топлива	Качественный состав, %		
	АИ-80	АИ-93	АИ-95
Прямогонный бензин высокоароматизированного газоконденсата	60-70	25-35	15-25
Реформинг бензина с 60-65% безолом, толуолом и ксилолом (БТК)	20-25	35-50	25-45
Беззольная присадка (изо-эфиры)	10-15	15-20	20-25
Изомеризат прямогонного бензина	—	5-10	10-15
Алкилат из изо-олефинов	—	—	5-10

Углеводороды, входящие в состав бензинов, различаются по детонационной стойкости: наименьшей обладают нормальные парафиновые, наибольшей — ароматические. Качественные разновидности топлив можно произвести на наших нефтеперерабатывающих заводах при составах, показанных в табл. 2.

Таким образом, на базе местных сырьевых ресурсов и полупродуктов с учетом возможностей химических предприятий республики перспективно освоение разработанной технологии получения беззольных присадок и добавок к моторным топливам вместо их экологически неблагоприятных аналогов.

ЛИТЕРАТУРА

1. ***Кулиев А.М.*** *Химия и технология присадок к маслам и топливам. М.: Химия, 1972. 360 с.*
2. ***Несмеянов А.А.*** *Марганцевые антидетонаторы. Новый антидетонатор для бензинов. М.: ЦНИИТЭнефтегаз, 1963.*
3. ***Лернер М.О., Татевосян Л.К.*** *Перспективное направление использования газоконденсатов // Реферативный сборник. Переработка газа и газоконденсата. ВНИИТЭИ газовой пром. М., 1971, №6. С. 2.*
4. ***McCallum P.W, Timbario T.J.****//Chtv. Engng Progr., 1982, №8. P. 52.*
5. ***Marceglia G., Griant G.*** *// Chem. econ. end engng. Rew., 1982, v.14. №6. P. 35.*

ANNOTATION

With the aim to improve operating fuels indexes an experimental technology is worked out for synthesis of iso-ethers, antiash additions and the qualitative composition of ecology clean petrol compound is offered on the base of the low sulphureous gascondensate and other additives.

УДК 66.5

Углеводородный состав легкокипящей фракции растворителя масло-экстракционного производства

С.А. Абдурахимов, Н.Э. Авезов, З.С. Салимов, Ф.М. Юсупов, А.С. Султанов

(Институт высшей инженерной педагогики при ТашГТУ, Институт общей и неорганической химии АН РУз, НХК «Узбекнефтегаз»)

В настоящее время Ферганский НПЗ выпускает растворители для масло-экстракционных заводов из смеси нефти и газоконденсата. К его качеству предъявляются повышенные требования как по легкокипящим фракциям углеводородов, так и по сопутствующим им веществам (ароматическим углеводородам, сернистым соединениям и др.) [1]. Нами изучены углеводородный состав и физико-химические свойства некоторых из них.

Анализы проводились по стандартной методике [2]. Сравнительные результаты по предлагаемому растворителю и Нефрас марки 63/75 (контроль) приведены в табл. 1. Как видим, первый имеет более низкие температуру кипения и плотность, что положительно влияет на процессы экстракции масла и дистилляции.

Состав углеводородов в разработанном и известном (контроль) растворителях показан в табл. 2. Новые образцы по содержанию легкокипящих превосходят традиционные.

Таким образом, для экстракции растительных масел эффективно получение растворителей (н-гексан — 45,0-50,0%, циклогексан — 0,5-1,0%, 3-метилгексан — 0,3-0,5% и пентан — ост.) фракционированием смеси нефти с газоконденсатом, например при соотношении 55:45.

Таблица 1

Показатель	Нефрас	Предлагаемый растворитель
Плотность при 20°С, г/см^3	0,685	0,675
Фракционный состав: температура начала кипения, °С перегонка 95% образца	 63 75	 59 71

Таблица 2

Углеводород	Нефрас	Предлагаемый растворитель (обр.)		
		1	2	3
Н-гексан	38,0	45,0	45,0	50,0
Циклогексан	1,2	1,0	0,75	0,5
3-Метилгексан	0,6	0,5	0,4	0,3
Производные пентана	Ост.	Ост.	Ост.	Ост.

ЛИТЕРАТУРА

*1. **Авезов Н.Э., Абдурахимов С.А., Салимов З.С.** Исследование процесса экстракции хлопкового жмыха различной структуры на новом легкокипящем растворителе // Вестник ТашГТУ, 2001, №1. С. 118-122.*

*2. **Копейковский В.М.** и др. Технология производства растительных масел // Легкая и пищевая промышленность, 1982. С. 416.*

ANNOTATION

Analyses results of hydrocarbon composition for easy-boiling fraction of solvents of oil extraction production are given and their main physical and chemical indexes are defined at receiving from oil and gas condensate mixtures.

УДК 665.5

И-460 ПВ маркадаги мойга присадка плексол қўшиб унинг қовушқоқлигини ошириш

Ш.М. Сайдахмедов, М.Ю. Исмоилов, Б.Н. Ҳамидов, В.И. Иванов, Г.Н. Иванов
(НХК «Узбекнефтегаз», Институт общей и неорганической химии АН РУз)

Маълумки графитли сурков мойи олиш учун унинг оғир цилиндр мойлари ишлатилади [1]. Графит қат-қат структура, панжарадан ташкил топганлиги учун унинг мойлаш хоссаси юқоридир [1].

Цилиндр мойлари турли таркибли композицион ва асосий (базовых) мойлардан олинади [2].

1-жадвал

Намуналар	1	2	3	4	5	6	7
И-460 ПВ мойларда	100	98	96	94	92	90	88
Плексол миқдори, %	0	2	4	6	8	10	12
Қовушқоқлик 100^0C (сСт)	25,37	31,15	36,93	42,71	48,5	54,33	54,33

Бундай мойи бор нефтлар ҳозирда Ўзбекистон нефтларида йўқлиги ва уларни четдан сотиб олиш қимматга тушаётганлиги сабабли, биз оғир цилиндр-мойининг ўрнига маҳаллий хом-ашёдан фойдаландик. Яъни Ўзбекистон нефтидан чиқадиган мойларни анализ қилиб, И-460 ПВ маркадаги мойга плексол -940 присадкасини қўшиб (1-жадвал), қовушқоқлиги жиҳатидан оғир цилиндр мойига ўхшаш бўлган янги модда олинди (ГОСТ 6411-76).

Қовушқоқли присадкалар мойнинг қовушқоқлигини ва унинг қовушқоқлик индексини оширади [2]. 1-жадвал ва графикдан кўриниб турибдики, И-460 ПВ маркадаги мойнинг қовушқоқлиги 10% плексол присадкаси қўшилганда энг яхши натижа берган.

Қолган барча кўрсатгичлар цилиндр оғир мойига жуда яқин эканлиги аниқланди. Вапор-52 цилиндр мойи учун 100^0C ҳароратда кинематик қовушқоқлик 50-70 мм^2/с (сСт) ни ташкил қилиши керак. Цилиндр мойлари машиналарнинг ичига тушганда ишқаланиш юзаси бўйлаб бир хилда тарқалиши, нагар ҳосил қилмаслиги керак, бу эса мойнинг юқори ҳароратларда ҳаво кислороди билан оксидланишига барқарорлигидан далолат беради.

2-жадвал

Кўрсаткичлар номи	Мой учун норма		Текшириш (синаш) усули
	цилиндровий 52	И-460 ПВ мойи 10% плексол	
100^0C, $мм^2/с$ (сСт) кинематик қовушқоқлиги	50-70	54,33	ГОСТ бўйича 33-55
Коксланиш, %	2-5	2,4	ГОСТ 19932-74
Кул миқдори, %	0,010	0,013	ГОСТ 1461-75
Таркибида сувда эрувчан кислота ва ишқорлар	Йўқ	Йўқ	ГОСТ 6307-75
Таркибидаги механик аралашмалар, %	0,007	0,004	ГОСТ 6370-59
Сувнинг масса улуши, %	0,05	0,055	ГОСТ 2477-65
Очиқ тигелда алангаланиш ҳарорати, ^{0}C	310	295	ГОСТ 4333-48
Қотиш ҳарорати, ^{0}C	-5	-6	ГОСТ 20287-74
Кислота сони: 1 г мойга мг/KOH/, г	0,2	0,3	ГОСТ 5885-79
Металлга (пўлатга) коррозион бардошлиги	Чидамли	Чидамли	ГОСТ 2917-76
Қовушқоқлик индекси	80	70	
Зичлиги, 20^0Сда, $г/см^3$	0,930	0,930	ГОСТ 3900-47

АДАБИЁТЛАР

1. *Кламанн Д. Смазки и родственные продукты. М.: Химия, 1988. С. 167-168.*
2. *Топливо-смазочные материалы, технические жидкости. М.: Техинформ, 1999. С. 157, 459.*

ANNOTATION

Interaction process of plexol optional additive qualities is studied with the aim of further oil viscosity increase.

УДК 542.973.975:546

Структура катализаторов гидроочистки углеводородного сырья на алюмо-каолиновом носителе

Ш.Б. Джалалова, Ш.М. Сайдахмедов, Т.Б. Молодоженюк, М.П. Юнусов
(УзКФИТИ)

Для гидроочистки топлив наиболее часто используются катализаторы, приготовленные пропиткой носителей на основе оксида алюминия растворами солей ионов переходных металлов [1-4]. В Узбекистане гидроксид алюминия не производится, поэтому нами разработана технология с использованием местного сырья: ангренского каолина и фосфорной кислоты.

Хорошо измельченную смесь каолина и гидроксида алюминия обрабатывали раствором фосфорной кислоты и перемешивали до однородной пластичной массы, экструзией которой получали гранулы диаметром 1,5-2,0 мм, длиной — 4-5. После провяливания экструдаты сушили и прокаливали при 550-600°С. Носители пропитывали водными растворами парамолибдата аммония и соответствующих азотнокислых солей никеля, натрия, железа. Электронные спектры диффузного отражения (ЭСДО) снимали на приборе фирмы «HITACHI-330», инфракрасные спектры (ИКС) — «Specord 75». Активность испытывали на лабораторной установке проточного типа с загрузкой 2,0 см^3 катализатора.

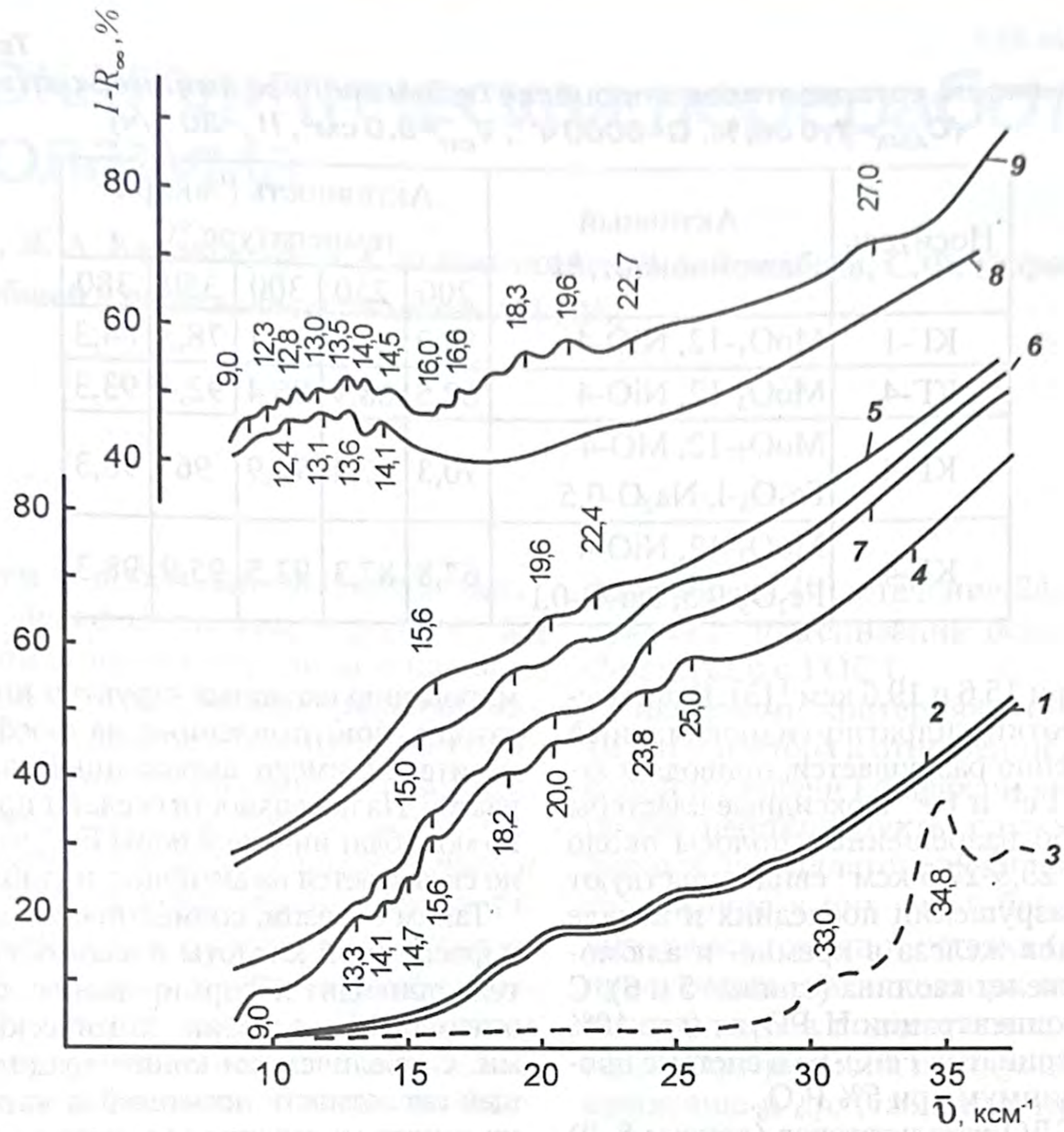
Варьируя содержание каолина от 25 до 50% и фосфорной кислоты от 1 до 10%, получили ряд носителей, гранулы которых после прокалки обладают комплексом свойств (табл. 1): высокой прочностью, низкой истираемостью, развитой пористостью, обеспечивающей возможность внесения необходимого количества пропитывающих растворов. Текстура носителя и его кислотно-основные показатели способствуют формированию каталитически активных структур.

Обработка каолина и его смесей с гидроксидом алюминия разбавленной фосфорной кислотой не сопровождается глубоким взаимодействием. В ИКС, кроме собственного поглощения исходного носителя, проявляются лишь колебания хемосорбированных HPO_4^{2-} групп. Рентгенографически доказано образование зародышей фаз $Al(H_2PO_4)_3$ (d = 3,55; 5,97; 4,16; 7,70; 4,07 А) и $A1_3(OH)_3(PO_4)_2.x\ H_2O$ (d = 7,4; 6,84; 6,30; 5,02; 3,19 А). Именно поверхностные алюмофосфаты улучшают пластичность формуемой массы и увеличивают механическую прочность. Нанесение молибдена на фосфатированный образец не вызывает заметных спект-

Таблица 1

Физико-химические характеристики носителей

Носитель	КГ-1	КГ-2	КГ-3	КГ-4	КГ-5	КГ-6	КГ-7
$Al(OH)_3$: каолин	1:1	2:1	3:1	4:1	4:1	4:1	4:1
H_3PO_4,%	5	5	5	5	1	3	10
Влагопоглощение, %	59	65,6	67,2	68,3	67,7	66,3	67,4
Насыпная плотность, кг/дм^3	0,56	0,65	0,66	0,52	0,53	0,56	0,58
Механическая прочность, кг/гранула	7,8	8,1	8,7	9,7	7,9	9	7,8
Удельная поверхность, м^2/г	69	109	119	182	247	237	119,4
Концентрация кислотных центров с pK_a=-3,3, ммоль/г	0,09	0,1	0,19	0,22	0,1i	0,12	0,02



ЭСДО исходного носителя КГ-1 (1); то же, содержащего 12% MoO_3 (2); 12% MoO_3 (относительно КГ-1) (3); 4% NiO (4); 1% Fe_2O_3 (высушенный) (5); 1% Fe_2O_3 (6); 4% NiO на нефосфатированном носителе КГ-1 (7); катализаторов, содержащих 1% Fe_2O_3, 0,5% Na_2O, 4% NiO, 12% MoO_3 на носителе КГ-1 (8), КГ-4 (9)

ральных изменений (рисунок, кривые 1 и 2). Однако с помощью дифференциального метода съемки спектров удается зафиксировать интенсивную полосу поглощения с максимумом при 34,8 и точкой перегиба около 33,0 ксм$^{-1}$ (кривая 3), соответствующую спектральному проявлению ассоциатов ионов молибдена типа Mo^{6+}_{Td}-O-Mo^{6+}_{Td} и Mo^{6+}_{Td}-O-Mo^{6+}_{Oh} [2]. Изолированные ионы не идентифицируются и в октаэдрической координации, в отличие от Mo^{6+}_{Td}, довольно легко растворяются в воде, что служит дополнительным доказательством присутствия Mo^{6+}_{Oh} в изучаемой системе. Кроме этого, слабые полосы при 11,5 и 15,6 ксм$^{-1}$ в ЭСДО изученных образцов свидетельствуют об образовании при прокаливании поверхностного молибдата железа, обладающего каталитическими свойствами [4].

Состояние никеля на фосфатированном носителе отличается от NiO-гидроксид алюминия : каолин 1:1 (кривые 4 и 7). Полосы при 13,3; 14,1; 15,6; 20,0-22,2; 23,8-24,4 ксм$^{-1}$ близки к наблюдаемым для фазы NiO с небольшим количеством сверхстехиометрического кислорода в системе NiO-каолинит [1, 3], при 9,0; 14,7 и 25,0 ксм$^{-1}$ характерны для ионов Ni^{2+}_{Oh} в составе различных солей. Нитрат никеля полностью разлагается уже при температуре 400^{0}C, поэтому мы связываем эти полосы с образованием поверхностных фосфатов никеля, обладающих по сравнению с носителем хорошей гидролитической устойчивостью. Глубокое взаимодействие никеля с оксидом алюминия в данном случае не проявляется. Однако при постепенном изменении соотношения каолина и гидроксида алюминия в сторону увеличения последнего усиливается интенсивность полос поглощения от структур с ионами никеля в тетраэдрической координации. Это значит, что введение каолина в гидроксид алюминия наряду с фосфатированием затрудняет внедрение никеля в решетку оксида алюминия с образованием неактивной никель-алюминиевой шпинели.

В электронных спектрах непрокаленного носителя после нанесения 1% Fe_2O_3 идентифицированы ионы Fe^{3+} в алюмокислородном каркасе при 22,4 ксм$^{-1}$ и гидратированные ассоциаты

Таблица 2

Активность катализаторов в процессе гидрогенолиза амилмеркаптана ($C_{АМК}$=1,0 об.%, G=6000 $ч^{-1}$, $V_{кат}$=5,0 $см^3$, H_2=30 л/ч)

Носитель	Активный компонент, %	Активность (%) при температуре,°С				
		200	250	300	350	380
КГ-1	MoO_3-12, NiO-4	50,2	67,4	72,1	78,3	84,3
КГ-4	MoO_3-12, NiO-4	62,5	68,9	86,4	92,4	93,3
КГ-4	MoO_3-12, MO-4 Fe_2O_3-l, Na_2O-0,5	70,3	87,4	93,9	96	98,3
КГ-4	MoO_3-12, NiO-4 Fe_2O_3-0,5, Na_2O-0,1	67,8	87,3	93,5	95,9	98,3

(-Fe-O-Fe-)n при 15,6 и 19,6 $ксм^{-1}$ [3]. В процессе термообработки гидратно-гидроксильный покров постепенно разрушается, приводя к агрегации ионов Fe^{2+} и Fe^{3+} в оксидные кластеры и FeO_{1+x}. Слабо разрешенные полосы около 15,0; 19,6; 20,4; 23,5-27,5 $ксм^{-1}$ свидетельствуют о частичном разрушении последних и начале внедрения ионов железа в кремне- и алюмокислородный скелет каолина (кривые 5 и 6). С увеличением концентрации H_3PO_4 от 0 до 10% содержание ассоциатов Fe-O-Fe в системе проходит через минимум при 5% P_2O_5.

Изучение ЭСДО катализаторов (кривые 8, 9) на основе алюмо-каолиновых носителей показывает, что введение каолина предотвращает миграцию ионов никеля в объем и увеличивает концентрацию никель-молибдатных структур. Модифицирование натрием подавляет наиболее сильные кислотные центры и способствует формированию оксидных структур никеля. Катализаторы, приготовленные на фосфатированных носителях, имеют выраженный корочковый характер. На поверхности оседают преимущественно молибдат никеля и ионы Fe^{3+}, что благоприятно сказывается на активности (табл. 2).

Таким образом, совместное введение каолина и фосфорной кислоты в алюмооксидный носитель приводит к формированию катализатора с оптимальными физико-химическими свойствами. С увеличением концентрации каолина общая кислотность носителей и катализаторов на их основе монотонно уменьшается. Соединения натрия блокируют кислотные центры с pK_a<-5,6, а 5 % H_3PO_4 уменьшают их силу до средней. В модифицированных катализаторах наблюдается рост активных поверхностных никель-молибдатных и железо-молибдатных структур.

ЛИТЕРАТУРА

1. ***Абляев Э.Ш., Воробьев В.Н., Арипов Э.А.*** *Изучение состояния ионов Ni^{2+} в нанесенных катализаторах конверсии на основе каолинита и монтмориллонита // Кинетика и катализ, 1989, т. 25, вып. l. С. 184-189.*
2. ***Сурин С.А., Алиев Р.Р., Нефедов Б.К., Радченко Е.Д.*** *Промотирующее влияние цеолита на алюмоникельмолибденовые катализаторы гидроочистки нефтепродуктов // Нефтехимия, 1981, т. 221, №3. С. 385.*
3. ***Арипов Э.А.*** *Активные центры природных минеральных сорбентов. Ташкент: Фан, 1993. 200 с.*
4. ***Воробьев В.Н., Талипов Г.Ш., Абидова М.Ф.*** *Изучение структуры окисных алюможелезомолибденовых катализаторов // Журнал общей химии, 1973, вып. 3. С. 450-454.*

ANNOTATION

An elaboration of local raw material carrier in particular on angrenian kaoline and phosphorus acid is the main aim of this article.

УДК 66.099.173+66.095.217

Гидрокаталитическая переработка петролатума

И. Кадыров, Ж.А. Каландаров, А.А. Агзамходжаев, З.А. Тешабаев, С.Ф. Вафоев
(Институт общей и неорганической химии АН РУз)

Петролатум — побочный продукт депарафинизации деасфальтизата, исходное сырье для производства церезина содержит значительное количество минеральных масел, тяжелые углеводороды и гетероатомные органические соединения (сера, азот, кислород, металлы). Процесс очистки сырья от нежелательных углеводородных и неуглеводородных компонентов многостадийный, связан с применением труднодоступных материалов и обезвреживанием отходов [2]. По этой причине на Ферганском НПЗ петролатум смешивают с мазутом и реализуют как котельное топливо несмотря на то что продукт обогащен водородом и может использоваться для получения эффективных моторных топлив, дистиллятных минеральных масел и растворителей. Качество и количество образующихся при этом низкокипящих углеводородов зависит от гидрирующих и кислотных свойств катализатора, его стабильности к дезактивирующим действиям контактных ядов.

Осуществлена гидрогенизация петролатума в присутствии нового никель-молибденцеолитсодержащего катализатора [3] с приемлемыми гидродегидрирующими и кислотными показателями. Контакт использовали в виде экструдата длиной 3-10 мм, диаметром 1,6, насыпным весом 970 кг/м^3. Процесс проводили на установке периодического действия — автоклаве при 400-445^{0}С, начальном давлении водорода 1,5-2,0 МПа, соотношении катализатора и сырья 1:10, продолжительности 5 ч. Катализатор предварительно сульфидировали серой прямогонной дизельной фракции нефти при давлении водорода 1,5-2,0 МПа, температуре 250-410^{0}С с интервалом 40^0 в течение 24 ч. Анализ продуктов гидрогенизации осуществляли в соответствии с ГОСТ.

Основными критериями оценки активности катализатора в отношении проводимой реакции и степени конверсии сырья в низкокипящие нефтепродукты служили выход топливных дистиллятов, выкипающих до 360^{0}С, содержание в них серы, бензина, керосина, дизельных топлив и остатка (выше 360^{0}С). В присутствии катализатора компоненты исходного сырья подвергаются гидрированию, гидроизомеризации, дегидроциклизации, расщеплению и др. (таблица), глубина которых растет с температурой. Гидрогенизат имеет значительно облегченный фракционный состав с малым содержанием сернистых соединений и низкой температурой застывания. Катализатор проявляет одновременно гидрирующие, изомеризующие, дегидроциклизующие свойства, следовательно, конечный продукт обогащен изо-парафинонафтеновыми углеводородами, т.е. обладает высокими эксплуатационными качествами и гарантированной экологической безопасностью [3]. Косвенным доказательством этого является значительное снижение его температуры застывания. Изменяя параметры процесса, гидродегидрирующие и кислотные свойства катализатора, можно довести глубину конверсии петролатума до 95-100%.

Из сказанного выше следует, что побочный продукт масляного производства — петролатум в соответствующих условиях может быть количественно превращен в смесь базовых высокоэффективных авто-, авиа- и дизельных топлив, экологически чистых растворителей с широким спектром примене-

Результаты каталитической гидропереработки петролатума на никель-молибдене на СаА (начало кипения исходного сырья $\geq 500^0$C; содержание серы 2,5% масс; коэф. преломления 1,4767; температура застывания +66^0C)

Показатель	1	2	3	4
Режим работы установки:				
температура процесса, °С	400	415	430	445
давление водорода, МПа	4,5-5,0	4,5-5,0	4,5-5,0	4,5-5,0
Выход гидрогенизата, % об.	99,5	99	98,5	97
Плотность, кт/м^3	815*	810*	805	801
Коэф. преломления	1,4685	1,4683	0,455	1,461
Содержание серы, % масс.	0,92	0,8	0,7	0,66
Глубина гидрирования сероорганики, %	61	65,9	68	71,9
Температура застывания, °С	18	-2	ниже-10	ниже-10
Фракционный состав, % об., °С:				
нк.	120	100	50	40
5	213	180	75	62
10	253	244	86	84
50	—	—	180	183
90	—	—	—	—
К к/выход	360/24	360/36	360/85	360/88
Остаток в колбе и потери	76	64	15	12
Содержание в гидрогенизате, %об:				
бензиновой фракции (нк.-180°С)	3	5	42	49
керосиновой (120-315°С)	15	17	56	55
дизельной (180-360°С)	21	31	42	39
остаток >360°С	76	64	.15	12
Выход топливных дистиллятов (нк.-360°С)	24	36	85	88

* Плотность при 50^{0}С, 1-4 — опыты.

ния. Практическая реализация катализатора на НПЗ республики позволит рационально использовать нефть, сберечь ее ресурсы, расширить сырьевую базу для производства углеводородных дистиллятов, по эксплуатационно-экологическим параметрам соответствующих требованиям мировых стандартов.

ЛИТЕРАТУРА

1. Пред. патент 4667 РУз /Способ приготовления катализатора гидрообессеривания нефтепродуктов. НДР 9700 458.1 от 10.06. 1997.

*2. **Эрих В.Н., Расина М.Г., Рудин М.Г.** Химия и технология нефти и газа. Л.: Химия, 1977. С. 358-359.*

*3. **Кадыров И., Бектурдиев Г.М., Молодоженюк Т.Б.** и др. // Химия и технология топлив и масел, 1997, №3. С. 34-36.*

ANNOTATION

Results of destructive hydroisomerization and dehydrocyclization of petrolatum by-product into a mixture of motor-aviation and diesel fuels in a presence of a catalyst having both hydrodehydrogenating and acidic properties are presented.

УДК: 661.726

Состояние и перспективы производства неэтилированных бензинов

Д. Юсупов, С.М. Турабжонов, И. Умаров, Б.И. Базаров
(ТашГТУ, ТАДИ)

Современные нормы и требования к эксплуатационным свойствам автомобильных бензинов определены типами двигателей внутреннего сгорания, условиями эксплуатации транспортных средств, получения, транспортирования и хранения нефтепродуктов, реальным техническим потенциалом нефтехимической промышленности. Моторные, эксплуатационные, экологические свойства бензинов отражает октановое число.

В среде существующих антидетонационных присадок самой эффективной является высокотоксичная добавка — тетраэтилсвинец, однако она запрещена много лет назад. В развитых странах мира уже давно не применяется этилированный бензин, также запрещенный Всемирной организацией здравоохранения. В этой связи в Узбекистане при участии Всемирного Банка принята «Программа национальных обязательств по выведению свинца из бензина», что исключает вредные выбросы в окружающую среду.

Экологические требования к топливам постоянно ужесточаются, поскольку состав отработанных газов во многом зависит от химической составляющей и молекулярного строения производимых бензинов и добавляемых к ним присадок.

Нами сделана попытка получить кислородсодержащие спирты в качестве высокооктановых компонентов бензинов на базе метанола и другой продукции химической промышленности.

Отметим, что бензометанольные смеси коррозионно активны, вызывают отложения во впускном трубопроводе, имеют низкотемпературные свойства и особые требования к эксплуатации, поэтому использование их было исключено.

Обычно для получения стандартного бензина применяют базовый, состоящий из равных частей бензинов прямой перегонки и каталитического реформинга, к которому добавляется тот или иной высокооктановый компонент с антидетонационным эффектом. Такими же свойствами обладают и кислородсодержащие.

В этой связи на базе метанола и других продуктов химической промышленности было синтезировано несколько видов сложного состава кислородсодержащих компонентов (КП) — антидетонаторов, которые успешно прошли лабораторные испытания.

Исследованный образец состоял из метанола, метилацетата, пропанола, эфиров, кислородсодержащих органических соединений, кислот и солей в различных пропорциях, полученных в химической промышленности Республики.

Лабораторные испытания на одноцилиндровой установке УИТ-65 товарного бензина с исходным октановым числом 69 показали возможность получения неэтилированного топлива А-76 в соответствии с требованиями ГОСТ 2084-77 с добавлением различных синтезированных модификаций антидетонаторов КП (8-10% по объему).

Необходимое количество кислородсодержащих присадок (80-100 тыс. т в год) обеспечивается существующими производственными мощностями химической промышленности, которые в перспективе требуют модернизации и реконструкции.

Таким образом, появилась возможность наладить в Узбекистане получение экологически чистого антидетонатора сложного состава и полностью перейти на выпуск неэтилированного бензина, что сэкономит валютные средства на импорте токсичных продуктов из-за рубежа.

ЛИТЕРАТУРА

1. *Гуреев А.А., Азеев В.С. Автомобильные бензины. Свойства и применение. М.: Нефть и газ, 1996. 444 с.*
2. *Данилов А.М. Применение присадок в топливах для автомобилей. М.: Химия, 2000. 229 с.*
3. *Юсупов Д., Базаров Б.И., Эрахмедов Д.А. Экологические присадки-антидетонаторы // Развитие и эффективность автодорож. комплекса в Центр.-Азиат. регионе, ч. 1. Ташкент, 2000. С. 164-165.*

ANNOTATION
Possibilities of clear petrols production on the base of complex oxygen containing additions, i.e. antiknock agents, synthesized from Uzbekistan raw material reserves are considered.

УДК 622.276.58

Использование гелевых систем при бурении скважин

У.С. Назаров, Р.Д. Пулатов, Д.Э. Тухтаев, Б.Р. Пулатов, М.Р. Мельситдинов
(ОАО «УзЛИТИнефтгаз»)

Разработка нефтяных месторождений заводнением сопровождается значительными производственными затратами. Большая часть скважин обводняется преждевременно из-за неравномерности фронта вытеснения нефти пластовой и закачиваемой водой, низкого качества разобщения пластов, неоднородности коллектора по вертикали и горизонтали [1], нарушения герметичности эксплуатационной колонны. Ограничение притока жидкости и ремонтно-изоляционные работы с применением вязко-упругих систем сведут к минимуму отбор добываемой совместно с нефтью воды. В промышленность наиболее широко внедрены методы, основанные на использовании производных акриловых кислот (ПАА, гипан) [2, 3]. Устранение поступления воды путем восстановления цементажа заколонного пространства скважин и снижения проницаемости пласта не решает целевую задачу равномерного вытеснения нефти и повышения нефтеотдачи.

Так, на основе анализа геолого-промысловых материалов по месторождению Кокдумалак выявлено избирательное обводнение нефтедобывающих скважин из-за преимущественного направления потока закачиваемой жидкости по высокопроницаемым промытым зонам и трещинам пласта, вследствие чего происходит неравномерное продвижение водо-нефтяного контакта (ВНК) относительно первоначального. Это в свою очередь обусловливает необходимость отключения обводненной части пласта установкой цементных мостов с последующей перфорацией залегающих выше интервалов, что связано с полным захоронением нефти в нижних зонах.

В связи со сказанным необходима разработка технологических решений и композиций, способствующих выравниванию фронта вытеснения нефти закачиваемой водой воздействием на профиль приемистости нагнетательных скважин. Для исследований в этом направлении выбраны производные акриловых кислот, в частности полимеры К-4, К-9, на основе которых предполагалось создать гелевые системы, удовлетворяющие указанным требованиям, сырьевую базу их главного компонента. Эти полимеры в достаточном количестве выпускаются в ПО «Навоиазот».

Определялся объем структурированной массы (гелеобразного осадка) при смешивании с электролитом — 25%-ым водным раствором $CaCl_2$ (табл. 1). Полученные данные

Таблица 1

Состав водных растворов полимеров	Время образования гелеобр. осадка при смешивании с электролитом, с	Объем, % от общего
К-4 (3-5%-ый)	48	28-43
К-9 (3-5%-ый)	45	25-40
Гипан (3-5%-ый)	53	31-44

Примечание. Температура опыта 20-120^{0}С.

Таблица 2

Концентрация полимера в воде, %	Скорость сдвига, $с^{-1}$	Напряжение сдвига, дин/$см^2$	Эффективная вязкость, МПа.с	Пластическая (структурная) вязкость, МПа.с
0,1	3	0	0	0,31
	8,1	0	0	
	24,3	27,85	1,15	
	48,6	36,2	0,74	
	81	45,7	0,56	
	145,9	58,5	0,4	
	218,7	69,6	0,32	
0,2	3	5,57	1,86	0,53
	8,1	14,58	1,8	
	24,3	41,78	1,72	
	48,6	56,81	1,17	
	81	75,2	0,93	
	145,9	105,8	0,75	
	218,7	128,1	0,59	
0,3	3	0	0	0,7
	8,1	22,3	2,75	
	24,3	41,8	1,72	
	48,6	64	1,32	
	81	86,3	1,1	
	145,9	128,1	0,9	
	218,7	161,5	0,74	

показывают сравнительно низкую эффективность полимеров. Кроме того, применение их водных растворов для гелеобразования в околоствольной части пласта требует создания высокой минерализации вод закачкой 25%-го раствора хлорида кальция (35 г/л недостаточно).

Одним из условий эффективного решения рассматриваемой проблемы является обязательное превращение в гель всего объема закачиваемой реакционной смеси независимо от среды насыщения призабойной зоны и пор (трещин) коллектора в скважинах и пластах. С учетом этого дальнейшие исследования были направлены на поиски путей увеличения массы гелевой системы с одновременным ростом молекулярной, т.е. получение 100%-го геля в результате взаимодействия реакционных компонентов. Важное значение при этом имеет определение влияния различных факторов на выбор оптимальных условий. При образовании геля на основе К-4 вискозиметрическими измерениями установлено, что на вязкость водных растворов влияют природа и концентрация инициатора, температура и продолжительность нагрева.

Увеличить молекулярную массу полимеров можно различным способом. Нами эта задача решена путем добавления в раствор К-4 инициаторов, при этом резко повышается вязкость полученного геля. Результаты показали зависимость этой величины от количества добавляемого инициатора, температуры и времени нагрева, а также наиболее оптимальные условия.

Изучалось воздействие геля на реологические свойства водных растворов с помощью структурно-ротационного вискозиметра «Reotest-2» (табл. 2). Как видим, касательное напряжение сдвига с уменьшением скорости падает, а эффективная вязкость возрастает, так как система здесь структурирует и препятствует течению. Характер поведения водных растворов с концентрациями модифицированного полимера 0,2 и 0,4% идентичен 0,1%-ым, различаются лишь абсолютные значения консистенции и напряжения сдвига.

Анализировалась реология водных растворов исходного полимера К-4 при концентрации

Таблица 3

Концентрация полимеров в воде, %	Напряжение сдвига, дин/см^2	Эффективная вязкость, МПа.с	Пластическая (структурная) вязкость, МПа.с
1,0	4,46	1,5	1,6
	4,46	0,68	
	15,0	0,62	
	23,4	0,48	
	35,1	0,43	
	60,16	0,41	
	83,0	0,38	
2,0	10,6	3,53	0,8
	11,14	1,38	
2,0	26,18	1,08	0,8
	49,6	1,02	
	77,98	0,96	
	135,4	0,92	
	184,4	0,84	
5,0	15,0	5,0	2,42
	26,2	3,23	
	66,8	2,75	
	123,1	2,53	
	199,9	2,47	
	339,8	2,33	
	464,6	2,22	

Примечание. Скорость сдвига та же.

1, 2 и 5% (табл. 3). Как и в предыдущем случае, напряжение сдвига с уменьшением скорости падает, а эффективная вязкость линейно возрастает. Такие количества исходного полимера нами приняты в связи с тем, что более высокие значения на приборе «Реотест-2» практически не дают никаких показаний. Этот факт указывает на то, что структурообразующие свойства геля лучше, чем исходного полимера.

Таким образом, выявлена возможность получения 100%-го геля с повышенной молекулярной массой путем добавления инициатора полимеризации в водный раствор К-4. При использовании К-9 и гипана расход инициатора увеличивается от 3 до 10 раз. Найден путь регулирования консистенции геля — изменение влияющих факторов (концентрации компонентов реакционной смеси, температуры, продолжительности нагрева, добавки наполнителей), что позволяет использовать их в разных горно-геологических условиях для изоляции водопритоков в добывающих скважинах и выравнивания фронта вытеснения нефти закачиваемой водой в нагнетательных.

Учитывая сказанное, определены требования к качеству и свойствам гелей, условиям их получения, технологии применения, технике исполнения и доступности материалов на базе местного сырья и отходов производства: К ним относятся:

- превращение в гель всего объема закачиваемой реакционной смеси или материала;
- гидрофобность образуемого геля, т.е. сохранение его подвижности при контактировании с поверхностью пород независимо от среды насыщения (вода, нефть) для вытеснения нефти подобно поршню;
- возможность смешивания всех компонентов гелеобразующей смеси на устье скважины и транспортировка их к объекту использования;
- обеспечение регулирования реологическими свойствами и консистенцией образуемого геля в зависимости от воздействующих факторов (концентрации компонентов, температуры среды, продолжительности операций и др.);
- возможность внедрения в состав геля наполнителей (глина, мел, барит, цемент, ас-

бест, резиновая крошка и др.) при использовании их на месторождениях с карбонатными трещиноватыми коллекторами;

- набухаемость геля при контактировании с водой, сопровождающееся кратным увеличением объема для плотного закрытия трещин и поровых каналов с одновременным сохранением подвижности в целях полного вытеснения нефти;

- необходимые скважинные и пластовые условия;

- независимость образования геля от среды насыщения призабойной зоны нагнетательных скважин и пор (трещин) пласта, степени минерализации пластовой и закачиваемой вод;

- обеспечение проведения всех операций без предварительного глушения и установки подъемного сооружения на устье скважины.

Разработанная технология снижения объема поступающей воды позволит извлечь дополнительное количество нефти, повысить конечную нефтеотдачу, уменьшить непроизводительные затраты на добычу, транспортировку попутной жидкости, коррозию промыслового оборудования и солеотложения.

ЛИТЕРАТУРА

1. ***Пейсиков Ю.В., Забродоцкая О.Н.*** *Обеспечение оптимальных условий строительства скважин на месторождении Кокдумалак // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. М.: ВНИИОЭНГ, 1992, №8. С. 6-11.*

2. ***Булгаков Р.Т., Газизов А.Ш., Габдуллин Р.Г., Юсупов И.Г.*** *Ограничение притока вод в нефтяные скважины. М.: Недра, 1976. 220 с.*

3. ***Блажевич В.А., Умрихина Е.Н., Уметбаев Б.Г.*** *Ремонтно-изоляционные работы при эксплуатации нефтяных месторождений. М.: Недра, 1981, 232 с.*

ANNOTATION

Possibility of receiving hydrofobic gel system independently from physical and chemical properties of saturated seam fluids is shown in order to equalize injected water drive front of oil and intake capacity of wells, technological principles of gel system use in field conditions are presented too.

УДК 622.279.23/4

Концепция освоения газоконденсатного месторождения Северный Гузар

Д.В. Люгай, Ж.М. Шарапов
(ТашГТУ, ОАО «УзЛИТИнефтгаз»)

Основной целью проектирования разработки месторождений природного газа является выработка концепции их освоения, обеспечивающей максимально рентабельное извлечение углеводородного сырья — газа, конденсата и сопутствующих компонентов. При этом рассматривается комплекс задач:

- выбор конструкции скважин и способа эксплуатации;
- технологического режима их работы;
- обоснование диапазона объемов добычи газа и конденсата;
- установление периодов нарастающей, постоянной и падающей добычи газа и необходимого количества эксплуатационных скважин;
- расположение их по площади залежи и очередность ввода в эксплуатацию;
- определение максимальных мощностей ДКС, минимально допустимых уровней устьевых давлений компрессорной подачи газа в газопровод.

Рассмотрим основные положения концепции освоения мелкого по запасам газоконденсатного месторождения Северный Гузар (Шуртанская группа), относящегося к среднедебитным объектам и залежам сверхвысокого давления (более 300 кг/см^2).

Пластовый газ классифицируется как сероводородно-углекисло-углеводородный, тяжелый по составу, с повышенным содержанием гомологов метана (этана — 6,7% мол, пропана — 2,99, бутанов — 1,24), сероводорода (0,36%) и пониженным углекислого газа (0,82%), представляет собой ценное сырье для газохимической переработки.

Отметим, что для вводимых в эксплуатацию крупных и средних по запасам площадей уровень годового отбора газа обычно устанавливается исходя из потребности в нем региона. В нашем же случае решается задача вовлечения в разработку мелкого месторождения, поэтому при определении темпа отбора газа необходимо учитывать среднестатистические данные эксплуатации действующих объектов, согласно которым он колеблется в пределах 3,0-10,0% от начальных. В связи с этим исследовалась экономическая целесообразность указанных темпов освоения месторождения Северный Гузар.

Планировалось использовать вертикальный вид бурения проектных скважин на глинистом растворе, продуктивный горизонт вскрывать на полимерном с целью сохранения естественной проницаемости коллекторов. Спуск эксплуатационной (140 мм) и промежуточной (219 мм) колонн определялся глубиной залегания продуктивных пластов (средняя 2892 м), для перекрытия пород неогена и олигоцена, склонных к обвалам и осыпям, применялся кондуктор (299 мм). Эксплуатационные скважины предусматривалось оснастить лифтовыми трубами диаметром 89 мм.

Для эксплуатации скважин выбран пакерный способ в целях обеспечения экологически безопасной технологии добычи природного газа, в составе которого присутствуют кислые компоненты — H_2S (0,36% об.) и CO_2 (0,97). При проектировании разработки месторождения Северный Гузар необходимо учитывать специфические условия при пакерной эксплуатации скважин [1], для достоверного контроля и надежного регулирования работы которых применяются комплексные технологические ограничения производительности как по забойным параметрам (без контроля), так и устьевым [2]. Доказано, что для данных условий величина комплексной депрессии не должна превышать 51 кг/см^2, при этом ограничение производительности по комплексной депрессии соблюдается в период нарастающей и постоянной добычи, во время падающей она определяется постоянным устьевым давлением (50 кг/см^2).

Расчеты для аналогичных месторождений показали, что оптимальная величина зависимости суммарного отбора газа от нужного количества скважин ($\Sigma Q = f(n)$) лежит в пределах 50-60% от утвержденных запасов. Продолжительность падающей добычи обусловлена экономической целесообразностью дальнейшего компремирования газа (обычно это неоправданно, если давление на входе ДКС снижается до 5,0 кг/см^2).

Скважины располагаются с учетом контуров газоносности совмещаемых пластов (пачек) по равномерной сетке на расстоянии не менее 250 м друг от друга.

При выборе схемы подготовки и транспортировки газа следует иметь в виду близлежащее действующее месторождение Шуртан и вводимые в эксплуатацию Бузахур, Восточный Бузахур, имеющиеся и строящиеся объекты, а также введенный в строй в 2001 г. Шуртанский ГХК, для пополнения сырьевой базы которого и рассматривается освоение Северного Гузара.

Ввод и максимальные мощности ДКС определяются исходя из необходимости компремирования газа — прежде всего его объемов, текущих и оптимальных для транспортировки давлений в результате проведения прогнозных расчетов. Исследуются варианты маршрута доставки газа на Шуртанский ГХК — отдельно (Северный Гузар — УППГ-2) или совместно с газом из Бузахура и Восточного Бузахура.

С учетом изложенных положений концепции освоения месторождения изучены три варианта разработки продуктивных залежей, различающихся уровнями годовых показателей в период постоянного отбора газа (3,0, 6,0 и 10,0% от начальных) и количеством эксплуатационных скважин. Во всех случаях предусматривается транспортировка газа на сборно-замерный пункт Бузахура с последующей подачей на Шуртан.

В результате технико-экономической оценки выявлено преимущество второго варианта с годовым отбором 6,0% от начальных запасов.

За весь срок промышленной разработки месторождения Северный Гузар из пласта вместе с газом и конденсатом будет извлечено по несколько сотен тысяч этана и пропан-бутановой фракции — ценного сырья для газохимической переработки, представляющего собой дополнительный резерв сырьевой базы Шуртанского ГХК.

ЛИТЕРАТУРА

*1. **Люгай Д.В.** Научно-методические основы проектирования и анализа разработки пакерными скважинами месторождений сернистого газа // Научно- техн. обзор. Ташкент, 1996. 46 с.*

*2. **Люгай Д.В., Хаджимухамедов С.Д.** Методическое руководство по составлению технологического режима эксплуатации пакерных скважин на сероводородсодержащих газовых месторождениях // Ташкент, 1995. 48 с.*

ANNOTATION

Reviewed are main statements of development concept for Severniy Guzar gas condensate field the potential production of which represents additional reserve of raw material base of Shurtan gaschemical complex.

УДК 622.279.23/4

К вопросу освоения месторождений природного газа с низкопроницаемыми коллекторами

Г.А. Зотов, Д.В. Люгай
(ВНИИгаз, ТашГТУ)

Общая модель процессов извлечения. Залежи природного газа характеризуются сложным строением и условно объединяются в группы с терригенными низкопроницаемыми и карбонатными трещиновато-пористыми коллекторами.

В первую входят подгруппы:

- макрооднородные по площади и толщине;
- то же по отдельным мегаблокам, контактирующим с зонами повышенной мегатрещиноватости;
- макронеоднородные по толщине за счет высокой проницаемости слоев;
- комбинация второй и третьей.

Вторая подразделяется на подгруппы:

- макрооднородные по площади и толщине, микронеоднородные за счет низкопроницаемых матриц (микроблоки) и высокопроницаемых микротрещин;
- аналогичные второй, третьей и четвертой подгруппам терригенных коллекторов.

Предлагаемая модель извлечения углеводородов из этих групп объектов представляется в виде взаимодействия (процессов массопереноса) двух систем:

1) естественных (слои с хорошей проницаемостью, микро- и мегатрещиноватых) или искусственных каналов, по которым углеводороды поступают в скважины;

2) низкопроницаемых микроблоков (матрицы трещиновато-пористых коллекторов) или мегаблоков (зоны, слои с низкой проницаемостью), которые поставляют углеводороды в систему 1.

Обе системы образуют общую, для которой характерны геодинамические процессы, влияющие на массообмен внутри объекта и приток флюидов к скважине. У нас к этим системам относится месторождение Кандым, запасы газа в низкопроницаемых коллекторах (менее 12,6 мД) составляют более 90%; в СНГ – Астраханское (Россия) и Карачаганакское (Казахстан), США – Пойнтер, Германии – Альтмарк.

Особенности поведения дебитов скважин. Каждая скважина имеет предельный дебит, обеспечивающий баланс между ним и перетоками газа из системы 1 в 2. Поэтому при пуске скважины с завышенным дебитом его значение снижается до граничного. Это явление наблюдалось на многих месторождениях мира. Считается нерациональным устанавливать дебиты выше предельных из-за больших депрессий.

В связи с этим формируются новые представления о проблеме интенсификации притока газа к скважине. Мелкомасштабные технологии воздействия только на призабойную зону снижают депрессию, но не увеличивают предельный дебит. Повысить этот показатель можно только путем гидравлических разрывов пласта, бурения горизонтальных скважин в зоне дренирования и др.

В настоящее время разработаны методы установления таких значений для разных случаев. В качестве меры выступает так называемый индекс предельного дебита (ИПД) – величина его отношения к абсолютно свободному. Опыт разработки месторождений рассматриваемого типа показывает, что он не должен превышать 15-20%.

Особенности поведения пластового давления. Скорость разработки месторождений с низкопроницаемыми коллекторами (отношение годовых отборов к начальным запасам) существенно влияет на взаимосвязь пластового давления и накопленной добычи. В случае превышения предельных темпов разработки (ПТР) пластовое давление в скважинах будет падать быстрее, чем это следует из уравнения материального баланса из-за нарушения равновесия между объемами извлекаемого газа и перетоков из системы 1 в 2. Такие факты отмечались на многих месторождениях рассматриваемого типа. По опыту их разработки ПТР не

превышал 2,0-2,5%, в то время как для «нормальных» он составлял 4,0-8,0% и выше.

Установлено также существенное воздействие на внутрипластовые перетоки геодинамических процессов. При перетоках из микроблоков и мегаблоков в трещины и хорошо проницаемые слои могут возникать «начальные градиенты давления», так как низкопроницаемые коллекторы имеют большую водонасыщенность. В результате они начинают отдавать газ только при снижении давления в системе 1, большем, чем его перепад. Происходит эффект подключения новых запасов (Шебелинское месторождение). Однако за счет деформационных явлений проницаемость для газа снижается (иногда резко) вплоть до полного отключения низкопроницаемых макро- и мегаблоков. Такой случай наблюдался на месторождениях Севера Европейской части России: газоотдача низкопроницаемых коллекторов не превышала 30-40%.

Оценивать эффективность той или иной геотехнологии по представленной модели внутрипластовых процессов массопереноса необходимо с позиций повышения интенсивности перетоков газа из одной системы в другую и степени извлечения его из низкопроницаемой. Наиболее перспективной является извлечение углеводородов из пласта горизонтальными скважинами.

Необходимы широкие исследования в области интенсификации внутрипластовых процессов на основе управляемого влияния на напряженное состояние коллекторов (геодинамические технологии) и вибрационных воздействий.

Проблема увеличения степени извлечения жидких углеводородов (конденсат, нефть из нефтяных оторочек) из сложнопостроенных залежей с низкопроницаемыми коллекторами требует специального обсуждения.

ANNOTATION
Reviewed are scientific and technical problems of fields development with low permeability collectors.

УДК 622.276.031.011.43

Оценка представительности диаграммы относительных фазовых проницаемостей по данным эксплуатации скважин

А.Г. Посевич, Г.П. Ким, М.М. Джалилов
(ОАО «УзЛИТИнефтгаз»)

В основе расчетов движения двухфазных систем в пористой среде лежит диаграмма относительных фазовых проницаемостей (ОФП). В работах [1-3] отмечено, что форма кривых ОФП может меняться по мере перехода от одного участка залежи к другому и количественно влиять на технологические показатели разработки.

При экспериментальном определении зависимостей ОФП от водонасыщенности обычно используют модели рабочих жидкостей и коллектора. Степень их адекватности реальным пласту, нефти и воде обеспечивает последующую точность расчетов.

Ниже излагается возможный метод оценки представительности диаграммы ОФП, полученной лабораторным путем, по данным динамики обводнения отдельных нефтедобывающих скважин и залежи в целом.

В качестве примера используем диаграмму ОФП месторождения Кокдумалак, при определении которой модель пластовой воды была представлена 11%-ым раствором поваренной соли (NaCl) в дистиллированной воде вязкостью 1,18 мПа·с, модель нефти — смесью дегазированной нефти и декана (в пропорции 60/40) вязкостью при 20°С — 2,66 мПа·с. Образец составлен из отдельных фрагментов кавернозного органогенного известняка, отобранного из скв. 11.

На базе построенных во ВНИИнефти (1995 г.) по результатам экспериментов кривых ОФП системы нефть — вода (рис. 1) рассчитана зависимость доли воды в потоке жидкости ($f_в$) от нефтеотдачи (η), т.е. $f_в(\eta)$ — модифицированная функция Баклея - Леверетта. Для получения аналогичной зависимости по скважинам использовался следующий прием.

Методами [4, 5] оценивались запасы нефти $Q_{изв}(\infty)$, которые можно извлечь из дренируемого скважиной объема пласта при условии бесконечных промывки $V_ж \to \infty$ или времени $t \to \infty$. Полагая при этом, что

$$Q_{изв}(\infty) = Q_{бал}\,\beta_{охв}\,\beta_в,\ а\ \beta_{охв} = 1, \qquad (1)$$

получим

$$\eta = Q_н\,\beta_в / Q_{изв}(\infty), \qquad (2)$$

где $Q_{бал}$ — балансовые запасы нефти; $\beta_{охв}$ и $\beta_в$ — коэффициенты охвата и вытеснения; $Q_н$ — накопленный отбор нефти из скважины.

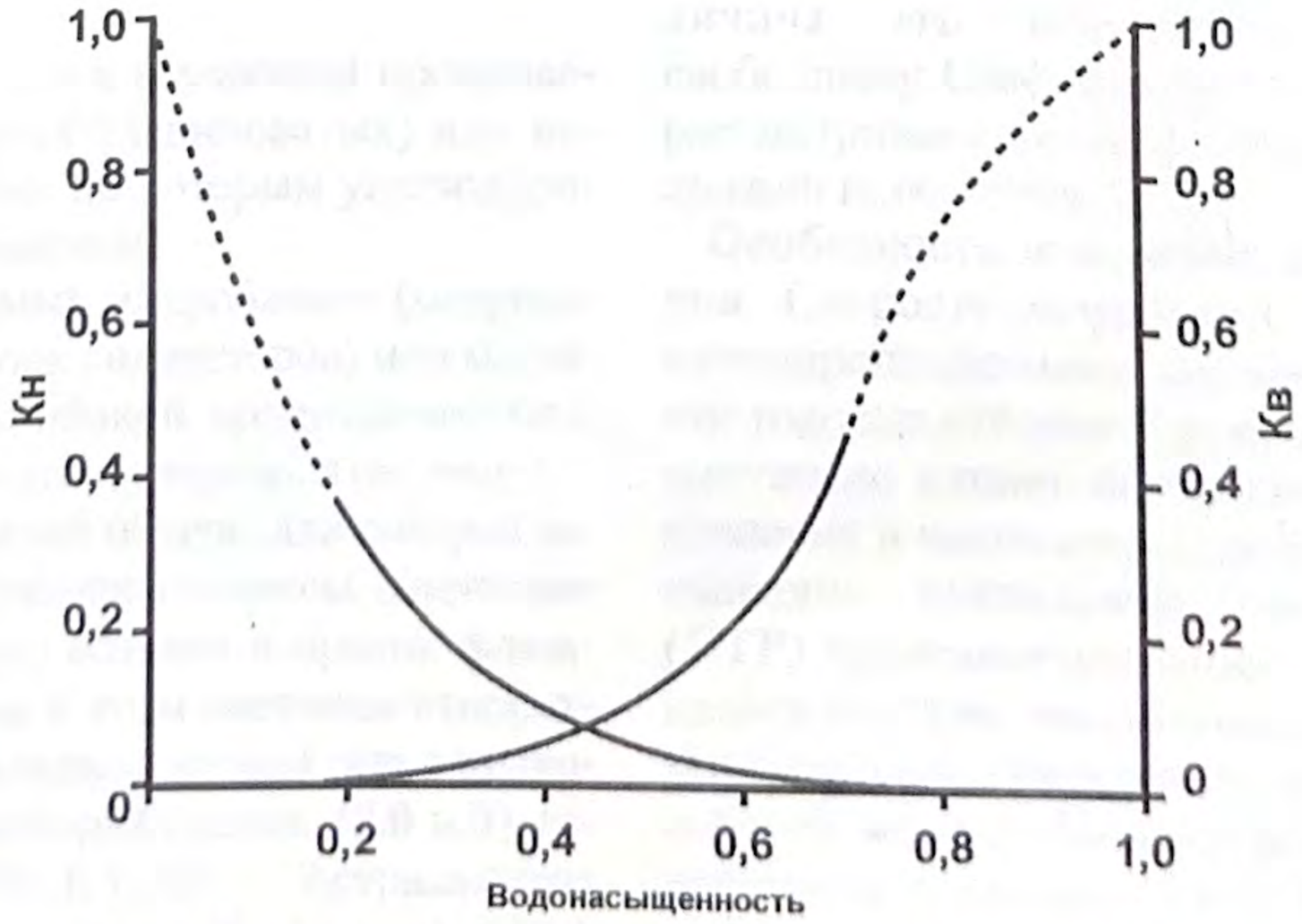


Рис. 1. Диаграмма относительных фазовых проницаемостей

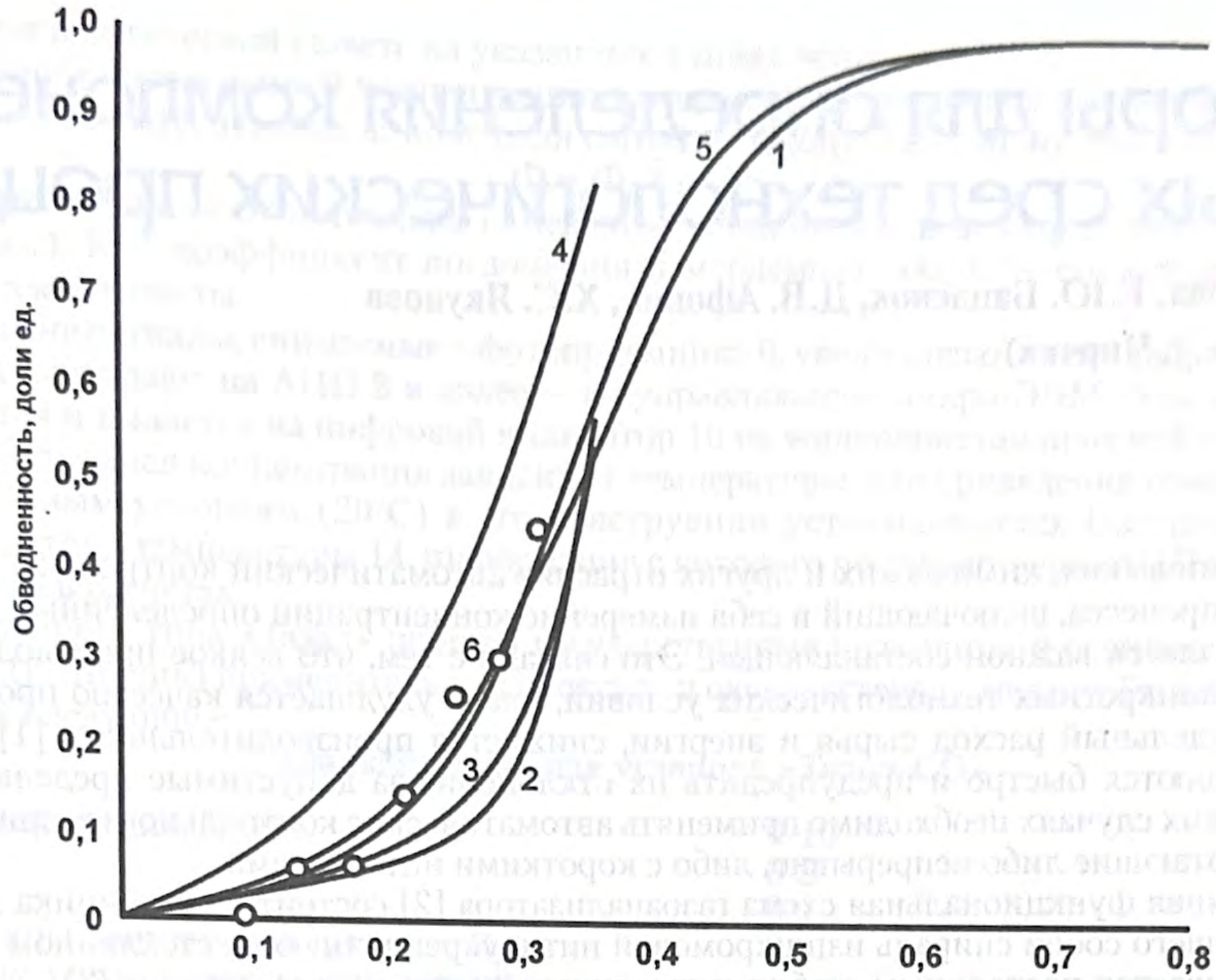


Рис. 2. Модифицированная функция Баклея-Леверетта

Зависимости текущей обводненности от нефтеотдачи по диаграмме ОФП (кривая 1), залежи в целом (6), а также скв. 53, 54 и 228, расположенных вместе со скв. 11 практически равномерно по окружности радиусом около 700 м (2-4), представлены на рис. 2. Как видим, кривая 6 до значений $\eta \leq 30\%$ практически совпадает с экспериментальной (1), а 2-4 располагаются примерно на равных расстояниях от нее.

Для $\eta > 30\%$ фактический темп обводнения залежи и скважин начинает превышать экспериментальный. Так, кривые 2 и 3 пересекают 1, а величина средней обводненности по залежи выше расчетной (при $\eta = 31\%$) примерно на 5%.

Для прогноза дальнейшего поведения зависимости $f_в(\eta)$ на базе кривых 1-4, 6 построена обобщенная – 5 (рис. 2), которая подтверждает отмеченную выше тенденцию ожидаемого роста темпа обводнения залежи по сравнению с расчетным, базирующимся на существующей диаграмме ОФП.

В частности, для диапазона изменения нефтеотдачи от 35 до 50% ожидаемое превышение составит в среднем 4,74%, что необходимо учитывать при прогнозировании динамики отбора нефти.

ЛИТЕРАТУРА

1. ***Рябинина З.К., Егорова Л.Н., Булавин В.Д.*** *Оценка влияния характеристик кривых фазовых проницаемостей на технологические показатели разработки // Труды ВНИИ, вып. 44, М., 1972. С. 104-114.*

2. ***Добрынин В.М., Ковалев А.Г., Кузнецов А.М.*** *и др. Фазовые проницаемости коллекторов нефти и газа // Обзорная информация. Серия «Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений». М., ВНИИОЭНГ, 1988. С. 56.*

3. ***Василевский В.Н., Кундин С.А., Курбанов А.К.*** *и др. Руководство по гидродинамическим методам контроля текущей нефтенасыщенности продуктивных пластов, разрабатываемых при режиме вытеснения нефти водой М., ВНИИнефть, 1969. С. 136.*

4. ***Копытов А.В.*** *Определение извлекаемых запасов и коэффициентов нефтеотдачи по данным разработки залежей с карбонатными коллекторами // РНТС «Нефтепромысловое дело», 1970, №2. С. 3-5.*

5. ***Сипачев Н.В., Посевич А.Г.*** *О характеристиках вытеснения нефти водой // Нефть и газ, 1981, №12. С. 26-32.*

ANNTATION

An estimation method of diagram precision for relative phase permeabilities on dynamics data of exploitating wells and seams water content is offered.

УДК 535.853

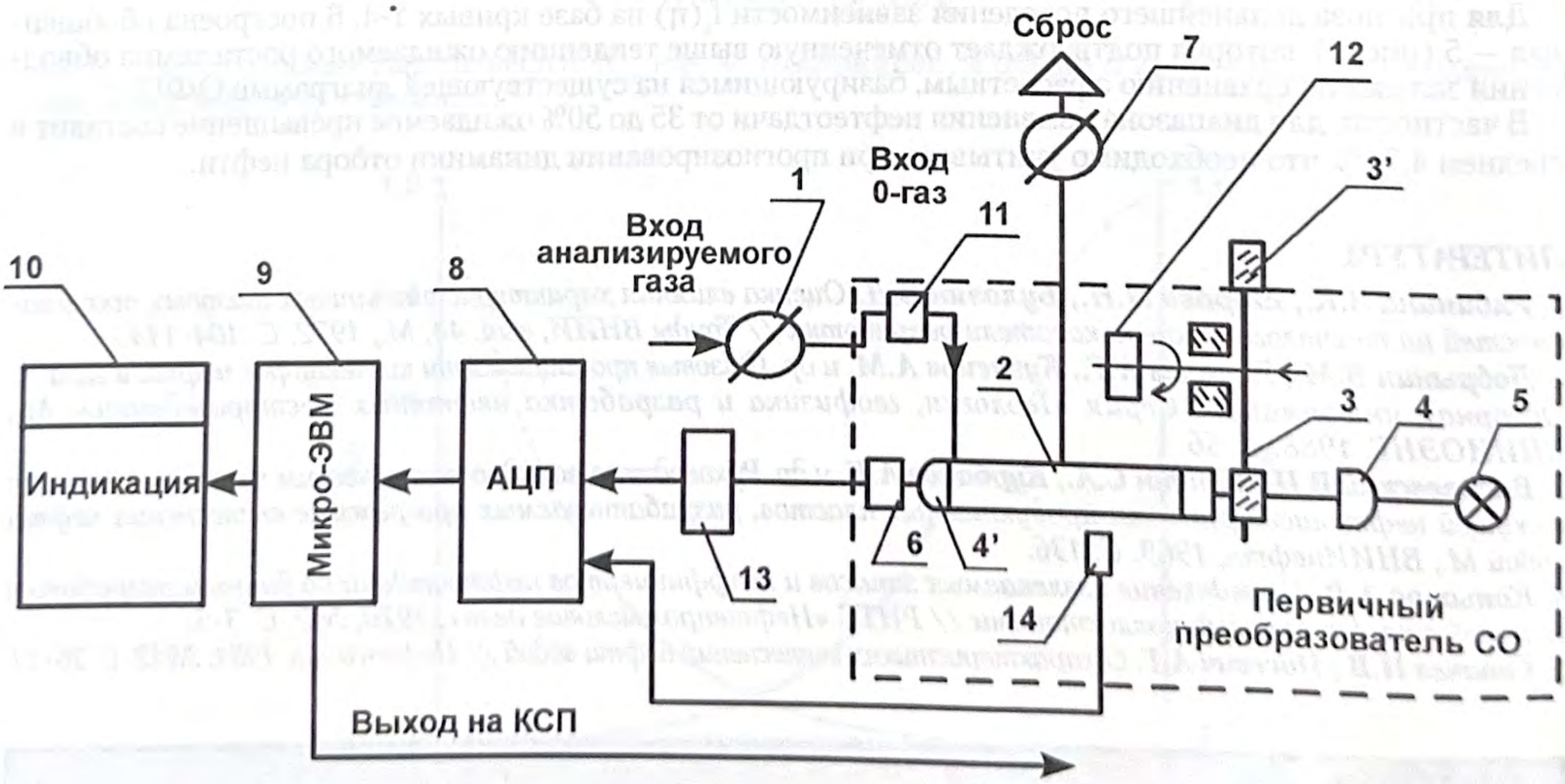
Приборы для определения компонентов газовых сред технологических процессов

Б.И. Ешматова, Е.Ю. Банденок, Д.В. Афонин, Х.С. Якунова
(СП «ДЕКА», г. Чирчик)

В нефтехимических, химических и других отраслях автоматический контроль за ходом технологического процесса, включающий в себя измерение концентрации определенных газовых компонентов, является важной составляющей. Это связано с тем, что всякое производство требует соблюдения конкретных технологических условий, иначе ухудшается качество продукции, увеличивается удельный расход сырья и энергии, снижается производительность [1]. Параметры процесса меняются быстро и предупредить их отклонение за допустимые пределы достаточно сложно. В таких случаях необходимо применять автоматические контрольно-измерительные устройства, работающие либо непрерывно, либо с короткими интервалами.

Предложенная функциональная схема газоанализатора [2] состоит из источника излучения 5, представляющего собой спираль из нихромовой нити, укрепленную на стеклянном стержне, которая запитывается постоянным стабилизированным напряжением порядка 6 V; конденсорной линзы 4 для создания параллельного пучка света и 4' для фокусирования излучения на фотоприемнике 6; оптической кюветы 2, через которую прокачивается анализируемая газовая смесь (длиной 140 мм); диска 3, на котором установлены два интерференционных светофильтра 3'; шагового электрического двигателя 12, приводящего во вращательное движение диск (рисунок).

Излучение от источника 5 проходит через конденсорную линзу 4 и в виде параллельного пучка направляется на светофильтры 3', поочередно вводимые в световой поток при вращении диска 3 и пропускающие длины волн: рабочую 4,7 нкм и опорную 3,9 (вариант схем анализатора окиси углерода). Далее световой поток проходит оптическую кювету, фокусирующую линзу 4' и падает на фотоприемник 6, на котором фиксируются световые импульсы, несущие информацию о поглоще-



Функциональная схема газоанализатора

нии излучения в оптической кювете на указанных длинах волн.

При появлении определенной концентрации измеряемого газа происходит поглощение светового потока на соответствующих длинах волн согласно закону Лаберта-Бугера-Бера:

$$\Phi = \Phi_0 * e^{-CKL},$$

где Φ_0 — световой поток от источника измерения, когда оптическая кювета наполнена чистым воздухом (азот); К — коэффициент поглощения измеряемого газа; С — его концентрация; L — длина оптической кюветы.

Электрические сигналы, снимаемые с фотоприемника 6, увеличиваются предварительным усилителем 13 и поступают на АЦП 8 и далее — на управляющую микро-ЭВМ. Здесь информация обрабатывается и выдается на цифровой индикатор 10 на жидкокристаллической основе.

Поскольку объемная концентрация зависит от температуры, для приведения показаний приборов к нормальным условиям (20°С) в его конструкции устанавливается быстродействующий кремниевый датчик температуры 14, информация с которого поступает через АЦП в микро-ЭВМ и используется в расчетах.

Приборы данного типа «Тазал» прошли государственные испытания и серийно выпускаются СП «ДЕКА» (г. Чирчик) применительно к диоксид- и оксид-углероду, метану. Технические характеристики их следующие:

анализатор оксида углерода «Тазал-СО»

Диапазон измерения, % об.	0-10 0-5 0-1
Цена единицы наименьшего разряда, % об.	0,01
Предел допустимого значения основной приведенной погрешности, % отн.	±5
среднеквадратического отклонения (СКО)	0,1
времени установления показаний (без учета задержки в линии трансформирования)	не более 20
Масса, кг	не более 10
Потребляемая мощность, ВА	не более 25

анализатор диоксида углерода «Тазал-CO_2»

Диапазон измерения, % об.	0-15 0-10 0-5 0-1
Предел допустимого значения основной приведенной погрешности, % отн.	±5

анализатор метана «Тазал - CH_4»

Диапазон измерения, % об.	0-5 0-1
Предел допустимого значения основной приведенной погрешности, % отн.	±5

ЛИТЕРАТУРА

1. **Ваня Я.** *Анализаторы газов и жидкостей. М.: Энергия, 1970.*
2. *Гумиргалиев* **Р.М.** *и др. Предварительный патент № IDP 04563 от 20. 09. 2001 г. Однолучевой абсорбционный ИК-анализатор газа для анализа многокомпонентных смесей.*

ANNOTATION

Analized is development practice and putting into operation of automatic industrial process gas analyzers based on disperse infra-red method of measuring.



К 70-летию со дня рождения

АЗИМОВА Пулата Камиловича

В мае этого года исполнилось 70 лет со дня рождения и 50 лет научно-педагогической и общественной деятельности видного ученого и организатора, доктора геолого-минералогических наук, профессора Пулата Камиловича Азимова.

После окончания в 1955 г. Московского нефтяного института им. И.М. Губкина до 1981 г. П.К. Азимов работает в системе нефтяной промышленности Узбекистана, начав с должности техника конторы бурения. В 1962-1970 гг. он — главный геолог объединений «Андижаннефтегаз», «Фергананефтегаз» и «Узбекнефть», активно участвует в определении перспективных направлений поисков нефти и газа, открытии нефтяных месторождений в Ферганской долине, Сурхандарьинской области, развитии нефтедобычи в Западном Узбекистане.

С 1970 по 1981 г. П.К. Азимов занимает должность директора вновь организованного института «СредАзНИПИнефть», где совместно с коллективом ученых создает научно-исследовательский и проектно-изыскательский центр нефтяной промышленности республики.

Сочетая производственную и научную деятельность, Пулат Камилович в 1966 г. защитил кандидатскую, а в 1979 — докторскую диссертации. Существенным вкладом в развитие нефтегазовой науки является его инициатива по составлению генеральных планов геологоразведочных работ на основе комплексного подхода к решению проблем перспектив нефтегазоносности недр Узбекистана. Большое внимание он уделяет вопросам увеличения добычи нефти, перекачки газа высокого давления в нефтяные горизонты (Северный Сох), рациональной разработки месторождения Северный Уртабулак.

П.К. Азимов — автор семи изобретений, среди них «Способ выполнения скважинной сейсморазведки» и «Способ прогнозирования запасов нефти и газа перспективных структур». С 1981 по 1995 г. он преподает в ТашГТУ им.Беруни на кафедрах «Разработка нефтяных и газовых месторождений», «Проектирование и эксплуатация газонефтепроводов, газохранилищ и нефтебаз», с 1987 г. становится заведующим. Он занимается проблемами интеграции образования, науки и производства, а также качественной подготовки квалифицированных специалистов, осуществляет научное руководство при написании и защите трех кандидатских диссертаций.

С 1998 г. Пулат Камилович работает главным научным сотрудником ИГИРНИГМ, в настоящее время — научным руководителем

лабораторий, выполняющих исследования по Арало-Устюртскому региону, одновременно участвует в составлении программ и проектов усиления ГРР в Сурхандарьинской и Ферганской межгорных впадинах, дает практические рекомендации по внедрению на месторождении Кокдумалак рационального площадного метода поддержания пластового давления с одновременной закачкой в нагнетательную скважину воды и сухого газа.

П.К. Азимов опубликовал более 70 научных трудов, в т.ч. 6 монографий, он автор более 30 фондовых работ, в разные годы участвовал в работе научных, экспертных советов, комиссий, в настоящее время является членом Научно-координационного геологического центра НХК «Узбекнефтегаз» в Республике Каракалпакстан, экспертного совета Главгосэкспертизы госархитектуры РУз по рассмотрению крупных и стратегически важных инвестиционных проектов, центральной производственной комиссии НХК.

Пулат Камилович в качестве делегата участвовал в работе ряда международных конгрессов (Москва, 1968, 1971, 1972, 1977 гг.) и Международного семинара «Геология Гималаев» (Индия, 1976 г.). За заслуги перед Родиной неоднократно отмечался Правительственными наградами: орденами «Знак Почета», «Трудового Красного Знамени», нагрудным знаком «Премия им. академика И.М. Губкина», имеет звание «Отличник нефтяной промышленности».

От всей души поздравляем юбиляра, желаем крепкого здоровья и дальнейших творческих успехов.

Друзья, коллеги

Об итогах конкурса «Инженер года-2001»

И.Х. Вагапов, Е.К. Турсынбаев, Р.И. Хусанджанова
(АК «Узгеонефтегаздобыча», НХК «Узбекнефтегаз», Уз НИО НГП)

8 февраля 2002 г. в ОАО «Нефтегазисследование» подведены итоги первого межобластного конкурса «Инженер года-2001», посвященного 10-й годовщине независимости Республики Узбекистан, организованного Узбекистанским НИО НГП совместно с Бухарским межобластным Правлением. Для участия в нем приглашены соискатели из 15 предприятий и организаций Бухарской и Кашкадарьинской областей: УДП «Шуртаннефтегаз», НГПУ «Мубарекнефтегаз», ОАО «Бухарагазпромстрой», ПУ «Газлитрансгаздобыча», Бухарский НПЗ, АК «Узбурнефтегаз» и др.

Итоги конкурса показали, что в нефтегазовой промышленности Узбекистана имеется научно-технический потенциал по дальнейшему укреплению топливной независимости нашей страны.

Из 24 соискателей конкурсная комиссия после детального обсуждения определила победителей.

Первое место и денежная премия в размере 100 тыс. сум. присуждены **О. Кузиеву**, главному технологу УДП «Шуртаннефтегаз» АК «Узгеонефтегаздобыча»;

второе место и премия в размере 70 тыс. сум. — **Х. Бекову**, начальнику НТО УДП «Мубарекский ГПЗ» АК «Узгеонефтегаздобыча»;

третье место и премия в размере 50 тыс. сум. — **А. Ковалеву**, начальнику отдела проектирования и технологии ОАО «Бухарагазпромстрой» АК «Узнефтегазстрой» и **Ш. Шамсиеву,** главному специалисту по добыче и транспортировке газа и конденсата УДП «Мубарекнефтегаз» АК «Узгеонефтегаздобыча».

Остальные участники конкурса, прошедшие отборочный тур, награждены ценными подарками, почетными грамотами и дипломами.

Учитывая важность проблемы качества подготовки кадров и повышения профессионального уровня инженерных работников, целесообразно распространить опыт Бухарского межобластного правления НИО НГП и сделать традиционным ежегодное проведение в отрасли аналогичных конкурсов.

OIL AND GAS CONFERENCE

The geodynamic condition of oil and gas deposits and field formations in Uzbekistan's subsoil

Международная Конференция по Нефти и Газу с научно-техническим уклоном по тематике

Геодинамическая обстановка нефтегазообразован и нефтегазонакопления в земной коре"

OGU 2002

UZBEKISTAN

10th Anniversary of "Uzbekneftegaz"

10 лет "Узбекнефтегаз"

23-24 May 2002

23-24 Май 2002

6-я МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА "НЕФТЬ И ГАЗ"

Индекс 896

ОТ РЕДАКЦИИ

Уважаемые авторы!

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

1. Материал сдается в Редакцию журнала ("УзЛИТИнефтгаз", тел.: 56-67-27) ежедневно.
2. Статья (в двух экземплярах) не должна превышать 6 страниц машинописного текста, отпечатанного через два интервала на белой бумаге (можно на дискете в формате Word 97).
3. В статье должно быть не более трех таблиц и трех рисунков, предельно четко вычерченных черной тушью на отдельной странице.
4. Формулы могут быть вписаны от руки, но черной тушью, разборчиво, с четким обозначением больших и малых, греческих и латинских букв, индексов и степеней.
5. Статья должна сопровождаться УДК, указанием места работы и телефона автора (авторов), аннотацией на русском языке, должно прилагаться экспертное заключение. Ссылки на литературу в тексте и в конце даются по номерам (5-6 пунктов).
6. Срок представления статьи — не позднее чем за три месяца до начала формирования очередного номера. Редакция оставляет за собой право не возвращать автору сданный в журнал материал, не принимать рукописный вариант, а также статьи, оформленные не по правилам, не допускать замены или добавления нового материала в процессе подготовки номера к изданию.

Благодарим за внимание.

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

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

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

Отпечатано в типографии Художественно-производственного отдела тел. 54-64-62
Подписано в печать 29.04.2002. Формат 60x90 1/8 Усл. Печ. Л. 6.0. Уч.-изд.л. 6.5. Тираж 1000 заказ № 12