2016 № 5 (95)

НЕФТЬ И ГАЗ

ISSN 1562-2932 Подписной индекс 75602

2016 № 5(95)
НЕФТЬ И ГАЗ

ТРЕБОВАНИЯ к публикациям в журнале "НЕФТЬ И ГАЗ"

Научно-технический журнал **«Нефть и газ»** включен Министерством образования и науки Республики Казахстан в перечень приоритетных научных изданий, рекомендуемых для публикации основных научных результатов соискателей ученых степеней доктора философии PhD, магистра, званий доцента и профессора.

Языки издания: казахский, русский, английский.

СТАТЬИ должны предоставляться в электронном виде и содержать:

- **Индекс УДК.**
- **Название статьи** (не более 45 знаков), которое должно быть ее краткой сутью.
- **Цветное фото автора(ов).**
- **Сведения об авторе (авторах):** ученая степень, звание, должность, организация или место работы, контактные телефоны (крайне нужные в ходе подготовки к публикации), полный почтовый адрес – все это по каждому автору, электронные адреса и номера с кодом страны, города. Желательно, чтобы число авторов не превышало 3–4.
- **Резюме** (аннотация) объемом до 250 слов. Резюме – это реклама, которая размещается в реферативных (включая англоязычные) изданиях, содержит информацию о важнейших результатах работы и выводах автора(ов).
- **Ключевые слова** (не более десяти) – на казахском, русском, английском языках обязательно.
- **Список литературы** в порядке упоминания в тексте по ГОСТу 7.1-2003: *для монографий* – фамилия, инициалы автора(ов), название, место, издания, год, общий объем, страницы цитаты; *для периодики* – фамилия, инициалы автора(ов), название, место издания, год, номер, страницы.

Критерий оценки материала – принципиальная новизна. Компетентность автора(ов), новизну и уровень исследований должен подтвердить краткий обзор мировой и отечественной литературы со ссылкой на источники.

Если в статье используются иллюстрации, то они должны быть в формате EPS, TIFF разрешением не менее 300 точек на дюйм (каждая со ссылкой в тексте).

Приветствуются работы, выполненные совместно с известными отечественными и зарубежными учеными.

Материалы, опубликованные в других изданиях, не рассматриваются.

Статьи, не получившие одобрения наших экспертов, не публикуются и не возвращаются.

НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЖУРНАЛ

МҰНАЙ МЕН ГАЗ
НЕФТЬ И ГАЗ
OIL AND GAZ

5 (95) 2016

Главный редактор
академик Надир Каримович НАДИРОВ

Редактор научных проектов
Елена СОЛОДОВА

Ответственный секретарь
Дина БАЙМУРАТОВА

Дизайнер – верстальщик
Евгений ДЯГИЛЕВ

Отдел рекламы и маркетинга
Дениза СУХАНБЕРДИЕВА

Литературная обработка текста
Татьяна КАТКОВА

УЧРЕДИТЕЛИ:

© Министерство науки и высшего образования РК,
АО «Национальная компания «ҚазМұнайГаз»,
Научно инженерный центр «Нефть»
Национальной инженерной академии РК,
ОО «Казахстанское Общество Нефтяников – Геологов»

РЕГИСТРАЦИЯ: Министерство информации и общественного согласия Республики Казахстан, № 529ж от 19.12.1998 г.
Международный центр сериальных изданий, г. Париж, – ISSN 1562-2932.

ИЗДАЕТСЯ с января 1996 г.

ПЕРИОДИЧНОСТЬ 6 раз в год

ПРЕДСТАВИТЕЛИ В ГОРОДАХ:

Астана –	Санжар Жаркешов 8 701 555 42 35
Актау –	Людмила Петриченко 8 (7292) 31-47-46, 31-47-82
Атырау –	Марина Кинчерук 8 701 648 00 14 8 777 196 40 40
Уральск –	Оксана Дементиевская 8 (7112) 53-70-57, 8 701 650 85 76
Шымкент –	Гульмира Бимбетова 8 (7252) 21-19-66

Редакция не всегда разделяет мнения авторов публикаций. Ответственность за содержание рекламы несут рекламодатели. При перепечатке материалов ссылка на журнал «Нефть и газ» обязательна.

РЕДАКЦИОННАЯ КОЛЛЕГИЯ:

У.С. КАРАБАЛИН,	**зам. гл. редактора, академик (г. Астана)**
К.М. КУАНДЫКОВ,	**зам. гл. редактора, докт. геол. -мин. наук, профессор (г.Алматы)**
А.С. АЙТИМОВ,	**академик НИА РК (г. Уральск)**
А.У. АЙТКУЛОВ,	**докт. техн. наук, профессор, член-кор. НИА РК (г. Актау)**
Л.К. АЛТУНИНА,	**докт. техн. наук, профессор (г. Томск)**
М.Н. БАБАШЕВА,	**генеральный директор ТОО НИИ «Каспиймунайгаз» (г. Атырау)**
А.М. БАРАК,	**президент Galex Energy Corp. (г. Хьюстон, США)**
В.К. БИШИМБАЕВ,	**академик НАН РК, профессор (г. Астана)**
О.И. ЕГОРОВ	**докт. эконом. наук, профессор (г. Алматы)**
Б.Т. ЖУМАГУЛОВ	**академик НАН РК, профессор (г. Астана)**
М.Ж. ЖУРИНОВ,	**академик НАН РК, профессор (г. Алматы)**
Б.С. ЗЕЙЛИК,	**докт. геол.-мин. наук, профессор, академик РАЕН (г. Алматы)**
К.Н. ИБРАШЕВ,	**канд. техн. наук, ген. директор ТОО «PSA» (г. Астана)**
Б.С. ИЗМУХАМБЕТОВ,	**академик НИА РК, профессор (г. Атырау)**
Е.К. КАЛДЫГОЗОВ,	**докт. хим. наук, профессор (г. Шымкент)**
П.В. КЛИМОВ,	**академик Международной инженерной академии докт. техн. наук, (г. Астана)**
Р.Г. САРМУРЗИНА,	**академик НАЕН, профессор (г. Астана)**
Р.М. САТТАРОВ,	**докт. техн. наук, профессор (г. Баку)**
Т.П. СЕРИКОВ,	**академик НИА РК, профессор (г. Атырау)**
Э.Г. ТЕЛЯШЕВ,	**докт. хим. наук, профессор, член-кор. АН Башкортостана (г. Уфа)**
М.С. ТРОХИМЕНКО,	**академический советник НИА РК (г. Уральск)**
Б.Т. УМРАЛИЕВ,	**докт. техн. наук (г.Астана)**
Е.М. ШАЙХУТДИНОВ,	**академик НАН РК, профессор КазНТУ им. К.И. Сатпаева (г. Алматы, Казахстан)**

XIV МЕЖДУНАРОДНЫЙ ФОРУМ

ТОПЛИВНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ КОМПЛЕКС УКРАИНЫ: НАСТОЯЩЕЕ И БУДУЩЕЕ

МЕЖДУНАРОДНАЯ СПЕЦИАЛИЗИРОВАННАЯ ВЫСТАВКА

НЕФТЕГАЗЭКСПО - 2016

Технический партнер: RentMedia

МЕЖДУНАРОДНЫЙ ВЫСТАВОЧНЫЙ ЦЕНТР
Украина, 02660, Киев, Броварской пр-т, 15
Ⓜ "Левобережная"
тел./факс: (044) 201-11-57
e-mail: lyudmila@iec-expo.com.ua
www.iec-expo.com.ua, www.tech-expo.com.ua

8–10 ноября

МАЗМҰНЫ

ГЕОЛОГИЯ

Қуандықов К.М.

35-ші Халықаралық геологтар Конгрессі 7

Зейлик Б.С., Баратов Р.Т.

Ғарыштық суреттерге түсірілген космогенді жаратылыстардың сақиналы құрылымдарының индикаторлары 12

БҰРҒЫЛАУ

Умралиев Б.Т., Шайхымежденов Ж.Г., Атчибаев Н.А., Сейтов А.К.

Өзен кен орнындағы ұңғыларды цементтеу сапасын жақсартудың жолдары 35

Бондаренко В.П., Надиров К.С., Бимбетова Г.Ж.

Оңтүстік қазақстан облысының шикізат базасын ұңғымаларды бұрғылауда қолданатын ерітінділерді дайындауға қолдану 45

ӨНДІРУ

Алтунина Л.К., Кувшинов В.А., Кувшинов И.В.

Тұтқырлығы жоғары мұнай кеніштерінің мұнай бергіштігін арттырудың термиялық емес физика-химиялық технологиялары 57

Барак А., Бажал А.

Батыс Техас мұнайының беттікке жақын кеніштерін игерудің технологиялық мәселелері 67

ТАСЫМАЛДАУ

Климов П.В., Гумиров К.М., Абдулов М.А.

Ауыспалы аймақтағы құбырлардағы қауырттылық 78

ӨҢДЕУ

Ли В.Р., Донсков С.Э., Аимбекова А.М.

Қазақстандағы мұнайөңдеу және газ-химиялық өндіріс жобаларына шолу 94

Хомутов И.А.

Қазақстан ұзақ мерзімді болашақта да, жеңіл фракциялы мұнайөнімдерін шет елден алушы болып қала бере ме? 106

ҒЫЛЫМИ МЕКЕМЕЛЕР

Бабашева М.Н.

«Каспиймұнайгаз» ҒЗИ» ЖШС: Ары қарай дамудың жетістіктері мен келешегі 125

Абишев А.А.

Атырау мұнай және газ университеті: даму стратегиясы 133

МЕРЕЙТОЙЛАР

Бишимбаевқа В.К. – 70 жыл 138

МҰНАЙШЫ-ГЕОЛОГТЫ ЕСКЕ АЛУ

Джолдаскали Ахметович Досмухамбетов 140

ТАҒАЙЫНДАУЛАР

Қайыржан Е.Қ. 146

Алтынбеков С.А. 148

ҚЫЗЫҚТЫ ДЕРЕКТЕР 150

ОҚИҒАЛАР ХРОНИКАСЫ 154

СОДЕРЖАНИЕ

ГЕОЛОГИЯ

Куандыков Б.М.

35-й – Международный конгресс геологов 7

Зейлик Б.С., Баратов Р.Т.

Индикаторы кольцевых структур космогенной природы, запечатленных на космических снимках 12

БУРЕНИЕ

Умралиев Б.Т., Шайхымежденов Ж.Г., Атчибаев Н.А., Сейтов А.К.

Пути улучшения качества цементирования скважин на месторождении Узень 35

Бондаренко В.П., Надиров К.С., Бимбетова Г.Ж.

Использование модифицированного гудрона хлопкового масла для приготовления буровых растворов 45

ДОБЫЧА

Алтунина Л.К., Кувшинов В.А., Кувшинов И.В.

Нетермические физико-химические технологии увеличения нефтеотдачи залежей высоковязких нефтей 57

Барак А., Бажал А.

Технологические решения разработки приповерхностных залежей нефти Западного Техаса 67

ТРАНСПОРТИРОВКА

Климов П.В. , Гумиров К.М., Абдулов М.А.

Напряжения в трубопроводе в переходных зонах 78

ПЕРЕРАБОТКА

Ли В.Р., Донсков С.Э., Аимбекова А.М.

Обзор проектов нефтеперерабатывающих и газохимических производств в Казахстане 94

Хомутов И.А.

Останется ли Казахстан импортером светлых нефтепродуктов в долгосрочной перспективе? 106

НАУЧНЫЕ УЧЕРЕЖДЕНИЯ

Бабашева М.Н.

ТОО «НИИ «Каспиймунайгаз»: достижения и перспективы дальнейшего развития 125

Абишев А.А.

Атырауский университет нефти и газа: стратегия развития 133

ЮБИЛЕИ

В.К. Бишимбаев – 70 лет 138

ПАМЯТИ НЕФТЯНИКА-ГЕОЛОГА

Джолдаскали Ахметович Досмухамбетов 140

НАЗНАЧЕНИЯ

Кайыржан Е.К. 146

Алтынбеков С.А. 148

ИНТЕРЕСНЫЕ ФАКТЫ 150

ХРОНИКА СОБЫТИЙ 154

CONTENT

GEOLOGY

Kuandykov K.M.
35 – International Congress of geologists 7

Zejlik B.S., Baratov R.T.
Indicators of circular structures of cosmogeneous nature imprinted on satellite images 12

DRILLING

Umraliev B.T, Shajhymezhdenov Zh.G., Atchibaev N.A., Sejtov A.K.
Ways to improve the quality of well cementing at the Uzen field 35

Bondarenko V.P., Nadirov K.S., Bimbetova G.Zh.
Use of the modified tar of cotton oil for preparation of boring solutions 45

EXTRACTION

Altunina L.K., Kuvshinov V.A., Kuvshinov I.V.
Nonthermal physical and chemical technologies of enhanced oil recovery at the high-viscosity oil fields 57

Barak A., Bazhal A.
Technological solutions for development near-surface oil deposits of West Texas 67

TRANSPORTATION

Klimov P.V., Gumerov K.M., Abdulov M.A.
Stresses in the transitional zones of pipelines 78

PROCESSING

Li V.R., Donskov S.Je., Aimbekova A.M.
Kazakhstan's Petroleum Refining and Gas Chemical Project Overview 94

Homutov I.A.
Will Kazakhstan remain the importer of light oil in the long run? 106

RESEARCH INSTITUTIONS

Babasheva M.N.
Caspimunaigas SRDI JSC: Achievements and prospects of further development 125

Abishev A.A.
Atyrau Oil and Gas University: development strategy 133

ANNIVERSARIES

V.K. Bishimbayev – 70 years 138

IN MEMORY OF PETROLEUM GEOLOGIST

Dzholdaskali Dosmuhambetov 140

APPOINTMENTS

Kayyrzhan E.K......148
Altynbekov S.A. 149

INTERESTING FACTS 150

CHRONICLEOF EVENTS 154

35-Й – МЕЖДУНАРОДНЫЙ КОНГРЕСС ГЕОЛОГОВ

Б.М. КУАНДЫКОВ[1] –
докт. геол. -мин. наук, профессор,
президент ОО «Казахстанское Общество
Нефтяников – Геологов»

[1]ТОО «Меридиан Петролеум»
050040, Республика Казахстан, г. Алматы,
ул. Сатпаева, д. 29/6

С 27 августа по 3 сентября 2016 г. в г. Кейптауне (Южно-Африканская Республика) прошел 35-й Международный геологический конгресс (МКГ). Он является крупнейшим форумом в области фундаментальных и прикладных исследований наук о Земле. МГК проводится под эгидой Международного союза геологических наук на регулярной основе один раз в четыре года начиная с 1878 г.

Главным девизом состоявшегося конгресса стал **«Геология в науке, экономике и обществе».** Организаторы мероприятия определили три ключевых направления конгресса: «Геологическая наука для общества», «Фундаментальная геологическая наука», «Геологическая наука для экономики».

В работе конгресса приняли участие 4500 человек из более 105 стран, в том числе 40 казахстанцев из 21 организации – представители государственных органов законодательной и исполнительной власти, геологических служб, национальных академий, международных организаций, крупнейших компаний-недропользователей, учебных заведений, финансовых и банковских структур, студенты.

Следо отметить, что на всех приветственных щитах была фраза на казахском языке – **«Қош келдіңіздер»**.

[1]Автор для переписки. E-mail: bmku@meridian-petroleum.kz

Приветствие делегатам конгресса геологов

Конгресс открыл министр минеральных ресурсов Южной Африки **Мосебензи Зване** (Mosebenzi Zwane). В программу конгресса были включены 4824 доклада, в том числе устных 3087, стендовых – 1737 презентаций, которые охватывали 49 направлений современной геологии.

В рамках конгресса проходили большая выставка ГЕОЭКСПО-2016 и информационно-пропагандистские программы в области геонаук, где также была представлена казахстанская экспозиция. На этой выставке свои материалы представили 124 компании. Оргкомитетом конгресса также было организовано свыше 40 полевых и туристических экскурсий в Южно-Африканской Республике, а также по другим соседним африканским странам, которые представили уникальную возможность ознакомиться с геологией континента.

На 8 пленарных презантациях, посвященных особо важным проблемам в области наук о Земле выступали известные ученые и геологи из разных стран. Например, **Коэн Вербругген** выступил с докладом «Эволюция основных этапов европейского и африканского геологического сотрудничества», **Кеннет Тейлор** – «Империя воды, острова огня: взгляды на геологию 18 века», **Сильвия Пепполони** – «Геоэтика: новый образ представлений и управления Землей» и др.

На МГК-35 казахстанскими геологами и специалистами было сделано 12 устных и стендовых докладов по всем основным трем темам программы конгресса на 10 симпозиумах. Например, профессор из КазНИТУ им. К.И. Сатпаева **Адильхан Байбатша** сделал два доклада:«Техногенное сырье на обогатительном предприятии Жезказгана» и «Геодинамическая модель развития и тектоническое строение Казахстана с точки зрения плюмной тектоники», профессор **Борис Дьячков** из Усть-Каменогорска сделал доклад «Золотоносная структура Большого Алтая: геотектоническое положение и критерии исследований», **Марат Майлыбаев** – «Свойства зернистых, трещиноватых и кавернозных коллекторских пород», **Балтабек Куандыков** – «Бурение сверхглубокой скважины глубиной 15 км – новый этап в поиске крупных и уникальных залежей углеводородов в Прикаспийской впадине» – и др.

В работе конгресса участвовал и содействовал нам в ознакомлении с южно-африканскими геологическими школами посол Республики Казахстан в Южной Африке **Талгат Габдуллович Калиев.**

В основу казахстанского стенда на ГЕОЭКСПО была положена задача – продемонстрировать перед мировым геологическим сообществом уровень геологической науки в Казахстане и уникальность его минерально-сырьевого потенциала. На экспозиции были представлены карты геологического содержания масштаба 1:1 000 000: геологическая, тектоническая, альпийской тектоники, минерагенические карты мезозоя -кайнозоя и палеозоя, гидрогеологического районирования, размещения месторождений полезных ископаемых Восточно-Казахстанской области и др.

Встреча посла Республики Казахстан в Южной Африке ***Т.Г. Калиева*** *с академиками* ***Б.М. Куандыковым*** *(в центре) и* ***Б.С. Ужкеновым***

В рамках подготовки к МГК-35 и для презентации на ГЕОЭКСПО-2016 были подготовлены более 20 интересных сборников и книг о геологическом строении ряда территорий Казахстана. Например, был подготовлен и издан интересный сборник «Геология и металлогения Кокшетауского срединного массива – крупной золото-урановой, редкометалльной

Памятное фото у стенда Казахстана

Слева на право:
А.С. Утегенов, А.Б. Багадаев, М.К. Тулегенов,
Б.А. Багадаев, Б.К. Нурабаев, Б.М. Куандыков,
Н.А. Курбанов, А.В. Калмыков, К.М. Таскынбаев, Б.С. Хамзин.

и алмазоносной провинции Центральной Азии», сборник статей последних лет казахстанских геологов-нефтяников «Нефтегазоносные бассейны Казахстана и перспективы их освоения» и др.

В рамках конгресса был организован ряд важных и интересных встреч с компаниями, организациями, участвующими на конгрессе, а также руководителями делегаций некоторых стран. Например, председатель Комитета геологии и недропользования Министерства по инвестициям и развитию РК **Базарбай Нурабаев** провел встречи с вице-министрами Министерства минеральных ресурсов Южно-Африканской Республики **Мосиди Макгае** и **Супи Тлована**. На этих встречах были обсуждены перспективы сотрудничества между геологическими организациями двух стран и изучения опыта организации геологических исследований на территориях стран. В результате был подписан меморандум о сотрудничестве между двумя ведомствами. Состоялась также встреча с президентом Международного совета геологической науки **Ченгом Куимингом**.

Председатель национального комитета «КазГЕО» **Болат Ужкенов** встречался с вице-министром Российской Федерации **Киселевым Е.А.**, Министром минеральных ресурсов Южной Кореи. На этих встречах также были обсуждены вопросы сотрудничества в области геологических наук.

Главный итог участия Казахстана в работе конгресса – безусловно, рост известности и авторитета казахстанской геологии за рубежом, укрепление международного имиджа Казахстана в научной сфере, а также получение обширной и новейшей информации о достижениях мировой геологии за последние годы в результате личных контактов с учеными и ведущими геологами многих стран.

Следующей страной проведения конгресса, будет Индия, где в 2020 г. в Дели состоится МГК-36. В рамках МГК-35 прошло заседание Международного совета геологической науки (МСГН). От Казахстана в работе совета приняли участие Ужкенов Б.С., Нурабаев Б.К., Куандыков Б.М. Главным в работе совета были выборы нового Президента МСГН, а также определение страны на проведение МГК-37. Свои заявки на проведения МГК-37 в 2024 г. подали Россия, Германия, Южная Корея и Турция. В результате тайного голосования новым президентом МСГН стал **Ченг Куиминг** – представитель Канады, а страной получившей право на проведение Международного геологического конгресса в 2024 г., стала Южная Корея.

УДК 551.24:523

ИНДИКАТОРЫ КОЛЬЦЕВЫХ СТРУКТУР КОСМОГЕННОЙ ПРИРОДЫ, ЗАПЕЧАТЛЕННЫХ НА КОСМИЧЕСКИХ СНИМКАХ

Б.С. ЗЕЙЛИК[1] –
докт. геол.- мин. наук, профессор, академик РАЕН, АМР РК, главный научный сотрудник

Р.Т. БАРАТОВ –
магистр техники и технологии, научный сотрудник

ТОО «Институт геологических наук им. К.И. Сатпаева»,
050010, Республика Казахстан, г.Алматы,
ул. Кабанбай батыра, 69/94

Исследованиями, проведенными в последние годы, установлена связь большого числа месторождений различных полезных ископаемых с кольцевыми структурами, как эндогенными, так и космогенными. Конкретно Северо-Каспийско-Горно-Мангистауская космогенная кольцевая структура контролирует пространственное размещение многочисленных месторождений углеводородов Западного Казахстана, открытых за более чем столетний период нефтяной промышленности республики. Космогенные кольцевые структуры характеризуются тремя группами признаков: 1) морфоструктурными; 2) минералого-петрографическими и 3) геофизическими. Важнейшим признаком космогенной природы подобных структур является присутствие в их контурах метеоритного вещества в различных формах. Впервые выдвигается предположение о том, что малые тела ультрабазитов, сопутствующие ряду кольцевых структур на территории Казахстана, являются фрагментами космических ударников, взрывы которых породили эти структуры.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: *космогенные кольцевые структуры, месторождения углеводородов, месторождения полезных ископаемых, метеоритное вещество, малые тела ультрабазитов.*

[1]Автор для переписки. E-mail: boris.zeilik@gmail.com

ҒАРЫШТЫҚ СУРЕТТЕРГЕ ТҮСІРІЛГЕН КОСМОГЕНДІ ЖАРАТЫЛЫ-СТАРДЫҢ САҚИНАЛЫ ҚҰРЫЛЫМДАРЫНЫҢ ИНДИКАТОРЛАРЫ

Б.С. ЗЕЙЛИК[1] – геол.-мин. ғыл. докт., профессор, РЖҒА академигі, ҚР АМР, бас ғылыми қызметкер
Р.Т. БАРАТОВ – техника және технологиямагистрі, ғылыми қызметкер

ТОО «Қ.И. Сатбаев атындағы геология ғылымдары институты»,
050010, Республика Казахстан, г.Алматы, ул. Кабанбай батыра, 69/94

Соңғы жылдары жүргізілген зерттеулер бойынша, эндогенді де, және космогенді де сақиналы құрылымдары бар әртүрлі пайдалы қазбалардың көптеген кен орындарының байланысы анықталды. Нақты айтқанда, Солтүстік-Каспий-Таулы-Маңғыстау сақиналы құрылымдары, республикамыздың мұнай өндірісі кезеңінде осыдан жүз жыл бұрын ашылған Батыс Қазақстанның көптеген көмірсутекті кен орындарының кеңістікте орналасуын бақылайды.Космогенді сақиналы құрылымдар үш топты белгімен сипатталады: 1) морфоқұрылымды, 2) минералогиялы-петрографикалық және 3) геофизикалық. Мұндай құрылымдардың космогенді жаратылысының маңызды белгісі – оның контурларында әртүрлі формадағы метеоритті заттардың бар болуында. Алғаш рет Қазақстан аумағында, сақиналы құрылымдар қатарына ілеспелі ультрабазиттердің кіші денелері – жарылысы осы құрылымдырды тудыратын ғарыштық екпіндердің фрагменті болып табылады деген болжам алға қойылып отыр.

ТІРЕК СӨЗДЕР: *космогенді сақиналы құрылымдар, көмірсутектер кен орындары, пайдалы қазбалар кен орындары, метеоритті зат, малые тела ультрабазиттердің кіші денелері.*

INDICATORS OF RING STRUCTURES OF COSMOGENIC NATURE, CAPTURED ON THE SATELLITE DATA

B.S. ZEILIK[1] – Doctor of geological-mineralogical sciences, Professor, Academician of the Russian Academy of Natural Sciences, AMR of the RoK, Chief researcher
R.T. BARATOV – Master of engineering and technology, Researcher

K.I. Satpayev Institute of geological sciences LLP,
69/94, Kabanbai Batyr str., 050010, Almaty, Republic of Kazakhstan.

Studies conducted in recent years has established the connection of a large number of fields of various minerals with ring structures, both endogenous and cosmogenic nature. Specifically, the North-Caspian and Gorno-Mangistaucosmogenic ring structure controls the spatial distribution of multiple hydrocarbons fields in Western Kazakhstan discovered in more than a hundred years of the oil industry of the country. Cosmogenic ring structures are characterized by three groups of symptoms: 1) morphostructural, 2) mineral-petrographic and 3) geophysical. The most important sign of the cosmogenic nature of such structures is the presence in their contours of meteoritic matters in various forms. For the first time put forward the assumption that small ultramafic body, accompanying a series of ring structures on the territory of Kazakhstan, are fragments of cosmic projectiles whose explosion which formed these structures.

KEYWORDS: *cosmogenic ring structure, hydrocarbons deposits, mineral deposits, meteoritic substance, small bodies of ultrabasite.*

Исследования, проведенные в последние годы, показывают, что месторождения полезных ископаемых часто связаны с кольцевыми структурами, как эндогенными [4], так и экзогенными. Представляется, что кольцевые структуры, с которыми связаны многие месторождения полезных ископаемых, в большинстве своем являются результатом бомбардировки Земли метеоритами, астероидами и кометами, т.е. структурами космогенной, импактной природы – астроблемами (звездными ранами) и гигантскими астроблемами – гиаблемами [5-15, 17-21].

Яркие примеры приуроченности к гигантским космогенным кратерам, с диаметрами больше 100 км, крупных месторождений золота, никеля, импактных алмазов и нефти приведены в альбоме – монографии, опубликованной под редакцией вице-президента РАН, академика РАН Н.П. Лаверова [21]. Это кратер Вредефорт (Юж. Африка), D – 200 км, возраст 2,0 млрд лет, золото-урановое месторождение Витватерсранд – половина мировых запасов золота; кратер Садбери (Канада), D~200 км, возраст 1,9 млрд лет, 1/3 мировых запасов никеля; кратер Попигай (Россия), D~100 км, возраст 36 млн лет – гигантское месторождение импактных алмазов, превосходящих по своим абразивным свойствам искусственные технические алмазы; кратер Чиксулуб (Мексика), D~180 км, возраст 65 млн лет – нефть месторождения Кампече, 2/3 добычи Мексики.

Изобилие кольцевых структур демонстрируют: Карта установленных и предполагаемых гиаблем и астроблем, выраженных в аномальном магнитном поле на территории СССР [7], Схема размещения предполагаемых и установленных космогенных структур на Земле [7], Космогеологическая карта СССР [22], Карта космогеологических объектов России [23], Космогеологическая карта территории России [24]; Космогеологическая карта Казахстана масштаба 1:1 500 000 (Зейлик Б.С. и др., 2004) и Космогеологическая карта Казахстана масштаба 1:1 000 000 (Зейлик Б.С. и др., 2008) [Республиканские геологические фонды Казахстана].

Космогенные кольцевые структуры характеризуются многими признаками. Все эти признаки можно подразделить на три группы: 1) морфоструктурные, 2) минералого-петрографические и 3) геофизические. Все эти признаки неоднократно описаны во многих работах. При этом надо обратить особое внимание на наиболее простой, легко диагностируемый минералого-петрографический признак – планарные структуры в кварце. Как известно, кварц лишен спайности. Изредка она в нем проявляется по ромбоэдру. Однако, когда через кварц проходит ударная волна с мощной пиковой нагрузкой (не меньше 50 кбар), в нем проявляются до 9–13 направлений как бы весьма совершенной спайности. Это и есть планарные структуры. Планарные структуры не возникают ни при вулканических, ни при каких бы то ни было тектонических процессах на Земле. Они могут реализоваться только при метеоритных или ядерных взрывах (взрывах атомных или водородных бомб в шахтах), когда достигаются гигантские пиковые давления.

Планарные структуры обнаружены в контурах многих кольцевых структур в Казахстане. Это позволяет рассматривать подобные кольцевые структуры как астроблемы. Термин «астроблема» (от древнегреческого «астра» – звезда и «блема» – рана) предложен Р. Дитцем – одним из создателей новой глобальной тектоники.

Давления, реализующиеся при вулканических взрывах, далеко не достигают тех значений, при которых могут возникнуть планарные структуры. К примеру, при взрыве вулкана Асама в Японии в начале прошлого века максимальное давление составило 567 бар. При взрыве вулкана Безымянного на Камчатке в 1956 г. максимальное давление, по расчетам вулканолога Горшкова, составило 3 кбар, а для того чтобы возникли планарные структуры, нужно не менее 50 кбар.

Планарные структуры отвечают редкой кристаллографической форме в кварце – так называемой омеге – характеристике по Ф.В. Чухрову – {101–13}.

Н. Шорт, американский исследователь ударного (шокового) метаморфизма, назвал планарные структуры «наилучшим петрографическим критерием удара».

Планарные структуры– этот «наилучший петрографический критерий удара» – обнаружены в кварце в срединной зоне Северо-Каспийско-Горно-Мангистауской кольцевой структуры.Концентрические зоны растяжения (разуплотнения) и сжатия, сопутствующие этой кольцевой структуре, контролируют пространственное размещение многочисленных месторождений углеводородов, открытых за более чем столетний период нефтяной промышленности Казахстана [10, 11, 14-16, 18-20, 25, 26]
в Прикаспийской впадине, в Северном Каспии и в районах п-вов Мангистау и Бузачи.

Эта структура была выделена как предполагаемая гигантская астроблема (гиа-блема) в 1975 г. [7]. Исследования подтвердили ее космогенную природу. Предполагается, что структура является следствием «косого» удара космического тела, летевшего под пологим углом к земной поверхности в запад-северо-западном направлении.

Впадина Северного Каспия образует гигантскую отчетливую дугу, обрамляющую п-ва Мангистау и Бузачи. Общая протяженность северной, северо-западной и юго-западной береговой линии этой громадной водной дуги порядка 1300 км. Продолжение северного контура этой водной дуги с сохранением характера ее кривизны, т.е. собственно северного контура береговой линии Каспия, на район Южной Эмбы и далее на восток и юго-восток позволяет очертить границы гигантской кольцевой структуры со срединной приподнятой зоной п-вов Мангистау и Бузачи, а также Горного и Восточного Мангистау *(рисунок 1)*. Нижние течения рек Волги, Урала, Эмбы и Кумы имеют почти правильные линейные простирания, которые, будучи продолжены, пересекаются в одной точке, приходящейся на Горный Мангистау, т. е. как раз на центральное поднятие этой гигантской кольцевой структуры. В этой же точке сходятся прямые линии, соответствующие простиранию восточного берега залива Кара-Богаз-Гол и в какой-то мере определяющие форму дна в Северном Каспии *(см. рисунок 1)* [14].

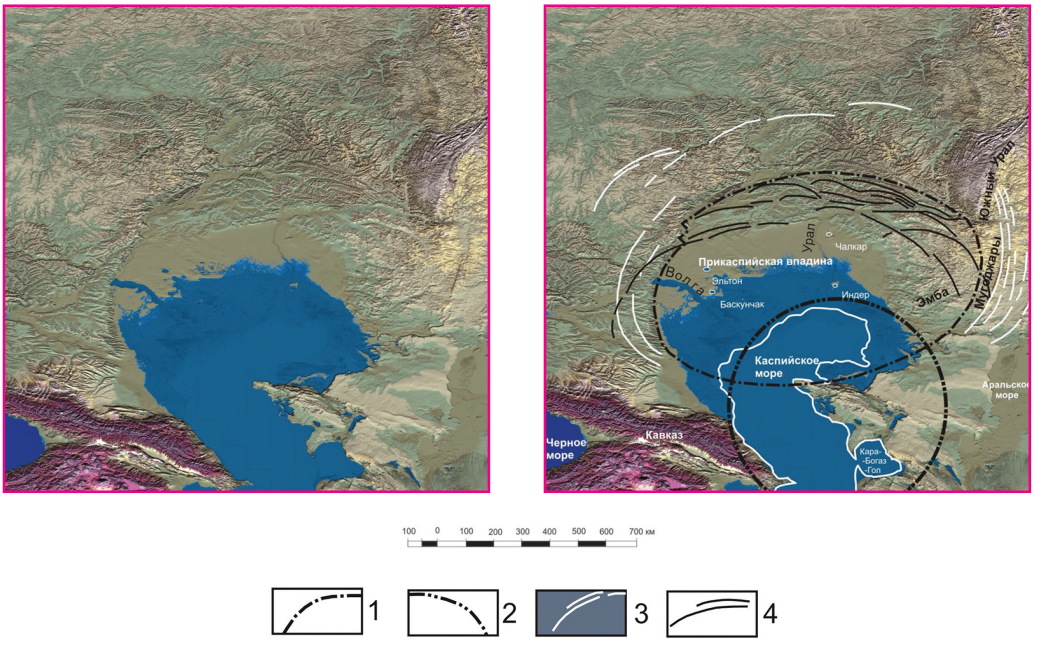


Рисунок 1 – Гигантские космогенные Прикаспийская и Северо-Каспийско-Горно-Мангистауская кольцевые структуры в рельефе. Рельеф построен по данным радиолокационной космической съемки.

Обозначения:

1 – контур кратерной депрессии Прикаспийской впадины; 2 – условный внешний контур Северо-Каспийско-Горно-Мангистауской кольцевой структуры (кратерная депрессия этой кольцевой структуры представлена дугообразной акваторией Северного Каспия и заливом Кара-Богаз-Гол); 3 – дугообразные разломы, сопровождающие реликтовые фрагменты захороненного кольцевого вала Прикаспийской впадины, «просвечивающие» через перекрывающие и облекающие его более молодые отложения; 4 – дугообразные разломы, связанные с Северо-Каспийско-Горно-Мангистауской кольцевой структурой, унаследованно проявленные в юрских, меловых, палеогеновых и четвертичных отложениях, перекрывающих и облекающих интенсивно дислоцированные докатастрофные триасовые и более древние отложения

Пересечение в одной точке линий простирания прямолинейных составляющих рельефа регионального значения вряд ли может быть случайным. Все они контролируются мощными и протяженными зонами разломов, являющимися радиальными элементами Северо-Каспийско-Горно-Мангистауской кольцевой структуры. Мощность этих разломов в наибольшем удалении от точки их взаимного пересечения на Горном Мангистау достигает нескольких десятков километров. Значительной мощностью разломов объясняются отклонения русел рек от строго прямолинейной формы, их «блуждание» в границах разломов. Протяженность этих разломов составляет 825–875 км. Таким образом, с учетом радиальных компонентов зона влияния Северо-Каспийско-Горно-Мангистауской кольцевой структуры простирается до размеров с диаметром порядка 1650–1750 км. Объяснение происхождения этой структуры в наиболее

полной степени удовлетворяется концепцией, в основу которой положена космогенная бомбардировка Земли, т.е. в рамках парадигмы ударно-взрывной тектоники [5–8].

Суть концепции состоит в том, что мощные космогенные бомбардировки Земли астероидами и кометами вызывают обширные радиально-кольцевые возмущения в земной коре, возникающие в результате распространения во все стороны от точки взрыва продольных и поперечных волн. Продольные волны ответственны за возникновение концентрических зон растяжения (разуплотнения) и сжатия. В зоне влияния Северо-Каспийско-Горно-Мангистауской кольцевой структуры выделено 18 концентрических зон растяжения (разуплотнения) и сжатия *(рисунок 2)*.

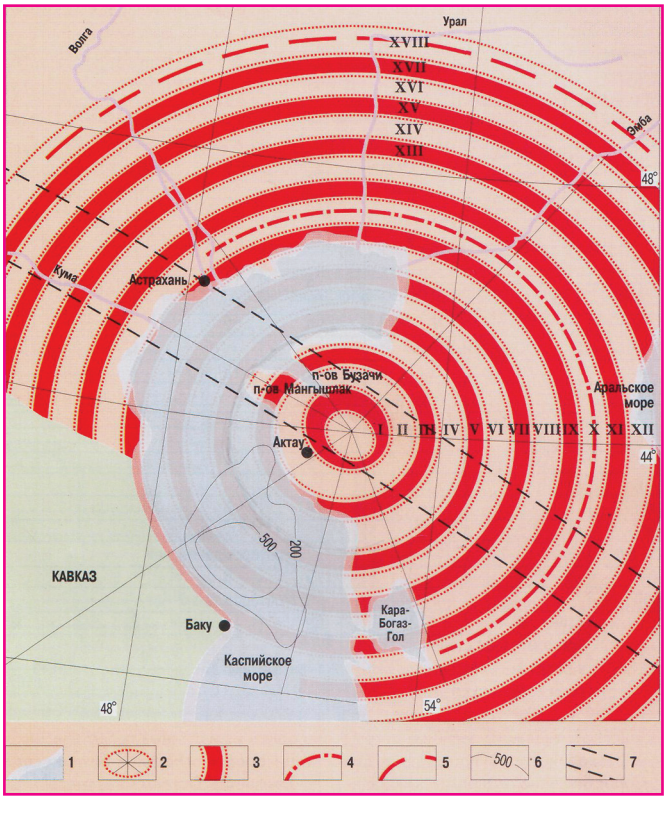


Рисунок 2. – Концентрические зоны растяжения и сжатия Северо-Каспийско-Горно-Мангистауской кольцевой структуры:

1 – контуры акваторий Каспийского моря и залива Кара-Богаз-Гол; 2 – центральный эллипс Северо-Каспийско-Горно-Мангистауской кольцевой структуры на снимке ИСЗ «Ландсат»; 3 – контуры зон, опоясывающих центральный эллипс. Красные круги – зоны преимущественного сосредоточения запасов нефти и газа, (точками ограничены контуры светлых кругов – зоны, где запасы углеводородов невелики или отсутствуют; внешний контур зоны III – условная граница центрального поднятия Северо-Каспийско-Горно-Мангистауской кольцевой структуры; внешний контур зоны VIII – условная внешняя граница кратера Северо-Каспийско-Горно-Мангистауской кольцевой структуры); 4 – условный внешний контур фрагментов кольцевого вала структуры, погребенных под юрскими и меловыми отложениями; 5 – фрагмент границы области влияния гиаблем; 6 – изобаты в акватории Каспия; 7 – контуры трансплатформенного глубинного разлома

Построение этих зон растяжения и сжатия явилось **изобретением**, **которое запатентовано в Москве и в Алматы [10, 11]**. Выявление подобных закономерностей в нескольких кольцевых структурах, по мнению академика НАН РК Н.К. Надирова, является **научным открытием**. Он пишет: «На сегодня у профессора Б.С. Зейлика достаточно проверенного практикой научного материала, чтобы заявить о научном открытии **«Закономерность выявления залежей углеводородов в многокольцевых структурах космогенной природы»** [26].

Если продольные волны обусловливают возникновение концентрических зон растяжения (разуплотнения) и сжатия, то поперечные волны создают концентрические антиклинали и синклинали. Так возникают ударно-взрывные кольцевые и радиально-кольцевые структуры – астроблемы и гиаблемы. Они представляют собой кольцевые образования разного масштаба, в том числе крупные и гигантские кратеры, окруженные валами в виде горно-складчатых кольцевых, полукольцевых и дугообразных сооружений. В зонах соударений происходит «всплеск» земной коры, формирующий характерное для астроблем упомянутое выше центральное поднятие. Помимо этого, возникают мощные протяженные радиальные зоны разломов, подобные тем, что контролируют русла упомянутых рек. Последующее осадконакопление приводит к захоронению этих кратеров и окружающих их валов. Этот процесс сопровождается формированием нефтегазоносных бассейнов, приуроченных к этим погребенным или полупогребенным структурам.

При этом в бассейнах возникают повышенные концентрации нефтяных и газовых месторождений в кольцевых и линейных зонах, наложенных на осадочные толщи мишени, в которых возник ударно-взрывной бассейн, или проецирующихся на выполняющие и перекрывающие бассейн толщи из его фундамента- мишени.

Иными словами, в постударных, выполняющих и перекрывающих бассейн толщах месторождения углеводородов вследствие их значительной вертикальной миграции [Шлыгин Д.А., Воцалевский Э.С., Вейверк Д.А., 1999] локализуются в зонах, находящихся над соответствующими зонами растяжения в толщах фундамента-мишени.

В пределах Северо-Каспийско-Горно-Мангистауской кольцевой структуры, как отмечено, представилась возможность выделить 18 концентрических зон растяжения и сжатия *(см. рисунок 2)*. При этом только центр структуры и первые две внутренние зоны растяжения и сжатия были отдешифрированы на фотосхеме, составленной из космических снимков. Остальные 16 концентрических зон растяжения и сжатия были построены на основании аналогии по ширине с первой зоной растяжения-разуплотнения [14]. Однако выбранная ширина этих зон наилучшим образом оказалась соответствующей пространственному размещению многочисленных месторождений углеводородов (УВ), открытых и разведанных в Западном Казахстане за более чем столетний период.

Однако наиболее важным оказалось то, что ширина зон растяжения и сжатия нашла блестящее подтверждение в данных глубинного сейсмического зондирования (ГСЗ) по профилю Челкар–Макат, т.е. в данных совершенно независимого геофизического метода, осуществленного специалистами в прежние годы при решении совершенно иных задач, касающихся региональной тектоники [14].

Концентрические зоны растяжения и сжатия Северо-Каспийско-Горно-Мангистауской кольцевой структуры фактически произвели пространственное перераспределение геологических запасов УВ, первоначально присущее гигантскому нефтегазоносному бассейну-резервуару, каковым является Прикаспийская впадина. Подобное перераспределение всякий раз производилось новым, более молодым космическим ударом. В результате этих ударов возникли Актюбинская и Бузашинская космогенные кольцевые структуры. Их совместная с Северо-Каспийско-Горно-Мангистауской кольцевой структурой роль в распределении УВ показана в работе [14]. Еще более детальная картина перераспределения УВ, в которой учтено влияние крупной Бузулукской и гигантской Прааральской космогенных кольцевых структур показано в работе [15]. Определенные заметные коррективы разрушительного свойства в распределение геологических запасов УВ внес трансплатформенный глубинный разлом, показанный на *рисунке 2*. Его роль подробно освещена в отдельной статье [Зейлик Б.С., Подколзин В.Ф. «Нефть и газ», 2009, № 6].

Распределение геологических запасов углеводородов в концентрических площадях-зонах Северо-Каспийско-Горно-Мангистауской кольцевой структуры на территории Казахстана показано в *таблице 1*, в которой учтены запасы 180 месторождений. При этом в нечетных концентрических площадях-зонах (это зоны растяжения) находятся 122 месторождения с 16 243 млн т углеводородов, что составляет 96,5% запасов. В четных концентрических площадях-зонах (это зоны сжатия) находятся 58 месторождений с 597 млн т углеводородов, что составляет всего 3,5% запасов.

Таблица 1 – Распределение месторождений и запасов углеводородов в концентрических площадях-зонах растяжения-разуплотнения и сжатия уплотнения геологической среды в границах Северо-Каспийско-Горно-Мангистауской кольцевой структуры

Количество месторождений	Запасы, млн т	% от общего количества запасов	Количество месторождений	Запасы, млн т	% от общего количества запасов
122	16243	96,5	58	597	3,5

Традиционные технологии прогнозирования перспективных площадей не принимают во внимание кольцевое строение многих осадочных бассейнов. Конкретно Северо-Каспийско-Горно-Мангистауская структура, имеющая ярко выраженное радиально-кольцевое строение как единый кольцевой нефтегазоносный бассейн нигде не рассматривается и как гигантская кольцевая тектоническая форма ни на одной из изданных геологических, тектонических или каких-либо иных карт не показывается. Остается незамеченной такая гигантская полукольцевая подковообразная аномалия рельефа, как акватория Северного Каспия с заливом Кара-Богаз-Гол.

Никак не интерпретируется контроль нижних течений крупных водных артерий линейными радиальными мощными зонами разломов, исходящими из одной точки в срединной зоне гигантской астроблемы на Горном Мангистау. Этот феномен никем до сих пор не рассматривался.

Важно подчеркнуть, что центральное поднятие рассматриваемой гиаблемы резко обособляется от кратерной депрессии по перепаду глубин до поверхности Мохоровичича. Мощность земной коры в контурах центрального поднятия 42–44 км, в границах кратерной депрессии, под акваторией Северного Каспия 32–34 км (Шацилов В.И., Горбунов П.Н., 1995). Следовательно, экскавация вещества земной коры в запад-северо-западной части кратерной воронки, оцениваемая по упомянутой разнице мощностей земной коры, при образовании этой гиаблемы составила 10–12 км.

Срединная зона Северо-Каспийско-Горно-Мангистауской кольцевой структуры отчетливо проявлена на цветной фотосхеме, составленной из космических снимков «Ландсат» *(рисунок 3, слева)* [10, 11, 14]. Планарные структуры в кварце выявляются в прозрачных шлифах *(рисунок 3, справа)*.

Не во всех астроблемах встречаются так называемые конусы дробления (сотрясения) или конусы разрушения – макроскопически видимый признак удара. Они обнаруживаются примерно в ⅓ всех астроблем. Но иногда возникают громадные конусы дробления, причем даже в рыхлых неустойчивых породах – Челкар-Аральская и Байконурская кометные КС в Казахстане [16].

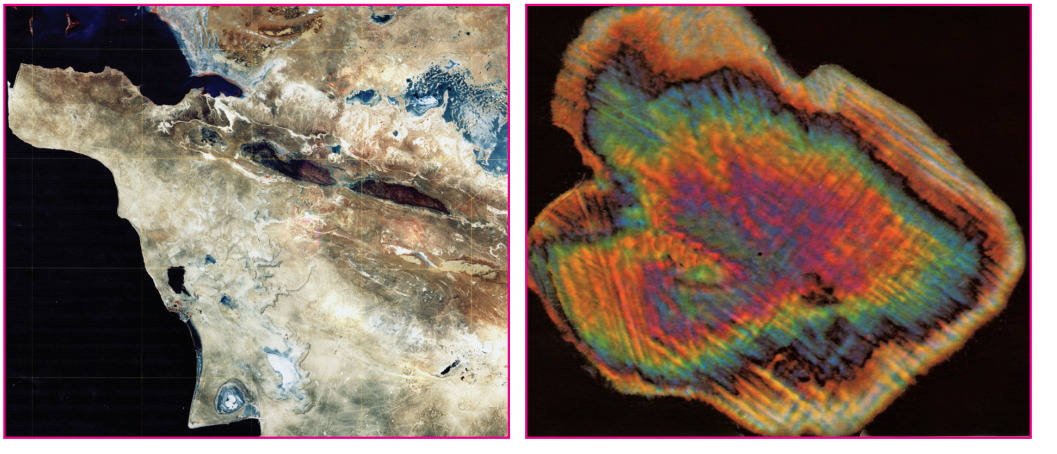


Рисунок 3 – Срединная зона Северо-Каспийско-Горно-Мангистауской кольцевой структуры. Коричневым цветом обозначен центральный эллипс кольцевой структуры. Эллипс — это пространство космического удара и взрыва (слева). Планарные структуры (прямолинейные полосы деформаций) в кристалле кварца, образовавшиеся при высокоскоростном ударе космического тела (справа)

Космогенные кольцевые структуры широко распространены в Казахстане. Одной из таких крупных структур является упомянутая выше Северо-Каспийско-Горно-Мангистауская кольцевая структура.

Крупной круглой депрессией является воронка, вмещающая Тенгиз [5, 7]. Но, помимо этого, на рассматриваемых территориях расположено большое количество мелких кольцевых структур, вмещающих изометричные озера, которые заполняют астероидно-метеоритные воронки меньших размеров.

На Кокшетауской глыбе с двумя подобными воронками ассоциируют месторождения мелких пылевидных технических алмазов Кумдыколь и Западные Барчи *(рисунок 4)*. На этих месторождениях устанавливаются весьма важные признаки, указывающие на астероидно-метеоритное происхождение кольцевых структур, к которым приурочены названные месторождения алмазов и изометричные озера.

В частности, на месторождении Кумдыколь в кварце прожилков, секущих вмещающие породы, при исследовании шлифов выявлены упомянутые выше планарные структуры. Горные породы в пределах месторождений – «алмазсодержащие гнейсы и коэситовые эклогиты» [1, 2]. Добавим, что район, в котором находятся эти месторождения алмазов, расположен в мегамеланжевом поясе [1, 2]. Как известно, меланж свойствен, по мнению В.Е. Хаина, «крупнейшим зонам дробления земной коры». Но даже не прибегая к характеристикам регионального плана, следует подчеркнуть, что «алмазсодержащие гнейсы и коэситовыеэклогиты» – эти изначально весьма прочные породы – раздроблены настолько интенсивно, что разведочные канавы на месторождениях проходились в основном с помощью канавокопателя. К взрывным работам прибегать не пришлось (устное сообщение бывшего начальника Кокшетауской геолого-разведочной экспедиции А.А. Заячковского).

Итак, важные признаки ударных преобразований горных пород и минералов, т.е. ударный метаморфизм, который присущ минералам и горным породам, находящимся только внутри космогенных структур, налицо.

Еще раз подчеркнем присутствие высокобарических минералов – коэсита и алмаза. Оно настолько значительно, что сотрудники Института геологии и минералогии СО РАН, детально изучавшие этот район, как было подчеркнуто выше, назвали породы, содержащие эти высокобарические минералы, «алмазсодержащими гнейсами и коэситовыми эклогитами» [1-3].

Кстати, следует обратить внимание на высокое содержание на месторождениях графита. При ураганном содержании алмазов (22 кар./т) содержание графита столь значительно, что один из исследователей месторождения (В.А. Печников, ЦНИГРИ) склонен был считать этот объект одновременно месторождением и этого минерала. Отметим, что средний размер зерен алмаза 37 мкм (алмазная пыль). Самое крупное зерно имело размер 1,5 мм.

Возникновение алмазов при космических ударах – факт известный. В Попигайском гигантском месторождении импактных алмазов [21] установлены параморфозы, сложенные разупорядоченным графитом + кубический алмаз + лонсдейлит + чаоит, другие зерна сложены кубическим алмазом + лонсдейлит + чаоит (цепочечные полиморфы углерода – карбины, описаны как минерал чаоит).

Микроалмазы нередки в метеоритных кратерах. Так, в кратере Нордлинген Рис [Houghetal, 1995] они представлены скелетными агрегатами кубического алмаза. Помимо этого, там обнаружены кристаллы муассанита (SiC) величиной от нанометров до 2 мкм.

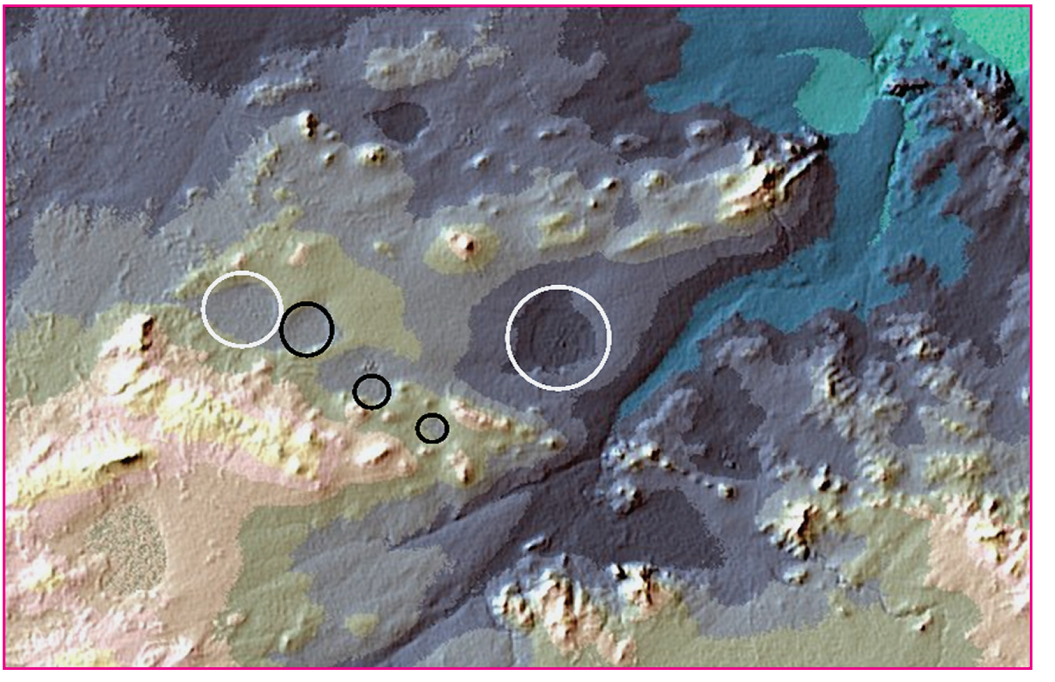


Рисунок 4 – Рельеф в районе месторождений импактных алмазов Кумдыколь и Западные Барчи. Оконтурены водные зеркала озер, приуроченных к астероидно-метеоритным кольцевым структурам. Белым контуром выделены наибольшие по диаметру озера Кумдыколь и Западные Барчи, на берегах которых расположены месторождения алмазов. Черным контуром выделены меньшие озера, на берегах которых месторождения алмазов не обнаружены

Необходимо подчеркнуть следующее. Наиболее надежным и неопровержимым доказательством космогенного астероидного, метеоритного происхождения кольцевой структуры является нахождение в ее контурах собственно метеоритного вещества. Обломки метеоритов найдены в районах сравнительно небольшого числа кратеров. Редкими являются находки метеоритов и при наблюдаемых их падениях. Но в связи с этим возникает законный вопрос: если кольцевых структур великое множество, что демонстрируют космогеологические и иные карты разных масштабов [7, 22-24, Космогеологические карты Казахстана 2004, 2008 гг.], а среди них значительное число являются космогенными [5-8, 10-21], то почему редки находки метеоритов?

Часто метеоритное вещество обнаруживается в виде дезинтегрированных металлических частиц различной формы: шариков, нередко пустотелых, удлиненных, в виде плоских слепков, застывших капель. Частицы метеоритного вещества обычно выделяются при исследованиях технологических проб на различных месторождениях полезных ископаемых, приуроченных к космогенным структурам. Яркий пример метеоритного вещества в подобном виде – многочисленные металлические частицы, извлекаемые при обработке технологических проб, на названных месторождениях Кумдыколь и Западные Барчи *(рисунки 5,6)*.

Помимо многочисленных шариков в этих пробах устанавливаются, как отмечено, и другие формы: капли, проволоки, слепки трещин. Если шарики могут представлять собой остатки метеоритов, сгоревших в атмосфере и не достигших Земли [16], то эти формы могли образоваться только на Земле. Их возникновение может быть обеспечено только в том случае, если расплавленное вещество космогенного тела впрыскивается в глубоко проникающие трещины пород мишени.

Состав этих частиц: α-железо, иоцит – FeO, магнетит – Fe_3O_4, гематит – Fe_2O_3 и сочетание этих компонентов. Эти металлические частицы нередко имеют блестящую поверхность. Но среди них много и окисленных частиц. Сравнительно редко отмечаются частицы никелистого железа. Встречаются силикатные стеклянные частицы. Иногда силикатное стекло облекает металлические шарики. Доказательным для отнесения частиц к метеоритному веществу является обнаружение таких из них, которые имеют форму капель и «змеек», стекавших по стенкам трещин. Подобная форма возможна только в том случае, если расплав просачивается сверху. Иное исключается.

При увеличении под электронным микроскопом видно, как выглядят эти частицы. При рассматривании их под бинокулярной лупой они как будто бы аморфны. На самом деле они обладают тонкокристаллической структурой. Размеры этих частиц от 100–300 мкм до 1 мм *(см. рисунки 5,6)*. Электронные фотографии сделаны В. Левиным в ИГН им. К.И. Сатпаева.

Любопытно, что при извлечении алмазов из технологических проб эти металлические частицы устанавливаются в весовых количествах. Минералоги их выделяли, собирали в пакеты, писали на пакетах «метеорит» и укладывали пакеты в стол. Геологов эта «металлическая мелочь», этот выразительный и весомый факт, не интересовал (устные консультации бывшего начальника Кокчетавской ГРЭ А.А. Заячковского, разведывавшего месторождения алмазов, и минералога В.Т. Рогулиной, изучавшей технологические и шлиховые пробы). Среди частиц встречались и каплевидные выделения троилита. Земной троилит крайне редок, а в хондритах (каменных метеоритах) его в среднем 6%.

Таким образом, одна из причин редких находок метеоритов – их дезинтеграция при космогенных взрывах, что требует для их обнаружения специальных исследований и дополнительного времени. При разведке месторождений технических алмазов в подобных исследованиях не было необходимости. Поэтому метеоритное вещество видели, выделяли, опознавали, но оно не привлекало внимания геологов.

Странно, но этот важный факт – присутствие охарактеризованных металлических образований, т.е. метеоритного вещества, – в данном случае не заинтересовал и ученых.

Исключение из рассмотрения факта присутствия метеоритного вещества на месторождениях алмазов Кумдыколь и Западные Барчи становится понятным при знакомстве с трудами новосибирских ученых, возглавляемых Н.Л. Добрецовым [1-3].

Все, что наблюдается на месторождениях алмазов: «алмазосодержащие гнейсы и коэситовые эклогиты» [1, 2], сильнейшая раздробленность этих пород, планарные структуры в кварце, приуроченность месторождений к депрессиям-кратерам,

подчеркнутым круглыми озерами, и, наконец, обилие метеоритного вещества (то, что этот факт был известен академику Н.Л. Добрецову и его коллегам, нам сообщил бывший начальник Кокшетауской геолого-разведочной экспедиции А.А. Заячковский) – все это просто объясняется с позиции космогенного происхождения наблюдаемого феномена *insitu*, на месте.

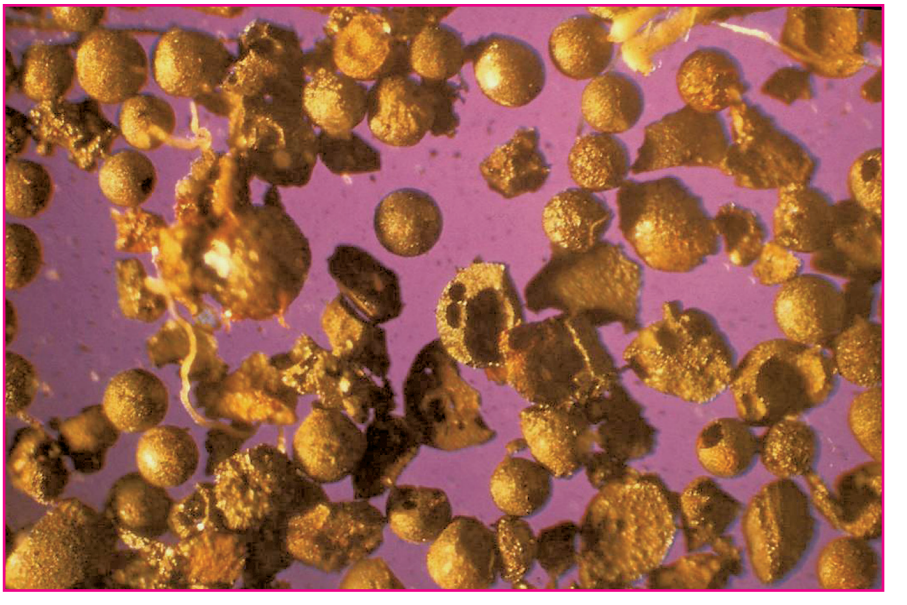


Рисунок 5 – Метеоритное вещество, выделенное минералогами при извлечении мелких пылевидных технических алмазов из технологических проб на месторождении Кумдыколь,— шарики-капли, нередко с пустотами газовых пузырей, слепки трещин

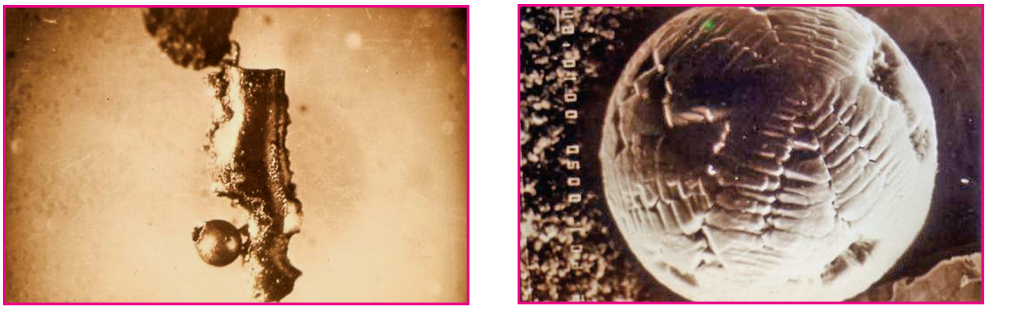


Рисунок 6 – Слева – «змейка», возникшая при стекании расплава, впрыснутого в глубоко проникающую трещину горных пород мишени. К «змейке» приварился шарик с отверстием газового пузыря. Справа – отдельный шарик с ярко выраженной кристаллической структурой. Поперечник шарика 100 мкм. Присутствие шариков в шлихах и их кристаллическая структура исключают их появление при обработке технологических проб, что предполагалось некоторыми геологами

У Н.Л. Добрецова и его коллег все происходит гораздо сложнее, в соответствии с парадигмой «тектоники плит».

В фундаментальном исследовании «Глубинная геодинамика» [3], прекрасно составленном, богато иллюстрированном, казалось бы, детально обоснованном, утверждается, что наблюдающиеся здесь «эклогиты сформировались в зоне субдукции» (с.266), в пространстве, для которого характерны «условия метаморфизма коэситовых и алмазных эклогитов» (с.269), в условиях, «в которых давление оценивается значениями 30–40 кбар. Т.е. они могли образоваться в зонах субдукции на глубинах 90–120 км» (с.277). В этом исследовании, в разделе 6.8, имеющем название «Коллизия в зонах субдукции и модели эксгумации эклогитов и глаукофановых сланцев» (с.277–295), приводятся рассуждения и построения, призванные объяснить «гипотезу о необходимости их (горных пород. – *Наше прим.*) погружения на глубину 30–100 км и затем быстрого выведения к поверхности». Авторы подробно излагают эту весьма проблематичную точку зрения.

Если же учесть присутствие метеоритного вещества, наличие кратеров и многочисленные признаки ударного метаморфизма, все значительно упрощается.

Вообще необходимо учитывать, что рассматриваемый район представляет собой место взаимного наложения – интерференции трех гигантских астроблем (гиаблем): Ишимской [5], Западно-Сибирской [7] и Казахстанской [17].

Естественно, что зона интерференции трех гиаблем должна представлять собой пространство мощнейшего дробления земной коры, т.е. зону меланжа, не имеющего никакого отношения к «зоне субдукции», к зоне «коллизии в зонах субдукции» и к «эксгумации эклогитов и глаукофановых сланцев». Все условия для возникновения подобного набора горных пород возникают при космогенных взрывах. Нет никакой необходимости для того, чтобы создавать фантастическую «гипотезу о необходимости их (горных пород) погружения на глубину 30–100 км и затем быстрого выведения к поверхности».

Месторождения мелких пылевидных технических алмазов Кумдыколь и Западные Барчи приурочены к астроблемам относительно небольшого диаметра. Создавшие их космические ударники дезинтегрированы при взрывах.

Но между тем при возникновении астроблем большего диаметра, обусловленных ударами крупных космических тел, вполне можно допустить не столь интенсивную дезинтеграцию астероидов и крупных метеоритов. Можно предположить дробление астероидов и крупных метеоритов на обломки значительных размеров. Эти обломки могут внедриться, буквально «врезаться» в горные породы мишени и сохраняться в их первозданном виде или претерпеть при внедрении в породы мишени существенную деформацию в соответствии со схемой вязкого растекания метеорита, а также объемный катаклаз, обусловленный космогенным ударом и взрывом [16]. В таком случае при геологическом картировании эти каменные метеориты в традиционном ключе могут быть восприняты как небольшие интрузии ультраосновного или основного состава, т.е. как эндогенные образования.

Традиционное восприятие при геологическом картировании в прошлом столетии было естественным и неизбежным. Геологические карты того времени лишены

каких бы то ни было сведений об изобилии кольцевых структур, читающихся на космических снимках [7, 8, 22-24]. И уж тем более они лишены каких-либо сведений об астроблемах. Необходимо отметить, что подобная ситуация во многих случаях характерна и для геологических карт, составляемых в наступившем столетии без использования космических снимков, т.е. без использования данных ДЗЗ (дистанционного зондирования Земли), начало которому было положено в Казахстане в 1968 г., т.е. полвека назад [4].

В связи с изложенным отдельного анализа заслуживает Боровская кольцевая структура. Эта структура на *рисунке 7* оконтурена в отличие от других кольцевых структур эллипсом, очерченным двойной тонкой белой линией (в центре рисунка).

Яркая выраженность в геологии и одновременно в современном рельефе отличает эту структуру от большинства других структур, для которых характерно наложение на гетерогенную геологическую ситуацию. Структура выразительно проявлена в геологической ситуации эллипсовидным гранитным массивом *(рисунок 8)*. Гранитный массив прорывает гетерогенную геологическую ситуацию. В его экзоконтакте обнажаются верхнепротерозойские гранито-гнейсы, ранне-средне-протерозойские нерасчлененные амфибол-биотитовые и биотитовые гнейсы, амфиболиты, эклогиты, кварц-слюдяные сланцы, мраморы (зерендинская серия), а также верхнепротерозойская (верхняя) толща: кварциты, кварцито-песчаники, серицит-кварцевые, кварц-хлорит-серицитовые сланцы (кокчетавская свита). Эти метаморфические толщи совместно с облекающими их ордовикскими осадочными и вулканогенно-осадочными образованиями имеют простирания, диктуемые дугообразными и кольцевыми разломами рассматриваемой кольцевой структуры.

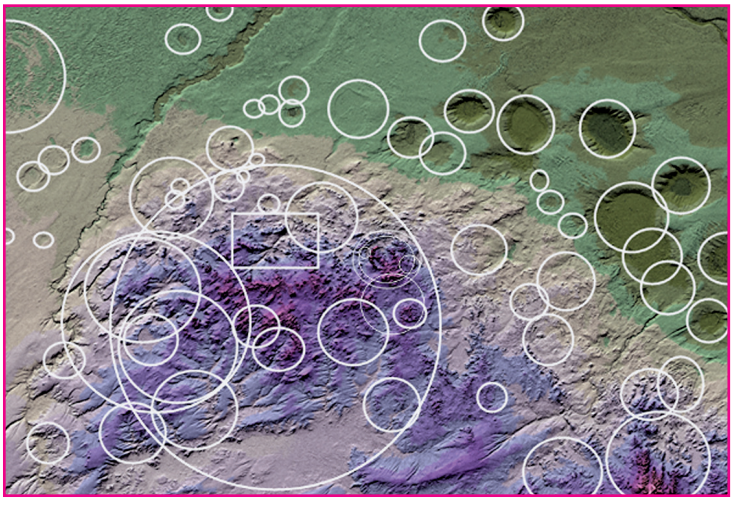


Рисунок 7 – Выделено большое количество предположительно импактных астероидно-метеоритных и кометных кольцевых структур. Тонкими белыми линиями оконтурены кольцевые образования в районе Боровской кольцевой структуры. Собственно Боровская кольцевая структура выделена сдвоенным эллипсом. Прямоугольником выделен район месторождений импактных алмазов Кумдыколь и Западные Барчи

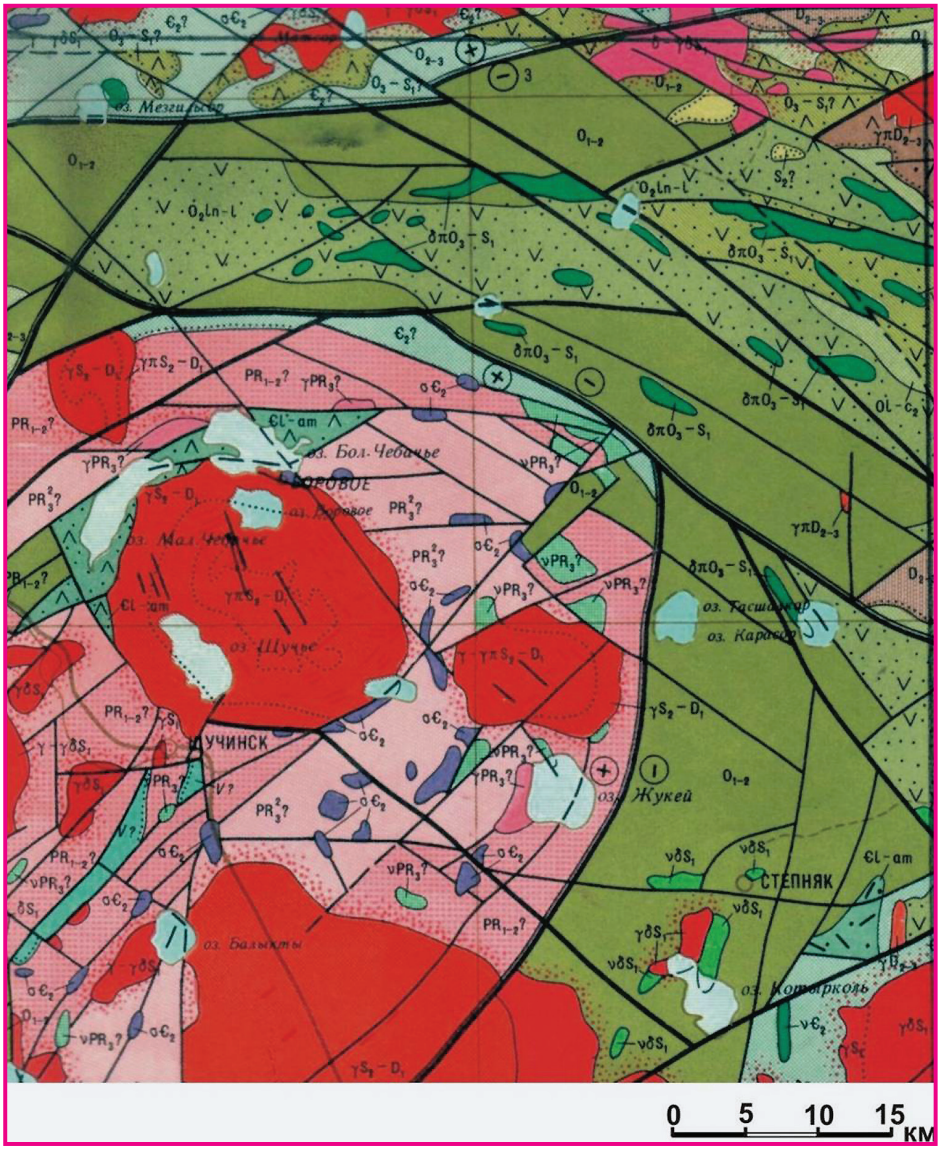


Рисунок 8 – Фрагмент изданной Геологической карты Северного Казахстана (без чехла кайнозойских отложений). (N-42). Масштаб 1:500 000. 1976 г. Гл. ред. Ю.М. Шувалов (ВСЕГЕИ).

Боровская кольцевая структура.Структура выразительно проявлена в геологической ситуации эллипсовидным гранитным массивом (в левой средней части карты). Гранитный массив прорывает гетерогенную геологическую ситуацию.Обращают на себя внимание многочисленные малые тела дунитов, перидотитов, пироксенитов, серпентинитов среднекембрийского возраста – $\sigma\epsilon_2$ (щучинский комплекс), широко проявленные в контуре Боровской кольцевой структуры. Некоторые малые тела ультрабазитов находятся в контакте с гранитным массивом. Предполагается космическая природа этих малых тел ультрабазитов

Кольцевая структура, будучи ярко выраженной в современном рельефе *(рисунок 9)*, наложена на гетерогенную геологическую ситуацию.

Рядом с гранитным массивом собственно Боровской структуры располагаются другие гранитные массивы: крупный массив находится южнее, массивы средних размеров – юго-восточнее и северо-западнее. Этим массивам, как и собственно Боровскому, соответствуют кольцевые структуры, наложенные на гетерогенную геологическую ситуацию. Они также выражены, хотя и менее ярко, в рельефе (см. *рисунок 9)*. Эти структуры тоже оконтурены белыми линиями. Важной особенностью этих структур и сопутствующих им гранитных массивов является наличие в их окрестностях малых тел основных и ультраосновных пород (дунитов, перидотитов, пироксенитов, серпентинитов). Меньшие из них имеют длину порядка 1,0–1,5 км при ширине около 0,5 км, наибольшие характеризуются длиной 4,0–5,0 км при ширине 2–2,5 км. Они весьма многочисленны, насколько можно судить по Геологической карте масштаба 1:500 000, фрагмент которой представлен на *рисунке 8*. На этой карте показано 27 таких тел. Все они находятся в восточном обрамлении Боровского гранитного массива, преимущественно в юго-восточной части его обрамления.

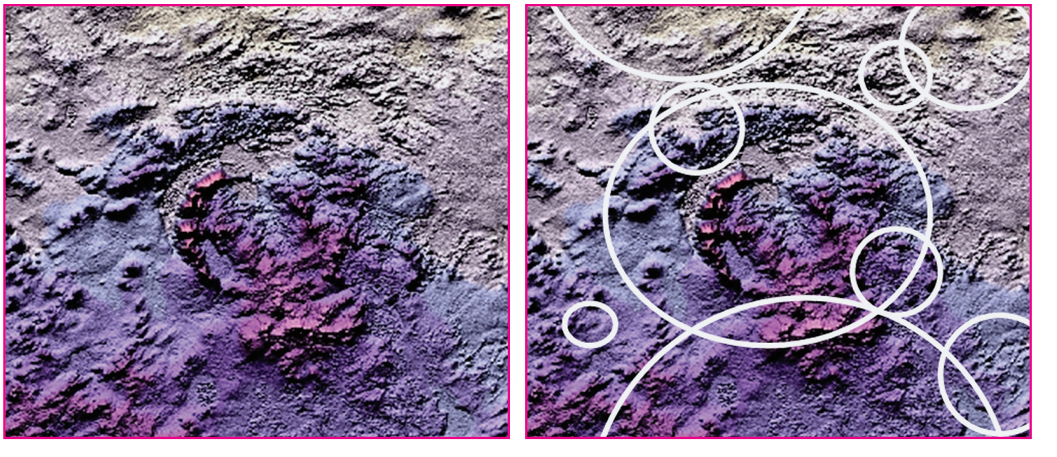


Рисунок 9 – Боровская кольцевая структура выразительно проявлена в рельефе. Она оконтурена эллипсом (в центре радиолокационного снимка). Эллипсовидный гранитный массив в центре структуры обрамляется дугообразными разломами

На Геологической карте масштаба 1:1 000 000 [Геол. карта Казахстана. М-б 1:1 000 000. 1996. Под ред. Г.Р. Бекжанова] эти тела показаны в обобщенном виде как крупные массивы, располагающиеся южнее и юго-восточнее Боровского гранитного массива. Обращает на себя внимание именно это пространственное размещение малых тел ультраосновных пород, подчеркнутое их обобщенным обозначением на Геологической карте Казахстана масштаба 1:1 000 000 в виде трех крупных массивов. Для этих малых тел ультраосновных пород ввиду их незначительных размеров

трудно допустить мантийное происхождение. Невозможно представить иглоподобные «проколы» мантийного вещества, пронизывающие земную кору на всю ее весьма значительную в данном районе мощность. В случае эндогенной природы этих малых тел их длина по вертикали должна была бы превышать их видимые размеры на поверхности в 10–20 раз, что маловероятно. Можно было бы допустить крупный по размерам мантийный «плюм» с диаметром порядка 40–60 км, представленный ультрабазитами, т.е. предположить крупную ультраосновную интрузию, подстилающую Боровскую кольцевую структуру, которая «послала» бы вверх иглоподобные апофизы, проявившиеся упомянутыми выше малыми ультраосновными телами. Но возможность такого допущения отпадает, поскольку данные гравиметрии в районе Боровской кольцевой структуры выявляют огромный площадной относительный гравитационный минимум, охватывающий практически всю площадь этой структуры. Необходимый для такого допущения интенсивный максимум в 24 мГл находится значительно восточнее (в 20–35 км) пространственного размещения малых тел ультрабазитов, для которых выдвинуто изложенное выше предположение. В том же плане могут рассматриваться и данные карты аномального магнитного поля, касающиеся рассматриваемого района.

Прорывание гранитными массивами гетерогенной геологической ситуации и наложение на ту же гетерогенную геологическую ситуацию включающих их кольцевых структур указывает на их генетическую взаимосвязь. Возникает вопрос: не инициируется ли высокоэнергетичными космическими ударами процесс гранитообразования? Иными словами, не являются ли широко распространенные округлые гранитные массивы, представляющие собой центральные части, своеобразные ядра наложенных на гетерогенную геологическую ситуацию кольцевых структур, порождением космических взрывов? Представляется, что эта взаимосвязь очевидна и, скорее всего, она имеет космогенную природу. Происхождение гранитов в данном случае можно **предположительно (сугубо предположительно, в качестве идеи) связывать** с ядерным палингенезом по Ж. Шуберу или же с пробоем верхних горизонтов земной коры, при котором взрывная воронка достигает гранитного слоя, вызывает его плавление в блоке пробоя и обеспечивает подъем расплавленного гранита к земной поверхности (?). Но в таком случае для малых тел ультраосновных пород возможно допущение их космической природы **(данное предположение выдвигается в Казахстане впервые)**. Иными словами, их можно **предположительно считать фрагментами космического ударника,** создавшего Боровскую кольцевую структуру и вызвавшего ядерный палингенез или же пробой верхних горизонтов земной коры, которые привели к образованию гранитов. Естественно, в случае справедливости такого предположения придется пересматривать многие устоявшиеся положения. В частности, возникает вопрос о соотношении возраста гранитов и малых тел ультраосновных пород.

Вместе с тем при этом необходимо иметь в виду проблематичность возраста горных пород как мишени, т.е. вмещающих пород района, так и «прорывающих» их интрузий. В частности, на приведенном фрагменте Геологической карты (см. *рисунок 8*) толщи мишени показаны как позднепротерозойские, ранне-среднепротерозойские. На более поздней Геологической карте [Геол. карта Казахстана. М-б 1:1 000 000.

1996. Под ред. Г.Р. Бекжанова] эти же толщи показаны как архейские и нижняя часть позднерифейских образований. Собственно Боровской массив на первой карте *(см. рисунок 8)* показан как позднесилурийский – раннедевонский. На Геологической карте Казахстана (М-б 1:1 00 000) он показан как раннедевонский. Малые тела ультраосновных пород на первой карте *(см. рисунок 8)* показаны как среднекембрийские, тогда как на Геологической карте Казахстана (м-б 1:1 000 000) они отнесены к раннекембрийским образованиям.

Одним словом, возраст всех горных пород в районе не может считаться окончательно установленным.

Вообще, проблему точного определения возраста горных пород нельзя считать в данное время окончательно разрешенной. Тем более это относится к древним геологическим образованиям рассматриваемого района.

Предположение о космической природе всех малых тел ультраосновных и основных пород, сопровождающих гранитные массивы рассматриваемого района и, в частности, гранитный массив Боровской кольцевой структуры, требует подобия или аналогии состава этих тел составуастероидов и каменных метеоритов.

В связи с изложенным важна следующая информация: «Наиболее широко распространены каменные метеориты. Темное мелкозернистое вещество, из которого они состоят, похоже на вещество глубинных магматических пород основного и ультраосновного состава – перидотитов и дунитов. Сходство подтверждается и при детальном изучении под микроскопом, и при химическом анализе. Каменные метеориты образованы из оливина, пироксена, плагиоклаза, хромита и некоторых других минералов, и, таким образом, по внешнему виду и минеральному составу их трудно отличить от земной основной или ультраосновной породы».

«Но имеется и четкое различие – по строению метеоритам свойственна своеобразная хондритовая структура. Под микроскопом видны тесно спрессованные хондры (от греческого «хондрос» – зерно, крупинка), каждая из которых имеет диаметр в несколько миллиметров и представляет собой округлый минеральный агрегат из тесно сросшихся игольчатых или призматических кристаллов оливина или пироксена (или обоих минералов вместе). Хондры соединены мелкими раздробленными кристалликами силикатов и зернышками рудных минералов.

Хондриты (это название подобных метеоритов) неодинаковы по прочности. Одни из них чуть ли не рыхлые, другие очень крепкие и с большим трудом раскалываются на части.

Другая характерная структура каменных метеоритов – ахондритовая, похожая на туфовую. Ахондритовые метеориты состоят из мелких угловатых зерен пироксена и оливина. Механизм образования хондритовых и ахондритовых структур все еще остается загадочным.

Некоторые исследователи считают, что как хондры, так и обломочки минералов ахондритов возникли из тонкообломочного и даже пылевидного материала путем собирания и слипания мельчайших частиц».

Таким образом, выдвинутое п**редположение о космической природе малых тел ультрабазитов и базитов в районе Боровской кольцевой структуры** требует дополнительных исследований.

ЛИТЕРАТУРА/ REFERENCE

1 Добрецов Н.Л., Буслов М.М., Жимулев Ф.И. и др. Венд-раннеордовикская геодинамическая эволюция и модель эксгумации пород сверхвысоких и высоких давлений кокчетавской субдукционнооллизионной зоны (Северный Казахстан). Геология и геофизика. Новосибирск. 2006. Т. 47. № 4. С. 428-444. [Vendanneordovikskaya geodinamicheskaya ehvolyuciyai model' ehksgumacii porod s verhvysokihivysokih davlenij kokchetavskoj subdukcionno-kollizionnojzony (SevernyjKazahstan). Geologiya i geofizika. Novosibirsk. 2006. T. 47. №4. S. 428-444.,Vend - Early Ordovician geodynamic evolution model and the exhumation of rocks ultrahigh and high pressures Kokchetav subduction -collision zone (northern Kazakhstan) . Geol. Novosibirsk . 2006. T. 47. №4. P. 428-444.]

2. Добрецов Н.Л., Буслов М.М. Позднекембрийско-ордовикская тектоника и геодинамика Центральной Азии. Геология и геофизика. Новосибирск. 2007. Т. 48. №1. С. 93-108. [Pozdnekembrijsko-ordovikskayatektonikaigeodinamikaCentral'nojAzii. Geologiya i geofizika. Novosibirsk. 2007. T. 48. №1. S. 93-108.,The Late Ordovician -tectonics and geodynamics of Central Asia . Geol. Novosibirsk. 2007. T. 48. № 1. P. 93-108.]

3. Добрецов Н.Л., Кирдяшкин А.Г., Кирдяшкин А.-А. Глубинная геодинамика. Новосибирск. Изд СО РАН. Филиал ГЕО. 2001. 408 с.[Glubinnaya geodinamika. Novosibirsk. Izd SO RAN. Filial GEO. 2001. 408 s., Glubinnaya geodinamika. Novosibirsk. Izd SO RAN. Filial GEO.2001. 408 p.]

4. Зейлик Б. С.О реликтах крупных палеозойских вулканов в Центральном Казахстане и возможности использования высотных фотоснимков с целью обнаружения подобных структур // Москва. Изв. АН ССС Р. Сер.геол. 1968. №4. С. 74-90. [O reliktah krupnyh paleozojskih vulkanov v Central'nom Kazahstane i vozmozhnosti ispol'zovaniya vysotnyh fotosnimkov s cel'yu obnaruzheniy apodobnyh struktur // Moskva. Izv.ANSSSR. Ser. geol. 1968. №4.S. 74-90., O reliktah krupnyh paleozojskih vulkanov v Central'nom Kazahstane i vozmozhnosti ispol'zovaniya vysotnyh fotosnimkov s cel'yu obnaruzheniya podobnyh struktur // Moskva. Izv.ANSSSR.Ser. geol. 1968. №4. P. 74-90.]

5. Зейлик Б.С., Сейтмуратова Э.Ю. Метеоритная структура в Центральном Казахстане и ее магморудоконтролирующая роль // Москва. ДАН ССС Р. 1974.Т.218.№1. С.167-170.[Meteoritnaya struktura v Central'nom Kazahstane i eyo magmorudokontroliruyushch ayarol' // Moskva. DAN SSSR. 1974. T. 218. №1. S.167-170., Meteorite structure in Central Kazakhstan and its role magmorudokontroliruyuschaya // Moscow. Akad. 1974. T. 218. №1. P. 167-170.]

6. Зейлик Б.С. Прибалхашско-Илийская космогенная структура и прогноз медно-никелевого оруденения в Северном Прибалхашье // Москва. ДАН ССС Р. 1975. Т. 222. №6. С. 1410-1413 [Pribalhashsko-Ilijskaya kosmogennaya struktura i prognoz medno-nikelevogo orudeneniya v Severnom Pribalhash'e // Moskva. DAN SSSR. 1975. T. 222. №6. S. 1410-1413., Ili-Balkhash cosmogenic structure and forecast copper-nickel mineralization in the Northern Balkhash // Moscow. Akad. 1975. T. 222. №6. P. 1410-1413.]

7. Зейлик Б.С. О происхождении дугообразных и кольцевых структур на Земле и других планетах (ударно-взрывная тектоника). Москва. ВИЭМС. Геоинформ. 1978. 56 с.[O proiskhozhdeni i dugoobraznyh i kol'cevyh strukturna Zemle i drugih planetah (udarno-vzryvnayatektonika).Moskva.VIEHMS.Geoinform. 1978. 56 s., On the origin of the arc-shaped and circular structures on Earth and other planets (shock- blast tectonics). Moscow. VIEMS. Geoinform .1978. 56 p.]

8. Зейлик Б.С. Ударно-взрывная тектоника и краткий очерк тектоники плит. Алма-Ата. «Гылым». 1991. 120 с.[Udarno-vzryvnaya tektonika i kratkij ocherk tektoniki plit. Alma-Ata.

«Gylym». 1991. 120 s.,Shock Explosive tectonics and a brief outline of plate tectonics. Alma-Ata . «Gylym». 1991. 120 p.]

9. Зейлик Б.С. Патент № 5369. Способ поиска богатых и традиционных коренных месторождений ювелирных и технических алмазов и сопутствующих им россыпей. Зарегистрирован в Государственном реестре изобретений Республики Казахстан 16.07.2001, бюл. № 7. KZ(A) №5369, бюл. № 4. 15.10.1997.[Patent № 5369. Sposob poiska bogatyh i tradicionnyh korennyh mestorozhdenij yuvelirnyh i tekhnicheskih almazov i soputstvuyushchih im rossypej. Zaregistrirovan v Gosudarstvennom reestre izobretenij Respubliki Kazahstan 16.07.2001, byul. № 7. KZ (A) № 5369, byul. № 4. 15. 10. 1997., Patent number 5369. Sposob search of rich and traditional indigenous deposits jewelery and industrial diamonds and associated placers. Registered in the State Register of Inventions of the Republic of Kazakhstan 16.07.2001, Bull. № 7. KZ(A) №5369, Bul. №4. 15.10.1997.]
10. Зейлик Б.С. Евразийский патент №000585. Способ прогнозирования перспективных площадей для поиска месторождений углеводородов / Бюллетень Евразийского патентного ведомства. Изобретения (евразийские заявки и патенты). Москва. 1999. №6. С. 155. [Evrazijskijpatent № 000585.Sposobprognozirovaniyaperspektivnyhploshchadejd lyapoiskamestorozhdenijuglevodorodov / Byulleten' Evrazijskogopatentnogoved omstva. Izobreteniya (evrazijskiezayavkiipatenty).Moskva. 1999. №6. S. 155.,Eurasian Patent №000585. A method of predicting the promising areas to search for hydrocarbon deposits / Bulletin of the Eurasian Patent Office .Inventions (Eurasian Applications and Patents). Moscow. 1999. №6. P. 155.]
11. Зейлик Б.С. Казахстанский патент № 7242. Способ прогнозирования перспективных площадей для поиска месторождений углеводородов // Официальный бюллетень Патентного ведомства Республики Казахстан «Промышленная собственность». Алматы. 1999. №2-1 (33). 120.[Kazahstanskij patent № 7242. Sposob prognozirovaniya perspektivnyh ploshchadej dlya poiska mestorozhdenij uglevodorodov // Oficial'nyj byulleten' Patentnogo vedomstva Respubliki Kazahstan «Promyshlennaya sobtvennost'». Almaty. 1999. № 2-1 (33). 120., Kazakhstan Patent №7242. A method of predicting the promising areas to search for hydrocarbon deposits // Official Gazette of the Patent Office of the Republic of Kazakhstan «Industrial Property». Almaty. 1999. № 2-1 (33).120.]
12. Зейлик Б.С. Астроблема Семейтау и ее рудоконтролирующая роль // Отечественная геология. М.: 2001. №6. С.65-70. [Astroblema Semejtauieyo rudokontroliruyushchaya rol' // Otechestvennaya geologiya. M.: 2001. № 6. S. 65-70., Astrobleme Semeytau and its ore-controlling role // Patriotic geology. Moscow. 2001. №6. S.65-70.]
13. Зейлик Б.С. Патент №12039 на изобретение: Способ Зейлика прогнозирования перспективных площадей для поиска месторождений металлических полезных ископаемых. Зарегистрирован в Государственном реестре изобретений Республики Казахстан 05.07.2002. [Patent №12039 na izobretenie: Sposob Zejlika prognozirovaniya perspektivnyh ploshchadej dlya poiska mestorozhdenij metallicheskih poleznyh i skopaemyh. Zaregistrirovan v Gosudarstvennom reestre izobretenij Respubliki Kazahstan 05.07.2002., Patent №12039 fortheinvention: Method Zeylika prediction of promising areas to search for deposits of metallic minerals. Registered in the State Register of the Republic of Kazakhstan 05.07.2002 inventions.]
14. Зейлик Б.С., Тюгай О.М., Гуревич Д.В., Сыдыков К.Ж. Гигантские астроблемы Западного Казахстана и новый способ прогноза нефтегазоносности в осадочных бассейнах Мира // Геология нефти и газа. Москва. 2004. № 2. С. 48-55. [Gigantskie astroblemy Zapadnogo Kazahstana i novyj sposob prognoza neftegazonosnosti v osadochnyh

bassejnah Mira // Geologiya nefti i gaza. Moskva. 2004. № 2. S. 48-55., Giant astrobleme western Kazakhstan and a new method for predicting oil and gas potential in sedimentary basins of the world // Geology of oil and gas. Moscow. 2004. № 2. S. 48-55.]

15. Зейлик Б.С. Современные методы регионального прогнозирования нефтегазоносности // Нефть и газ. Алматы. – 2009. – №2 (50). – С. 23-38. [Sovremennye metody regional'nogo prognozirovaniya neftegazonosnosti // Neft i gaz. Almaty. – 2009. №2 (50). S.23-38., Modern methods of oil and gas potential of the regional prognostication // Oil &Gas .Almaty. – 2009. – №2 (50). – P. 23-38.]
16. Зейлик Б.С. Проблема космической охраны планеты для сохранения жизни на Земле (кольцевые структуры – геологическое свидетельство вулканизма и космогенных катастроф) // Отечественная геология. Москва. – 2009. – №2. – С.61-71. [Problema kosmicheskoj ohrany planety dlyas ohraneniya zhiznina Zemle (kol'cevye struktury – geologicheskoe svidetel'stvo vulkanizma i kosmogennyh katastrof) // Otechestvennay ageologiya. Moskva. 2009. №2. S. 61-71.,The problem of space protection of the planet to save life on Earth (ring structures – the geological evidence of volcanic activity , and cosmogenic disasters) // Patriotic geology . Moscow. 2009. №2. P.61-71.]
17. Зейлик Б.С. Новая методика регионального и локального прогнозирования месторождений металлических полезных ископаемых на основе принципов ударновзрывной тектоники и данных ДЗЗ // Геология и охрана недр. Алматы. №1(30). 2009. С.75-84. [Novaya metodika regional'nogo i lokal'nogo prognozirovaniya mestorozhdenij metallicheskih poleznyh iskopaemyh na osnove principov udarno-vzryvnoj tektoniki i dannyh DZZ // Geologiya i ohrana nedr. Almaty. №1 (30). 2009. S.75-84., The new technique of regional and local forecasting of deposits of metallic minerals on the basis of the shockexplosive tectonics and remote sensing data // Geology and protection of mineral resources. Almaty. №1 (30). 2009. P. 75-84.]
18. Зейлик Б.С., Надиров Н.К., Кадыров Д.Р. Новая методика прогнозирования нефти и газа // Нефть и газ. – 2010. – №5. – С. 105-120. [Novaya metodika prognozirovaniya neftiigaza // Neft i gaz. – 2010. – №5. – S. 105-120., The new technique of oil and gas prediction // Oil &Gas. 2010. – №5. – P. 105-120.]
19. Зейлик Б.С., Надиров Н.К., Уразаева С.Б., Кадыров Д.Р. К новому методу прогнозиания месторождений нефти и газа в осадочных бассейнах мира // Нефть и газ. – 2011. – №2. – С. 13-31. [K novomu metodu prognozirovaniya mestorozhdenij neftiigaza v osadochnyh bassejnah mira // Neft i gaz. – 2011. – №2. – S. 13-31., Towards a new method of predicting oil and gas deposits in the sedimentary basins of the world // Oil &Gas. –2011. – №2. – P. 13-31.]
20. Зейлик Б.С., Надиров Н.К., Сыдыков К.Ж. Новая технология прогноза нефтегазоносности и проблема космической охраны планеты для сохранения жизни на Земле // Нефть и газ. – 2013. – №2. – С. 51-81. [Novaya tekhnologiya prognoza neftegazonosnosti i problema kosmicheskoj ohrany planety dlya sohraneniy azhizninaZemle // Neft' igaz. – 2013. – №2. – S. 51-81., New technology forecasting oil and gas potential and the problem of space protection of the planet to sustain life on Earth // Oil & Gas. 2013. – №2. – P. 51-81.]
21. Изменение окружающей среды и климата. Природные и связанные с ними техногенные катастрофы. Гл. ред. Н.П. Лаверов. Москва. ИГЕ М РАН . 2007. С.72 [Izmenenie okruzhayushchej sredy i klimata. Prirodnye i svyazannye s nimi tekhnogennye katastrofy. Gl. red. N.P. Laverov. Moskva. IGEM RAN. 2007. S.72, Changing the environment and climate. Natural and associated man-made disasters. Ch. Ed. NP Laverov. Moscow. IGEM. 2007. P.72] 22. Космогеологическая карта ССС Р. М-б 1: 2 500 000 / Под.

ред. Е.А. Козловского. Москва. 1982.[Kosmogeologicheskaya karta SSSR. M-b 1:2 500 000 / Pod.red. E.A. Kozlovskogo. Moskva. 1982., Kosmogeologicheskaya map of the USSR. M- 1 b: 2 500 000 / Under. Ed.E.A.Kozlovskogo. Moscow. 1982.]

23. Карта космогеологических объектов России. М-б 1:10 000 000 / Составил В.Н. Брюханов. Редакторы: Н.В. Межеловский, А.И. Бурдэ. Москва. 1995. [Karta kosmogeologicheskih ob"ektov Rossii. M-b 1:10 000 000 / SostavilV.N. Bryuhanov.Redaktory: N.V. Mezhelovskij, A.I. Burdeh. Moskva.1995., Map Russia kosmogeologicheskih objects. M- b 1:10 000 000 / Compiled by VN Bruchanov. Editors : NV Mezhelovsky, AI Bourdais . Moscow. 1995.]
24. Космогеологическая карта территории России. М-б 1:2 500 000 / Составили В.В. Самсонов, С.И. Стрельников, А.А. Пуговкин, В.Н. Зелепугин, Е.К. Федорова. Гл. редакторы: О.В. Петров, А.Ф. Морозов. Ред. А.А. Кирсанов. ФГУП «ВСЕГЕ И». С.-Пб. 2011. [Kosmogeologicheskaya karta territorii Rossii. M-b 1:2 500 000 / Sostavili V.V. SamsonovS.I. Strel'nikov, A. A. Pugovkin, V.N. Zelepugin, E.K. Fedorova. Gl. redaktory: O.V. Petrov, A.F. Morozov. Red. A.A. Kirsanov. FGUP «VSEGEI». S.-Pb. 2011., Kosmogeologicheskaya map of the territory of Russia. M- 1 b: 2 500 000 / Made VV Samsonov SI Strelnikov, AA Pugovkin, VN Zelepugin , EK Fedorov. Ch. Editors: OV Petrov, AF Morozov. Ed. AA Kirsanov. Federal State Unitary Enterprise "only." S.-Pb. 2011.]
25. Надиров Н.К. Космические технологии выявления нефтегазовых месторождений // Научно-технологическое развитие нефтегазового комплекса. Доклады девятых международных научных Надировских чтений. Алматы, 2011. С.9-25. [Kosmicheskie tekhnologii vyyavleniya neftegazovyh mestorozhdenij // Nauchno-tekhnologicheskoe razvitie neftegazovogok ompleksa. Doklady devyatyh mezhdunarodnyh nauchnyh Nadirovskih chtenij. Almaty, 2011. S. 9-25., Spacetechnology toidentify oil and gas deposits // Research and technological development of oil and gas complex. Report of the Ninth international scientific Nadirovskih readings. Almaty, 2011. P. 9-25.]
26. Надиров Н.К. Краткие комментарии к научно-теоретическим исследованиям Б.С. Зейлика по разработке инновационной методики поисков месторождений углеводородов на базе дистанционного зондирования Земли и ударно-взрывной тектоники // Изв. НАН РК. Сер. геол. и техн. наук. 2014. №1(403). С.83-88. [Kosmicheskie tekhnologii vyyavleniya neftegazovyh mestorozhdenij // Nauchno-tekhnologicheskoe razvitie neftegazovogo kompleksa. Doklady devyatyh mezhdunarodnyh nauchnyh Nadirovskih chtenij. Almaty, 2011. S.9-25.,Brief comments on the scientific and theoretical research B.S.Zeylika to develop innovative methods of searching for hydrocarbon fields on the basis of remote sensing of the Earth and the shock- explosive tectonics // Math. NAS RK. Ser. geol. and tehn. Sciences. 2014. №1 (403). P. 83-88.]

УДК 622.245.1

ПУТИ УЛУЧШЕНИЯ КАЧЕСТВА ЦЕМЕНТИРОВАНИЯ СКВАЖИН НА МЕСТОРОЖДЕНИИ УЗЕНЬ

Б.Т. УМРАЛИЕВ[1] –
доктор техн. наук,
главный инженер проектов

Ж.Г. ШАЙХЫМЕЖДЕНОВ[2] –
доктор техн. наук,
консультант

Н.А. АТЧИБАЕВ[3] –
заместитель генерального
директора

А.К. СЕЙТОВ[4] –
канд. техн. наук,
главный специалист

[1,2,4] ТОО «Научно-исследовательский институт технологий добычи и бурения» «КазМунайГаз», 010000, Республика Казахстан, г.Астана, пр. Кабанбай-батыра, 19
[3]ТОО «MHINDUSTRY», 050000, Республика Казахстан, г.Алматы. ул. Чайковского, 95

[1]Автор для переписки. E-mail: b.umraliyev@niikmg.kz

Одной из основных задач строительства скважин на месторождении Узень является обеспечение надлежащего качества цементирования в условиях наличия низкоградиентных проницаемых водоносных горизонтов по стволу скважин.

Для решения данной проблемы предложено применение тампонажного портландцемента с активной облегчающей алюмосиликатной добавкой из отходов сжигания угля на теплоэлектроцентралях.

Применение данной облегчающей добавки позволяет получить цементный раствор в широком диапазоне плотностей, что дает возможность поднять его до устья скважин при низком В/Ц и применении одноступенчатого способа цементирования.

При решении задачи проведен сравнительный анализ геофизических материалов по цементированию скважин, в частности данные АКЦ, СГДТ, термометрии, профилеметрии и др. Для установления проблемных интервалов проанализированы материалы по цементированию скважин, ремонтно-изоляционным работам, проведенным в целях устранения негерметичности в действующем фонде и фонде ликвидированных скважин. При обработке материалов по ремонту скважин применены методы математической статистики и установлены проблемные интервалы ствола скважин. Кроме этого, проведена прогнозная оценка экономической эффективности при использовании данных составов по сравнению с применяемым двухступенчатым способом цементирования.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: *месторождение Узень, скважина, одноступенчатый способ цементирования, анализ геофизических материалов по цементированию скважин*

ӨЗЕН КЕН ОРНАНДАҒЫ ҰҢҒЫЛАРДЫ ЦЕМЕНТТЕУ САПАСЫН ЖАҚСАРТУДЫҢ ЖОЛДАРЫ

Б.Т. УМРАЛИЕВ[1] – техн. ғыл. докт., жобалардың бас инженері
Ж.Г. ШАЙХЫМЕЖДЕНОВ[2] – техн. ғыл. докт.,консультант
Н.А. АТЧИБАЕВ[3] – бас директордыңорынбасары
А.К. СЕЙТОВ[4] – техн. ғылым. канд., бас маманы

[1,2,4] ЖШС «Ғылыми-зерттеу технология институты бұрғылау және өндіру «Қазмұнайгаз» ақ, 010000, Қазақстан Республикасы, Астана қ., Қабанбайбатыр к-сі, 19
[3]ЖШС «MHINDUSTRY», 050000, Қазақстан Республикасы, Алматы қ., Чайковский к-сі, 95

Озен кен орнында ұңғыма құрылысындағы негізгі міндеттердің бірі градиенті төмен, өткізгіш, су горизонттары бар ұңғы оқпанында цементтеудің сапасын арттыру болып табылады.

Осы проблемаларды шешу үшін жылу электр-орталықтарда көмірді жағудан қалған белсенді жеңіл алюмосиликат қосылған тампонаждық портландцементті пайдалану ұсынылады.

Жеңіл қоспаны пайдалану тығыздықтың үлкен диапазонында цементтік ерітінді алып, төмен су цемент ара қатынасында және бір сатылы цементтеуді қолдану арқылы оны ұңғы сағасына дейін көтеруге мүмкіндік береді

Осы міндеттерді шешуде ұңғыманы цементтеудің геофизикалық материалдары (АКЦ, СГДТ, термометрия, профилеметрия және т.б.) салыстырылды. Проблемалы оқпан аралықтарын анықтау үшін ұңғыманы цементтеу, жойылған және жұмыс жасап тұрған ұңғымалардың жөндеу және оқшаулау жұмыстарына сараптама жасалды. Материалдарды сараптауда математикалық статистика әдісі қолданылып, ұңғыма оқпанының проблемалы аралықтары анықталды. Сонымен бірге цементтеудің екі сатылы тәсілмен салыстырғандағы жобалық экономикалық тиімділігі бағаланды.

КІЛТ СӨЗДЕР: *Өзен кен орны, ұңғыма, цементтеудің бірсатылы тәсілі, ұңғыманы цементтеу бойынша геофизикалық материалдарды талдау.*

WAYSTOIMPROVETHEQUALITY OF WELL CEMENTING AT THE UZEN FIELD

B.T. UMRALIEV[1] – doctor of engineering science, chief project engineer
Zh.G. SHAJHYMEZHDENOV[2] – doctor of engineering science,consultant
N.A. ATCHIBAYEV[3] – deputy general director
A.K. SEJTOV[4] – Ph.d. of Technical Sciences,chief specialist

[1,2,4] LLP «Scientific-research Institute of drilling technologies and production «KazMunaiGas»,Kabanbay-Batyr, 19, Astana, Republic of Kazakhstan, 010000
[3] LLP, «MH INDUSTRY», Tchaikovsky street, 95,Almaty, Republic of Kazakhstan, 050000

One of the main problems in the construction of wells on Uzen field is to provide proper quality of cementing in a presence low gradient permeable horizons and aquifers along the wellbore.

In order to solve this problem, it is recommended to use portland cement with an active facilitating aluminosilicate additive from waste coal burning in heat and power generators.

The application of facilitated additive provides obtaining of a wide range of densities, which allows to raise cement to the wellhead using one-stage method of cementing.

In solving the problem, a comparative analysis of the geophysical data by cementing, in particular data CBL, SGDT, thermometry etc.)was implemented. To establish problematic intervals well cementing materials, workover operations that were carried out in order to eliminate leaks were analyzed in the existing fund and fund of abandoned wells. Methods of mathematical statistics were used to process the materials of remedial of wells and to establish problems occurring in wellbore. In addition, predictive assessment of economic efficiency in the application of these compounds in comparison with the applicable two-stage cementing was implemented.

KEYWORDS: *Uzen field, well, single-stage method of cementing, the analysis of geophysical data for cementing.*

Существующие проблемы. В настоящее время при цементировании скважин применяются цементные растворы плотностью 1900 кг/м^3, получаемые из тампонажного портландцемента класса I-G, а для обеспечения подъема цементного раствора до устья скважин используется двухступенчатый способ цементирования.

Департаментом бурения и КРС НИИ ТДБ КМГ проведен анализ материалов по цементированию скважин на данном месторождении и в результате проверки гидродинамического состояния ствола скважин установлено, что при применении цементных растворов со средневзвешенной плотностью 1800 кг/м^3 и более происходит гидроразрыв горных пород в зоне «слабых» горизонтов (K1-al, ap, ne- интервал 500–1000м), который в свою очередь приводит к поглощению большого количества цементного раствора и недоподъему его до устья скважин.

Сравнение способов цементирования эксплуатационных колонн по качеству сцепления цемента показало преимущество одноступенчатого способа по сравнению с двухступенчатым, при этом преимущества и недостатки каждого из способов заключаются в следующем *(рисунок1)*:

- при одноступенчатом способе качество сцепления цементного камня с колонной обсадных труб и горными породами хорошее, однако подъем цементного раствора до устья не обеспечивается. Качество сцепления (Кц) составило 0,84, недоподъем цементного раствора – в среднем 121 м.;

- при двухступенчатом способе подъем цементного раствора до устья обеспечивается, однакокачество сцепления цемента с ограничивающими поверхностями верхней ступени ниже. Качество сцепления составило 0,76 (0,93-первая ступень, 0,59 – вторая ступень).

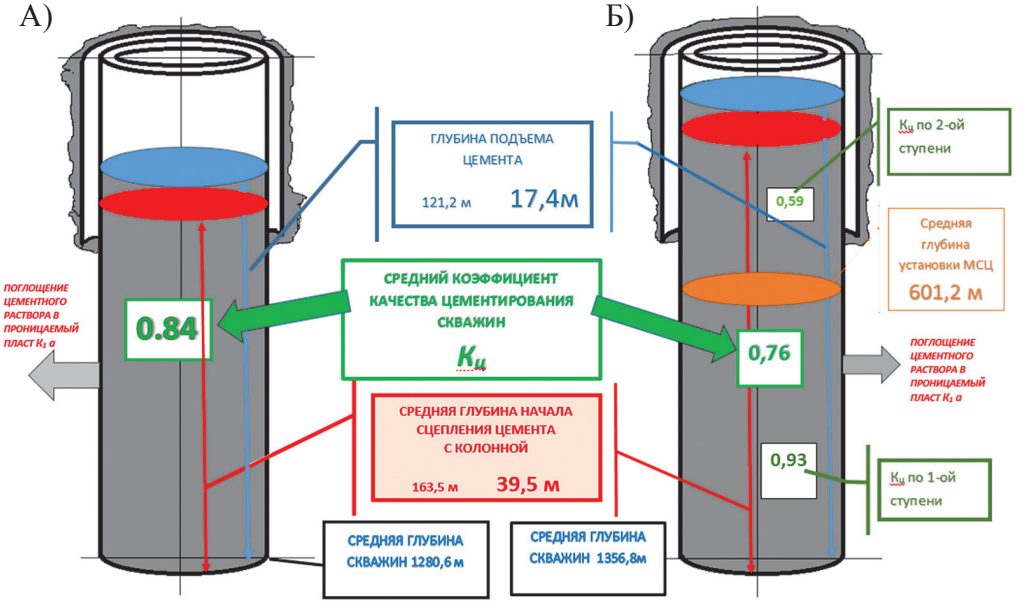


Рисунок 1 – Общие показатели качества цементирования скважин при применении одноступенчатого (А) и двухступенчатого (Б) способов

Общеизвестно, что плохая изоляция и недоподъем цементного раствора до устья скважин в дальнейшем вызывают коррозию, нарушение обсадных колонн, для ликвидаций которых потребуются значительные затраты времени и средств, что в конечном счете ведет к сокращению сроков эксплуатации скважин.

Статистика нарушений эксплуатационных колонн показывает, что интервалы негерметичностив большей степени приходятся на верхние интервалы в *таблице 1*, что является одним из последствий недоподъема цементного раствора до необходимой высоты.

Таблица 1 – Распределение нарушений эксплуатационных скважин по III-блоку месторождения Узень

Показатели	Интервалы, м			
	0-400	400-800	800-1000	1000 - забой
Количество нарушений в колонне	51	47	29	33
Нарушения, %	31,3	28,8	17,8	20,2

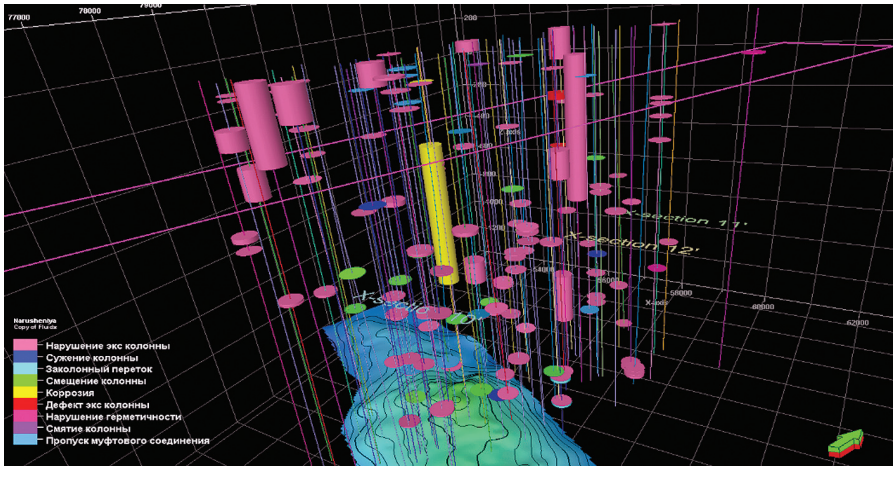


Рисунок 2 – Графическое изображение дефектов эксплуатационных колонн по III блоку месторождения Узень

Кроме этого, из статистики нарушений по вновь введенным в эксплуатацию скважинам (в 2009–2015гг) установлено, что на скважинах с качеством цементирования менее 0,63 количество ремонтов, связанных с восстановлением нарушений герметичности эксплуатационных колонн, оказалось больше, чем на скважинах с качеством сцепления выше *(таблица 2)*.

Таблица 2 – Количество работ, связанные с устранением негерметичности эксплуатационных скважин

Качество цементирования Кц	Кол-во скв	Количество работ					Частота выполнения работ/скв				
		<1 год	<2 года	<3 года	<5 лет	<7 лет	<1 год	<2 года	<3 года	<5 лет	<7 лет
<0,63	9	1	3	8	10	12	0,11	0,33	0,89	1,11	1,33
0,63-0,80	8	4	6	6	9	10	0,50	0,75	0,75	1,13	1,25
>0,80	1	0	1	2	2	2	0,00	1,00	2,00	2,00	2,00

2. Пути решения проблемы. На основе изложенного считаем, что один из путей улучшения качества цементирования скважин на месторождении – применение одноступенчатого цементирования при использовании цементных растворов с активными облегчающими добавками.

Проведенная симуляция процесса цементирования скважин глубиной 1400 м на ПО «Paradigm» (в ДТБ и КРС НИИ ТДБ КМГ) с учетом реальных геолого-технических условий показала, что при применении цементного раствора плотностью 1850 кг/м^3 в зоне продуктивного пластаи выше «слабого» горизонта необходимо использовать цементный раствор плотностью не более 1400 кг/м^3.

Для получения облегченного цементного раствора плотностью 1400 кг/м^3 в качестве базового вяжущего материала предлагается применить сульфатостойкийтампонажный портландцемент класса I-G для нормальных и умеренных температурных условий* В качестве облегчающей добавки предлагается использовать алюмосиликатные добавки (легкие высококачественные фракции продуктов сжигания угля на теплоэлектростанциях), имеющие насыпную плотность 300–400 кг/м^3.

Химический состав алюмосиликатной добавки представлен в основном оксидами кремния (до 70%) и алюминия (до 28%) *Таблица 3*. Для улучшения технологических характеристик облегченного цементного раствора предлагается применять химические добавки, регулирующие реологические и фильтрационные свойства цементного раствора.

Таблица 3 – Химический состав алюмосиликатной добавки

SiO_2	Al_2O_3	Fe_2O_3	CaO	MgO	SO_3
58-68	32-38	1,4-2	1,9	1,0	1,5
Примечание. Добавка АС продукт сжигания углей, торфа в ТЭС. Температура обжига 1000–1200º.С. Размер микросфер колеблется от 20 до 25 мкм.					

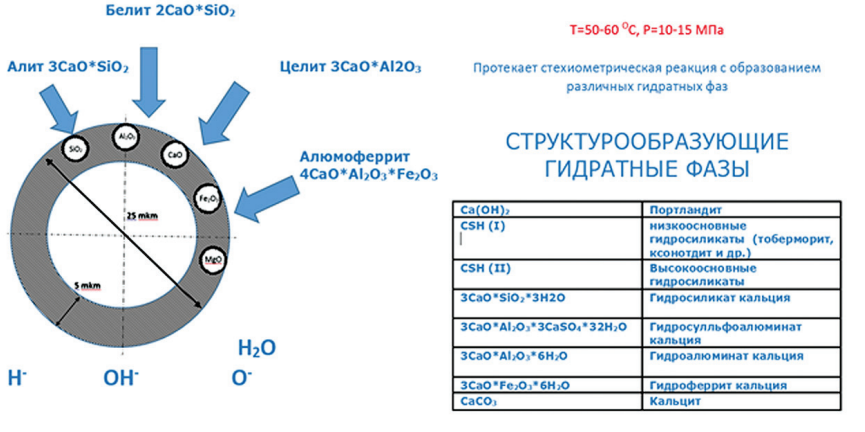


Рисунок 3 – Схема взаимодействия частиц цемента с облегчающей добавкой АСЭ

*ГОСТ 1581-96. Портландцементы тампонажные. Технические условия. М.:МНТКС, 1998.

Применение алюмосиликатной облегчающей добавки позволяет:

- снизить плотность цементного раствора (в широком диапазоне);
- создать пластифицирующий эффект при низких В/Ц;
- получить структуру цементного камня с образованием более качественных продуктов твердения, таких, как низкоосновные гидросиликаты кальция типа тоберморита, ксонотлита и др. *(рисунок 3)*;
- использовать ее при высоких давлениях, температурах и глубинах (до 5000 м).

Предварительно проведенные лабораторные исследования в тампонажном цехе ТОО «Бургылау» технологических параметров цементного раствора с облегчающей добавкой показали хорошие результаты. Введение облегчающей алюмосиликатной добавки (АСЭ) от 10 до 30% в состав портландцемента позволяет снизить плотностьцементного раствора с 1560 до 1370 кг/м^3 при В/Ц = 0,46 (*таблица4*). При этом прочность цементных камней на сжатие (при твердении в температуре 50ºС) через 1 сут (в зависимости от количества добавки 10–30%) изменялась с 13,8 до 7,7 МПа, что соответствует требованиям ГОСТ-а 1581-96*.

Добавка НРС в количестве до 2% не влияет на плотность раствора и прочностные характеристики цементного камня, при этом сроки загустевания раствора несколько сокращаются, а сцепление цементного камня с ограничивающими поверхностями должна улучшаться.

Изменение величины консистенции цементного раствора с добавкой 30% АСЭ, выдержанного при температуре 50ºС, представлено на *рисунке 4*.

Таблица 4 – Технологические параметры тампонажного портландцемента с облегчающей алюмосиликатной добавкой АСЭ

Наименование цемента	Вода затворения	Температура, ºС	В/Ц	Водоотделение, мл	Растекаемость, см	Плотность, кг/м^3	Начало схватывания,час-мин	Конец схватывания, час.-мин.	Прочность на сжатие, МПа, через 1 сут	Химическая добавка
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
ПЦТ I-G-СС-1	Пресн	50˚	0,46	2	23	1,89	2ч-35м	3ч-30м	19,8	–
ПЦТ I-G-СС-1	Пресн	50˚	0,46	2	23	1,89	2ч-15м	3ч-10м	19,0	2%НРС
ПЦТ I-G-СС-1 Новотроицкий	Пресн	50˚	0,46	2	21	1,56	2ч-35м	3ч-45м	13,8	10%АС
ПЦТ I-G-СС-1 Новотроицкий	Пресн	50˚	0,46	1	19	1,50	3ч-10м	4ч-20м	10,34	20%АС

*ГОСТ 1581-96. Портландцементы тампонажные. Технические условия на облегченные тампонажные материалы (тип III-Об – не ниже 0,7 МПа).

Продолжение таблицы 4

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
ПЦТ I-G-СС-1 Ново-троицкий	Пресн	50°	0,46	0,5	19	1,37	3ч-45м	5ч-15м	7,7	30%АС
ПЦТ I-G-СС-1 Ново-троицкий	Пресн	50°	0,46	0	21	1,56	2ч-15м	3ч-40м	13,8	2%НРС; 10%АС
ПЦТ I-G-СС-1 Ново-троицкий	Пресн	50°	0,46	0	19,5	1,49	2ч-20м	3ч-45м	10,34	2% НРС; 20%АС
ПЦТ I-G-СС-1 Ново-троицкий	Пресн	50°	0,46	0	19	1,37	2ч-30м	4ч-40м	7,67	2%НРС; 30%АС
Оптимизированный состав тампонажного цемента с облегчающей добавкой										
ПЦТ I-G-СС-1 Ново-троицкий	Пресн	50°	0,46	0	17	1,37	0ч-50м	1ч-45м	___	3% CaCl2; 28%АС
ПЦТ I-G-СС-1 Ново-троицкий	Пресн	50°	0,46	0	18	1,41	2ч-25м	3ч-35м	10,7	2%НРС; 25%АС
ПЦТ I-G-СС-1 Ново-троицкий	Пресн	50°	0,46	0	17	1,37	1ч-25м	2ч-45м	12,9	1% CaCl2; 25%АС
Примечания:	-1. По требованию ГОСТ 158196 прочность цементного камня на изгиб для III-Об должна быть не менее 0,7 МПа. -2.Соотношение прочностей цементных камней на сжатие и изгиб равно 1:5.									

В результате обработки лабораторных данных получены следующие уравнения *(таблица 5)*.

Таблица 5 – Результаты обработки лабораторных данных

№ п/п	Параметр	Уравнение регрессии в кодированном виде
1	Плотность, кг/м^3	$\rho = 1465 - 95{,}0*X1$
2	Растекаемость, см	D =20-X1
3	Сроки начала схватывания (50ºС), мин	$Тн.^{схв} = 166{,}25+21{,}25*X1+ 23{,}75*X2$
4	Прочность на сжатие (50ºС), МПа	$\sigma^{сж} = 9{,}2175-1{,}5325*X1- 1{,}525*X2$
Примечание. X1 – количество добавки АСЭ; X2-количество добавки НРС		

По результатам лабораторных тестов тампонажных смесей при различных соотношениях компонентов, сделан вывод об их применимости на скважинах со «слабыми» градиентами давлений. При этом установлено, что для обеспечения плотности раствора 1400 кг/м^3 достаточно ввести в состав цемента ПЦТ I-G -100 добавку АСЭ в количестве 20–25%, что обеспечит достаточную прочность цементного камня в широком диапазоне температур.

Необходимо отметить, что скважина №205 на месторождении Б. Жоламанова (АО ЭМГ) успешно зацементирована с применением тампонажного

портландцемента с 2%-ной добавкой HPC, облегчающей добавкой АСЭ в количестве 25%, с регулированием показателя фильтрации введением до 0,5 % КССБ.

Данные АКЦ показали, что в процентном соотношении доля с сплошным контактом в открытом интервале 602,7–812,7 м (интервал установки облегченного раствора) составила 180,4 м (85,9%), с частичным – 29,6 м (14,1%), при этом интервалы с плохим качеством и отсутствием цемента не имелись.

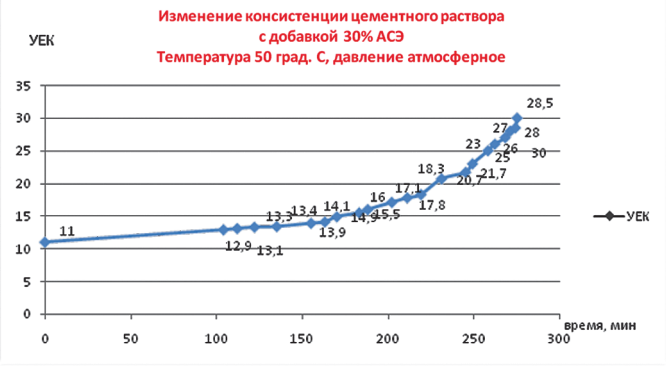


Рисунок 4 – Изменение консистенции цементного раствора с добавкой 30% АСЭ при температуре 50ºС

Прогнозная оценка эффективности применения тампонажного материала с добавкой АСЭ.

Прогнозируемый эффект от применения тампонажного материала с облегчающей добавкой заключается в следующем:

1. Снижение затрат (цементный раствор, работа техники), связанных с поглощением большого количества цементных растворов в «слабые» пласты.

2. Применение одноступенчатого способа, сокращающие продолжительность цементирования скважин и расходы, связанные с ним, по сравнению с традиционно применяемым на месторождении двухступенчатым способом цементирования.

3. Сокращение затрат на приобретение дополнительных элементов обсадных колонн, применяемых при двухступенчатом способе цементирования (МСЦ, пробки).

4. Исключение риска возникновения инцидентов от применения бракованных МСЦ заводского исполнения, тем самым обеспечение целостности эксплуатационных колонн.

5. Снижение депрессивного воздействия на продуктивный пласт, исключающее его загрязнение. При этом сокращаются сроки освоения скважин.

6. Обеспечение высоты подъема цементного раствора до устья и повышение показателя сцепления цемента с колонной, позволяющие предотвратить заколонные перетоки, снизить риск возникновения коррозии эксплуатационных колонн, а также сократить количество ремонтов, связанных с восстановлением их герметичности иизоляцией водопритоков.

7. В конечном итоге, все перечисленные моменты могут снизить зависящие и не зависящие от времени затраты на строительство скважин.

SMART Engineering

Onshore and offshore Oil and Gas Operation Engineering

СМАРТ Инжиниринг

инжиниринговое сопровождение нефтяных операций на суше и на море

10 лет

УСПЕШНОЙ ЗАЩИТЫ ИНТЕРЕСОВ НЕДРОПОЛЬЗОВАТЕЛЕЙ В ГКЗ И ЦКРР, БОЛЕЕ 200 ПРОЕКТОВ, РАЗРАБОТАННЫХ КОЛЛЕКТИВОМ ВЫСОКОКВАЛИФИЦИРОВАННЫХ СПЕЦИАЛИСТОВ

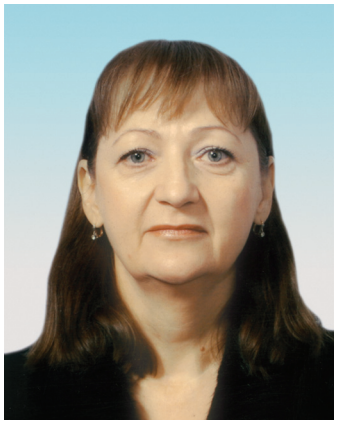
- *Анализ геолого-геофизических материалов по контрактным блокам*
- *Проекты на проведение геологоразведочных работ*
- *Проекты поисковых работ*
- *Проекты оценочных работ*
- *Оценка запасов нефти и газа*
- *Проекты пробной эксплуатации*
- *Проекты промышленной разработки месторождений*
- *Технологические схемы разработки месторождений*
- *Технический проекты на строительство скважин*
- *Программы развития переработки попутного газа*
- *Авторские надзоры за реализацией проектов*
- *Проекты оценки воздействия на окружающую среду*
- *Проекты ликвидаций последствий деятельности недропользователя*

Соответствие требованиям СТ РК OHSAS 18001-2008, СТ РК ИСО 9001-2009, СТ РК ИСО 14001-2006

Республика Казахстан, 050051, г. Алматы, ул. Луганского 54, оф. 9.
Тел./факс +7 (727) 334-17-67/68, 262-14-71. E-mail: info@smart-eng.kz
г. Атырау, ул. Кулманова 111, 3 этаж. Тел.: +7 (7122) 308-996.

УДК 541.64+678.744

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ МОДИФИЦИРОВАННОГО ГУДРОНА ХЛОПКОВОГО МАСЛА ДЛЯ ПРИГОТОВЛЕНИЯ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ



В.П. БОНДАРЕНКО –
канд.техн. наук,
доцент кафедры
«Нефтегазовое дело»

К.С. НАДИРОВ[1] –
докт. хим. наук, профессор,
заведующий кафедрой
«Нефтегазовое дело»

Г.Ж. БИМБЕТОВА –
инженер технологического
отдела

Южно-Казахстанский государственный университет им. М. Ауэзова,
160012, Республика Казахстан,
г. Шымкент, проспект Тауке хана, 5

Разработаны составы и технология получения реагента комплексного действия в целях приготовления промывочных жидкостей для бурения скважин. Проведены лабораторные исследования реагента, полученного на основе модифицированного гудрона дистилляции жирных кислот хлопкового масла и бентонитовой глины Дарбазинского месторождения. Показана возможность их применения для разработки рецептур малоглинистых и углеводородных растворов с последующим использованием для бурения скважин. Разработана технологическая схема получения порошкообразной модифицированной госсиполовой смолы. Установлено, что использование высокоэффективных химических реагентов позволит сократить затраты на приготовление и регулирование свойств буровых промывочных жидкостей, улучшить структурно-реологические, фильтрационные, антикоррозионные и трибологические свойства, а также снизить степень осложнений при бурении скважин.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: *гудроны, госсиполовая смола, реагент, фильтроотдача, бентонит, месторождение, карбоксиметилцеллюлоза, каустическая сода, нефть, дизельное топливо, плотность, вязкость, водоотдача, глина.*

[1]Автор для переписки. E-mail: kazim57@rambler.ru

МОДИФИКАЦИЯЛАНҒАН ГУДРОН МАҚТА МАЙЫН ДАЙЫНДАУ ҮШІН БҰРҒЫЛАУ ЕРІТІНДІЛЕРІН ПАЙДАЛАНУ

В.П. БОНДАРЕНКО – техн. ғылым. канд. «Мұнайгаз ісі» кафедрасының доценті
К.С. НАДИРОВ[1] – хим. ғыл. докт., профессор, «Мұнайгаз ісі» кафедрасының меңгерушісі
Г.Ж. БИМБЕТОВА – техн. ғылым. канд., «Мұнайгаз ісі» кафедрасының доценті

М. Әуезов атындағы Оңтүстік Қазақстан мемлекеттік университеті,
160012, Қазақстан Республикасы, Шымкент қ., Тауке хана д-лы, 5

Ұңғымаларды бұрғылауда қолданылатын бұрғылауыш шаю сұйықтықтарын даярлауға арналған кешенді әсер етуші реагентті алу технологиясы және оның құрамы өңделді. Дарбаза кен орынынан алған бентонитті балшық пен мақта майының түрлендірілген май қышқылдарының дистиллятты гудронының негізінде алынған реагентке лабораториялық зерттеулер жүргізілді. Алынған реагенттерді ұңғымаларды бұрғылау уақытында қолданудың, аз балшықты және көмірсутекті ерітінділер рецептураларын өңдеу мақсатында қолдану мүмкіндіктері көрсетілді. Лабораториялық қондырғының негізінде түрлендіріліп ұнтақталған госсиполды шайыр алудың технологиялық сызбасы ұсынылды. Жоғары нәтижелі химиялық реагенттерді қолдану бұрғылауыш шаю сұйықтықтарының қасиеттерін реттеуге және оларды даярлауға жұмсалатын шығындардың мөлшерін төмендетуге ықпал ететіні, құрылымды реологиялық, фильтрациялық, коррозияға қарсы және трибологиялық қасиеттерді жақсартуға, сонымен қатар ұңғымаларды бұрғылауда күрделі жағдайларды төмендетуі көрсетілді.

КІЛТТІК СӨЗДЕР: *гудрондар, госсиполды шайыр, реагент, фильтр беру, бентонит, кен орын, карбоксиметилцеллюлоза, каустикалық сода, мұнай, дизелді отын, тығыздық, тұтқырлық, суберуіш, балшық.*

USE OF MODIFIED COTTON TAR FOR SOLUTIONS PREPARATION WELL DRILLING

V.P. BONDARENKO – Ph.D. in Technical Sciences, associate professor at the department of petroleum engineering
K.S. NADIROV[1] – Doctor of Chemistry, Professor, head of the department of petroleum engineering
G.Zh. BIMBETOVA – Ph.d. of Technical Sciences, associate professor at the department of Petroleum engineering

of M. Auezov South Kazakhstan State University,
15, Tauke Khan Avenue, Shymkent, 160012, Republic of Kazakhstan.

TIt is developed compositions and technology for producing the complex action reagent for preparation of drilling fluids. Conducted laboratory researches of the reagent based on modified tar distillation of cotton oil fatty acids and bentonite clay of the Darbazinsk oil field. It is shown

the possibility of their use for development of thin clay and hydrocarbon fluids formulations, then using for drilling wells. Developed technological scheme of production powdered modified gossipol resin. It was found, that the use of highly efficient chemical reagents will reduce costs for drilling fluids preparation and management of properties, improve structural and rheological, filtration, anticorrosive and tribological properties as well as reduce complications during drilling.

***KEYWORDS:** : tars, gossipol resin, reagent, filter productive capacity, bentonite, deposit, carboxymethylcellulose, caustic soda, petroleum, diesel fuel, density, viscosity, water loss, clay.*

В процессе переработки масличных культур (хлопок, сафлор, соя, подсолнечник) на стадии рафинации образуются значительные объемы жидких отходов – соапстоков. Их сбрасывают в объединенный сток масложиропроизводства, что приводит к потере значительного количества ценных компонентов, которые могли бы стать для различных отраслей промышленности вторичными сырьевыми ресурсами. В ряде случаев соапстоки подвергаются дистилляции в целях получения из них жирных кислот для производства мыла. В этом случае также остаются кубовые остатки дистилляции жирных кислот или гудроны (в случае переработки масла хлопчатника – госсиполовая смола). Одним из возможных направлений утилизации этих отходов является использование их в качестве основного сырья для получения химических реагентов комплексного действия для приготовления буровых промывочных жидкостей.

Химические реагенты, применяемые в настоящее время для бурения скважин в осложненных геологических условиях в Казахстане, недостаточно эффективные и весьма дорогие. Для улучшения свойств буровых промывочных жидкостей в основном используют реагенты минерального происхождения, которые токсичны, экологически вредны и не в полной мере учитывают условия их применения.

Освоение технологий получения высокоэффективных, импортозамещающих и более дешевых композиционных химических реагентов для приготовления буровых жидкостей на основе местного сырья и отходов производств является актуальной проблемой.

Использование высокоэффективных химических реагентов обеспечит снижение затрат на приготовление и регулирование свойств буровых промывочных жидкостей, улучшит структурно-реологические, фильтрационные, антикоррозионные и трибологические свойства, а также решит проблемы предотвращения осложнений при бурении нефтяных и газовых скважин и скважин для бурения твердых полезных ископаемых.

Выполняемая в настоящее время в Южно-Казахстанском государственном университете им. М. Ауэзова программа целевого финансирования по теме «Разработка технологии получения новых эффективных материалов для нефтегазовой отрасли из отходов масложировой промышленности» предполагает решение ряда актуальных проблем для бурения нефтегазовых скважин.

Объектами исследования для получения химических реагентов, используемых при приготовлении буровых жидкостей, являются модифицированный гудрон хлопкового масла, бентонит Дарбазинского месторождения, Na-карбоксиметилцеллюлоза, (Na-КМЦ), каустическая сода (NaOH), углеводороды (нефть или дизельное топливо).

Целью одного из этапов работы являлось проведение лабораторного тестирования модифицированного гудрона хлопкового масла (госсиполовой смолы) и бентонитовой глины Дарбазинского месторождения и их применение для разработки рецептур малоглинистых и углеводородных растворов с последующим использованием для бурения скважин В основу работы положены результаты теоретических, экспериментальных и лабораторных исследований, выполненных при непосредственном участии авторов в специализированной лаборатории буровых, промывочных и тампонажных растворов при ЮКГУ им. М. Ауэзова [1–4].

Физико-химические свойства и структуру ингредиентов для буровых растворов изучали методами химического, рентгенофазового, дифференциально-термического анализа и ИК-спектроскопии [5]. Технологические характеристики (плотность, вязкость, водоотдача, статическое напряжение сдвига (СНС), водородный показатель pH разрабатываемых композиционных составов химических реагентов и буровых растворов были определены в соответствии с требованиями принятых в Казахстане стандартов и нормативных документов. Для получения госсиполовой смолы применена технология модифицирования гудрона дистилляции жирных кислот масла хлопчатника АО «Шымкентмай», заключающаяся в омылении ее раствором гидроксида натрия при температуре 110–120°С *(рисунок 1)* [6–8].

Как показали результаты экспериментальных исследований, модифицированная госсиполовая смола (МГС) состоит главным образом из солей высокомолекулярных жирных кислот, фосфатидов, производных госсипола, что придает буровому раствору высокие фильтрационные свойства при одновременном охлаждении и смазке породоразрушающего инструмента [9–13].

В работе [1] показано, что в качестве модифицирующего агента может быть применен алюминиевый порошок. Однако в ходе проведенных нами исследований установлено, что более активными ингредиентами по сравнению с алюминиевым порошком являются отходы алюминиевой промышленности (алюминиевый лом, стружка) благодаря наличию в них активных оксидов металлов.

Применение измельченных отходов алюминиевой стружки позволит удешевить стоимость и улучшить свойства получаемой композиции.

Модификацию проводили путем обработки в среде щелочного раствора с получением гидроксида алюминия. Последующее добавление расщепленной госсиполовой смолы в течение определенного времени обеспечило ее переход в водорастворимую порошкообразную форму с повышенной термостойкостью.

Экспериментально установлено, что продукт взаимодействия расщепленной госсиполовой смолы с омыляющей смесью, представляет собой систему, в которой

растворимая часть продукта покрывается тонкими пленками алюмината, что предотвращает агломерацию или слипание частиц.

На следующем этапе работы была разработана технологическая схема получения порошкообразного реагента на основе госсиполовой смолы *(рисунок 2)*.

Полученная на пилотной установке порошкообразная (модифицированная) госсиполовая смола (реагент для приготовления бурового раствора) имеет следующие показатели: светло-коричневый цвет; массовая доля общего жира – 5,5; нейтральный жир – 1,5; свободная щелочь – 1,5 %; влага – 4,2 %; pH среды – 8,0–13; устойчивость эмульсии не менее 2 ч.

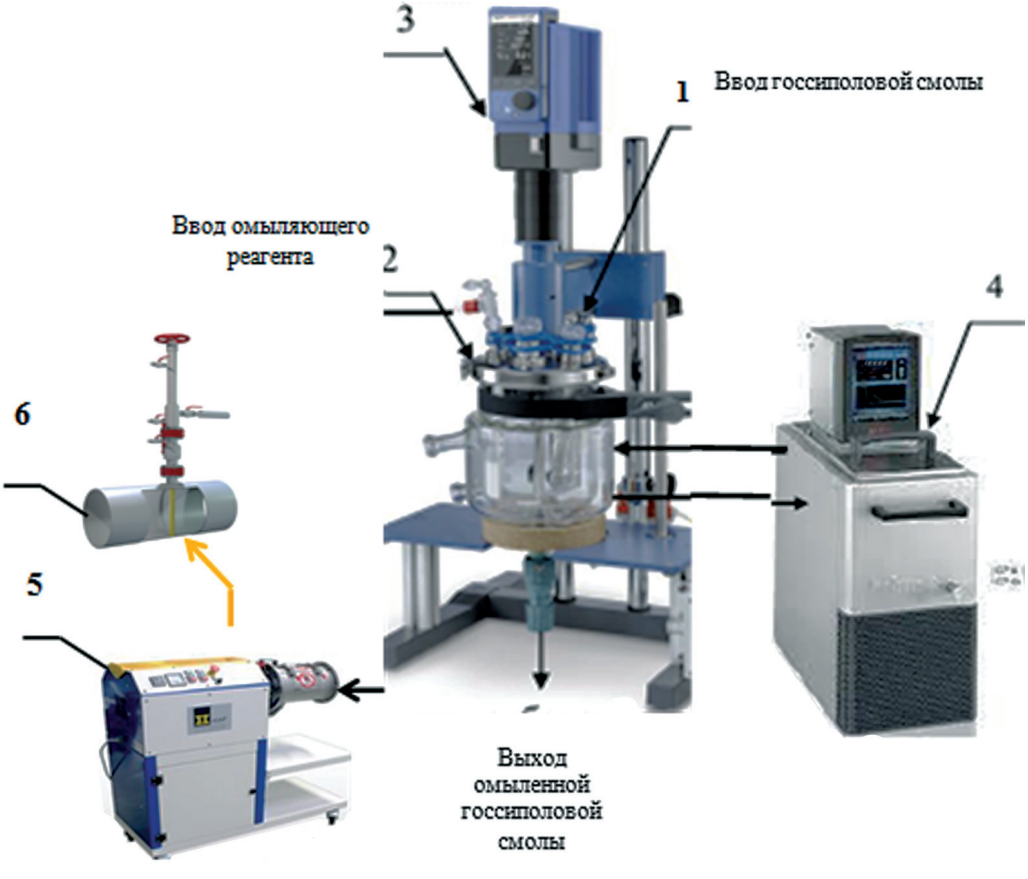


Рисунок 1– Схема лабораторного стенда для модификации гудрона хлопкового масла: *1*–устройство для ввода госсиполовой смолы; *2*– реактор с мешалкой; *3*–перемешивающее устройство; *4*–термостат; *5*–шнековый смеситель; *6*–дозатор для стабилизатора бурового раствора

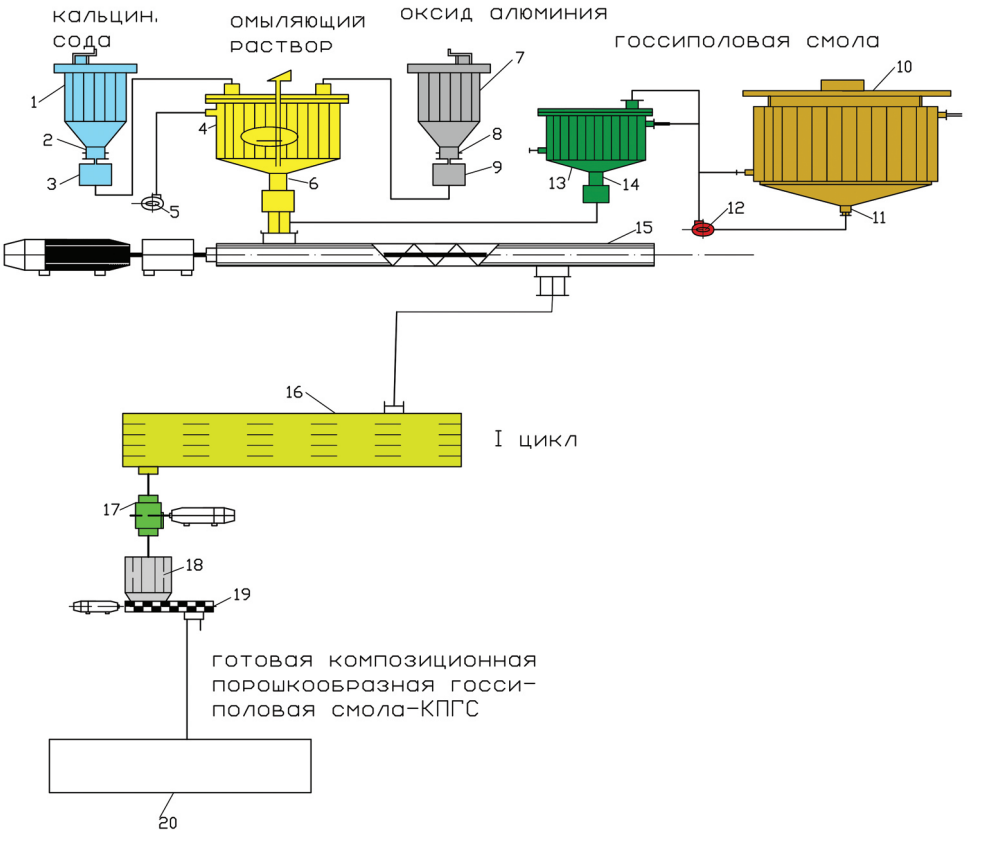


Рисунок 2– Технологическая схема получения порошкообразного реагента на основе госсиполовой смолы: *1* – емкость для кальцинированной соды; *2, 6, 8, 11, 14* – вентили; *3, 9* –дозаторы; *4* – аппарат для омыляющего раствора; *5, 12* – насосы; *7* – емкость для оксида алюминия; *10* – аппарат с рубашкой для госсиполовой смолы; *13* – мерник для госсиполовой смолы; *11*– двушнековый смеситель; *16* – аппарат для сушки; *17* – измельчитель; *18* – бункер; *19* – питатель; *20* – фасовочный агрегат

Технологическая схема работает следующим образом. В цистернах или по трубопроводу госсиполовая смола поступает в аппарат с рубашкой *10*, где нагревается до температуры 110–120°С. Затем она подается в емкостной мерник *13* и через дозатор поступает на шнековый смеситель *15*. Одновременно туда же подается приготовленный в емкости *4* 10%-ный раствор каустической соды и оксида алюминия. Процесс перемешивания всех реагентов длится 10 мин. Из шнекового смесителя композиция выходит с влажностью 20–25 % и затем

подается в аппарат для сушки *16*. Высушенная композиция измельчается в аппарате для измельчения *17* до фракции 0,1– 0,5 мм и поступает в бункер *18*. Через питатель *19* готовый порошкообразный реагент, полученный на основе модифицированной госсиполовой смолы, подается на фасовочный агрегат *20* и пакуется в мешки.

Применение бентонитовых глин Южно–Казахстанской области для производства бентоглинопорошка. Государственным балансом запасов полезных ископаемых Республики Казахстан учтено 19 месторождений бентонитовых глин. Из них в Южно-Казахстанской области находятся Келесское, Молдыагаш, Ибата, Кыземшек, Ленинское, Дарбазинское [9–13]. Запасы глин Дарбазинского месторождения по категориям составляют А + В более 7 млн т; $С_1$ = более 19 млн т. Однако в регионе отсутствуют предприятия по производству бентоглинопорошков.

Для получения качественной глинистой суспензии, используемой при буровых работах, важную роль играет минералогический состав глин и количество в них тонкодисперсных частиц. Этот расходный показатель раствора также зависит от минералогического состава, тонкости помола и технологии модификации. Идеальным вариантом является использование глин с высоким содержанием монтмориллонита с преобладающим содержанием в обменном комплексе ионов калия и натрия (щелочные бентониты), что достигается, как правило, технологией модификации низкокачественных глин.

Минералогический состав фракции крупнее 0,01 мм – глинистые минералы. В виде примесей – кварц, полевые шпаты, гипс (1,82–2,5 %), доломит (до 6,9 %). Фракции менее 0,001 м состоят из монтмориллонита (63 %), гидрослюды (29 %), каолинита (8 %). Дарбазинских глин: по гранулометрическому составу дарбазинская глина относится к тонкодисперсным. Гранулометрический состав по фракциям следующий, мас. % более 0,25 мм – 0,21–0,48; 0,25–0,05 мм – 3,71–4,00; 0,05–0,01 мм – 3,92-6,36; 0,01–0,005 мм – 7,28–10,24; 0,005–0,001 мм – 21,92–23,72; менее 0,001 мм – 58,72–59,44.

Значительно улучшает качество бентопорошков введение кальцинированной соды Na_2CO_3 и акриловых полимеров. Эффект модификации выражается в повышении вязкости глинистой суспензии за счет дополнительного диспергирования глины, увеличения объема связанной воды, вязкости дисперсионной среды и усиления гелеобразования. Величина коэффициента активности глины К 2,1 – 2,5.

Нами изучены и другие, не менее важные технологические параметры буровых растворов, полученных на основе глин Дарбазинского месторождения. Результаты свидетельствуют о том, что в буровых растворах, из дарбазинской глины водоотдача колебалась в пределах 60÷85 $см^3$/30 мин. Использование бентонитов Дарбазинского месторождения в составе композиции глинопорошков позволяет значительно снизить водоотдачу бурового раствора, а наличие карбонатного палыгорскита – повысить выход и солестойкость последнего.

Рисунок 3 – Экспериментальные исследования свойств буровых растворов

Разработка рецептуры углеводородных растворов на основе модифицированной госсиполовой смолы

В повседневной практике бурения этот тип растворов наиболее доступен и эффективен. Благодаря введению нефтепродуктов (нефть, дизельное топливо, окисленный битум) приготовляемые растворы приобретают ряд таких важных преимуществ, как снижение показателя фильтрации, улучшение реологических характеристик, повышение устойчивости к температурной и солевой агрессии. Кроме того, наблюдаются следующие свойства раствора: гидрофобизация выбуриваемой породы, забоя и ствола скважины, образование смазочных пленок на породоразрушающем инструменте и элементах компоновки низа бурильной колонны и, как следствие, повышение устойчивости ствола скважины в глинистых отложениях, уменьшение затяжек, прихватов и сальникообразования, замедление сужения ствола.

Предлагаемые растворы включают дизельное топливо, модифицированную госсиполовую смолу (МГС), структурообразователь (органофильный бентонит (ОБ) или асбест), сульфонол и утяжелитель. МГС обеспечивает углеводородным растворам удовлетворительные реологические и фильтрационные свойства *(таблица 1)*.

Если в качестве структурообразователя вместо органофильного бентонита (ОБ) или асбеста используются продукты омыления госсиполовой смолы, то в этом случае в качестве утяжелителя применяется тонкодисперсный известняк (мел) [14].

Таблица 1 – Технологические показатели госсиполовых растворов

Номер раствора	Состав	ρ, кг см³	$\eta_{пл}$, мПа·с	τ0, Па	Ф, см³
1	Дизельное топливо + 7 % ОБ	900	6	6,4	> 40
2	Дизельное топливо + 7 % ОБ + 1% сульфанол. + 5 %, МГС	900	15	3	3
3	№ 2 + 150 % барит + 1,5 % сульфонол	1740	52	12	4
4	№ 2 + 150 % барит + 1,5 % сульфонол + 3 % окисленный битум	1740	47	7	0,4
5	ДТ + 4 % ОБ + 1 % сульфонол + 15 %, МГС	900	24	6,4	2
6	ДТ + 1 % асбест + 1 % сульфонол + 5 %, МГС	870	9	2,4	5
7	№ 6 + 3 % окисленный битум	870	10	2,2	1

С увеличением количества каустической соды при содержании госсиполовой смолы 10 и 15% условная вязкость возрастает, а показатель фильтрации снижается. Приготовление этих растворов обычным способом требует большого расхода компонентов. Использование дезинтеграторной активации улучшает показатели углеводородных растворов при одновременном снижении расхода материалов [15–20].

Для оценки степени влияния дезинтеграторной обработки на стабилизирующие свойства понизителей фильтрации использовали следующую методику: готовую исходную глинистую суспензию подвергали дезинтеграторной обработке в режиме об./мин в целях снятия эффекта снижения показателя фильтрации за счет активации глинистой фазы. После этого в глинистую суспензию вводили понизитель фильтрации и перемешивали на лабораторной мешалке в течение 2 ч, затем через сутки замерялся показатель фильтрации, который принимался за исходный. Подготовленную таким образом химически обработанную глинистую суспензию подвергали обработке в дезинтеграторной установке при различной интенсивности воздействия.

Таким образом, результаты экспериментов подтверждают эффективность применения дезинтеграторной технологии, позволяющей получать при активации буровые растворы с различной дисперсионной средой, что, в свою очередь, является наиболее эффективным и энергоресурсосберегающими по сравнению

с существующими технологиями. Экспериментальные исследования модифицированного гудрона хлопкового масла (госсиполовой смолы) и бентонитовой глины Дарбазинского месторождения показали, что они являются ценным сырьем для использования их при подборе рецептуры малоглинистых и углеводородных растворов для бурения скважин.

ЛИТЕРАТУРА/REFERENCE

1 Надиров К.С., Сакибаева С.А., Бимбетова Г.Ж. Поверхностно-активные вещества на основе госсиполовой смолы и их использование. – Шымкент: ЮКГУ им. М. Ауэзова, 2013.– 210 с. [Poverhnostno-aktivnye veshchestva na osnove gossipolovoj smoly i ihispol'zovanie. – SHymkent: YUKGU im. M. Auehzova, 2013.– 210 s., Surface-active substances on the basis of hoipolloi resins and their use. – Shymkent: SKSU M. Auezov, 2013.–210 s.]

2 Дубовик О.А., Зинченко И.В. Моделирование механизма самопроизвольного эмульгирования смесей жир/масло – водный раствор едкого натра //Сб. трудов 19-й международной научн. конф. «Математические методы в технике и технологиях». ММТТ – 2006. Воронеж. – 2006. – С.44 –51. [Modelirovanie mekhanizma samoproizvol'nogo ehmul'girovaniya smesej zhir/maslo – vodnyj rastvor edkogo natra //Sb. trudov 19-j mezhdunarodnoj nauchn. konf. «Matematicheskie metody v tekhnike i tekhnologiyah». MMTT – 2006. – Voronezh. – 2006. – S.44 –51., Modeling of the mechanism of spontaneous emulsification of mixtures of fat/oil water sodium hydroxide solution // Proc. Proceedings of the 19th international scientific. Conf. «Mathematical methods in technique and technologies». Mmtt – 2006. – Voronezh. – 2006. – P. 44-51.]

3 Шаврак Е.И. Физико-химические закономерности процесса выделения жирных кислот из мыльных растворов путем их разложения минеральной кислотой // Естественные и технические науки. – 2004. – № 5. – С.148-155. [Fiziko-himicheskie zakonomernosti processa vydeleniya zhirnyh kislot i zmyl'nyh rastvorov putemih razlozheniya mineral'noj kislotoj // Estestvennye i tekhnicheskie nauki. – 2004. – №5. – S.148–155., Physico-chemical regularities of the process of allocation of fatty acids from soap solutions by decomposition with mineral acid // Natural and technical Sciences. – 2004. – No. 5. – P. 148-155.]

4 Гафаров Н.А., Рябоконь А.А., Штоль В.Ф., Кашкаров Н.Г., Верховская Н.Н. Технические требования и методы контроля качества реагентов, материалов и буровых растворов для строительства скважин в ОАО «Газпром». – М.: ООО «Газпромэкспо», 2009. – 254 с. [Tekhnicheskie trebovaniya i metody kontrolya kachestva reagentov, materialov i burovyh rastvorov dlya stroitel'stva skvazhin v OAO «Gazprom». – M.: OOO «Gazpromehkspo», 2009. – 254s., Technical requirements and methods of quality control of reagents, materials and drilling fluids for well construction at OAO "Gazprom". – M.: OOO "Gazpromexport", 2009. – 254c.]

5 Надиров К.С., Голубев В.Г., Бондаренко В.П., Жантасов М.К., Шермаханов А., Калменов М.У. Принципы подбора компонентного состава реагентов комплексного действия // Materials of the internftional scientific and practical conference «Conduct of modern science – 2014» / Volume 20 Ecology Geography and Biological sciences. Sheffield science and Education LTD, 2014. –С.50–54. [Principy podbora komponentnog ososta va reagentov kompleksnogo dejstviya // Materials of the internftional scientific and practical conference «Conduct of modern science – 2014»/Volume 20 Ecology Geography and Biological sciences. Sheffield science and Education LTD, 2014. – S. 50–54.,

Principles of selection of the component composition of the reagents of complex action // proceedings of the internftional scientific-practical conference «news of modern science – 2014»/volume 20 Ecology geography and biology. Sheffield science and education LTD, 2014. –P. 50-54.]

6 Надиров К.С., Жантасов М.К., Надирова Ж.К., Садырбаева А.С., Кутжанова А.Н., Досмухамбет М.П. Влияние метода гидратации хлопкового масла на выход, свойства и чистоту госсипола // Вестник КазНТ У. – 2014. – №4. – С. 72–76. [Vliyanie metoda gidratacii hlopkovogo masla na vyhod, svojstva i chistotu gossipola // VestnikKazNTU. – 2014. – №4. – S.72–76., The impact of the method of hydration of cottonseed oil on the yield, properties and purity gossypol // Bulletin of KazNTU. – 2014. – No. 4. – P. 72–76.]

7 Голубев В.Г., Надиров К.С., Жантасов М.К. Бондаренко В.П. Количественное определение содержания госсипурпурина при приготовлении бурового раствора // Там же. – С.166– 170. [Kolichestvennoe opredelenie soderzhaniya gossipurpurina pri prigotovlenii burovogo rastvora // Tam zhe. – S.166– 170., Quantitative determination of cassipourea in the preparation of drilling mud // the same place. – P. 166– 170.]

8 NadirovK., Bimbetova G., ZhantasovM., Sadyrbaeda A., Orinbasarov A. Unilization of byproducts of cotton oil processing for obtainigdeemulgators of oil dehydration // Industrial Technology and Engineering. № 2(11)2014.C.27-36.

9 NadirovK.,Ivakhnenko A. Bimbetova G. ZhantasovM. Orinbasarov A. Deemulfierscjm-pound action based on co– products of oil cotton processing//Industrial Technology and Engineering. № 1(14)2015.C.10–17.

10 Надиров К.С., Приходько Н.А., Жантасов М.К., Бимбетова Г.Ж., Орынбасаров А.К., Лю Цинь Цзе. Исследование возможности модификации деэмульгаторов серии «Госсильван» // Научные труды ЮКГУ им. М. Ауэзова, №1 (32). 2015–С.39-42. [Issledovanie vozmozhnosti modifikacii deehmul'gatorov serii «Gossil'van» // Nauchnyetrudy YUKGU im. M. Auehzova, №1 (32). 2015–S.39-42., The study of possible modifications of the demulsifiers of the series «Gosselin» // proceedings SKSU M. Auezov, No. 1 (32). 2015–p. 39-42.]

11 Надиров К.С., Приходько Н.А., Жантасов М.К., Бимбетова Г.Ж., Орынбасаров А.К,. Лю Цинь Цзе. Обоснование и выбор принципиального способа ведения процесса оксиэтилирования жирных кислот госсиполовой смолы // Там же (32).–С.42-46. [Obosnovanie i vybor principial'nogo sposobavedenie processa oksiehtilirovaniya zhirnyh kislot gossipolovoj smoly // Nauchnyetrudy YUKGU im. M. Auehzova. – 2015. – №1 (32).–S.42-46., The rationale for the choice of a fundamental way of doing process of a topping-out CER fatty acids gocciolava tar // proceedings SKSU M.". – 2015. – №1 (32). – P. 42-46.]

12. Месторождения горнорудного сырья Казахстана: справочник / В.В. Кулинич, А.А. Антоненко, А.В Потеха., и др. – Алматы: Министерство экологии и природных ресурсов РК, 2000. – Т. 3. – 233 с.[Mestorozhdeniya gornorudnogo syr'ya Kazahstana. Spravochnik / V.V. Kulinich, A.A. Antonenko, A.V. Potekha, i dr. – Almaty: Ministerstvo ehkologii i prirodnyh resursov RK, 2000. – T. 3. – 233 s., Deposits of mineral raw materials of Kazakhstan. Reference book / V.V. Kulinich, A.A. Antonenko, A.V. Fun, etc. – Almaty: Ministry of ecology and natural resources of Kazakhstan, 2000. – Vol. 3. – 233 p.]

13 Надиров К.С., Жантасов М.К., Бимбетова Г.Ж., Орынбасаров А.К. Разработка аппаратурно-технологического оформления процесса оксиэтилирования жирных кислот госсиполовой смолы // Национальная ассоциация ученых. – Екатеринбург, 2015. №3 (8) –С.160–163.[Razrabotka apparaturno-tekhnologicheskogo oformleniya processa oksiehtilirovaniya zhirnyh kislot gossipolovoj smoly // Nacional'naya associaciya uchenyh. Ezhemesyachnyj zhurnal, №3 (8) Ekaterinburg. 2015.–S.160–163., Develop-

ment of hardware-technological design process of a topping-out CER fatty acids gocciolava tar // national Association of scholars. Monthly magazine, No. 3(8) Ekaterinburg. 2015.–S. 160–163.]

14 Надиров К.С., Бондаренко В.П., Голубев В.Г. Бимбетова Г.Ж., Надирова Ж.К. Садырбаева А.С. Модифицированный буровой раствор // А.с. № 79742 от 05.10. 2012г. [Modificirovannyj burovoj rastvor // A.s. № 79742 ot 05.10.2012 g., A modified drilling mud // A. S. No. 79742 from 05.10.2012.]

15 Надиров К.С., Приходько Н.А., Бимбетова Г.Ж., Жантасов М.К., Орынбасаров А.К. Получение новых веществ и материалов на основе побочных продуктов переработки масла хлопчатника // Проблемы и инновации современного общества: Материалы 7-й научно-практической конференции с международным участием. – Астрахань, 2015. –С.338–341. [Poluchenie novyh veshchestv i materialov naosnove pobochnyh produktov pererabotki masla hlopchatnika // Problemyi innovacii sovremennogo obshchestva.materialy 7-j nauchno-prakticheskо jkonferencii s mezhdunarodnym uchastiem. – Astrahan', 2015 g.–S.338–341., Obtaining new substances and materials based on by-products of processing oil of cotton // Problems and innovation of modern society. materials of 7–th scientific-practical conference with international participation. – Astrakhan, 2015–p. 338–341.]

16 Nadirov K., Ivakhnenko A, Bimbetova G., ZhantasovM., Karbozova G. Influence of wollastonite and Gossipoladditivies on the polymer coronoelectric properties // Industrial technology and engeineering, №3 (15), 2015, pp. 44-51.

17 Bondarenko V., Nadirov K.,Nifontov Yu., Dzhusenov A. Layered nonuniform formation model research of properties of well-killing fluids // Industrial technology and engeineering, №3 (15), 2015, pp. 15-21.

18 Надиров К.С., Есимхан Б.К., Сакыбаев Б.А., Бидасов Ж.М. Новые эффективные материалы для нефтегазовой отрасли с использованием отработанных отбельных глин масложировой промышленности // Труды международной научно-практической конференции «Сто конкретных шагов. Современное государство для всех» – стратегический путь индустриально-инновационного развития страны». – Шымкент: ЮКГУ им. М.Ауэзова, 2015. – С. 204–208. [Novye ehffektivnye materialy dlya neftegazovoj otrasli s ispol'zovaniem otrabotannyh otbel'nyh glin maslozhirovoj promyshlennosti // Trudy mezhdunarodnoj nauchno-prakticheskoj konferencii «Sto konkretnyh shagov. Sovremennoe gosudarstvo dlya vsekh» – strategicheskij put' industrial'no-innovacionnogo razvitiya strany». –SHymkent: YUKGU im. M. Auehzova, 2015. – S. 204–208., New effective materials for the oil and gas industry with the use of spent bleaching clays for oil industry // Proceedings of international scientific-practical conference "one Hundred concrete steps. The modern state for all" is a strategic way of industrial–innovative development of the country." –Shymkent: SKSU M. Auezov, 2015. – S. 204-208.]

19 Nadirov K., Bimbetova G.Zh., Zhantasov M.K., Kolesnikov A.S., Sadyrbaeva A.S., Orynbasarov A.K., Kutzhanova A.N., Turemuratov R.S., Botabaev N.E., Zhantasova D. Examination of optimal parameters if oxi-ethylation of tatty acids with a wife to obtaining demulsifiers for deliguefaction in the sestem of skimming and treatment oil f method to obtain demusifier from fatty acids // ChimicaOggi – Chemistry Today – vol. 34(1) January / February 2016. – C.72-77.

20 Кавецкий Г.Д. Процессы и аппараты пищевой технологии: 2–е изд., перераб.–М.: Колос,–1999– 551с. [Processyiapparatypishchevojtekhnologii: 2–e izd., pererab.–M.: Kolos.–1999– 551s., Processes and devices of food technology: 2nd ed. revised–M.: Kolos.–1999– 551c.]

НЕТЕРМИЧЕСКИЕ ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИЕ ТЕХНОЛОГИИ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ЗАЛЕЖЕЙ ВЫСОКОВЯЗКИХ НЕФТЕЙ

Л.К. АЛТУНИНА[1] – докт. техн. наук, профессор, заслуженный деятель науки РФ, заведующая лабораторией коллоидной химии нефти, директор

В.А. КУВШИНОВ – канд. хим. наук, ведущий научный сотрудник
И.В. КУВШИНОВ – ведущий программист

Федеральное государственное бюджетное учреждение науки
«Институт химии нефти СО РАН»,
634055, Российская Федерация, г. Томск, пр-т Академический, 4

Для увеличения нефтеотдачи и интенсификации разработки залежей тяжелых, высоковязких нефтей с низкой пластовой температурой без паротеплового воздействия предложены «холодные» физико-химические технологии с применением гелей, золей и нефтевытесняющих композиций с регулируемой вязкостью и щелочностью, имеющих низкую температуру замерзания (минус 20 ÷ минус 60°С). Представлены результаты опытно-промышленных испытаний технологий в 2014–2015 гг. на опытных участках пермокарбоновой залежи Усинского месторождения, разрабатываемых на естественном режиме. Установлены увеличение дебитов по нефти и интенсификация разработки. Технологии показали высокую эффективность и были рекомендованы к промышленному применению. Промышленное использование новых технологий позволит продлить рентабельную эксплуатацию месторождений, находящихся на поздней стадии разработки, и вовлечь в разработку месторождения с трудно извлекаемыми запасами, в том числе залежи тяжелых, высоковязких нефтей.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: *тяжелые высоковязкие нефти, увеличение нефтеотдачи, физико-химические технологии, гели, золи, нефтевытесняющие композиции, ПАВ, полиол, комплексные соедининия, опытно-промышленные испытания, реагентоциклика, пермокарбоновая залежь, Усинское месторождение*

[1] Автор для переписки. E-mail:alk@ipc.tsc.ru

ТҰТҚЫРЛЫҒЫ ЖОҒАРЫ МҰНАЙ КЕНІШТЕРІНІҢ МҰНАЙ БЕРГІШТІГІН АРТТЫРУДЫҢ ТЕРМИЯЛЫҚ ЕМЕС ФИЗИКА-ХИМИЯЛЫҚ ТЕХНОЛОГИЯЛАРЫ

Л.К. АЛТУНИНА[1] – техн. ғыл. докт., профессор, РФ ғылымына еңбек сіңірген қайраткер, мұнайдағы коллоидты химия зертханасының меңгерушісі, директоры
В.А. КУВШИНОВ – хим. ғыл. канд., жетекші ғылыми қызметкер
И.В. КУВШИНОВ – жетекші бағдарламашы

Федералды мемлекеттік бюджетті ғылыми мекеме
РҒА СБ Мұнай химиясы институты 634055,
Ресей Федерациясы, Томск қ., пр-т Академический, 4

Төмен температуралы қабаттары бар ауыр, тұтқырлығы жоғары мұнай кеніштерінің мұнай бергіштігін бу-жылу әсерінсіз арттыру үшін және өндіруді қарқындандыру үшін қату температурасы төмен (минус 20 ÷ минус 60 оС), тұтқырлығы мен сілтілігін реттеуге болатын гель, золь және мұнай ығыстырғыш композицияларын қолдану арқылы жүретін «суық» физика-химиялық технологияларұсынылды. 2014–2015 жылдары жүргізілген табиғи режимде өндірілетін Усинск кен орнының пермокарбонды кенішінің сынақ учаскелеріндегі тәжірибелік-өндірістік сынықтардың нәтижелері келтірілді. Мұнай бойынша дебиттің және өндіру қарқынының артқаны анықталды. Технологиялар жоғары тиімділікті көрсетті және өнеркәсіптік қолданысқа ұсынылды. Жаңа технологияларды өнеркәсіпте қолдану - өндірудің ақтық сатысында тұрған кен орындардың рентабельдік эксплуатациясын ұзартуға және қиын өндірілетін қоры бар, оның ішінде ауыр, тұтқырлығы жоғары мұнайлар кеніштерін өндіруге мүмкіндік береді.

КТІРЕК СӨЗДЕР: *ауыр тұтқырлығы жоғары мұнайлар,мұнай бергіштікті арттыру, физика-химиялық технологиялар, гельдер, зольдар, мұнай ығыстырғыш композициялар, БАЗ, полиол, комплексті қосылыстар, тәжірибелік-өндірістік сынықтар, реагентоциклика, пермокарбонды кеніш, Усинск кен орны.*

NONTHERMAL PHYSICAL AND CHEMICAL TECHNOLOGIES ENHANCED OIL RECOVERY OF HIGH-VISCOSITY OIL DEPOSITS

L. K. ALTUNINA[1] – Doctor of Technical Sciences, Professor, honoured science worker of the RF, head of the laboratory of colloid oil chemistry, Director
V. A. KUVSHINOV – Cand. Chem. (PhD), leading scientific worker
I. V. KUVSHINOV – lead programmer

Federal state budgetary institution of science, the Institute
of petroleum chemistry of the Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences,
4, Academic ave., 634055, Tomsk, Russian Federation

For enhanced oil recovery and intensification of development of heavy, high-viscosity oil with low formation temperature without thermal-stream treatment, it is proposed "cold" physic and chemical technology using gels, sols and oil-displacing compositions with controlled viscosity and alkalinity with low freezing temperature (minus 20 to minus 60° C). It is presented the results of experimental-industrial testing technologies in 2014-2015 on experimental plots of Permian-Carboniferous deposits of Usinsk oil field, developed in standard mode. It was set the increase

of oil production and development intensification. Technologies have shown high efficiency and have been recommended for industrial applications. Industrial use of new technologies will extend oil fields profitable exploitation, which are at the late stage of development, and to engage to fields development with hard recoverable reserves, including oil fields of heavy, high-viscosity oil.

KEYWORDS: *heavy high viscosity oil, recovery increase, physic and chemical technology, gels, sols, oil-displacing compositions , surfactants, poliological complex compounds, pilot testing, reagent cycling, Permo-Carboniferous deposit, Usinsk oilfield.*

В последние годы тяжелые, высоковязкие нефти рассматриваются в качестве основного резерва мировой добычи нефти, что определяет актуальность научно-исследовательских работ по формированию новых подходов к решению проблем их извлечения. В настоящее время самыми распространенными методами увеличения нефтеотдачи на месторождениях тяжелой, высоковязкой нефти являются тепловые методы – вытеснение нефти паром, циклическая закачка пара в пласт и гравитационное дренирование при закачке пара [1, 2]. Паротепловое воздействие является хотя и эффективной, но технологически сложной и высокозатратной системой разработки. Это обстоятельство стимулирует развитие альтернативных, нетепловых методов. К ним относятся так называемые «холодные технологии», осуществление которых не требует термического, теплового воздействия на пласт. В «холодных» технологиях возможно использование различных принципов воздействия на высоковязкую нефть и породу-коллектор: закачка в пласт смешивающихся с нефтью легких газообразных или жидких углеводородов, в частности процесс Vapex; закачка жидких композиционных систем, переводящих нефть в состояние низковязкой прямой эмульсии или растворяющих породу; виброволновое и микробиологическое воздействия, влияющие на фазовое состояние и реологию пластовых флюидов. Используется также «холодный» процесс добычи тяжелой нефти из слабосцементированной песчаной породы коллектора в виде смеси с разрушенной породой.

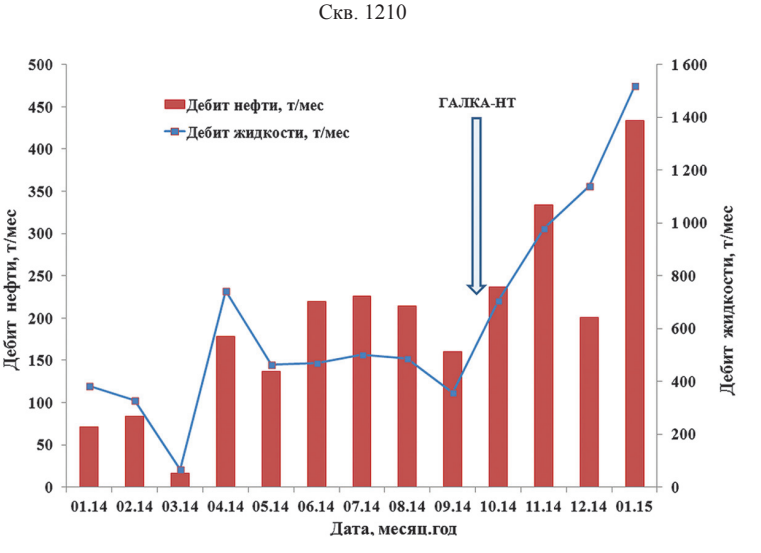
В Институте химии нефти (ИХН) СО РАН ведется разработка новых нетермических физико-химических методов, «холодных» технологий увеличения нефтеотдачи залежей высоковязких нефтей, основанных на закачке в пласт геле-, золеобразующих и нефтевытесняющих композиций с регулируемой вязкостью и щелочностью, которые совместимы с пластовыми водами высокой минерализации, имеют низкую температуру замерзания (минус 20÷минус 60°С), экологически безопасны и экономически эффективны. В 2014–2015 гг. проводились лабораторные исследования и промысловые испытания «холодных» технологий с применением указанных композиций на опытных участках пермокарбоновой залежи Усинского месторождения, разрабатываемых на естественном режиме при 20–23°С без теплового воздействия.

Неорганическая геле- и золеобразующая композиция

Для увеличения нефтеотдачи залежей высоковязких нефтей с низкой пластовой температурой без паротеплового воздействия предложены различные варианты

осуществления «холодной» технологии с применением неорганической геле- и золеобразующей композиции на основе системы «соль алюминия – карбамид – вода» (композиция ГАЛКА-НТ): создание непосредственно в пласте подвижного экрана с регулируемой вязкостью, градиентная закачка и покомпонентная закачка композиции. Твердая товарная форма композиции ГАЛКА-НТ растворяется в воде любой минерализации и образует раствор с низкой вязкостью, как у воды. Низкая температура застывания растворов композиции позволяет применять ее в зимних условиях. Непосредственно в пласте через определенное время в зависимости от концентрации (разбавления) происходит генерация золей или гелей с авторегулируемой вязкостью [3–6]. Изменяя концентрацию компонентов в композиции, можно получить как свободнодисперсную подвижную вязкую систему (золь), так и связно-дисперсную неподвижную систему (гель). «Холодные» технологии с применением неорганической геле- и золеобразующей композиции ГАЛКА-НТ повышают нефтеотдачу за счет увеличения охвата пласта заводнением и ограничения водопритока добывающих скважин.

В сентябре-октябре 2014 г. проведена апробация технологии увеличения нефтеотдачи, интенсификации добычи нефти и ограничения водопритока с применением неорганической золеобразующей композиции ГАЛКА-НТ на пермокарбоновой залежи высоковязкой нефти Усинского месторождения, на участке, разрабатываемом на естественном режиме, без паротеплового воздействия. Проведена закачка золеобразующей композиции в три малодебитные добывающие скважины в объеме от 40 до 120 м^3. Применение композиции, образующей золь непосредственно в пласте, для холодной обработки малодебитных добывающих скважин дало существенное увеличение дебита нефти – в 2,1–4,8 раза. На *рисунке 1* представлена реакция на закачку композиции двух тестовых скважин. По итогам четырех месяцев после обработки дополнительная добыча нефти составила 70–400 т на скважину; эффект продолжается.



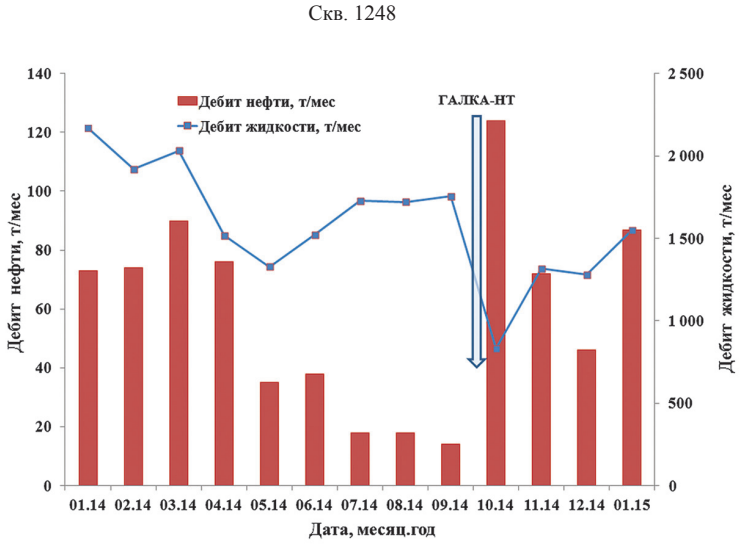


Рисунок 1 – Прирост дебита по нефти после закачки в 2014 г. неорганической золеобразующей композиции ГАЛКА-НТ в малодебитные добывающие скважины 1248 и 1210 на участке пермокарбоновой залежи Усинского месторождения, разрабатываемом на естественном режиме

Полимерная гелеобразующая композиция для ограничения прорыва газа и воды

В ИХН СО РАН разработана технология ограничения прорыва газа и воды в добывающих скважинах гелеобразующей композицией ПСБ на основе водорастворимого полимера, аддукта неорганической кислоты и многоатомного спирта, генерирующей в пласте гель при пластовых температурах. Образующиеся в пласте гели блокируют прорывы воды и газа, что приводит к повышению эффективности работы скважин и увеличению добычи нефти.

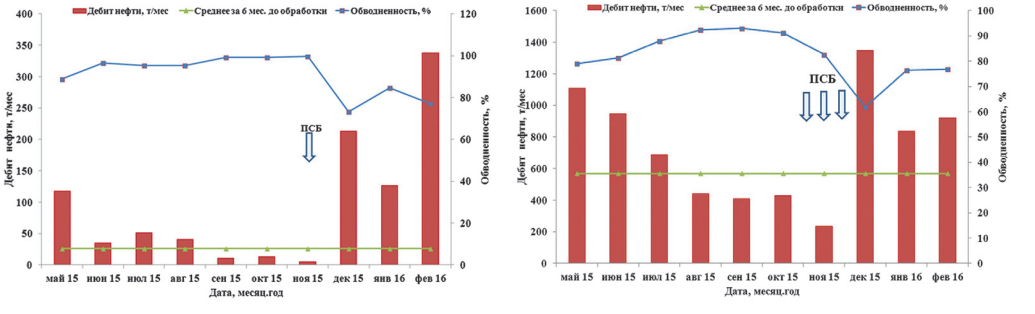
Технология заключается в нагнетании в добывающие скважины чередующихся оторочек водных растворов гелеобразующей композиций ПСБ: гелеобразователя *(раствор 1)* и сшивателя *(раствор 2)*, способных образовывать гели непосредственно в пластовых условиях. При чередующейся закачке растворов в результате их смешения непосредственно в пласте образуется объемный гель, блокирующий прорывы газа и воды. В композициях ПСБ используется полимер с верхней критической температурой растворения – поливиниловый спирт (ПВС), пленки которого имеют наиболее низкую газопроницаемость из промышленных полимеров. Технология направлена на повышение эффективности работы скважин за счет ограничения прорыва газа и воды, увеличения дебитов по нефти и по жидкости.

Технология применима в широком интервале температур (0–50°С) и минерализации пластовых вод, на нефтяных месторождениях с терригенными и карбонатными

коллекторами, для трещиноватых, высоконеоднородных пластов, в различных геолого-физических условиях и на разных стадиях разработки месторождений, в частности в условиях пермокарбоновой залежи высоковязкой нефти Усинского месторождения.

Основные особенности композиции ПСБ: хорошая адгезия к породе пласта, низкая газопроницаемость (высокий градиент давления прорыва газа); возможность всесезонного применения с использованием стандартной нефтепромысловой техники, безопасность для человека и окружающей среды, высокая технологическая и экономическая эффективность. Преимуществом композиций ПСБ является технологичность применения в зимних условиях в районах Севера, она не вызывает коррозию нефтепромыслового оборудования.

Первые промысловые испытания проведены в конце 2015 г. ООО «ОСК» в ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз» ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» на пяти добывающих скважинах пермокарбоновой залежи Усинского месторождения. В каждую скважину было закачано 96 м^3 композиции ПСБ, по 48 м^3 раствора полимера со структурообразователем и сшивателя. В среднем по обработанным ПСБ скважинам отмечено снижение обводненности, и дебитов по жидкости, а также увеличение добычи нефти, *(рисунок 2)*. Дополнительная добыча нефти за три месяца после обработки составила в среднем 280 т на скважину; эффект продолжается.



а б

Рисунок 2 – Результаты опытно-промышленных работ в области ограничения водопритока с применением композиции ПСБ: а – на скв. 7160; б – суммарно по пяти добывающим скважинам пермокарбоновой залежи Усинского месторождения

Щелочная нефтевытесняющая композиция с регулируемой вязкостью и щелочностью

В ИХН СО РАН для увеличения нефтеотдачи месторождений с различными геолого-физическими условиями, в том числе залежей высоковязких нефтей, разработаны нефтевытесняющие композиции с регулируемой вязкостью и щелочностью на основе ПАВ, щелочной неорганической буферной системы и многоатомного спирта (композиции ИХН-ПРО), имеющие низкую температуру

замерзания (минус 20 ÷ минус 60°С). Композиции имеют низкое межфазное натяжение на границе с нефтью, их плотность можно регулировать в пределах 1,1–1,3 кг/м^3, вязкость – десятки – сотни Па·с. Композиции применимы при естественном режиме разработки залежей высоковязких нефтей. Высокая нефтевытесняющая способность, совместимость с минерализованными пластовыми водами, снижение набухаемости глин приводят к доотмыву остаточной нефти как из высокопроницаемых, так и из низкопроницаемых зон пласта. Кроме того, закачка подвижных оторочек композиции ИХН-ПРО с регулируемой вязкостью в нагнетательные скважины может приводить к выравниванию подвижностей вытесняющего агента и нефти, снижению вязкостной неустойчивости фронта вытеснения, выравниванию фронта вытеснения, ограничению прорывов вытесняющего агента в добывающие скважины, увеличению коэффициента охвата пластов воздействием.

Кроме закачки композиций на основе ПАВ в нагнетательные скважины для увеличения нефтеотдачи залежей высоковязких нефтей без теплового воздействия предлагается реагентоциклика (аналогично пароциклике). В добывающую скважину закачиваются оторочка композиции ПАВ, затем вода для продвижения оторочки по пласту, после этого проводится выдержка 7–14 сут (аналогично пропитке при пароциклике) и затем скважина запускается в работу. Добыча нефти ведется в виде маловязкой прямой эмульсии. После окончания добычи нефти в скважине в первом цикле проводится следующий цикл – закачка чередующихся оторочек композиции ПАВ и воды, как и в первом цикле, выдержка и затем добыча нефти из скважины. В результате добыча нефти увеливается как из высокопроницаемых, так и из низкопроницаемых частей пласта.

Разработанные композиции ИХН-ПРО на основе ПАВ, щелочной буферной системы и полиола могут быть использованы для увеличения нефтеотдачи залежей высоковязких нефтей, не охваченных тепловым воздействием, либо путем закачки в нагнетательные скважины на различных стадиях разработки, в том числе и совместно с гелеобразующими композициями, либо путем закачки в добывающие скважины методом реагентоциклики.

Для увеличения дебитов низкопродуктивных добывающих скважин по нефти и жидкости пермокарбоновой залежи Усинского месторождения без паротеплового воздействия в 2014 г. проведены опытно-промышленные работы (ОПР) с применением композиции ИХН-ПРО. С 30.08. по 27.09. 2014 г. ООО «ОСК» выполнена закачка композиции ИХН-ПРО в пять добывающих скважин. Объем закачки композиции составлял 24–45,5 м^3. После закачки композиции ИХН-ПРО увеличились дебиты и по нефти, и по жидкости *(рисунок 3)*. Эффект продолжался в течение 15 мес. Дополнительная добыча нефти по пяти скважинам составила ~8 000 т, или 1 600 т/скв. По результатам за 15 мес. средний дебит по нефти для одной скважины до обработки составлял 63 т/мес., после 185 т/мес. (прирост 122 т/мес. на скважину) *(рисунок 3, г)*. По результатам проведенных работ технология применения композиции ИХН-ПРО для увеличения дебитов низкопродуктивных добывающих скважин была рекомендована к промышленному применению.

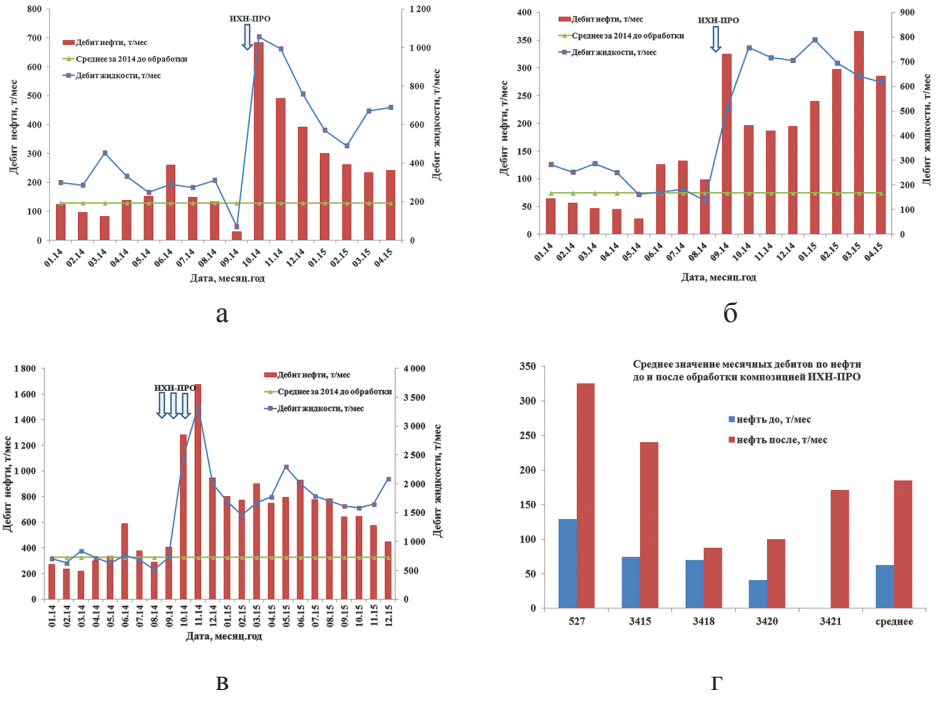


Рисунок 3 – Увеличение дебитов по нефти и по жидкости в результате обработки призабойной зоны низкопродуктивных добывающих скважин пермокарбоновой залежи Усинского месторождения щелочной нефтевытесняющей композицией ИХН-ПРО: а – скв. 527; б – скв. 3415; в, г – суммарно по пяти добывающим скважинам

Кислотная нефтевытесняющая композиция пролонгированного действия

Для повышения нефтеотдачи и интенсификации добычи нефти за счет увеличения проницаемости пород коллектора и продуктивности добывающих скважин в ИХН СО РАН разработана кислотная нефтевытесняющая композиция пролонгированного действия на основе ПАВ, аддукта неорганической кислоты и многоатомного спирта (композиция ГБК). Композиция совместима с минерализованными пластовыми водами, имеет низкую температуру замерзания (минус 20 ÷ минус 60°С), низкое межфазное натяжение на границе с нефтью. Композиция применима в широком интервале температур – от 10 до 130°С, наиболее эффективна в карбонатных коллекторах, в частности пермокарбоновой залежи Усинского месторождения. Композиция обладает замедленной реакцией с карбонатными породами, предотвращает образование в пористой среде нерастворимых продуктов реакции кислоты, оказывает обезвоживающее действие, восстанавливает исходную проницаемость коллектора.

В 2014 г. на участках пермокарбоновой залежи Усинского месторождения, разрабатываемых на естественном режиме, без паротеплового воздействия проведены опытно-промышленные работы с применением кислотной композиции ГБК для увеличения нефтеотдачи и интенсификации добычи нефти. С 29.05.2014 г.

по 26.07.2014 г. ООО «ОСК» выполнена закачка композиции в десять низкопродуктивных добывающих скважин. Объем закачки композиции составлял 30-50 м^3, объем концентрата композиции ГБК – 9–15 м^3. На рисунке 4 в качестве примера представлены результаты закачки кислотной композиции ГБКпролонгированного действия в две низкопродуктивные добывающие скважины за весь доступный для наблюдения период после обработки – 19 месяцев, а также суммарно по десяти добывающим скважинам.После закачки композиции увеличились дебиты по нефти на 5,5–14,8 т/сут. по жидкости – на 15–25 м^3/сут. Эффект продолжался в течение 19 мес., дополнительная добыча нефти по десяти скважинам составила ~20 000 т, или 2 000 т/скв. По результатам за 19 мес. средний дебит по нефти для одной скважины до обработки составлял 80 т/мес, после – 185 т/мес. (прирост 105 т/мес. на скважину) *(рисунок 4,г)*.

По результатам проведенных работ технология применения кислотной композиции ГБК пролонгированного действия для повышения нефтеотдачи и интенсификации добычи нефти за счет увеличения проницаемости пород коллектора и продуктивности низкопродуктивных добывающих скважин была рекомендована к промышленному применению.

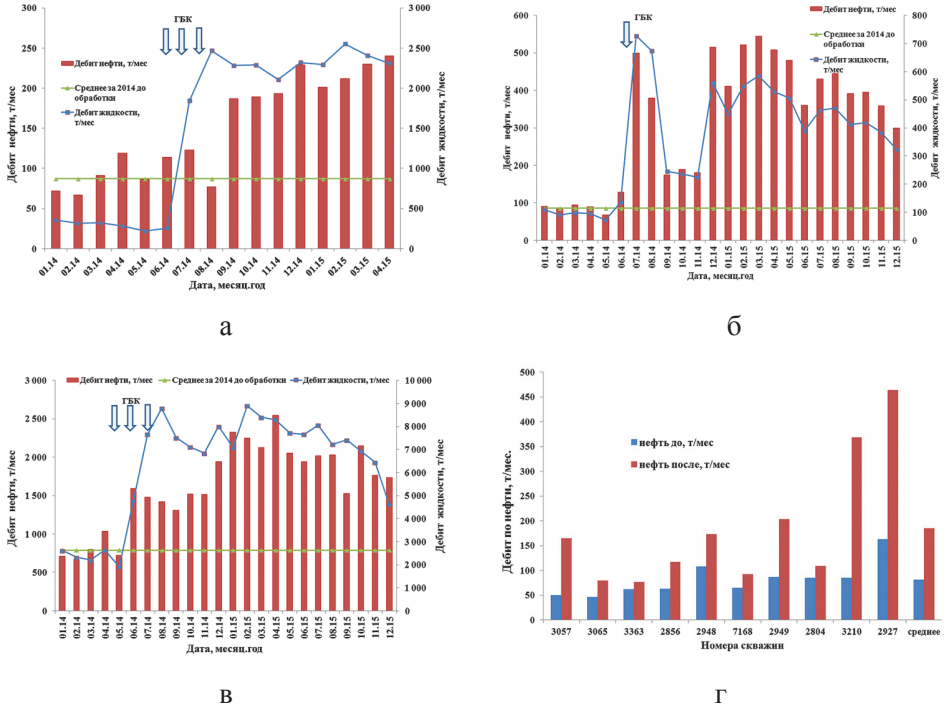


Рисунок 4 – Увеличение дебитов по нефти и по жидкости после закачки кислотной композиции ГБК пролонгированного действия в низкопродуктивные добывающие скважины пермокарбоновой залежи Усинского месторождения: а – скв. 2949; б – скв.3057; в, г – суммарно по десяти добывающим скважинам

Таким образом, созданы новые «холодные» физико-химические технологии увеличения нефтеотдачи залежей высоковязких нефтей без паротеплового воздействия, увеличивающие коэффициент нефтевытеснения при одновременной интенсификации разработки. Опытно-промышленные испытания на пермокарбоновой залежи Усинского месторождения показали их высокую эффективность. Масштабное промышленное применение новых технологий позволит продлить рентабельную эксплуатацию месторождений, находящихся на поздней стадии разработки, вовлечь в разработку месторождения с трудно извлекаемыми запасами, в том числе залежи высоковязких нефтей, будет способствовать развитию нефтедобывающей промышленности, расширению ее топливно-энергетической базы.

Работа выполнена при финансовой поддержке Министерства образования и науки РФ по Соглашению о предоставлении субсидии №14.607.21.0022 от 05.06.2014, уникальный идентификатор – RFMEFI60714X0022 в рамках ФЦП «Исследования и разработки по приоритетным направлениям развития научно-технологического комплекса России на 2014–2020 годы» по приоритетному направлению «Рациональное природопользование».

ЛИТЕРАТУРА / REFERENCE

1. Burger J.Sourieau P. and Combarnous M. [1984] Recuperation assistee du petrole les methodesthermiques.Technip, Paris, 1984.
2. СургучевМ.Л., ГорбуновА.Т., ЗабродинД.П., ЗискинЕ.А. и Малютина Г.С. Методы извлечения остаточной нефти, Недра, 1991. [Metody izvlecheniya ostatochnoj nefti, Nedra, 1991, Methods of extraction of residual naphtha –: Subsoil, 1991.]
3. Altunina L.K. and Kuvshinov V.A. Physicochemical methods for enhanced oil recovery from oil fields (review)// Russian Chemical Reviews.–2007.–Vol.76 (10),–P.971-987
4. Altunina L.K. and Kuvshinov V.A.Improved oil recovery of high-viscosity oil pools with physicochemical methods at thermal-steam treatments // Oil&Gas Science and Technology. –2008. – 63(1), – P. 37-48
5. Altunina L.K., Kuvshinov V.A., Chertenkov M.V. and Ursegov S.O. Integrated IOR technologies for heavy oil pools Abstract Book of the 21st World Petroleum Congress– Moscow, (Russia), –2014. – P.10.
6. Altunina L.K. Pilot tests of new EOR technologies for heavy oil reservoirs / L.K. Altunina, V.A. Kuvshinov, I.V. Kuvshinov, M.V. Chertenkov, S.O. Ursegov // Proceedings of SPE Russian Petroleum Conf. Moscow, Oct. 26-28, 2015. – Paper 176703-MS. – 15 p.

ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ РАЗРАБОТКИ ПРИПОВЕРХНОСТНЫХ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ ЗАПАДНОГО ТЕХАСА*

АЛЕКС БАРАК[1] – президент

АНАТОЛИЙ БАЖАЛ – академик Украинской нефтегазовой академии, главный научный консультант.

GALEX Energy Corporation
3033 Chimney Rock Road, suite 605
Houston, TX 77056

Крупнейшие нефтяные бассейны Западного Техаса, относящиеся к геологическим провинциям Мексиканского залива и Пермского бассейна, такие, как Делавэр, Мидлэнд, Вал Верде, Керр, широко известны.

Поднятия Ллано, Централ, Педернал и другие, относящиеся к Пермскому бассейну, одному из старейших в США с точки зрения разработки, недавно получили новый импульс развития в связи с подтвержденными гигантскими запасами сланцевой нефти *(рисунок 1)*.

Относительно новые бассейны провинции Игл Форд получили известность в связи с широким применением технологии мультиступенчатого гидроразрыва для добычи газа и нефти из сланцевых коллекторов.

Приурочена к этим бассейнам и аккумуляция нефти в вышележащих отложениях преимущественно мелового возраста, расположенных на малых глубинах. Эти скопления нефти образовались в результате как природной, так и техногенной миграции нефти из более глубоко залегающих нефтематеринских пород палеозойского возраста.

*По просьбе редакции журнала авторы данной статьи делятся новым опытом научно-технологического решения разработки неглубокозалегающих пластов природных битумов и высоковязких нефтей. Актуальность этой публикации очевидна, так как подобных месторождений в мире предостаточно, в том числе и в Республике Казахстан. (Прим. гл. ред.)

Суммарные геологические запасы таких залежей могут достигать гигантских размеров, измеряемых сотнями миллионов, миллиардами и даже десятками миллиардов баррелей. Аккумуляция нефти, как правило, происходит в зонах повышенной пористости, например в руслах и дельтах палеорек, в локальных поднятиях, раздробленных карбонатных образованиях мелких водоемов мелового возраста, солянокупольных структурах, зонах микровулканической активности и др.

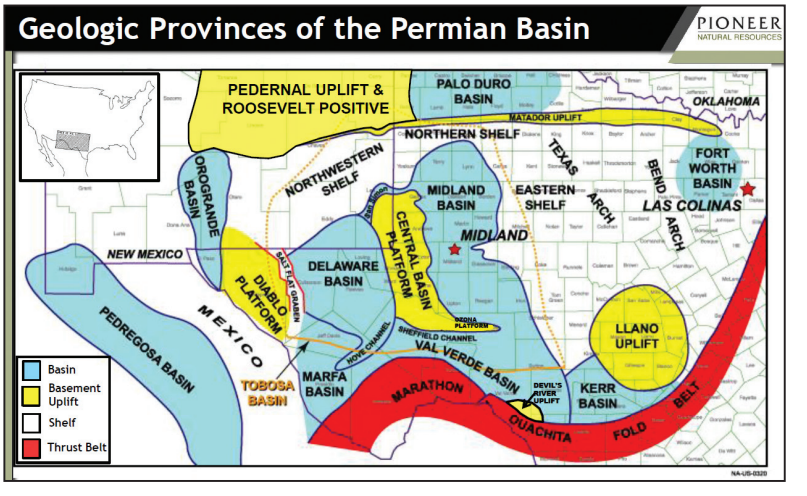


Рисунок 1 – Нефтяные районы Пермского бассейна

О наличии таких залежей известно с начала прошлого века. Промышленная разработка их велась только в зонах выхода нефти на дневную поверхность в виде битума.

Многочисленные попытки скважинной разработки залежей успеха, как правило, не имели и к широкому развитию не привели.

Проблемы нефтеизвлечения, подготовки и транспортировки имеют исключительно геолого-технологическую природу. Нефть малых глубин, часто не имеющая надежного экрана, является деградировавшей, высокоокисленной, тяжелой, высоковязкой и высокосернистой, залегает в низкотемпературных условиях, обладает дефицитом пластовой энергии. Все перечисленное обуславливает проблемы ее дренирования в пластовых условиях и сложность извлечения общепринятыми в индустрии технологиями.

Термические методы извлечения, разработанные для Канадских нефтяных песков, объективно затратны и зачастую неприменимы для рассматриваемых условий. Кроме того, высоковязкая нефть, добытая тепловыми методами, требует дополнительных усилий и затрат по поддержанию температуры при ее подготовке, очистке и транспортировке, что накладывает дополнительные требования к инфраструктуре и существенно удорожает процесс.

[1]Автор для переписки. E-mail: alex.barak5@gmail.com

Обилие легкодоступной нефти и традиционно высокие прибыли нефтедобычи на протяжении длительного времени никак не стимулировали развитие эффективных технологий добычи тяжелой и высоковязкой нефти в Западном Техасе. Только в последнее время из-за резкого падения мировых цен на сырую нефть и возникших в связи с этим перспектив резкого сокращения добычи за счет остановки дорогостоящих проектов возникла потребность в низкозатратных технологиях эффективной добычи нефти взамен дорогостоящей сланцевой.

Месторождение Вордлоу расположено в центральной части достаточно крупного геологического бассейна Вал Верде, для которого характерны аналогичные условия приповерхностной аккумуляции нефти. Бассейн Вал Верде занимает территорию порядка 1000 квадратных миль и покрывает значительные части кантонов Эдвардс, Вал-Верде, Саттон и Крокетт. О наличии нефти в пластах мелового возраста в этом районе известно очень давно, но ввиду отсутствия коммерческого интереса, связанного с проблемами нефтеизвлечения, поиски нефти здесь велись бессистемно.

На *рисунке 2* отображены примерные границы аккумуляции нефти Вал Верде Шаллоу Ойл.

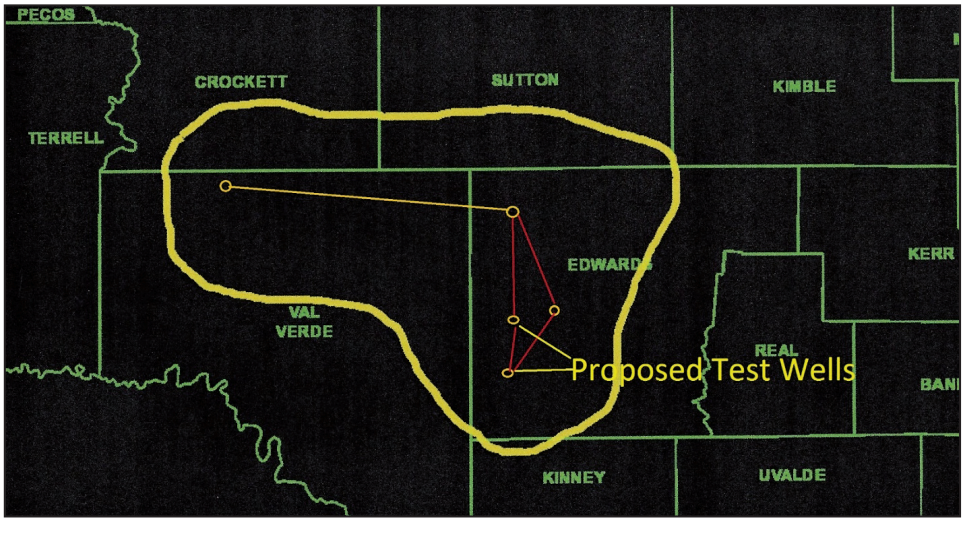


Рисунок 2 – Распространение аккумуляции приповерхностной нефти Вал Верде Шаллоу Ойл в поднятой части бассейна Вал Верде

Очевидно, что аккумуляция нефти в рассматриваемом районе имеет непосредственное отношение к Пермскому нефтяному бассейну, занимающему территорию значительной части штатов Техас и Нью Мексико.

На территории Пермского бассейна имеется еще несколько подобных аккумуляций как природной, так и техногенной миграции. Нефть аккумулирована в пластах меловой группы вплоть до карбонатных отложений Глен Роуз. Эти отложения имеют сплошное и обширное простирание и, поскольку известняки и доломиты

Глен Роуз являются гидрофильными, есть предположение, что они послужили барьером, ограничившим миграцию нефти к поверхности.

Глен Роуз в основном известен как горизонт, содержащий пресную воду, и является зачастую единственным источником пресной воды для множественных охотничьих и животноводческих ранчо этой части Техаса.

Вода имеется далеко не везде, и поисками ее местное население занимается с очень давних времен. Собственно, эти поиски и привели к открытию нефтяных отложений, расположенных в нижележащих горизонтах.

В регионе бытует распространенное мнение о том, что в отличие от воды нефть вскрывается практически всеми скважинами, пробуренными ниже водоносного пласта карбонатных отложений Глен Роуз. Однако, поскольку системные исследования в этом направлении не проводились, это мнение требует подтверждения. В случае его подтверждения перспективные геологические ресурсы бассейна Вал Верде могут быть оценены в магнитуде 8–12 млрд баррелей нефти. На *рисунке 3* отображены корреляции двух скважин по профилю север – юг и четырех скважин по профилю восток – запад.

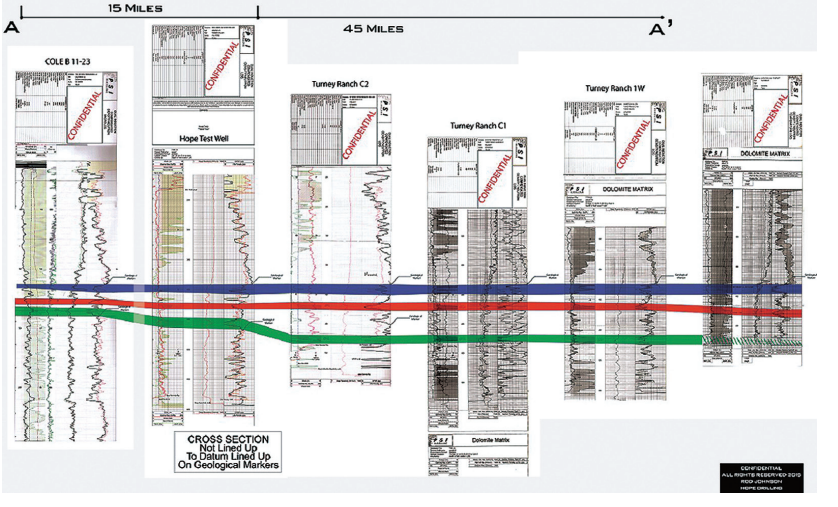


Рисунок 3 – Корреляция нефтяных пластов, в скрытых скважинами на двух профилях

Имеется ряд характерных особенностей залегания нефти, обусловливающих проблемы ее эффективной добычи. В первую очередь это колоссальный дефицит пластовой энергии. За исключением отдельных скважин, в подавляющем большинстве случаев статический уровень нефти в свободном состоянии не поднимается выше 200 футов от поверхности при глубине кровли вскрытия порядка 260 футов (80 м).

Естественно, что общепринятыми в индустрии методами создания депрессии путем снижения уровня жидкости в затрубье никаких значимых условий для отбора нефти из прискважинной зоны пласта создать невозможно. Для этой

цели необходимо предусматривать искусственные механизмы создания глубокой депрессии на пласт, вплоть до значительных отрицательных величин.

Понятно, что даже тщательно спланированный и профессионально реализованный этот механизм способен лишь решить задачу отбора нефти непосредственно из скважины и из прискважинной зоны – так называемой «зоны накопления». Задачу же создания пластовой энергии, обеспечивающей дренирование нефти внутри массива, этот механизм решить не в состоянии.

Проблема усугубляется литологическими, петрофизическими и минералогическими особенностями вмещающих и облекающих пород, а также физико-химическими свойствами нефти, о чем упоминалось выше.

На протяжении более семидесяти лет и по настоящее время предпринимались многочисленные попытки нахождения эффективных решений добычи нефти из залегающих на малых глубинах меловых отложений (доломиты и песчаники) бассейна Вал Верде. Практически все известные и подтвержденные в мире технологии добычи нефти, залегающей на малой глубине, в том числе технологии добычи тяжелой и высоковязкой нефти, работающие в Калифорнии, Канаде, Венесуэле и России, были опробованы в этом регионе, но успехов не имели.

Следовательно, ключ к решению проблемы разработки нефтяных залежей бассейна лежит в создании принципиально новых подходов и технологических решений.

Компания ACCORD GR Energy, Inc. была образована в сентябре 2015 г. как нефтедобывающая компания США в целях коммерческой реализации технологий GALEX Energy Corporation. (www.galexenergy.com).

В июле-августе 2016 г. произошло слияние компании ACCORD GR Energy и Канадской публичной компании MCW Energy Group (www.mcwenergygroup.com), торгующейся на биржах TSX, Toronto и OTC, New York. В результате слияния MCW стала владельцем более 50% акций компании ACCORD.

В ноябре 2015 г. компания ACCORD подписала контракт на приобретение месторождения нефти Вордлоу и прилегающего блока в кантоне Эдвардс размером 7 тыс. акров с перспективными геологическими ресурсами, по подсчетам независимой консалтинговой компании J.R. Butler & Company, 168,7 млн баррелей нефти. Нефть месторождения тяжелая, безводная, с удельным весом +/-0,95 и вязкая, с глубиной залегания 75–80 м.

Нефтенасыщенная порода подсчетного горизонта – брекчиевидный доломит, мелкодисперсный песчаник. Пластовое давление порядка 3 кг/см^2, что обуславливает дефицит пластового давления 60% к нормальному.

Ниже, примерно до глубины 270 м, отмечается чередование глин, нефтенасыщенных песчаников и сланцев, однако ресурсы нефти в них не подсчитаны.

О наличии нефти в горизонте было известно с начала XX в., промышленное же освоение месторождения началось в 1947 г. К 1989 г. было пробурено порядка 200 скважин сеткой 30×100 м. Средний входной дебит на скважину составлял 3-10 барр./сут., а по отдельным скважинам до 100 барр./сут.

В течение 6–10 недель дебиты интенсивно снижались до 0,1–3,0 барр./сут. Далее снижение продолжалось более плавно, вплоть до перехода в накопительный режим. За все годы эксплуатации было добыто суммарно порядка 100 000 барр. нефти. Максимальный КИН по отдельным участкам достигнут, по нашим оценкам, на уровне 6–8%. При этом скважины были выработаны до полного истощения. На момент приобретения месторождения оно было остановлено и не эксплуатировалось по причине убыточности.

В процессе принятия решения о приобретении актива было сделано предположение о том, что добытая за годы эксплуатации нефть являлась трещинной, т.е. изначально содержащейся в трещинах между отдельностями брекчиевидного доломита и песчаника. Такая нефть может быть легко извлечена вытеснением закачиваемыми агентами, например, газом, водой, воздухом и т.д. При этом нефть, содержащаяся в порах матрицы массива, при продвижении агента по трещинам остается неподвижной из-за дефицита порового давления.

Анализ керна, представленный в отчетах, подтвердил факт нефтенасыщенности матрицы массива на уровне +/-55% и пористости в диапазоне 12–29% при проницаемости на уровне долей или единиц мДа. Таким образом, были получены свидетельства того, что при высокой пористости межпоровые трещины в матрице отсутствуют либо являются «залеченными» известняком или глиной.

В комплексную задачу команды GALEX и ACCORD входило:

а) подтвердить наличие нефти в выработанном участке месторождения;

б) создать объемную проницаемость в матрице массива;

в) оценить добычные возможности скважин в условиях новой проницаемости;

г) разработать механизм перемещения нефти из пор матрицы в каналы и трещины массива и дальнейшего ее извлечения;

д) создать механизм интенсивного дренирования нефти в межскважинном пространстве и массиве в целом;

е) оценить технико-экономические параметры добычи для заложения в модель разработки месторождения;

ж) осуществить двух-трехмесячную эксплуатацию опытного участка с установившимся дебитом.

Для решения поставленной задачи был выбран наиболее истощенный опытный участок, разработан двухэтапный процесс технологического воздействия на пласт и изготовлено опытное оборудование, адаптированное к техническим условиям проекта.

На первом этапе требовалось создать новую проницаемость матрицы пилотного участка массива посредством ее дилатантного разуплотнения и образования объемной сетки микротрещин на участке воздействия. Для этой цели была использована технология волнового воздействия SWEPT.

До начала волнового воздействия из скважин была откачана вся накопившаяся за период длительной остановки нефть. Для этой цели была применена технология *huff-and-puff*, состоящая из циклической закачки воздуха в пласт

с набором давления и после непродолжительной паузы под давлением быстрый сброс давления и откачка нефти при помощи аэролифта или штангового насоса.

После откачки накопленной нефти и замеров предварительных суточных дебитов скважин специалисты перешли непосредственно к волновым обработкам в течение двух недель. После двухнедельного периодического воздействия была проведена оценка полученных результатов. На *рисунке 4* отображен весь цикл описанного процесса.

Для чистоты эксперимента и получения достоверных сравнительных результатов для добычи была применена та же технология, что и при подготовке к воздействию.

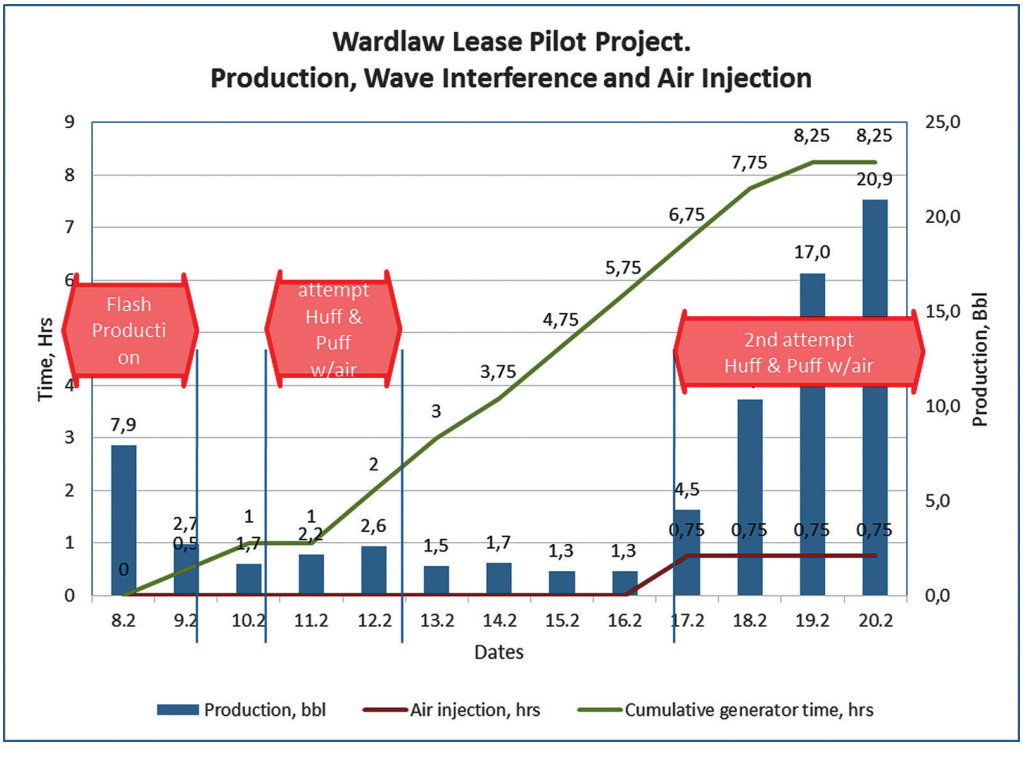


Рисунок 4 – Показатели работы скважин до и после воздействия SWEPT

Скважины пилотного участка, полностью истощенные многолетней эксплуатацией и находящиеся в непосредственной близости к скважинам волнового воздействия, продемонстрировали значительные добычные возможности и тем самым подтвердили наличие в матрице массива нефти и возможности ее извлечения. Было достигнуто дилатантное разуплотнение матрицы за счет создания микротрещинной сетки, и нефть изолированных пор матрицы была вовлечена в общую систему нефтеотдачи. Добычные возможности скважин при этом были подтверждены на уровне 10–25 барр./сут. при наличии пластовой энергии *(рисунок 5)*.

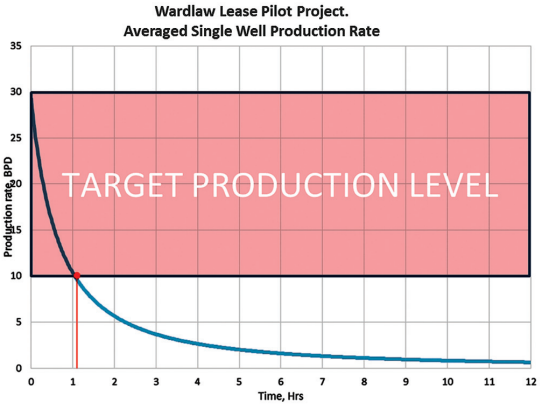


Рисунок 5 – Кривая зависимости дебита скважины от давления нагнетания

Рисунок 6 – Генератор SWEPT на скважине Вордлоу

Таким образом, задача первого этапа проекта, состоявшая в создании матричной проницаемости, была успешно решена. Нефтяной горизонт пилотного участка массива приобрел новую проницаемость, следовательно, подтвердились возможности нефтеизвлечения. Были получены все основания для вывода, что результаты успешного завершения второго этапа пилотного проекта, а именно добычные возможности скважин, КИН, экономические параметры разработки залежи, подтвердят высокую эффективность разработки месторождения при любых рыночных ценах на нефть.

На *рисунке 6* представлена фотография волнового генератора SWEPT, установленного на одной из скважин воздействия. Волновое воздей-

ствие осуществлялось инкрементно с вариацией режимов для подбора волнового согласования на всех границах перехода сред.

Задача второго этапа пилотного проекта – создание избыточной пластовой энергии на пилотном участке массива, компенсация дефицита порового давления и образование условий для интенсивного дренажа нефти в направлениях пора-канал – скважина – устье скважины. Эта задача решается при помощи комплекса технологий, в основе которых лежат технологии SWEPT и S-BRPT

Рисунок 7 – Сдвоенная 5-точечная схема расположения скважин 2-го этапа пилотного проекта

На *рисунке 7* отображена принципиальная схема комплексного воздействия и отработки при сдвоенной 5-точечной ячейке скважин. Зеленым цветом обозначены откачные скважины, в которых одновременно с отработкой проводится волновое воздействие с постепенным расширением и с одновременным увеличением степени трещинности зон дилатантного разуплотнения матрицы массива и вовлечение ранее изолированных пор в процесс нефтеотдачи.

Волны конфигурируются таким образом, чтобы вектор потока был направлен в сторону откачной скважины. Управление потоком дренирования жидкости по пласту, как было отмечено выше, является одной из важных составляющих комплексной технологии.

Красным и розовым цветами изображены соответственно скважины и зоны воздействия технологии S-BRPT. Эти скважины решают задачу создания пластовой энергии для вытеснения нефти из зон как трещинной, так и кавернозной пористости и достижения максимального КИН.

В дальнейшем методика разработки месторождения может совершенствоваться с применением технологий совместно-раздельной эксплуатации пластов, горизонтального мультилатерального бурения и других прогрессивных технологий и достижений последнего времени.

Второй этап подтверждения эффективности технологии является скорее инженерно-технической, нежели научной задачей. В регионе работ, как отмечалось выше, накоплен богатый опыт опробования различных технологий воздействия на пласт, связанных с вытеснением пластового флюида. Были получены обнадеживающие результаты по многократному увеличению дебитов скважин.

Эффект, как уже упоминалось, носил непродолжительный характер в связи с тем, что извлекалась только трещинная нефть, поскольку предварительно не была решена проблема создания объемной проницаемости матрицы массива.

Доля трещинной нефти в общем балансе запасов составляет 5-15%, поэтому ресурс конкретной скважины быстро иссякал и она ликвидировалась. Тем не менее все необходимые геолого-технические параметры, вся прочая информация, требуемая для расчетов воздействия, была собрана, систематизирована и интерпретирована.

Таким образом, задача второго этапа сводится к инженерному планированию и профессиональной реализации плана.

Ключевым достижением команды GALEX/ACCORD является именно решение проблемы создания проницаемости матрицы массива. Решив проблему вытеснения нефти из порового пространства матрицы, ACCORD рассчитывает достичь КИН залежи на уровне 60% и выше.

Экономика разработки месторождения Вордлоу и аналогичных месторождений в бассейне Вал Верде Шаллоу Ойл выглядит многообещающе. Малая глубина залегания обеспечивает низкие капитальные затраты на бурение и обустройство даже при густой сетке скважин. По оценкам компании, себестоимость нефти с учетом всех затрат не превысит 10 долл. за баррель, что делает проект исключительно конкурентоспособным.

В ближайшие планы компании ACCORD помимо интенсивной разработки месторождения Вордлоу входит расширение ресурсной базы за счет приобретения прав недропользования в бассейнах Вал Верде Шаллоу Ойл, Маверик Хэви Ойл, Асфалт Ридж и других в штатах Техас и Юта. Для этой цели планируется инвестировать более 200 млн долл.

В лаборатории GALEX наряду с технологиями SWEPT и S-BRPT для добычи высоковязких нефтей и природных битумов, в том числе залегающих на малых глубинах, на стадии готовности к полевым испытаниям находится следующие технологии:

- S-SHOT, позволяющая без гидроразрывов осваивать залежи сланцевых углеводородов;
- SWIT, позволяющая кардинально снизить водоприток при добыче высоковязких нефтей; технология впервые успешно опробована в Казахстане на месторождении Кенбай, участок Молдабек Восточный, и с тех пор была значительно усовершенствована;
- SISG, позволяющая синтезировать на месте залегания с последующей их добычей жидкие и газообразные углеводороды из углей;
- ряд других технологий как из нефтегазовой отрасли, так и из других областей, в том числе и из области производства возобновляемых источников энергии (SWEM).

***

Дополнительную информацию по вопросам деятельности компаний ACCORD GR Energy, Inc. и GALEX Energy Corporation, а также по вопросам инвестиций можно получить на сайте www.galexenergy.com, а также по адресам: info@galexenergy.com; ambarak@accord.energy; alex.barak5@gmail.com

УДК 316.925

НАПРЯЖЕНИЯ В ТРУБОПРОВОДЕ В ПЕРЕХОДНЫХ ЗОНАХ

П.В. КЛИМОВ[1] – докт. тех. наук, академик Международной инженерной академии, советник ген директора

К.М. ГУМИРОВ[2] – докт. техн наук, профессор, зав. сектором надежности трубопроводных систем

М.А. АБДУЛОВ[3] – директор филиала

[1]АО «КазТрансГаз»
010000, Республика Казахстан, г. Астана, р. Есиль, 36

[2]ООО «Институт проблем транспорта энергоресурсов»
450055, Республика Башкортостан, г. Уфа, пр. Октября, 144/3

[3]«Инженерно-технический центр» (АО ИЦА)
090005, Республика Казахстан, г. Уральск, Промзона, Желаево, 1

Методом математического моделирования с учетом взаимодействия грунта с подземной трубой исследованы закономерности формирования напряженно−деформированного состояния подземных трубопроводов в приграничных зонах воздушных переходов. Реакция грунта на продольное смещение грунта описана моделью Прандтля−Кулона. Получены аналитические выражения для состояния трубы при упругом взаимодействии трубы и грунта, а также разработан алгоритм расчетов с учетом пластического сдвига трубы в грунте. Алгоритм позволяет определять границы пластического и упругого сдвига трубы относительно грунта, а также находить распределение напряжений вдоль трубопровода при разных сочетаниях исходных параметров: характеристик трубы,

[1]Автор для переписки. E-mail: pavelv.k@mail.ru

грунта, температурно-силовых условий. Разработанная расчетная методика полезна при комплексном изучении напряженно-деформированного состояния воздушного и прилегающих подземных участков с учетом конструктивных особенностей трубопровода (наличия опор и компенсаторов) и взаимодействия с грунтом.

Алгоритм дает возможность учитывать и ряд сложных эффектов взаимодействия с грунтом, в том числе эффект срыва, который заключается в том, что сопротивление грунта после начала пластического движения существенно снижается по сравнению с предельным сопротивлением в упругой стадии.

Для демонстрации метода рассмотрен ряд задач, которые показали эффективность разработанного алгоритма и позволили обнаружить ряд ранее неизвестных закономерностей.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: *трубопровод, воздушный переход, приграничная зона, реакция грунта, смещение трубы, деформации, напряжения, моделирование, уравнения равновесия.*

АУЫСПАЛЫ АЙМАҚТАҒЫ ҚҰБЫРЛАРДАҒЫ ҚАУЫРТТЫЛЫҚ

П.В. КЛИМОВ – техн. ғыл.докт., Халақ аралық инженерлік академиясының академигі, Бас директор кеңесшісі
К.М. ГУМИРОВ – техн. ғыл. докт., профессор, құбырлық жүйе сенімділігі секторының меңгерушісі
М.А. АБДУЛОВ – директор

[1]АО «КазТрансГаз»
010000, ҚазақстанРеспубликасы, Астана қ., Есіл өзені, 36

[2]ООО «Энергоресурстар тасымалдау мәселелері институт»
450055, БашкортостанРеспубликасы, Уфа қ., Октябрьпр., 144/3

[3]«Инженерлік-техникалық Орталық» (ИТО АО)
090005, ҚазақстанРеспубликасы, Орал қ.,Промзона, Желаево, 1

Грунттың жер асты құбырларымен өзара байланысын ескере отырып, математикалық үлгілеу әдісімен, ауа қабатына алмасу аймағы кезіндегі жер асты құбырларының қауырттылық-деформациялану қалпының түзілу заңдылықтары зерттелді. Грунттың ұзына бойлы ығысуына грунт реакциясы Прандтль-Кулон үлгісімен сипатталды. Құбыр мен грунттың қатты әсерлесуі кезіндегі құбыр қалпы үшін аналитикалық теңдеулер алынды, сонымен қатар грунттағы иілмелік ығысуды ескере отырып, алгоритм есептемелері жасалды. Алгоритм грунтқа қатысты иімділік пен серпімділіктің шекарасын анықтауға мүмкіндік береді, сонымен бірге бастапқы параметрлердің: құбыр, грунт сипаттарының, температура-күш жағдайының әртүрлі қатынасы кезіндегі құбыр бойымен түскен қауырттылықтың таралуын табады. Жасалған есептеу әдістемесі құбырлардың конструкциялық ерекшеліктерін (тіректер және компенсаторлар болуын) және грунтпен байланысын ескере отырып, ауа қабатының және сол араға жататын

жер асты учаскесінің қауырттылық-деформациялану қалпын кешенді зерттеу кезінде пайдалы болып табылады.

Алгоритм грунтпен әрекеттесудің бірқатар күрделі әсерін, соның ішінде серпімді сатыда шекті кедергімен салыстырғанда, иімділік қозғалысы басталғаннан кейінгі грунт кедергісінің біршама азаятыны салдарынан болатын орындалмай қалу әсерін есепке алуға мүмкіндік береді.

Әдіс демонстрациясы үшін жасалған алгоритмдердің тиімділігін көрсететін бірнеше мәселелер қарастырылдыжәне бұрын белгісіз болған бірқатар заңдылықтарды анықтауға мүмкіндік болды.

ТІРЕК СӨЗДЕР: *құбыр, ауаға ауысу, ауыспалы аймақ, грунт реакциясы, құбыр ығысуы, деформациялар, қауыртпалық, үлгілеу, тепе-теңдік теңдеуі.*

STRESSES IN THE TRANSITIONAL ZONES OF PIPELINES

P.V. KLIMOV – Doctor of Engineering Science, Academician of the International Engineering Academy, adviser to the General Director
K.M. GUMIROV – Doctor of Engineering Science, Professor, head of the sector of reliability of pipeline systems
M.A. ABDULOV – Director

[1]KazTransGas JSC
36, Esil district, Astana, Republic of Kazakhstan, 010000

[2]Institute of Energy Resources Transportation Problems (IPTER) LLC
144/3, October avenue, Ufa city, Republic of Bashkortostan, 450055

[3]Engineering and Technical Center JSC
1, Zhelaevo, Industrial zone, Uralsk city, Republic of Kazakhstan, 090005

Regularities in the formation of the stressed-deformed state of underground pipelines in the near-boundary areas of aerial crossings have been studied by the method of mathematical modelling with consideration of interaction of soil with underground pipe. Reaction of soil to the longitudinal displacement of pipeline is described by the Prandtl-Coulomb model. Analytical expressions have been obtained for the state of the pipe under the elastic interaction of the pipe and soil, and also calculation algorithm with consideration of plastic shear of pipe in the ground has been formulated. The algorithm allows determining boundaries of the plastic and elastic shear of the pipe relative to the soil, and also determining the stress distribution along the pipeline with different combinations of input parameters: characteristics of pipe and soil, temperature and stress conditions.

The developed calculation method is useful for the comprehensive study of the stressed-deformed state of the aerial and adjacent underground sections with consideration of design specifics of the pipeline (presence of pipeline supports and compensators), and interaction with the soil.

The algorithm makes it possible to take into account a series of complex effects of interactions with the soil, including disruption effect, which is that the resistance of the soil after the beginning

of plastic displacement is significantly reduced as compared with the ultimate strength in the elastic phase.

To demonstrate the method a number of issues was handled, which have shown the effectiveness of the developed algorithm and have revealed a number of previously unknown patterns.

KEYWORDS: *pipeline, aerial crossing, near-boundary zones, reaction of soil, pipe displacement, deformations, stress, modelling, and equilibrium equations.*

На магистральных нефте- и газопроводах имеется много мест, где трубопровод выходит из грунта на поверхность, например на переходах через реки и балки. В этих местах трубопровод неизбежно будет перемещаться относительно грунта под воздействием изменяющихся нагрузок и температуры. В свою очередь, эти перемещения будут влиять на работоспособность перехода, на его прочность, устойчивость, ресурс. Поэтому необходимо более подробно исследовать закономерности формирования полей перемещений, деформаций и напряжений в переходных зонах.

Отметим, что предпринято много попыток построения расчетных методов; некоторые из них вошли в учебники по трубопроводному транспорту и в нормативные документы [1–6]. Однако практика показывает, что существующие методы не отличаются высокой точностью. Нами поставлена задача на основе анализа известных методов предложить новые, учитывающие все основные факторы: свойства грунта, действующие силы, температурные изменения.

На *рисунке 1* приведена расчетная схема простейшего случая, когда трубопровод прямолинейный, грунт однородный, сила N направлена по оси трубы. Требуется найти перемещение трубы по оси x и соответствующее распределение напряжений. Рассмотрим несколько задач по мере усложнения.

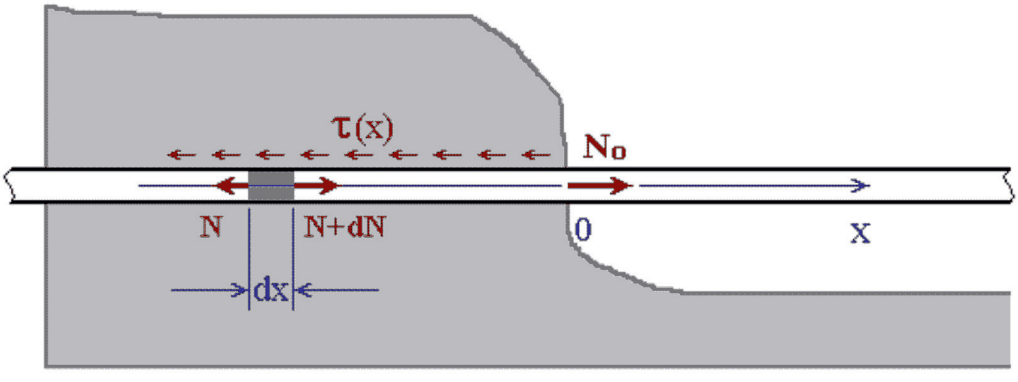


Рисунок 1– Расчетная схема продольного перемещения трубы на границе подземного участка

Задача 1. Грунт однородный и упругий. Это означает, что реакция грунта на продольное смещение трубы выражается формулой

$$\tau(x) = -k \cdot u(x), \tag{1}$$

где $\tau(x)$ – интенсивность касательных напряжений между трубой и грунтом; $\tau(x)$ – продольное перемещение трубы относительно грунта; k – коэффициент постели грунта на сдвиг.

Уравнение равновесия элемента трубы длиной dx имеет вид

$$dN(x) + \pi D \tau(x) \cdot dx = 0. \tag{2}$$

В простейшем случае осевая сила N связана с осевыми напряжениями, деформациями и перемещениями следующей формулой:

$$N = F \cdot \sigma = F E \varepsilon = F E \frac{du(x)}{dx}. \tag{3}$$

При условии, что однородны не только грунт, но и сама труба

$(F, E, D = \text{const})$, получим $F E \dfrac{d^2u(x)}{dx^2} - \pi D k\, u(x) = 0$

или $$\frac{d^2u(x)}{dx^2} - \beta^2 u(x) = 0; \qquad \beta = \sqrt{\frac{\pi D k}{F E}}. \tag{4}$$

Общее решение этого однородного дифференциального уравнения второго порядка имеет вид

$$u = C_1 \cdot \exp(\beta x) + C_2 \cdot \exp(-\beta x). \tag{5}$$

Коэффициенты C_1 и C_2 находятся из граничных условий:

1. С удалением от границы вглубь грунта перемещения затухают;

$\lim_{x \to -\infty} u(x) = 0$; отсюда следует, что $C_2 = 0$.

2. На границе перехода осевая сила равна N_0. Она задается непосредственно либо определяется через осевые напряжения σ_0. Отсюда получим

$$F E \left.\frac{du}{dx}\right|_{x=0} = N_0; \qquad \frac{du}{dx} = C_1 \cdot \beta \exp(\beta x); \qquad \frac{N_0}{F E} = C_1 \cdot \sqrt{\frac{\pi D k}{F E}};$$

$$C_1 = \frac{N_0}{F E} \sqrt{\frac{F E}{\pi D k}} = \frac{N_0}{\sqrt{\pi F E D k}}.$$

Таким образом, решения для перемещений u, а также для касательных напряжений на поверхности трубопровода τ, осевых деформаций и напряжения в стенке трубы ε и σ, осевой силы N в данном случае будут иметь следующий окончательный вид:

$$
\left.
\begin{aligned}
u &= \frac{N_0}{\sqrt{\pi F E D k}} \cdot \exp(\beta x);\\
\tau(x) &= -k \cdot u(x) = -N_0 \sqrt{\frac{k}{\pi E F D}} \cdot \exp(\beta x);\\
\varepsilon &= \frac{du}{dx} = \frac{N_0}{FE} \cdot \exp(\beta x);\\
\sigma &= E\varepsilon = \frac{N_0}{F} \cdot \exp(\beta x);\\
N &= F\sigma = N_0 \cdot \exp(\beta x), \qquad \text{где} \qquad \beta = \sqrt{\frac{\pi D k}{F E}}.
\end{aligned}
\right\} \qquad (6)
$$

В учебной литературе приводятся следующие данные для коэффициента постели грунтов при сдвиге:

Грунт	k_u, Н/см^3
Песок средней плотности	8
Супесь	5
Суглинок	4
Глина тугопластичная	2
Глина мягкопластичная	1,5
Торф сухой	0,5
Торф влажный	1

Однако эти данные не учитывают давление грунта и, следовательно, глубину трубопровода в грунте.

Задача 2. Под влиянием температурного эффекта в трубопроводе появляются термонапряжения. Остальные условия те же, что и в задаче 1.

Здесь необходимо учесть, что осевые деформации N складываются под воздействием двух факторов: осевой силы N и изменения температуры ΔT по отношению к начальному состоянию:

$$\varepsilon = \frac{du}{dx} = \frac{N}{FE} + \alpha \Delta T. \qquad (7)$$

Отсюда получим следующее выражение для осевой силы N:

$$N = FE\left(\frac{du}{dx} - \alpha \Delta T\right). \qquad (8)$$

Уравнение равновесия элемента трубы имеет тот же вид (2).

Подставим в него выражения для N и касательных напряжений τ из выражения (1):

$$d\left[F E\left(\frac{du}{dx}-\alpha\Delta T\right)\right]-\pi D k u\cdot dx=0.$$

В случае однородного грунта, трубы и температурных условий (F, E, D, α, ΔT = const) получим то же уравнение (4). Его общее решение имеет вид (5).

Для определения коэффициентов C_1 и C_2 используем аналогичные граничные условия и получим

$$C_2=0;\qquad C_1=\frac{1}{\beta}\cdot\left(\frac{N_0}{F E}+\alpha\Delta T\right).$$

Таким образом, в данном случае распределение искомых величин соответствует формулам

$$\left.\begin{aligned}
&u=\left(\frac{N_0+\Delta N}{\sqrt{\pi F E D k}}\right)\cdot\exp(\beta x),\qquad \text{где}\quad \Delta N=F E\alpha\Delta T;\\
&\tau(x)=-k\cdot u(x)=-(N_0+\Delta N)\sqrt{\frac{k}{\pi E F D}}\cdot\exp(\beta x);\\
&\varepsilon=\frac{du}{dx}=\frac{(N_0+\Delta N)}{FE}\cdot\exp(\beta x);\\
&\sigma=E(\varepsilon-\alpha\Delta T)=\frac{(N_0+\Delta N)}{F}\cdot\exp(\beta x)-\frac{\Delta N}{F};\\
&N=F\sigma=(N_0+\Delta N)\cdot\exp(\beta x)-\Delta N.
\end{aligned}\right\}\qquad (9)$$

Решение данной задачи показывает, что температурный фактор эквивалентен появлению дополнительной осевой силы ΔN = FEαΔT. Этот эффект находит следующее физическое объяснение: при повышении температуры труба стремится удлиниться и за счет этого легче выходит из грунта под действием силы N_0.

Задача 3. Оценить влияние внутреннего рабочего давления в трубопроводе на его продольные перемещения в грунте. Остальные условия те же, что и в задаче 2.

Под действием внутреннего давления P появляются окружные напряжения в стенке труб $\sigma_{окр}=\frac{P(D-2\delta)}{2\delta}$, что, в свою очередь, вызывает дополнительную осевую деформацию $\varepsilon_{oc}=-\frac{\mu\sigma_{окр}}{E}=-\frac{P}{E}\cdot\frac{\mu(D-2\delta)}{2\delta}$. Поэтому при совместном действии осевой силы N, температурного перепада ΔT и давления P деформация трубы в осевом направлении x соответствует формулец

$$\varepsilon=\frac{du}{dx}=\frac{N}{F E}+\alpha\Delta T-\frac{P}{E}\cdot\frac{\mu(D-2\delta)}{2\delta}.\qquad (10)$$

Отсюда получим выражение для осевой силы N:

$$\varepsilon = \frac{du}{dx} = \frac{N}{FE} + \alpha\Delta T - \frac{P}{E}\cdot\frac{\mu(D-2\delta)}{2\delta}. \qquad (11)$$

Далее решение аналогично решению задачи 2, но с новым выражением для осевой силы N – (11) вместо (8). Поэтому дальнейшие выкладки не будем повторять, а приведем лишь окончательный результат:

$$\left.\begin{aligned}
u &= \left(\frac{N_0+\Delta N}{\sqrt{\pi F E D k_u}}\right)\cdot\exp(\beta x);\\
\tau(x) &= -(N_0+\Delta N)\sqrt{\frac{k_u}{\pi E F D}}\cdot\exp(\beta x);\\
\varepsilon_x &= \frac{(N_0+\Delta N)}{FE}\cdot\exp(\beta x);\\
\sigma_x &= \frac{(N_0+\Delta N)}{F}\cdot\exp(\beta x)-\frac{\Delta N}{E};\\
N_x &= (N_0+\Delta N)\cdot\exp(\beta x)-\Delta N;\\
\beta &= \sqrt{\frac{\pi D k_u}{FE}}; \qquad \Delta N = FE\left(\alpha\Delta T - \frac{P}{E}\cdot\frac{\mu(D-2\delta)}{2\delta}\right).
\end{aligned}\right\} \qquad (12)$$

В качественном плане решение (12) совпадает с решением (9), отличие только в выражении дополнительной силы ΔN.

Задача 4. Грунт упругопластичный. После достижения определенного уровня сдвига касательные напряжения на поверхности трубопровода перестают увеличиваться. Зависимость между продольным сдвигом трубы относительно грунта u и касательным напряжением τ удовлетворительно описывается моделью Прандтля – Кулона *(рисунок 2)*.

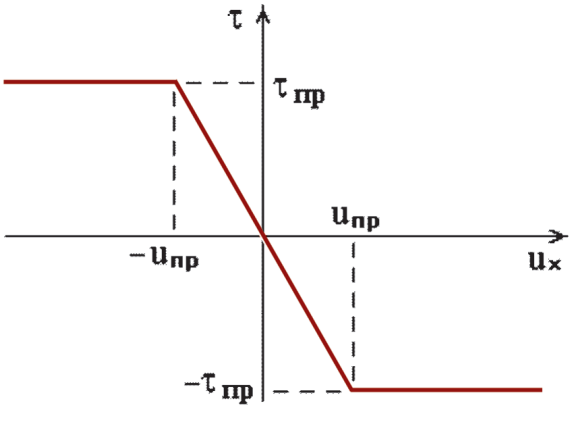


Рисунок 2 –
Зависимость касательных напряжений от продольного сдвига трубопровода согласно модели Прандтля – Кулона

Предельное касательное напряжение $\tau_{пр}$ зависит от давления грунта на поверхность трубы следующим образом

$$\tau_{пр} = \sigma_{гр} \cdot \mathrm{tg}(\varphi) + c, \qquad (13)$$

где φ – угол внутреннего трения грунта; $\sigma_{гр}$ – давление грунта на стенку трубы; c – сцепление грунта.

Данная модель имеет несколько положительных отличий по сравнению с предыдущей упругой моделью, рассмотренной в задачах 1–3:

1) она описывает и упругое, и пластическое сопротивление грунта продольному перемещению трубы;

2) данная модель отражает зависимость сопротивления грунта от глубины заложения трубы через нормальное давление грунта $\sigma_{гр}$;

3) угол внутреннего трения грунта φ имеет четкую физическую природу в соответствии с теорией трения скольжения (*рисунок 3*).

Итак, воспользуемся расчетной схемой в соответствии с рисунком 4, где граница упругой и пластической областей отмечена координатой $x_{пр}$.

Рисунок 3 – Зависимость касательных напряжений от продольного сдвига трубопровода согласно модели Прандтля – Кулона.

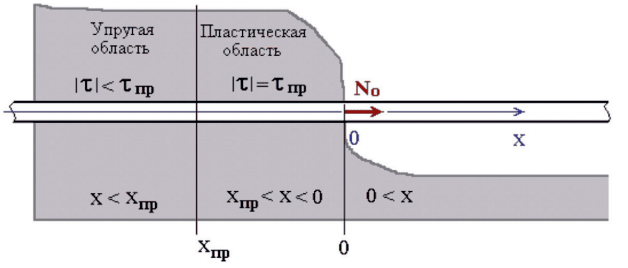


Рисунок 4 – Расчетная схема определения областей упругого и пластического взаимодействия грунта с трубой

Из физики явления следует, что наличие и положение границы $x_{пр}$ зависит от приложенной силы N_0. Если эта сила недостаточна, то пластическая зона не образуется, тогда решение полностью соответствует уравнениям (12).

Допустим, сила N достаточна для образования пластической зоны; $x_{пр} < 0$. Тогда в пластической зоне реакция грунта на продольное смещение трубы выражается в соответствии с *рисунком 2* следующим образом:

$$\left.\begin{array}{lll} \tau(x) = -k \cdot u(x) & \text{при} & -u_{пр} \le u \le +u_{пр}; \\ \tau(x) = -\tau_{пр} & \text{при} & u > +u_{пр}; \\ \tau(x) = +\tau_{пр} & \text{при} & u < -u_{пр}, \end{array}\right\} \quad (14)$$

где $\tau_{пр}$, $u_{пр}$, k – характеристики пластического взаимодействия трубы с грунтом (положительные числа), связаны формулой $u_{пр} = \frac{\tau_{пр}}{k}$.

Из общих уравнений теории упругости следует, что осевая сила в трубопроводе сохраняет вид (11), уравнение равновесия – вид (2).

Рассмотрим сначала пластическую область $x_{пр} < x < 0$. Для этого обратим внимание на особенность, которая важна для получения уравнений состояния.

В случае упругого перемещения реакция грунта (касательные напряжения) автоматически определялась перемещением u как по знаку, так и по величине. В соответствии с формулой $\tau = -k \cdot u$ при движении трубы вправо ($u > 0$) касательное напряжение получается отрицательным, т.е. направленным влево. И наоборот, при движении трубы влево ($u < 0$) касательное напряжение получается положительным, т.е. направленным вправо. Абсолютное значение касательного напряжения также определялось абсолютным значением перемещения. Поэтому не было необходимости рассматривать по отдельности случаи движения влево или вправо; оба случая описывались одними и теми же формулами.

В случае же пластического состояния грунта появляется необходимость рассматривать движения трубы влево и вправо по отдельности, так как реакция грунта в этих случаях описывается разными выражениями ($\tau = +\tau_{пр}$ и $\tau = -\tau_{пр}$). Это приводит к разным решениям. Следовательно, сначала надо определить, в каком направлении будет перемещаться труба при заданных исходных данных, затем выбрать соответствующее решение.

Допустим, труба находится под давлением P при температурном перепаде ΔT, а к правому концу трубы приложена осевая сила N_0. Направление перемещения трубы будет определяться производной $\frac{du}{dx}$. Если знак этой производной положителен, то с увеличением координаты x перемещение u растет, значит, движение трубы происходит в положительном направлении оси x. Из выражения (11) определим

$$\vartheta_0 = \left.\frac{du}{dx}\right|_{x=0} = \frac{N_0}{FE} + \alpha \Delta T - \frac{P}{E} \cdot \frac{\mu(D - 2\delta)}{2\delta}. \quad (15)$$

Величина ϑ_0 похожа на скорость, но имеет другой смысл. Она показывает изменение параметра u не во времени, а по координате x.

Случай $\vartheta_0 > 0$; труба движется вправо по *рисунку 4*.

Подставим в уравнение равновесия (2) осевую силу N по (11), учитывая также, что реакция грунта составляет $\tau_{пр}$ и направлена влево:

$$d\left[FE\left(\frac{du}{dx}-\alpha\Delta T+\frac{P}{E}\cdot\frac{\mu(D-2\delta)}{2\delta}\right)\right]-\pi D\tau_{пр}\cdot dx=0.$$

В случае однородного грунта, трубы и температурно-силовых условий (F, E, D, δ, α, ΔT, P, $\tau_{пр}$ = const) уравнение равновесия имеет вид

$$FE\frac{d^2u(x)}{dx^2}-\pi D\tau_{пр}=0.$$

Решение полученного дифференциального уравнения в пластической области таково:

$$u_{плас}=+\frac{\pi D\tau_{пр}}{2FE}\cdot x^2+C_1\cdot x+C_2. \qquad (16)$$

Здесь C_1, C_2 – неопределенные коэффициенты, которые найдем далее.

В упругой области $x<x_{пр}$ можно воспользоваться решением (12), подставив в нем вместо координаты x смещенную координату $\chi = x - x_{пр}$ (на границе между упругой и пластическими областями $\chi = 0$) и вместо начальной осевой силы N_0 осевую силу $N_{0\,(упр)}$ на переходе $x = x_{пр}$.

$$\left.\begin{aligned}
&u_{упр}=\left(\frac{N_{0\,(упр)}+\Delta N}{\sqrt{\pi FEDk}}\right)\cdot\exp(\beta\chi);\qquad \chi=x-x_{пр};\\
&\tau(x)=-\left(N_{0\,(упр)}+\Delta N\right)\sqrt{\frac{k}{\pi EFD}}\cdot\exp(\beta\chi);\\
&\varepsilon_x=\frac{\left(N_{0\,(упр)}+\Delta N\right)}{FE}\cdot\exp(\beta\chi);\\
&\sigma_x=\frac{\left(N_{0\,(упр)}+\Delta N\right)}{F}\cdot\exp(\beta\chi)-\frac{\Delta N}{F};\\
&N_x=\left(N_{0\,(упр)}+\Delta N\right)\cdot\exp(\beta\chi)-\Delta N;\\
&\beta=\sqrt{\frac{\pi Dk}{FE}};\qquad \Delta N=FE\left(\alpha\Delta T-\frac{P}{E}\cdot\frac{\mu(D-2\delta)}{2\delta}\right).
\end{aligned}\right\} \qquad (17)$$

Итак, получены решения в пластической и упругой областях, однако остались неопределенными значения C_1, C_2, $x_{пр}$, $N_{0(упр)}$. Найдем их из граничных условий и условия непрерывности трубопровода.

1. На границе x = 0 задана осевая сила N_0 (или осевое напряжение σ_0; в таком случае $N_0 = F\sigma_0$). Отсюда получим

$$N_0=FE\left(\left.\frac{du_{плас}}{dx}\right|_{x=0}-\alpha\Delta T+\frac{P}{E}\cdot\frac{\mu(D-2\delta)}{2\delta}\right)=FE\left(C_1-\alpha\Delta T+\frac{P}{E}\cdot\frac{\mu(D-2\delta)}{2\delta}\right);$$

$$C_1=\frac{N_0}{FE}+\alpha\Delta T-\frac{P}{E}\cdot\frac{\mu(D-2\delta)}{2\delta}\quad\text{или}\quad C_1=\frac{N_0+\Delta N}{FE}.$$

2. На переходной границе $x = x_{пр}$ касательное напряжение грунта равно $-\tau_{пр}$. С учетом этого из решения (17) получим при $\chi = x - x_{пр} = 0$

$$\tau_{пр} = \left(N_{0(упр)} + \Delta N\right)\sqrt{\frac{k}{\pi E F D}}; \qquad \boxed{N_{0(упр)} = \tau_{пр}\sqrt{\frac{\pi E F D}{k}} - \Delta N}. \qquad (18)$$

3. В пластической области касательные напряжения постоянны ($\tau = -\tau_{пр}$). Тогда из условия равновесия трубопровода можно записать

$$N_0 - N_{0(упр)} + (x_0 - x_{пр})\pi D(-\tau_{пр}) = 0.$$

Здесь использованы следующие обозначения: x_0 – координата границы «грунт – воздух»; $x_{пр}$ – координата границы «упругость – пластика»; $L = (x_0 - x_{пр})$ – протяженность пластической зоны; в расчетах принято $x = 0$.

Использовав выражение $N_{0(упр)}$ и решив относительно $x_{пр}$, получим

$$x_{пр} = -\frac{N_0 - N_{0(упр)}}{\pi D \tau_{пр}} \quad \text{или} \quad \boxed{x_{пр} = -\frac{N_0 + \Delta N}{\pi D \tau_{пр}} + \sqrt{\frac{EF}{\pi k D}}}. \qquad (19)$$

Если $x_{пр} > 0$, значит пластической зоны нет, все области упругие. Таким образом, величина $x_{пр}$ может служить критерием наличия или отсутствия пластической зоны.

4. На переходной границе $x = x_{пр}$ перемещения должны быть одинаковы справа и слева ($u_{плас} = u_{упр}$):

$$u_{плас} = +\frac{\pi D \tau_{пр}}{2FE}\cdot x_{пр}^2 + \frac{N_0 + \Delta N}{FE}\cdot x_{пр} + C_2;$$

$$u_{упр} = \left(\frac{N_{0(упр)} + \Delta N}{\sqrt{\pi F E D k}}\right)\cdot \exp(\beta \cdot 0) = \left(\frac{N_{0(упр)} + \Delta N}{\sqrt{\pi F E D k}}\right) = \frac{\tau_{пр}}{k};$$

$$C_2 = \frac{\tau_{пр}}{k} - \frac{\pi D \tau_{пр}}{2FE}\cdot x_{пр}^2 - \frac{N_0 + \Delta N}{FE}\cdot x_{пр}.$$

Подставив коэффициенты C_1 и C_2 в (16), получим решение в пластической зоне

$$\boxed{u_{плас} = \frac{\pi D \tau_{пр}}{2FE}\cdot\left(x^2 - x_{пр}^2\right) + \frac{N_0 + \Delta N}{FE}\cdot\left(x - x_{пр}\right) + \frac{\tau_{пр}}{k}}. \qquad (20$$

Случай $\vartheta_0 < 0$; труба движется влево по рисунку 4.

Повторив для этого случая все выкладки, следя при этом за направлениями и знаками, получим решение, отличающееся от предыдущего случая только тем, что параметр $\tau_{пр}$ имеет обратный знак.

Таким образом, рассмотрены оба направления перемещений трубы и получены соответствующие уравнения состояния при условии, что пластическая область существует. Определим диапазоны значений осевой силы N_0, при которых образуется пластическая зона.

Из условия существования пластической зоны $x_{пр} < 0$ и выражений (19) получаются следующие диапазоны. Пластическая зона существует, если

$$N_0 > \tau_{пр}\sqrt{\frac{\pi E F D}{k}} - \Delta N \quad \text{или} \quad N_0 < -\tau_{пр}\sqrt{\frac{\pi E F D}{k}} - \Delta N. \qquad (21)$$

Взаимодействие трубы с грунтом полностью упругое, если

$$-\tau_{пр}\sqrt{\frac{\pi E F D}{k}} - \Delta N < N_0 < \tau_{пр}\sqrt{\frac{\pi E F D}{k}} - \Delta N. \qquad (22)$$

Полученные результаты позволяют построить общий алгоритм расчетов, пригодный для всех случаев.

Рассмотрим пример.

Трубопровод размерами Ø720 × 10 мм находится в суглинистом грунте с коэффициентом постели $k_u = 4Н/см^3 = 4 \cdot 10^6 Н/м^3$ и предельным сопротивлением сдвигу $\tau_{пр}$ = 25 кПа. Характеристики металла труб: модуль упругости металла труб $E = 206 \cdot 10^9$ Па; коэффициент Пуассона $\mu = 0{,}28$; коэффициент линейного теплового расширения металла $\alpha = 0{,}000012$ град $^{-1}$.

Задача решалась с помощью расчетной программы, составленной с использованием полученных выше формул. На *рисунке 5* приведены графики напряженно-деформированного состояния участка трубопровода при одном из сочетаний исходных данных: рабочее давление P = 6,0 МПа; Δ = +50°; σ_0 = +100 МПа. При этом в грунте размер пластической зоны составил $L_{пл}$ = 40,8 м. *максимальный сдвиг трубы* в продольном направлении был равен $u_{max} = u_0 = +2{,}8$ см. Результаты расчетов при некоторых других условиях приведены в *таблице 1*

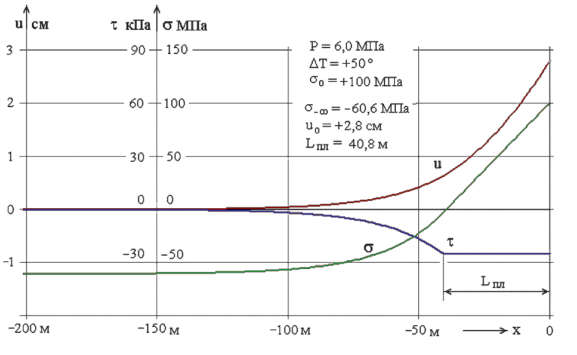


Рисунок 5 – Напряженно-деформированное состояние трубопровода Ø720×10 мм в зоне перехода от воздушного к подземному участку с характеристиками грунта $k_u = 4Н/см^3$ $\tau_{пр} = 25$ кПа

Таблица 1 – Состояние трубопровода Ø720×10 мм в зоне перехода от воздушного участка к подземному

Исходные данные				Результаты расчетов			
P, МПа	ΔT, °C	σ_0, МПа	k, Н/м^3	$\tau_{прк}$, Па	u_0, см	$L_{пл}$, м	$\sigma_{min} \div \sigma_{max}$ МПа
1	2	3	4	5	6	7	8
0	0	–300	$4 \cdot 10^6$	25	– 8,9	95,8	– 300 ÷ 0
0	0	–200	$4 \cdot 10^6$	25	– 4,1	56,3	– 200 ÷ 0
0	0	–100	$4 \cdot 10^6$	25	– 1,3	16,9	– 100 ÷ 0
0	0	+50	$4 \cdot 10^6$	25	+0,5	–	– 50 ÷ 0
0	0	+50	$4 \cdot 10^6$	25	+0,5	–	0 ÷ 50
0	0	+100	$4 \cdot 10^6$	25	+1,3	16,9	0 ÷ 100
0	0	+200	$4 \cdot 10^6$	25	+4,1	56,3	0 ÷ 200
0	0	+300	$4 \cdot 10^6$	25	+8,9	95,8	0 ÷ 300
0	– 50	–300	$4 \cdot 10^6$	25	– 17,5	144,5	– 300 ÷ 123,6
0	– 50	–200	$4 \cdot 10^6$	25	–10,3	105,1	–200÷ 123,6
0	– 50	–100	$4 \cdot 10^6$	25	–5,1	65,6	–100÷ 123,6
0	– 50	0	$4 \cdot 10^6$	25	– 10,3	26,2	0 ÷ 123,6
0	– 20	0	$4 \cdot 10^6$	25	– 0,5	–	0 ÷ 49,4
0	+20	0	$4 \cdot 10^6$	25	+0,5	–	– 49,4 ÷ 0
0	+50	0	$4 \cdot 10^6$	25	+1,8	26,2	– 123,6 ÷ 0
0	+50	+100	$4 \cdot 10^6$	25	+5,1	65,6	– 123,6 ÷ 100
0	+50	+200	$4 \cdot 10^6$	25	+10,3	105,1	– 123,6 ÷ 200
0	+50	+300	$4 \cdot 10^6$	25	+17,5	144,5	– 123,6 ÷ 300
6,0	– 50	–300	$4 \cdot 10^6$	25	– 22,9	169,4	300÷186,6
6,0	– 50	–200	$4 \cdot 10^6$	25	–14,6	130,0	200÷186,6
6,0	– 50	–100	$4 \cdot 10^6$	25	–9,2	90,5	100÷186,6
6,0	– 50	0	$4 \cdot 10^6$	25	– 3,6	51,1	0 ÷ 186,6
6,0	– 50	+100	$4 \cdot 10^6$	25	– 1,0	11,6	100 ÷ 186,6
6,0	– 50	+200	$4 \cdot 10^6$	25	+0,14	–	186,6 ÷ 200
6,0	– 50	+300	$1 \cdot 10^6$	25	+1,5	22,2	186,6 ÷ 300
6,0	+10	+100	$4 \cdot 10^6$	25	+1,4	–	38,2 ÷ 100
6,0	+10	+100	$2 \cdot 10^6$	25	+0,9	–	38,2 ÷ 100
6,0	+10	+100	$4 \cdot 10^6$	25	+0,7	1,8	38,2 ÷ 100
6,0	+10	+100	$8 \cdot 10^6$	25	+0,5	8,4	38,2 ÷ 100
6,0	+10	+100	$2 \cdot 10^6$	1	+9,1	576	38,2 ÷ 100
6,0	+10	+100	$2 \cdot 10^6$	2	+4,6	272	38,2 ÷ 100

Продолжение таблицы 1

1	2	3	4	5	6	7	8
6,0	+10	+100	$2 \cdot 10^6$	5	+1,9	89,8	38,2 ÷ 100
6,0	+10	+100	$2 \cdot 10^6$	10	+1,2	29,0	38,2 ÷ 100
6,0	+10	+100	$2 \cdot 10^6$	20	+1,0	–	38,2 ÷ 100
6,0	+10	+100	$2 \cdot 10^6$	30	+1,0	–	38,2 ÷ 100
6,0	+10	+100	$2 \cdot 10^6$	50	+1,0	–	38,2 ÷ 100

Полученные результаты демонстрируют некоторые важные закономерности. В рассмотренном диапазоне исходных данных P = (0÷6,0) МПа, ΔT=(–50º÷+50º), σ_0 = (–300 ÷ +300) МПа продольный сдвиг трубы относительно грунта может достигать значений в пределах u_0=(–22,9÷+17,5) см; при этом зона пластического сдвига L в нормальных грунтах может составлять более 100 м, в слабых грунтах – нескольких сотен метров. Эти величины (u_0, L) одинаково сильно чувствительны ко всем исходным данным. Зависимости практически невозможно выразить эмпирическими формулами, поэтому рекомендуется пользоваться расчетной программой по предложенному алгоритму.

Данный алгоритм позволяет учитывать и ряд других эффектов, в том числе эффект срыва, который заключается в том, что сопротивление грунта после начала пластического движения существенно снижается по сравнению с предельным сопротивлением в упругой стадии. На *рисунке 6* сопоставлены три случая, отличающиеся только предельными сопротивлениями грунта. Видно, что по мере снижения сопротивления грунта перемещения трубы распространяются все дальше от границы перехода и увеличиваются по абсолютной величине.

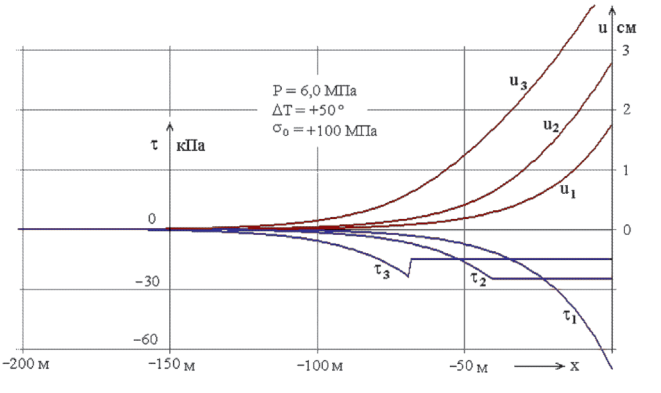


Рисунок 6 – Изменение напряженно-деформированного состояния трубопровода Ø720×10 мм в зоне перехода от воздушного участка к подземному при коэффициенте постели k_u = 4 Н/см³: 1 – упругое состояние грунта; 2 – образовалась пластическая зона, соответствующая предельному сопротивлению $\tau_{пр}$=25 кПа; 3 – после достижения $\tau^*_{упр}$ = 25 кПа происходит срыв до уровня $\tau^*_{упр}$ = 15 кПа

Таким образом. Разработан новый алгоритм расчета напряженно-деформированного состояния участка трубопровода в зоне выхода трубы из подземного состояния в надземный участок. Алгоритм позволяет учитывать все важнейшие факторы, включая свойства трубопровода, упругопластические и прочностные свойства грунта, температурно-силовые условия эксплуатации. С помощью данного алгоритма исследован ряд закономерностей, характерных для переходной зоны трубопровода.

ЛИТЕРАТУРА/REFERENCE

1 Бородавкин П.П., Синюков А.М. Прочность магистральных трубопроводов. – М.: Недра, 1984. – 245 с.[Prochnost magistralnyih truboprovodov. M. Nedra, 1984. – 245 s., The strength of pipelines. M. Nedra, 1984. – 245 p.]

2 Бородавкин П.П., Таран В.Д. Трубопроводы в сложных условиях. – М.: Недра, 1968. − 304 с.[Truboprovodyi v slozhnyih usloviyah. M.: Nedra, 1968., Pipelines in difficult conditions. M.: Nedra, 1968. − 304 c.]

3 Иванцов О.М. Надежность строительных конструкций магистральных трубопроводов. – М.: Недра, 1985. −231 с. [Nadyozhnost stroitelnyih konstruktsiy magistralnyih truboprovodov. M.: Nedra, 1985., Reliability of structures of trunk pipelines. M.: Nedra, 1985. -231 p.]

4 Клейн Г.К. Расчет подземных трубопроводов. – М.: Изд-во литературы по строительству, 1969. – 240 с. [Raschyot podzemnyih truboprovodov. M.: Izdatelstvo literaturyi po stroitelstvu, 1969. – 240 s., Calculation of underground pipelines. M.: Publishing house of literature on con-struction, 1969. – 240 p.]

5 Коршак А.А., Нечваль А.М. Проектирование и эксплуатация газо-нефтепроводов. – СПб.: Недра, 2008, − 488 с. [Proektirovanie i ekspluatatsiya gazonefteprovodov. SPb.: Nedra, 2008,-488 s., Design and operation of oil and gas pipelines. SPb.: Nedra, 2008, − p. 488]

6 Петров И.П., Спиридонов В.В. Надземная прокладка трубопроводов. – М.: Недра, 1973. – 472 с.[Nadzemnaya prokladka truboprovodov –M.: Nedra, 1973. – 472 s., Overhead piping –M.: Nedra, 1973. – 472 p]

УДК 665.6

ОБЗОР ПРОЕКТОВ НЕФТЕПЕРЕРАБАТЫВАЮЩИХ И ГАЗОХИМИЧЕСКИХ ПРОИЗВОДСТВ В КАЗАХСТАНЕ

В.Р. ЛИ – канд. техн. наук, и.о. генерального директора

С.Э. ДОНСКОВ– главный инженер

А.М. АИМБЕКОВА[1] – инженер технологического отдела

ТОО «ИНЖИНИРИНГОВАЯ КОМПАНИЯ «КАЗГИПРОНЕФТЕТРАНС»,
Республика Казахстан,
050016, г. Алматы, пр. Райымбека 160 А.

Первостепенная задача для Казахстана в нынешних реалиях с учетом падения цен на нефть и одновременно освоением казахстанского сектора Каспийского моря – эффективная интеграция в мировую экономику и вхождение в число крупных мировых поставщиков продуктов глубокой переработки углеводородного сырья за счет внедрения передовых технологий производства. Главными приоритетами в нефтеперерабатывающей промышленности являются завершение реконструкции трех казахстанских НПЗ с последующим переходом на выпуск автобензинов К-4, К-5, увеличением ассортимента легких нефтепродуктов (авиакеросин, дизельное топливо), а также создание завершенного производственного цикла: добыча – нефтепереработка – нефтехимия – реализация на внутреннем рынке и выход на международные рынки сбыта. Представлен обзор программ и проектов, реализуемых в области нефтепереработки и нефтехимии в Республике Казахстан в соответствии с поставленными перед страной целями.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: *модернизация, нефтеперерабатывающий завод, Технический регламент Таможенного союза, реализация проекта, технологические установки, пусковые комплексы.*

[1]Автор для переписки. E-mail: A.aimbekova@kgnt.kz

ҚАЗАҚСТАНДАҒЫ МҰНАЙ ЖӘНЕ ГАЗ-ХИМИЯ ӨНДІРУ САЛАСЫНДА ЖҮЗЕГЕ АСЫРЫП ЖАТҚАН ПРОЕКТТЕРІНІҢ ЖАЛПЫ ШОЛУЫ

В.Р. Ли – техн. ғылым. канд., бас директорының міндет атқарушысы
С.Э. Донсков – бас инженер
А.М. Аимбекова – технология бөлімінің инженері

ЖШС «КАЗГИПРОНЕФТЕТРАНС»
ИНЖИНИРИНГ КОМПАНИЯСЫ»,
050016, Қазақстан Республикасы,
Алматы қ, Райымбек д-лы, 16

Мунайдын бағасы төмендеуін, бір шақта Каспий теңізінің кен орнын менгеруын есепке алуымен Қазақстанның алдында тұрған жоғары мындет -дүниежүзілік экономикаға тиімді интеграция, өңдірістегі озат технология енгізу арқылы мұнай терең өндеу өнімдерінің әлемдік ірі жеткізушілер санына кіру.

Мұнай өңдеу өнеркәсібінің алдындағы басымдығы – үш қазақстандық мұнай өңдеу зауытының реконструкциясын аяқтауымен кейінгі К-4, К-5 бензиндерің өнімдеуі, жеңіл мұнай өнімдерінің (авиакеросин, дизель отыны) ассортиментің ұлғайтуы, «мұнай шығару – өндіру – мұнай- химия заттарын жарату – ішкі нарығында өткізу және элемдік нарығына түсуі» аяқталған өндіріс циклын құруы. Баяндамада Қазақстанның мұнай және химия өндіру саласында жүзеге асырып жатқан проекттерінің жалпы шолуы көрсетілген.

КІЛТ СӨЗДЕР: *модернизация, мұнай өңдеу зауыты, Кеден одағының техникалық ренгламенті, проектті жүзеге асыруы, технологиялық қондырғылары, іске қосу кешендері.*

OVERVIEW OF KAZAKHSTAN'S OIL REFINERY AND GAS CHEMICAL PRODUCTION PROJECTS

V.R. Li – Candidate of Technical Sciences, Acting General director
S.E. Donskov – Principal Engineer
A.M. Aimbekova – Engineer of Process Department

«ENGINEERING COMPANY
«KAZGIPRONEFTETRANS» LLP,
050016, Republic of Kazakhstan,
Almaty, Rayimbek av., 160

High-priority task for Kazakhstan in existing realities considering simultaneous reduction of oil prices and development of Kazakhstani sector of Caspian Sea is effective integration to global economy, joint large world suppliers of petrochemical products by means of introduction of advanced manufacturing technologies. The main priority in oil processing industry is completion of revamping of three Kazakhstani refineries with further conversion to issue gasoline K-4, K-5, increasing range of light oil products (jet, diesel fuels), creation of completed production cycle: recovering - oil processing - petrochemicals - domestic sales and access to international

markets. The report provides an overview of programs and projects in the field of oil processing and petrochemicals in the Republic of Kazakhstan in accordance with state desired goals.

KEY WORDS: *modernization, refinery, Technical Regulation of custom union, project execution, process units, start-up facilities.*

Следует отметить, что государство серьезно взялось за проблему технологического развития страны. Разработан комплексный план по развитию нефтегазового сектора на 2014–2018 гг. утверждены Государственная программа индустриально-инновационного развития Республики Казахстан на 2015–2019 г., Межотраслевой план научно-технологического развития страны, которые включают активные меры государства по дальнейшему совершенствованию всех аспектов функционирования отрасли. В основу всех нефтегазовых процессов, от геологии до переработки нефти, закладываются принцип применения передовых научно-инновационных разработок и высокий уровень автоматизации. В связи с завершением так называемой «эпохи легкоизвлекаемой нефти» это становится необходимым условием для успешного развития отрасли. В каждой из сфер выставлены акценты. В геологии – это реализация международного проекта «Евразия», в добыче – рост коэффициента извлечения нефти, реализация специальной Дорожной карты развития добывающего сектора нефтегазовой отрасли Казахстана, в транспортировке – повышение эксплуатационных характеристик трубопроводной системы, в переработке – модернизация казахстанских НПЗ и развитие сферы сжиженного газа и нефтехимии [1, 2, 3].

В нефтеперерабатывающей отрасли ведутся полномасштабные работы по модернизации трех казахстанских НПЗ – Шымкентского, Атырауского и Павлодарского в целях:

- увеличения объема переработки нефти до 18–19 млн т/год;
- увеличения выхода светлых нефтепродуктов, устранения существующего дефицита высокооктановых бензинов, авиатоплив;
- достижения показателей глубины переработки не менее 85%;
- максимального увеличения ассортимента выпускаемой продукции;
- доведения качества моторных топлив до требований Технического регламента Таможенного союза (ТР ТС) экологического класса К-4,-5;
- достижения современных требований по промышленной безопасности, охране труда, охране окружающей среды в соответствии с нормами и правилами РК;
- соответствия современным требованиям по экономии ресурсов и энергосбережению в соответствии с действующими нормами и правилами РК [4,5].

1. Модернизация Атырауского НПЗ

В рамках реализации проекта модернизации Атырауского НПЗ предусматриваются:

1) Реконструкция существующего вакуумного блока установки ЭЛОУ-АВТ-3, установки замедленного коксования, установки риформинга.

2) Строительство комплекса по производству ароматики(КПА).

Реализация проекта КПА подразумевает строительство технологического пакета Paramax BTX, лицензируемого французской компанией Axens, а также строительство установки каталитического риформинга с непрерывной регенерацией катализатора и с блоком извлечения бензола.

В рамках КПА планируется выпуск 133 тыс. т бензола и 496 тыс. т параксилола в год. Преимуществом установки является возможность работы в режиме производства высокооктанового компонента автобензина.

Текущее состояние:

3 июля 2015 г. выпущена первая партия бензола.

2 октября 2015 г. получен первый параксилол.

4 декабря 2015 г. состоялась госприемка объектов первого пускового комплекса объектов КПА.

3) Строительство комплекса глубокой переработки нефти (КГПН)

Комплекс глубокой переработки нефти рассчитан на переработку вакуумного газойля, тяжелого газойля коксования и не менее 40% мазута атмосферной перегонки. Номинальная мощность основного блока комплекса по сырью составит около 2,23 млн т/год. Комплекс глубокой переработки нефти интегрирован с существующими установками и новыми утвержденными проектами (установка каталитического риформинга и установка Morphylane комплекса производства ароматических углеводородов).

КГПН состоит из следующих технологических секций и поделен на 5 пусковых этапов:

1) Объекты ОЗХ.

2) Каталитический крекинг тяжелых нефтяных остатков в кипящем слое катализатора R2R (производительностью 2388 тыс.т/год по сырью).

Обессеривание СУГ Sulfrex (производительностью 440,4 тыс.т/год).

Комбинированная установка производства серы (КУПС) (производительностью 58 т/сут твердой серы).

3) Производство и очистка водорода – FosterWheler (Италия);

Газофракционирование насыщенных газов SGP (производительностью 237,8 тыс т/год).

Гидроочистка газойля Prime D (производительность 884,4 тыс т/год по сырью);

Селективное гидрирование нафты каталитического крекинга Prime G (производительностью 1283 тыст/год по сырью).

4) Гидроочистка нафты Naphtha HT (производительностью 1400 тыс т/год по сырью).

Изомеризация легких бензиновых фракций Parisom TM (производительностью 260 тыс т / год).

5) Этерификация легкой нафты каталитического крекинга TAME (производительностью 389 тыс т / год).

Олигомеризация бутенов Oligomerisation (производительность 440,18 тыс т / год);

Гидрирование бензола Benfree (производительностью 350 тыс. т / год по сырью).

Лицензиаром технологий является французская компания Axens, Проект выполнен ООО Омскнефтехимпроект, EPC-контракт подписан с консорциумом подрядчиков SINOPEC EngineeringGroup (КНР) – MarubeniCorporation (Япония) – АО НГСК КазСтройСервис (РК).

Сердцем КГПН является секция каталитического крекинга нефтяных остатков, которая обеспечит превращение труднокрекируемого сырья с высокой коксуемостью и концентрацией металлов в ценные углеводороды в виде непредельных газов, бензина и легкого газойля. Из смеси непредельных сжиженных газов C_3, C_4 каталитического крекинга получат высокооктановый олигомеризат (полимер-бензин)-компонент товарного автобензина. Из легкой фракции бензина каталитического крекинга и метилового спирта получат высокооктановый третамилметиловый эфир (ТАМЭ)-ценная присадка для повышения октанового числа бензинов. Основная часть средней фракции бензина каталитического крекинга подвергается гидроочистке, гидрогенизат которой будет соответствовать требованиям к сырью установки каталитического риформинга и обеспечит ему, а следовательно, и всему КПА 100%-ную загрузку мощностей. Остальная часть средней и вся тяжелая часть бензина каталитического крекинга являются высокооктановыми компонентами товарного автобензина. Для повышения октанового числа бензина легкая прямогонная нафта и бензины кат. крекинга будут подвергаться изомеризации.

Керосиновые фракции прямогонные и вторичного происхождения подвергаются селективному гидрированию и очистке.

Средние дистилляты прямой перегонки в смеси со средними дистиллятами каталитического крекинга, замедленного коксования подвергаются гидроочистке с получением компонента товарного дизтоплива летнего, соответствующего требованиям К-4,5. Вовлечение в состав сырья каталитического крекинга вакуумных дистиллятов, мазута прямой гонки позволит значительно снизить производство котельного топлива и вывести предприятие на современный уровень как по качеству товарной продукции, так и по глубине переработке нефти [5].

Таким образом, строительство новых и реконструкция существующих установок позволят увеличить глубину переработки до 86% и получить дополнительные объемы высокооктанового бензина и авиакеросина, соответствующих спецификациям ТР ТС, сократить отгрузку вакуумного газойля и мазута на экспорт, а также обеспечить 100% -ную загрузку сырьем КПА при сохранении номинальной мощности завода *(диаграмма 1)*.

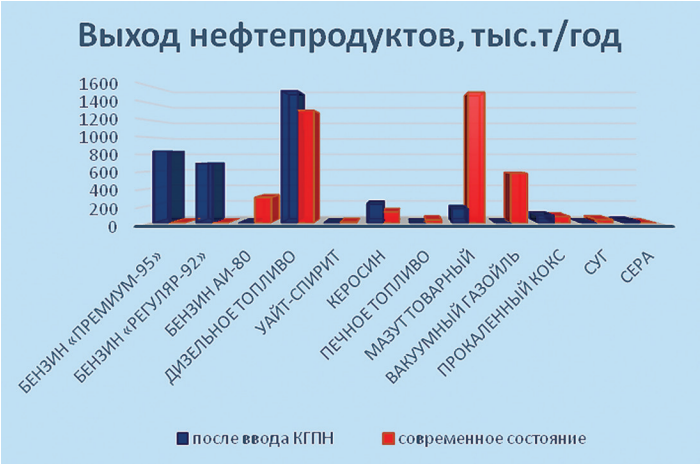


Диаграмма1 – Выход нефтепродуктов на Атырауском НПЗ

Разработку ТЭО комплекса по производству ароматических углеводородов, комплекса глубокой переработки нефти, рабочие проекты по строительству резервуарных парков для приема, хранения и отгрузки СУГ, обогреву технологических коммуникаций, строительству внутризаводского газопровода, приточной вентиляции выполнила ТОО «ИНЖИНИРИНГОВАЯ КОМПАНИЯ «КАЗГИПРОНЕФТЕТРАНС». В настоящее время ведется работа над корректировкой ТЭО и ПСД КГПН, адаптация рабочей документации к казахстанским стандартам, разработка сметной документации на строительство КГПН, авторский надзор за строительством объектов КГПН.

В данное время практически закончена разработка рабочей документации, ведутся общестроительные работы *(рисунок 1, 2)*. Механическое завершение работ по строительству КГПН ожидается до конца текущего года.

Рисунок 1– Строительство установки гидрирования бензола Benfree

Рисунок 2 – Строительство установки олигомеризации бутенов Oligomerisation

2 Модернизация Павлодарского нефтехимического завода

Реализация проекта модернизации и реконструкции ПНХЗ предусматривает поэтапный ввод ряда пусковых комплексов.

Первый пусковой комплекс, который будет обеспечивать производство изомеризата – высокооктанового компонента товарного бензина, включает в себя строительство следующих технологических установок:

установка изомеризации;
сплиттер нафты.

Второй пусковой комплекс предназначен для обеспечения переработки западносибирской нефти до 6 млн т/год, выпуска бензинов и дизельного топлива. Пусковой комплекс включает в себя:

реконструкцию существующих:
установки атмосферной перегонки (увеличение мощности до 6 млн т/год);
установки вакуумной перегонки мазута,
установки гидроочистки вакуумного газойля,
реакторно-регенераторного блока каталитического крекинга,
установки абсорбции и газофракционирования;
строительство:
установки извлечения серы и очистки хвостовых газов,
блока грануляции серы,
установки отпарки кислых стоков (1, 2 линии),
установки регенерации амина.

Третий пусковой комплекс обеспечит увеличение мощности завода по переработке западносибирской нефти до 7 млн т/год либо казахстанской нефти в объеме 5,2 млн т/год, выпуск бензинов и дизельного топлива (летнее/зимнее) класса К-5.

Соотношение выхода светлых и темных нефтепродуктов до и после модернизации представлено на *диаграмме 2*.

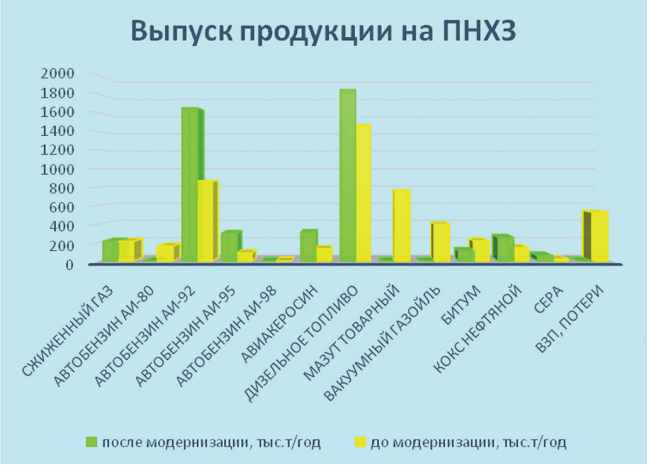


Диаграмма 2 – Выход нефтепродуктов на ПНХЗ, тыс. т/год

Генеральным проектировщиком выступает Technip Italy S.p.A. EPC-контракт подписан с компанией Rominserv S.R.L. Рабочую документацию по установкам производства серы разрабатывает компания NFC.

На данный момент выполняются СМР по первому пусковому комплексу на площадках установки изомеризации и сплиттера нафты *(рисунок 3)*.

Рисунок 3 – Монтаж резервуаров под изомеризат

ТОО «ИНЖИНИРИНГОВАЯ КОМПАНИЯ «КАЗГИПРОНЕФТЕТРАНС» принимает активное участие на данном объекте и выполнило: адаптацию ТЭО и проект модернизации ПНХЗ (ранняя фаза 1), комплекс приема и хранения 2 млн т нефти и газойля в год, Рабочий проект пускового комплекса двух РВС-20000 м^3 для приема казахстанской нефти.

В данное время идут работы по адаптации рабочей документации и авторскому надзору на объекте второго этапа «Строительство установки производства серы, установки регенерации амина, установки отпарки кислых стоков, установки грануляции серы», разработка сметной документации на ввод объектов в эксплуатацию по первому пусковому комплексу.

3. Модернизация Шымкентского НПЗ-ТОО «ПетроКазахстан Ойл Продактс» (ПКОП)

Проект модернизации НПЗ нацелен на восстановление проектной мощности завода в размере 6 млн т/год, увеличение глубины переработки до 90% и выпуск бензинов и дизельного топлива классов К-4 и К-5.

Важным преимуществом является то, что при модернизации будет внедрена схема переработки, позволяющая работать на разном сырье – от 100% кумкольской нефти до смеси, состоящей из 50% – западно–сибирской, 25% кумкольской, 25% актюбинской.

Проект модернизации разделен на два этапа. На первом этапе будут построены новые и реконструированы существующие технологические установки и объекты для выпуска моторных топлив, соответствующих стандартам ТР ТС. Предполагается реконструкция:

- установки гидроочистки дизельного топлива;
- блока атомосферной перегонки ЭЛОУ-АТ в целях увеличения производительности до 6 млн т/год.

Строительство установок:

- изомеризации;
- гидроочистки дизельного топлива;
- производства серы мощностью 4 тыс. т/год.

Второй этап направлен на восстановление проектной мощности до 6 млн т/год и увеличение глубины переработки до 90%. Данный этап включает в себя строительство следующих установок:

- установка каталитического крекинга RFCC;
- установка гидроочистки бензина каталитического крекинга Prime G+;
- демеркаптанизация ненасыщенных и насыщенных СУГ,
- установка производства серы (2 х 15 тыс. т/год),
- установка очистки водорода (КЦА 1, КЦА 2).

В ближайшее время планируется завершить строительно-монтажные работы в рамках первого этапа. Во исполнение второго этапа завершены инженерно-геологические изыскания, проектирование по западным стандартам, ведутся работы по адаптации документации к казахстанским стандартам [4,5].

Работы ведутся на площадках установок изомеризации, каталитического крекинга, а также точечного налива нефтепродуктов *(рисунок 4)*.

Рисунок 4 – Монтаж оборудования установки изомеризации

Рабочий проект реконструкции установки гидроочистки и депарафинизации дизельного топлива С-300-1, авторский надзор за строительством объектов второго этапа, рабочий проект и авторский надзор за строительством автоматизированной установки тактового налива бензина ж/д цистерны, адаптацию рабочей документации выполняет компания «КАЗГИПРОНЕФТЕТРАНС».

4. Проекты нефтехимической отрасли

Кроме проектов нефтепереработки, Казахстан сегодня уже реализует несколько проектов, нацеленных на развитие нефтехимической отрасли. Это прежде всего инвестиционные проекты по организации производств с широкой гаммой нефтехимической продукции: полипропилена, полиэтилена, бутадиена, синтетических каучуков.

Главным проектом на территории СЭЗ «Национальный индустриальный нефтехимический технопарк» в Атырауской области является строительство интегрированного газохимического комплекса, реализуемого в две фазы. Первая фаза позволит обеспечить производство полипропилена мощностью 500 тыс. т/год, вторая – 800 тыс. т/год полиэтилена [6].

Другой системообразующий проект, реализуемый в рамках СЭЗ, предполагает строительство завода по выпуску бутадиена мощностью 250 тыс. т/год и полибутадиенового каучука мощностью 125 тыс. т/год. На сегодня ведутся переговоры с потенциальными стратегическими партнерами из Польши, Германии и Южной Кореи.

Построен комплекс производства ароматических углеводородов на Атырауском НПЗ, что позволило получать бензол и параксилол.

Впрочем, не только этим заводам предстоит в будущем сыграть свою роль в развитии сектора *downstream*. Введенное в декабре 2013 г. предприятие по выпуску

высококачественных дорожных битумов на производственной площадке существующего завода пластических масс в г. Актау тоже вносит существенный вклад в формирование нефтехимической отрасли.

В целом выпуск новой для Казахстана базовой нефтегазохимической продукции позволит в будущем перейти к реализации «нишевых» проектов по производству продукции высших переделов, таких, как полиолефины, терефталевая кислота, полиэтилентерефталат и др. В свою очередь, это даст возможность освоить производство полиэфирных волокон, упаковочных материалов, шин, труб и многих других товаров бытового и промышленного назначения. Более того, в настоящее время в мире практикуют использование полимеров вплоть до строительства дорог, в том числе и из переработанного мусора, что говорит о постоянном росте применения нефтехимического сырья и спроса на рынке.

Успешность реализации проекта зависит от всесторонней продуманности и целесообразности проектных решений, т.е. на самых ранних этапах планирования. От проектных решений зависят эффективность предприятия, общая стоимость объекта и риски с его удорожанием.

Выполнять такую работу должны инжиниринговые компании, которые соответствуют следующим основным критериям:

- во-первых, это проектно-ориентированные компании, осуществляющие системный подход в управлении проектами, что гарантирует требуемое качество и надежность работ в условленный срок;

- во-вторых, согласованная работа команды в едином информационном пространстве, подкрепленная организационно-регламентирующей документацией и современными программно-техническими решениями, нацеленными на достижение и поддержание в компании заданного уровня компетенции;

- и в-третьих, несомненно, багаж знаний и успешный опыт в реализации проектов.

Компания «КАЗГИПРОНЕФТЕТРАНС» имеет за плечами более чем 40 - летний опыт работы на рынке предоставления инжиниринговых услуг. Более 500 высококвалифицированных сотрудников трудятся в головном офисе в Алматы и подразделениях в Астане, Атырау, Киеве и Фарнборо (Великобритания), используя современное программное, телекоммуникационное и техническое обеспечение.

Компания имеет лицензии I категории на все виды деятельности, включая разработку ОВОС и деклараций промышленной безопасности, аттестована на проведение работ по техническому и авторскому надзору.

Успешное сотрудничество с такими международными компаниями, как Axens, Fluor, TechnipItalyS.p.A, CNPC, SINOPEC EngineeringGroup, SinOil, NFC, «ТенгизШевройл» и др., подтверждает признание компании КГНТ как базового компетентного проектного института в Республике Казахстан. Разработанные нами проекты полностью соответствуют нормам и стандартам РК, благодаря чему успешно проходят государственную экспертизу, более того, компании доверяют разработку государственной и отраслевой нормативно-технической документации.

ЛИТЕРАТУРА/REFERENCE

1 Постановление Правительства Республики Казахстан от 28 мая 2014 г. № 567, об утверждении Комплексного плана по развитию нефтегазового сектора на 2014–2018 гг. [Postanovleniye Pravitelstva Respubliki Kazakhstan ot 28 maya 2014 goda № 567 ob utverzhdenii Kompleksnogo plana po razvitiyu neftegazovogo sektorana 2014-2018 gg., Resolution of the Republic of Kazakhstan dated May 28, 2014 № 567 on the approval of the Comprehensive Planfor the development of the oil and gas sector 2014-2018.]

2 Государственная программа индустриально-инновационного развития Республики Казахстан на 2015–2019 гг., утвержденная указом Президента Республики Казахстан от 1 августа 2014 г. №874. [Gosudarstvennaya programma industrialno-innovatsionnogo razvitiya Respubliki Kazakhstan na 2015–2019 gg., utverzhdennaya ukazom Prezidenta Respubliki Kazakhstan ot 1 avgusta 2014 goda №874., The state program of industrial-innovative development of Kazakhstan for 2015-2019 years., Approved by the President of the Republic of Kazakhstan by the decree of August 1, 2014 N874.]

3 Постановление Правительства Республики Казахстан от 30 ноября 2010 года № 1291 об утверждении Межотраслевого плана научно-технологического развития страны до 2020 г. [Postanovleniye Pravitelstva Respubliki Kazakhstan ot 30 noyabrya 2010 goda №1291 ob utverzhdenii Mezhotraslevogo plana nauchno-tekhnologicheskogo razvitiya strany do 2020 g., Resolution of the Government of the Republic of Kazakhstan dated November 30, 2010 № 1291 on the approval of cross-sectoral plan of scientific and technological development of the country up to 2020]

4 Переработка и маркетинг нефти. КазМунайГаз. [Электронный ресурс]. Адрес доступа: http://www.kmg.kz/manufacturing/refining / (дата обращения 10.06.2016 г.). [Pererabotka i marketing nefti. KazMunayGaz. [Elektronnyresurs]. Processing and marketing of oil. KazMunaiGas. [Electronic resource]

5 Текущие проекты, выполняемые ТОО «Инжиниринговая компания «Казгипронефтетранс», на Атырауском НПЗ: Корректировка проекта «Комплекс глубокой переработки нефти на Атырауском НПЗ», на Павлодарском НХЗ: адаптация ТЭО и проект Модернизации ПНХЗ (ранняя фаза 1), на Шымкентском НПЗ – ТОО «ПКОП» [Tekushchiye proyekty, vypolnyaemye TOO «Inzhiniringovaya kompaniya «Kazgiproneftetrans», na Atyrauckom NPZ: Korrektirovka proyekta «Kompleks glubokoy pererabotki nefti na Atyrauskom NPZ», na Pavlodarskom NKhZ: adaptatsiya TEO i proyekt Modernizatsii PNKhZ (rannyaya faza 1), na Shymkentskom NPZ – TOO «PKOP», Current projects carried out by LLP "Engineering company" Kazgiproneftetrans "on Atyrauckom refinery: Correction of the" deep refining complex at the Atyrau Oil Refinery "in the Pavlodar Petrochemical Plant: adaptation of the feasibility study and the project of modernization of Pavlodar Petrochemical Plant (early Phase 1), the Shymkent refinery - LLP "PKOP"]

6 Проект строительства Интегрированного газохимического комплекса в Атырауской области. Фаза 2 (2013 г.) [Proyektstroitelstva «Integrirovannogo gazokhimicheskogo kompleksa v Atyrauskoy oblasti. Faza 2» (2013 g.), The construction project "Integrated gas chemical complex in Atyrau region. Phase 2 "(2013)]

ОСТАНЕТСЯ ЛИ КАЗАХСТАН ИМПОРТЕРОМ СВЕТЛЫХ НЕФТЕПРОДУКТОВ В ДОЛГОСРОЧНОЙ ПЕРСПЕКТИВЕ?*

И.А. ХОМУТОВ[1] –
магистр экономики, директор
по исследовательским
проектам

ООО «ИГ «Петромаркет»
105082, Российская Федерация,
г. Москва, ул. Фридриха Энгельса, д. 75

В статье поднимается широко обсуждаемая в среде отраслевых экспертов тема перспектив Казахстана стать независимым от импорта основных светлых нефтепродуктов. Долгосрочный (до 2030 г.) прогноз внутреннего спроса на автобензин, дизтопливо и авиакеросин, а также анализ программ модернизации действующих в стране НПЗ позволяют с оптимизмом смотреть на эти перспективы. Однако ряд обстоятельств может помешать Казахстану гарантировать выход на самообеспечение нефтепродуктами. Для того чтобы этого избежать, руководству отрасли следует предпринять ряд действий, направленных на формирование комплексной долгосрочной программы развития нефтепереработки в стране.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: *спрос на нефтепродукты в Казахстане, нефтепереработка, прогноз спроса и предложения нефтепродуктов в Казахстане.*

*Вопросы обеспечения внутреннего рынка Республики Казахстан собственными нефтепродуктами, реконструкция существующих трех (Атырауский, Павлодарский, Шымкентский) нефтеперерабатывающих заводов и строительство четвертого завода широко обсуждаются нефтяниками, переработчиками, нефтяниками-экономистами и потребителями. Первыми на страницах нашего журнала высказались коллеги из Москвы, Приглашаем к дискуссии специалистов, ученых и всех заинтересованных в этой проблеме. (Прим. гл. ред.)

ҚАЗАҚСТАН ҰЗАҚ МЕРЗІМДІ БОЛАШАҚТА ДА, ЖЕҢІЛ ФРАКЦИЯЛЫ МҰНАЙ ӨНІМДЕРІН ШЕТ ЕЛДЕН АЛУШЫ БОЛЫП ҚАЛА БЕРЕ МЕ?

И.А. ХОМУТОВ – экономика магистрі, зерттеу жобалары бойынша директоры

«Петромаркет» ЗТ» ТЖҚ
105082, Ресей Федерациясы,
Мәскеу қ., Фридриха Энгельс көш., 75

Мақалада, осы тақырып бойынша салалық эксперттер ортасында кең талқыланатын, жеңіл фракциялы мұнайөнімдерін шет елден алуға тәуелді болмауы жайындағы Қазақстанның келешегі туралы сөз қозғалып отыр. Автобензин, дизель отындары және авиакеросиндерге деген ішкі сұраныстың ұзақ мерзімді (2030 ж. дейін) мұқият болжамына, сонымен қатар еліміздегі қазіргі МӨЗ модернизациялау жобасының талдауына қарай осы мәселенің келешегіне оптимистік көзқараста болуға мүмкіндік туып отыр. Бірақ, Қазақстанның мұнай өнімдерімен өзін-өзі қамтамасыз етуіне бір қатар мән-жайлар кедергі жасауы мүмкін. Бұдан құтылу үшін, салалық басшылар еліміздегі мұнай өңдеуді дамытудың кешенді ұзақ мерзімді бағдарламаларын жасауға бағытталған бір-қатар әрекеттер жасауы тиіс.

ТІРЕК СӨЗДЕР: *Қазақстанның мұнай өнімдеріне сұранысы, мұнайөңдеу, мұнай өнімдеріне сұранысы және ұсынысы туралы болжамдар.*

IS KAZAKHSTAN TO CONTINUE IMPORTING LIGHT OIL PRODUCTS IN LONG-TERM?

I.A. KHOMUTOV – Master of Economics, Research Projects Director

Petromarket Research Group, LLC
Moscow 105082, Russia
Bldg. 75, Block 11, Friedrich Engels str.

The study is made to address the issue much talked about among energy experts regarding Kazakhstan's potential to gain independence from imported light oil products. An accurate long-term (until 2030) domestic demand forecast for gasoline, diesel fuel and jet fuel, coupled with a review of the existing refining capacity upgrade program, helps us be more enthusiastic about future prospects. Some obstacles, however, may get in the way for Kazakhstan to secure self-sufficiency in terms of oil products. To move on, industry leadership should take actions to establish a comprehensive and long-term development program for the domestic refining sector.

KEYWORDS: *demand for oil products in Kazakhstan, Kazakhstan refining industry, oil product demand and supply forecast for Kazakhstan.*

[1]Автор для переписки. E-mail: khomutov@petromarket.ru

Для ответа на поставленный в названии работы вопрос ниже будет проведен детальный анализ:

- динамики спроса на основные светлые нефтепродукты в РК в ретроспективном периоде с последующим прогнозом на период до 2030 г.;
- программ модернизации существующих в республике нефтеперерабатывающих предприятий с целью оценки потенциала выпуска на них светлых нефтепродуктов в долгосрочной перспективе.

Этот анализ позволит сформулировать основные сценарии развития рынков нефтепродуктов Казахстана и, таким образом, понять, останется ли Казахстана импортером светлых нефтепродуктов в долгосрочной перспективе.

Спрос на светлые нефтепродукты в РК: текущая ситуация и прогноз на будущее

Анализ динамики спроса и факторов ее формирования в 2011–2015 гг.

В упомянутом периоде спрос на основные светлые нефтепродукты в Республике Казахстан демонстрировал положительную динамику. Исключением стало лишь заметное падение спроса на дизтопливо в 2015 г., которое произошло впервые со времени кризиса 2008–2009 гг. *(рисунок 1)*.

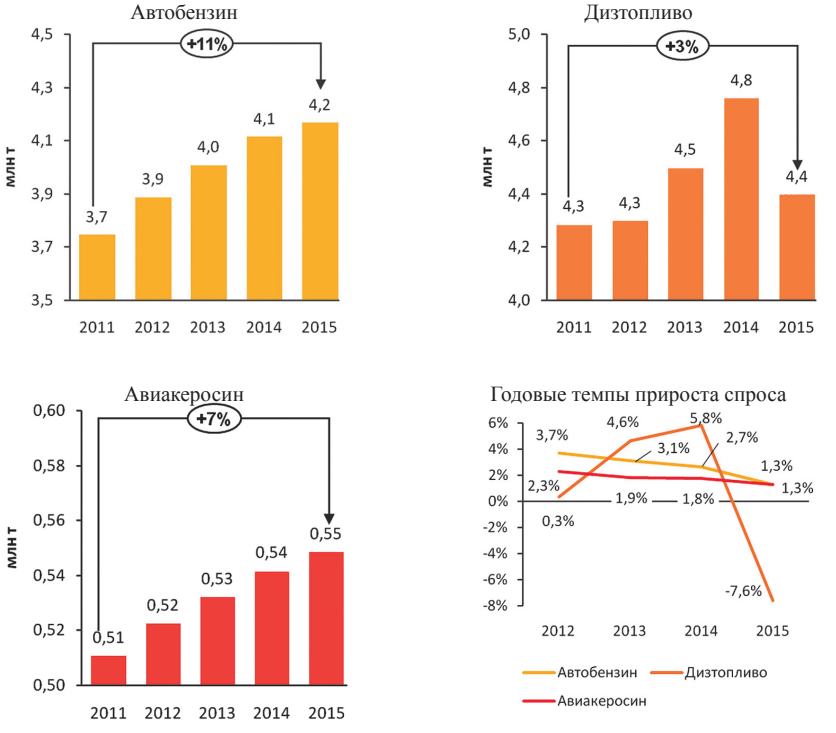


Рисунок 1 **– Спрос на автобензин, дизтопливо и авиакеросин в РК в 2011–2015 гг.**
Источник: ИГ «Петромаркет»

Как видно из *рисунка 1*, потребление автомобильного бензина за последние 4 года увеличилось более чем на 11%, составив в 2015 г. 4,17 млн т, спрос на авиакеросин вырос чуть меньше – на 7%, достигнув в прошлом году 0,55 млн т. При этом в динамике годовых темпов прироста спроса на эти топлива наблюдалась отчетливая тенденция к снижению.

Пик спроса на дизельное топливо пришелся на 2014 г., когда он составил 4,76 млн т. Это на 11% выше уровня 2010 г. и на 8% 2015 г. В 2012–2014 гг. годовые темпы прироста спроса на дизель увеличились с 0,3до 5,8%.

Для понимания причин изменения спроса на основные светлые нефтепродукты в ретроспективном периоде следует обратиться к анализу динамики основных социально-экономических показателей в республике. В целом в последние 5 лет в Казахстане наблюдался экономический рост со снижающимися темпами: годовой темп прироста ВВП упал с 7,2% в 2011 г. до 1,2% в 2015 г. *(таблица 1)*.

Таблица 1 – Динамика основных социально-экономических показателей в РК в 2011–2015 гг.

Показатели	2011	2012	2013	2014	2015
Темпы прироста реального ВВП, %	7,2	4,6	5,8	4,1	1,2
Темпы прироста объема работ в горно-добывающей промышленности, %	1,0	0,4	3,3	-0,3	-2,5
Темпы прироста объема работ в розничной торговли, %	11,7	13,4	16,0	7,9	-0,4
Темпы прироста объема работ в строительстве, %	2,8	3,1	3,5	4,6	4,3
Темпы прироста объема работ в сельском хозяйстве, %	26,8	-17,8	11,7	1,0	4,4
Темпы прироста реальных денежных доходов населения, %	9,4	6,9	3,0	3,3	1,5

Источник: Комитет по статистике РК

Как видно из *таблицы 1,* похожая картина наблюдалась и в ключевых отраслях экономики РК: горно-добывающей промышленности, розничной торговле.

Тенденция к снижению годовых темпов прироста производства в горно-добывающей промышленности наметилась еще в 2012 г. и прерывалась лишь в 2013. В 2014 г. в отрасли и вовсе начался спад, причем если в 2014 г. производство сократилось на 0,4%, то в 2015 г. падение составило уже 2,5%. Основной источник этого спада – снижение добычи железной руды и угля в стране.

Замедление динамики розничного товарооборота началось в 2014 г., а в 2015 г. оборот торговли уже не рос, а падал.

Некоторую поддержку экономическому росту в Казахстане в 2014–2015 гг. оказали сельское хозяйство и строительство. Эти отрасли стабильно росли в 2013–2015 гг.

Замедление роста экономики Казахстана не могло не отразиться на динамике благосостояния населения: как видно из *таблицы 1* темп прироста реальных денежных доходов населения в 2015 г. составил всего 1,5%, потеряв почти 8 п.п. по сравнению с 2011 г.

Негативные процессы в экономике и сопутствующее им снижение уровня жизни населения естественным образом отразились на развитии парка и степени эксплуатации различных видов транспорта, являющегося основным потребителем светлых нефтепродуктов. В частности, в 2015 г. по данным аналитического агентства «АВТОСТАТ» объем продаж легковых автомобилей и легкого коммерческого транспорта в стране снизился почти на 13%, что привело к снижению темпов роста общей численности парка легковых и легких коммерческих автомобилей с 7,4% в 2014 г. до 3,8% в 2015 г. Наряду с этим в 2015 г. произошло обвальное падение грузооборота железнодорожного транспорта – более чем на 16%. Кроме того, начиная с 2011 г. наблюдалась ярко выраженная тенденция к замедлению темпов роста грузооборота и пассажирооборота автомобильного транспорта, пассажирооборота гражданской авиации *(рисунок 2)*.

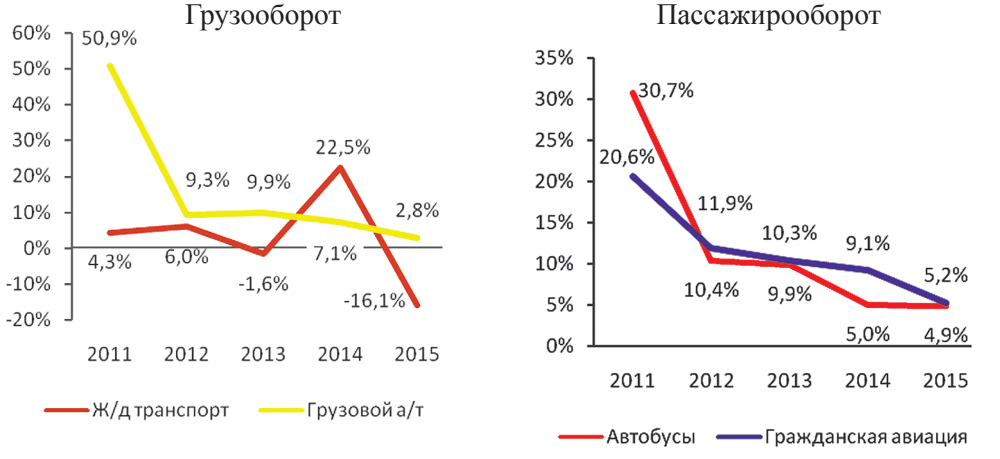


Рисунок 2 **– Динамика грузооборота и пассажирооборота основных видов транспорта в РК в 2011–2015 гг.**

Источник: Комитет по статистике РК

Именно в выявленной динамике экономических показателей следует искать объяснение тенденциям в изменении спроса на основные светлые нефтепродукты на рынке Казахстана в последние годы. Так, снижение темпов роста потребности в автомобильном бензине в 2011–2015 гг. стало следствием в первую очередь замедления роста реальных доходов населения, которое, в свою очередь, повлекло за

собой снижение темпов роста численности парка легковых и легких коммерческих автомобилей, а также интенсивности их эксплуатации.

Отсутствие выраженной тенденции в динамике спроса на дизельное топливо в Республике Казахстан в 2011–2015 гг. объясняется тем обстоятельством, что ее формируют различные группы потребителей, спрос на топливо со стороны которых может меняться разнонаправленно. Так, кроме автомобильного транспорта, на долю которого приходится около 44% совокупного спроса на дизтопливо, крупными потребителями являются железнодорожный транспорт, сельскохозяйственная и карьерная техника и прочие[2] *(рисунок 3)*.

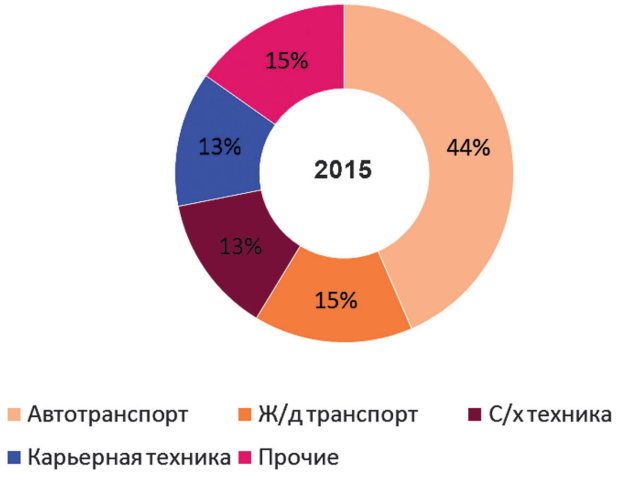


Рисунок 3 – Структура спроса на дизтопливо по основным группам потребителей в РК в 2015 г.

Источник: ИГ «Петромаркет»

В 2014 г., несмотря на сокращение потребности в дизтопливе карьерной техники и замедление роста спроса со стороны сельскохозяйственной техники, вызванных снижением производства в горно-добывающей отрасли и замедлением сельхозпроизводства соответственно, совокупная потребность в продукте в республике увеличилась даже больше, чем в 2013 г., – на 5,8%. Причинами этого стали резкий рост грузооборота железнодорожного транспорта, а также увеличение (по сравнению с 2013 г.) темпов роста объема строительных работ, что ощутимо подтолкнуло вверх спрос на дизтопливо со стороны соответствующих групп потребителей. В 2015 г. ситуация была совершенно иной: существенное сокращение спроса (почти на 8%) было связано с одновременным падением производства в горно-добывающей промышленности и снижением грузооборота железнодорожного транспорта.

[2]К прочим потребителям дизтоплива относятся в основном строительная техника и водный транспорт.

Определяющим фактором непрерывного снижения темпов роста спроса на авиационный керосин в Казахстане в 2011–2015 г. послужило замедление роста пассажирооборота гражданской авиации, которое, в свою очередь, объясняется в основном замедлением роста благосостояния населения.

Прогноз спроса на период до 2030 г.: инерционный сценарий.

В целях подготовки прогноза спроса на основные светлые нефтепродукты был сформирован сценарий социально-экономического развития Республики Казахстан на период до 2030 г. Этот сценарий предполагает, что наметившееся в ретроспективе падение темпов роста казахстанского ВВП продолжится и в 2016 г. Причинами этого станут неблагоприятные внешнеэкономические факторы (низкие мировые цены на нефть, продолжение экономического спада в России и дальнейшее снижение темпов экономического роста в Китае – странах, являющихся ключевыми торговыми партнерами Казахстана), а также продолжающееся в РК падение добычи полезных ископаемых.

В качестве прогнозных темпов роста ВВП, производства в отдельных секторах экономики Казахстана, а также благосостояния населения на 2016 г. были использованы данные официальной статистики за январь–март 2016 г. Согласно этим данным падение ВВП и реальных денежных доходов населения в январе–марте 2016 г. относительно аналогичного периода прошлого года составило 0,2 и 0,3% соответственно. Более существенный спад наблюдался в отраслях торговли и горнодобывающей промышленности. По предварительным оценкам, оборот розничной торговли сократился на 1,3%, добыча железной руды – на 28,7%, добыча угля – на 8,5%. Зафиксировано также примерно двухпроцентное сокращение грузооборота автомобильного и железнодорожного транспорта, тогда как динамика пассажирооборота воздушного и автомобильного транспорта была положительной. Из важных с точки зрения потребления нефтяных топлив отраслей, производство в которых в январе–марте 2016 г. выросло, можно выделить сельское хозяйство (+2,6%) и строительство (+6,3%).

В дальнейшем, по мере реализации целого ряда принятых в стране программ структурных и институциональных реформ в поддержку малого и среднего бизнеса, привлечения инвестиций, упрощения доступа к кредитованию, перехода в долгосрочной перспективе к более диверсифицированной экономике, Казахстан сможет выйти на темпы экономического роста около 3% в год (см. *рисунок 4*). Именно эти темпы обозначены в качестве потенциально достижимых в последнем официальном прогнозе Министерства национальной экономики Республики Казахстан (см. далее).

В качестве основы нашего макроэкономического сценария на среднесрочную перспективу (2017–2018 гг.) был использован прогноз Всемирного банка (ВБ), опубликованный осенью 2015 г. в докладе «Казахстан: адаптация к низким ценам на нефть; трудные времена впереди». В этом докладе предполагалось, что минимум в темпах роста ВВП РК придется на 2015 г. (+0,9%), после чего произойдет перелом тенденции. В 2016–2017 гг. будет наблюдаться ускорение роста экономики – более интенсивное в базовом сценарии и более спокойное в пессимистическом.

Как было указано выше, динамика экономики РК в первые месяцы 2016 г. заставляет предполагать, что «дно» в темпах роста ВВП будет более глубоким, чем в прогнозе ВБ. В нашем сценарии предполагается, что оно будет достигнуто в 2016 г., и только после этого можно ожидать постепенного восстановления экономического роста. В качестве соответствующих темпов прироста были использованы сдвинутые на год прогнозные показатели из пессимистического сценария ВБ: +0,7 и +2,1% на 2016 и 2017 гг. перешли на 2017 и 2018 гг. соответственно *(рисунок 4)*.

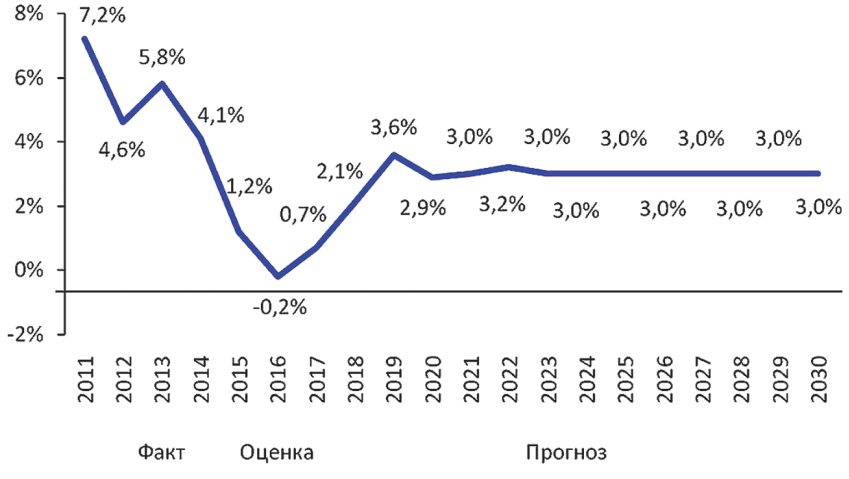


Рисунок 4 – Темпы прироста реального ВВП в РК в 2011–2030 гг.

Источник: Комитет по статистике РК, ИГ «Петромаркет»

При оценке темпов экономического роста в долгосрочной перспективе был использован прогноз социально-экономического развития Республики Казахстан на 2016–2020 гг., опубликованный в ноябре 2015 г. на официальном сайте Министерства национальной экономики Республики Казахстан. Согласно этому прогнозу уже в 2016 г. экономика Казахстана должна была бы вырасти на 2,1%, а в последующие 4 года годовые темпы роста должны были бы находиться в пределах 2,9–3,6%. Так как в нашем сценарии прирост ВВП в 2,1% ожидается только в 2018 г., правительственные прогнозы ускоренного экономического роста были сдвинуты с 2017–2020 гг. на 2019–2022 гг.

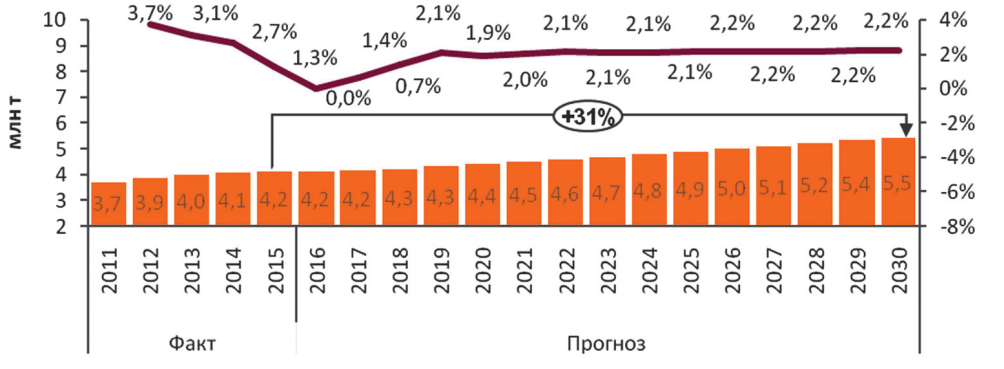
И наконец, начиная с 2023 г. и до конца прогнозного периода наш сценарий предполагал, что ВВП республики будет расти на 3% в год. Этот уровень соответствует среднему темпу роста экономики в пятилетнем прогнозе Правительства РК[3].

Здесь следует отметить, что если исходить из представленного сценария развития экономики Казахстана, то темпы роста ВВП страны в прогнозном периоде будут

[3]Помимо общего макроэкономического прогноза еще одним элементом сценарных условий выступал прогноз численности населения республики. Основой для него послужил демографический прогноз, подготовленный Министерством экономики и бюджетного планирования Республики Казахстан в 2014 г

ощутимо ниже тех, что наблюдались в прошлом вплоть до 2015 г. В рамках такого сценария следует ожидать в перспективе гораздо более низких, чем в ретроспективе темпов роста производства в основных отраслях экономики и благосостояния населения. А это, в свою очередь, предопределяет более скромную, по сравнению с наблюдавшейся в ретроспективном периоде, динамику спроса на светлые нефтепродукты *(рисунок 5)*.

Автобензин



Дизтопливо

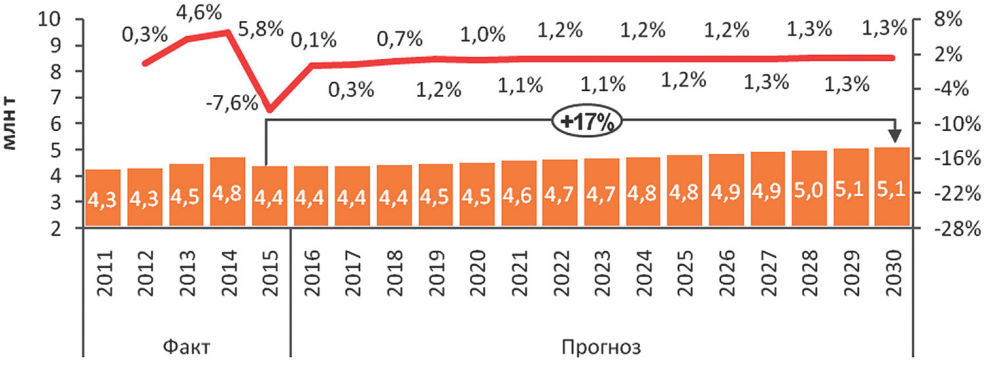


Рисунок 5 – Прогноз спроса на автобензин, дизтопливо и авиакеросин в РК до 2030 г.

Источник: ИГ «Петромаркет»

В 2016 г. в Республике Казахстан ожидается стабилизация спроса на автобензин: падение реальных доходов населения (-0,3%) будет служить ограничителем роста численности легковых автомобилей и негативно отразится на пробегах, что вместе с некоторым сокращением удельных расходов топлива даст нулевой прирост потребности в продукте. В дальнейшем низкие темпы роста реальных доходов населения будут препятствовать быстрому повышению уровня автомобилизации населения. Ожидается, что в прогнозном периоде этот показатель будет расти слабыми затухающими темпами в диапазоне 1,0–2,2%. Медленное повышение доходов населения будет также сдерживать рост интенсивности эксплуатации автомобилей, а неизбежное снижение средних удельных расходов топлива будет постоянно действующим негативным фактором спроса на автобензин. Тем не менее к 2030 г. спрос на автобензин увеличится на 31,4% (или на 1,31 млн т) относительно 2015 г.

На рынке дизтоплива в 2016 г. следует ожидать стабилизации спроса. Падение спроса на дизтопливо со стороны карьерной техники и железнодорожного транспорта, вызванное сокращением производства в горно-добывающей промышленности на 1,3% и снижением грузооборота железнодорожного транспорта на 2,1%, будет компенсировано ростом потребности в продукте строительной и сельскохозяйственной техники. Динамику спроса на дизтопливо в последующие годы прогнозного периода можно охарактеризовать как медленный восстановительный рост после падения в 2015 г. Потребность в продукте достигнет уровня 2014 г. лишь в 2024 г.,

а к 2030 г. превысит его всего на 0,37 млн т, или на 8%. Основными драйверами роста спроса на дизтопливо будут потребности все тех же отраслей сельского хозяйства и строительства. По официальному макроэкономическому прогнозу Правительства РК именно они будут поддерживать экономический рост в республике благодаря реализации Государственной программы инфраструктурного развития «Нұрлы жол» на 2015–2019 гг. и Программы по развитию агропромышленного комплекса «Агробизнес – 2020». В долгосрочной перспективе отрицательное воздействие на спрос на дизельное топливо будет оказывать снижение энергоемкости основных потребляющих продукт отраслей. В частности, на железнодорожном транспорте, где в действующем подвижном составе в настоящее время высока доля устаревших и изношенных тепловозов, в течение ближайших 15 лет ожидается снижение удельного потребления топлива почти на 12%.

Динамика спроса на авиакеросин в прогнозном периоде будет определяться в основном изменениями пассажирооборота воздушного транспорта. Ожидаемое замедление темпов роста доходов населения будет тормозить увеличение спроса на услуги гражданской авиации. В результате пассажирооборот в 2016–2030 гг. будет расти со средним темпом чуть менее 4% против среднего значения 11% в 2011–2015 гг. Кроме того, отрицательное влияние на спрос будут оказывать обновление парка, увеличение уровня занятости пассажирских кресел воздушных судов и оптимизация маршрутной сети казахстанских авиакомпаний. В 2016 г. даже ожидается, что отрицательное влияние перечисленных факторов перекроет слабый положительный эффект от роста пассажирооборота (который в 2016 г. увеличится всего на 1,4%), что приведет к падению потребности в продукте на 1,7%. Тем не менее к концу прогнозного периода спрос на авиакеросин в республике вырастет на 39,1% по отношению к 2015 г. до 760 тыс. т.

Действующие НПЗ РК: текущее состояние и перспективы развития.

Нефтепереработка Казахстана в 2015 г.

Нефтеперерабатывающая отрасль Казахстана представлена главным образом тремя крупными предприятиями – Павлодарским нефтехимическим заводом (ПНХЗ), Атырауским нефтеперерабатывающим заводом (АНПЗ) и Шымкентским нефтеперерабатывающим заводом (Петроказахстан Ойл Продактс, ПКОП). Их суммарная производственная мощность позволяет перерабатывать примерно 16,25 млн т нефти в год. Кроме них на территории Республики Казахстан функционируют несколько мини-НПЗ, которые способны перерабатывать около 1 млн т нефтяного сырья в год и выпускать в незначительных объемах товарные нефтепродукты и полупродукты.

Загрузка трех основных казахстанских заводов сырьем в 2015 г. составила 14,17 млн т, или 87% их совокупной мощности. Прочие НПЗ Казахстана в 2015 г. переработали еще 0,84 млн т. Данные о переработке сырья и выпуску основных нефтепродуктов в РК в 2011–2015 гг. приведены *в таблице 2*.

Таблица 2 – Переработка нефти и выпуск основных нефтепродуктов в РК в 2011–2015 гг., млн/т

Показатели	2011	2012	2013	2014	2015
Переработка нефти	15 050,2	15 094,0	15 272,3	16 329,9	15 007,7
Светлые нефтепродукты, выход на нефть, %	48,6	50,0	48,2	47,4	47,8
Автобензин	2 785,7	2 879,9	2 734,6	3 008,6	2 860,4
Дизтопливо	4 135,6	4 242,5	4 210,5	4 310,3	4 008,7
Авиакеросин	387,1	421,1	415,2	415,1	307,7
Темные нефтепродукты, выход на нефть, %	35,8	36,2	36,6	33,4	35,4
ВГО	1 047,6	1 548,4	1 883,6	1 839,9	1 701,6
Мазут	4 343,0	3 911,3	3 699,5	3 616,2	3 609,0

Источник: анализ ИГ «Петромаркет» на основе данных АО «ИАЦ НГ»

Соотношение мощностей первичной и вторичной переработки нефти на трех крупнейших заводах Казахстана приведены на *рисунке 6*.

Из представленных в *таблице 2* и на *рисунке 6* данных видно, что нефтепереработку Казахстана характеризует недостаток мощностей углубляющих процессов. Например, в 2015 г. потенциальный объем сырья для углубляющих процессов можно было оценить в 6,5 млн т[4]. При этом суммарная мощность установок, которые могли это сырье переработать, составила только 2,57 млн т[5]. Следствием этого дисбаланса является высокий выход темных нефтепродуктов (мазута и ВГО) при недостатке светлых.

[4]Суммарная оценка ресурсов мазута и/или ВГО и гудрона основана на статистике переработки нефти и производства темных нефтепродуктов в Казахстане в 2011–2015 гг.

[5]В эту цифру входят установка каталитического крекинга мощностью 1,25 млн т/год на ПНХЗ и установки коксования на АНПЗ И ПНХЗ мощностью 0,72 и 0,60 млн т/год соответственно.

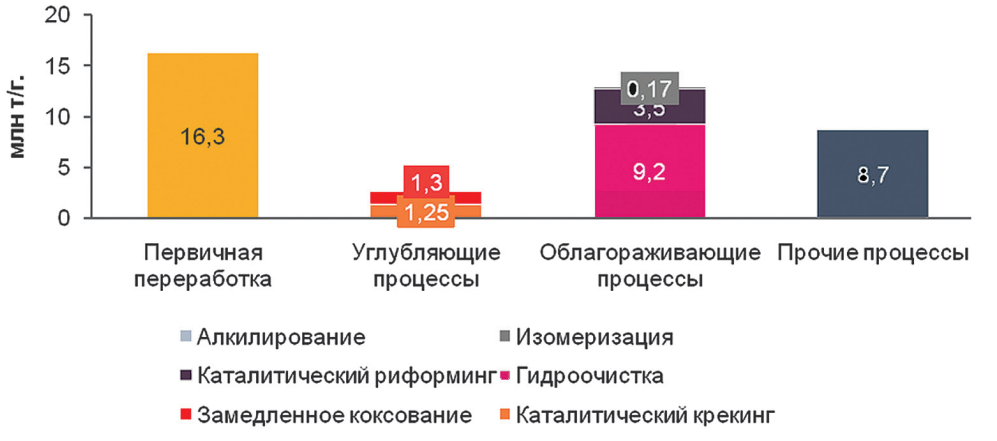


***Рисунок 6* – Мощности установок первичной и вторичной переработки нефти на трех крупнейших НПЗ РК по состоянию на 1 мая 2016 г.**[6]

Источник: ИГ «Петромаркет»

Другой важной проблемой отрасли является тот факт, что уровень и структура облагораживающих процессов не позволяют добиться качества моторных топлив, отвечающего современным требованиям. Львиная доля выпускаемых в Казахстане топлив соответствует экологическому классу К2. При этом Техническим регламентом Таможенного союза ТР ТС 013/2011 «О требованиях к автомобильному и авиационному бензину, дизельному и судовому топливу, топливу для реактивных двигателей и мазуту» (далее – ТР ТС) в редакции от 23 июня 2014 г. было предусмотрено введение запрета на выпуск в обращение на территории Казахстана топлива с качеством ниже К4 уже в 2016 г. Однако из-за неготовности отрасли к выпуску топлив высоких экологических классов в декабре 2015 г. требования ТР ТС были скорректированы. В новой редакции запрет обращения топлив К2 и К3 на территории страны начнет действовать с 1 января 2018 г.

Решить описанные проблемы призвана программа модернизации НПЗ, начатая в Казахстане в 2009 г. В настоящее время выполнение программы идет полным ходом.

[6]Мощность углубляющих процессов дана без учета мощностей висбрекинга, который отнесен к прочим процессам.

Планы модернизации действующих НПЗ и ее влияние на выпуск светлых нефтепродуктов в РК

К 1 мая 2016 г. некоторые проекты из запланированных в программе модернизации уже были завершены. В первую очередь это комплекс производства ароматики (КПА) мощностью 1 млн т/год[7] на АНПЗ. Предусмотрены топливный и нефтехимический варианты функционирования комплекса. При топливном варианте на КПА в год будет производиться до 830 тыс. т компонента высокооктанового бензина. При нефтехимическом варианте основной продукцией комплекса будут бензол (объем выпуска 130 тыс. т/год) и параксилол (объем выпуска 500 тыс. т/год) – ценное сырье для дальнейших нефтехимических переделов. Производство же компонента автобензина составит лишь 140 тыс. т/год. Кроме того, к настоящему моменту на ПКОП проведена реконструкция установки гидроочистки дизельного топлива с увеличением мощности до 1,5 млн т/год и введена установка производства серы мощностью 4 тыс. т/год.

Основные же проекты программы модернизации в настоящее время находятся на стадии реализации. Это комплекс глубокой переработки нефти на АНПЗ, комплекс каталитического крекинга на ПКОП, установки изомеризации легкой нафты на всех трех заводах. Программой также предусмотрены увеличение мощностей первичной переработки, реконструкция ряда установок облагораживающих процессов с целью перехода НПЗ Казахстана на производство моторных топлив экологических классов К4 и К5, реконструкция установок коксования с увеличением мощности.

Завершение модернизации АНПЗ ожидается в 2016 г., ПНХЗ и ПКОП – в 2017 г. Предполагается, что промышленная эксплуатация установок начнется в следующем году после года ввода. Таким образом, в 2018 г. результаты модернизации проявятся в полном объеме. На *рисунке 7* можно видеть, как изменится соотношение мощностей первичной переработки нефти и вторичных процессов после полного завершения программы. Так, мощность первичной переработки нефти вырастет на 14%, суммарная мощность углубляющих процессов – более чем в 3 раза. На всех трех НПЗ будут функционировать комплексы по переработке темных нефтепродуктов с выработкой дополнительных объемов светлых. Мощности облагораживающих процессов вырастут почти в 2 раза.

Если загрузка модернизированных НПЗ сырьем будет составлять 100% установленной мощности, выпуск автомобильных бензинов в Казахстане к 2018 г. увеличится в 2,1 раза (при работе КПА на АНПЗ по нефтехимическому варианту), дизельного топлива – в 1,5 раза, авиационного керосина – в 3,1 раза. Суммарное производство топочного мазута и ВГО снизится почти на 70% (*рисунок 8*). Выход светлых нефтепродуктов на нефть составит 67%, а выход мазута уменьшится до 8%.

[7]Мощность комплекса дана по мощности установки каталитического риформинга.

Рисунок 7 – Изменение мощностей установок первичной и вторичной переработки нефти на трех крупнейших НПЗ РК по результатам их модернизации

Источник: ИГ «Петромаркет»

Рисунок 8 **– Производство нефтепродуктов в РК в 2015–2018 гг.**

Источник: ИГ «Петромаркет»

Баланс спроса и предложения светлых нефтепродуктов в РК: текущая ситуация и прогноз на будущее

В настоящий момент казахстанский рынок всех светлых нефтепродуктов является дефицитным – объемов производства автобензина, дизтоплива и авиакеросина местными НПЗ не хватает для покрытия спроса внутреннего рынка на эти виды топлив. Дефицит в основном покрывается за счет импорта нефтепродуктов из России. Так, в среднем за 2011–2015 гг. около 30% спроса на автобензин и авиакеросин и 10% спроса на дизтопливо покрывалось за счет импортных поставок этих продуктов с НПЗ северного соседа.

Ключевой на сегодняшний день причиной невозможности Казахстана выйти на самообеспечение основными нефтепродуктами служит технологическая отсталость местных НПЗ. Как было показано в предыдущем разделе, в целом нефтеперерабатывающая отрасль страны характеризуется неразвитостью вторичных процессов переработки нефти, следствием чего является низкий выход светлых нефтепродуктов и высокий выход темных.

Если исходить из того, что запланированные программы модернизации трех ведущих казахстанских НПЗ будут выполнены в полном объеме, а заводы выйдут на 100%-ную загрузку сырьем, зависимость Казахстана от импорта нефтепродуктов должна исчезнуть в 2018 г., после завершения модернизации всех трех основных НПЗ РК *(рисунок 9)*.

Как видно из представленных графиков, в 2018 г. на смену чистому импорту светлых нефтепродуктов, который в 2015 г. суммарно составил 1,9 млн т, придет чистый экспорт, объем которого в 2018 г. оценивается в 3,8 млн т. В дальнейшем, по мере роста внутреннего спроса на автобензин, дизтопливо и авиакеросин, профицит будет понемногу сокращаться. Тем не менее даже в 2030 г. его совокупный объем составит 1,6 млн т. Сохранение профицита светлых нефтепродуктов в Казахстане на протяжении всего прогнозного периода будет следствием вялой динамики спроса, лишенного сильных макроэкономических драйверов.

Однако подобный сценарий развития событий является не единственно возможным. Так, не исключено, что экономика Казахстана будет расти быстрее, чем можно сейчас предвидеть. Если темпы этого роста будут существенно выше, чем предполагалось при построении прогноза спроса на светлые нефтепродукты в РК, то темпы роста спроса, в свою очередь, могут быть существенно выше спрогнозированных. В этом случае может сложиться ситуация, в которой даже полная реализация запланированных программ модернизации казахстанских НПЗ и их выход на 100%-ную загрузку сырьем не позволят Казахстану гарантировать свою независимость от импорта светлых нефтепродуктов в долгосрочной перспективе.

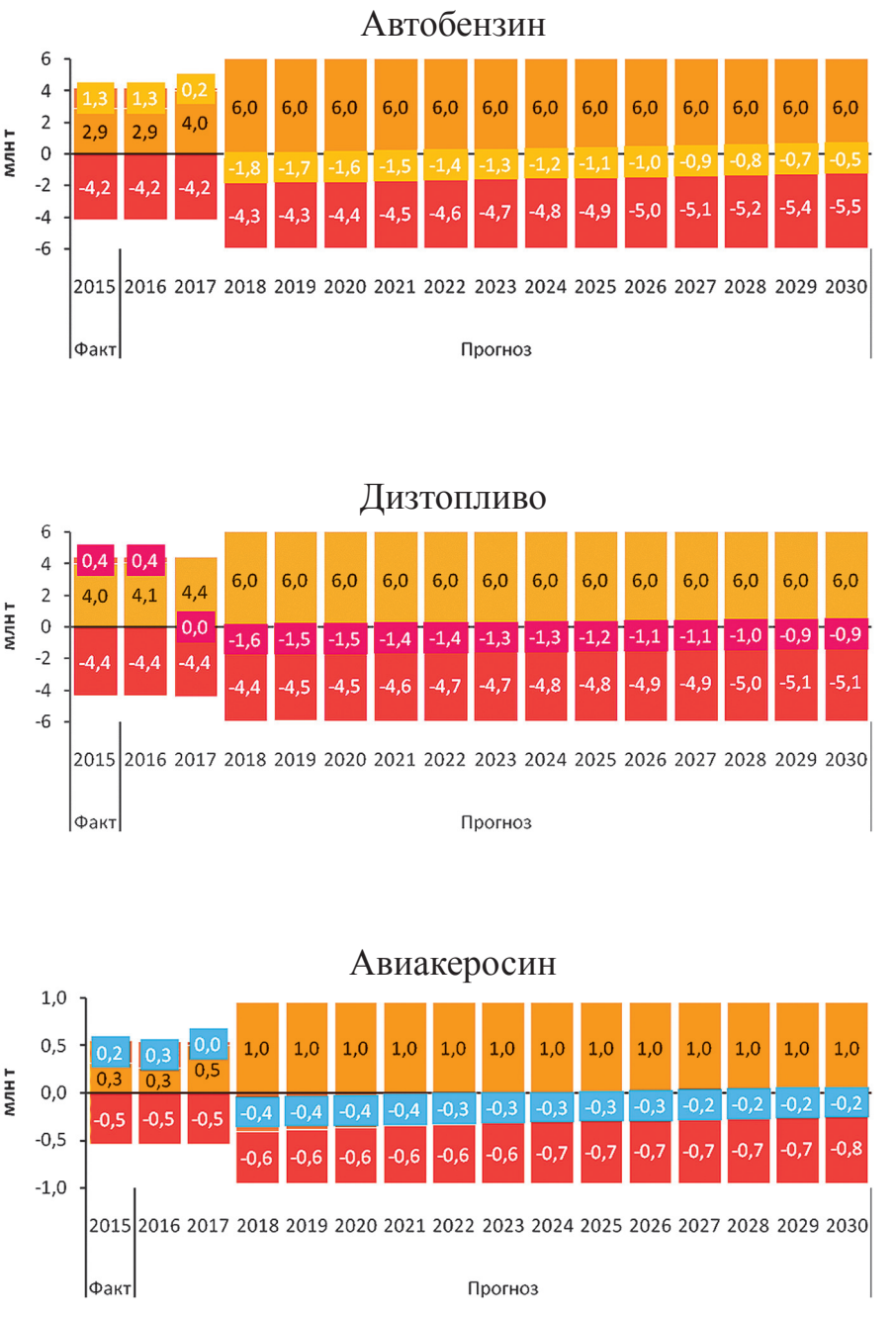


Рисунок 9 **–Балансы спроса и предложения на рынках светлых нефтепродуктов в Казахстане в 2015–2030 гг.**

Источник: ИГ «Петромаркет»

Не менее вероятным представляется и вариант, при котором программы модернизации крупнейших НПЗ Казахстана не будут выполнены в полном объеме и/или модернизированные НПЗ не выйдут на 100%-ную загрузку сырьем. В этом случае представленные в предыдущем разделе прогнозы производства нефтепродуктов в РК не реализуются.

Если говорить о перспективах исполнения запланированных программ модернизации, то по информации ИГ «Петромаркет» проект модернизации ПНХЗ не будет реализован в том виде, в котором это предполагалось изначально. Например, недавно было принято решение отказаться от расширения мощности как установки первичной переработки нефти, так и целого ряда установок вторичной переработки. Причина – отсутствие достаточных финансовых ресурсов у собственника НПЗ – АО «КазМунайГаз – переработка и маркетинг».

Выйти же на 100%-ную загрузку сырьем действующим НПЗ РК будет не так-то просто. Причина – существующая в Казахстане система государственного регулирования рынков нефти и нефтепродуктов, одним из последствий которого является невыгодность поставок добываемой в РК нефти на внутренний рынок. Если эта система не будет реформирована, не исключено, что объем переработки нефти на модернизированных НПЗ РК будет ощутимо меньше их мощности.

Резюмируя изложенное, отметим, что если ставить целью гарантированное исключение зависимости Казахстана от импорта нефтепродуктов в долгосрочной перспективе, руководству отрасли следует:

1. Проанализировать различные сценарии динамики спроса на нефтепродукты в РК в долгосрочной перспективе и на этой основе принять решение о вариантах дополнительного развития нефтепереработки в стране. При этом необходимо иметь в виду, что широко обсуждаемая идея о необходимости строительства в стране четвертого НПЗ далеко не очевидна. Реализация такого крупного проекта, по меньшей мере, несет в себе чрезвычайно много рисков[8].

2. Сосредоточиться на полном выполнении изначально запланированных программ модернизации отечественных НПЗ и добиться от этих предприятий максимальной отдачи по выпуску светлых нефтепродуктов.

3. Разработать варианты реформирования действующей в республике системы государственного регулирования рынков нефти и нефтепродуктов, включая систему налогового и таможенно-тарифного регулирования, регулирование поставок нефти на внутренний рынок, ценовое регулирование розничного рынка моторных топливо и т.д.

[8]Хомутов И.А., Зубачева А.Л., Лишневецкая А.И., Прохоренков В.С. Нужен ли Казахстану четвертый НПЗ? – М.: ИГ «Петромаркет», 2016. – 60 с.

Global Oil&Gas

ufi Approved Event

24-я Казахстанская международная выставка и конференция “Нефть и Газ”

4-7 октября 2016

Атакент, Алматы, Казахстан

подробная информация:

www.kioge.kz

KIOGE Kazakhstan

ITE

ITECA

ТОО «НИИ «КАСПИЙМУНАЙГАЗ»: ДОСТИЖЕНИЯ И ПЕРСПЕКТИВЫ ДАЛЬНЕЙШЕГО РАЗВИТИЯ.

М.Н. БАБАШЕВА –
канд. техн. наук,
генеральный директор

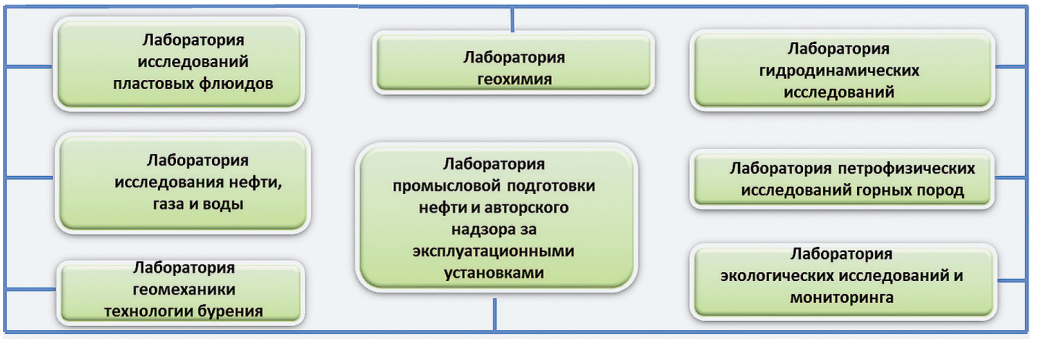
ТОО «НИИ «Каспиймунайгаз»
060011, Республика Казахстан,
г. Атырау, Жарбосынова, 89а

Научно-исследовательский институт «Каспиймунайгаз» – один из лидирующих и конкурентоспособных на нефтяном рынке среди отечественных проектных и научных организаций. Свидетельством тому является посещение института Премьер-министром Республики Казахстан К.К. Масимовым 8 августа 2016 г.

Сопровождали Премьер-министра У.С. Карабалин – Герой Труда, К.А. Бозумбаев – министр энергетики Республики Казахстан, С.М. Мынбаев – председатель правления АО НК «КазМунайГаз», Н.А. Ногаев – аким Атырауской области, К.О. Исказиев – генеральный директор АО «РД «КазМунайГаз» и др. Высокопоставленная делегация детально ознакомилась со всеми подразделениями института, особенно с его лабораторным блоком. В результате была дана высокая оценка деятельности учреждения.

Получив в конце 2005 г. статус юридического лица, ТОО «НИИ «Каспиймунайгаз» из года в год успешно прогрессирует в области предоставления инжиниринговых услуг в нефтяной отрасли. Предприятие успешно развивается, расширяя два направления – проектное и лабораторное. Для развивающегося проектного института, где определяющей является выработка стратегии эффективной разработки месторождений углеводородов, острой и важной проблемой было отсутствие научных лабораторных исследований, соответствующих мировым стандартам.

Создание совместных предприятий с иностранными инвесторами на крупных и мелких месторождениях выявило дефицит лабораторий, изучающих состав и свойства пород и пластового флюида. Все совместные предприятия проводили лабораторные исследования за пределами Казахстана, нанося ущерб экономике страны и развитию научных и экспериментальных исследований в нефтяной отрасли. Поэтому важным было решение коллектива ТОО «НИИ «Каспиймунайгаз» создать крупный конкурентоспособный лабораторный центр с современным оборудованием.



В 2008–2014 гг. были построены два специализированных лабораторных комплекса для керна и пластового флюида за счет собственной прибыли. В настоящее время в лабораторном центре функционирует восемь направлений.

Наиболее важны для изучения параметров месторождений три направления – лабораторные исследования состава и свойств пластового флюида, пород и геохимии нефти.

Первый лабораторный комплекс включает в себя полномасштабное изучение пластового флюида в поверхностных и пластовых условиях. Лаборатория изучения пластового флюида оснащена современным оборудованием международного класса. Это установки Chandler и FLUID EVAL, позволяющие проводить исследования пластовых флюидов при высоком давлении (до 1000 бар) и высоких температурах (до 204°С), с содержанием сероводорода до 27 мольн. %, т.е. создание термобарических условий нефтяных и газоконденсатных месторождений на разных глубинах – от 300 м до 5 км. На этих установках определяются флюидальные параметры нефти, газа и конденсата в пластовых условиях, такие, как вязкость, плотность флюида, газосодержание, процент усадки, и др., что позволяет недропользователю определить объем УВ для учета геологических и извлекаемых запасов месторождения, выбора технологии добычи, инфраструктуры и объема добываемой продукции для переработки и реализации.

Изучение состава и свойств нефти, газа и конденсата в стандартных условиях проводится в лаборатории, где все параметры углеводородов изучаются уже на поверхности. Это плотность, вязкость, коксуемость, парафинистость, содержание воды, температура застывания и плавления нефти и конденсата, фракционный

состав нефти, температура вспышки для определения качества УВ. По завершении работ выдается сертификат-паспорт УВ на соответствие товарности принятым ГОСТам РК для сдачи в нефтяные и газовые терминалы.

Для выполнения данных видов работы имеется полный комплекс оборудования российского и зарубежного производства, таких, как оборудование EURODIST, на котором в лаборатории проводится контроль разгонки нефти и конденсата, производимых на нефтеперерабатывающих заводах.

В ТОО «НИИ «Каспиймунайгаз» имеется лаборатория, где хроматографическим методом устанавливают фракционный углеводородный и неуглеводородный составы нефти и газа, необходимые для определения мощностей и технологий нефтегазоперерабатывающих комплексов.

Второй лабораторный комплекс включает в себя два направления – петрофизические исследования горных пород и геохимические исследования пластовой смеси и породы.

В Казахстане до 2008 г. не было лаборатории изучения горных пород в термобарических условиях, где оборудование, выполняющее исследования, соответствовало бы мировым стандартам. Максимально технические параметры оборудования находились в пределах давления до 300 атм и температуры 100 ºС. Исследования проводились в основном на породах терригенного типа (пески, песчаники, алевролиты). Необходимость создания этой лаборатории была вызвана тем, что все исследования пород, из которых состоит резервуар, осуществлялись за границей.

В 2010 г. была построена лаборатория, закуплено оборудование, на котором изучаются состав и свойства пород в пластовых и поверхностных условиях.Эти исследования способствуют решению ряда важных вопросов: какова емкость, где аккумулируется нефть, каково соотношение нефти и воды в породе, каковы возможности на месторождении добывать нефть, газ и конденсат с применением и без применения каких-либо технологий.

Были приобретены уникальные современные приборы и установки, на которых проводятся эксперименты по выбору разных агентов для увеличения извлечения УВ из недр. Сегодняшнее состояние лаборатории позволяет осуществлять лабораторные исследования и эксперименты по определению промышленного потенциала месторождений и максимального извлечения УВ.

В основном работы выполняются для терригенных коллекторов с давлением до 500 атм. – это закачка воды и полимерного реагента для повышения КИН.

Вместе с тем отсутствует возможность проведения экспериментов на месторождениях с АВПД и с высоким содержанием сероводорода, позволяющих оптимизировать разработку месторождений с обратной закачкой газа (Карачаганак, Тенгиз, Кашаган). Для этого необходимо приобретение современного оборудования, на котором можно проводить эксперименты по вытеснению как в вертикальном, так и горизонтальном направлении.

Выполняемые эксперименты позволят недропользователям выбрать оптимальную технологию добычи УВ, которая станет основой для увеличения коэффициента извлечения нефти, что является приоритетным направлением в развитии нефтяной отрасли страны.

На 26-м пленарном заседании Совета иностранных инвесторов при Президенте РК, посвященном вкладу иностранных инвесторов в инновационно-технологическое развитие Республики Казахстан, Глава государства дал задание разработать Дорожную карту научно-технологического развития добывающего сектора нефтегазовой отрасли до 2025 г. Этот документ определяет пошаговый путь развития отрасли, реализацию проектов и планирование научных изысканий.

Первым шагом к реализации Дорожной карты является открытие нового направления на базе лабораторного центра ТОО «НИИ «Каспиймунайгаз» – лаборатории геохимических исследований, на сегодня не проводимых в Казахстане, отвечающей по оснащению оборудованием всем мировым стандартам, совместно с АО «НК «КазМунайГаз», «Шелл Казахстан Девелопмент Б.В.» и ТОО «НИИ «Каспиймунайгаз».

Компанией «Шелл Казахстан Девелопмент Б.В.» в виде спонсорской помощи было приобретено и поставлено в новую лабораторию современное геохимическое оборудование, которое обладает огромными возможностями для изучения индивидуальных высокомолекулярных углеводородов путем газовой хроматографии.

В 2015 г. была открыта новая лаборатория геохимических исследований газожидкостной смеси и горных пород.

Лаборатория оснащена новейшим оборудованием, обеспечивающим не только геохимический анализ нефти, горных пород и почв для решения поисковых и разведочных задач геологического направления, но и анализ питьевой, природной и сточной вод для производственного и экологического мониторинга совместно с отделом экологии и охраны окружающей среды института.

Основным направлением работ лаборатории геохимических исследований является изучение нефтематеринских пород методами органической геохимии с целью оценки перспектив нефтегазоносности осадочных отложений, а также познания закономерностей процесса образования нефти, газа и их производных. Полученные данные будут использованы геологами для обнаружения новых месторождений нефти и газа.

Открытие новой лаборатории на территории Атырауской области в рамках реализации Дорожной карты научно-технического развития добывающего сектора нефтяной отрасли до 2025 г. дает основание считать, что государство возлагает на данный регион большие надежды и в то же время большую ответственность за прогресс нефтяной науки Республики Казахстан. С деятельностью этой лаборатории вопросы по изучению геохимических свойств пород и нефти получат понимание и решение в научных кругах нефтяной отрасли. Это направление в ближайшем будущем станет дополнительным инструментом при изучении вопросов генезиса и генерации нефти. Сегодня в лабораторном центре проводятся научные исследования пластовых флюидов и кернового материала практически всех месторождений Казахстана, за исключением Карачаганака, Тенгиза, Королевского, Кашагана. Для этих месторождений анализы проводятся иностранными компаниями, т.е. за пределами страны.

Необходимо оборудование для изучения сложных газоконденсатных систем массивной толщи месторождения Карачаганак, для которого неизвестны характер и скорость изменения фазового состояния конденсатной системы в процессе разработки в пермских и карбонатных отложениях. Остается открытым также вопрос достижения утвержденного коэффициента извлечения нефти 40% по нефтяной оторочке месторождения Карачаганак.Помимо этого, имеется ряд сложностей оценки эффективности применения обратной закачки газа на газоконденсатную часть резервуара, одной из основных задач которой является уменьшение темпа снижения пластового давления и смешиваемого вытеснения, т.е. недопущение рециркуляции закачиваемого газа.

Слева на право: ***У.С. Карабалин,*** *Герой Труда РК, академик Национальной инженерной академии РК;* ***М.Н. Бабашева,*** *генеральный директор ТОО «НИИ «Каспиймунайгаз»;* ***К.К. Масимов,*** *Премьер-министр Республики Казахстан;* ***Н.А. Ногаев,*** *аким Атырауской области.*

Так как газ в будущем будет востребован как эффективный энергоноситель, необходимо уже сейчас заняться поиском альтернативных методов поддержания пластового давления месторождения. (закачка CO_2, N_2, воды и других рабочих агентов).На месторождениях Тенгиз и Королевское, для которых характерно наличие АВПД, в настоящее время поднимается вопрос о снижении пластового давления. На высокопродуктивных участках данных месторождений пластовое давление снизилось до давления насыщения.

Обратная закачка растворенного газа на уровне 40% неполностью решает вопрос компенсации отбора, т. е. настало время проводить научные исследования по поиску альтернативных методов поддержания пластового давления, таких, как закачка CO_2, N_2, пластовых вод подсолевого комплекса.

Месторождение Кашаган относится к гигантским месторождениям, расположенным в акватории Каспийского моря, где с начала разработки предусматривается обратная закачка растворенного сернистого газа. Как показывает опыт реализации обратной закачки газа в пласт на месторождениях Тенгиз и Карачаганак, эффективность данного метода поддержания пластового давления низка. Пластовое давление падает, растет газовый фактор, а это напрямую влияет на конечный коэффициент извлечения УВ.Уже в начале промышленной разработки может возникнуть ряд осложнений, которые также потребуют научного сопровождения, проведения экспериментов в лабораторных условиях.

Выполнение научных и лабораторных исследований для месторождений с АВПД, с разными типами коллекторов, сложными флюидными системами УВ, выбор эффективного агента для увеличения КИН месторождений – приоритетные направления в институте.

Перечисленные проблемы могут быть решены при дальнейшем развитии лабораторного центра с приобретением дорогостоящего нового оборудования для проведения уникальных экспериментов, тем более что имеется научный потенциал специалистов, знающих эти проблемы и, самое главное – необходимый результат.

Для решения этих задач необходимо приобретение следующего оборудования:

- Универсальная установка PVT для измерения относительных фазовых проницаемостей газ – нефть, газ – вода при нестационарной фильтрации по методу Велча (Welge). Данный прибор выполняет эксперимент, показывающий, как происходит динамическая смешиваемость флюидов в пластовых условиях, какие требуются давление и температура, объем закачиваемого газа, его параметры (сухой, жирный или другие виды), чтобы получить максимальную эффективность смешивания, тем самым определив, какой метод может существенно увеличить нефтеотдачу пласта
- Томографическое исследование коллектора длиной 1,5–2 м с программным обеспечением позволит в стандартных условиях более точно определять возможности коллектора резервуара и выполнять моделирование фильтрационных процессов.
- Трехфазная фильтрационная установка для исследования керна, позволяющая выполнять исследования трехфазного потока нефти, газа и воды из резервуара или в стволе скважины. При этом определяется процентное содержание добываемой продукции.
- Мобильная экологическая лаборатория «ЭКО-2М» для контроля качества воздуха, атмосферы и промышленных выбросов, воды и водных сред, почв и донных отложений производства компании «МЕГА».
- Исследовательское судно для проведения подводно-технических работ, экологического мониторинга морской среды, океанографической съемки придонного слоя, оказания помощи силам поиска и спасения на море.

- Пиролизатор Rock Eva l 6 – полностью автоматизированный прибор, состоящий из двух микрореакторов, которые могут быть нагреты до 850°С.
- Система SDS для обнаружения твердой фазы, предназначенная для высокоточного детектирования момента начала выпадения твердых органических веществ, т.е. для определения условий начала осаждения твердой фазы из пластовой нефти.

Сегодня у института есть новые цели, для осуществления которых будут приниматься действенные меры руководством института и коллективом.

Фото на память с коллективом лабораторного блока №3

ITE

Oil & Gas Events

ITEOil&Gas

АЗЕРБАЙДЖАН
CASPIAN OIL & GAS
1 - 4 июня 2016 | Баку

ЕГИПЕТ
GLOBAL OIL&GAS MIDDLE EAST AND NORTH AFRICA
январь 2017 | Каир

ГРЕЦИЯ
GLOBAL OIL&GAS BLACK SEA AND MEDITERRANEAN
28 - 29 сентября 2016 | Афины

ИНДИЯ
IOPS
9 - 10 сентября 2016 | Мумбаи

КАЗАХСТАН
KIOGE
4 - 7 октября 2016 | Алматы

MANGYSTAU OIL & GAS
8 - 10 ноября 2016 | Актау

GLOBAL OIL&GAS ATYRAU
11 - 10 апреля 2017 | Атырау

МЬЯНМА
GLOBAL OIL&GAS MYANMAR
Май 2016 | Янгон

РОССИЯ
MIOGE
27 - 30 июня 2017 | Москва

ЮАР
AFRICA OIL WEEK
31 окрября - 4 ноября 2016 | Кейптаун

ТУРЦИЯ
GLOBAL OIL&GAS TURKEY
Май 2017 | Стамбул

WORLD ENERGY CONGRESS
9 - 13 октября 2017 | Стамбул

ТУРКМЕНИСТАН
TGS
19 - 20 Мая 2017 | Туркменбаши

ВЕЛИКОБРИТАНИЯ
AFRICA INDEPENDENTS FORUM
24 - 25 мая 2016 | Лондон

УЗБЕКИСТАН
OGU
18 - 20 мая 2016 | Ташкент

Ваш бизнес на связи со всем миром

Учимся у прошлого, обсуждаем сегодня, планируем на завтра

www.global-oilgas.com

12 Стран
17 Событий

ITE
Oil & Gas

@iteoilgas

АТЫРАУСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ НЕФТИ И ГАЗА: СТРАТЕГИЯ РАЗВИТИЯ

А.А. АБИШЕВ –
док. эконом. наук, профессор,
ректор Атырауского
университета нефти и газа

Республика Казахстан, г. Атырау
Атырауский университет нефти и газа, ул. Баймуханова, 45А

Президент Республики Казахстан Н.А. Назарбаев в выступлении на 26-м заседании Совета иностранных инвесторов в мае 2013г. отметил: «Нужно, чтобы выпускники соответствовали всем требованиям работодателей. Инженерный кадровый состав должен формироваться из местных специалистов. Государство будет продолжать финансирование этих учреждений через гранты. Можно начать эту практику с нефтегазовой сферы, Атырауского института нефти и газа...».

Это заявление приобретает особое содержание в связи с теми преобразованиями, которые сегодня происходят в Атырауском институте нефти и газа, одном из ведущих технических вузов Казахстана. Прошлое и настоящее вуза, равно как и перспективы дальнейшего его развития, вызывают безусловный интерес

общественности особенно в связи с постановлением Правительства РК от 25 июля 2016 г. о преобразовании Атырауского института нефти и газа в Атырауский университет нефти и газа.

История вуза началась с открытия в 1959 г. в г.Гурьеве (ныне г.Атырау) учебно-консультационного пункта Всесоюзного заочного политехнического института. Затем последовали образование общетехнического факультета Казахского политехнического института (1980 г.), филиала Казахского политехнического института (1990 г.), Института нефти и газа Казахского национального технического университета (1994 г.), Атырауского института нефти и газа МОН

РК (1998 г.), присоединение Института химии нефти и природных солей НАН РК к АИНГ (1999 г.), создание республиканского государственного предприятия на праве хозяйственного ведения «Атырауский институт нефти и газа» МОН РК (2012 г .).

Оглядываясь на прошлое вуза, можно отметить одну важную вещь: его становление шло всегда по пути преодоления трудностей. Так, шаг за шагом, следуя добрым традициям, приобретенному опыту и открытости навстречу новым реалиям, Атырауский институт нефти и газа стал одним из ведущих вузов по подготовке высококвалифицированных кадров для нефтегазового сектора экономики страны. Следует отметить труд тех, кто внес значительный вклад в становление и развитие вуза. Среди них Т.П. Сериков, Н.К. Надиров, М.Д. Диаров, Д.У. Кульжанов, Б.Ф. Анисимов, А.Ш. Акжигитов, М.Е. Баймиров, А.Т. Бисекенова, Е.Г. Гилажов, Т.Ж. Ергалиев, М.Ж. Жаншин, Т.К. Карамурзиев, А.К. Кенжегалиев, К.И. Ким, В.В. Козырев, Д.М. Мурзагалиев, К.И. Муханбеткалиев, Е.Ф. Парфенова, А.Т. Сагинаев, М.Н. Тазабеков, К.А. Танатаров, Б.У. Уразгалиев и многие другие.

Сегодня Атырауский институт нефти и газа – это 26 специальностей бакалавриата (в том числе с подготовкой специалистов на английском языке), аккредитованные образовательные программы, реализация инновационных образовательных программ в рамках Государственной программы индустриально-инновационного развития Республики Казахстан, переход на дуальное обучение по четырем специальностям, 82 базы для проведения профессиональной практики, реализация совместных образовательных программ с зарубежными вузами-партнерами, международное партнерство с 65 университетами мира. И это далеко не все.

В настоящее время идет процесс активного интегрирования научных центров и лабораторий в созданный недавно Каспийский исследовательский институт. Так, в его структуру вошли следующие научные подразделения: 1) научно-исследовательский центр топливно-энергетических проблем, научный центр региональных экологических проблем и центр экономики и социально-гуманитарных исследований; 2) научно-исследовательские лаборатории: нефтехимии, исследования нефти, проблем энергетики, геоэкологии, производства продуктов нефтехимии, а также лаборатория по сбору и подготовке нефти и газа.

В последние годы теоретические и научно-исследовательские работы, проводимые в научных лабораториях и центрах АИНГ, получают соответствующую материально-техническую обеспеченность, что ведет к успешному развитию экономической конкурентоспособности и инновационному развитию вуза.

Сейчас осуществляется ряд мер, имеющих целью развитие вуза в новых условиях: подготовка учебно-образовательных программ, направленных на успешное развитие управления инновационным бизнесом и бизнес-инкубатором; разработка и внедрение венчурных программ в целях финансового обеспечения инновационных программ. Эти и другие факты есть свидетельство вклада вуза в дело успешного развития внутреннего рынка высоких технологий, всемерной поддержки ресурсов высшей школы, обновления экономики нашей страны. Так, результаты научных исследований использовались при проектировании и строительстве новых магистральных нефтепроводов Каламкас − Каражанбас − Актау, Кумколь − Каракоин, Западный Казахстан − Кумколь, Кенкияк − НПС-3 − Атырау.

Только за последние несколько лет ученые вуза стали авторами более 20 патентов, сегодня этап коммерциализации проходят следующие из них:

«Октаноповышающая добавка к бензину». Патент РК на изобретение № 28915. Гилажов Е.Г. (ТОО «Актобенефтепереработка»);

«Топливо маловязкое судовое» . Патент РК № 28573. Мендыбаев Р.Г., Акжигитов А.Ш. (СПО ТОО «Caspi Bitum»;

«Состав для укрепления грунтовых дорог». Заявка на изобретение № 2015 /0743 прошла формальную экспертизу. Исполнители Гилажов Е.Г. и др. (ТОО «Тасжол»);

«Технология получения битума». Заявка на изобретение №2015/0990 прошла формальную экспертизу. Исполнители Ишмухамбетова Н.К. и др. (НПО «Парасат»).

Одним из условий успешной деятельности вуза является привлечение студентов к научно-исследовательской работе. И в этой сфере Атырауский институт нефти и газа набирает уверенный темп, демонстрируя совместный потенциал деятельного сотрудничества профессорско-преподавательского состава и студентов. Развивая научную инициативу сегодняшних студентов, руководство вуза делает ставку на подготовку конкурентоспособной профессиональной молодежи – будущих кадров экономики страны.

На протяжении ряда лет в вузе работает профессиональная секция Общества инженеров-нефтяников SPE, члены которой занимаются сбором, распространением и обменом технической информацией путем проведения различных семинаров, курсов с привлечением ведущих инженеров-нефтяников, а также участия в различных международных форумах. Проведение подобных мероприятий способствует повышению профессионального мастерства и уровня знаний студентов. В вузе созданы все условия для развития творческого потенциала студентов: действуют 35 студенческих клубов по интересам, научные кружки, спортивные секции, творческие объединения.

Имеется определенный прогресс и в сфере научно-исследовательской работы студентов, которую можно представить по двум основным направлениям: 1) участие в конференциях как республиканского, так и международного уровней;

2) участие в подготовке и разработке научных проектов совместно с крупнейшими промышленными предприятиями и производственными объединениями. За 2015–2016 учебный год студентами сделаны успешные доклады на региональной научно-практической конференции «Нефтегазовая отрасль – приоритет роста и развития Республики Казахстан» в рамках реализации ГПИИР РК, республиканской научно-практической конференции «Эколого-гигиенические аспекты и перспективы развития охраны окружающей среды и здоровья населения Атырауской области в условиях интенсивного освоения нефтегазовых месторождений», международной научно-практической конференции «Атырау: Нефть и газ», международной геологической конференции «Атырау ГЕО-2016».

С 2015–2016 учебного года в вузе реализуется дуальная система обучения студентов специальностей «Нефтегазовое дело» по специализации «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» на базе АО «Эмбамунайгаз», «Технологические машины и оборудование» по специализации «Бурение нефтяных и газовых скважин на суше и на море» на базе ТОО «Жигермунайсервис», «Химическая технология органических веществ», «Автоматизация и управление» и «Электроэнергетика» на базе ТОО «Атырауский нефтеперерабатывающий завод».

Университет принял новую стратегию развития, идет реализация плана модернизации студенческого кампуса.

На территории кампуса появился Технологический музей под открытым небом. Экспозиции музея посвящены технологиям в нефтегазовом комплексе (технологиям поиска, разведки, бурения, разработки нефтегазовых месторождений, технологиям транспортировки нефти и газа, технологиям нефтехимии, нефтепереработки, технологиям в электроэнергетике, обустройстве нефтегазовых месторождений и т.д.).Экспонаты в Технологический музей передали крупнейшие производственные предприятия: АО «КТК-К», Машиностроительный завод ТОО «АтырауНефтеМаш», АО «Эмбамунайгаз», ТОО «АНПЗ», АО «Атырау-Жарык», ТОО «Жигермунайсервис».

При спонсорской поддержке АО «КТК-К» построен спортивный комплекс, состоящий из трех секторов: волейбольная, баскетбольная площадки и теннисный корт.

Значительное содействие в реализации стратегического плана развития вуза оказывает его попечительский совет, возглавляемый заместителем председателя ассоциации «Kazenergy», академиком, доктором технических наук У.С. Карабалиным.

Постановление МОН РК о присвоении вузу статуса университета есть свидетельство высокого доверия и вместе с тем огромной ответственности. 2016–2017 учебный год станет стартовым на пути грядущих преобразований вуза. Атырауский университет нефти и газа приложит все усилия для укрепления своих позиций и превратится в ведущий образовательный и научно-исследовательский центр страны, реализующий идеи интеграции науки, образования и производства.

70 лет

ВАЛИХАН КОЗЫКЕЕВИЧ БИШИМБАЕВ

доктор технических наук, профессор, лауреат Государственной премии РК, академик Национальнойи академии наук и Национальной инженерной академии РК

Валихан Козыкеевич Бишимбаев родился 27 октября 1946 г. в с. им.Т. Рыскулова (бывшее с.Ванновка) Тюлькубасского района Южно-Казахстанской области. В 1968 г. окончил Казахский химико-технологический институт (КазХТИ) по специальности «Технология неорганических веществ и химических удобрений» и был оставлен ассистентом кафедры технологии неорганических веществ.

В 1969 г. был направлен в аспирантуру Московского химико-технологического института им. Д.И. Менделеева, где под руководством известных ученых Н.С. Торочешникова, И.Н. Шокина, А.Г. Кузнецовой, С.Л. Ахназаровой состоялся как исследователь и ученый. В 1973 г. защитил кандидатскую диссертацию на тему «Окисление сульфита калия в процессе очистки отбросных газов от SO_2 растворами поташа». После возвращения в КазХТИ возглавил кафедру технологии неорганических веществ.

В 1976 г. В.К. Бишимбаев был назначен директором Кзыл-Ординского филиала Джамбулского гидромелиоративного института, где под его руководством резко повысилась эффективность научных исследований и подготовка кадров. В 1990 г. филиал был реорганизован в Кзыл-Ординский институт инженеров агропромышленного производства, где была открыта аспирантура, подготовлены более 100 кандидатов наук технического профиля.

В.К. Бишимбаев впервые в мировой практике предложил использование нефтебитумозных пород в качестве комплексной добавки, регулирующей свойства глинистого сырья для производства керамических строительных материалов, а также гидротехнических, гидроизоляционных и дорожных покрытий в сочетании с химическими элементами. По результатам этих исследований в 1991 г.

в Московском химико-технологическом институте им. Д.И. Менделеева он защитил докторскую диссертацию на тему «Рациональное использование нефтебитуминозных пород и некондиционного сырья Западного Казахстана и Приаралья».

В 1996 г. В.К. Бишимбаев был назначен ректором Жамбылского педагогического института, а позднее Таразского государственного университета им. М.Х. Дулати, в которых он также проявил все свои незаурядные качества руководителя и организатора науки. Он явился инициатором возрождения в Казахстане имени великого ученого Мухамеда Хайдара Дулати и присвоения его имени Жамбылскому университету и первым ректором с 1998 г. Таразского государственного университета им. М.Х. Дулати. По его инициативе в Таразе для всего южного региона были созданы диссертационные советы по педагогическим специальностям и впервые в Казахстане и Средней Азии по специальности «Геоэкология»

Знаковым периодом в деятельности В.К. Бишимбаева стало руководство Южно-Казахстанским государственным университетом им. М. Ауэзова, где им инициированы новые направления исследований. Создан аккредитованный испытательный центр «САПА», финансирование исследований возросло с 1,8 млн до 720 млн тенге. В 2008 г. В.К. Бишимбаев вместе с коллективом ученых был удостоен Государственной премии в области науки и техники.

В.К. Бишимбаев в вузе организовал региональную лабораторию открытого типа «Конструкционные и биохимические материалы», инновационный центр, офис коммерциализации, студенческий бизнес-инкубатор. Впервые в Казахстане он стал инициатором аккредитации ряда образовательных программ технического профиля в ведущем европейском аккредитационном агентстве ASIIN. Под его руководством ЮКГУ им. М.Ауэзова первым среди казахстанских вузов прошел международную аккредитацию и получил право присваивать европейские лейблы Eurobachelor®, EUR-ACE® и Euro-Inf®. Наиболее ярко исследовательский и организационный талант академика В.К. Бишимбаева проявился при разработке программ развития нефтехимической и химической промышленности, очистки загрязненных нефтью почв, радиологической обстановки и др. В.К. Бишимбаевым опубликовано свыше 900 научных статей, 18 монографий, 32 учебника. Получено более 130 свидетельств на изобретения. Подготовлено 12 докторов и 40 кандидатов наук.

В.К. Бишимбаев – видный общественный деятель, депутат Мажилиса Парламента V созыва (18.01.2012 – 20.01.2016). По его инициативе проводились парламентские слушания по развитию нефтегазовой отрасли страны, развитию научных и технологических парков, системного управления научной сферой.

С 2015 г. Валихан Козыкеевич Бишимбаев возглавляет ОФ «Научно-исследовательский центр солевых технологий» и тесно сотрудничает с Объединенной химической компанией АО «Самрук-Казына».

Редколлегия журнала «Нефть и газ» сердечно поздравляет Валихана Козыкеевича с юбилеем и желает ему доброго здоровья, счастья, благополучия и дальнейших творческих успехов!

ДЖОЛДАСКАЛИ АХМЕТОВИЧ ДОСМУХАМБЕТОВ

(1916—1977 гг.) 100 лет

Советский инженер-геолог, лауреат Ленинский премии (1966).
Почетный нефтяник СССР. Заслуженный нефтяник КазССР (1966).
Лауреат Государственной премии Республики Казахстан (1995).

15 сентября 1916 г. – родился в пос. Ракуша Туркестанского края (ныне Макатский район Атыраускойобласти (Казахстан).
1932 – 1934 гг. – окончил два курса Гурьевского нефтяного техникума.
1934 – 1940 гг. – учеба в Московском нефтяном институте им. И.М. Губкина.
1940 – 1942 гг. – гл. геолог нефтепромысла Байчунас.
1942 – 1943 гг .– зам. директора комбината «Эмбамунай».
1943 – 1947 гг. – директор нефтепромысла Байчунас.
1947 – 1950 гг. – управляющий трестом «Казнефтеразведка».
1950 – 1951 гг. – главный геолог промысла Макат.
1951 – 1953 гг. – учеба в Московской академии нефтяной промышленности СССР.
1953 – 1954 гг. – директор промысла Кулсары.
1954 – 1957 гг. – главный геолог объединения «Казахстаннефть».
1957 – 1971 гг. – директор объединения «Казахстаннефть» (с 1965 «Эмбамунай»).
1971 – 1977 гг. – главный геолог комбината «Эмбамунай».

Подвиг Джолдаскали Досмухамбетова преобразил мир

В 1961 г. весть об открытии уникальных месторождений углеводородов Узень и Жетыбай облетела весь мир. Джолдаскали Ахметович Досмухамбетов как первооткрыватель этих месторождений был удостоен самой высокой в СССР Ленинской премии.

Я горжусь тем, что в 1975–1984 гг., работая директором Института химии нефти и природных солей Академии наук КазССР (г. Гурьев, ныне Атырау), познакомился с

легендарным нефтяником в 1971–1977 гг. занимающим должность главного геолога ПО «Эмбанефть» . К сожалению, в декабре 1977 г. Д.А. Досмухамбетов преждевременно скончался. Но его творения, предвидения послужили путеводной звездой открытию гигантского нефтяного месторождения, которому им же дано название Тенгиз (море), хотя официальным годом открытия месторождения считается 1979 г., т.е. после его кончины.

В начале 1970-х гг. объединениями «Эмбанефть», «Саратовнефтегеофизика», «Эмбанефтегеофизика» совместно с Институтом геологии и разработки горючих ископаемых (ИГиРГИ, г.Москва) были изучены материалы всех предыдущих работ, выполнен анализ геологических предпосылок нефтеносности, проведена сравнительная оценка перспектив юго-восточной части Прикаспийской впадины и на этой основе разработаны предложения о направлении геолого-разведочных работ в регионе.

По предложению Ж.А. Досмухамбетова было принято решение о проведении всесторонних исследований именно в этом районе. Они оказались плодотворными, и уже через год были определены места для первых трех скважин. Весьма примечательно, что под актом о месте скважины №1 на Тенгизе и картой его расположения навечно остался автограф главного геолога объединения «Эмбанефть», лауреата Ленинской премии Джолдаскали Ахметовича Досмухамбетова как символ начала большого дела. Участников геологоразведки было немало, но только Джолдаскали Ахметович взял на себя ответственность – подписал точку первой скважины, которая впоследствии удивила весь мир и принесла ему славу.

В историю открытия месторождения Тенгиза вошел 1979 г. В мае 1983 г. первый секретарь Гурьевского областного комитета Коммунистической партии Казахстана У.К. Кушеков предложил мне в составе авторитетной комиссии съездить на новое, весьма перспективное нефтяное месторождение Тенгиз. Я с удовольствием принял приглашение.

Приехавший в г. Гурьев министр нефтяной и газовой промышленности Союза ССР Николай Алексеевич Мальцев возглавил комиссию, в которою вошли специа-листы из Москвы, руководители геологических и геофизических предприятий г. Волгограда, а также Унайбай Кушекович Кушеков, министр геологии Казахстана Сакен Ержанович Чакабаев, председатель Гурьевского областного исполнительного комитета Есен Таскинбаевич Таскынбаев, первый секретарь Гурьевского городского комитета Коммунистической партии Казахстана Равиль Тажигараевич Чердабаев, генеральный директор ПО «Эмбамунайгаз» Булекбай Сагингалиевич Сагингалиев и др.

Члены комиссии в течение воскресного дня облетели на вертолете и осмотрели основные производственные объекты уникального месторождения. В то время уже были пробурены 23 скважины на глубину более 5000 м. Ознакомились также с функционирующими и строящимися социально-бытовыми объектами. В тот же день, к вечеру, первый секретарь Макатского районного комитета КПК, на территории которого находился Тенгиз, Беркин Кенжегалиевич Изтлеуов недалеко от пос. Кульсары организовал ужин, на котором обсуждалось увиденное. Главными вопросами были: каковы запасы сырья (прогнозы колебались от 200 до 400 млн т), как добывать, подготовить и переработать нефть с аномальными

свойствами (глубина залегания более 5 км, высокие пластовое давление и температура, большое содержание сероводорода, сернистых газов, меркаптанов и т.д.), другие проблемы.

Позже было установлено, что извлекаемые запасы нефти здесь могут быть не менее 1 млрд т, а прогнозируемые – более 3 млрд т (или 25 млрд баррелей). Тенгиз оказался, таким образом, одним из крупнейших в мире месторождений нефти и газа. Естественно, он привлек внимание и ведущих мировых нефтегазовых компаний.

Запасы месторождения Тенгиз впервые были утверждены в 1986 г. Государственной комиссией СССР по запасам. В 1993 г. американская компания «Шеврон» с согласия Президента Республики Казахстан приступила к разработке уникального месторождения. В 1998 г. ТОО «Тенгизшевройл» провело здесь трехмерные сейсмические исследования, после чего разведанные запасы нефти были оценены предприятием в 1,3 млрд т. Прогнозируемый объем геологических запасов нефти оценивали в 3,133 млрд т (25 млрд баррелей)

Само время велело мне, очевидцу невиданных социально-экономических и культурных преобразований в западном регионе Казахстана, обобщить материалы открытия и освоения уникального Тенгизского месторождения. В начале его разработки я написал книгу и издал ее под названием «Тенгиз – море нефти, море проблем», а если издавал бы сейчас, то обязательно назвал бы «Тенгиз – море нефти, море благ». Действительно, ТОО «Тенгизшевройл», героически осваивая сложное, уникальное месторождение, преобразило облик всего региона и прежде всего г. Атырау, и весь мир узнал о месторождении, его первооткрывателях и разработчиках.

В 1990 г. московские специалисты подали открытие месторождения Тенгиз на соискание Государственной премии СССР. Работа успешно прошла все этапы экспертизы, но на самом последнем этапе возник вопрос – почему в составе авторов открытия месторождения нет казахстанцев. Председатель Комитета по присуждению государственных премий СССР, президент АН СССР, академик А.П. Александров согласился с замечаниями и представил, работу на широкое обсуждение и уточнение авторского коллектива. Однако к следующему приему документов на Государственную премию СССР Советский Союз распался.

В 1995 г. работа была удостоена Государственной премии Республики Казахстан в следующем составе авторов: Б.С. Сагиналиев, Д.А. Досмухамбетов, М.Б. Балгимбаев, О.Есказиев, А.Х. Хисметов, К.К. Балжанов, Б.Д. Елеманов, В.П. Авров.

И все знают: в открытии и освоении месторождения Тенгиз участвовали десятки академических, научно-исследовательских, проектных институтов, производственных объединений, тысячи квалифицированных специалистов, но началом всех начал послужила ответственная, определившая судьбу подпись Джолдаскали Ахметовича Досмухамбетова. Этой подписью он совершил подвиг, преобразил мир.

Н.К. Надиров,
академик, почетный нефтяник СССР

2 сентября 2016 г. в ТОО «Тенгизшевройл» (г. Атырау) состоялось торжественное собрание посвященное 100-летию со дня рождения Д.А. Досмухамбетова. Ниже представлены несколько выступлений и фотографий с этого торжества.

Узакбай Сулейменович Карабалин – герой труда Республики Казахстан, академик

Нурлан Аскарович Ногаев – аким Атырауской области

Махамбет Джолдаскалиевич Досмухамбетов – заместитель председателя правления АО НК «КазМунайГаз»

Теодор Этчинсон – генеральный директор ТОО «Тенгизшевройл»

Құрманғазы Орынғазыұлы
ЕСҚАЗИЕВ
TASSAY

Дети и внуки Жолдаскали Ахметовича Досмухамбетова

ЕСЕН КАЙРЖАНУЛЫ КАЙРЖАН

Президент компании АО «Каражанбасмунай»

Е.К. Кайржан родился 15 ноября 1962 г. в пос. Макат Гурьевской (ныне Атырауской) области.

В 1985 г. окончил нефтяной факультет Казахского политехнического института им. В.И. Ленина по специальности «инженер-механик», в 2000 г. экономический факультет Московского государственного агроинженерного университета им. В.П. Горячкина по специальности «Экономика и управление на предприятии», в 2012 г. – Государственное бюджетное образовательное учреждение высшего профессионального образования Академии народного хозяйства при Правительстве РФ по модульной программе «МВА: менеджмент международный бизнес».

С 1985 по 1992 г. работал слесарем-ремонтником 5-го разряда прокатно – ремонтного цеха, старшии инженером по газовому хозяйству, секретарем комитета комсомола, инженером по эксплуатации и ремонту прокатно-ремонтного цеха, старшим механиком цеха по подготовке и перекачке нефти НГДУ «Жетыбайнефть» объединения «Мангышлакнефть».

В 1992–1995 гг. – производитель работ вышкостроения, заместитель начальника базы производственного обслуживания ГАО «Южнефтегаз» (г. Кызылорда).

В 1995–1997 гг. – заместитель генерального директора, с 1997 по 2000 г. – первый заместитель генерального директора, заместитель генерального директора по общим вопросам, с марта 2000 по 2002 г. – заместитель генерального директора по капитальному и материально-техническому снабжению, первый заместитель АО «Кумколь-ЛУКойл» (с августа 2000 г. – ЗАО «ТУРГАЙ-ПЕТРОЛЕУМ»).

С 2002 по 2007 г. – заместитель генерального директора по производству, с марта 2007 по декабрь 2009 г. – заместитель генерального директора АО «ТУРГАЙ-ПЕТРОЛЕУМ».

С декабря 2009 по июнь 2016 г. – генеральный директор АО «ТУРГАЙ- ПЕТРОЛЕУМ». С июня 2016 г. – президент АО «Каражанбасмунай».

Награжден орденом «Құрмет» (2009), медалью «Ерен еңбек үшін» (1999), «Қазакстан Республикасының тәуелсіздігіне 20 жыл» (2011); почетными грамотами акима Кызылординской области (2011), к 20-летию Пограничной службы КНБ РК (2012), Федерации профсоюзов РК за участие в решении социально-экономических проблем трудящихся и развитие социально-товарищеских отношений с профсоюзами (2012), благодарственными письмами Президента РК (2011; 2015), Министерства финансов РК (2013).

СПРАВКА

АО «Каражанбасмунай» является нефтедобывающей компанией, разрабатывающей месторождение Каражанбас, расположенное в Мангистауской области близ г. Актау.
К основным видам деятельности относятся добыча, первичная переработка и реализация нефти преимущественно на экспорт.
Учредителями компаний являются АО «Национальная компания «КазМунайГаз» и китайская компания «Сити Групп»
Сегодня АО «Каражанбасмунай» с объемом добычи более 2 млн т нефти в год, входит в десятку крупных нефтедобывающих компаний Казахстана и в тройку лидирующих нефтедобывающих предприятий Мангистауского региона.
Каражанбас – уникальное в своем роде и единственное месторождение в Казахстане, где для интенсификации добычи применяют методы закачки пара в пласт и горячей воды в скважины.
Единственное месторождение в мире, где в начале 1980 г. впервые в СССР был испытан метод внутрипластового горения для повышения нефтеотдачи пласта.
Инновационное развитие нефтяной промышленности как одно из веяний современности играет немаловажную роль.
Не менее актуальным для казахстанской компании нефтяного сектора остается вопрос эффективности использования месторождений и повышение их доходности.

Редколлегия журнала «Нефть и газ» сердечно поздравляет Есена Кайржанулы с назначением и желает доброго здоровья, счастья, благополучия и дальнейших творческих успехов!

САГИТ АЙДАРХАНОВИЧ АЛТЫНБЕКОВ

Генеральный директор
компании АО «Тургай-Петролеум»

С.А. Алтынбеков родился 18 февраля 1975 г. на станции Сулу-Тобе Сырдарьинского района Кызылординской области.

В 1995 г. окончил экономический факультет Кызылординского института инженеров агропромышленного производства им. И. Жахаева по специальности «Экономика и управление в отраслях АПК» (экономист-менеджер), в 1999 г. нефтяной факультет Казахского национального технического университета по специальности «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» (горный инженер-нефтяник), в 2013 г. федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего профессионального образования «Российская академия народного хозяйства и государственной службы при Президенте РФ, MBA.

С 1995 по 1996 гг. – инженер по учету техники автобазы ПСЭО «Кызылордамелиорация».

В 1996–2001 г. – экономист, с ноября 1996 г. – экономист по труду 2-й категории АО «Кумколь-ЛУКойл» (с августа 2000 г. – ЗАО «ТУРГАЙ-ПЕТРОЛЕУМ»). С 2001 по 2006 г. – экономист первой категории АО «ТУРГАЙ-ПЕТРОЛЕУМ». С 2006 по 2007 г. – ведущий экономист, с марта 2007 по август 2009 г. – директор по бюджетированию и планированию, с августа 2009 г. – руководитель аппарата генерального директора АО «ТУРГАЙ-ПЕТРОЛЕУМ».

С декабря 2009 по июнь 2016 г. – исполнительный директор АО «ТУРГАЙ-ПЕТРОЛЕУМ».

С июня 2016 г. – генеральный директор АО «ТУРГАЙ-ПЕТРОЛЕУМ».

Награжден медалями «Қазакстан Республикасының тәуелсіздігіне 20 жыл» (2011), памятной медалью на 20-летию АО «ТУРГАЙ-ПЕТРОЛЕУМ» (2015), почетными грамотами руководства компании и акционеров за высокие показатели в труде, профессиональное мастерство и вклад в развитие компании (2007, 2011, 2015), акима Кызылординской области (2011), благодарственным письмом Президента РК (2016).

СПРАВКА

ОА «ТУРГАЙ-ПЕТРОЛЕУМ» было образовано 22 августа 1995 г. как акционерного общество закрытого типа «Кумколь-ЛУКойл», которое начало промышленную разработку контрактной территории месторождения Кумколь с января 1996 г. 17 мая 2005 г. компания была переименована в акционерное общество «ТУРГАЙ-ПЕТРОЛЕУМ» в соответствии с законодательством Республики Казахстан. Основные виды деятельности компании: разведка, разработка и добыча углеводородов, их транспортировка, переработка и сбыт сырья и продуктов переработки. Учредителями компаний являются «ПетроКазахстан Инк» и «ЛУКОЙЛ Оверсиз Кумколь Б.В.». Нефтяное месторождение Кумколь расположено в южной части Тургайской низменности и в административном отношении входит в состав Улытауского района Карагандинской области (территория Жездинского района бывшей Жезказганской области) Республики Казахстан. Общая площадь территории месторождения Кумколь 23 143 га. Контрактная территория (территория отведенная АО «Кумколь-ЛУКойл») – неразбуренная и необустроенная северо-западная часть месторождения Кумколь в координатах горного отвода. Площадь контрактной территории углеводородного месторождения Кумколь составляет 15 881 га. В 2016 г. компания отметила 20 летие начало добычи нефти.

Редколлегия журнала «Нефть и газ» сердечно поздравляет Сагита Айдархановича с назначением и желает доброго здоровья, счастья, благополучия и дальнейших творческих успехов!

АО «Разведка Добыча «КазМунайГаз» (РД КМГ) с учетом долей в ТОО «СП «Казгермунай» (КГМ), CCEL и «ПетроКазахстан Инк.» (ПКИ) в первые шесть месяцев 2016 г. добыла 6 078 тыс. т нефти (246 тыс. барр./сут), на 0,7% меньше, чем в аналогичном периоде 2015 г.

АО «Озенмунайгаз» добыло 2 779 тыс. т (112 тыс. барр./сут), что на 2% больше по сравнению с аналогичным периодом прошлого года. АО «Эмбамунайгаз» добыло 1 407 тыс. т (57 тыс. барр./сут), на 2% больше, чем в аналогичном периоде 2015 г. В результате общий объем добычи ОМГ и ЭМГ составил 4 186 тыс. т (169 тыс. барр./сут), что на 2% больше по сравнению с аналогичным периодом 2015 г.

Доля РД КМГ в добыче компаний CCEL, КГМ и ПКИ в первые шесть месяцев 2016 г. составила 1 892 тыс. т (77 тыс. барр./сут), на 6% меньше, чем в аналогичном периоде 2015 г., главным образом в связи со снижением уровня добычи нефти в ПКИ.

Реализация АО «Озенмунайгаз» (ОМГ) и АО «Эмбамунайгаз» (ЭМГ) в первом полугодии 2016 г. составила 4 168 тыс. т сырой нефти (166 тыс. барр./сут), в том числе 2 464 тыс. т (98 тыс. барр./сут) сырой нефти на экспорт, или 59% от общего объема реализации и 1 704 тыс. т (68 тыс. барр./сут) сырой нефти на внутренний рынок. Кроме того, реализованы на внутреннем рынке 3 тыс. т нефтепродуктов, которые были переработаны до того как компания перешла на схему самостоятельного процессинга нефти с апреля 2016 г.

Из 1 704 тыс. т (68 тыс. барр./сут) сырой нефти, поставленных ОМГ и ЭМГ на внутренний рынок, 1 280 тыс. т (51 тыс. барр./сут) были поставлены на Атырауский нефтеперерабатывающий завод и 424 тыс. т (17 тыс. барр./сут) – на Павлодарский нефтехимический завод.

Начиная со второго квартала 2016 г. АО «Разведка Добыча «КазМунайГаз» перешла на схему самостоятельного процессинга нефти. В соответствии с новой схемой компания поставляет нефть на Атырауский нефтеперерабатывающий завод и Павлодарский нефтехимический завод для переработки с последующей реализацией полученных нефтепродуктов через АО «КазМунайГаз – переработка и маркетинг» в соответствии с заключенным договором поручительства.

Реализация нефтепродуктов во втором квартале 2016 г. в соответствии со схемой самостоятельного процессинга нефти составила 761,2 тыс. т нефтепродуктов. Более подробная информация по объемам реализации нефтепродуктов представлена в таблице 1.

Таблица 1 – **Производство и реализация нефтепродуктов в первом полугодии 2016 г.**

Нефтепродукты	Производство тыс. т			Реализация тыс. т		
	АНПЗ	**ПНХЗ**	**Всего**	**АНПЗ**	**ПНХЗ**	**Всего**
Бензин Аи-80	6,1	7,5	13,6	6,0	6,7	12,7
Бензин Аи-92	62,3	37,3	99,6	59,0	29,9	89,0
Бензин Аи-95	13,8	1,7	15,5	7,2	1,8	9,0
Дизельное топливо	226,6	58,2	284,8	221,6	53,9	275,5
Авиатопливо	3,3	0	3,3	3,0	0	3,0
Всего светлые нефтепродукты	**312,0**	**104,6**	**416,6**	**296,8**	**92,3**	**389,2**
Вакуумный газойль	116,7	0	116,7	115,5	0	115,5
Мазут	194,7	20,1	214,8	189,0	17,4	206,4
Битум	0	7,2	7,2	-	7,0	7,0
Всего темные нефтепродукты	**311,4**	**27,3**	**338,7**	**304,6**	**24,4**	**329,0**
Сжиженный газ	3,5	9,4	12,9	3,5	9,3	12,8
Печное топливо	12,8	0	12,8	14,3	0	14,3
Сера	0,5	1,0	1,5	0	0	0
Нефтяной кокс	18,8	8,6	27,4	15,9	0	15,9
Другие	0	1	1	0	0	0
Всего прочие нефтепродукты	**35,6**	**20**	**55,6**	**33,7**	**9,3**	**43**
Потери	41,1	17,9	59,0	-	-	0
Всего	**700,0**	**169,9**	**869,9**	**635,1**	**126**	**761,2**
Примечание. Прочерк – нет данных						

Консолидированный объем добычи нефти и газового конденсата по группе компаний АО «Национальная компания «КазМунайГаз» за первое полугодие 2016 г. составил 11 325 тыс. т нефти, что на 0,4% меньше, чем за аналогичный период 2015 г.

В АО «РД «КазМунайГаз» добыто 6 083 тыс. т нефти, что на 0,6% меньше по сравнению с результатами первых шести месяцев 2015 г.

ТОО «Тенгизшевройл» с учетом доли КМГ (20%) добыло 2 878 тыс. т нефти, или на 2% больше, чем за первое полугодие 2015 г.

В АО «Мангистаумунайгаз» с учетом доли КМГ (50%) добыто 1 564 тыс. т, или на 1% больше, чем за первые шесть месяцев 2015 г.

ТОО «KMG Karachaganak» добыло 485 тыс. т, или на 10% меньше, чем в 2015 г., что обусловлено проведением планово-предупредительных работ в отчетный период 2016 г.

В ТОО «Казахойл Актобе» с учетом доли КМГ (50%) добыто 196 тыс. т нефти в соответствии с плановыми показателями 2016 г., что на 11% меньше, чем за январь–июнь 2015 г.

ТОО «Казахтуркмунай» добыло 110 тыс. т нефти, или на 9% меньше, чем в аналогичный период 2015 г.

Консолидированная добыча природного газа составила 2 385 млн м^3, что ниже на 3% соответствующего периода 2015 г. В том числе добыто:

АО «РД «КазМунайГаз» (ТОО «КазГПЗ») –154 млн м^3, что на 9% меньше, чем за аналогичный период 2015 г.; снижение обусловлено естественным падением добычи (последняя стадия разработки месторождения);

ТОО «Тенгизшевройл» с учетом доли КМГ (20%) – 898 млн м^3;

АО «Мангистаумунайгаз» с учетом доли КМГ (50%) – 107 млн м^3, что больше на 6%, чем за отчетный период прошлого года, и обусловлено увеличением объема потребности на собственные нужды в связи с введением в эксплуатацию ГТЭС «Каламкас»;

ТОО «KMG Karachaganak» – 830 млн м^3, что на 9% меньше, чем в 2015 г.; отклонение связано с проведением планово-предупредительных работ в 2016 г.;

ТОО «Казахойл Актобе» с учетом доли КМГ (50%) – 155 млн м^3, что меньше на 5%, чем за аналогичный период 2015 г. в связи со снижением добычи всей продукции со скважин.

ТОО «Казахтуркмунай» добыло 80 млн м^3 или на 12% больше в сравнении с 2015 г. Рост обусловлен введением в эксплуатацию скважины Западный Елемес-94 во втором квартале 2015 г.

АО «КазТрансГаз» (ТОО «Амангельдыгаз») добыло 161 млн м^3, или на 10% больше в сравнении с аналогичным периодом 2015 г. Увеличение обусловлено вводом в эксплуатацию новых скважин по месторождению Амангельды и корректировкой объема добычи по месторождению Жаркум.

Объем транспортировки нефти по магистральным трубопроводам за январь – июнь 2016 г. составил 28 278 тыс. т. Наибольший объем нефти транспортирован по нефтепроводам АО «КазТрансОйл» – 21 923 тыс. т. По нефтепроводу ТОО «Казахстанско-Китайский трубопровод» транспортировано 3 613 тыс. т. Транспортировка нефти морским флотом составила 3 383 тыс. т.

Объем транспортировки газа по газопроводам в отчетный период составил 44 885 млн м^3, в том числе международный транзит газа 30 330 млн м^3. На экспорт поставлено 6 301 млн м^3 , внутренняя транспортировка газа составила 8 261 млн м^3.

За первые за шесть месяцев 2016 г. в РК переработано 8 168 тыс. т сырья, в том числе на Атырауском нефтеперерабатывающем заводе 2 098 тыс., Павлодарском

нефтехимическом заводе 2 342 тыс. т, Шымкентском нефтеперерабатывающем заводе с учетом доли КМГ (50%) 1 182 тыс. т, KazMunayGas Intrenational N.V. 2 468 тыс. т, Caspi Bitum с учетом доли КМГ (50%) 78 тыс. т.

Азербайджан по итогам первого квартала 2016 г. снизил добычу нефти на 1,5% – до 10 млн 520,2 тыс т.

По данным Госкомстата Азербайджана в первом квартале 2016 г объем добычи товарной нефти в стране составил 10 млн 506,2 тыс т. Добыча газа в стране по итогам трех месяцев 2016 г выросла на 2% и составила 7 млрд 556,8 млн м^3. Между тем добыча товарного газа составила 4 млрд 838,9 млн м^3, сократившись на 7,9%. Добыча газа выросла на 1,1%, до 29,743 млрд м^3.

Турция с 2007 г. в рамках Стадии-1 разработки месторождения Шах-Дениз (Азербайджан) получила 41 млрд м^3 газа. В рамках Стадии-1 ежесуточно в Грузию экспортируется 1,6 млн м^3 газа, в Турцию – 16,8 млн м^3.

По состоянию на 1 августа 2016 г. с месторождениям Шах-Дениз в рамках Стадии-1 добыто 74 млрд м^3 газа и 19 млн т конденсата.

Контракт на разработку месторождения Шах-Дениз был подписан в Баку 4 июня 1996 г. и ратифицирован 17 октября того же года. Участниками проекта Шах-Дениз являются BP (оператор, 28,8%), Petronas (15,5%), ГНКАР (16,7%), «ЛУКОЙЛ» (10%), NICO (10%) и ТРАО (19%).

За январь–июль 2016 г. объем импорта природного газа в КНР достиг 40,8 млрд м^3. Это на 17,9% больше, чем за аналогичный период 2015 г.

Объем производства газа за семь месяцев текущего года вырос на 2,1% в годовом сопоставлении и достиг 77,7 млрд м^3. Потребление природного газа в стране за январь–июль 2016 г. составило 113,9 млрд м^3. Данный показатель увеличился на 8,8% по сравнению с аналогичным показателем прошлого года.

За шесть месяцев 2016 г. объем потребления природного газа в КНР достиг 99,5 млрд м3. Это на 9,8% больше, чем за январь–июнь 2015 г.

По итогам первой половины текущего года добыча природного газа в КНР выросла до 67,6 млрд м^3. Увеличение составило 2,9% в годовом сопоставлении. Импорт топлива упал на 21,2%, до 35,6 млрд м^3.

В первом полугодии 2016 г. по магистральному нефтепроводу Баку – Тбилиси – Джейхан (МНП БТД) было прокачано 17,3 млн т нефти.

Из нефтетерминала Джейхан отгружено 166 танкеров. В том числе объем прокачки азербайджанской нефти по МНП БТД в первом полугодии 2016 г. составил 14,931 млн т, что на 2,6% выше показателя аналогичного периода 2015 г.

ДОБЫЧА

Казахстан рассчитывает в 2016 г. добыть 75 млн т нефти.

Министр энергетики РК К. Бозумбаев на встрече с Президентом страны Н.А. Назарбаевым отчитался о работе ведомства: «По итогам первого полугодия добыто 38,8 млн т нефти, что составляет порядка 97% от объемов добычи за аналогичный период прошлого года. До конца текущего года планируется увеличить уровень добычи до 75 млн т. Вместе с тем переработано 6,9 млн т нефти, что почти на 5% превышает показатели аналогичного периода прошлого года».

Добыча газа в Республике Казахстан за первое полугодие 2016 г.

В региональном срезе в январе – июне текущего года наибольшее снижение валовой добычи природного газа в газообразном состоянии и нефтяного попутного газа отмечено в Западно-Казахстанской области (на 1 141,8 млн м³ в годовом сопоставлении), а наибольший рост – в Актюбинской области (на 462,7 млн м³).

Сравнительная валовая добыча природного газа (в жидком и газообразном состоянии) по областям, млн м³

	Январь – июнь 2015	Январь – июнь 2016
Казахстан, всего	19 483,0	18 987,0
Актюбинская	2 406,3	2 869,0
Атырауская	6 671,5	6 718,7
Западно-Казахстанская	8 528,3	7 386,5
Жамбылская	123,6	140,5
Кызылординская	577,7	555,3
Мангистауская	980,3	1 144,9
Восточно-Казахстанская	195,3	172,5

Источник: КС МНЭ РК

Сравнительная валовая добыча природного газа (в газообразном состоянии) по областям, млн м³

	Январь июнь 2015	Январь – июнь 2016
Казахстан	9 232,4	8 249,1
Актюбинская	81,5	63,2
Атырауская	0,4	8,9
Западно-Казахстанская	8 344,6	7 213,5
Жамбылская	123,6	140,5
Мангистауская	487,0	650,5
Восточно-Казахстанская	195,3	172,5

Источник: КС МНЭ РК

ПЕРЕРАБОТКА

На АНПЗ начато производство бензола

Пресс-служба АНПЗ сообщила, что в зимний период 2015–2016 гг. бензол не производился в целях увеличения производства социально значимых марок автомобильного бензина. Сегодня рынок ГСМ Казахстана в достаточном объеме насыщен бензином, что позволило заводу начать производство бензола с одновременной выработкой автомобильных бензинов. Первую партию продукции планируют отгрузить в объеме 300 т в начале июля текущего года. Согласно производственной программе ТОО «АНПЗ» планируемая выработка бензола с июля 2016 г. составит 600–650 т в месяц. Для получения качественной товарной партии бензола центральная заводская лаборатория проводит каждые три часа исследования продукта по нескольким показателям

ОБЪЕМ ПЕРЕРАБОТКИ НЕФТИ ЗА ПЕРВОЕ ПОЛУГОДИЕ 2016 г.

За первое полугодие нефтеперерабатывающие заводы Казахстана переработали на 13,6% больше бензина и на 10,6% больше дизеля, чем годом ранее.После спада на 29,4% в 2014 г.и на 15,8% в 2015 г. позитивный тренд первой половины текущего года возвращает отрасли оптимизм.В региональном разрезе среди тройки областей с нефтеперерабатывающими мощностями по темпам роста лидирует Павлодарская область (плюс 63 % за год, до 35,7 млрд тг), далееАтырауская область (плюс 55,5% за год, до 193,7 млрд тг) и ЮКО (плюс 25,3%, до 32,1 млрд тг).

Атырауский нефтеперерабатывающий завод

На строительных площадках комплекса глубокой переработки нефти Атырауского нефтеперерабатывающего завода при устройстве фундаментов и выполнении других работ залито 73 485 м³ бетона (73%), а также забито 20 797 свай (99,5%), смонтировано 30 893 т металлоконструкций (87,3%), 48773 м подземных трубопроводов (76,9%) и 1985 железобетонных колонн (97,6 %). Продолжаются работы по монтажу технологических трубопроводов.

В строительно-монтажных работах задействовано 1 458 человек.

Павлодарский нефтеперерабатывающий завод

На площадках установки изомеризации и сплиттера нафты Павлодарского нефтехимического завода при устройстве фундаментов и выполнении других работ залито 7636 м³ бетона (87%).Смонтированы 75 единиц оборудования (54%) и 3476 т металлоконструкций (93%). Проводится сборка резервуаров для изомеризата, выполнено работ по 1-му резервуару на 85,6%, по 2-му резервуару на 91,5%. Продолжаются работы по монтажу технологических трубопроводов.

В строительно-монтажных работах задействован 651 человек. ПНХЗ готовится к капремонту, который начнется 20 августа и коснется всех технологических объектов завода. На ежегодный ремонт остановятся комплексы первичной переработки нефти, компаундирования и отгрузки нефтепродуктов, глубокой переработки нефти, переработки тяжелых нефтяных остатков, цехи №8 и 16. Ремонтные мероприятия позволят повысить безопасность производства и качество выпускаемых заводом нефтепродуктов, а также улучшить экологические показатели.

Шымкентский нефтеперерабатывающий завод

На площадках установки изомеризации Шымкентского нефтеперерабатывающего завода ТОО «ПетроКазахстан Ойл Продактс» в рамках первого этапа модернизации залито 6702 м³ бетона (66,4%). На установке смонтировано 86 единиц оборудования (57,7%), осуществлена сборка 2347 т металлоконструкций (66,1%). Продолжаются изготовление трубных узлов и монтаж технологических трубопроводов.

В строительно-монтажных работах по проекту задействовано 987 человек. В натуральном выражении производство нефтяного топлива, дистиллятов и газойлей выросло на 2,8%, до 6,4 млн т, производство сжиженных газов — на 40,9%, до 334,7 тыс. т. В частности, на 13,6% в сравнении с аналогичным периодом годом ранее увеличился выпуск бензина (до 1,5 млн т), на 10,6% – выпуск дизтоплива (до 2,4 млн т), на 1,5% – выпуск керосина (до 139,6 тыс. т). Производство топочного мазута, напротив, сократилось на 13,5%, до 1,4 млн т.

Структура производства нефтепереработки за январь – июнь,| тыс.т			
Продукты	2016	2015	Рост за год,%
Топливо нефтяное и газойли, дистилляты нефтяные	6 404,8	6 229	2,8
В том числе:			
топливо моторное	1 526,8	1 344	13,6
керосин, включая топливо реактивное типа керосина	139,6	138	1,5
газойли	2 370,2	2 144	10,6
мазут топочный	1 408,3	1 628	-13,5
Углеводородные сжиженные газы	334,7	238	40,9

Источник: КС МНЭ РК

ТРАНСПОРТИРОВКА

Нефтепроводу Атасу – Алашанькоу 10 лет!

В июле 2006 г. нефтепровод Атасу – Алашанькоу, который проходит по территории трех областей Казахстана – Карагандинской, Восточно-Казахстанской и Алматинской, был введен в эксплуатацию. За первые полгода по нему было транспортировано 2,2 млн т, а в 2007 г. объем транспортировки нефти увеличился до 4,8 млн т в год.

С момента запуска нефтепровода в 2006 г. и до июня 2016 г. в Китай по нему было транспортировано свыше 92 млн т нефти. Этот нефтепровод стал первым на пространстве СНГ экспортным трубопроводом, обеспечивающим прямой доступ к перспективному рынку Китая.

По итогам июня 2016 г. больше всего в сравнении с июнем прошлого года цены выросли на бензин марки АИ-92 (плюс 15,7%, до 124 тг за литр в среднем по исследованным городам). Цены на АИ-95/96 увеличились год к году на 7,2%, до 138,7 тг за литр, на АИ-98 – на 3,2%, до 155,8 тг за литр, на АИ-80 – на 2,3%, до 89 тг за литр. Дизельное топливо (летнее) подорожало в среднем на 2,8%, до 98,4 тг за литр.

Средние розничные цены на нефтепродукты в июне 2016 г., тг за литр

Город	АИ-80	АИ-92	АИ 95, АИ-96	АИ-98	Дизельное топливо (летнее)
В среднем по городам	88,96	124,04	138,69	155,84	98,44
Астана	89	125	139	157	98
Алматы	89	125	140	161	99
Актау	89	125	139	160	99
Актобе	89	123	139	153	99
Атырау	88	123	140	153	98
Жезказган	89	122	135	-	98
Кокшетау	89	123	138	149	99
Караганда	89	123	136	151	99
Костанай	89	125	141	160	99
Кызылорда	89	124	140	-	97
Уральск	89	125	139	149	99
Усть-Каменогорск	89	125	139	-	99
Павлодар	89	124	138	153	99
Петропавловск	89	125	138	-	99
Семей	89	124	136	-	99
Талдыкорган	89	124	139	160	99
Тараз	89	122	135	-	96
Шымкент	89	124	139	152	98

Источник: КС МНЭ РК

ЭКОЛОГИЯ

Глава МИД РК подписал Парижское соглашение по климату

2 августа 2016 г. министр иностранных дел Казахстана Ерлан Идрисов подписал в штаб-квартире ООН Парижское соглашение по климату и встретился с Генеральным секретарем Пан Ги Муном.

Представители 196 сторон Рамочной конвенции ООН об изменении климата заключили 12 декабря 2015 г. в Париже соглашение, которое определит после 2020 г. меры по его предотвращению. Подписав Парижское соглашение по изменению климата, Казахстан взял на себя обязательства по снижению вредных выбросов в атмосферу, технологическому перевооружению и адаптации к изменению климата. Этот документ планировалось подписать еще в апреле этого года наряду со многими другими странами, однако процесс его согласования затянулся. По словам Ерлана Идрисова, ратифицировать соглашение в Казахстане планируют уже в этом году.

Напомним, что Казахстан обязался к 2030 г. сократить выбросы парниковых газов на 15%. Власти страны также поставили перед собой и очень амбициозную долгосрочную задачу – к 2050 г. производить 50 % всей энергии за счет «зеленых», т.е. возобновляемых, источников.

Парижское соглашение весьма важно для Казахстана, особенно в контексте выставки ЭКСПО-2017, которая пройдет под лозунгом «Энергия будущего».

Прием рекламы в журнал
на эксклюзивной основе осуществляет
ТОО «РА «TWELWE CREATIVE».
Тел. в г. Алматы: 8(727) 269 54 50, ф.: 8 (727) 269 54 32
e-mail: twelve_creative@mail.ru
Адрес: г. Алматы, ул. Тимирязева, 42, «Атакент»,
офисный городок «Экспо-сити», д. 23а, каб. 217
(въезд с ул. Жарокова-Утепова)

Адрес редакции журнала «Нефть и газ»
050010, Республика Казахстан, г. Алматы,
ул. Д. Кунаева, 142 (уг. ул. Шевченко), оф. 108, 111

Главный редактор тел. **+7(727) 291 31 71**

Редакция тел./факс **+7(727) 291 73 64, 293 80 41**

e-mail: **neftgas@inbox.ru**

http://neft-gas.kz

Подписано в печать 22.09.2016
Формат 70×100 1/16. Бум. мелованная
Усл.-печ. л. 15,0. Тираж 2000 экз.

Отпечатано в типографии ТОО Luxe Media Group
Республика Казахстан, г. Алматы, пр. Сейфуллина, 67А
Тел.: +7 (727) 223 43 40
Факс: +7 (727) 223 43 38
www.luxmedia.kz

ISSN 1562-2932
9 771562 293001

ТРЕБОВАНИЯ к публикациям в журнале "НЕФТЬ И ГАЗ"

Научно-технический журнал **«Нефть и газ»** включен Министерством образования и науки Республики Казахстан в перечень приоритетных научных изданий, рекомендуемых для публикации основных научных результатов соискателей ученых степеней доктора философии PhD, магистра, званий доцента и профессора.

Языки издания: казахский, русский, английский.

СТАТЬИ должны предоставляться в электронном виде и содержать:

- **Индекс УДК.**
- **Название статьи** (не более 45 знаков), которое должно быть ее краткой сутью.
- **Цветное фото автора(ов).**
- **Сведения об авторе (авторах):** ученая степень, звание, должность, организация или место работы, контактные телефоны (крайне нужные в ходе подготовки к публикации), полный почтовый адрес – все это по каждому автору, электронные адреса и номера с кодом страны, города. Желательно, чтобы число авторов не превышало 3–4.
- **Резюме** (аннотация) объемом до 250 слов. Резюме – это реклама, которая размещается в реферативных (включая англоязычные) изданиях, содержит информацию о важнейших результатах работы и выводах автора(ов).
- **Ключевые слова** (не более десяти) – на казахском, русском, английском языках обязательно.
- **Список литературы** в порядке упоминания в тексте по ГОСТу 7.1-2003: *для монографий* – фамилия, инициалы автора(ов), название, место, издания, год, общий объем, страницы цитаты; *для периодики* – фамилия, инициалы автора(ов), название, место издания, год, номер, страницы.

Критерий оценки материала – принципиальная новизна. Компетентность автора(ов), новизну и уровень исследований должен подтвердить краткий обзор мировой и отечественной литературы со ссылкой на источники.

Если в статье используются иллюстрации, то они должны быть в формате EPS, TIFF разрешением не менее 300 точек на дюйм (каждая со ссылкой в тексте).

Приветствуются работы, выполненные совместно с известными отечественными и зарубежными учеными.

Материалы, опубликованные в других изданиях, не рассматриваются.

Статьи, не получившие одобрения наших экспертов, не публикуются и не возвращаются.

НЕФТЬ И ГАЗ

Медиа-кит журнала “Нефть и газ”:

Уважаемые дамы и господа!
Научно-технический журнал “Нефть и газ”,
и сайт нуждаются в спонсорах и инвесторах, которые могут помочь их дальнейшему продвижению и развитию.
В ответ на финансовую помощь
вы получите приоритетное право на размещение рекламы по продвижению бизнеса, а также имиджевых и PR-статей на сайте (http://neft-gas.kz/)
и в журнале (подписной индекс 75602).
Для вас будут действовать скидки.
Рассмотрим любые варианты сотрудничества.

Журнал «Нефть и газ», издаваемый с 1996 г., представляет собой авторитетное научно-техническое издание в Казахстане по проблемам развития нефтегазового комплекса и связанных с ним важнейших секторов экономики – энергетики, недропользования, нефтехимии, охране биосферы и др., и тем самым является своеобразным рупором индустриально-инновационного развития всего нефтегазового комплекса. Главная цель журнала является предоставление актуальной, достоверной специализированной информации как руководителям нефтегазовых компаний, бизнесменам, так и всем, кто стремится стать лидером, ищет эффективные способы решений глобальных научно-технических, социально-экономических и других проблем нефтегазовой отрасли.

Тираж журнала – 2000 экз.

Журнал читают в Казахстане, России, Азербайджане, Франции, США.

Подписчики – нефтяные компании, нефтяники, вузы.

Распространяется на выставках и конференциях.

Владимир Кондратюк Web менеджер
vladi.1957@bk.ru8 777 01 222 55