



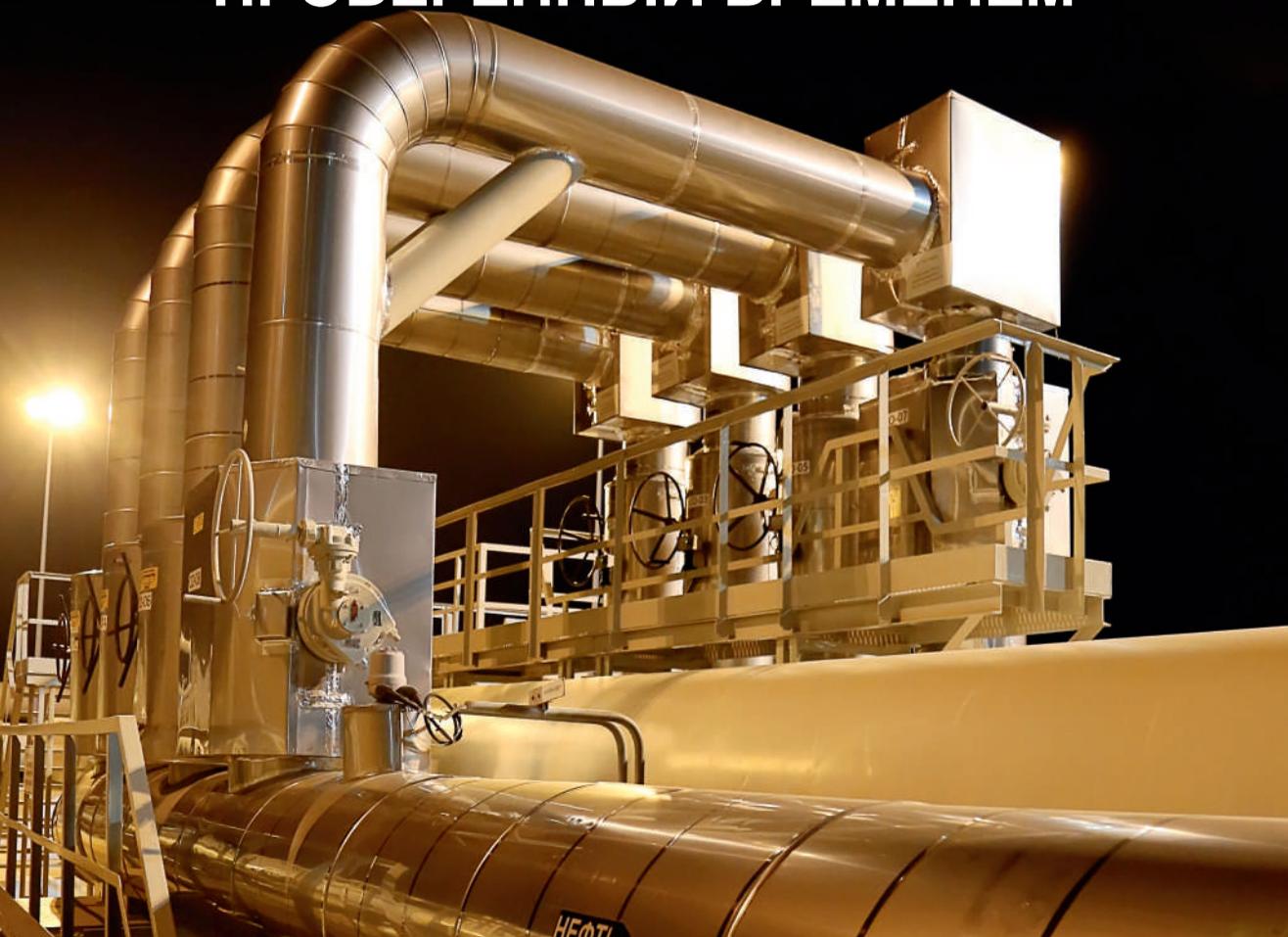
2020
№ 2 (116)

НЕФТЬ И ГАЗ

ISSN 1562-2932 (Print)
ISSN 2708-0080 (Online)

Подписной индекс 75602

КАСПИЙСКИЙ ТРУБОПРОВОДНЫЙ КОНСОРЦИУМ:
**МЕЖДУНАРОДНЫЙ ПРОЕКТ,
ПРОВЕРЕННЫЙ ВРЕМЕНЕМ**



Каспийский Трубопроводный Консорциум
Caspian Pipeline Consortium
Каспий Құбыр Консорциумы



ВНИМАНИЕ!

ПРОДОЛЖАЕТСЯ ПОДПИСКА НА 2020 ГОД



Девиз нашего журнала: **«Мы вместе сильнее!»**

Научно-техническому журналу **«Нефть и газ»**, одним из учредителей которого является АО «НК «КазМунайГаз», уже более 20 лет. Издание целенаправленно обеспечивает специалистов самого широкого спектра оперативной и содержательной информацией о достижениях нефтяной науки, техники, новейших информационных технологиях, рассказывает о профессиональном опыте признанных творцов нефтяной истории.

За эти годы журнал стал рупором индустриально-инновационного развития всего нефтегазового комплекса и связанных с ним важнейших секторов экономики – энергетики, охраны биосферы и др.

«Нефть и газ» включен Министерством образования и науки РК в перечень приоритетных научных изданий, рекомендуемых для публикации основных научных результатов соискателей ученых степеней доктора философии PhD, магистра, званий доцента и профессора.



Журнал добился статуса высокорейтингового научного издания международного уровня, имеющего по цитируемости самый высокий импакт-фактор, распространяется не только в Казахстане, но и в СНГ, Европе, США.

Журнал издается на казахском, русском и английском языках, с периодичностью

6 номеров в год.

Тираж 2000 экземпляров.

Стоимость годовой подписки:

Онлайн-версия журнала –

15 тыс. тенге

Печатная версия журнала
(без почтовых расходов) –

15 тыс. тенге.



Приглашаем Вас к сотрудничеству:

- подписаться на 2020 год;
- публиковать статьи;
- размещать имиджевую информацию и рекламу.

Подписку на журнал **«Нефть и газ»** (подписной индекс **75602**, <http://neft-gas.kz>) можно оформить через интернет на сайте: www.postmarket.kz в разделе *онлайн-подписка на газеты/журналы*, или по каталогам:

«Роспечать»: 8 (492) 921–25–50;

АО «Казпочта»: 8 (727) 261–61–12;

ТОО «Агентство «Евразия-пресс»:

8 (727) 382–34–87;

ТОО «Эврика-пресс»: 8 (727) 233–76–10.

ТОО «Астана-пресс»: 8 (7172) 37–30–67,

8 (701) 533–91–46



РК, 050010, г. Алматы,
ул. Богенбай батыра, 80, оф. 401, 314



8 (727) 291 31 71



nnk32@mail.ru
neftgas@inbox.ru



НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЖУРНАЛ



МУНАЙ МЕН ГАЗ
НЕФТЬ И ГАЗ
OIL AND GAZ

2 (116) 2020



Главный редактор
академик Надир Каримович НАДИРОВ

Редактор научных проектов
Елена СОЛОДОВА

Редактор по спецпроектам
Роза МАСЫРОВА

Арт-директор
Ольга КУДРИНА

Ген. менеджер по рекламе и развитию
Сахида ЗАИТОВА

УЧРЕДИТЕЛИ:

© Министерство науки и высшего образования РК,
АО «Национальная компания «ҚазМұнайГаз»,
Научно-инженерный центр «Нефть» НИА 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 1999 г.

ПЕРИОДИЧНОСТЬ – 6 раз в год

ПРЕДСТАВИТЕЛИ В ГОРОДАХ:

Актау – Рашид ИСМАГИЛОВ
8 747 783 65 11
vdv@lada.kz

Атырау – Есимхан СЕЙТХАЗИЕВ
8 778 187 01 22
seitkhaziyev.y@llpcmg.kz

Нур-Султан – Адлет МУСАХАНОВ
8 701 442 34 22;
a.mussakhanov@niikmg.kz
adletmussa@mail.ru

Уральск – Оксана ДЕМЕНТИЕВСКАЯ
8 7122–53–70–57, 8 701 650 85 76;
Oksana_dem@list.ru

Шымкент – Гульмира БИМБЕТОВА
8 7252–21–19–66, 8 702 919 94 95;
gulmnaz@mail.ru

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 НИА РК
(г. Нур-Султан)

Б.М. КУАНДЫКОВ, зам. гл. редактора,
профессор (г. Алматы)

М.С. ТРОХИМЕНКО, зам. гл. редактора,
академический советник
НИА РК (г. Уральск)

А.С. АЙТИМОВ, академик НИА РК
(г. Уральск)

Л.К. АЛТУНИНА, докт. техн. наук,
профессор (г. Томск)

Н.О. АППАЗОВ, член-корр НИА РК.,
профессор (г. Кызылорда)

С.М. АХМЕТОВ, профессор, академик НИА
РК (г. Атырау)

М.Н. БАБАШЕВА, директор филиала
ТОО «Timal consulting
Group» (г. Атырау)

А.М. БАРАК, президент Galex Energy Corp.
(г. Хьюстон, США)

Б.Т. ЖУМАГУЛОВ, академик НАН РК,
профессор (г. Нур-Султан)

Б.С. ЗЕЙЛИК, академик РАЕН, профессор
(г. Алматы)

А.Б. ЗОЛОТУХИН, доктор техн. наук,
профессор (г. Москва)

Н. ИЛИАШ, доктор техн. наук, профессор
(г. Петрошани, Румыния)

В.М. КАПУСТИН, доктор технических наук,
профессор (г. Москва)

П.В. КЛИМОВ, академик Международной
инженерной академии,
докт. техн. наук
(г. Нур-Султан)

Е.С. МАХМОТОВ, доктор техн. наук,
профессор (г. Нур-Султан)

Г.А. МЕДИЕВА, академик НИА РК
(г. Нур-Султан)

Р.Г. САРМУРЗИНА, академик КазНАЕН,
профессор, докт. хим. наук
(г. Нур-Султан)

А.Х. СЫЗДЫКОВ, доктор PhD, профессор
(г. Алматы)

Б.К. ХАСАНОВ, ген. директор НИИ
технологий добычи и
бурения «КМГ»
(г. Нур-Султан)

Е.М. ШАЙХУТДИНОВ, академик НАН РК,
профессор (г. Алматы)

ӨЗЕКТИ

Н.К. Надиров, Р.А. Алшанов, О.И. Егоров.
Мұнай – газ саласы тиімділігін түбегейлі
арттырудың жедел шаралары туралы.....3

ГЕОЛОГИЯ

Н.К. Надиров.
Каспий теңізі мен Тұран тақтасы
акваториясының бірыңғай мониторинг
жүйесі – уақыт талабы.....10

**Ю.А. Волож, М.С. Трохименко,
А.М. Калимов, М.Т. Еділбаев.**
Каспий аумағы: сақиналы субвертикаль
құралымдар, покмаркалар мен экс-
покмаркалар. II Бөлім 11

**ҒАЛЫМДАРДЫҢ ПІКІРЛЕРІ
МЕН ҰСЫНЫСТАРЫ**

А.Е. Лукин, В.М. Шестопалов.
Жер эволюциясының жаңа парадигмасы,
экологиялық ұстамсыздықтар,
жер қойнауын геологиялық зерттеу
стратегиялары жөнінде.....38

Л.А. Абукова.
Жер қойнауынан бастырмалатқан су – газ
шығарындыларын зерттеу жолында.40

А.М. Барак.
«Жанартау арналары» және Eagle Ford
(Оңтүстік Техас) бассейнінде
көмірсутек кендерінің қалыптасу
механизмі туралы.....43

**Н.Г. Матлошинский, Н.Я. Суяркова,
Д.С. Тепляков.**
Флюидтердің көшіп – қону жолдары –
көмірсутек жүйелерінің маңызды
құраушысы.....48

Ғ.М. Петруняк, М.Д. Петруняк.
Табиғи флюид көрінулеріндегі мониторинг
қызметіндегі минералогия.....53

Е.Ш. Сейтхазиев.
Табиғи газды және газ – сулы көріністер
типтерін сәйкестендіру амалы ретінде
геохимиялық зерттеулер.....58

БҰРҒЫЛАУ

Б.С. Измухамбетов.
Ұңғымаларды бекітудің сапасын
арттыруға арналған ұлғайтқыш
цеметтің қолданысы.....63

**Қ.Ә. Әділбеков, М.М. Ермаков,
Е.М. Муқанов.**
«Ембімұнайгаз» АҚ С. Нұржанов кен
орнында бірінші көлденең ұңғыманы
бұрғылау тәжірибесі77

ӨНДІРУ

Э.М. Батырбаев.
Өндіруші ұңғымаға сукелімді шектеу
технологиясы89

МҰНАЙ ЖӘНЕ ХИМИЯ

**Е. Калдығозов, В.М. Капустин,
Г.М. Изтлеуов, Б.А. Абдикеримов,
Э.С. Тлеубаева.**
Бензинді фракцияның каталитикалық
риформингі қоспаны мұнай оңтүстік
өңірінің, Қазақстан Республикасы 100

**К.С. Надиров, А.А. Есентаева, Г.Ж.
Бимбетова, М.К. Жантасов, Р.К. Надиров.**
Мұнай құбырларына арналған коррозияға
қарсы жабындар 109

**А.Т. Масенова, М.К. Калыкбердиев,
Д.Ш. Касенова, Х. Муқанов.**
Мотор отындарының сапасын арттыруға
арналған каталитикалық технологиялар.... 120

**GALEX ИННОВАЦИЯЛЫҚ
ТЕХНОЛОГИЯЛАРЫ**

А.И. Бажал, А.М. Барак.
Swem – тұшы су мен атмосфера ауасынан
электроэнергия алуға арналған жасыл
технология 131

ЭКОНОМИКА

О.И. Егоров.
Өңірлік мұнай-химия кластерлерінің
қалыптасуы, ұлттық экономиканың
инновациялық дамыту негізі ретінде 140

ҒАЛЫМ ҚҰРМЕТІНЕ

Төлеуш Пауденұлы Серіковтың
мемориалдық – мұражайы ашылды 152

**МҰНАЙ КОМПАНИЯЛАРЫНЫҢ
ЖАҒАЛЫҚТАРЫ** 154

**ҚАЗАҚСТАННЫҢ МҰНАЙ-ГАЗ
СЕКТОРЫ** 156

АКТУАЛЬНО

Н.К. Надиров, Р.А. Алшанов, О.И. Егоров. О срочных мерах кардинального повышения эффективности нефтегазовой отрасли.	7
---	---

ГЕОЛОГИЯ

Н.К. Надиров. Единая система мониторинга акватории Каспийского моря и Туранской плиты – веление времени.	10
Ю.А. Волож, М.С. Трохименко, А.М. Калимов, М.Т. Едилбаев. Каспийский регион: кольцевые субвертикальные структуры, покмарки и экс-покмарки. Часть II.	11

ОТКЛИКИ И РЕКОМЕНДАЦИИ УЧЕНЫХ

А.Е. Лукин, В.М. Шестопалов. О новой парадигме эволюции Земли, экологических эксцессах, стратегии геологического изучения недр.	38
Л.А. Абукова. На пути изучения массивированных водородных выбросов из недр Земли.	40
А.М. Барак. О «вулканических каналах» и механизме формирования залежей углеводородов в бассейне Eagle Ford (Южный Техас).	43
Н.Г. Матлошинский, Н.А. Суяркова, Д.С. Тепляков. Пути миграции флюидов – важная составляющая углеводородных систем.	48
Г.М. Петруняк, М.Д. Петруняк. Минералогия на службе мониторинга природных флюидопроявлений.	53
Е.Ш. Сейтхазиев. Геохимические исследования как способ идентификации типов природных газовых и газо-водяных проявлений.	58

БУРЕНИЕ

Б.С. Измухамбетов. Применение расширяющихся цементов для повышения качества крепления скважин. ..	63
---	----

К.А. Адилбеков, М.М. Ермаков, Е.М. Муканов. Опыт бурения первой горизонтальной скважины на месторождении С. Нуржанов АО «Эмбаунайгаз»	77
---	----

ДОБЫЧА

Э.М. Батырбаев. Технология ограничения водопритока к добывающей скважине.	89
--	----

НЕФТЕХИМИЯ

Е. Калдыгозов, В.М. Капустин, Г.М. Изтлеуов, Б.А. Абдикеримов, Э.С. Тлеубаева. Каталитический риформинг бензиновой фракции смеси нефтей Южного региона Республики Казахстан.	100
К.С. Надиров, А.А. Есентаева, Г.Ж. Бимбетова, М.К. Жантасов, Р.К. Надиров. Антикоррозионные покрытия для нефтепроводов.	109

А.Т. Масенова, М.К. Калыкбердиев, Д.Ш. Касенова, Х. Муканов. Каталитические технологии повышения качества моторных топлив.	120
---	-----

ИННОВАЦИОННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ GALEX

А.И. Бажал, А.М. Барак. Swem – зеленая технология получения пресной воды и электроэнергии из атмосферного воздуха.	131
---	-----

ЭКОНОМИКА

О.И. Егоров. Формирование региональных нефтехимических кластеров как основа инновационного развития национальной экономики.	140
--	-----

ПАМЯТИ УЧЕНОГО

Открыт мемориальный музей-кабинет Тулеуша Пауеденовича Серикова.	152
---	-----

НОВОСТИ НЕФТЯНЫХ КОМПАНИЙ	154
--	-----

НЕФТЕГАЗОВЫЙ СЕКТОР КАЗАХСТАНА	156
---	-----

RELEVANT

N.K. Nadirov, R.A. Alshanov, O.I. Egorov.
On urgent measures to radically increase the efficiency of the oil and gas industry3

GEOLOGY

N.K. Nadirov.
Unified monitoring system for the Caspian Sea and Turan Plate – the imperative of the time10

Yu.A. Volozh, M.S. Trokhimenko, A.M. Kalimov, M.T. Yedilbayev.
Caspian region: annular sub-vertical structures, pockmarks and ex-pockmarks. Part II 11

FEEDBACK AND RECOMMENDATIONS OF SCIENTISTS

A.E. Lukin, V.M. Shestopalov.
On new paradigm of the evolution of the Earth, environmental excesses, strategies for geological study of the subsoils38

L.A. Abukova.
Studying the massive water-gas emissions from the Earth’s core.....40

A.M. Barak.
On “Volcanic Canals” and the Hydrocarbon Formation Mechanism in the EagleFord Basin (South Texas).....43

N.G. Matloshinsky, N.Ya. Suyarkova, D.S. Teplyakov.
Fluid migration paths as an essential component of hydrocarbon systems.....48

G.M. Petrunyak, M.D. Petrunyak.
Mineralogy for monitoring the natural fluid shows.53

E.Sh. Seitkhaziev.
Geochemical studies as a way to identify types of natural gas and gas-water shows58

DRILLING

B. S. Izmukhambetov.
Application of expanding cements to increase the quality of well casing b.s.izmukhambetov63

K.A. Adilbekov, M.M. Yermekov, E.M. Mukanov.
Experience of drilling the first horizontal well at the S. Nurzhanov field of «Embamunaigas» JSC77

PRODUCTION

E.M. Batyrbaev.
Technology for restricting water influx into a producing well89

PETROCHEMISTRY

Ye.K. Kaldygozov, V.M. Kapustin, G.M. Iztleuov, B.A. Abdikerimov, Ye.S. Tleubaeva.
Catalytic reforming of gasoline fraction oil mixtures of the southern region of the Republic of Kazakhstan 100

K.S. Nadirov, A.A. Yessentayeva, G.Zh. Bimbetova, M.K. Zhantasoov, R.K. Nadirov.
Anti-corrosion coatings for oil pipelines109

A.T. Massenova, M.K. Kalykberdiyev, D.Sh. Kassenova, Kh. Makanov.
Catalytic technologies for increasing quality of motor fuels.....120

GALEX INNOVATIVE TECHNOLOGIES

A.I. Bazhal, A.M. Barak.
Swem – green technology for generating fresh water and electric power from the atmospheric air 131

ECONOMY

O.I. Yegorov.
Formation of regional petrochemical clusters as the basis for innovative development of national economy 140

IN MEMORY OF THE SCIENTIST

Presentation of the memorial museum & cabinet of **Tuleush Paudenovich Serikov** 152

OIL COMPANY NEWS 154

KAZAKHSTAN'S OIL AND GAS SECTOR 156



Комплексное решение для защиты промышленных сред

- Безопасность промышленных сетей
- Непрерывность технологических процессов
- Анализ защищенности промышленных сетей
- Минимизация простоев производства
- Тренинги по промышленной кибербезопасности
- Центр реагирования на промышленные киберугрозы



**Kaspersky
Industrial
CyberSecurity**

kaspersky

<https://ics.kaspersky.ru>

Президенту Республики Казахстан Господину Токаеву Касым-Жомарту Кемелевичу

О СРОЧНЫХ МЕРАХ КАРДИНАЛЬНОГО ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ

Как Вы знаете, нефтегазовая отрасль остается одной из приоритетных и бюджетообразующих отраслей экономики Казахстана. В ней, напрямую или косвенно, занята огромная доля населения Республики. От ее успехов или неуспехов напрямую зависит благосостояние нашего народа, страны.

В настоящее время в Казахстане разрабатываются более 200 месторождений углеводородов с общими извлекаемыми запасами около 2,8 млрд тонн нефти и 1,7 трлн м³ газа. В дальнейшем рост добычи углеводородов будет обусловлен, в первую очередь, началом разработки месторождений Северного Каспия, в особенности одного из крупных нефтяных месторождений мира – Кашаган, геологические запасы которого составляют 38 млрд баррелей нефти. Экспорт сырой нефти в 2005 году составил более 39 млн т, в 2019 году достиг 70 млн т, а в 2025 году предполагается экспортировать уже 75 млн т.

Вспышка коронавируса (Covid-19) в Китае, и последовавшее распространение его во многих странах мира, привела к снижению экономической активности и оказала существенное негативное влияние на спрос и мировые цены на углеводородное сырье. Падение цен с 60–62 долларов за баррель до 31–36 долларов в значительной степени осложнило экономическую ситуацию в странах, где государственный бюджет почти наполовину формируется за счет поступлений от торговли нефтегазовыми ресурсами. В их число входит и Казахстан, в бюджет которого на 2020 год закладывалась цена одного барреля нефти в размере 55 долларов. Вполне понятно, что потери в этом случае для экономики будут довольно высокие, если учесть, что из страны экспортируется около 70 млн тонн нефти в год.

Есть большая вероятность того, что период низких цен на нефть на мировых рынках продержится длительное время. Поэтому для экономики Казахстана вопрос прибыльности отрасли, ориентация на производство рыночно-востребованной продукции нефтегазохимии приобретают особое значение вследствие ряда причин. Во-первых, потребность в продукции нефтегазохимии, невзирая даже на кризисные явления, остается в мире на высоком уровне и постоянно растет. Во-вторых, в условиях все более обостряющейся конкуренции среди нефтеэкспортеров, развитый нефте-газообработывающий сектор в экономике страны – это и занятость будущих поколений казахстанцев, и защита экономики от зависимости и волатильности рын-

ка нефтеэкспорта. Добавленная стоимость от внедрения высоких технологических пределов, может достигать от 270% до 600 и 860%.

Сегодняшние события показывают, что превышение предложения углеводородов над спросом, которое усугубилось падением потребления, вызванным активным распространением коронавируса, предопределило вхождение мировой экономики в период затяжной рецессии. Ситуация еще более обострилась ценовой войной основных нефтеэкспортеров. Все это бьет по интересам Казахстана.

Нефтяная индустрия Республики Казахстан, помимо того, что она является главным наполнителем бюджета и Национального фонда страны, также является и главным работодателем. В ней занята огромная армия рабочих и специалистов, отрасль является локомотивом всей экономики государства. Но сегодня она находится под ценовым ударом – себестоимость добычи нефти в Казахстане одна из самых высоких среди нефтедобывающих стран. По данным международных консалтинговых компаний, средняя цена безубыточности нефти в Казахстане составляет в среднем 46 долларов для наземных и 51 доллар для морских месторождений, при том, что арабские страны: Саудовская Аравия, Кувейт, Объединенные Арабские Эмираты, Ирак тратят 20 долларов за баррель. Эти страны уже объявили о продаже нефти потребителям по 25 долларов. Казахстан в этой ценовой войне за рынки потребления находится вне конкуренции.

Ученые академических и отраслевых институтов, ВУЗов, специалисты отрасли на страницах научно-технического журнала «**Нефть и Газ**» многократно предлагали реализовать ряд новых инновационных проектов по внедрению прогрессивных технологий добычи, транспортировки и глубокой переработки нефти, обращались напрямую к Президенту по конкретным вопросам внедрения инновационных технологий добычи высоковязких нефтей и природных битумов, нефтей заводненных и истощенных месторождений, позволяющих **снизить себестоимость добываемой нефти до 4–6 долларов США за баррель**.

Масштабное внедрение этих технологий позволит кардинально реанимировать добывающий сектор отрасли, дать ей второе дыхание, сформировать эффективный нефтегазовый перерабатывающий сектор в экономике страны.

Подобные инновации, дающие немедленный и долгосрочный эффект – это единственный путь выживания в этом очистительном кризисе.

Нефтяная отрасль способна в самом ближайшем будущем конкурентно работать в условиях низких цен. Ресурсный потенциал действующих месторождений может быть существенно увеличен и увеличена эффективность его использования.

У Национальной инженерной академии РК в этой технологической цепочке, от добычи до эффективного потребления и выработки товарной продукции в стране, имеются инновационные разработки, благодаря которым могут быть решены узловые проблемы.

1. Ускоренный вывод нерентабельных истощенных, заводненных месторождений нефти и газа в режим рентабельности в условиях ультранизких цен на нефть за счет внедрения новейших прорывных технологий.

2. Увеличение эффективных конкурентоспособных возможностей транспортировки углеводородного сырья за счет внедрения новейших апробированных прорывных технологий.

3. Создание опытных производств газонептехимпереработки с применением новейших прорывных технологий глубокой селективной переработки с ориентацией на потребности рынка и производство товаров с большой добавленной стоимостью.

4. Внедрение запатентованных технологий, обеспечивающих полную сгораемость углеводородных топлив, их экономию, и исключение вредных выбросов в окружающую среду.

5. В зависимости от выбранной технологической схемы переработки промежуточных продуктов нефте- и газохимии может быть выработан широкий ассортимент инновационных для Казахстана товаров, определенная часть которых увеличит экспортный потенциал страны и, соответственно, поступления в государственный бюджет.

Мы уверены, что при государственной поддержке инновационные технологии ученых выведут нефтегазовую отрасль на передовую позицию. 🌐

Н.К. Надиров, первый вице-президент Национальной инженерной академии РК, академик, Почетный нефтяник СССР

Р.А. Алшанов, президент Ассоциации ВУЗов Казахстана, академик, доктор экономических наук, профессор

О.И. Егоров, доктор экономических наук, профессор

ЕДИНАЯ СИСТЕМА МОНИТОРИНГА АКВАТОРИИ КАСПИЙСКОГО МОРЯ И ТУРАНСКОЙ ПЛИТЫ – ВЕЛЕНИЕ ВРЕМЕНИ



Предлагаем читателям ознакомиться со второй частью начатого коллективом исследователей из института Геологических наук Российской академии наук (ГИН РАН, г. Москва), Национальной инженерной академии (НИА РК) и канадской компании «Falcon Oil & Gas Ltd» обобщения и анализа доступных геолого-геофизических материалов, научных публикаций, других данных, имеющих прямое или косвенное отношение к процессам и последствиям «дегазации недр». Вторая часть посвящена исследованию этих процессов на акватории Северного и Среднего Каспия и на суше (фрагмент Туранской плиты).

Определенные результаты уже сегодня требуют принятия необходимых мер, чтобы быть готовым к реально существующим, но слабо предсказуемым угрозам из глубин Каспийского моря-озера. При этом приходится констатировать, что акватория Северного и Среднего Каспия, по сравнению с другими морями, изучена явно недостаточно. *Это является убедительным основанием для создания, финансирования и реализации правительствами стран, осуществляющих хозяйственно-промышленную деятельность в Каспийском море-озере, единой системы мониторинга морского дна и космического мониторинга акватории.*

Авторы публикуемого исследования выявили также локальные образования в рельефе Туранской плиты, которые могут оказаться элементами «газовых труб», которые являются потенциальной причиной активных флюидопроявлений, выбросов, землетрясений. Авторы публикации предлагают реализовать под эгидой Национальной инженерной академии РК **Программу изучения и мониторинга на Туранской плите природных флюидопроявлений в зонах кольцевых суб-вертикальных структур.**

Радует, что на наш призыв-обращение принять участие в обсуждении поставленной проблемы и проведении специальных исследований откликнулись неравнодушные профессионалы и ученые. Разумеется, реализовать на двух-трех страницах свои потенциальные возможности, поделиться своими наработками, опытом непросто. Поэтому активным участникам обсуждения мы готовы предоставить страницы нашего издания для полноценного аргументированного изложения своего видения приоткрытой проблемы изучения и мониторинга природных флюидопроявлений как на нашей земле и в море, так и на других континентах и акваториях других морей. 🌐

Академик Н.К. НАДИРОВ

УДК: 567.5(47+57)

DOI. 10.37878.2708–0080/2020.002

КАСПИЙСКИЙ РЕГИОН: КОЛЬЦЕВЫЕ СУБВЕРТИКАЛЬНЫЕ СТРУКТУРЫ, ПОКМАРКИ И ЭКС-ПОКМАРКИ

ЧАСТЬ II



Ю.А. ВОЛОЖ¹,
доктор геол.-мин. наук,
главный научный сотрудник



М.С. ТРОХИМЕНКО^{2*},
кандидат геол.-мин. наук,
главный научный сотрудник



А.М. КАЛИМОВ³,
старший геолог



М.Т. ЕДИЛБАЕВ³,
магистр техники и технологии, геолог

¹Геологический институт РАН,
Российская Федерация, 109017, г. Москва, Пыжевский переулок, 7, стр. 1

*Автор для переписки. E-mail: tmsicg51318@yandex.kz

²ТОО «НИЦ «Нефть» НИА РК,
Республика Казахстан, 050010 г. Алматы, ул. Богенбай батыра, 80

³ТОО «Falcon Oil and Gas LTD»,
Республика Казахстан, 050022, г. Алматы,
ул. Шевченко, 90, Бизнес-центр «Каратал», офис 81

Выполнено обобщение доступных геолого-геофизических материалов и опубликованных данных о кольцевых субвертикальных структурах и флюидопроявлениях в пределах фрагмента Скифско-Туранской плиты (Каспийский регион). На акватории Северного и Среднего Каспия ранее были выявлены: зоны пленочных «сликов» не техногенного происхождения; зоны естественных нефтепроявлений; зоны газовых сипов; «газовые трубы», «газо-водо-грязевые трубы», покмарки и экс-покмарки; бугристые формы донного рельефа, приуроченные к очагам газопроявлений. На полуостровах Бузачи и Тюбкараган ранее были выявлены типичные газо-водо-грязевые сопки, именуемые «сальзы». На территориях Арало-Каспийского региона часто встречаются конусообразные формы рельефа – «чукалаки». Эти объекты традиционно изучались геоморфологами, ботаниками и почвоведомы, которые формирование их объясняли разгрузкой подземных вод. Анализ бузачинских грязевых сопкок и чукалаков позволяет предполагать их генетическую идентичность. Высказаны соображения об актуальности их изучения с целью экологического мониторинга и возможного использования при геологоразведочных работах на углеводородное сырье (Часть II).

В продолжении авторского исследования (Часть III) будут приведены известные данные о кольцевых субвертикальных структурах, покмарках и экс-покмарках в Прикаспийской впадине (Каспийский регион). Будут представлены результаты геолого-геофизического изучения впервые выявленных кольцевых субвертикальных структур и экс-покмарков в межкупольных мульдах в Прикаспийской солянокупольной области.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: Каспийский регион, Скифско-Туранская плита, кольцевые субвертикальные структуры, «газовая труба», «газо-водная труба», «газо-водо-грязевая труба», покмарк, экс-покмарк, грязевая сопка, чукалак, флюидопроявления, мониторинг.

КАСПИЙ ӨҢІРІ: ЖӘНЕ БАСҚАДА САҚИНАЛЫ СУБВЕРТИКАЛЬДІ ҚҰРЫЛЫМДАР, ПОКМАРКТЕР ЖӘНЕ ЭКС-ПОКМАРКТЕР II БӨЛІМ

Ю.А. ВОЛОЖ¹, гео-мин. ғыл. докторы, бас ғылыми қызметкер
М.С. ТРОХИМЕНКО^{2*}, гео-мин. ғыл. кандидаты, бас ғылыми қызметкер
А.М. КАЛИМОВ³, аға геолог
М.Т. ЕДІЛБАЕВ³, техники және технология магистрі, геолог

¹РФА Геологиялық институты,
Ресей Федерациясы, 109017, Маскеу қ., Пыжевскийк-сі, 7, 1 құрылыс

²ҚР ҰИА «ҒЗО«Нефть» АҚ,
Қазақстан Республикасы, 050022, Алматы қ., Бөгенбай батырк-сі, 80

³«Falcon Oil and Gas LTD» ЖШС,
Қазақстан Республикасы, 050022, Алматы қ.,
Шевченко-сі, 90, «Каратал» Бизнес орталығы, 81 офис

Қол жетімді және жарияланған геологиялық және геофизикалық материалдарың негізінде Скиф-Тұран тақтасы (Каспий өңірі) фрагменті ішіндегі сақиналы субвертикальді құрылымдар мен флюид көріну туралы мәліметтер жалпыландырылды. Солтүстік және Орта Каспи акваториясында кезінде анықталған: техногенді емес «сликтер» үлдірі аймақтары; табиғи мұнай көріністерінің аймақтары; газ сиптері аймақтары; «газды мұржалар», «газ-су» мұржалар, «газ-су-лай» мұржалар, покмарктер, экс-покмарктер; газ көріністерінің ошақтары түпкі рельефтің адырлы формаларына ұштастырылған. Бұзашы мен Түпқараған түбегінде «сальзалар» деп аталатын типтік газ-су-лай төбелер кезінде табылған. Арал-Каспий өңірінде конус тәрізді рельеф формалары – «шоқалақтар» жиі кездеседі. Бұл нысандарды дәстүрлі түрде геоморфологтар, ботаниктер және топырақтанушылар зерттеді, олар оны жер асты суларының түсіу негізінде пайда болғанын түсіндірді. Бұзашы лай шоқылары мен шоқалақтардың анализы олардың генетикалық сәйкестігін болжайды. Экологиялық мониторинг үшін және көмірсутек шикізатын барлау кезінде пайдалану мүмкіндігін ескере отырып, зерттеудің өзектілігі туралы пікірлер айтылды (II бөлім)

Авторлық зерттеудің жалғасында (III бөлім) Каспи маңы өңірінің сақиналы субвертикальді құрылымдар, покмарктер және экс-покмарктер туралы танымал деректер ұсынылған. Каспи маңы тұз күмбез аймағындағы жаңадан ашылған сақиналы субвертикальді құрылымдардың, покмарктердің және экс-покмарктердің геологиялық-геофизикалық сипаттамалары беріледі.

НЕГІЗГЕ СӨЗДЕР: Каспи өңірі, Скиф-Тұран тақтасы, сақиналы субвертикальді құрылымдар, «газды мұржа», «газ-су» мұржа, «газ-су-лай» мұржа, покмарк, экс-покмарк, лайлы шоқы, шоқалақ, флюид көріну, мониторинг.

CASPIAN REGION: ANNULAR SUB-VERTICAL STRUCTURES, POCKMARKS AND EX-POCKMARKS PART II

Yu.A. VOLOZH¹, Doctor of Geological and Mineralogical Sciences, Chief scientific researcher
M.S. TROKHIMENKO^{2*}, Candidate of Geological and Mineralogical Sciences, Chief scientific researcher

A.M. KALIMOV³, Senior geologist

M.T. YEDILBAYEV³, Master of Engineering and Technologies, geologist

¹Geological Institute of Russian Academy of Sciences,
Moscow, Russian Federation, 109017, Moscow, Pyzhevsky Street, 7, building 1

²JSC «Scientific Research Center «Oil»
National Engineering Academy, Republic of Kazakhstan
Republic of Kazakhstan, 050010 Almaty city, Bogenbay Batyr Street, 80, office 401

³«Falcon Oil and Gas LTD» LLP
Republic of Kazakhstan, 050022, Almaty city,
Almaty city district, Shevchenko Street, 90, Business Centre «Karatal», office 81

A compilation of available geological and geophysical materials and published data on annular subvertical structures and fluid manifestations within a fragment of the Scythian-Turan Plate (Caspian region) is performed. In the offshore of the Northern and Middle Caspian, the following were previously identified: zones of film «slicks» of non-technogenic origin; zones of natural oil showings; gas seeps zones; «gas pipes», «gas-water-mud pipes», pockmarks and ex-pockmarks; hilly forms of the bottom relief, confined to the centers of gas seeps. On the Buzachi and Tyubkaragan peninsulas, typical gas-water-mud hills called «salses» were previously discovered. On the territories of the Aral-Caspian region, cone-shaped relief forms – «chukalaki» are often found. These objects have traditionally been studied by geomorphologists, botanists, and soil scientists, who explained their formation by unloading groundwater. An analysis of the Buzachi mud hills and Chukalaks suggests their genetic identity. Considerations have been expressed on the relevance of their study for environmental monitoring and with a view to their possible use in exploration for hydrocarbons (Part II).

In continuation of the author's study (Part III), well-known data on annular subvertical structures, pockmarks and ex-pockmarks in the Caspian basin (Caspian region) will be presented. The results of a geological and geophysical study of the first identified annular subvertical structures and ex-pockmarks in the inter-dome troughs in the Caspian salt dome region will be presented.

KEY WORDS: Caspian region, Scythian-Turan plate, annular subvertical structures, «gas pipe», «gas-water pipe», «gas-water-mud pipe», pockmark, ex-pockmark, mud hill, chukalak, fluid seepages, monitoring.

ВВЕДЕНИЕ

В первой части предпринятого нами исследования [1] представлен обзор широко распространенных на Земном Шаре (как на дне морей и океанов, так и на суше) аномальных кольцевых субвертикальных структур, создаваемых при их формировании вторичных структурных образований (*покмарки, экс-покмарки*) и природных флюидопроявлений.

Даже беглый анализ научных публикаций и доступных геолого-геофизических материалов позволил нам критически оценить понятийную базу этих объектов, сформулировать универсальный механизм формирования и предложить их типизацию.

Углеводородные системы – это источники энергии, создающей кольцевые структуры, то есть эти объекты могут служить индикаторами при поиске углеводородного сырья, а также для оценки миграционных путей пополнения запасов нефтегазовых месторождений.

Важным аспектом предварительной части нашего исследования является акцентированный вывод об актуальности и необходимости активного целенаправленного изучения всех видов дегазации земных недр. Это необходимо для мониторинга, как выясняется, весьма масштабных природных флюидопроявлений, существенно влияющих на состояние гидросферы и атмосферы планеты Земля, а также создающих опасные риски судоходству, производственной деятельности как на морских акваториях, так и на суше.

Во второй части нашего исследования обобщены доступные геолого-геофизиче-

ские материалы и опубликованные данные о кольцевых субвертикальных структурах и флюидопроявлениях в пределах части Каспийского региона (Скифско-Туранская плита).

Интенсификация производственно-хозяйственной деятельности на акватории Северного и Среднего Каспия приводит к различному загрязнению водной среды, в том числе и углеводородными продуктами. Добавляет проблем при разделении техногенных и природных загрязнений также то, что остается нерешенной проблема аварийных нефтяных скважин на акватории, затопленных самоизливающихся скважин на севере Каспия.

Несмотря на это, на акватории Северного и Среднего Каспия в разные годы были выявлены: обширные зоны пленочных «сликов» природного происхождения; зоны естественных нефтепроявлений; зоны газовых сипов; «газовые трубы», «водо-газовые трубы», «газо-водо-грязевые трубы», покмарки и экс-покмарки; специфические бугристые формы донного рельефа, приуроченные к очагам газопроявлений.

Сухопутная часть фрагмента Скифско-Туранской плиты остается практически малоизученной. В заливе Кайдак, на севере полуострова Бузачи и в урочище Тобеджик (полуостров Тюбкараган) в первом приближении изучены так называемые «сальзы» – газо-водо-грязевые сопки. Не вызывает сомнения связь их с нефтяными месторождениями.

На Южном Мангышлаке и Юго-Западном Устье ранее были выявлены конусообразные формы рельефа, именуемые – «чукалаки». Эти природные объекты традиционно изучались геоморфологами, ботаниками и почвоведомы, которые, в лучшем случае, формирование их объясняли разгрузкой высоконапорных подземных вод. Анализ особенностей строения и флюидопроявлений бузачинских грязевых сопки и чукалаков позволяет предполагать их генетическую идентичность. Высказаны соображения об актуальности и необходимости их детального изучения с целью мониторинга флюидопроявлений и возможного использования при поисках углеводородного сырья.

Часть III нашего исследования планируется посвятить как анализу изученных ранее кольцевых структур, экс-покмарков и флюидопроявлений в Прикаспийской впадине, так и конкретным результатам выполненных авторами геолого-геофизических исследований кольцевых субвертикальных структур и экс-покмарков, впервые выявленных в межкупольных депрессиях в Прикаспийской солянокупольной области.

СКИФСКО-ТУРАНСКАЯ ПЛИТА: КОЛЬЦЕВЫЕ СУБВЕРТИКАЛЬНЫЕ СТРУКТУРЫ, ПОКМАРКИ, ЭКС-ПОКМАРКИ

На схеме фрагмента Скифско-Туранской плиты (*рисунок 1*) показаны зоны, где в пределах акватории Среднего и Северного Каспия выявлены естественные нефтепроявления на водной поверхности, газовые сипы, а также «газовые трубы» грязевые вулканы, покмарки и экс-покмарки; на сухопутной части отмечены участки распространения газо-водо-грязевых и/или водо-грязевых сопки, именуемых сальзы, чукалаки.



Рисунок 1 – Скифско-Туранская плита и смежные структуры. Кольцевые субвертикальные структуры, покмарки, экс-покмарки, флюидопроявления на акватории Северного и Среднего Каспия и на суше (основа схемы создана на базе спутниковых снимков Google Map)

1, 2 – границы Скифско-Туранской плиты; 3–7 – контуры: 3 – зона пленочных «сликов» [2]; 4 – зона естественных нефтепроявлений по данным радиолокационного дистанционного зондирования [3]; 5 – площадь исследования проявлений землетрясений в позднечетвертичных отложениях [4]; 6 – зона проявления газовых сипов [7]; 7 – скопления газа в верхней части разреза и «газовые трубы» [5]; 8 – местоположение затонувшей СПБУ «60 лет Азербайджана»; обозначение а – зона пленочных «сликов» в пределах морского продолжения Прикаспийской впадины [2]; нумерация на схеме: 1–7 – участки распространения газо-водо-грязевых сопков

Акватория Среднего и Северного Каспия

Пленочные «слики». В процессе проведения спутникового мониторинга, по заказу «ЛУКОЙЛ-Нижневолжскнефть», на радиолокационных изображениях в зоне на границе Среднего и Северного Каспия к западу от полуострова Тюбкараган (см. рисунок 1, контур 3) прослежены регулярно появляющиеся на водной поверхности нефтепроявления [2]. Это двойные-тройные сигнатуры шириной 50–150 метров, длиной 0,3–3,0 км и площадью менее 0,5 кв. км. Появление на поверхности воды пятен-сликов авторы, на основании анализа радиолокационных исследований, интерпретируют как результат проявления одной из форм инъективных дислокаций (грифонов) в виде выброса на дно моря флюидов (нефти, газы, пластовые воды); которые регулируются «сочетанием особенностей флюидодинамики, сейсмичности и техногенных нагрузок на недра Каспия» [2].

Естественные нефтепроявления, покмарки. Согласно информации, приведенной в обзорной публикации [3], нефтепроявления на водной поверхности Северного и Среднего Каспия (см. рисунок 1, контур 4), обусловлены естественными источниками на дне и имеют ряд характерных признаков, которые, так или иначе, отображаются на радиолокационных изображениях. В 2018 году (экспедиция Института океанологии им. П.П. Ширшова, РАН) в Северном Каспии гидролокаторами бокового обзора на дне моря обнаружены покмарки, коррелирующие с интенсивными современными сликами на поверхности моря (рисунок 2).

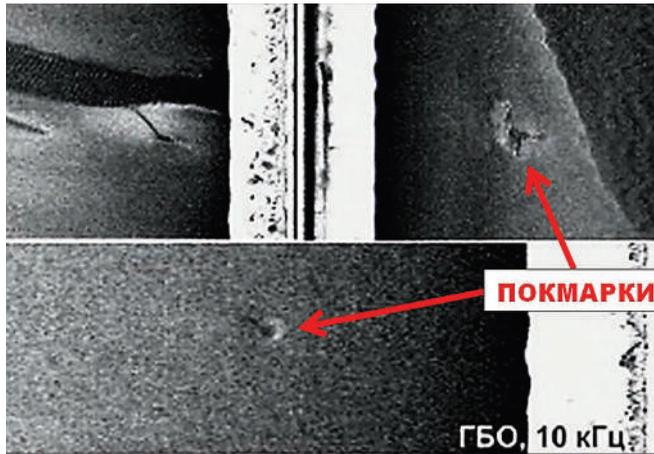


Рисунок 2 – Скифско-Туранская плита. Северный Каспий. Покмарки на дне моря. Записи гидролокаторов бокового обзора (по [3], с изменениями)

В 2004–2018 гг. в экспедициях Института океанологии им П.П. Ширшова РАН над «газовыми трубами» в Северном и в Среднем Каспии были исследованы воды и донные осадки. Выявлены повышенные концентрации металлов Fe, Mn, Cu, Zn, Ni, Co, Cr, Pb, Cd. Вода над некоторыми «газовыми трубами» обогащена железом в 192 раза больше по сравнению с фоновыми данными, марганцем в –70 раз, Cd – в 18,5, Zn – в 11,7, Cu – в шесть раз. В осадках в районе «газовых труб» отмечено повышенное содержание нефтяных углеводородов [6 и др.].

Проявления землетрясений, зоны дегазации, «газовые трубы», покмарки.

В результате сейсмоакустических исследований высокого и ультравысокого разрешения (Институт океанологии им. П.П. Ширшова РАН, 2004–2018) [4], в Среднем Каспии (см. рисунок 1, контур 5) обнаружено множество аномалий акустического поля, которые обусловлены сравнительно высоким уровнем сейсмичности в этом регионе. «Вблизи очагов землетрясений в структуре современных осадков и рельефе морского дна наблюдаются десятки нарушений: разломы и серии разломов амплитудой до 20 метров, вертикальные зоны потери корреляции («газовые трубы»), горизонтальные зоны потери корреляции» [4]. Исследователи предполагают, что на сейсмоакустических разрезах наблюдается не только локальный отклик на напряженное состояние горных пород, но и флюидодинамическая активность (дегазация) нефтегазоносных горизонтов, потревоженных землетрясениями.

На сейсмоакустических профильных пересечениях, отработанных в Дербентской глубоководной котловине и у северного подножия Абшеронского порога, аномальные структурные формы на дне моря (грязевые вулканы) (рисунок 3) (по Д.Р. Мерклину, 2010) и вертикальные зоны потери корреляции, которые, по мнению исследователей [4], соответствуют «классическим» акустическим аномалиям типа «газовая труба». Выходы «газовых труб» на морском дне фиксируются типичными покмарками (рисунок 4).

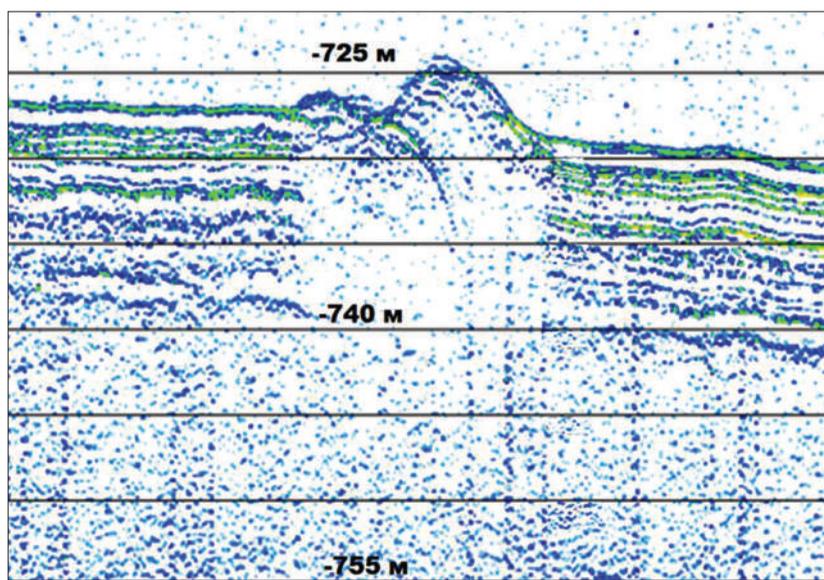


Рисунок 3 – Скифско-Туранская плита. Средний Каспий. Грязевый вулкан. Сейсмоакустический профиль (по Д.Р. Мерклину, 2010, с изменениями)

Сейсмоакустическими исследованиями выявлены: в пределах Мангышлакского порога зоны дегазации, интерпретируемые как погребенные «газовые трубы» (рисунок 5); у подножия Абшеронского порога – зоны дегазации, «газовые трубы», покмарки (рисунок 6).

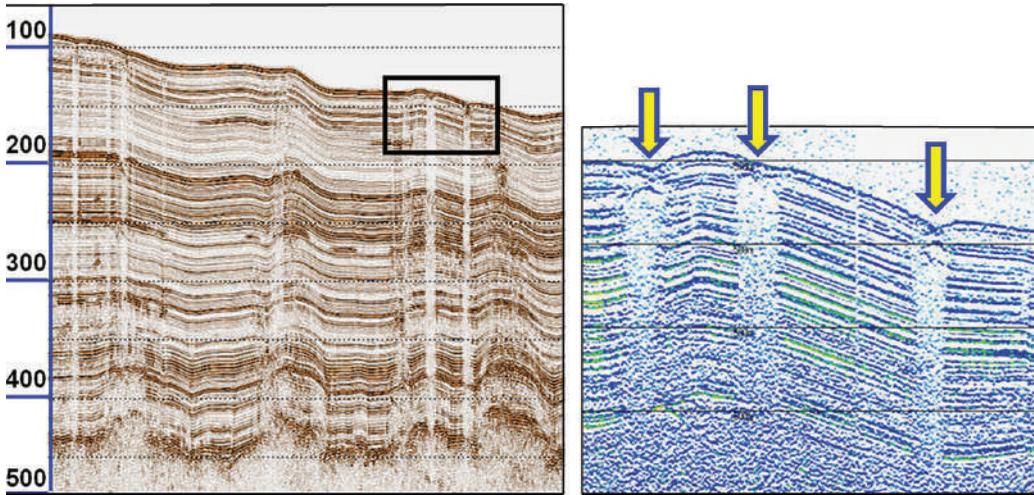


Рисунок 4 – Скифско-Туранская плита. Средний Каспий. «Газовые трубы». Сейсмоакустический профиль (слева) (шкала в мс) (по Д.Р. Мерклину, 2010, с изменениями). На увеличенном фрагменте профиля (справа) стрелки указывают на покмарки.

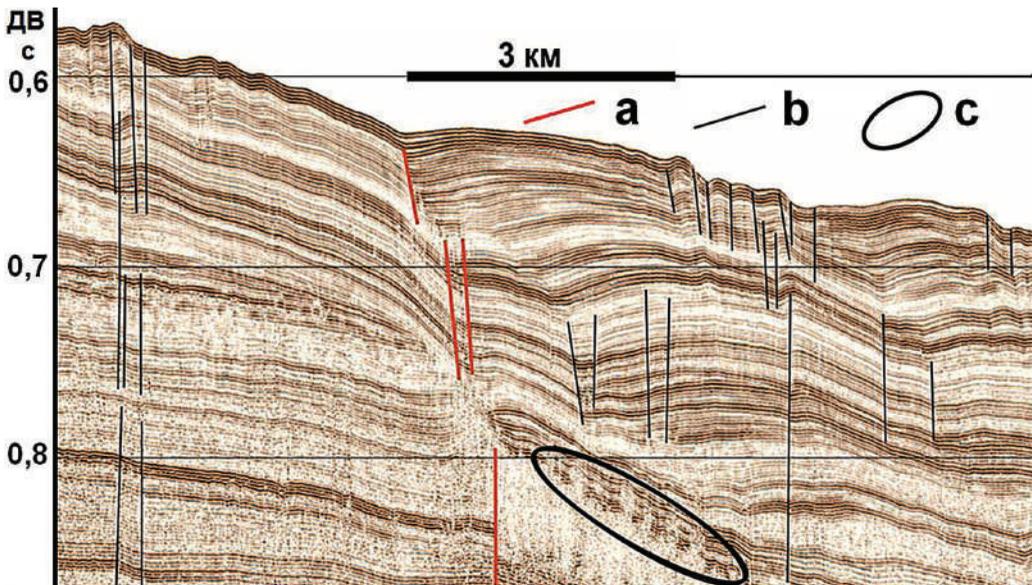


Рисунок 5 – Скифско-Туранская плита. Средний Каспий. Мангышлакский порог. Погребенные «газовые трубы» – зоны дегазации. Сейсмоакустический профиль (шкала в мс), (по [4], с изменениями) а – долгоживущая серия нарушений (разлом); б – дизъюнктивные нарушения; с – флюидная палеоактивность (погребенные «газовые трубы»)

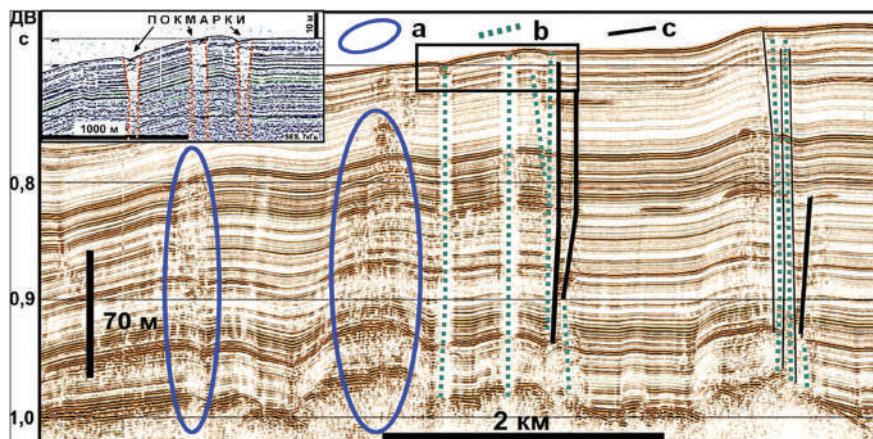


Рисунок 6 – Скифско-Туранская плита. Средний Каспий. Подножие Абшеронского порога, «Газовые трубы», покмарки, зоны дегазации. Сейсмоакустический профиль (шкала в мс) (по [4], с изменениями). а – зоны дегазации; б – «газовые трубы»; с – дизъюнктивные нарушения

Проявления газовых «сипов», грядобразные формы рельефа, конусовидные карбонатные тела. На акватории Северного Каспия (см. рисунок 1, контур б) при проведении сейсмоакустического профилирования и гидролокационного обследования на трех участках были обнаружены очаги разгрузки метана [7]. Один из участков был изучен детально.

На сейсмоакустических разрезах газопроявления фиксируются как амплитудные аномалии пирамидального сечения с вершинами, достигающими донной поверхности и сопровождающимися конусовидными ореолами в водном слое (рисунок 7)

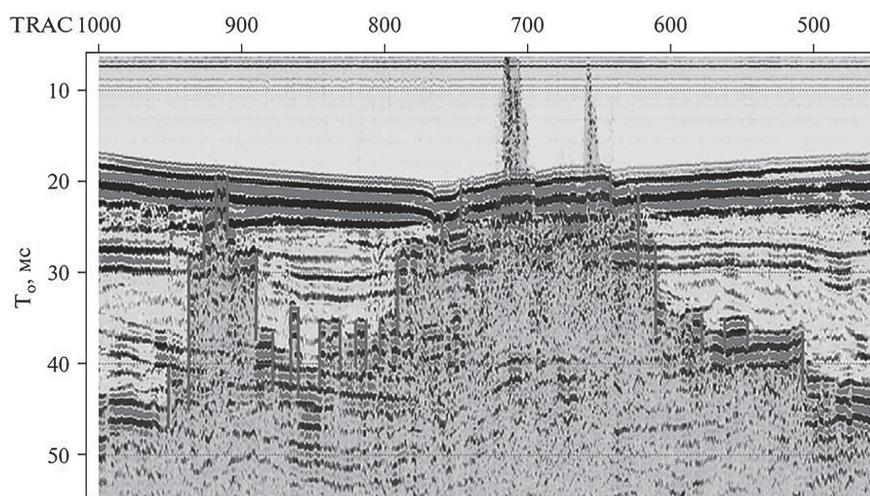


Рисунок 7– Скифско-Туранская плита. Северный Каспий. Сейсмоакустический профиль, по [7]. Скопления газа в осадках. Газовые сипы идентифицируются по факелообразным аномалиям в водной толще.

В большинстве мест проявления таких аномалий на гидролокационных записях (сонограммах) на дне выделяются участки с мелкобугристым рельефом, удлиненные грядобразные тела и отдельные холмики, нередко конусовидной формы [7] (рисунок 8).

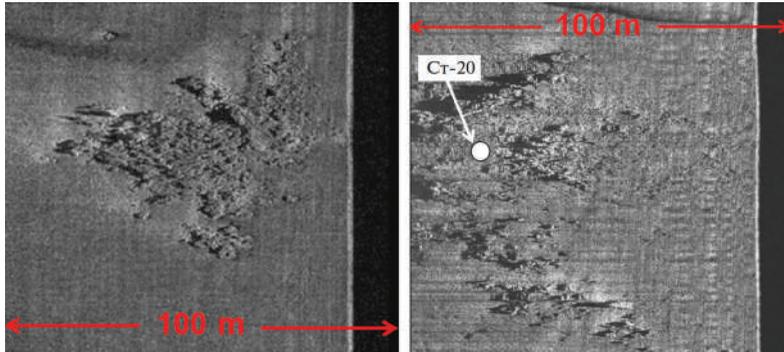


Рисунок 8 – Скифско-Туранская плита. Северный Каспий.

Сонограммы морского дна, по [7], с изменениями. Скопления тел, образованных прочными сцементированными осадками. С-20 – станция опробования

На детально изученном участке, судя по теням, образующимся на сонограммах, отмечаются обособленные тела высотой до 1.3 м. Их ширина у основания достигает 4.5–8.0 м. Наиболее крупное тело высотой 1.6 м и шириной 15 м обнаружено на северо-восточном фланге площадки. Участки с мелкобугристым рельефом имеют различные размеры – от нескольких десятков метров до 200–250 м в поперечнике [7].

Такие участки дна отчетливо отображаются как на эхолотограммах, так и на высокочастотных сейсмоакустических разрезах (рисунок 9).

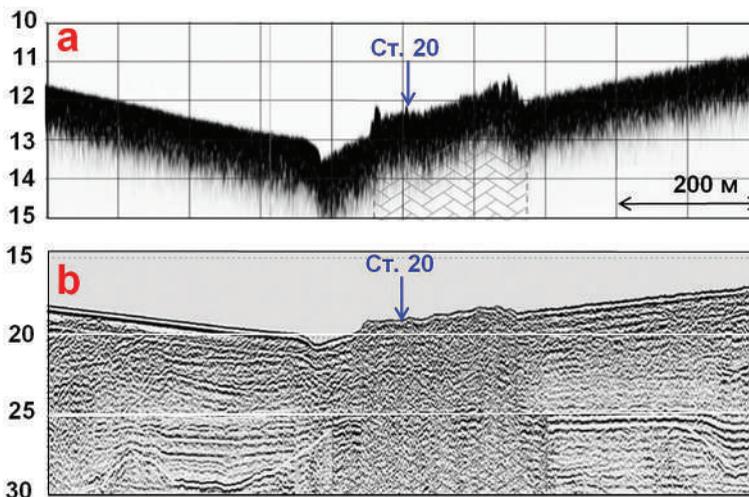


Рисунок 9 – Скифско-Туранская плита. Северный Каспий.

Расположение сцементированных осадков в рельефе дна (по [7], с изменениями):

a – на эхолотограмме (шкала в м);

b – на высокочастотном сейсмоакустическом разрезе (шкала в мс).

По данным телевизионного обследования, на дне фиксируются газопроявления в виде мелких пузырьков. Вблизи таких мест распространены обособленные холмы, грядоподобные формы и плоские подушечнообразные и плитообразные тела, обросшие водорослями и обрамленные скоплениями раковин [7] (рисунок 10).

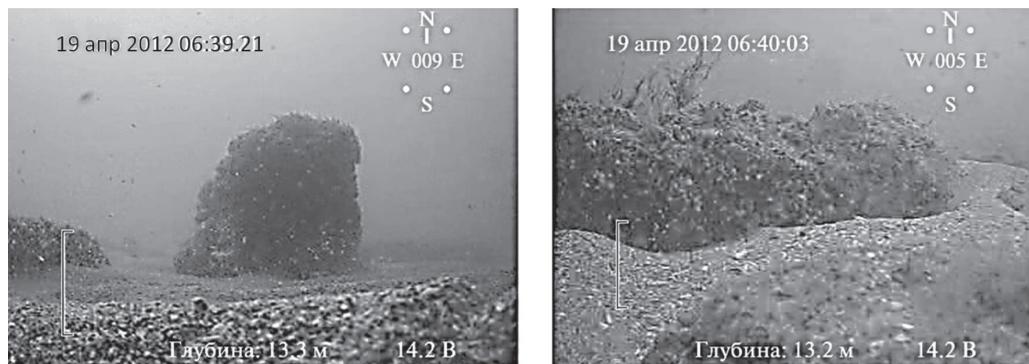


Рисунок 10 – Скифско-Туранская плита. Северный Каспий.
 Фотографии поверхности дна в местах истечения газа, по [7], с изменениями.

Исследователи произвели отборы образцов карбонатных построек, грядообразных форм и цементированных карбонатами донных отложений. На основании минералогических исследований пришли к выводу, что локальная активизация аутигенного минералообразования связана с очагами разгрузки углеводородного газа [7].

Углеводородный газ является характерным компонентом грунтовой толщи Северного Каспия. Скопления его до глубин 80–100 м от дна отчетливо фиксируются на сейсмоакустических записях. В отложениях встречаются скопления двух типов: автохтонные и аллохтонные. Проведенные исследования показывают, что в местах выделения газа происходит интенсивное осаждение карбонатов, цементирующих пески и ракушняки. Здесь же отмечается образование диагенетических сульфидов и осаждение барита, незначительное количество которых, как и значения $\delta^{18}\text{O}$ в карбонатах, указывает на отсутствие мощных очагов разгрузки подземных вод глубокой циркуляции, резко отличных по составу от морской воды. По всей вероятности, здесь происходит разгрузка преимущественно свободного («сухого») метана, в составе которого присутствует изотопно-легкая по углероду CO_2 . При контакте с морской водой она локально активизирует процессы хемогенного карбонатонакопления, вызывая цементацию осадка и формирование карбонатных каемок на песчаных зернах. При небольшой глубине моря в условиях активного волнового воздействия локальная цементация рыхлых отложений способствует формированию мелкобугристых форм рельефа [7].

Авторы исследования, результаты которого использованы нами, чтобы получить представление об особенностях флюидопроявлений на акватории Северного Каспия, в 2013 году были убеждены, что изученный ими «...участок дна заслуживает дальнейшего изучения в геологическом и экологическом аспектах, поскольку газовые сипы являются показателями газоносности осадочной толщи, индикаторами

интенсивной миграции флюидов по разрезу и влияют на формирование подводных ландшафтов и биоценозов» [7].

Карбонатные тела, холмы, конусовидные сопки, сцементированные донные осадки встречены практически на дне всех морей и океанов. В качестве примера карбонатных тел, близких по многим параметрам каспийским, можно привести достаточно хорошо изученные аналогичные постройки на дне Черного моря (рисунок 11).

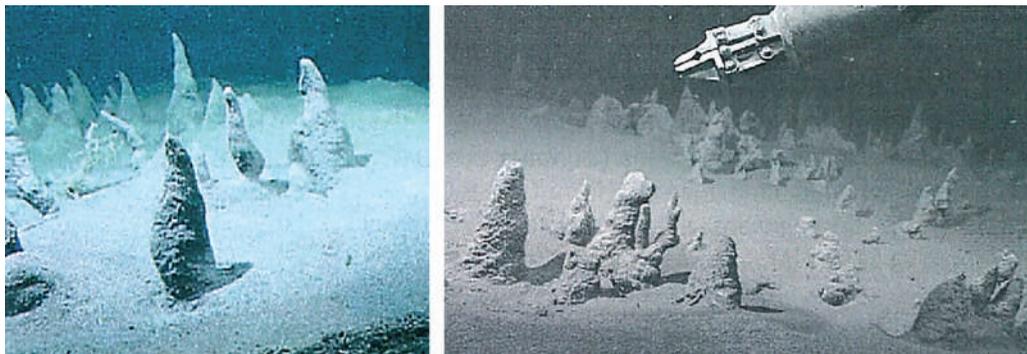


Рисунок 11 – Украина. Палеорусло реки Днепр. Поля карбонатных построек в глубоководной части (730 м) (по Егоров и др., 2011).

Украинские исследователи выявили некоторый критерий, который может быть использован в качестве подспорья при мониторинге флюидопроявлений: «Карбонатные постройки свидетельствуют о длительности функционирования газовых факелов. Формы проявления карбонатных построек достаточно разнообразны. Установлено, что один сантиметр постройки вырастает примерно за 33–34 года. Возраст отдельных построек достигает 30 тыс. лет. Судя по этим данным, масштабы газоотдачи дна Черного моря – просто грандиозные. Газоотдача продолжается минимум 30 тыс. лет» (Егоров и др., 2011).

Необходимо отметить широкое морфологическое разнообразие карбонатных построек в Средиземном море, Северной Атлантике и других акваториях. Встречаются карбонатные тела размерами от первых метров до многих сотен метров (рисунок 12).

Участок акватории Северного Каспия, данные о котором широко использованы нами, безусловно, не является «заповедником» газовых сипов. Мощные сипы фиксируются и на акватории Среднего Каспия (рисунок 13).

Скопления газа в верхней части разреза и «газовые трубы». В 2013 году на участке в Среднем Каспии (см. рисунок 1, контур 7) сейсморазведочными исследованиями выявлены скопления газа в верхней части разреза и «газовые трубы» [5] (рисунок 14)..

На фрагменте временного разреза отчетливо заметно понижение уровня амплитуд в сводовой части, перекрытой газовой «шапкой». На верхнем рисунке синим и красным цветом показаны зоны скопления газа в верхней части разреза на своде и фланге структуры, определенные по данным сейсмики и подтвержденные бурением [5] (см. рисунок 14).

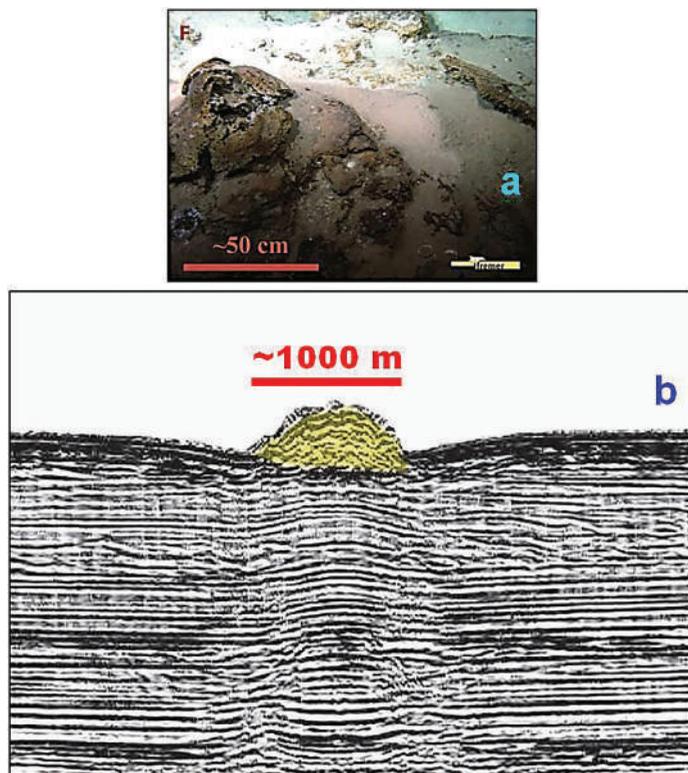


Рисунок 12 – Карбонатные образования на дне морей.

a – Средиземное море. Египетская континентальная окраина. Карбонатное тело (carbonate chimneys), по [8], с изменениями **b** – Юго-Западная Ирландия. Фрагмент сейсмического профиля 2Д. Гигантский карбонатный холм (высота около 100 м, длина у основания – около 1 км. Глубина воды около 800 м), по [9]

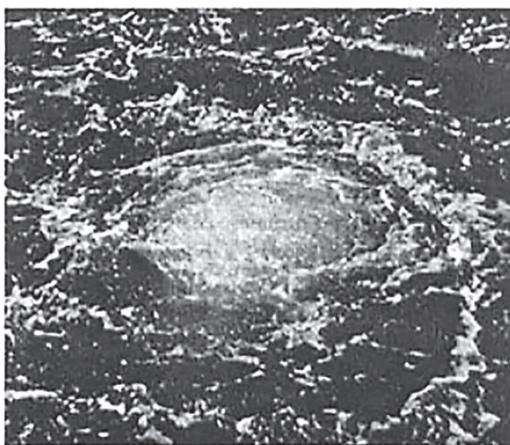


Рисунок 13 – Скифско-Туранская плита. Средний Каспий. Газовый сип высокой интенсивности (аэрофотосъемка) [10]

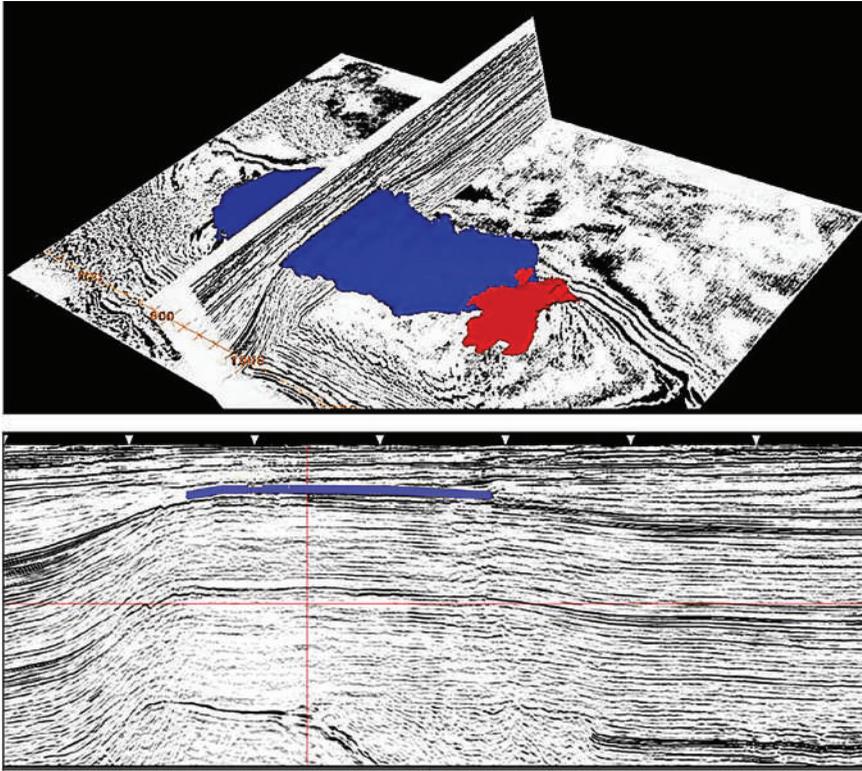


Рисунок 14 – Скифско-Туранская плита. Средний Каспий. Предполагаемая «газовая труба» и скопления газа в своде локальной структуры (по [5], с изменениями).

«Газовые трубы», «газовые карманы», риски при проведении буровых работ.

В Среднем Каспии на перспективной структуре Ракушечная-море была заложена поисковая скважина 4 с проектной глубиной 4500 м (см. рисунок 1, 8). После установки СПБУ «60 лет Азербайджана» бурение начато 9 августа 1983 г. При забое 445 м после проходки по глинам олигоцена произошло газо-водопроявление, после его ликвидации и достижения забоя 505 м была спущена обсадная колонна и зацементирована. Через шесть часов началось интенсивное газо-водопроявление, незатвердевший цемент был выброшен, образовался газовый фонтан на высоту 50 м, в результате размыва устья скважины и возникновения грифона под второй опорой установка накренилась и 9 сентября обрушилась и затонула. Погибли два человека. Спасатели подождли газовый фонтан. Через пять дней фонтанирование прекратилось. Возобновилось фонтанирование на некоторое время в 1991 г. По результатам обследований водолазами (1984, 1988, 1996, и 2005 гг.) из разрушенного устья скважины и воронки (воронок), образованной грифоном, происходит постоянное обильное высачивание газа.

В настоящее время затонувшая установка находится на глубине 43 м, над водой видна только часть юго-западной опоры № 1 (рисунок 15).



Рисунок 15 – Скифско-Туранская плита. Средний Каспий. Ракушечная-море. Видимая над водой часть юго-западной опоры затонувшей СПБУ «60 лет Азербайджана» (фотокадр из видео, 17 сентября 2012 г.)
(источник: <https://www.youtube.com/watch?v=LXQIDroDkCo>)

Спустя несколько лет после аварии и затопления СПБУ на Ракушечная-море авторы публикации (Ю.А. Волож и М.С. Трохименко) принимали участие в комплексной проверке объединения «Азнефть» комиссией госгеолконтроля Мингео СССР. В заключении о причинах аварии, в частности, было отмечено, что в результате анализа материалов бурения и аварии на скважине Ракушечная-море 4 не удалось выявить как «традиционный человеческий фактор», так и наличие фактора, не выявленного при интерпретации геолого-геофизических материалов и обоснования постановки поискового бурения.

Сегодня имеются достаточно убедительные основания объяснить аварию и затопление СПБУ «60 лет Азербайджана» наличием в геологическом разрезе до глубины 500 м нетрадиционной газовой залежи («газовый карман»), созданной активной «газовой трубой». Весьма вероятный аналог – это газовое скопление и «газовая труба», выявленные в результате современного анализа материалов сейсморазведки 3D на соседней структуре (см. рисунок 14). К этому необходимо добавить, что в 2013 году «Южморгеология» по заказу *Caspian engineering company* завершила гидрографические и инженерно-геофизические работы в районе строительства нефтегазопроисковой скважины на структуре Ракушечная-море в казахстанском секторе Каспийского моря. На площадке 3x5 км отработано 220 км комплексных профилей, промеры глубин моря, двухчастотное профилирование, магнитная съемка, гидролокация бокового обзора, сейсморазведка 2D высокого разрешения. По результатам работ выявлены сейсмические аномалии типа «газовый прорыв», представляющие опасность для бурения скважины» [11].

Комментарий в данную тему из подборки фактов В.И. Богоявленского, [12]: «При проведении буровых работ на многих акваториях Мирового океана и на континентальной суше при попадании буровых инструментов в «газовые карманы» неоднократно происходили трагические последствия с гибелью буровых судов и установок и человеческими жертвами. В частности, в 1981 году в Южно-Китайском море вместе с экипажем затонуло буровое судно «Петромар-5...»

Полуостров Бузачи

В 1832 году натуралист Г.С. Карелин, обследуя залив Кайдак, в журнале экспедиции по изучению северо-восточных берегов Каспия сделал запись: «С удивлением заметил я, что со всякими ударами весел, почти касавшихся дна, выплывали большие круги жирного зеленоватого вещества... Неподалеку от Новоалександровска есть соленый ручеек... далее течет горная смола, еще далее белая нефть» [13].

В 1970–х годах на полуострове Бузачи: в заливе Кайдак (Мертвый Култук) на упомянутом Г.С. Карелиным участке и к юго-западу от него (см. на рисунке 1 – 1 и 2), а также в северной части Большого Сора (см. на рисунке 1 – 3) выявлены и обследованы газо-водяные сопки [14, 15; В.П. Токарев и М.С. Трохименко, 1978].

Согласно [14], – это проявления грязевого вулканизма – сопки (сальзы). Размеры изученных сопкок: диаметр до 15 м по основанию, высота от 0,5 до 1,8 м. Размеры кратеров 0,1–0,8 м, глубина воронки до узкой трубки – не больше 0,5 м (рисунок 16).

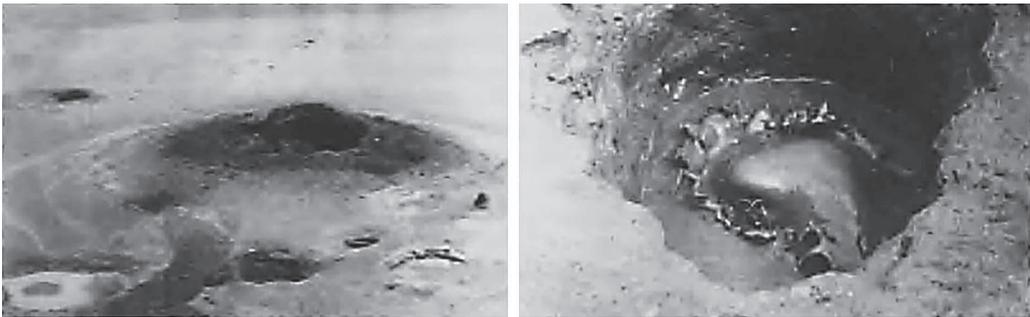


Рисунок 16 – Скифско-Туранская плита. Залив Кайдак. Газо-водо-грязевые сопки [16]

Вместе с высокоминерализованной водой выносятся минеральные частицы, преимущественно тонкозернистый алеврит, и пузырьки метана с повышенным содержанием гелия. В ряде кратеров вода изливается весьма интенсивно. В Большом Соре сопки образуют полосу субширотного простирания до 6 км длиной и 1,5 км шириной [14].

Бузачинские сопки расположены над нефтяным месторождением Бузачи Северные. Предполагается, что формирование их обусловлено дегазацией нефтяных залежей.

Нефть юрских горизонтов характеризуется значительной плотностью (в среднем, при 20°C – 0,9396 г/см³). Нефти из меловых пластов – более тяжелые, битуминозные

(плотность при температуре 20°C достигает 0,9500 г/см³). При этом выявлены залежи как нефтяные, так и газо-нефтяные, – информация к размышлению.

Полуостров Тюбкараган

В урочище Ханга-Баба, сформировавшегося над сводом локальной структуры Тобеджик (крупное месторождение битуминозных песков и месторождение тяжелой нефти) (см. на рисунке 1 – 4), выявлены и обследованы 13 грязевых сопок [14; В.П. Токарев и М.С. Трохименко, 1980, 1985]. Размеры сопок: диаметр основания – до 25 м, высота некоторых больше 2,0 м. Склоны сопок поросли травой, кратеры заплыли, вода из кратеров сочится слабо без растворенного газа. Расположены сопки в виде двух параллельных субширотных полос, по 5–7 в каждой [14].

На Туранской плите многие годы геоморфологи, географы, ботаники изучали ландшафтные образования – конусообразные песчаные холмы, традиционно именуемые «**чукалаки**». Типичные чукалаки впервые описал в 1913 году В.А. Обручев в урочище Биш-бастад (Джунгария, юго-восточная оконечность горного хребта Джаир). Несмотря на то, что в некоторых случаях к постройкам, описываемым как чукалаки, были приурочены проявления газа и нефти, эти объекты, по крайней мере до 1975 года, в поле зрения поисковиков-нефтяников не попадали. Тем более, что описания этих объектов, трактовка их происхождения специалистами не геологами этому не способствовали. В «Геоморфологическом словаре-справочнике» [17] дано определение: «**Чокулаки**. Чекалаки, чукалаки, чоколаки – песчаные бугры, образующиеся на солончаках около выходов грунтовых вод. Имеют клиновидную, яйцевидную и овальную форму. Высота до 1,5–2,0 м, ширина до 4–5 м, длина до 78 м. Разновидность кучевых песков».

В изданной в 2006 году монографии Н.Ф. Глазовского «Геохимические потоки в биосфере» [18] им обобщены как материалы по чукалакам большинства исследователей, изучавших их 1940–1960–е годы, так и собственные результаты полевых исследований.

Южный Мангышлак

Вероятней всего, что из-за недостаточной изученности рельефа Южного Мангышлака, чукалаки выявлены только во впадине Карагие (сор Батыр) [18] (см. на рисунке 1 – 5).

Юго-западный Устюрт

В пределах фрагмента Скифско-Туранской плиты (Каспийский регион) находится только юго-западная окраина Устюртского природного заповедника (см. на рисунке 1 – 6). На юго-западной части заповедника находится газовое месторождение Кансу (рисунок 17).

На месторождении ранее уже пробурены 40 разведочных скважин. Разработка сможет создать заповеднику организационные, правовые, экологические проблемы.

Согласно материалам-проспектам о природе, флоре и фауне заповедника, «*наряду с впадинами рельеф Устюрта составляют также чукалаки или бугры, имеющие высоту 2–5 м. Чукалаки состоят из частиц мелкозема и соляной пыли, осевших во-*

круг куста так, что верхушка торчит над чукалаком. Куст обычно не превышает 1–2 м, однако его внутренний рост может достигать до 5–7 м. Известны образования кустов до 25–30 м в диаметре».



Рисунок 17 – Устьюрт Юго-Западный. Газовое месторождение Кансу. Устьюртский национальный заповедник

На основании анализа спутниковых карт сделана предварительная интерпретация с целью выявления описанных чукалаков во впадине Карынжарык (рисунок 18).

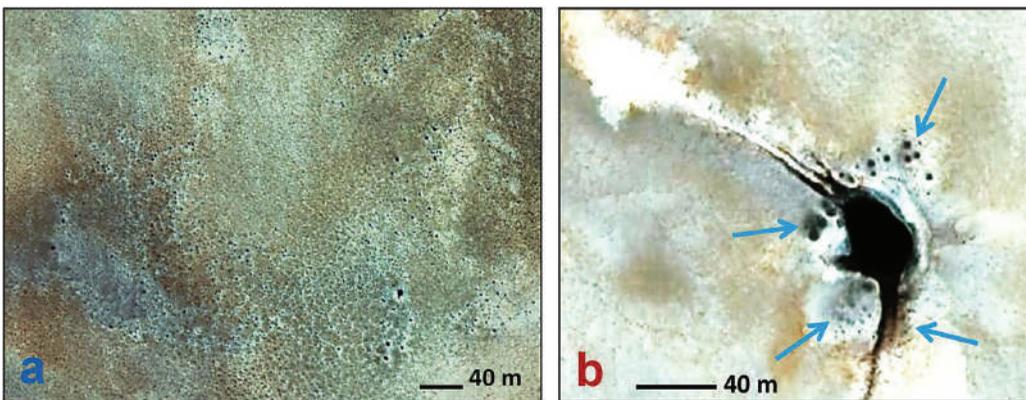


Рисунок 18 – Устьюрт Юго-Западный. Впадина Карынжарык. Чукалаки. Спутниковые карты поверхности

a – отдельные черные точки – это чукалаки; **b** – звездочкой отмечен большой чукалак, стрелками показаны группы мелких чукалаков [источник: <https://gis.geology.gov.kz/geo/>]

На рисунке 18 (a) уверенно интерпретируемые мелкие чукалаки соответствуют упомянутым в проспектах заповедника и, вероятно, аналогичные бузачинским и тюбкараганским газо-водяным сопкам. Механизм формирования тех и других работает на энергии дегазации нефтяных и газовых месторождений.

Сравнительно большой чукалак (см. рисунок 18 (b)), предположительно, является элементом экс-покмарка, то есть формирование его связано с «газо-водяной трубой».

Наличие разнокалиберных чукалаков над газовым месторождением – это возможность на основании целенаправленной переинтерпретации геолого-геофизических материалов понять механизм их формирования, а также оценить вероятность причастности «газовых труб» к формированию месторождения углеводородов.

Залив Кара-Богаз-Гол

Во время, когда залив пересох, в северной части (см. на рисунке 1 – 7). Н.Ф. Глазовским был исследован крупный чукалак (рисунок 19).

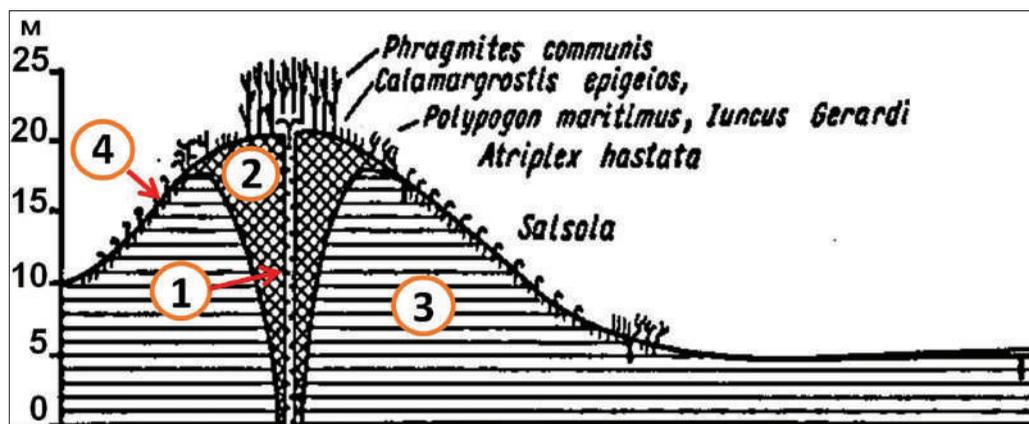


Рисунок 19 – Залив Кара-Богаз-Гол. Ландшафтный профиль чукалака, по [18], с изменениями

1 – канал поступления воды в чукалак; 2 – торфяное ядро чукалака; 3 – глинистые отложения новокаспийского возраста; 4 – глинистые опесчаненные карбонатно-гипсовые отложения; растительность: на своде чукалака тростник и тамариск; на склонах чукалака – солянки

По мнению Н.Ф. Глазовского [18], «...разгрузка напорных вод на дне Кара-Богаз-Гола привела к формированию своеобразных ландшафтов – зон разгрузки. В их пределах можно выделить урочища чукалаков и обсохшего дна залива, занимающие пространства между чукалаками. В урочище чукалаков выделяются ландшафтные фацции, возвышающиеся над дном залива и различающиеся по видовому составу растительности и ее формам, а также строению почвенного профиля и химическому составу почв. Формирование ландшафтных и ландшафтно-геохимических особенностей фацций происходит также под воздействием разгружающихся подземных вод».

Отметим также мнение исследователя [18] об особенностях биоценозов, присутствующих локальным постройкам (чукалаки). «Приуроченность наибольших скопления раковин к зонам, примыкающим к ядру чукалака, – свидетельство, на наш взгляд, генетической обусловленности этого накопления разгрузкой подземных вод. По-видимому, вблизи чукалака, по которому постоянно поступали относительно

слабоминеральные воды при регрессии моря и постоянном осолонении залива, под влиянием разгрузки долгие всего сохранялись экологические условия, благоприятные для жизнедеятельности моллюсков».

Это издание послужило нам отправным пунктом для поиска ответов на многие вопросы, возникающие при попытке понять природу этих построек.

ОСНОВНЫЕ ВЫВОДЫ И РЕКОМЕНДАЦИИ

Анализ данных об аномальных геологических объектах (кольцевые субвертикальные структуры, покмарки и экс-покмарки) и активных флюидопроявлениях в пределах фрагмента Скифско-Туранской плиты (Каспийский регион) позволяет сделать следующие выводы.

- Изученность в аспекте наших исследований акватории Северного и Среднего Каспия на фоне доступного обширного информационного массива о флюидопроявлениях на акваториях Земного Шара (Северная Атлантика; шельфовые зоны Африки, Северной и Южной Америки; Мексиканский залив, Средиземное море и другие) [1] выглядит просто крайне ограниченной.

- Несмотря на слабую изученность, доступные материалы и данные по Каспийскому озеру-море подтверждают, что в пределах его акватории в геологическом прошлом формировались и формируются донные все типы кольцевых субвертикальных структур и сопровождающие их флюидопроявления (газовые, газо-водяные, газо-водо-нефте-грязевые и др.). Происходит загрязнение гидросферы и атмосферы со всеми вытекающими последствиями. Существуют реальные угрозы безопасности судоходства, освоения нефтегазовых ресурсов.

- Морфоструктурные образования и флюидопроявления на дне морей и океанов фиксируются и изучаются намного более эффективно и достоверно, по сравнению с аналогичными формированиями и проявлениями на суше. По этой причине и при отсутствии целенаправленных исследований практически невозможно оценить вполне вероятные угрозы природного характера экологии Мангистауского и Устьюртского регионов.

- В 30–60-х годах минувшего века на обширной территории Туранской плиты были выявлены и изучались географами, геоморфологами, гидрогеологами и ботаниками так называемые «гидрогеогенные ландшафтные формы» – чукалаки. По данным Н.Ф. Глазковского [18], характерные чукалаки широко распространены в восточном Приаралье во впадине Мынбулак.

Впадина Мынбулак расположена на северо-востоке Туранской плиты, имеет длину около 100 км и ширину до 50 км. *«В гидрогеологическом отношении впадина – часть одноименного артезианского бассейна, основные водоносные горизонты которого приурочены к пескам эоцена, сенона и альб-сеномана и связаны между собой. Еще первые исследователи Мынбулака – М.Д. Спиридонов, С.Ф. Липищ, Б.А. Петрушевский (1939) – обратили внимание на большое количество родников, приуроченных к буграм-чукалкам, в дальнейшем здесь было обнаружено около 180 источников (Посохов, 1944; Попов, 1959; Соколов, 1962; Островский, 1962). Максимальный дебит одного источника 6 л/сек., а общий видимый расход всех*

источников 100–150 л/сек. (Посохов, 1944). Максимальная высота чукалаков 25 м, а диаметр 250 м.» [18, с. 514]

Краткая характеристика этих ландшафтных форм позаимствована также их монографии Н.Ф. Глазковского [18]. *Склоны чукалаков изборождены промоинами, образованными стекающими от источника ручейками. На вершинах чукалаков растет высокий тростник (до 4 м), на некоторых чукалаках – ивы. Здесь происходит накопление торфа мощностью до 15 м (возможно более). Весь водовыводящий канал заполнен крупнозернистым полимиктовым песком белым кварцевым с мелкой слабоокатанной галькой. Чукалаки окружены солончаками. Засолонение почвенного слоя достигает 30%. По наиболее крупным родникам-чукалакам за год может поступать до 200 т солей. Из микроэлементов в почвах этой фации происходит накопление Ag и V.*

Основываясь на этих сведениях, впадина Мынбулак на северо-востоке Туранской плиты выбрана нами в качестве возможного эталона для оценки необходимости организации изучения и мониторинга флюидопроявлений, формирующих чукалаки. В результате анализа спутниковых карт впадины Мынбулак, помимо ранее непосредственно изученных в полевых условиях чукалаков, нами были выявлены пространственно связанные с ними отчетливые изометрические формы рельефа (рисунки 20а). Авторы интерпретируют эти образования как геологические структуры – экс-покмарки, являющиеся вторичными производными, кольцевых субвертикальных структур (в данном случае «газо-водяные трубы») (рисунки 20б).

Несмотря на отсутствие в нашем случае информации о глубине и структурных особенностях подводящих каналов, обусловивших формирование изометрических западин и «деятельность» чукалаков, правомерность авторской интерпретации основывается на сопоставлении поверхностных структур Турана с более изученными аналогами в Прикаспийской впадине [19, 20].

После выявления «газовых труб» и экс-покмарков в межкупольных мульдах Прикаспийской солянокупольной области обнаружение на поверхности в пределах Туранской плиты аналогичных структур, которые можно интерпретировать как экс-покмарки, является многозначным и очень важным фактом. ***Это открытие требует детального изучения.***

Ниже приведены только краткие результаты дистанционного знакомства с аномальными геологическими объектами во впадине Мынбулак.

Прежде всего, необходимо отметить: судя по размерам этих структур (от первых сотен метров до четырех километров) и характеру флюидопроявлений в пределах всей впадины, они генетически связаны с «газо-водяными трубами». Наиболее вероятным энергетическим источником, обеспечивающим формирование этих кольцевых структур, является углеводородная система ***второго или третьего типа*** [21].

В глаза бросаются характерные особенности поверхностной морфологии экс-покмарков. В контуре изометричных структур, по крайней мере, на предварительно изученном участке мульды (см. рисунок 20), близко к геометрическому центру расположены конусообразные водо-грязевые сопки (чукалаки). В некоторых случаях в пределах контуров покмарков дополнительно сформировались чукалаки меньшего размера. Валы выброшенной породы, окружавшие раньше воронки

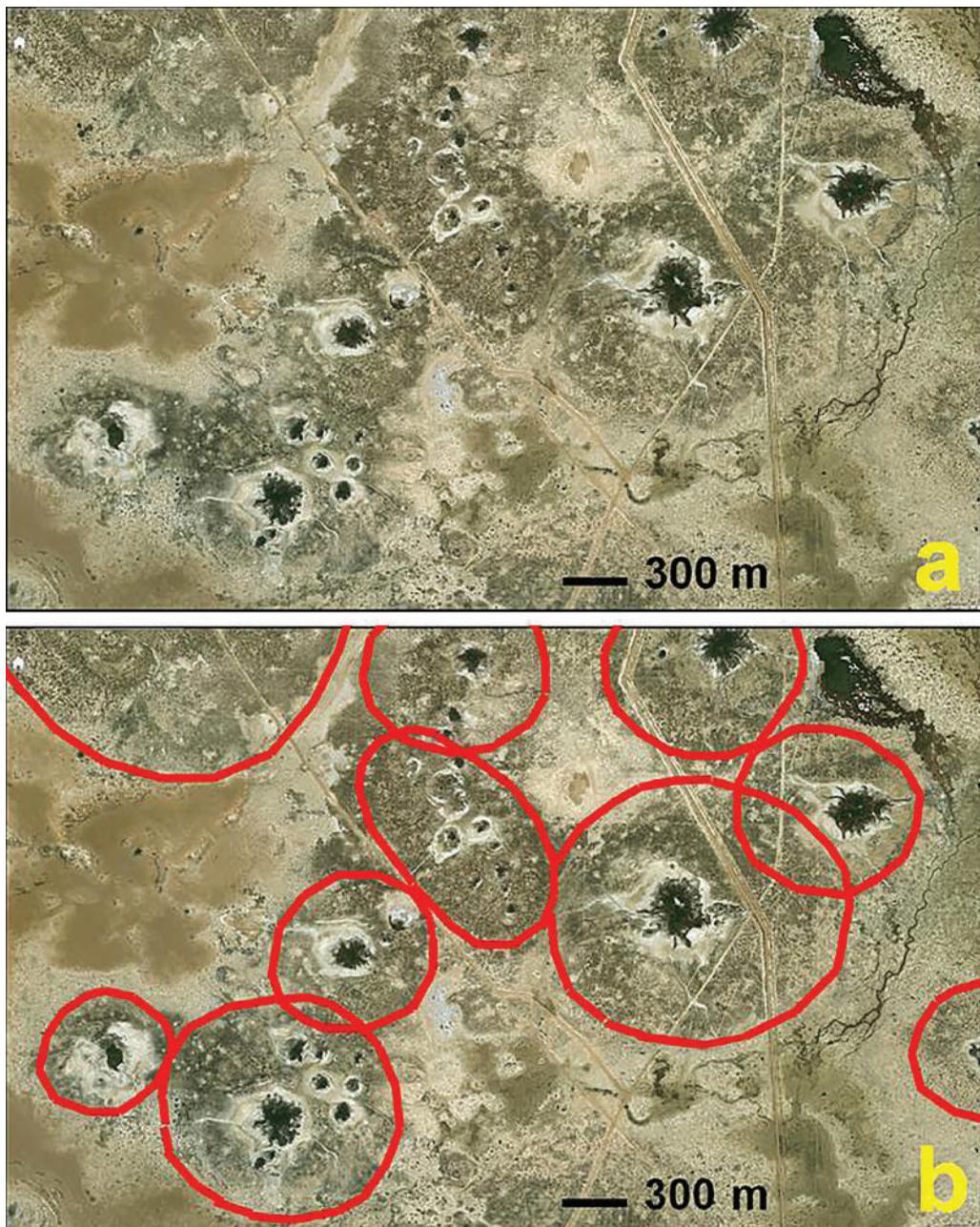


Рисунок 20 – Туранская плита. Впадина Мынбулак. Экс-покмарки и чукалаки.

a – спутниковая карта участка поверхности впадины;

b – авторская интерпретация: экс-покмарки – красный контур; чукалаки: черный цвет – вершина; свето-серый цвет – склоны [источник: <https://gis.geology.gov.kz/geo/>]

взрыва, в отдельных случаях достаточно хорошо сохранились. При этом, в отличие от остальной части экс-покмарков, не успели (не смогли) обзавестись травяным покровом и зарослями кустарников.

Эти наблюдения позволяют утверждать следующее. Согласно нашим представлениям [1], на первоначальном кратковременном «активном этапе» были сформированы кольцевые структуры и взрывные кратеры-покмарки значительных и гигантских размеров. В последовавшем затем «периоде относительного спокойствия» покмарки были основательно захоронены терригенными осадками. Повторная активизация флюидопроявлений привела к образованию грязевых сопков (чукалаки). После краткого «активного периода» длительное время продолжается «период относительного спокойствия», поэтому ныне на спутниковых картах отчетливо дешифрируются: **экс-покмарки** – типичные «западины», именуемые также «урочища» [18], с участками солончаков и растительным покровом и **чукалаки** – родники-источники с зарослями камыша на сводах (см. рисунок 20).

К вышеизложенному мы обязаны добавить следующее.

- По состоянию на 1960–е годы [18], во впадине Мынбулак выявлены 180 чукалаков.

- Количество экс-покмарков, которые, весьма вероятно, являются структурными осложнениями «газо-водяных труб», предстоит определить.

- Экс-покмарки выявлены нами также и за пределами впадины Мынбулак.

- Поля экс-покмарков и чукалаков расположены в пределах Южно-Тургайской нефтегазоносной области.

- В пределах впадины Мынбулак расположены месторождения углеводородного сырья: Карабулак, Карабулак Юго-Западный, Кызылкия Северо-Западный, Есжан, другие.

- На спутниковых картах в контурах покмарков четко видны участки дорог, трубопроводов, промысловые коммуникации.

Прогноз-предупреждение: в непредсказуемый «час-икс» относительное спокойствие «газо-водяных труб» может смениться весьма активными флюидопроявлениями (газо-водяные выбросы, разрушение чукалаков, образование взрывных кратеров, проявления сейсмической активности). Такова природа кольцевых субвертикальных структур.

- Следовательно, необходимость экскурса в историю изученности, анализ генетических трактовок, оценка результатов предыдущих исследований морфоструктур, именуемых чукалаки, являются оправданными по причине явной неизученности на современном уровне исследовательских возможностей как этих объектов, так и проблемы природного явления.

- Кольцеобразные в плане, зачастую гигантские формы рельефа, интерпретируемые нами как экс-покмарки, осложненные водо-грязевыми сопками (чукалаки), должны быть детально изучены: анализ и интерпретация материалов спутниковых съемок; геолого-геофизическая интерпретация и/или переинтерпретация материалов сейсморазведки; полевые исследования (геологические, гидрогеологические, минералогические, геохимические, другие).

Сказанное выше об изученности флюидопроявлений на акватории Северного и Среднего Каспия является убедительным основанием для создания, финансирования и реализации правительствами стран, осуществляющих хозяйственно-промышленную деятельность в Каспийском море-озере, единой системы мониторинга морского дна и космического мониторинга акватории. При этом должны фиксироваться, изучаться и анализироваться как всевозможные техногенные загрязнения, так и природные флюидопроявления.

В Республике Казахстан на правительственном уровне (министерство экологии, геологии и природных ресурсов) предлагается разработать, профинансировать и реализовать под эгидой Национальной инженерной академии РК специализированную Программу изучения и мониторинга на Туранской плите природных флюидопроявлений в зонах кольцевых субвертикальных структур («газо-водяные трубы») и многочисленных водо-грязевых сопок (чукалаки).

Исследование выполнено авторским коллективом сотрудников Геологического института РАН, Национальной инженерной академии РК и компании «Falcon Oil & Gas Ltd» в рамках выполнения Программы Президиума РАН № 8 (47) «Углеводороды из глубоких горизонтов в «старых» нефтегазодобывающих регионах как новый источник энергоресурсов: теоретические и прикладные аспекты». 

ЛИТЕРАТУРА

- 1 Волож Ю.А., Трохименко М.С., Калимов А.М., Едилбаев М.Т. Каспийский регион: кольцевые субвертикальные структуры, покмарки и экс-покмарки. Часть I // *Нефть и Газ*. – 2019. – № 6 (114). – С. 15–50. [Volozh Yu.A., Trokhimenko M.S., Kalimov A.M., Yedilbayev M.T. The Caspian Basin: annular sub-vertical structures, pockmarks and ex-pockmarks. Part I // *Neft' i Gaz*. – 2019. – № 6 (114). – P. 15–50.]
- 2 Голубов Б.Н., Иванов А.Ю. Новообразованные очаги выбросов нефти из недр Северного и Среднего Каспия по спутниковым и геолого-геофизическим данным // Электронное научное издание Альманах Пространство и Время. – Стационарный сетевой адрес: 2227–9490e-aprov_r_e-ast5–1–2.2014.22. [Golubov B.N., Ivanov A.Yu. Newly formed foci of oil emissions from the bowels of the North and Middle Caspian according to satellite and geological and geophysical data // Electronic scientific publication Almanac Space and Time. – Fixed network address: 2227–9490e-aprov_r_e-ast5–1–2.2014.22.]
- 3 Флюидодинамические аномалии Каспийского моря // *Neftegaz/RU*. – Журнал. – 9 апреля 2019. <https://magazine.neftegaz.ru/articles/geologorazvedka/443409-flyuidodinamicheskie-anomalii-kaspiyskogo-morya/> [Fluidodynamic anomalies of the Caspian Sea // *Neftegaz / RU*. – Zhurnal. – 9 aprelya 2019. <https://magazine.-neftegaz.ru/articles/geologorazvedka/443409-flyuidodinamicheskie-anomalii-kaspiyskogo-morya/>]
- 4 Путанс В.А., Мерклин Л.Р., Зеленин Е.А. Проявление современных тектонических событий в структуре позднечетвертичных осадков Среднего Каспия // *Успехи современного естествознания*. – 2018. – № 4. – С. 139–144. [Putans V. A., Merklin L. R., Zelenin E. A. The manifestation of modern tectonic events in the structure of the Late Quaternary sediments of the Middle Caspian // *Uspekhi sovremennogo yestestvoznaniya*. – 2018. – № 4. – S. 139–144]
- 5 Светличный А.Л., Маникулова А.А., Джи М., Бейсембаев Т.Н., Конысов Н.Т., Ибрагимов

- А.А. Компенсация амплитудных вариаций, связанных с локальными скоплениями газа в верхней части разреза и с газовыми трубками // Каспийский регион: геологическое строение и нефтегазосность. Тр. ОНГК. Вып. 4. (На базе докладов Второй Международной геологической конференции «АтырауГео-2013»). Под ред.: Б.М. Куандыкова, К.М. Таскинбаева, М.С. Трохименко. – Алматы. – 2014. – С. – 326–345. [Svetlichny A. L., Manikulova A. A., G. M., Beisembaev T. N., Konysov N. T., Ibragimov A. A. Compensation of amplitude variations associated with local accumulations of gas in the upper parts of the section and with gas pipes. // Kaspiyskiy region: geologicheskoye stroeniye i neftegazonosnost'. Tr. ONGK. Vyp. 4. (Na baze dokladov Vtoroy mezhdunarodnoy geologicheskoy konferentsii «AtyrauGeo-2013»). Pod red.: B.M. Kuandykova, K.M. Taskinbayeva, M.S. Trokhimenko. – Almaty. – 2014. – S. – 326–345.]
- 6 Амбросимов А.К., Голубов Б.Н. Металлоносность вод и донных отложений Северного Каспия как показатель субмаринной разгрузки флюидов из его недр // Экологические системы и приборы. – 2014. – № 5. – С. 50–63. [Ambrosimov A.K., Golubov B.N. Metal content of water and bottom sediments of the Northern Caspian as an indicator of submarine fluid unloading from subsurface // Ekologicheskkiye sistemy i pribory. – 2014. – № 5. – S. 50–63.]
 - 7 Безродных Ю.П., Делия С.В., Лаврушин В.Ю., Юнин Е.А., Пошибаев В.В., Покровский Б.Г. Газовые сипы на акватории Северного Каспия // Литология и полезные ископаемые. – 2013. – № 5. – С. 415–125. [Bezrodnykh Yu.P., Delia S.V., Lavrushin V.Yu., Yunin E.A., Poshibaev V.V., Pokrovsky B.G. Gas Vultures in the Northern Caspian // Litologiya i poleznyye iskopayemye. – 2013. – № 5. – S. 415–125.]
 - 8 Jean Mascle, Flore Mary, Daniel Praeg, Laetitia Brosolo, Laurent Camera, Silvia Ceramicola, Stéphanie Dupré. Distribution and geological control of mud volcanoes and other fluid/free gas seepage features in the Mediterranean Sea and nearby Gulf of Cadiz // Geo-Marine Letters. – June 2014. – Vol. 34. – Issue 2–3. – PP. 89–110.
 - 9 <https://www.semanticscholar.org/paper/The-Geomorphology-and-Nature-of-Seabed-Seepage-Hovland/f8891cfffdd4db0aaf0b8cf6cd543c4bb0c6143b/figure/1>
 - 10 Огай Е.К., Уразаева С.Б., Петровский В.Б. Новые перспективы и направления нефтегазопоисковых работ с использованием современных технологий дистанционного зондирования Земли // КАРОТАЖНИК. – 2007. – № 8 (161). – Тверь – С. 3–19. [Ogay E.K., Urazaeva S.B., Petrovsky V.B. New perspectives and directions in oil and gas exploration using modern technologies of remote sensing the Earth // KAROTAZHNIK. – 2007. – № 6 (161). – Tver' – S. 82–89.]
 - 11 На структуре Ракусечное-море выявлены аномалии, представляющие опасность для бурения // Источник: Neftegaz.RU. Бурение. [Anomalies that pose a risk for drilling have been identified on the Rakushechnaja-more structure // Istochnik: Neftegaz.RU. Burenie.]
 - 12 Угроза из глубин: мерзлота ошибок не прощает // Интервью член-корр. РАН В.И. Богоявленского 23 января 2018 года. Источник: <http://rareearth.ru/ru/pub/-20180123/03679.html>. [A threat from the depths: permafrost does not forgive mistakes // Interview with a corresponding member of Russian Academy of Sciences V.I. Bogoyavlenskiy 23 January 2018. Source: <http://rareearth.ru/ru/pub/-20180123/03679.html>.]
 - 13 Карелин Г. С. Путешествия Г.С. Карелина по Каспийскому морю. СПб.: Тип. Имп. Акад. наук, 1883. – VI, 497 с.; 6 л. карт. – (Записки имп. рус. геогр. о-ва по общей географии; т. 10) [Karelin G.S. Travel of G.S. Karelin on the Caspian Sea. СПб.: SPb.: Type. Imp. Acad. Sciences, 1883. – VI, 497 p.; 6 map sheets. – (Notes of the Imperial Russian geographic society on general geography; vol. 10).]
 - 14 Грибков В.В., Нурманов А.М., Токарев В.П. и др. Грязевые сопки – новый поисковый признак на нефть и газ в Западном Казахстане // Геология нефти и газа. – 1975. –

- № 11. – С. 21–25. [Gribkov V.V., Nurmanov A.M., Tokarev V.P. and other. Mud hills – a new search feature for oil and gas in Western Kazakhstan // *Geologiya nefti i gaza*. – 1975. – № 11. – S. 21–25.]
- 15 Плещеев И.С., Борисов Н.И., Гусев В.И. Газо-водяные грифоны п-ова Бузачи // Изв. ВУЗов. – 1979. – № 3. [Pleshcheev I.S., Borisov N.I., Gusev V.I.. Gas-water gryphons of the Buzachi Peninsula // *Izv. VUZov*. – 1979. – № 3.]
- 16 Вилесов Е.Н., Науменко А.А., Веселова Л.К., Аубекеров Б.Ж. Физическая география Казахстана. Учебное пособие. – Алматы: Қазақ университеті. – 2009. – С. 98. [Vilesov E.N., Naumenko A.A., Veselova L.K., Aubekеров B.Zh. Physical geography of Kazakhstan. Tutorial. – Almaty: Kazakh university. – 2009. – P. 98.]
- 17 Геоморфологический словарь-справочник / Составитель Л.М. Ахромеев. Под ред. Шевченко. – Брянск: Издательство Брянского государственного университета, 2002. – 320 с. [Geomorphological dictionary–reference guide / Sostavitel' L.M. Akhromeyev. Pod red. Shevchenko. – Bryansk: Izdatel'stvo Bryanskogo gosudarstvennogo universiteta, 2002. – 320 s.]
- 18 Глазовский Н.Ф. Избранные труды в двух томах. Том 1. Геохимические потоки в биосфере. М.: Товарищество научных изданий КМК. – 2006. – 535 с. [Glazovsky N.F. Selected works in two volumes. Volume 1. Geochemical flows in the biosphere. M.: Tovarithchestvo nauchnykh izdaniy KMK. – 2006. – 535 s.]
- 19 Волож Ю.А., Трохименко М.С., Калимов А.М., Едилбаев М.Т. Каспийский регион: «газовые трубы»/инверсионные кольцевые структуры // Разведка неглубокозалегающих толщ Казахстана. Тезисы докладов. V международная научная геологическая конференция «АтырауГео-2019». 23–24 мая 2019, Атырау. Тезисы докладов. – Атырау.– КОНГ.– 2019. [Vlozh Yu.A., Trohimenko M.S., Kalimov A.M., Yedilbayev M.T. Caspian region: «gas pipes» / inversion ring structures//Razvedka neglubokozalegayushchikh tolshch Kazakhstana. Tezisy dokladov. V mezhdunarodnaya nauchnaya geologicheskaya konferentsiya «AtyrauGeo-2019». 23–24 maya 2019, Atyrau. Tezisy dokladov. – Atyrau.– KONG.– 2019.]
- 20 Волож Ю.А., Трохименко М.С., Калимов А.М., Едилбаев М.Т. Прикаспийская впадина: «газовые трубы» // Разведка неглубокозалегающих толщ Казахстана. V международная научная геологическая конференция «АтырауГео-2019». 23–24 мая 2019, Атырау. Доклад. – Атырау.– 2019. [Vlozh Yu.A., Trohimenko M.S., Kalimov A.M., Yedilbayev M.T. The Caspian Basin: «gas pipes» // Razvedka neglubokozalegayushchikh tolshch Kazakhstana. V mezhdunarodnaya nauchnaya geologicheskaya konferentsiya «AtyrauGeo-2019». 23–24 maya 2019, Atyrau. Doklad. – Atyrau. – 2019.]
- 21 Абукова Л.А., Волож Ю.А., Дмитриевский А.Н., Антипов М.П. Геофлюидодинамическая концепция поисков скоплений углеводородов в земной коре // Геотектоника. – 2019. – № 3. – С. 79–91. [Abukova L.A., Vlozh Yu.A., Dmitrievsky A.N., Antipov M.P. Geofluidodynamic concept of prospecting for accumulations of hydrocarbons in the earth's crust // *Geotektonika*. – 2019. – № 3. – S. 79–91.]

О НОВОЙ ПАРАДИГМЕ ЭВОЛЮЦИИ ЗЕМЛИ, ЭКОЛОГИЧЕСКИХ ЭКСЦЕССАХ, СТРАТЕГИИ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО ИЗУЧЕНИЯ НЕДР*



А.Е. ЛУКИН,
доктор геолого-минералогических наук,
академик НАН Украины,
Украина, Чернигов



В.М. ШЕСТОПАЛОВ,
доктор геолого-минералогических наук,
академик НАН Украины,
Украина, Киев

Мы, безусловно, рады, что проявления дегазации Земли становятся интересными для все большего числа специалистов, занимающихся изучением недр нашей планеты как с целью выявления полезных ископаемых, так и для уменьшения рисков, связанных с опасными геолого-геофизическими процессами. Тем более отрандно, что этот интерес начинает набирать силы в такой интересной в геологическом отношении стране, как Казахстан. Со многими положениями статьи коллектива авторов мы согласны и считаем, что это направление исследований заслуживает самой активной поддержки и развития.

В статье затронута проблема распространения и развития лишь верхней части системы дегазации Земли. Она, безусловно, важна, как для оценки рисков экологической опасности в отношении к сооружениям, коммуникациям, транспортным средствам, экосистемам, так и для выработки критериев поисков некоторых полезных ископаемых. К упомянутым авторами статьи различным негативным событиям можно добавить воздействие взрывной дегазации на Чернобыльскую АЭС во время аварии в 1986 году взрыв в г. Сасово Рязанской области в 1991 году и многие другие.

*Для получения более подробной информации обращайтесь в редакцию журнала.
Адрес для переписки. E-mail: nnk@mail.ru

Хотелось бы обратить внимание авторов на следующие аспекты затронутой ими темы.

- По терминологии. Вряд ли есть смысл засорять русский язык иностранными терминами (покмарки), если имеется давно применяемое (в географии, грунтоведении и др.) слово «западина» с достаточно ясной трактовкой его значения.

- Следует обратить внимание, что термин «кольцевые субвертикальные структуры» может охватывать и вулканы, извергающие магму, газы и пепел, и соляные, глиняные штоки, штоки кристаллических пород, крупные взрывные кольцевые структуры щитов и платформ, описанные В.И. Вагановым, П.Н. Кропоткиным и др. в Сибири и Украине еще в 1985 году, и, наконец, гигантские глубинные трубы дегазации, производные, например, Центрально-Азиатского суперплюма, сформировавшие многочисленные ураново-золоторудные и редкоземельные рудообразования Северного Казахстана и Алтае-Саянского региона (А.А. Поцелуев, 2014). Иными словами, предложенный термин, по сути, охватывает гораздо более широкий набор типов структур, чем предлагают авторы.

- Анализ литературы и соответствующие наши данные показывают, что набор компонентов, извергаемых при формировании и функционировании западинных структур в морских условиях и на суше меняется во времени в связи с пульсирующим режимом интенсивности их активизации. Но, как правило, ведущим энергоносителем, двигателем процесса является газ, который при определенных условиях транспортирует и воду, и грязево-песчаный материал (достаточно вспомнить эрлифтные откачки воды из скважин или открытие бутылки шампанского).

- Следует обратить внимание на то, что основным газом, дегазирующим из западин на обширных территориях суши, является не метан, а водород. Достаточно обратиться к результатам исследований группы В.Н. и Н.В. Лариных в пределах центральной части Европейской России, регионе Каролина Бейс в США и нашим в Украине. Более того, как отмечает А.И. Тимурзиев (2013), основываясь на результатах исследований ЗАО «Пангея», в пределах весьма перспективной на углеводороды территории полуострова Ямал содержание в подпочвенном воздухе водорода от 2–6 до 80 раз больше, чем метана.

- В морских условиях мы должны различать западины, сформированные в результате выделения газов при процессах диагенеза молодых отлагающихся осадков, и структуры, связанные с глубинной дегазацией. Под первыми трубы дегазации имеют длину десятки и первые сотни метров и связаны с линзами и прослоями накопления газа в верхней части разреза. Вторые, как правило, протягиваются на значительные глубины, имеют нередко ступенчатое строение – глубинная труба дегазации (или раскрытый разлом) – промежуточный латеральный слой накопления газов – труба дегазации, выводящая газ к поверхности. Иногда такие системы могут быть многоступенчатыми с привлечением, как глубинных газов, так и приповерхностных, связанных с процессами диагенеза. Понятно, что первые из них не представляют интерес для поисковых целей. В условиях континентального длительного развития региона значимые дегазационные процессы, формирующие западины и подзападинные трубы дегазации, имеют преимущественно глубинное происхождение. Хотя процессы радиолиза воды, взаимодействия воды с глинами,

бактериальная активность и др. приводят к рассеянному производству и частичному поглощению водорода и углеводов, но их активность в основном не обеспечивает возникновение труб дегазации под влиянием концентрированных выходов газа.

• Безусловно, важнейшей задачей таких исследований является выявление и всесторонняя оценка источников и процессов глубинной дегазации. Продолжая и развивая магистральное направление исследований и сформированных представлений В.И. Вернадского, Дж. Вильсона, А. Ритмана, П.Н. Кропоткина, Б.М. Валяева, В.Н. Ларина, Э.Б. Чекалюка, Н.П. Семененко, Ф.А. Летникова, А.А. Маракушева, А. Джилата, А. Вола и многих других, мы в работе (Шестопалов и др. 2018), а затем в публикации в более концентрированном виде (Лукин, Шестопалов, Геофизический журнал, 2018, № 4) выразили уверенность в том, что *на основе представлений о дегазации Земли формируется новая парадигма эволюции Земли и проявления ее важнейших геологических процессов, включая возникновение концентраций различных полезных ископаемых, а также разнообразных экологических эксцессов, включая изменения климата.*

• *Развитие этой парадигмы вызывает необходимость пересмотра стратегии геологического изучения недр. Важнейшей задачей этих исследований становятся сквозьформационное, сквозьгеосферное комплексное изучение вещественных, геодинамических, геофлюидных и иных изменений и преобразования недр с учетом представлений о тесной связи всех геосфер Земли от ядра до гидро- и атмосферы.* 🌐

НА ПУТИ ИЗУЧЕНИЯ МАССИРОВАННЫХ ВОДО-ГАЗОВЫХ ВЫБРОСОВ ИЗ НЕДР ЗЕМЛИ



Л.А. АБУКОВА

доктор геолого-минералогических наук,
Российская Федерация, Москва

В статье «*Каспийский регион: кольцевые субвертикальные структуры, покмарки и экс-покмарки*», опубликованной в журнале «Нефть и газ» (2019, № 6) затронута важная (и широкая) научная проблема выявления механизмов и масштабов проявлений геофлюидодинамических аномалий, связанных с разно-масштабной вертикальной разгрузкой воды, газа, разжиженных пород.

Авторы публикации (*Ю.А. Волож, М.С. Трохименко, А.М. Калимов, М.Т. Едилбаев*) анализируют различные морфоструктурные особенности проявления спонтанных выбросов пластичных, жидких и газообразных веществ из недр Земли, как следствие разгрузки пластовых флюидонасыщенных систем, находящихся под действием избыточных пластовых давлений. Природа последних полигенна и связана с совокупным влиянием на систему «вода–порода–газы» контрастных геодинамических обстановок, повышенной плотности теплового потока, интенсивной катагенной флюидогенерации при деструкции органического материала и ряда других природных и техногенных факторов.

Современные геофизические методы изучения геологической среды позволили оценить гигантский масштаб таких выбросов. Однако, их генезис, пространственно-временные закономерности возникновения до конца не изучены, прогноз времени и местоположения выбросов водо-газовых смесей недоступен.

Проблема имеет как научное, так и практическое значение, потому требует постановки комплексной (и межгосударственной) программы изучения механизмов, ведущих факторов, геоэкологических рисков проявления вертикальной (локализованная и рассеянная) разгрузки газосодержащих флюидов.

Первостепенными направлениями исследований могла бы стать оценка вклада в дегазационные процессы: (1) газов ранней генерации УВ, в том числе в придонных слоях открытых и закрытых водоемов; (2) подмерзлотных залежей метана; (3) газов угольных отложений; (4) техногенных залежей газа, расположенных выше продуктивных горизонтов в районах интенсивной газодобычи.

Особо подчеркнем, что основной составляющей выбросов являются подземные воды. Поэтому необходим углубленный анализ роли подземной гидросферы в дегазации Земли. Здесь важно учесть, что подземная гидросфера содержит газы в растворенном состоянии в объемах, в 100 и более раз превышающих ресурсы свободного газа. Глобальные ресурсы углеводородных (УВ) газов в пластовых водах осадочной оболочки планеты оцениваются в диапазоне $n \cdot 10^{15}$ — $n \cdot 10^{16}$ м³.

Насыщение вод углеводородными и кислыми газами в пространственно-временном отношении неравномерно: даже в нефтегазоносных бассейнах воды преимущественно недонасыщены углеводородными газами. Вокруг залежей УВ концентрация водорастворенных газов резко повышается вплоть до предельной, однако известны и приконтурные отрицательные газогидрохимические аномалии. Возможны случаи перенасыщения вод УВ-газами, о чем речь пойдет ниже. Глобальная недонасыщенность вод осадочного чехла обуславливает запретительный механизм регионально

развитой рассеянной дегазации недр за счет газов любого генезиса; возможно лишь истечение газов по трещинным зонам, границам выклинивания изолирующих толщ (литологические окна), зонам геодинамических растяжений и другим (очаговые и линейные) зонам фильтрационной неоднородности геологической среды. В этом плане значимые пространственные масштабы «труб» или «каналов» дегазации ставятся под сомнение.

В пористой (низкопроницаемая) среде газ, выделившейся из водорастворенного состояния, малоподвижен, находится в виде газовой эмульсии (дисперсная фаза--газ, дисперсная среда--пластовая вода), способен к миграции только при достижении определенного объема и, как правило, под действием стрессовых нагрузок. Предельные значения газовой дисперсной фазы, по разным источникам, колеблются от 3–5% до 30–49%.

Проявление струйной миграции в среде с водами, недонасыщенными газами, массивованные прорывы газов по разломам и другим ослабленным (вертикально ориентированные дренажные системы) зонам возможны перманентно под действием совокупности геолого-геофизических и геодинамических факторов, обеспечивающих превышение давления прорыва вышележащих регионально выдержанных флюидопоров (давление прорыва для толщ с различной проницаемостью устанавливается экспериментально).

В платформенных условиях скорости вод предельно низкие, нередко преобладает режим гидродинамической стагнации. Экспериментально установлено, что коэффициент диффузии в неподвижной воде меньше, чем при активной миграции УВ и вод. Как следствие, более активно дискретные дегазационные процессы должны проявляться в краевых частях бассейнов (районы развития инфильтрационных систем), особенно в пределах развития предгорных разломных зон. Существуют и иные особенности поведения водо-газовых потоков, определяющих характер проявления процессов дегазации Земли, однако, здесь они не рассматриваются.

Автор этих заметок благодарит редакцию журнала «Нефть и газ» за обсуждение затронутой проблемы. Несомненно, широкая дискуссия по различным аспектам изучения природных водо-газовых выбросов (генезис, энергетика, механизмы, природные и техногенные факторы, отражения в геофизических параметрах геологической среды, морфоструктурные и региональные проявления, геоэкологические следствия) послужит полезным толчком к обоснованию эффективных методов прогноза опасных в геолого-техническом и экологическом отношениях спонтанных извержений воды, газа, грязевых потоков и сопочных брекчий на земную поверхность. 

О «ВУЛКАНИЧЕСКИХ КАНАЛАХ» И МЕХАНИЗМЕ ФОРМИРОВАНИЯ ЗАЛЕЖЕЙ УГЛЕВОДОРОДОВ В БАССЕЙНЕ EAGLE FORD (ЮЖНЫЙ ТЕХАС)



А.М. БАРАК,
создатель инновационных
технологий Galex,
США, Техас, Хьюстон

Примечательно: очередная жизненно важная инициатива родилась и активно реализуется под эгидой **Национальной инженерной академии Республики Казахстан.**

В статье *«Каспийский регион: кольцевые субвертикальные структуры, покмарки и экс-покмарки»*, опубликованной в журнале «Нефть и газ» (2019, № 6), затронута действительно важная научная проблема выявления механизмов и масштабов природных проявлений различных флюидов и их композитов на суше и дне морском. В фундаментальной статье представлен обзор и анализ глубинных процессов, формирующих кольцевые субвертикальные структуры, – базовая основа *системного поиска* залежей нефти и газа, а также других ископаемых ресурсов.

Бессистемно «кольцевые структуры» и венчающие их геологические структуры (покмарки, вулканические сопки и другое) традиционно используются геологами США, в частности вайлдкетерами (от «wild cat» – так издавна в Техасе называют геологов, занимающихся поисками месторождений нефти и газа). В уже разрабатываемых бассейнах в последние два десятилетия упомянутые аномальные структуры часто используются как индикаторы для поиска так называемых «сладких мест» («sweet spots») – мест наибольшей нефтегазонасыщенности, наилучших коллекторских свойств в целях заложения в них скважин и, как следствие, – получение

наилучших показателей текущей добычи скважинами. Одним из ярких и значительных примеров этого может служить подход к поиску «сладких мест» в бассейнах Maverick, Eagle Ford и др.

Eagle Ford – это нефтегазоносный бассейн, где добываются сланцевые нефть и газ (штат Техас, США), расположен в 300 милях к югу от известного Пермского бассейна. Продуктивные горизонты приурочены к толще верхнего мела (турон--кампан). На *рисунке 1* показана типовая для ряда бассейнов Южного Техаса стратиграфическая колонка.

Горизонт «Eagle Ford Shale», именем которого также назван бассейн, – это мощный и широко распространенный горизонт насыщенных органикой аргиллитов, именуемых «сланцы», насытивший нефтью и газом также нижележащий горизонт

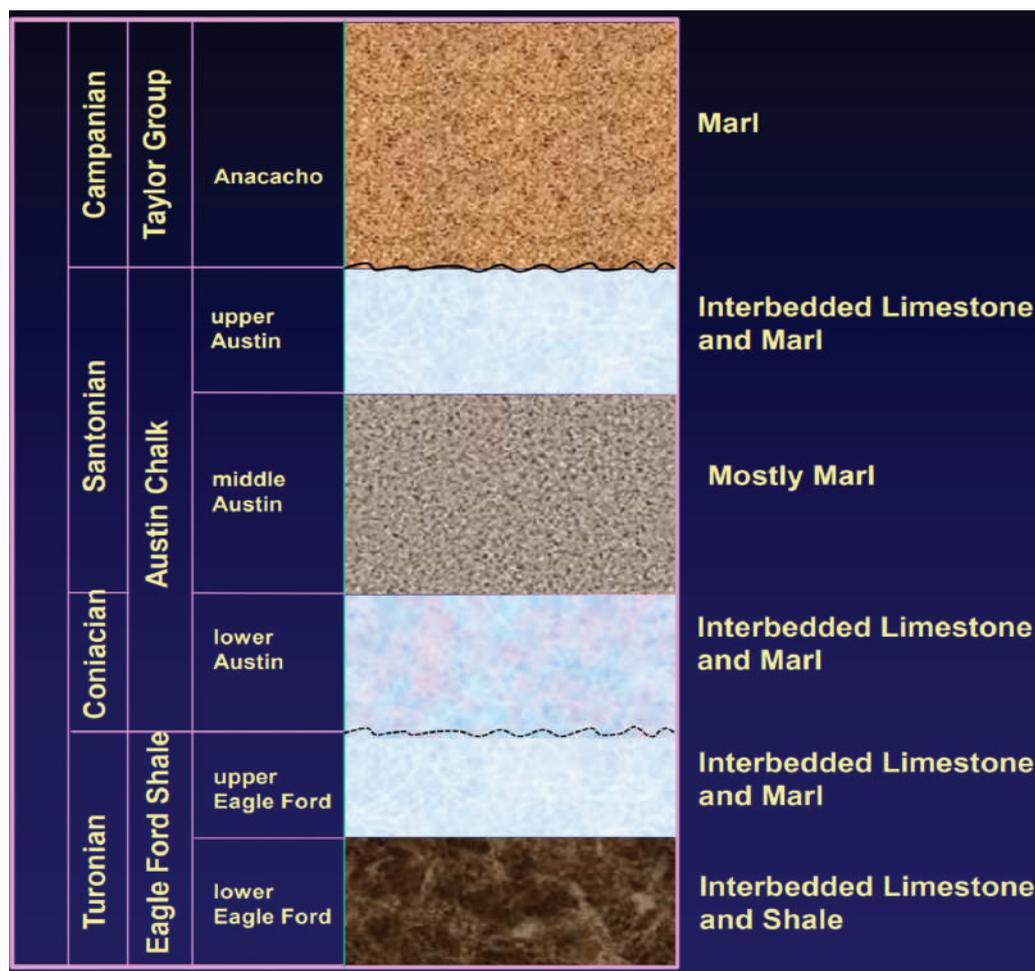


Рисунок 1 – Типовой стратиграфический разрез верхнего мела (нефтегазоносные бассейны Maverick, Eagle Ford и др., Южный Техас), (по Osareni C. Ogiesoba, 2014)

Buda, и вышележащие Austin Choke, Olmos, San Miguel, Escondido, Anacacho. В альтитудном отношении горизонт воздымается с юг-юго-запада на север-северо-восток. Соответственно, более углубленная юго-западная часть сланцев насыщена преимущественно газовой фракцией, которая утяжеляется в процессе продвижения на северо-восток, перераспределяясь фракционно в жидкие и даже деградировавшие битумные фракции, выкрапливаемые на поверхность крайней оконечности меловых отложений.

Природа насыщения упомянутых выше горизонтов углеводородами из нефтематеринского Eagle Ford Shale, а также подход к обнаружению «сладких мест» является предметом этой заметки.

Бассейн Eagle Ford относится к району с, как принято считать, «микровулканической» активностью. Результат этой деятельности – это вулканические сопки (*Volcanic Mounds*) и типичные подводящие каналы (*рисунок 2*). Подводящие каналы многими исследователями интерпретируются как участки региональных (и не только) разломов. При этом широко распространена модель, согласно которой, после образования взрывных кратеров-воронок с выбросом вулканического пепла подводящие каналы-отверстия и кратеры были заполнены потоками лавы, принявшими форму кургана (сопка).

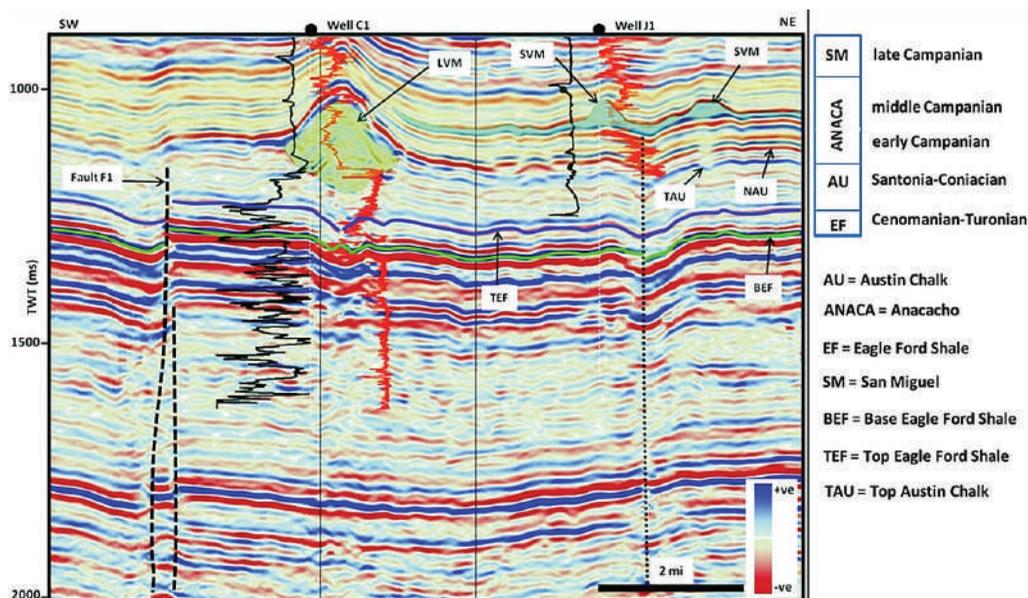


Рисунок 2 – Временной сейсмический профильный разрез. Типичные вулканические сопки и вулканические каналы (нефтегазоносные бассейны Maverick, Eagle Ford и др., Южный Техас), (по Osareni C. Ogiesoba, 2014)

Гипотезе внедрения магматических расплавов в раннем сантоне и формировании вулканических сопки противоречат детальные сейсмические разрезы (*рисунок 3*), а также временные структурные карты, карты амплитуд, карты атри-

бутов подобий выбранного отражающего горизонта (рисунки 4). Представленные материалы позволяют утверждать, что проникновение магматических расплавов, по крайней мере, выше подошвы Eagle Ford Shale, маловероятно.

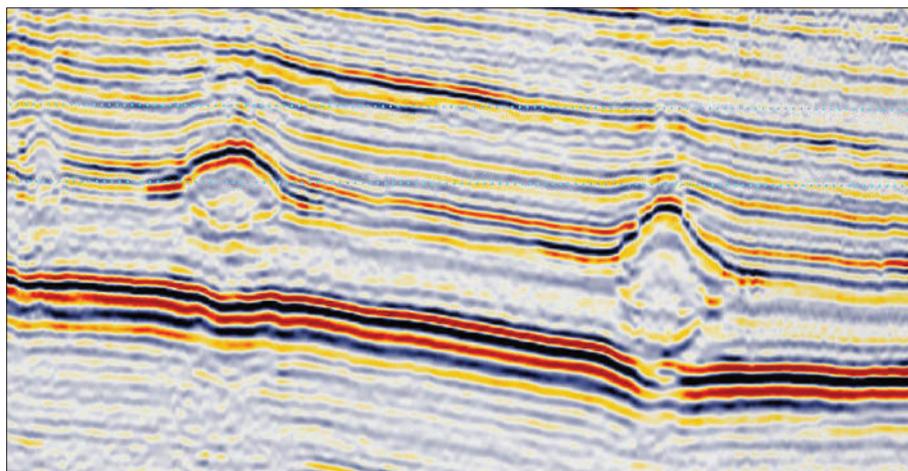


Рисунок 3 – Фрагмент неинтерпретированного детального временного сейсмического разреза. Вулканические сопки и вулканические каналы
(по Laura Claire Bennett, 2015, с изменениями)

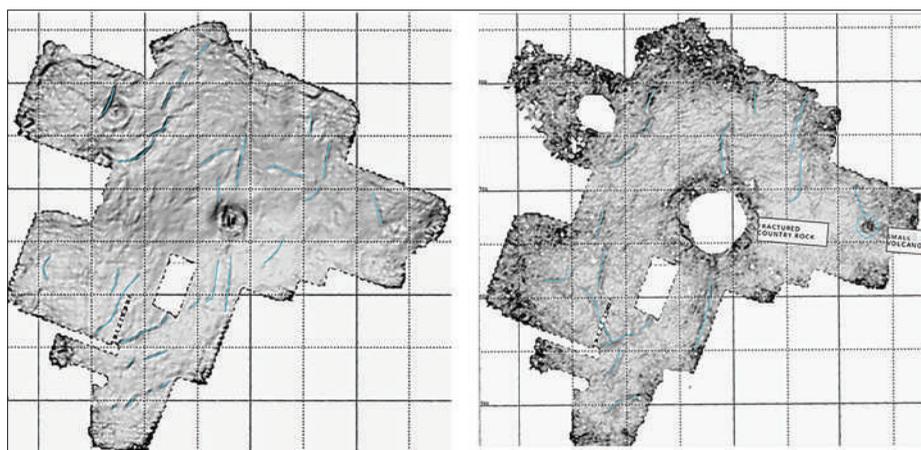


Рисунок 4 – Карты атрибутов подобий по [2]:
слева – подошва горизонта Eagle Ford Shale; справа – кровля горизонта Austin
(по Laura Claire Bennett, 2015, с изменениями)

Более вероятный механизм образования каналов-труб и венчающих их «вулканических сопки» следующий. От вулканического очага произошел прорыв раскаленной флюидной смеси: газы, водяной пар, силикатный вулканический пепел. В начале сантонского века возникли подводные взрывные кратеры, об этом свидетельствует палагонитовый туф, слагающий вулканические сопки.

Гипотеза о природе насыщения пластов Buda, Austin Choke, San Miguel и далее к поверхности из горизонта нефтематеринских пород Eagle Ford Shale большинством геологов не оспаривается. Однако, учитывая, что среди исследователей преобладает точка зрения о магматических породах, которые заполняют подводящие каналы и слагают вулканические сопки, в этом случае механизм формирования нескольких этажей залежей углеводородов из источника Eagle Ford Shale не находит внятного объяснения.

В нашем понимании только суперподвижные энергоносители (раскаленная флюидная смесь), достигнув горизонт Eagle Ford Shale, запускают термобарические процессы – экзотермические реакции, генерирующие новые энергии. Эти энергии создают в микропорах аномальное давление, разрушают структуру сланцев, высвобождая содержащиеся в порах флюиды (углеводородные газы, вода, кероген/нефть), которые мигрируют вверх и вниз и аккумулируются в пластах-коллекторах. Поэтажное формирование скоплений углеводородов в масштабе верхнемелового комплекса обеспечивали, по-видимому, как подводящие каналы, так и региональные разломы.

Термобарические процессы подобного типа нами изучены достаточно глубоко. Мы понимаем физическую сущность их и научились использовать их контролируемо и управляемо. На них основаны наши технологии S-BRPT и S-BTF. Поэтому мы понимаем, почему подводящие каналы и примыкающие к ним участки продуктивных пластов отличаются существенно лучшими фильтрационно-коллекторскими свойствами, повышенной насыщенностью углеводородами. Это также объясняет причину столь высоких производственных параметров нефте-газоизвлечения из этих каналов и вблизи их, повышенную газонасыщенность нефти.

Можно предсказать нахождение аналогов описанного частного случая нефтидогенеза в других углеводородных системах, осложненных проявлением вулканической активности.

С известной долей смелости, в качестве потенциального регионального объекта для прогнозирования (поиска) подобных залежей углеводородов называем, хотя бы, верхнюю пермь и триас Мангистау-Устюртского региона. Об активном вулканизме, возможном здесь, могут свидетельствовать: в поздней перми – туфогенные песчаники в разрезе (Оймаша и др.); в среднем триасе – вулканогенно-карбонатная формация. Ничего удивительного в этом может и не быть. Точнее, *nihil admirari* (ничему не следует удивляться). 🌐

ПУТИ МИГРАЦИИ ФЛЮИДОВ – ВАЖНЕЙШАЯ СОСТАВЛЯЮЩАЯ УГЛЕВОДОРОДНЫХ СИСТЕМ



Н.Г. МАТЛОШИНСКИЙ,
кандидат геол.-мин. наук,
Казахстан, Алматы



Н.А. СУЯРКОВА,
инженер-геофизик
Казахстан, Алматы



Д.С. ТЕПЛЯКОВ,
инженер-геофизик
Казахстан, Алматы

Обращение академика Н.К. Надирова о необходимости исследования и мониторинга природных флюидопроявлений в явно недостаточно изученном обширном Каспийском регионе – весьма актуально, в том числе в плане изучения УВ-систем Прикаспийской впадины. Естественно, мы с благодарностью принимаем предложение принять участие в обсуждении этих важных, но не простых проблем.

Статья *«Каспийский регион: кольцевые субвертикальные структуры, покмарки и экс-покмарки»* (Нефть и газ. № 6 (114). 2019. С. 15–50), подготовлена в рамках выполнения Программы Президиума РАН № 8 «Углеводороды из глубоких горизонтов в «старых» нефтегазодобывающих регионах как новый источник энергоресурсов: теоретические и прикладные аспекты». Необходимо сразу отметить, что, собственно, рассматриваемые в статье объекты – газовые трубы, покмарки и др., отражающие миграцию УВ, в первую очередь газа, никак не могут рассматриваться в качестве нового источника УВ. Скорее наоборот, эти явления однозначно указывают на тот факт, что УВ в данных условиях безвозвратно рассеиваются или рассеивались в околоземное пространство. Это явление, собственно, отражает факт сохранения энергетического равновесия в верхней части земной коры, когда по каналам происходит разгрузка возникающих избыточных давлений.

По-видимому, именно миграция УВ здесь может привлекать внимание с практической стороны. В то же время в случаях развития покмарков, «газовых труб» и

др. мы явно столкнулись с фактом существовавших или продолжающихся перетоков газов из недр в атмосферу Земли. Как бы ни были грустными такие факты для тех, кто занимается поисками УВ, тем не менее, их вряд ли следует рассматривать, как некие конечные явления, которые в данном случае проблему закрывают, поскольку об ушедших УВ и говорить нечего. С точки зрения экологии окружающей среды, со всеми проблемами изменения климата, изучение этого явления может представлять интерес для выяснения масштабов выбросов газа в атмосферу. С позиции поисков месторождений УВ интерес представляет понимание процессов генерации, предшествовавших дегазации через эти каналы. В последнем случае необходимо отделить явления, связанные с биогенным газом верхних горизонтов осадочной толщи, от реальных очагов генерации, формирующих промышленные скопления.

Рассматривая проблему в свете поисков УВ, особенно с привлечением методов сейсморазведки, необходимо расширить круг вовлекаемых объектов и использовать не только отражения от каналов миграции, но также и все отражения от возможных газовых залежей (как и залежей легкой нефти), в первую очередь в виде «ярких пятен». Наш опыт работы на вьетнамском шельфе с развитыми там газовыми залежами в плиоценовых отложениях вокруг грязевых вулканов (рисунки 1) показал, что далеко не все «яркие пятна» следует рассматривать в качестве индикаторов газовых залежей. Многие «яркие пятна» отражают только определенное насыщение пластовой системы газом, и при этом достаточно 5–10% насыщения газом пластовых вод, чтобы от этих пластов получить яркие отражения на сейсмических разрезах. Тем не менее, это раскрывает характер миграции газа по «газовым трубам» и распределение его в околотрубном пространстве, как питающем канале.

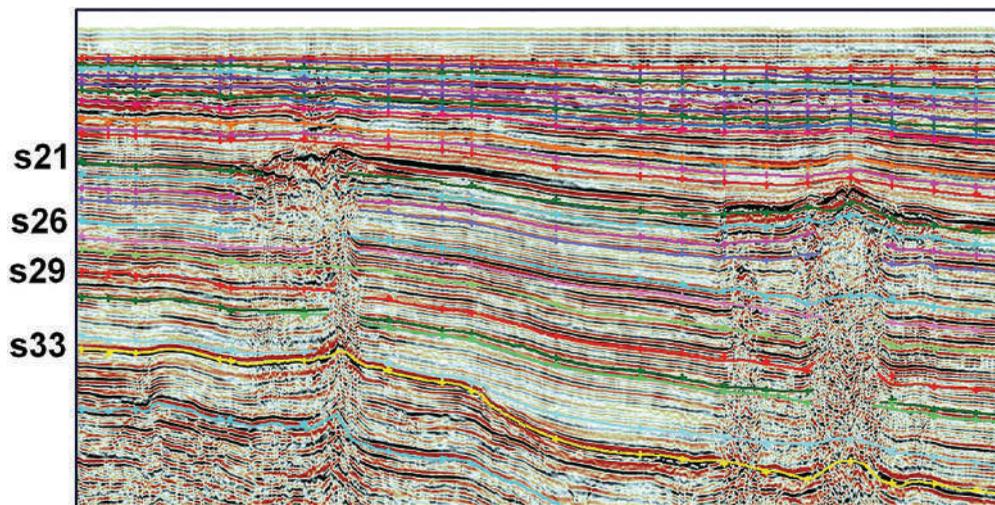


Рисунок 1 – Северный Вьетнам. Шельф. Грязевые вулканы. «Газовые трубы». Сейсмический временной разрез МОГТ 2Д.

Отражающие горизонты: s21 – подошва плейстоцена; s26 и s29 – внутри плиоцена; s33 – кровля регионально нефтегазоматеринских миоценовых отложений

Для казахстанских условий проблема путей миграции является весьма актуальной, в первую очередь для Прикаспийской впадины, где прогноз залежей в надсолевом комплексе определяется наличием бессолевых окон (Н.Г. Матлошинский, К.А. Адилбеков, 2019). Нужно отметить, что сама задача изучения путей миграции у нас поставлена в самом общем виде. Для успешных поисковых работ необходимо ее развитие, и в части изучения условий и особенностей генерации УВ нефтегазоматеринскими отложениями подсолевого палеозоя, и в части изучения путей и условий миграции УВ через верхнюю часть подсолевого комплекса и через нижнюю часть надсолевого (Н.Г. Матлошинский, К.А. Адилбеков, 2019; Н.Г. Матлошинский, 2019). Можно полагать, что выявление и изучение «газовых труб» и палеопокмарков здесь может оказаться весьма полезным.

В то же время изучение путей миграции имеет немаловажное значение для большинства бассейнов восточной части Республики, представляющих собой молодые постпалеозойские платформы. Ключевым вопросом поисков новых месторождений в их пределах является наличие источника УВ. И если этот источник не связан с низами мезозойской толщи глубоких прогибов (Арыскупская впадина), то предполагается, что в качестве его могут выступать палеозойские отложения. На *рисунке 2*

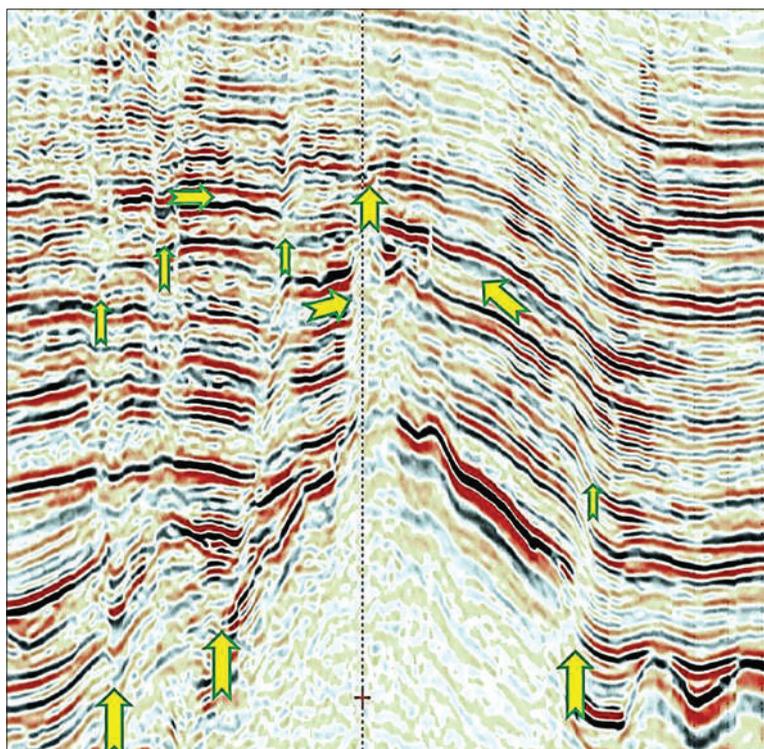


Рисунок 2 – Западная бортовая зона Арыскупского прогиба. Модель формирования газового месторождения в юрских отложениях на базе сейсмического временного разреза МОГТ 3Д. «Газовые трубы». Яркие аномалии, отражающие скопления газа.

приведен временной разрез 3Д через газовое месторождение в западной бортовой зоне Арыскупского прогиба, недавно выявленное в юрских отложениях. Характер «газовых труб» и амплитуд отражений позволяет наметить пути миграции газа. Характерно, что все «газовые трубы» начинаются у основания осадочной толщи и могут быть связаны как с более глубоко погруженными мезозойскими прогнутыми зонами, так и с палеозойским фундаментом.

В рассматриваемом случае глубина погружения мезозоя все-таки недостаточна для газовой генерации и, весьма вероятно, что источником газа здесь являются палеозойские отложения, термическая зрелость которых намного выше.

С точки зрения изучения рассматриваемого явления, серьезное значение имеет обработка сейсмических материалов. Если компании гонятся за высокой частотой на сейсмических отражениях, полагая, что их разрешенность напрямую привязана к высокой частоте, то иногда такие компании, отдавая предпочтение только высоким частотам, могут терять очень важную информацию. Эксперимент, проведенный в обрабатывающем центре ТОО «RES», показал, что при акцентировании на высокие частоты, в ущерб низким, получается искаженный временной разрез, на котором отражение от газовой залежи практически не выделяется ни по форме сигнала, ни по динамическим характеристикам, что видно как на разрезе, так и на срезе спектральной декомпозиции (рисунки 3, А). Совсем иная картина наблюдается при правильном учете всего спектра частот, где имеется четкое отражение от газовой залежи (рисунки 3, Б). Также и выразительность «газовых труб» становится более определенной в последнем случае.

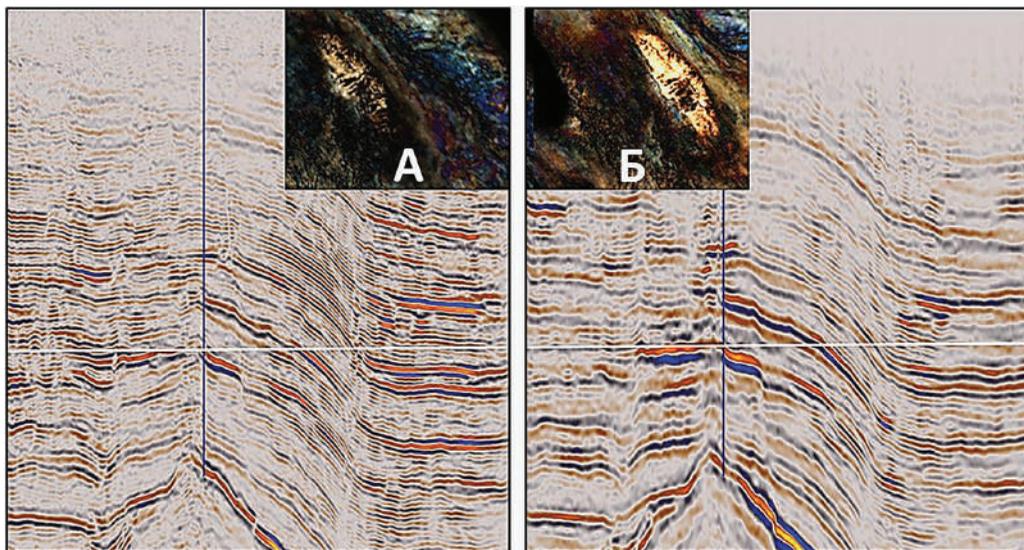


Рисунок 3 – Западная бортовая зона Арыскупского прогиба. Газовое месторождение в юрских отложениях. Сейсмический временной разрез МОГТ 3Д, обработанный: А – с акцентом на высокие частоты; Б – с правильным учетом всего спектра частот

В заключение необходимо отметить, что авторами рассматриваемой статьи поднята очень актуальная тема, особенно важная в плане развития представлений об особенностях генерации и миграции УВ в нефтегазовых бассейнах. Известно, что рассматриваемые в статье явления очень внимательно изучаются в Северном море, где выявлены поля развития покмарков (J. Gafeira & D. Long, 2015), которые, по всей видимости, связаны с боковой миграцией УВ. При изучении путей повышения эффективности ГРП, мелочей не бывает и нужно признать очень своевременным появление рассматриваемой статьи. Дальнейшее изучение каналов миграции, применительно к конкретным осадочным бассейнам (Прикаспийская впадина), позволит оценить масштаб их проявления и значимость в плане раскрытия истории перемещения флюидов по этим зонам повышенной проницаемости, сформированным самим подвижным флюидом.

Наряду с зонами повышенной пористости, сформированными за счет процессов генерации (Акжар Восточный), зоны повышенной проницаемости могут стать важным составным элементом сложных процессов, сопровождающих генерацию УВ, особенно в условиях повышенных глубин залегания подсолевых отложений в Прикаспийской впадине. В этих условиях магнитуа энергии, определяемая как минимум литостатическим давлением, может увеличиваться до таких масштабов, которые могут оказывать влияние не только на перемещение флюидов, но и на тектонические процессы, например, соляной тектогенез. Природа землетрясений во впадине, одно из которых произошло в конце апреля 2008 г. с эпицентром в центральной ее части (район оз. Шалкар) с интенсивностью, оцениваемой в 7 баллов, так до конца и не установлена, но она, несомненно, связана со сложными явлениями в осадочном чехле внутренних частей впадины. 

МИНЕРАЛОГИЯ НА СЛУЖБЕ МОНИТОРИНГА ПРИРОДНЫХ ФЛЮИДОПРОЯВЛЕНИЙ



Г.М. ПЕТРУНЯК,
Украинское минералогическое
общество,
Украина, Львов



М.Д. ПЕТРУНЯК,
действительный почетный член
Украинского минералогического
общества,
Украина, Львов

На фоне возникающих проблем глобального масштаба особо важным становится изучение как человеческого фактора, так и природных явлений, влияющих на экологию планеты Земля [1]. Мы с благодарностью принимаем приглашение академика Н.К. Надирова принять участие в обсуждении конкретной (ограниченной в пространственном отношении) проблемы: изучение и мониторинг природных флюидопроявлений на акватории Северного и Среднего Каспия и на сухопутной части Скифско-Туранской плиты.

Взаимодействия в *системе «Человек-Природа»* можно рассматривать в двух противоположных аспектах.

Специфика среды обитания человека заключается в сложнейшем переплетении социальных и природных факторов. Человечество представляет собой паноякуменный вид и, в отличие от других представителей животного мира, способно заселить любую экологическую нишу от открытого космоса до 5 км глубины шахты Витватерсранд [2].

Человек, как консумент, прилагает эрго-интеллектуальные усилия по освоению недр и плодородных пространств земной поверхности на фоне все возрастающей потребности в энергоносителях [3], дефицит которых увеличивает степень риска его существования.

Кроме того, «дегазация Земли», вулканические извержения, другие природные процессы имеют прямое отношение к благосостоянию цивилизации планеты Земля. Обзор и анализ многообразного набора структур, обеспечивающих флюидопроявления в атмосферу и водную среду, не оставляют сомнений в необходимости

мониторинга этих природных процессов [4]. К слову сказать, в настоящее время в США и Канаде снаряжаются *специальные экспедиции* для изучения на морском дне обширных полей западин (покмарки) и активизировавшейся дегазации недр в нивальных областях этих стран.

Хотелось бы обратить внимание на определенные возможности изучения специфических минералогических индикаторов на границах: Земля–атмосфера и морское дно океанов, морей, озер и водная среда.

Нами установлено, что процесс формирования залежей углеводородов в геологическом времени протекает незаметно. В последующем естественная потеря герметичности покрышки, разработка скоплений УВ сопровождается деформационно-метасоматическими преобразованиями, а в жестких средах может проявляться локальными землетрясениями [5].

Проведенные в Украине исследования озокеритовых месторождений показали: залежи Борислава, Трускавца и Старуни значительно отличаются ассоциациями новообразованных минералов. Изучение действующих и потухших поверхностных выходов нефти показало, что генезис минералов находится в зависимости от первичного состава породной среды.

Специфических минералогических индикаторов не существует, а главными диагностическими признаками выступают самостоятельная кристаллизация углеводородов и их производных, а также последствия взаимодействия минеральных составляющих пород и новообразованных видов. Во многих случаях отмечена метасоматическая природа этих преобразований. В этом отношении нас заинтересовали результаты бурения в Каратау [6].

В зоне гипергенеза нами установлено, что техногенный материал речного аллювия во время транспортировки в современных динамических руслах подвергается механическому влиянию и физико-химическим преобразованиям [7, 8]. Показателем разрушения нефтяных и нефтегазовых залежей могут выступать карбонатные стяжения с присутствующими в них внутренними инкрустациями, содержащими углеводороды. На поверхности ряда геологических структур наблюдается современное образование минералов, которые могут рассматриваться в качестве поверхностных индикаторов [9].

Встреченные на поверхности и/или в близповерхностном залегании без видимой связи с месторождениями углеводородов «аномальные» минералообразования могут служить индикаторами кольцевых структур глубинного заложения.

Одним из реперов в решении вопросов обнаружения залежей нефти с поверхности могут служить проявления прожилковой минерализации. Кристаллы кварца с включениями газов и флюидов рассматриваются как индивиды, генетически связанные с процессами дегазации.

В рассмотрении проблемы разработки поисковых критериев важным является вопрос миграции флюидов, проявление деформационного метасоматоза.

Потухшие и действующие поверхностные флюидопроявления в полноте отражают взаимодействие углеводородов в миграционных процессах, которые и определили генезис оригинальных ассоциаций органических и неорганических минералов в геологической обстановке.

Возможность приложения целенаправленных минералогических исследований для целей мониторинга природных флюидопроявлений и геологоразведки на дне Каспийского моря-озера и на сухопутной части Каспийского региона подтверждается целым рядом фактов.

Только несколько примеров.

- По данным [11], в Прикаспийской солянокупольной области в кепроках над аномальными соляными штоками, предположительно являющихся индикаторами разломов глубокого заложения, отмечались проявления самородной серы, галенита, сфалерита. Эти штоки расположены, чаще всего, в центральных частях межкупольных депрессий и, согласно современным представлениям [4], – это «газо-солевые трубы». Следовательно, углеводороды, необходимые для образования самородной серы, могли поступать в кепрок только по кольцевым субвертикальным структурам.

- Также в Прикаспийской впадине, согласно устному сообщению М.С. Трохименко, в процессе детальных геологосъемочных работ на соляном куполе Акшоки в зоне сочленения аномально активной Акшокинской палеомульды и участка надсводового грабена закартирован небольшой тектонический блок, сложенный окремненным писчим мелом верхнего сантона (*рисунок 1*). Такое минералозамещение, сложное для изучения и понимания его происхождения, представляет собой объект, заслуживающий пристального внимания исследователей. Определенно, этот артефакт является индикатором глубины, активной динамики и химизма среды, точнее, имеются основания предполагать наличие под холмом Акшоки «газо-водяной трубы».



Рисунок 1 – Прикаспийская впадина. Соляной купол Акшоки. Обнажение-холм, сложенное окремненным писчим мелом верхнего сантона.
Участники геоэкскурсии: ученые Берлинского университета и геологи «Актобе пройссаг»
(фото из личного архива М. Трохименко)

• При детальном исследовании участка дна Северного Каспия, непосредственно в зоне активного проявления газовых сипов [11], были отобраны образцы донных отложений. «Исследование образцов под электронным микроскопом показало, что в поровом пространстве песчаников встречается несколько групп вторичных минералов. Основная масса пород сцементирована микрокристаллическим кальцитом» (рисунок 2).

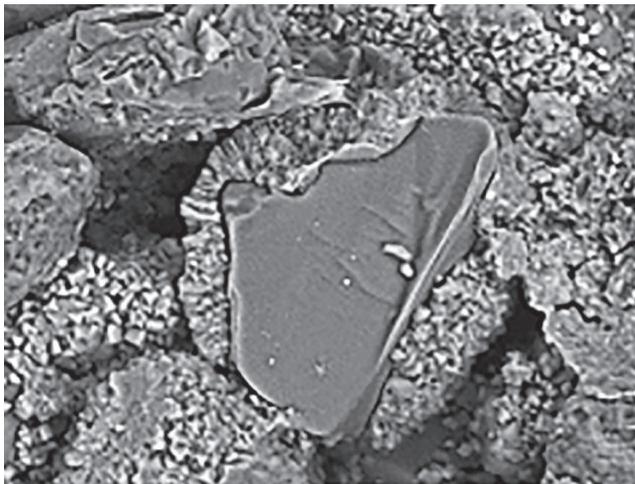


Рисунок 2 – Акватория Северного Каспия. Образец песчаника под электронным микроскопом. Каемки обрастания и кристаллы магниезного кальцита на поверхности песчаных зерен (по [11], с изменениями)

Также, помимо сульфидов, в поровом пространстве песчаников изредка встречаются скопления мелких игольчатых кристаллов барита длиной не более 5 μ (рисунок 3). Барит характеризуется значительной примесью стронция и кальция. 🌐

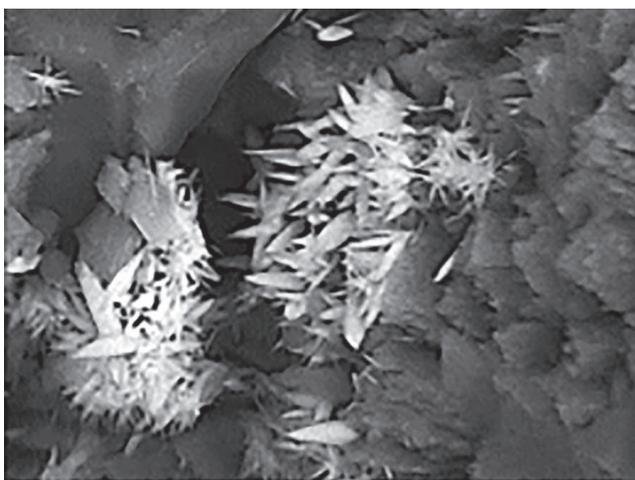


Рисунок 3 – Акватория Северного Каспия. Образец песчаника под электронным микроскопом. Игольчатые кристаллы барита (по [11], с изменениями)

ЛИТЕРАТУРА

- 1 Надиров Н.К. О важности изучения не только человеческого фактора, но и природных явлений, влияющих на экологию планеты Земля // Нефть и газ. 6 (114). 2019. – С. 14.
- 2 Алексеева Т.И. Географическая среда и биология человека. – М.: Мысль, 1977. – 302 с.
- 3 Реймерс Н.Ф. Природопользование: Словарь-справочник. – М.: Мысль, 1990. – 637 с.
- 4 Волож Ю.А., Трохименко М.С., Калимов А.М., Едилбаев М.Т. Каспийский регион: субвертикальные структуры, покмарки и экс-покмарки // Нефть и газ. – 6 (114). – 2019. – С. 15–50.
- 5 Петруняк Г.М., Петруняк М.Д. Углеводороды на границе раздела Земля-атмосфера // Нефть и газ. – 6 (114), – 2019. – С. 86–100.
- 6 Нефтегазовый сектор Казахстана // Нефть и газ. – 6 (114). – 2019. – С. 156.
- 7 Петруняк Г.М. Техногенный минерагенез водных артерий междуречья Прут-Черемош // Современные проблемы геологии, географии и геоэкологии. – Махачкала. – 2013. – С. 323–325.
- 8 Петруняк Г.М. Техногенний мінерагенез водних артерій межірччя Прут-Черемош // Мінералогічний збірник. – 2013. – № 63, Вип. 1. – С. 67–72.
- 9 Петруняк Г.М., Петруняк М.Д. Сучасне мінералоутворення на Прикарпатті (постановка проблеми) // Зб. наук. праць до 155-річчя П.А. Тутковського. – Київ. – 2013. – С. 274–276.
- 10 М.С. Трохименко. Связь проявлений самородной серы и углеводородов с больше-амплитудными разломами Прикаспийской впадины // Геология и геохимия горючих ископаемых. – Вып. 55. – Киев: Наукова думка, – 1980. – С. 71–74.
- 11 Безродных Ю.П., Делия С.В., Лаврушин В.Ю., Юнин Е.А., Пошибаев В.В., Покровский Б.Г. Газовые сипы на акватории Северного Каспия // Литология и полезные ископаемые. – 2013. – № 5. – С. 415–125.

ГЕОХИМИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ КАК СПОСОБ ИДЕНТИФИКАЦИИ ТИПОВ ПРИРОДНЫХ ГАЗОВЫХ И ГАЗО-ВОДЯНЫХ ПРОЯВЛЕНИЙ



Е.Ш. СЕЙТХАЗИЕВ,
инженер-геохимик,
Казахстан, Атырау

Призыв академика Н.К. Надирова начать исследование и организацию мониторинга практически не изученных в Казахстане *процессов дегазации* как глубинных активных оболочек Земли, так и доступных для освоения скоплений углеводородов, – это целенаправленный выход на поиск решения экологических проблем и, вполне реально, – задач геологоразведки. Это – важная очередная ступень традиционно высокого имиджа Национальной инженерной академии как в Республике Казахстан, так и за ее пределами. Возможность принять участие в обсуждении и целенаправленных исследованиях для решения поставленной задачи заслуживает благодарности. Это – почетно и ответственно.

В публикации «*Каспийский регион: кольцевые субвертикальные структуры, покмарки и экс-покмарки*» [1] обоснованы энергетические источники, обуславливающие флюидопроявления на дне морей и суше, – три типа углеводородных систем. Важнейшим энергоносителем признан *углеводородный газ*.

На данном этапе планируемых исследований этому активному флюиду придется уделить основное внимание. Однако нельзя сбрасывать со счетов *водород*, которому, по мнению многих исследователей, отводится первостепенная роль в глубинной дегазации земных недр.

В достаточно широко распространенной практике определение вертикальной зональности углеводородных соединений базируются на результатах изотопных исследований. В соответствии с ними, в верхней части разреза до глубины 500–1500

м генерируются **биохимические изотопно-легкие газы** ($\delta^{13}\text{C}$ от -90 до -55‰) с содержанием гомологов метана тяжелых УВ $\text{C}_2\text{--C}_4$ не более 0,1%. В средней зоне термокаталитических процессов до глубины 5–7 км генерируются **нефть, газоконденсаты и «жирные» газы** с высокими содержаниями тяжелых УВ (до десятков процентов) и значениями $\delta^{13}\text{C}$ от -55 до -35‰ . Глубже, в еще более жестких условиях, генерируются **термогенные (метаморфогенные) сухие газы** с $\delta^{13}\text{C}$ -35‰ с незначительным содержанием тяжелых УВ.

Традиционная зональность УВ-соединений нарушается глубинным абиогенным метаном. В качестве примера на *рисунке 1* представлен график Бернарда, составленный японскими исследователями [2] по результатам изотопных анализов образцов газов из разных районов Японии, Южного Тайваня и острова Токара. На графике выделены группы газов бактериального (Microbial), термогенного (Thermogenic), абиогенного (EPR) генетических типов. Между группами монотипов газов располагаются газы смешанных составов.

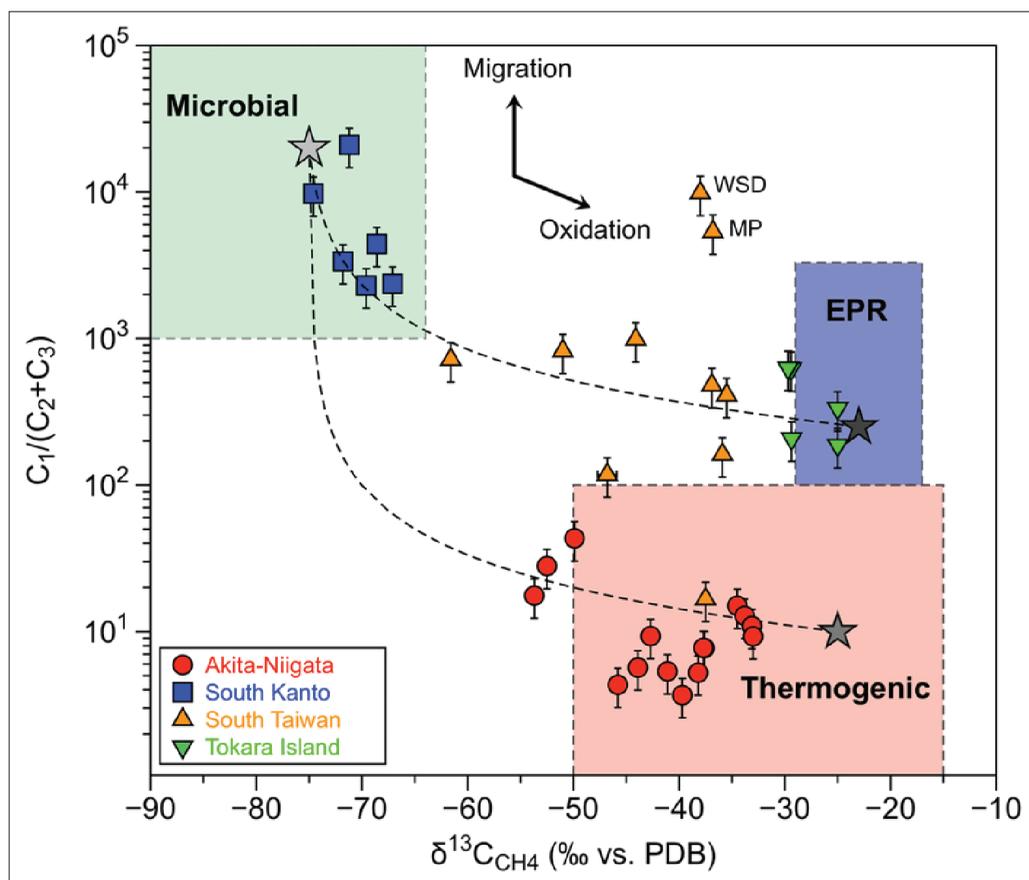


Рисунок 1 – Западно-тихоокеанская граница конвергентной плиты. Корреляционная диаграмма (график Бернарда) между значениями $\delta^{13}\text{C}$ и соотношениями $\text{CH}_4/(\text{C}_2\text{H}_6 + \text{C}_3\text{H}_8)$ метана [2]

Наглядный привлекательный пример применения геохимических методов – это изучение «газовых факелов и сипов», проведенное Ingeborg Bussmann и его коллегами [3], Они исследовали газы покмарков (rockmarks), обнаруженных на дне озера Констанс (Германия). Геохимические исследования отложений проводились в трех точках: отборы проводились на глубине 9 м и 12 м (PM9, PM12) и один образец на глубине 80 м (PM80).

Затем авторы проводили анализы изотопного состава углерода и водорода в метанах образцов (график Whiticar), результаты которого четко выявили различия в происхождении метана (рисунок 2). Изотопный состав метана из осадка внутри глубокого покмарка указывает на смесь двух различных бактериальных газов (пути ферментации и восстановления карбонатов).

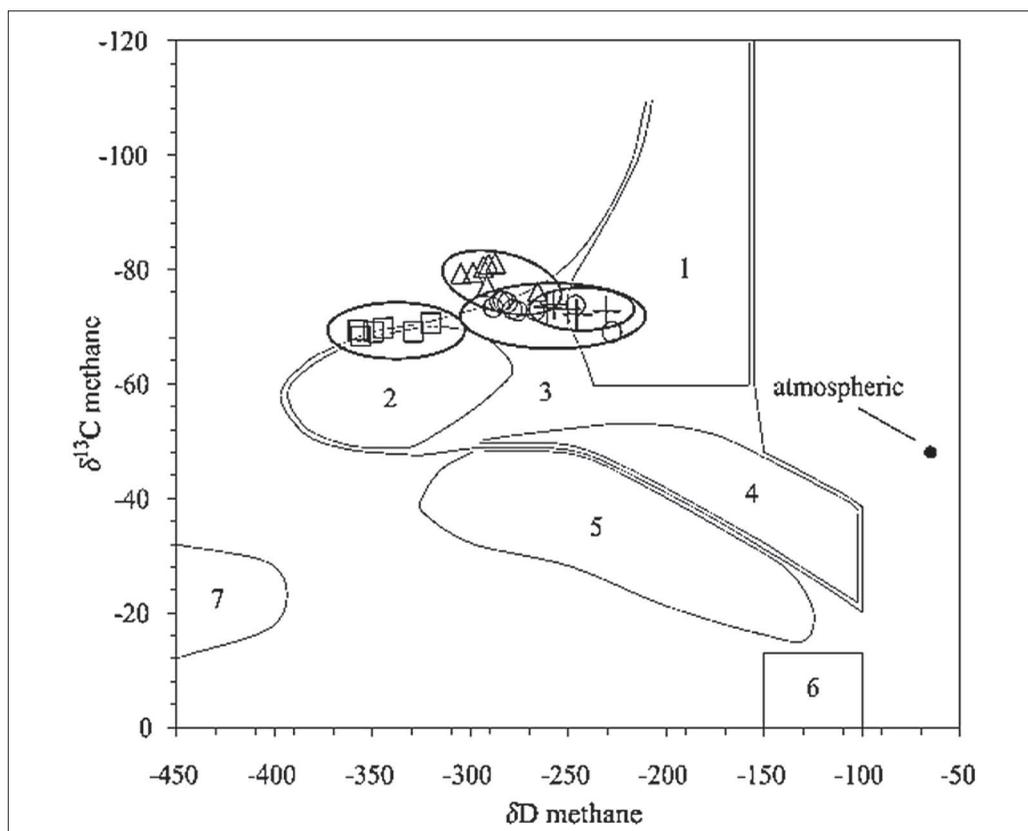


Рисунок 2. – Эмпирический график зависимости $\delta^{13}\text{C}$ от δD по Whiticar (1999). Обозначенные поля означают следующие механизмы генерации метана:
 1 – бактериальный газ (восстановление карбоната), 2 – бактериальный газ (ферментация метильного типа), 3 – смешанные газы, 4 – термогенные газы, 5 – геотермальные или гидротермальные, 6 – абиогенные или мантийные газы ыотложений внутри глубокого покмарка (rockmark) (PM80). Треугольники представляют образцы отложений снаружи глубокого покмарка (PM80). Прямоугольники – это осадок образцов внутри мелкого покмарка (PM12). Крестики указывают на пузырьки газа из мелких покмарков (PM9, PM12).

ЛАБОРАТОРИЯ ГЕОХИМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ НЕФТИ, ВОДЫ И ПОРОДЫ В СОСТАВЕ ФИЛИАЛА ТОО «КМГ ИНЖИНИРИНГ» «КАСПИЙМУНАЙГАЗ».

Определение изотопного состава углерода газовых компонентов проводится методом GC-C-IRMS на изотопном масс-спектретре DELTA V ADVANTAGE (производитель «Thermo Fisher Scientific», г. Бремен, ФРГ), к которому через интерфейсный блок ConFlo IV присоединяется газовый хроматограф TRACE GC ULTRA, оборудованный блоком GC Isolink. Разделение газовых компонентов в хроматографе происходит на капиллярной колонке PoraPlot Q (50 м • 0,32 мм • 10 мкм) (рисунок 3, А). Температурный режим капиллярной колонки зависит от определяемого компонента. Определение величины $\delta^{13}\text{C}$ отдельного компонента возможно без каких-либо дополнительных операций, если его содержание в газовой смеси составляет 0,1 об. % и более. В случае более низких концентраций углеводородов, применяется концентрирование с использованием криоловушки (охлаждение жидким азотом). Для каждого анализируемого компонента проводится не менее трех параллельных измерений. Результаты считаются корректными, если расхождение между параллельными измерениями не превышает 0,3‰.

Компонентный состав газов определяется на *аппаратно-программном комплексе на основе хроматографа «Хроматэк Кристалл 5000»* (рисунок 3, Б).



Рисунок 3 – А – изотопный масс-спектретр DELTA V ADVANTAGE Б – аппаратно-программный комплекс на основе хроматографа «Хроматэк Кристалл 5000»

В рамках создания системы мониторинга природных флюидопроявлений, генерируемых «газовыми трубами» и «газо-водяными трубами», могут быть использованы геохимические методы аналитических исследований не только газов, но также вод и пород для решения следующих первоочередных задач:

- *изучение возможных газопроявлений в экспокмарках в солянокупольной области Прикаспийской впадины;*
- *изучение «газо-водяных» и «водяных» сопок на Туранской плите;*
- *идентификация проявлений неперспективного биогенного газа верхних горизонтов осадочной толщи, а также термогенного и абиогенного газов, формирующих промышленные месторождения углеводородов.* 

ЛИТЕРАТУРА

- 1 Волож Ю.А., Трохименко М.С., Калимов А.М., Едилбаев М.Т. Каспийский регион: субвертикальные структуры, покмарки и экс-покмарки // Нефть и газ. – 6 (114). – 2019. – С. 15–50.
- 2 Yuji Sano, Naoya Kinoshita, Takanori Kagoshima et al., Origin of methane-rich natural gas at the West Pacific convergent plate boundary, SCIENTIFIC REPOrTS | 7: 15646 | DOI:10.1038/s41598-017-15959-5
- 3 Ingeborg Bussmann,^a Stefan Schlomer,^b Michael Schluter,^c and Martin Wessels^d «Active pockmarks in a large lake (Lake Constance, Germany): Effects on methane distribution and turnover in the sediment» Limnol. Oceanogr., 56(1), 2011, 379–393, E 2011, by the American Society of Limnology and Oceanography, Inc. doi:10.4319/l.o.2011.56.1.0379

УДК 622.245

DOI. 10.37878.2708–0080/2020.004

ПРИМЕНЕНИЕ РАСШИРЯЮЩИХСЯ ЦЕМЕНТОВ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ КАЧЕСТВА КРЕПЛЕНИЯ СКВАЖИН



Б.С. ИЗМУХАМБЕТОВ,
доктор технических наук,
академик Национальной инженерной академии,
депутат Мажилиса Парламента РК

Дом Мажилиса Парламента,
Республика Казахстан, 010000, г. Нур-Султан, ул. Мәңгілік Ел, 2

Рассматривается применение расширяющихся тампонажных цементов для повышения качества крепления скважин. Показаны особенности расширяющихся цементов, пути управления их свойствами и факторы, влияющие на эффективность их применения. Обоснованы требования к величине расширения и скорости изменения объемных деформаций.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: крепление скважин, качество цементирования, расширяющиеся цементы, добавки, механизм и кинетика расширения.

ҰҢҒЫМАЛАРДЫ БЕКІТУДІҢ САПАСЫН АРТТЫРУҒА АРНАЛҒАН ҰЛҒАЙТҚЫШ ЦЕМЕТТІҢ ҚОЛДАНЫСЫ

Б.С. ИЗМУХАМБЕТОВ, ғылымдардың докторы, ҚР Ұлттық инженерлік академиясының академигі, Қазақстан Республикасы Парламент Мәжілісінің депутаты

Парламент Мәжілісінің үйі,
Қазақстан Республикасы, 010000, Нұр-Сұлтан қ., Мәңгілік Ел к., 2

*Автор для переписки. E-mail: mukhanov@parlam.kz

Ұңғымаларды бекітудің сапасын арттыру үшін ұлғайтқыш тампонажды цемент қолданысы қарастырылып жатыр. Ұлғайғыш цементтің ерекшеліктері, олардың қолданыстағы тиімділігіне әсер ететін, қасиеттері мен факторларын басқару жолдары көрсетілген. Ұлғайтудың көлеміне қатысты талаптар мен ауқымды деформациялардың өзгеру жылдамдығы негізделді.

НЕГІЗГЕ СӨЗДЕР: ұңғымаларды бекіту, цементтеу сапасы, ұлғайғыш цемент, қоспалар, ұлғаю механизмі және кинетикасы.

APPLICATION OF EXPANDING CEMENTS TO INCREASE THE QUALITY OF WELL CASING

B.S. IZMUKHAMBETOV, Doctor of Technical Sciences, Academician of the National Engineering Academy of the Republic of Kazakhstan, Deputy of Mazhilis of Parliament of the Republic of Kazakhstan

House of the Parliament,
Republic of Kazakhstan, 010000, Nur-Sultan, Mangilik El, 2

The application of expanding grouting cements to improve the quality of well casing. The features of expanding cements, ways to control their properties and factors affecting the effectiveness of their application are shown in the paper. The requirements for the magnitude of expansion and the rate of change of volumetric deformations are explained.

KEY WORDS: well casing, cementing quality, expanding cements, additives, expansion mechanism and kinetics.

Крепление скважин традиционно считается одним из наиболее серьезных этапов строительства скважин, а качество крепления всегда было болевой точкой этого процесса. Утверждения относительно важности качества крепления нужно признать вполне справедливыми, поскольку от его результативности часто зависит судьба скважины. В свою очередь результаты цементирования обсадных колонн зависят от множества различных факторов, причем несоблюдение одного какого-либо сложно исправить даже при блестящем исполнении оставшихся показателей [1–3].

Одним из важнейших факторов, определяющих эффективность работ по креплению скважин, является качество применяемых тампонажных материалов, растворов на их основе и свойств получаемого камня.

Общепризнанно, что целью цементирования обсадных колонн при строительстве нефтяных и газовых скважин является получение качественной и долговечной крепи между породой и колонной. Естественно, что вопросы повышения качества крепления скважин и разобщения пластов всегда зависят от применяемой технологии цементирования и качества применяемых тампонажных материалов, поскольку большинство применяемых в настоящее время тампонажных цементов не могут обеспечить надежной герметизации затрубного пространства за обсадными колоннами из-за присутствующих им недостатков.

Одним из перспективных направлений повышения герметичности крепи скважин явилось применение расширяющихся тампонажных цементов и нефтяные

компании стали широко практиковать использование этих материалов [4–8]. Данная идея не нова, она начала активно разрабатываться и пропагандироваться с 70–х гг. прошлого века.

В Казахстане впервые на территории бывшего Советского Союза началась разработка, промышленный выпуск и широкое применение расширяющихся цементов. Огромный вклад в это направление внес лауреат государственной премии Казахстана **Н.Х. Каримов**. Его работы в Актюбинском отделении КазНИГРИ позволили расширить сырьевую базу для производства расширяющихся цементов различной плотности и широкого температурного интервала [8–11]. Сотрудниками АО КазНИГРИ были проанализированы практически все отходы металлургической и горнорудной промышленности Казахстана, показана их перспективность для получения расширяющихся цементов.

Важнейшим достижением **Н.Х. Каримова** было строительство в г. Актюбинске дезинтеграторного цеха по производству сухих тампонажных материалов, который полностью закрывал потребности в тампонажных материалах предприятий не только министерства геологии Казахстана, но и разведчиков других республик СССР [11, 12].

Принцип получения любого расширяющегося цемента основан на вводе добавок, образующих при взаимодействии с водой или продуктами гидратации базового вяжущего новые вещества, объем которых больше объема веществ, вступивших в реакцию гидратации [13–15]. В результате увеличения объема расширяющей добавки происходит раздвижка кристаллов твердеющего цементного раствора (камня), выражающаяся в увеличении его внешнего объема. Схема увеличения объема получаемого камня показана на *рисунке 1*.

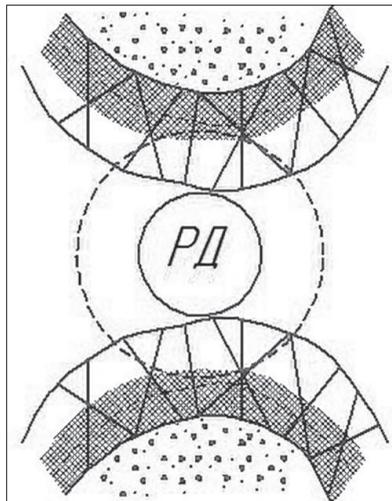


Рисунок 1– Схема, поясняющая механизм расширения цементного камня при твердении: 1 – негидратированный цемент; 2 – продукты твердения; 3 – расширяющая добавка (РД), первоначальный объем; 4 – расширяющая добавка после увеличения объема

По мнению *Ф.А. Агзамова*, природа расширения всех типов цементов состоит в кристаллизационном давлении новой твердой фазы, полученной при гидратации расширяющей добавки и образующейся после гидратации базового вяжущего, и не способной при этом разместиться в поровом пространстве твердеющей системы [16].

При получении расширения цементов широко используется кристаллизационное давление гидросульфатоалюмината кальция $3\text{CaO} \cdot \text{Al}_2\text{O}_3 \cdot 3\text{CaSO}_4 \cdot 31\text{H}_2\text{O}$ (трехсульфатная форма) или $\text{CaO} \cdot \text{Al}_2\text{O}_3 \cdot 3\text{CaSO}_4 \cdot 31\text{H}_2\text{O}$ (моносulfатная форма). Для кристаллизации этих соединений необходимо присутствие ионов Ca^{2+} , Al^{3+} , SO_4^{2-} – в водном растворе при достаточно рН среды. В качестве расширяющих добавок могут использоваться гипс и гипсосодержащие вещества, смесь гипса с высокоглиноземистым вяжущим, высокоглиноземистые шлаки, безводный сульфатоалюминат кальция, глиноземистый и гипсоглиноземистый цементы, алуни́т и др. Цементы такого типа являются быстротвердеющими, имеют позднее расширение, эффективны при температурах 20–80°C и нашли применение в строительной индустрии [4, 13–14].

Хорошие результаты при изготовлении расширяющихся цементов имели хроматалюминатные добавки, расширение которых обеспечивается высокохроматной формой гидроалюмината кальция ($3\text{CaO} \cdot \text{Al}_2\text{O}_3 \cdot 3\text{CaSO}_4 \cdot 31\text{H}_2\text{O}$), образование которого сопровождается большим увеличением объема твердой фазы по сравнению с C_3AH_6 [9].

Другим способом получения расширяющихся цементов, наиболее часто применяемым при креплении скважин, является использование добавок, имеющих оксидное расширение. Оно обеспечивается малорастворимым гидроксидом кальция, образующимся при гидратации пережженной извести. Также в качестве расширяющей добавки может использоваться оксид магния. Расширяющиеся цементы на оксидной основе получают смешением портландцемента с добавками оксидов кальция или магния, предварительно обожженных при необходимой температуре [4, 7, 11, 15]. Скорость гидратации указанных оксидов может регулироваться температурой обжига и дисперсностью добавок.

Получение расширения за счет применения газовыделяющих добавок в практике строительства скважин неприемлемо, поскольку при высоких давлениях образующийся газ сжимается и может растворяться в поровой жидкости цементного камня [15].

Расширение в процессе твердения можно получить и у традиционных портландцементов при затворении их растворами с небольшими концентрациями некоторых солей, например, хлорида натрия (1–3%). Причиной расширения является отрицательная контракция, сопровождающаяся выпадением в осадок кристаллических солей из жидкости затворения в процессе твердения цемента [15].

Впервые расширяющиеся цементы начали применять в строительной отрасли. При этом было разработано много рецептов расширяющихся и напрягающихся цементов [13–14]. Однако эти цементы не нашли применения при креплении скважин из-за специфических свойств цементов и растворов, присущих только тампонажным материалам и растворам. В первую очередь это относится к более высоким водоцементным отношениям тампонажных растворов: 0,45–0,55 против 0,25–0,35 у строительных растворов и бетонов, более высоким температурным условиям

применения, длительному периоду сохранения подвижности и прокачиваемости растворов, реологическим свойствам и др.

Именно поэтому при креплении скважин расширяющиеся цементы начали широко применяться только в последние 15–20 лет.

Одной из причин того, что расширяющиеся тампонажные материалы не получили широкого распространения, являлась необходимость ввода расширяющих добавок в условиях буровой или, в лучшем случае, на базе бурового предприятия.

Широкое применение расширяющихся цементов в настоящее время во многом связано с развитием технологии заводского приготовления, начавшимся с появлением независимых производителей специальных цементов, имеющих гибкие технологические линии с необходимыми дозаторами и узлами смешения готовой продукции.

Следует отметить различные мнения среди специалистов относительно применения расширяющихся цементов при креплении скважин. В частности, известно критическое отношение одного из авторитетнейших специалистов бывшего СССР *А.И. Булатова* к данному виду тампонажных материалов, высказанное им в одной из последних своих публикаций [17]. С частью этих замечаний можно согласиться, а относительно других можно поспорить.

В тоже время производственники положительно воспринимают расширяющиеся цементы, поскольку при их применении повышается качество контакта цементного камня с ограничивающими поверхностями по данным акустической цементометрии (АКЦ), что значительно упрощает процедуры расчетов с заказчиками.

При этом многие исследователи отмечают, что твердение цементного раствора с расширением в ограниченном объеме может привести к росту внутренних напряжений в камне, повышает его хрупкость и может привести к трещинообразованию при перфорации в интервалах находящегося выше и ниже перфорируемого интервала.

Частично принимая замечания *Анатолия Ивановича Булатова* [17], мы полагаем, что при использовании расширяющихся цементов есть несомненная польза, но при этом очень важно их правильное применение.

Известно, что качество крепления скважин и герметичность затрубного пространства зависит от множества показателей (можно легко показать 15–20 факторов) и некачественное исполнение любого из них может, в той или иной степени, негативно сказаться на качестве цементирования обсадной колонны в целом.

Многофакторность процесса крепления предполагает, что каждый из многих факторов должен быть учтен при подготовке скважины, спуске обсадной колонны, операции цементирования и в период ОЗЦ. К сожалению, даже стандартные правила часто недостаточно хорошо исполняются. Можно отметить наличие фильтрационных корок на стенках скважины, игнорирование проработки и шаблонирования скважины перед спуском колонн, отсутствие нижней разделительной пробки, невыдерживание требуемого времени ОЗЦ и др.

Именно из-за подобных «мелких» нарушений страдает качество крепления и создается негативное мнение относительно применяемых тампонажных материалов и, в том числе, расширяющихся цементов.

По мнению *Н.Х. Каримова*, возможность прорастания кристаллов в порах опре-

деляется величиной пересыщения жидкой фазы и соотношением размера кристаллов пор [18]. Условие роста кристаллов выражается уравнением:

$$\ln\left(\frac{C}{C_0}\right) = \frac{2\sigma_{1,2} \cdot V_m}{RT \cdot r}, \quad (1)$$

где $\sigma_{1,2}$ – поверхностное натяжение, V_m – молярный объем, R – универсальная газовая постоянная, T – температура, r – радиус пор.

Из уравнения следует, что кристаллогидраты расширяющей добавки будут прорасти в порах размером

$$r > \frac{2\sigma_{1,2} \cdot V_m}{RT \cdot \ln(C/C_0)} \quad (2).$$

При постоянном пересыщении C/C_0 , чем меньше V_m , тем больше вероятность прорастания пор новыми кристаллогидратами. Кроме того, до гидратации расширяющей добавки необходимо формирование пространственного каркаса твердеющего цемента. Если образовавшийся каркас будет состоять из пор, радиус которых удовлетворяет уравнению (2), основная часть энергии расширяющихся кристаллогидратов будет затрачена на заполнение парового пространства, т. е. не будет достигнуто желаемое расширение.

Это означает, что при получении расширяющихся цементов молярному объему каждого типа расширяющей добавки должен соответствовать определенный размер пор твердеющего цементного раствора и до начала кристаллизации расширяющей фазы в камне должны сформироваться поры соответствующего размера. Размер пор можно регулировать изменением водоцементного отношения, скоростью твердения цемента, вводом добавок, заполняющих паровое пространство.

При повышении водоцементного отношения в облегченных тампонажных растворах увеличивается расстояние между зернами цемента и, даже при максимальной гидратации расширяющей добавки, она не будет достигать продуктов твердения цементов, и расширения камня при твердении не будет. Именно из-за увеличения водоцементного отношения и роста размера пор в цементном камне получение расширяющихся облегченных цементов представляет серьезную проблему.

Перспективным может быть применение комбинированных добавок, образующих кристаллогидраты с различным молярным объемом. Такого же эффекта можно достичь затворением расширяющихся цементов на растворах солей, кристаллизующихся в порах раньше, чем расширяющие добавки, и уменьшающих их размер.

Применение дисперсного армирования (добавление в цемент фибры) также будет повышать эффект расширения за счет передачи кристаллизационного давления к цементной матрице через каркас, образованный фиброй [19].

Таким образом, для получения расширяющихся цементов с заданной величиной расширения, обеспечивающего давление на ограничивающие поверхности, необходимо регулировать геометрию пор образующегося цементного камня, скорость и количество образовавшихся расширяющих продуктов.

Кроме того, по мнению *Ф.А. Агзамова, В.В. Бабкова и И.Н. Каримова* [20], при использовании расширяющихся цементов условием их эффективного применения является согласование кинетики гидратации цемента и кинетики гидратации рас-

ширяющей добавки. Необходимо, чтобы основная часть расширения происходила после получения «стоп» и после начала формирования кристаллизационной структуры цементного камня. Если гидратация расширяющей добавки будет происходить во время закачки цемента и его продавки, это не скажется на качестве разобщения пластов, поскольку раствор будет находиться в жидком состоянии и не сможет передавать давление на ограничивающие поверхности [20]. Поэтому для тампонажных цементов считается оптимальным получать расширение в период 1–3 суток, когда структура образованного цементного камня еще малопрочная (рисунок 2).

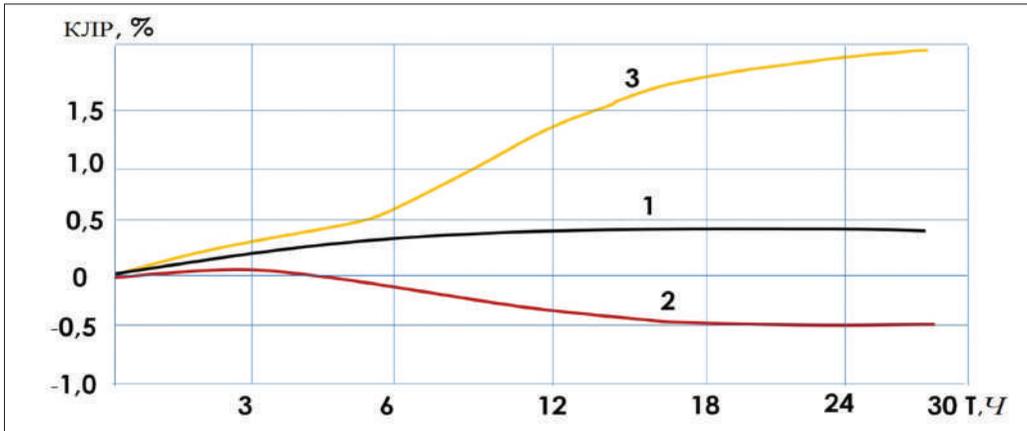


Рисунок 2 – Кинетика изменения объема цементного камня при твердении: 1 – в воде; 2 – на воздухе; 3 – в воде с расширяющей добавкой

Позднее расширение может привести к растрескиванию цементного камня из-за того, что его структура не выдерживает растягивающих напряжений при увеличении объема расширяющей добавки. Внутренние напряжения исключают функцию самозалечивания гидратирующим цементом и приводят к повышению хрупкости камня и снижению его удароустойчивости, что может явиться причиной преждевременного обводнения скважин после их перфорации. В этой связи надо признать правильными предложения по оптимизации времени проведения работ по перфорации скважин [21], причем, в случае применения расширяющихся цементов, эти сроки должны обязательно корректироваться.

По данным [20], расширение 1,5–2,5% должно быть достаточным для расширяющихся тампонажных цементов. Следует отметить, что в строительной практике не используют цементы с большой величиной расширения, хотя их получение для строительной промышленности не представляет больших проблем. Для высокотемпературных скважин, в которых образуется более прочный цементный камень, расширение не должно превышать 1,0–1,5%.

При гидратации цемента, после перехода от коагуляционной структуры к кристаллизационной структуре (после начала схватывания цементного раствора), в системе образуются жесткие химические связи, которые частично разрушаются в результате расклинивающего давления расширяющей добавки, и в цементном камне неизбежно возникают микротрещины (рисунок 3).

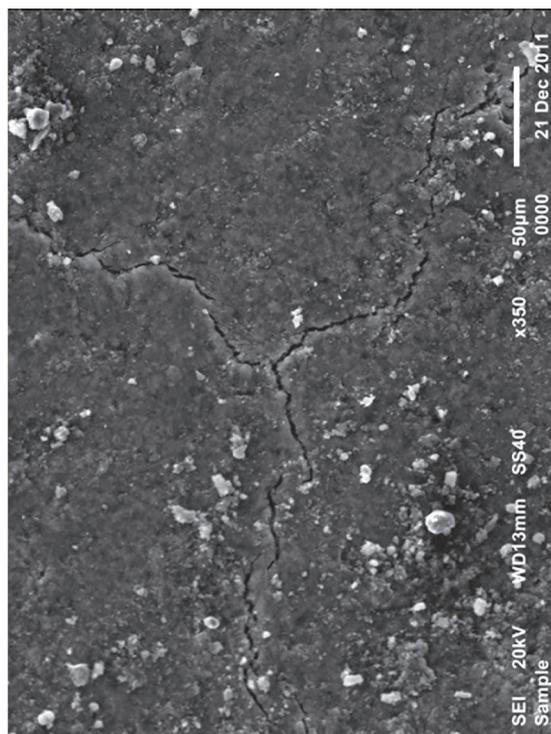
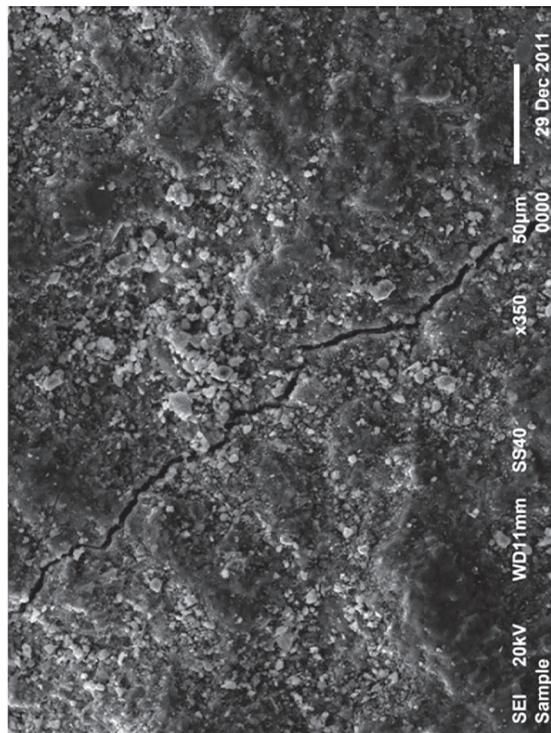


Рисунок 3 – Образование микротрещин при твердении расширяющихся цементов

В ранние сроки твердения (несколько суток) микротрещины «залечиваются» новыми продуктами гидратации и это не сказывается на ранней прочности цементного камня. При поздней гидратации расширяющей добавки, когда количество новых продуктов гидратации цемента и скорость их образования существенно меньше, «заживления» микротрещин не происходит и они остаются в камне в роли инициаторов образования крупных трещин при внешних воздействиях на цементный камень (перфорация, углубление скважины, гидроразрыв пластов и др.).

К сожалению, при оценке качества расширяющихся добавок, в первую очередь оценивают создаваемую ими величину расширения цементного камня, практически не оценивая кинетику расширения. В тоже время значительная часть расширяющих добавок гидратирует в ранние сроки в процессе закачки цементного раствора в скважину, и эффект от их использования будет очень низкий. В работе [16] показана кинетика расширения цементного раствора (камня), содержащего различные расширяющие добавки (*рисунок 4*), из которого видно, что практически половина исследуемых добавок прогидратировала в течение 1,0–2,0 часов, и дальнейшего расширения цементов уже не происходит. Естественно, что при повышении температуры и ускорении твердения цементов скорость гидратации добавок будет возрастать и активный период расширения будет сокращаться.

Выше отмечалось, что применение расширяющихся цементов рассматривается как способ повышения герметизации контактных зон цементного камня (обсадная колонна и стенка скважины). Однако надо учитывать, что их применение не даст положительных результатов в интервалах с толстой глинистой коркой или интервалах каверн, где пространство для расширения цементного камня за счет деформации фильтрационной корки больше чем величина самого расширения.

В межколонном пространстве или в интервалах плотных пород расширяющиеся цементы повысят напряженность контакта с сопредельными поверхностями, поскольку свободного пространства для расширения не будет. Однако внутри цементного камня будут возникать дополнительные внутренние напряжения, которые будут сохраняться, повышая его хрупкость. Причем, чем выше величина расширения камня в условиях жесткого ограничения объема, тем больших значений достигают опасные внутренние напряжения.

Поэтому в скважинах, зацементированных цементами с большой величиной расширения, через некоторое время (несколько месяцев) или после проведения работ внутри обсадной колонны возможно ухудшение герметичности крепи, по сравнению со скважинами, зацементированными нерасширяющимися цементами.

Именно поэтому следует тщательно подходить к величине расширения цементного камня и кинетике его расширения с тем, чтобы обеспечивался герметичный контакт, создавались небольшие внутренние напряжения, а образовавшиеся микротрещины могли залечиваться при продолжающейся гидратации цемента.

Помимо свойств расширяющей добавки, на величину и кинетику расширения цементного камня существенное влияние оказывают и другие факторы и, в первую очередь, внешнее давление.

По данным *Н.Х. Каримова*, для цементов с расширяющей добавкой СаО увеличение внешнего давления до 50 МПа снизило расширение на 30%, а повышение

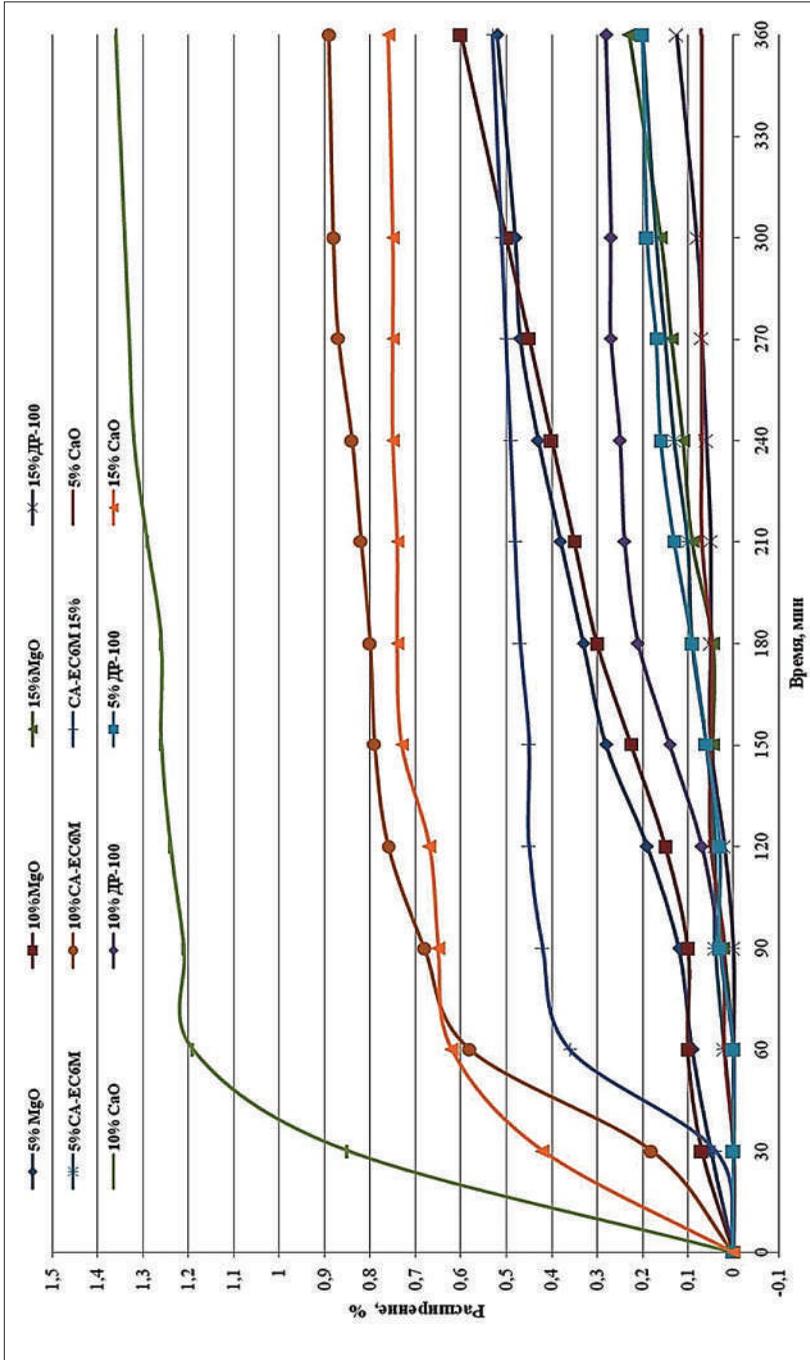


Рисунок 4 – Влияние расширяющих добавок на кинетику расширения цементного камня при твердении

давления до 100 МПа уменьшило расширение уже на 70%. Для цементов хроматалюминатного расширения при росте давления с 10 до 100 МПа расширение снизилось на 30%, а при затворении этого цемента раствором NaCl – на 25%.

По мнению [18], это связано с тем, что при ограничении расширения цементного камня кристаллизационное давление совершает работу, расходуемую на необратимое изменение положения отдельных структурных элементов камня и на упругую деформацию скелета, создающую внутреннее напряжение, выражающееся в давлении расширения. Причем напряжение, развиваемое расширяющимся цементом, прямо пропорционально величине его относительного расширения и коэффициенту упругости крепи. При снятии ограничения расширения эти напряжения должны привести к упругой внешней деформации скелета, имеющей важное практическое значение для компенсации деформации обсадной колонны при снижении в ней внутреннего давления, поскольку при использовании обычных цементов подобная операция приводит к образованию зазора.

При гидратации портландцемента, также как и при гидратации других вяжущих, неизбежно происходит контракция, обусловленная тем, что объем продуктов гидратации всегда меньше суммы объемов продуктов, вступивших в химическую реакцию (вяжущее и вода) [4, 15]. Причин здесь две – первая связана с тем, что вода, вступая в реакцию с минералами цемента, переходит в связанное состояние в образовавшихся продуктах твердения и уменьшает свой объем. Вторая причина связана со структурой цементного камня. По данным [22], на гидратацию цемента необходимо только 20% воды от веса цемента, а остальная вода находится в порах различного размера, причем образовавшийся при гидратации цементный гель содержит около 30% пор размером менее 10^{-7} см, (гелевые поры), которые всегда заполнены водой, плотность которой может достигать до 1200 кг/м^3 , имеющей объем менее первоначального объема. При гидратации расширяющей добавки происходит увеличение объема твердой фазы и, именно это обеспечивает расширение цемента. Однако контракция при этом не уменьшается, поскольку одновременно с гидратацией цементов происходит гидратация расширяющей добавки, в результате чего также уменьшается первоначальный объем воды. Доказательством сказанного могут служить результаты определения контракции при твердении цементных растворов на основе «чистых» и расширяющих цементов (таблица). Испытания проводились с использованием портландцемента с $V/C = 0,5$.

Таблица – Влияние различных добавок на контракцию при твердении цементных растворов

Исследуемые составы	Контракция, % во времени, ч						
	1	4	8	12	16	20	24
ПЦТ-I-50	0,28	0,61	1,07	1,61	2,36	2,87	3,15
ПЦТ-I-50+0,03%НТФ	0,09	0,28	0,45	0,94	1,77	2,31	2,53
ПЦТ-I-50+7%РД	0,31	0,54	0,94	1,56	2,41	2,84	3,05
ПЦТ-I-50+2,5%NaCl	0,31	0,63	0,96	1,64	2,34	2,57	2,73

Примечание: РД – расширяющая добавка на основе СаО.

Из *таблицы* видно, что при гидратации бездобавочного цемента и цемента с расширяющей добавкой контракция практически одинакова. Добавка НТФ является замедлителем твердения, поэтому на один и тот же момент времени степень гидратации этого цемента меньше, чем бездобавочного и, в результате этого, ниже и контракция при его твердении.

Если твердение цемента будет происходить в межколонном пространстве или против плотных непроницаемых пород, а на гидратацию цемента и расширяющей добавки будет расходоваться вода – жидкость затворения цементного раствора, то пористость камня может увеличиваться даже при плотном контакте цементного камня с обсадными колоннами. Причем, по данным [22], размер усадочных (контракционных) пор будет близок к размерам капиллярных пор, способных пропускать через себя газ и жидкости. Кроме этого, внутри цементного камня (при большом количестве расширяющей добавки) сохранятся высокие напряжения, которые впоследствии могут привести к образованию трещин. Однако применяемые при креплении скважин цементные растворы имеют очень большие водоцементные отношения и, при оптимальном количестве расширяющей добавки (3–7%), вероятность нарушения целостности цементного камня в межколонном пространстве в результате гидратационных процессов невелика.

Если в затрубном пространстве скважины против твердеющего цементного раствора будут находиться пласты, содержащие агрессивные пластовые флюиды, например, сероводород, то последний будет попадать внутрь твердеющей системы на самых ранних стадиях, когда камень наиболее уязвим к действию коррозионно-активной среды [23].

В заключение следует отметить, что расширяющиеся цементы целесообразно применять, но с учетом правильного подбора рецептуры тампонажного материала и с учетом рациональной области применения. 

REFERENCES

- [1] Булатов А.И. *Детективная биография герметичности крепи нефтяных и газовых скважин*. Краснодар: просвещение Юг; 2009. 934 с. [Bulatov A. I. Detective a biography of the tightness of a lining of oil and gas wells. Krasnodar: prosveshchenie Yug; 2009. (In Russ.)]
- [2] Nelson Erick B., Guillot Dominique. *Well cementing. Second Edition*. Schlumberger; 2006.
- [3] Овчинников В.П. *Технология бурения нефтяных и газовых скважин*. Тюмень: ТИУ; 2017. 584 с. [Ovchinnikov V.P. *Technology of drilling oil and gas wells*. Tyumen: TIU; 2017. (In Russ.)]
- [4] Данюшевский В.С., Алиев Р.М., Толстых И.Ф. *Справочное руководство по тампонажным материалам*. Москва: Недра; 1987. 250 с. [Danyushevsky V.S., Aliyev R.M., Tolstykh I.F. *Reference manual for plugging materials*. Moscow: Nedra; 1987. (In Russ.)]
- [5] Ghofrani Reza and HeikoPlack. CaO- and/or MgO-Swelling Cements: A Key for Providing a Better Annular Sealing? – SPE/IADC Drilling Conference, Amsterdam, 1993.
- [6] Паркер П.Н., Уол В.В. Применение расширяющихся цемента для цементирования скважин. *Экспресс информация нефтегазодобывающей промышленности*. 1966;

- 34:8–12. [Parker P. N., Wal V. V. Application of expanding cements for well completion. *Express information for the oil and gas industry*. 1966; 34:8–12. (In Russ.)]
- [7] Данюшевский В.С. Пути получения расширяющихся тампонажных цемента. *Газовая промышленность*. 1973;11:13–15. [Danyushevsky V.S. Ways of obtaining expanding grouting cements. *Gas industry*. 1973; 11:13–15. (In Russ.)]
- [8] Каримов Н.Х., Данюшевский В.С., Рахимбаев Ш.М. *Разработка рецептур и применение расширяющихся тампонажных цемента: Обзорная информация*. Москва: ВНИИОЭНГ; 1980. 50 с. [Karimov N.H., Danyushevsky V.S., Rakhimbaev Sh.M. *Development of re-circuits and application of expanding grouting cements: Overview*. Moscow: VNIIOENG; 1980. (In Russ.)]
- [9] Каримов Н.Х., Рахматуллин Т.К., Мукашева Т.В. Исследование промышленных отходов Западного Казахстана для разработки облегченных тампонажных материалов. *Информационный сборник*. Алма-Ата; 1985. 32 с. [Karimov N.H., Rahmatullin T.K., Mukasheva T.V. Research of industrial waste in Western Kazakhstan for the development of lightweight plugging materials. *Informacionnyj sbornik*. Alma-Ata; 1985. (In Russ.)]
- [10] Каримов Н.Х., Данюшевский В.С., Хахаев Б.Н. *Вязущие материалы, изготавливаемые из промышленных отходов и их применение при креплении скважин*. Москва; 1982. 72 с. [Karimov N.H., Danyushevsky V.S., Khakhaev B. N. *Binding materials made from industrial waste and their use in well construction*. Moscow; 1982. (In Russ.)]
- [11] Измухамбетов Б.С., Агзамов Ф.А., Умралиев Б.Т. *Применение дезинтеграторной технологии при получении порошкообразных материалов для строительства скважин*. Санкт-Петербург: Недра; 2007. 464 с. [Izmukhambetov B.S., Agzamov F.A. Umralliev B.T. *Use of the design- tegrating technology of obtaining powder materials for the construction of wells*. Saint Petersburg: Nedra; 2007. (In Russ.)]
- [12] Каримов Н.Х., Агзамов Ф.А., Измухамбетов Б.С. Состояние и перспективы применения дезинтеграторной технологии при строительстве скважин. *Нефтяное хозяйство*. 2003; 3:40–43. [Karimov N.H., Agzamov F.A., Izmuhambetov B.S. State and prospects of application of disintegrator technology in the construction of wells. *Oil industry*. 2003; 3:40–43. (In Russ.)]
- [13] Кузнецова Т.В., Кравченко И.В., Власова Н.Г., Юдович Б.Э. Химия и технология специальных цементов. Москва: Стройиздат; 1979. 207 с. [Kuznetsova T.V., Kravchenko I.V., Vlasova N.G., Yudovich B.E. *Chemistry and technology of special cements*. Moscow: Stroizdat; 1979. (In Russ.)]
- [14] Кузнецова Т.В. Напрягающие цементы. *Журнал Всесоюзного химического общества им. Д.И. Менделеева*. 1982; 5:500–503. [Kuznetsova T.V. Straining cements. *Zhurnal vsesoyuznogo himicheskogo obshchestva im. D.I. Mendeleeva*. 1982; 5:500–503. (In Russ.)]
- [15] Агзамов Ф.А., Измухамбетов Б.С., Токунова Э.Ф. *Химия тампонажных и буровых растворов*. Санкт-Петербург: Недра; 2011. 268 с. [Agzamov F.A., Izmukhambetov B.S., Tikunova E.F. *Chemistry Tampa and withdrawal of drilling fluids*. Saint Petersburg: Nedra; 2011. (In Russ.)]
- [16] Agzamov F.A. [Some features of the production and use of expanding cements]. *Materialy 3 Mezhdunarodnoi nauchno-prakticheskoi konferencii "Bulatovskie Chteniya"* [International scientific and practical conference "Bulatov readings"]. Краснодар, 2019, pp. 26–33. (In Russ.)]
- [17] Булатов А.И. Миф о «расширяющихся цементах». *Бурение и нефть*. 2016; 2:25. [Bulatov A.I. The myth of "expanding cements". *Burenie i neft'*. 2016; 2:25.]
- [18] Каримов Н.Х., Бакиров Н.К. Условия повышения контактных напряжений в заколонном

- пространстве скважин. Уфа, 1990. 258 с. [Karimov N.H., Bakirov N.K. The conditions of increasing contact stresses in the annular space of wells. Ufa, 1990.]
- [19] Bekbaev A.A., Agzamov F.A., Lyagov A.V. Research of reinforced lightweight plugging materials. *Nanotechnologies in construction*, 2017, vol. 9. no. 4. pp. 131–148. doi: dx.doi.org/10.15828/20758545–2017–9–4–131–148. [20] Агзамов Ф.А., Бабков В.В., Каримов И.Н. О необходимой величине расширении тампонажных материалов. *Территория Нефтегаз*. 2011; 8:14–15. [Agzamov F.A., Babkov V.V., Karimov I.N. On the required amount of expansion of plugging materials. *Oil and gas territory*. 2011; 8:14–15. (In Russ.)]
- [21] Агзамов Ф.А., Белоусов А.О. Результаты расчета нагрузок, возникающих при динамическом и ударном воздействии в обсадной колонне, как обоснование требований к прочности цементного камня. *Нефть. Газ. Новации*. 2017; 10:60–64. [Agzamov F.A., Belousov A.O. Results of calculation of loads arising from dynamic and shock effects in the casing as a justification of requirements for the strength of cement stone. *Neft'. Gaz. Novacii*. 2017; 10:60–64. (In Russ.)]
- [22] Невилль А. М. Свойства бетона. М., 1972. 344 с. [Nevill' A. M. *Property of concrete*. Moscow, 1972.]
- [23] Агзамов Ф.А., Измухамбетов Б.С. *Долговечность тампонажного камня в коррозионно-активных средах*. Санкт-Петербург: Недра; 2005. 318 с. [Agzamov F.A., Izmuhambetov B.S. *The durability of the cement stone in corrosive environments*. Saint-Petersburg: Nedra; 2005. (In Russ.)]

УДК 622.26

DOI. 10.37878.2708–0080/2020.005

ОПЫТ БУРЕНИЯ ПЕРВОЙ ГОРИЗОНТАЛЬНОЙ СКВАЖИНЫ НА МЕСТОРОЖДЕНИИ С. НУРЖАНОВ АО «ЭМБАМУНАЙГАЗ»



К.А. АДИБЕКОВ,
заместитель
председателя Правления
по геологии и разработке



М.М. ЕРМЕКОВ*,
директор департамента
бурения и капитального
ремонта скважин,
доктор технических наук



Е.М. МУКАНОВ,
начальник отдела
гидродинамического
моделирования

АО «Эмбаунайгаз»

Республика Казахстан, 060002, г. Атырау, ул. Валиханова, 1

В 2019 году впервые в истории АО «Эмбаунайгаз» был реализован проект строительства горизонтальной скважины на терригенные отложения горизонта T-IV месторождения С. Нуржанов до глубины 4040 м. При реализации проекта специалистами АО «Эмбаунайгаз» совместно со специалистами «Schlumberger Logelco Inc.», «Petro-Unit» и «ИБК «СиБу» был реализован комплекс технических мероприятий, обеспечивший успешное бурение скважины. В статье приведен обзор оптимальных инженерных решений и мероприятий по бурению горизонтальной скважины № 805, включающих выбор оптимальных КНБК, подбор рецептур и параметров буровых растворов, проводку скважины на основе геологического моделирования, сервис MWD и LWD.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: АО «Эмбаунайгаз», месторождение С. Нуржанов, бурение, горизонтальная скважина, терригенные отложения горизонта T-IV, телеметрия, геонавигация, MWD и LWD.

*Автор для переписки. E-mail: M.Yermekov@emg.kmgep.kz

«ЕМБІМҰНАЙГАЗ» АҚ С. НҰРЖАНОВ КЕН ОРНЫНДА БІРІНШІ КӨЛДЕНЕҢ ҰҢҒЫМАНЫ БҰРҒЫЛАУ ТӘЖІРИБЕСІ

Қ.Ә. ӘДІЛБЕКОВ, басқарма төрағасының геология және кен орындарын игеру жөніндегі орынбасары

М.М. ЕРМЕКОВ*, бұрғылау және ҰКЖ департаментінің директоры, т.ғ.д.

Е.М. МУКАНОВ, геологиялық-гидродинамикалық модельдеу бөлімінің бастығы

«Ембімұнайгаз» АҚ

Қазақстан Республикасы, 060002, Атырау қаласы, Валиханова көшесі, 1

2019 жылы «Ембімұнайгаз» АҚ-ның тарихында бірінші рет С. Нұржанов кен орны Т-IV горизонтының терригенді шөгіндісінен 4040 м тереңдікке дейін көлденең ұңғы мақазу жобасы аяқталды. Жобаны іске қосу барысында «Ембімұнайгаз» АҚ-ның мамандары «Schlumberger Logelco Inc.», «Petro-Unit» және «ИБК «СиБу» мамандарымен бірлесіп, ұңғыманың сәтті бұрғылануын қамтамасыз ететін, кешенді техникалық шаралардың орындалуын жүзеге асырды. Мақалада № 805 көлденең ұңғыманы бұрғылау барысында қолданылған, оңтайлы КНБК таңдау секілді, қолайлы инженерлік шешімдер мен шараларға шолу жүргізілген.

***НЕГІЗГІ СӨЗДЕР:** «Ембімұнайгаз» АҚ, С.Нұржанов кен орны, бұрғылау, көлденең ұңғыма, Т-IV горизонтындағы терригенді шөгінді, телеметрия, геонавигация, MWD және LWD.*

EXPERIENCE OF DRILLING THE FIRST HORIZONTAL WELL AT THE S. NURZHANOV FIELD OF «EMBAMUNAIGAS» JSC

K.A. ADILBEKOV, Deputy Director General of geological exploration

M.M. YERMEKOV*, director of the drilling and WO department, doctor of technical sciences

E.M. MUKANOV, head of the department of geological and hydrodynamic modelling

«Embamunaigas» JSC,

Republic of Kazakhstan, 060002, Atyrau city, Valikhanov str., 1

A project of drilling a horizontal well with the depth of 4040 m for clastic reservoir of horizon T-IV of the S. Nurzhanov field was implemented for the first time in the history of Embamunaigas JSC in 2019. While implementing the project, the specialists of Embamunaigas JSC together with Schlumberger Logelco Inc., Petro-Unit and XiBu executed a set of technical measures that ensured successful well drilling. The article provides an overview of engineering solutions and measures for drilling horizontal well № 805, including the selection of optimal BHA, parameters of drilling fluids, geosteering service based on geological model.

***KEY WORDS:** Embamunaigas JSC, S. Nurzhanov field, drilling, horizontal well, clastic reservoir of T-IV horizon, geosteering, MWD&LWD.*

Как известно, наиболее перспективным направлением повышения коэффициента извлечения нефти (КИН) трудноизвлекаемых запасов является переход на бурение горизонтальных скважин (ГС). Особенно важно применять системы разработки с ГС на месторождениях с высокой геологической неоднородностью, расчлененностью, наличием многочисленных зон замещения продуктивных пластов, зон выклинивания, участков тонких коллекторов. ГС, имея большую площадь вскрытия пласта, снижают фильтрационное сопротивление и являются

эффективным методом не только повышения производительности скважин, но и величины нефтеотдачи продуктивных пластов.

Бурение ГС позволит уменьшить количество проектного фонда вертикальных скважин, при этом, не уменьшая, а увеличивая коэффициент охвата выработкой запасов нефти за счет пространственной архитектуры дренирования пластов, а значит повышения КИН и экономии на инфраструктуре.

Одним из сложных объектов АО «Эмбаунайгаз» являются терригенные отложения Т-IV горизонта месторождения С. Нуржанов с общей эффективной толщиной 15–30 м, которые характеризуются низкой проницаемостью нефтенасыщенного коллектора (до 30 мД) и содержат тяжелую нефть (0,9 г/см³). Разработка данного горизонта ведется вертикальными скважинами за счет проведения гидроразрыва пласта (ГРП).

Горизонтальная скважина № 805 на месторождении С. Нуржанов, впервые в истории АО «Эмбаунайгаз», была пробурена до глубины 4040 м в пределах нефтенасыщенного коллектора горизонта Т-IV в сводовой части залежи (рисунок 1). Данные каротажа во время бурения и ГТИ показали, что горизонтальная секция скважины с протяженностью 650 м полностью прошла по нефтенасыщенной части целевого горизонта Т-IV.

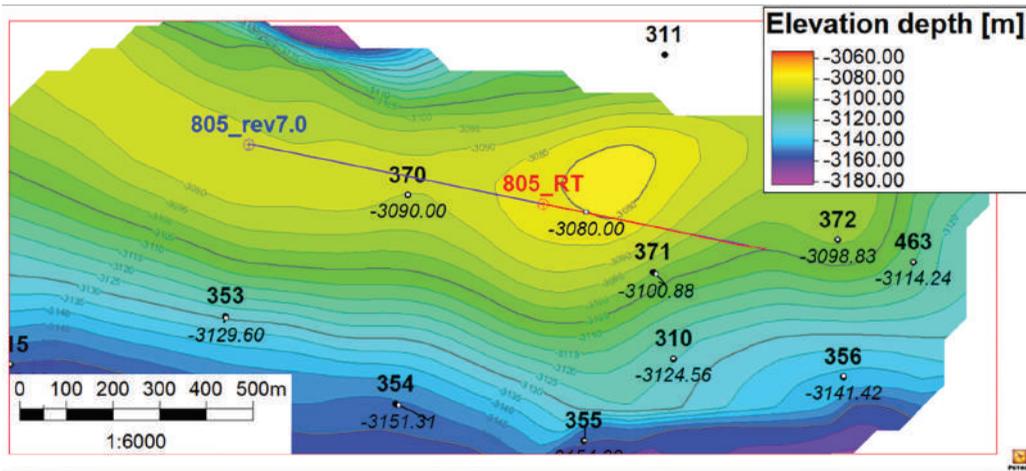


Рисунок 1 – Фактическая траектория скважины С. Нуржанов-805ГС и опорные скважины

Строительство скважины проводила компания «Инженерная Буровая Компания «СиБу» буровой установкой ZJ70/4500D с электрическим приводом постоянного тока, оснащенной верхним приводом (Top Drive) TDS-11SA, согласно конструкции, приведенной в *таблице 1*.

Бурение и крепление, подготовка горизонтального ствола скважины для спуска хвостовика, а также работы по спуску и фиксации хвостовика Ø114,3 мм со скважинным оборудованием для многостадийного гидроразрыва пласта (МГРП) выполнены за 75 суток при проектных 67,4 суток. Превышение продолжительности

Таблица 1 – Конструкция скважины С. Нуржанов-805ГС

Диаметр долота, мм	Наименование колонны	Глубина спуска, м				Мех. скорость бурения, м/сек
		по проекту		по факту		
		по TVD	по MD	по TVD	по MD	
490	Направление Ø426,1	20	20	24	24	5,4
393,7	Кондуктор Ø323,9	100	100	100,86	100,86	5,38
295,3	Тех. колонна Ø244,5	1800	1800	1802,44	1802,44	8,84
215,9	Экс. колонна Ø177,8×9,19*	3081,09	3376,07	3081,09	3387,93	9,63
152,4	Хвостовик Ø114,3×7,366**	3076,95–3098,1	3326,07–4025,83	3076,95–3098,1	3356–4038,18	7,08

Примечание: *Резьбовое соединение и группа прочности стали эксплуатационной колонны Ø177,8×9,19: UP FMC, L-80 – в интервале 0–2572 м; VAM TOP, N-80 – в интервале 2572–3387,9 м; хвостовика 114,3×7,366 – VAM TOP, P-110.
**Смещение от вертикали – 1182,65 м, максимальный зенитный угол – 88,5 в интервале 3376,07–4025,83 м.

сти бурения и крепления скважины на 7,6 суток связано с ремонтом, ожиданием и заменой Top Drive из-за защемления кабеля в направляющие рельсы в результате сильного штормового ветра, а также прихватом бурильного инструмента из-за выхода из строя Top Drive. Прихват инструмента при положении долота 3922 м был устранен установкой нефтяной ванны в объеме 11,8 м³.

После спуска хвостовика проведены работы по активации заколонных пакеров и пакера подвески. Опрессовка затрубного пространства на 150 атм показала успешное завершение работ и готовность скважины к проведению МГРП.

По начальной структурной модели было установлено, что мощность целевого интервала значительно варьируется в опорных скважинах, при этом наилучшие коллекторские свойства прослеживаются в средней и нижней частях целевого интервала (рисунк 2). Поэтому, основной задачей при проводке горизонтального ствола явилось предотвращение вскрытия глинистых пород в подошве целевого горизонта.

Сервис геологического сопровождения компанией Schlumberger Logelco Inc. был начат 23.03.2019 г. с забоя 2801 м (в пределах пласта J-V-3).

Компоновка низа бурильной колонны (КНБК) для бурения 8,5" (215,9 мм) секции набора угла состояла из PDC долота (Smith), роторно-управляемой системы (РУС) PowerDrive Archer, прибора телеметрии MWD Telescope, яса (рисунк 3).

Данная КНБК была выбрана с точки зрения геологического сопровождения: РУС PD Archer, позволила достичь необходимой интенсивности набора угла, а наличие ориентированного над долотногамма-каротажа (ГК) – минимизировать непромер от долота, что помогло при межскважинной корреляции. При этом для хорошей очистки ствола скважины, а также необходимого перепада давления на лопасти РУС, поток жидкости выбирался на уровне 1900 л/мин, расчетное давление на стояке составляло 2230 psi (152 атм).

Все внешние компоненты РУС PD Archer вращаются, повышая тем самым механическую скорость проходки, улучшая качество стенок и очистки ствола скважины

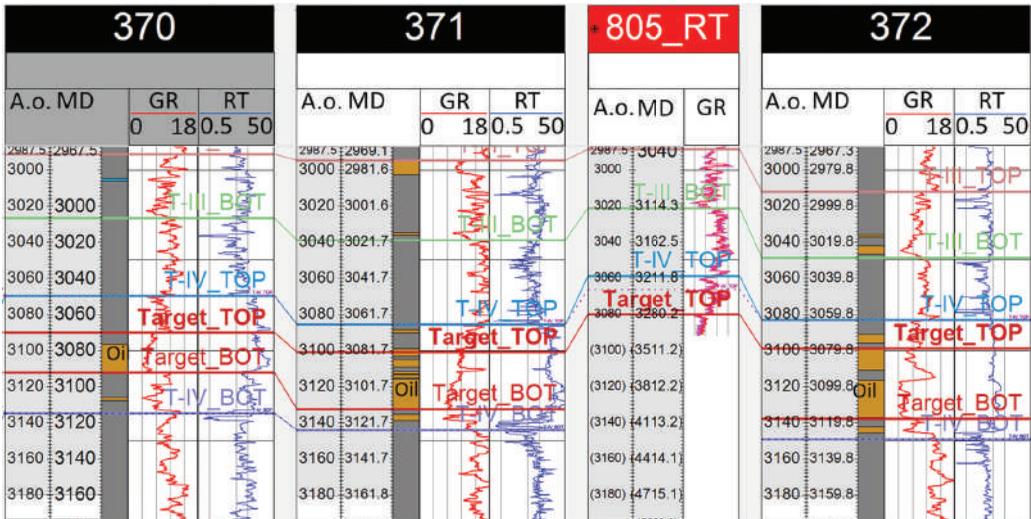


Рисунок 2 – Корреляция по опорным скважинам

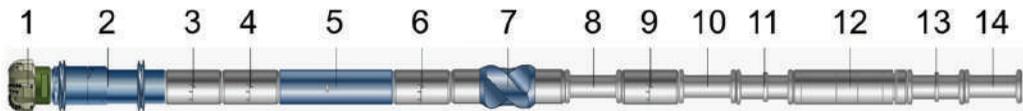


Рисунок 3 – Компоновка для бурения 8,5» секции: 1 – долото PDC 8,5" BitX516; 2 – РУС PD Archer; 3 – переводник; 4, 6 – предохранительный переводник; 5 – телеметрия MWD Telescope NF; 7 – немагнитный предохранительный переводник; 8 – гибкая немагнитная УБТ; 9 – переводник с фильтром; 10, 14 – бурильные трубы S (5" DPS, Premium); 11, 13 – ТБТ (5" HWDP); 12 – 6,5" Яс

и сокращая риск возникновения механического или дифференциального прихвата. РУС PD Archer – это гибридная система, совмещающая в себе две технологии, работающие по принципу «push-the-bit» и «point-the-bit» – с отклонением и направлением долота. В приборе установлены системы управления от PD X6, где стационарный электронный модуль обеспечивает вращение и управление контрольного клапана для направления небольшой части бурового раствора (энергии бурового раствора) для воздействия на внутренние отклоняющие элементы. Внутренние отклоняющие элементы воздействуют на корпус центриатора изнутри, отклоняя КНБК в заданном направлении.

Благодаря высокой интенсивности набора угла, РУС PD Archer позволяет бурить сложные траектории, при этом сохраняя высокую механическую скорость проходки и хорошее качество стенок ствола скважины. Применение PD Archer позволяет выполнить срезку с любого зенитного угла – за один рейс без подъема компоновки, а также пробурить твердые промежуточные пласты при высокой интенсивности набора угла.

Технология измерений во время бурения (MWD) использована для определения траектории скважины в трехмерном пространстве, а также установления истинной

глубины по вертикали, расположения забоя и ориентации направляемых буровых систем. MWD позволила измерять ряд параметров для буровой колонны, КНБК и ствола скважины, что обеспечивало бурение согласно плану и позволило выявлять обстоятельства, которые могут привести к повреждению оборудования или другие, чреватые простоями, условия.

Измерения в процессе бурения дали возможность своевременных действий по сохранению проектной траектории ствола скважины. Указанные измерения позволили получать информацию о силах, воздействующих на буровую колонну и КНБК, включая динамические характеристики и вибрацию, статическое и динамическое давление внутри буровой колонны и в затрубном пространстве, а также размеры и форму самого ствола скважины.

Для выполнения поставленных геологических задач, при бурении 8,5" секции были сделаны три корректировки траектории скважины (при глубинах 3154, 3209, 3294 м), результатом которых стала посадка транспортной секции в средней части целевого интервала, на глубине 3390 м по стволу (а.о. -3092 м), с зенитным углом 87°. При этом кровля продуктивного интервала была пересечена на глубине 3280,2 м по стволу (а.о. -3080 м), что на 23 м по вертикали выше прогнозной отметки (рисунок 4). Вскрытие кровли продуктивного интервала было также подтверждено по данным ГТИ (доля песчаника в шламе 100%, люминесценция шлама, рост газопоказаний).

По результатам бурения 8,5" секции структурная модель была обновлена с учетом всех имевшихся данных. В соответствии с обновленной структурной моделью, была построена плановая траектория Rev8.1, отвечающая геологическим задачам (рисунок 5).

Несмотря на расположение забоя транспортной секции между скважинами 371 и 370, на небольшом латеральном удалении от них, на этапе посадки скважины в продуктивный пласт была отмечена высокая структурная неопределенность – кров-

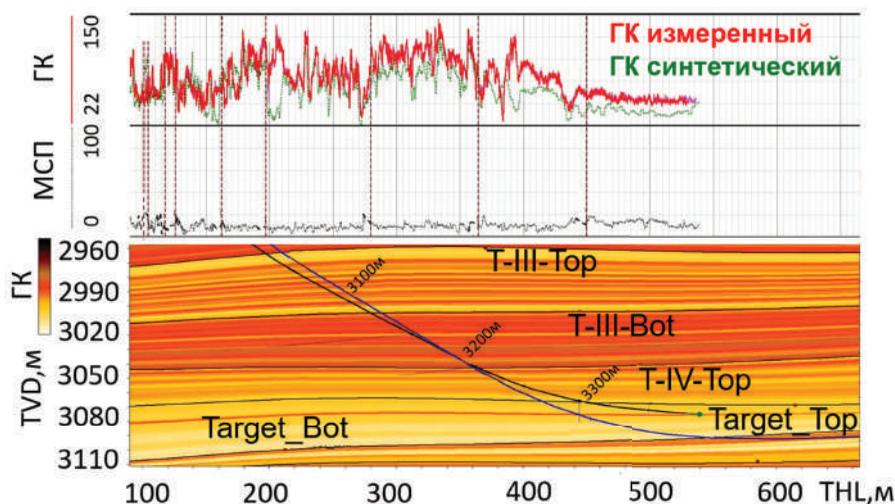


Рисунок 4 – Разрез вдоль планового профиля с синтетическим каротажем и инверсией

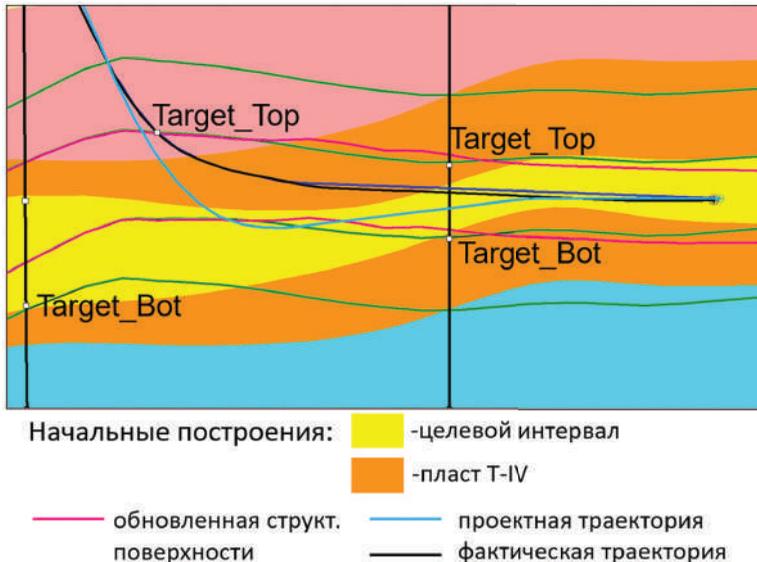


Рисунок 5 – Обновленная структурная модель

ля целевого интервала была встречена на 23 м по вертикали выше ожидавшегося. Причем по мере удаления от скв. 370, из-за отсутствия скважин в направлении бурения, структурные неопределенности повышались.

Бурение горизонтальной 6" секции было начато 13.04.2019 г. с забоя 3390 м, где разбуриваемые породы были представлены нефтенасыщенными песчаниками с неоднородными ФЕС. Для корректировки горизонтальной секции скважины в процессе бурения для расположения ствола в части целевого пласта T-IV с наиболее перспективными коллекторскими свойствами, были использованы каротажи во время бурения (LWD). Данные LWD поступали в режиме реального времени в специализированное программное обеспечение Petrel, где при корреляции с опорными скважинами уточнялись структурная и литологическая модель, на основании чего предлагались корректировки траектории скважины.

КНБК для бурения горизонтальной 6" (152,4 мм) секции состояла из PDC долота (Smith), РУС PowerDrive X6, картографа границ пласта PeriScope HD (для геонавигации), прибора телеметрии MWD IMPulse 20k Low Flow, прибора нейтронно-плотностного каротажа с извлекаемым радиоактивным источником ADN-4, яса (рисунок 6).

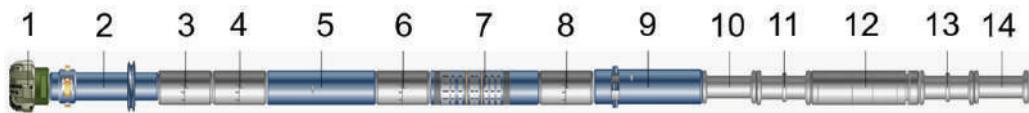


Рисунок 6 – Компонетка для бурения 6» горизонтальной секции:

- 1 – долото PDC 6" Bit; 2 – РУС PD X6; 3, 4 – переводник; 5 – PeriScope HD;
- 6, 8 – предохранительный переводник; 7 – телеметрия IMPulse; 9 – ADN-4;
- 10, 14 – бурильные трубы S (3,5" DPS, Premium); 11, 13 – ТБТ (3,5" HWDP); 12 – 4 3/4" Яс

Система РУС PD Х6, работающая по принципу «push-the-bit» (отталкивание долота от стенок скважины), обеспечивается трехмерным контролем траектории скважины при непрерывном вращении бурильной колонны. PD Х6 использует поток бурового раствора для приведения в действие лопастей, отталкивающихся от стенок ствола скважины для поддержания необходимого зенитного угла. Для оптимальной очистки ствола скважины, а также создания необходимого перепада давления на лопасти РУС, поток жидкости был выбран в пределах 600–690 л/мин при удельном весе раствора 1,3 г/см³ и расчетном давлении на стояке 2840–3430 psi (193–240 атм).

Улучшенная функция контроля управляемости РУС PD Х6 позволяет работать с более высокой плотностью бурового раствора, расширенным диапазоном расхода и параметрами бурения, агрессивными растворами с наличием мелкого шлама, что делает систему подходящей для бурения в сложных условиях. Благодаря вращению всех элементов системы уменьшается риск образования затяжек и механических прихватов, повышается скорость проходки, достигается высокое качество очистки ствола, достигается хорошее качество стенок ствола скважины и уменьшается их искривленность. Все эти положительные качества РУС PD Х6 позволили снизить крутящий момент и устранить необходимость проведения незапланированных рейсов для очистки ствола.

Датчики приборов находились от долота на расстоянии: гамма – 2,05 м, инклинометрия РУС – 2,33 м, каротаж сопротивления (картирование) – 9,28 м, гамма на картографе – 12,24 м, инклинометрия – 18,02 м, гамма телеметрия – 18,63 м, плотностной каротаж – 26,26 м, нейтронная пористость – 27,37 м.

Использование данного набора методов LWD обусловлено как с точки зрения геонавигации во время бурения, так и для оперативной оценки ФЕС пород-коллекторов, а также для интерпретации оценки ФЕС пород-коллекторов при отсутствии размыва/овализации ствола скважины.

Таким образом, LWD при помощи дополнительных модулей к низу компоновки стандартных приборов для измерения инклинометрии, позволил:

- контролировать пространственное положение ствола скважины в процессе бурения в пределах целевого горизонта;
- обосновано принимать решения по изменению траектории скважины в зависимости от изменяющихся геологических условий скважины прямо в процессе бурения;
- проводить каротаж в режиме реального времени и отказаться от проведения дополнительных промежуточных каротажей на кабеле или на буровом инструменте с целью оценки геологических условий по стволу скважины;
- оперативно получать данные для количественной оценки параметра пласта и коллекторных свойств.

Прибор нейтронно-плотностного каротажа adnVISION в КНБК, в сочетании с сервисом петрофизической интерпретации, позволил определять коллекторские свойства разбуриваемых пород (пористость, проницаемость), отслеживать состояние ствола скважины по 3D плотностному каверномеру, а также определять структурные углы по имиджу плотности.

Наличие прибора PeriScope HD в КНБК дало возможность определять струк-

турные углы по картированию отдельных прослоев в пределах целевого интервала, а также контролировать положение ствола скважины относительно контрастных границ кровли и подошвы коллектора. В случае обнаружения кровли или подошвы в пределах зоны чувствительности прибора, следовала соответствующая корректировка траектории скважины.

По данным PeriScope HD, усредненный структурный угол в первой половине горизонтальной секции составил $\sim 1,5^\circ$ падения в направлении бурения, во второй половине горизонтальной секции $\sim 0,4^\circ$ падения в направлении бурения.

Сервис геонавигации и инверсия PeriScope HD позволили выполнить все возложенные на бурение горизонтальной секции задачи, не допустив выхода за пределы целевой зоны и избегнув нежелательного приближения ствола скважины к непродуктивным породам, залегающим в ее пределах.

Основная часть горизонтальной 6" секции проведена с зенитным углом $89,5^\circ$, при забое 3930 м была сделана корректировка на набор угла до 90° для предотвращения вскрытия относительно низкоомного прослоя с ухудшенными ФЕС (рисунок 7).

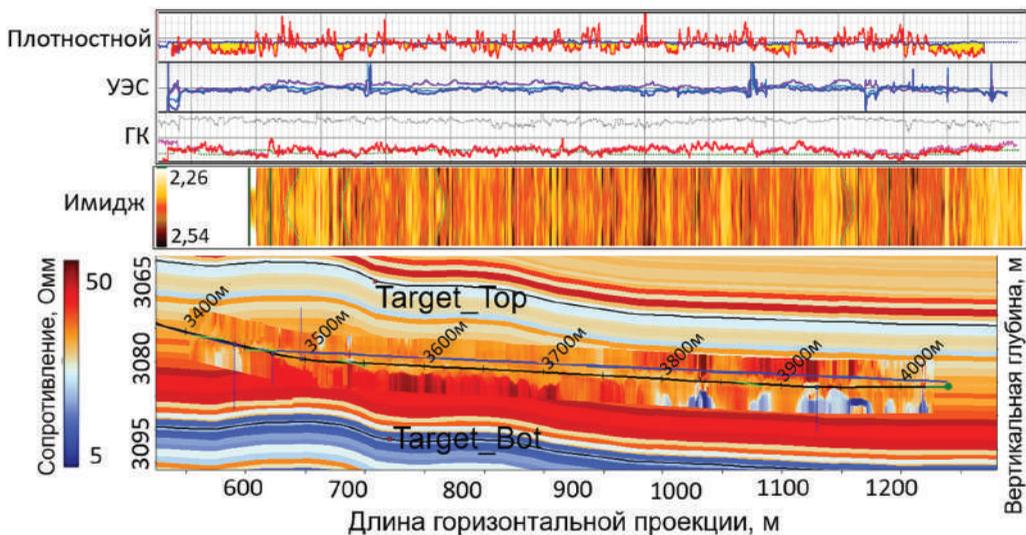


Рисунок 7 – Фактическая траектория скважины на окончательный забой 4040 м

Комплексная интерпретация данных при забое 3930 м подтвердила приближение к низкоомному прослою с повышенной глинизацией, расположенному в пределах целевого интервала, а не к подошве целевого интервала. Максимальное сближение со скв. 370 произошло в районе отметки 3675 м по стволу и составило 40 м по латерали.

Таким образом, отбивки кровли и подошвы целевого интервала в скв. 370 дали жесткую привязку структурной модели в пространстве (с учетом возможных погрешностей определения глубины и расчета а.о.).

Бурение горизонтальной секции закончено 25.04.2019 г. при забое 4040 м (см. рисунок 7). При этом длина горизонтальной секции от забоя секции 215,9 м составила 650 м.

После достижения окончательного забоя были записаны данные плотностного каверномера при подъеме КНБК. При этом значительных расхождений с данными, записанными во время бурения, а также с номинальным диаметром (152,4 мм), не было выявлено.

По результатам бурения горизонтальной 6" секции структурная модель была обновлена с учетом вновь полученных геолого-геофизических данных. В целом, общий тренд поведения структуры, обновленной после бурения транспортной секции сохранился, однако зафиксирована некоторая изменчивость структурного угла на протяжении горизонтальной секции (см. рисунок 5). Расхождение на ~2 м по вертикали обновленных структурных поверхностей с отбивками кровли и подошвы целевого интервала в скв. 370 может быть обусловлено погрешностями измерения глубин (а.о.) в одной из скважин, а также наличием отхода ~40 м по латерали от плоскости отображаемого разреза.

В процессе проводки горизонтальной секции сделаны четыре корректировки траектории скважины, первые три из которых призваны увеличить углубление скважины стратиграфически вниз для бурения в средней/нижней части целевого интервала, а цель четвертой корректировки – предотвращение вскрытия зоны с ухудшенными ФЕС.

При бурении ГС эффективная транспортировка шлама и хорошая удерживающая способность бурового раствора (БР) являются важными факторами. Величина сил трения в значительной степени зависит от количества шлама, поэтому необходимо добиваться полного его выноса. На вынос шлама влияют различные факторы, к числу которых относятся зенитный угол скважины, производительность насосов (скорость движения жидкости в кольцевом пространстве), реологические свойства и плотность раствора, режим его течения, механическая скорость бурения и др.

Качество и состав БР при бурении ГС играет существенную роль вследствие того, что:

1) в ГС более сложна проблема сохранения устойчивости ствола скважины, так как глинистые породы, устойчивые в вертикальном стволе, при углах отклонения от вертикали 70° осыпаются;

2) в ГС более велика вероятность поглощения раствора, так как градиент гидроразрыва пород для ГС ниже, чем для вертикальных, и приближается к градиенту парового давления;

3) более сложна очистка горизонтального ствола от выбуренной породы;

4) в ГС более высоки силы трения, возникающие при движении буровой колонны.

Кроме того, при бурении ГС раствору предъявляется ряд дополнительных требований, основными из которых являются следующие:

- минимальное воздействие БР на пласт в связи с тем, что время контакта БР с коллектором многократно возрастает по сравнению с вертикальными скважинами;
- повышенные смазочные свойства для снижения сил сопротивления движению колонны буровых труб;
- повышенная способность к выносу шлама в связи с тем, что он находится, в основном, у лежачей стенки скважины;

- обеспечение устойчивости стенок скважины в связи с повышенными напряжениями на висячей стенке.

Загрязнение продуктивного горизонта БР и его фильтратом приводит к уменьшению проницаемости пород и, как следствие, к снижению дебита скважины. Само загрязнение происходит в результате:

- закупорки пор твердой фазой раствора;
- диспергирования глин, находящихся в пласте, при взаимодействии с фильтратом БР;
- образования осадков и эмульсий при взаимодействии БР и пластовых флюидов;
- увеличения вязкости флюида под действием полимеров, содержащихся в растворе.

Уменьшить воздействие БР на продуктивный горизонт возможно снижением репрессии на пласт и подбором состава раствора. Состав БР должен быть таким, чтобы на стенках скважины образовалась тонкая непроницаемая фильтрационная корка, а фильтрат был инертен по отношению к породам и флюиду.

Так как важной частью процесса строительства ГС является правильный выбор БР, чтобы избежать осложнений, обеспечить эффективную очистку ствола и исключить загрязнение пласта, то перед разработкой программы по буровым растворам для строительства горизонтальной скважины на месторождении С. Нуржанов, первым делом был проведен детальный анализ регионального опыта проводки скважин и определение основных технологических рисков при бурении, которые выявили следующие основные технологические вызовы:

- определение оптимальной плотности бурового раствора при бурении транспортного ствола;
- предотвращение поглощений бурового раствора в результате высоких значений эквивалентной циркуляционной плотности (ЭЦП) при бурении транспортного ствола;
- обеспечение стабильности горизонтального участка и безаварийного спуска хвостовика, оборудованного под проведение МГРП.

Работы по приготовлению, сопровождению и контролю за буровым раствором при строительстве скважины С. Нуржанов-805ГС проводило ТОО «Petro-Unit». При этом 8,5" секция набора угла и 6" горизонтальная секция в интервале с 1805 до 4040 м пробурена с использованием KCl полимерного бурового раствора системы Pore Bridge Plus. Хлористый калий является одним из наиболее эффективных ингибиторов, так как ионы калия не дают глинистым частицам отделяться друг от друга, а это уменьшает загрязнение пласта и повышает устойчивость стенок скважины.

Плотность бурового раствора варьировалась от 1,21 в начале до 1,28 г/см³ – к концу бурения 6" секции, которая поддерживалась на необходимом уровне за счет разбавления свежеприготовленного раствора и работы центрифуги. В качестве основного утяжелителя использовался карбонат кальция CaCO₃, в качестве вспомогательных – KCl, NaCl.

Для достижения оптимального выноса шлама был заранее подобран основной реологический параметр LSYP (напряжение при низких скоростях сдвига), позво-

ливший добиться хорошей выносящей способности раствора в наклонных/горизонтальных секциях скважины без увеличения ДНС (динамического напряжения сдвига), что в свою очередь помогло удерживать эквивалентную циркуляционную плотность на низком уровне.

Для полного выноса шлама, в первую очередь, поддерживался повышенный расход БР. В процессе бурения горизонтального ствола периодически производилось расхаживание инструмента и его вращение. При наращивании инструмента и перед подъемом осуществлялась промывка скважины с различной интенсивностью с одновременным расхаживанием и вращением инструмента. При СПО производились промежуточные промывки через 100500 м, особенно в горизонтальной части ствола.

Реологические свойства и вязкостные характеристики бурового раствора поддерживались с помощью структурообразователя Xanthan Gumi полианионного целлюлозного полимера Petro Pac LV/R (добавка для сокращения скорости фильтрации). Немаловажную роль выполнил высококачественный биополимер на основе ксантановой смолы Petro Vis, который увеличил значения СНС, а также улучшил реологические свойства бурового раствора.

На протяжении бурения 8,5" и 6" секций скважины водоотдача составляла 3,2 – 3,8 мл/30 мин. Фильтрация контролировалась с использованием таких высококачественных продуктов, как Petro-Pac LV, Pac R. Уровень pH бурового раствора поддерживался в пределах 9,5 – 10,5, чтобы обеспечить соответствующую щелочность для работы полимеров, а также снизить отрицательное коррозионное воздействие флюида на буровое оборудование. Для поддержания pH использовалась каустическая сода.

Уменьшение сил сопротивления движению инструмента в скважине при бурении и СПО достигалось введением в БР смазывающих добавок. Содержание смазки в буровом растворе в процессе бурения данных секций поддерживалось в пределах 3–4,5% за счет использования таких смазывающих материалов, как Evocon, Evolube, Petro-Lube и Petro-Lube Plus. Также был использован противоприхватный реагент OS Free Pipe.

Горизонтальная скважина № 805 была успешно пробурена до глубины 4040 м с протяженностью горизонтального ствола 650 м, полностью расположенного в целевом горизонте T-IV. Согласно петрофизической интерпретации, эффективная часть ствола составила 94,3%. Таким образом, применение геонавигации с технологией многопластового картирования коллектора позволило значительно снизить геологические риски и решить поставленные задачи в сложных геологических условиях. 

УДК 622.276.57

DOI. 10.37878.2708–0080/2020.003

ТЕХНОЛОГИЯ ОГРАНИЧЕНИЯ ВОДОПРИТОКА К ДОБЫВАЮЩЕЙ СКВАЖИНЕ



Э.М. БАТЫРБАЕВ*,
директор по науке

SilkRoadOil,
3632 Harley Avenue, FortWorth. Texas

Приведен обзор методов и технологий восстановления производительности скважин. Осложнения эксплуатации месторождений (на поздней стадии разработки) связаны с работой как добывающих, так и нагнетательных скважин. Акустическое – волновое воздействие давлением на призабойную зону скважин, являясь экологически чистым методом, способно вызывать заметные положительные изменения фильтрационных и коллекторских свойств, не образуя при этом новых неоднородностей, таких, например, как при гидроразрыве пласта, которые могут привести к увеличению текущей нефтедобычи, но могут и ухудшить нефтеотдачу пласта в целом. В Республике Казахстан по технологии волнового воздействия давлением были проведены промышленные работы на месторождениях им. С. Балгимбаева (10 скважин), Ботахан, Восточный Молдабек, Кондыбай, Северный Жолдыбай, Уз (20 скважин) – на добывающих скважинах работы по изоляции водопритока.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: месторождения АО «Эмбаунагаз», Молдабек Восточный, С. Балгимбаева, ограничение водопритока, гидравлический генератор колебания давления, гидроимпульсный струйный насос.

ӨНДІРУШІ ҰҢҒЫМАҒА СУКЕЛІМДІ ШЕКТЕУ ТЕХНОЛОГИЯСЫ

Э.М. БАТЫРБАЕВ*, ғылым бойынша директор

SilkRoadOil,
3632 Harley Avenue, FortWorth. Texas

*Автор для переписки. E-mail: batyrbaev1958@gmail.com.

Ұңғымалардың өнімділігін қайта қалпына келтіру әдістері және технологияларына шолу жасалған. Кенорнын пайдалану (өңдеудің соңғы кезеңінде) қиындығы өндіруші, сондай-ақ, айдау ұңғымаларының жұмыстарына байланысты. Ұңғыманың кенжар аймағына қысыммен акустикалық-толқынды ықпал ету, экологиялық таза әдіс бола тұра, ағымдағы мұнай өндірісінің ұлғаюына әкелетін, алайда, жалпы қыртыстың мұнайберуін нашарлата алатын, жаңа әртектілікті құрмай-ақ, мысалы, жер қойнауқатын сумен ажырату кезіндегідей, сүзілімдік және жинауыштық қасиеттерінің елеулі оң өзгерістеріне әкелуі мүмкін. Қазақстан Республикасында қысыммен толқынды ықпал ету технологиясы бойынша С. Балгимбаева атындағы (10 ұңғыма), Ботахан, Шығыс Молдабек, Кондыбай, Солтүстік Жолдыбай, Уаз (20 сұңғыма) кенорындарында өндіруші ұңғымаларда сукелімді шектету бойынша өнеркәсіптік жұмыстар өткізілді.

НЕГІЗГЕ СӨЗДЕР: «Эмбамұнайгаз» АҚ, Шығыс Молдабек, С. Балгимбаева кенорындары, сукелімді шектету, қысымның ауытқу гидравликалық генераторы, гидроимпульсті ағыншалы сорғы.

TECHNOLOGY FOR RESTRICTING WATER INFLUX INTO A PRODUCING WELL

E.M. BATYRBAEV*, director of Science

SilkRoadOil,
3632 Harley Avenue, FortWorth. Texas

The article provides an image of methods and technologies for the restoration of well productivity. Complications of the exploitation of deposits (at a late stage of development) are associated with the work of both production and injection wells. The wave effect of pressure (VVD) on the well bottom zone, being an environmentally friendly method, can cause noticeable positive changes in filtration and reservoir properties, without forming new heterogeneities, such as, for example, during hydraulic fracturing (HF), which can lead to an increase in current oil production, but may worsen the oil recovery of the reservoir as a whole. In the Republic of Kazakhstan, pilot tests were carried out in the following fields: At the fields: them. S. Balgimbaeva (10 wells), Botakhan, East Moldabek, Kondybay, Northern Zholdybay, Uaz (20 wells) – on production wells – work on water inflow isolation.

KEY WORDS: fields of Embamunaigas JSC, East Moldabek, S. Balgimbaeva, water inflow restriction, hydraulic generator of pressure fluctuations, hydro-pulse jet pump.

В последнее время наблюдается все повышающийся интерес специалистов нефтяной и газовой отраслей к практическому использованию новых высокоэффективных и рентабельных технологий, обеспечивающих стабильное поддержание, а также прирост добычи нефти в сложных современных условиях [1–4]. Ввод новых месторождений в эксплуатацию не может обеспечить в настоящее время восполнение извлекаемых запасов и компенсировать текущее падение добычи нефти на эксплуатируемых месторождениях и, к тому же, вводимые в разработку залежи, как правило, представлены низкопродуктивными, высоконеоднородными и слабопроницаемыми коллекторами, а запасы нефти в них относятся к категории трудноизвлекаемых. Основной объем добычи нефти сегодня приходится на месторождения, введенные в эксплуатацию в 1980–е гг.,

когда наблюдался неоправданный интенсивный отбор нефти. Впоследствии это привело к нарушению оптимальных режимов эксплуатации, высокому обводнению добываемой продукции, существенному загрязнению призабойных зон нагнетательных скважин и даже пластов из-за недопустимо низкого качества большого объема закачиваемой в скважины воды.

Осложнения эксплуатации месторождений связаны с работой как добывающих, так и нагнетательных скважин. Во-первых, это затруднение – невозможность освоения скважин после бурения или ремонта, связанное со сложными физико-геологическими характеристиками месторождений, например, с низкой проницаемостью и неоднородностью коллекторов, большой глубиной залегания продуктивных пластов и др. Как показывает опыт последних лет, весьма существенные трудности возникают при освоении горизонтальных скважин, а также наклонных стволов, пробуренных из действующих вертикальных скважин.

Во-вторых, это существенное падение, часто полное прекращение отбора нефти из добывающих скважин или закачки воды в нагнетательные скважины, связанное с накоплением загрязнителей на основных фильтрационных полях и ухудшением фильтрационных характеристик призабойных зон скважин в процессе эксплуатации. Сюда же следует отнести и сложности обеспечения закачки воды при переводе скважин из фонда добывающих в фонд нагнетательных.

И в-третьих, это высокая обводненность добываемой из скважин продукции, обусловленная лишь прорывом воды по высокопроницаемому интервалу пласта или пропластка, но приводящая к остановке скважин из-за нерентабельности их дальнейшей эксплуатации.

В результате из-за выше перечисленных проблем практически во всех нефтяных регионах страны возник фонд бездействующих скважин. Если учесть, что стоимость восстановления (реанимации) бездействующих, аварийных скважин во много раз меньше объема капитальных вложений на бурение новых скважин с эквивалентной добычей нефти, то ввод последних в эксплуатацию оказал бы более чем заметное влияние на показатели эффективности работы нефтяной отрасли.

Существующие традиционные методы и технологии восстановления производительности скважин не обладают достаточной как технологической, так и экономической эффективностью, и, зачастую, их применение на промыслах безрезультатно, несмотря на значительные усилия и затраты. Кроме того, применение многих из них приводит к необратимым эффектам последствия, исключающих последующее применение других, более перспективных методов, которые могли бы появиться в будущем. Но что особенно важно – при этом наносится также поражение экологическому равновесию природной среды.

Впервые метод обработки призабойных зон нагнетательных и добывающих скважин, использующий волновое воздействие давлением, был испытан на нефтяных промыслах еще в 1960–х гг. [5], и сразу же были получены достаточно обнадеживающие данные по его технологической эффективности. Тем не менее, дальнейший опыт показал, что для достижения высокой успешности и рентабельности метода, при его применении в осложненных геолого-промысловых условиях эксплуатации скважин, необходимо осуществление целого ряда теоретических

[6], лабораторных и промысловых исследований, конструкторских и технологических изысканий.

На данный момент сформирован пакет технологий воздействия как непосредственно на призабойную зону для ее очистки и повышения притоков углеводородов, так и на всю залежь в целом для повышения общей эффективности разработки месторождения. Характерной особенностью этих технологий является использование комплексных методов воздействия на пласт (химических, тепловых, физико-химических и т. п.) в условиях создаваемого специальной аппаратурой поля упругих волновых колебаний [7].

Анализ промысловых данных по динамике показателей работы добывающих и нагнетательных скважин, гидродинамические и геофизические исследования показывают ухудшение состояния призабойных зон скважин в процессе их эксплуатации.

В добывающих скважинах, кроме рассмотренных выше крайне неблагоприятных явлений, связанных с попаданием в пласт воды, которые возникают и в процессах эксплуатации, например, при осуществлении ремонтных мероприятий, ухудшение характеристик призабойной зоны возникает из-за отложений асфальто-смолистых и парафиновых фракций с формированием на поверхности пор адсорбционно-сольватных слоев [8]. Это приводит к образованию граничных слоев нефти с аномально высокой вязкостью и толщиной, соизмеримой с радиусом поровых каналов, что резко снижает проницаемость прискважинной зоны и увеличивает объемную неоднородность коллектора.

В нагнетательных скважинах в процессе закачки в пласт воды ухудшение проницаемости призабойной зоны пласта (ПЗП) происходит из-за постепенного закупоривания пор коллектора взвешенными в воде твердыми частицами и нефтепродуктами, а также в результате физико-химических процессов, происходящих при контакте закачиваемых технологических жидкостей с породой коллектора и пластовыми жидкостями. Анализ промысловых показателей работы нагнетательных скважин показывает, что содержание механических примесей в технологической жидкости выше допустимых пределов является причиной очень быстрого снижения приемистости и даже полной остановки скважины. Поскольку закачиваемая вода, как правило, отличается по химическому составу и температуре от пластовых жидкостей [9], то нарушается естественное физико-химическое равновесие в среде продуктивного пласта. Происходит набухание глинистых компонентов и их разрушение, что приводит и к закупориванию пор, и к переносу глинистого материала (в том числе и попавших при бурении частиц бурового раствора) с последующей коагуляцией низкопроницаемых участков пласта, снижаются приемистость и охват пласта как по толщине, так и по простиранию. Нарушение физико-химического равновесия приводит также к выпадению нерастворимых осадков, отложению солей.

В случаях закачки в скважины попутных вод нефтяных промыслов или если нагнетательная скважина находится внутри контура нефтеносности, снижение водопроницаемости и избирательное течение воды может быть вызвано адсорбцией асфальто-смолистых веществ и нефтепродуктов на поверхности поровых

каналов, образованием структурированных кольматированных слоев, уменьшающих эффективное сечение фильтрационных каналов. Взаимодействие воды с нефтью, при достаточно высокой скорости фильтрации и наличии естественных стабилизаторов – смол и асфальтенов, приводит к образованию в ПЗП стойких водонефтяных эмульсий и к снижению приемистости.

Таким образом, в процессах бурения, освоения и эксплуатации скважин в призабойных зонах образуются обширные области с крайне низкой проницаемостью, заметно ухудшающие производительность «гидродинамических источников и стоков» – скважин. Это приводит к снижению средней скорости фильтрации по всему пласту в целом, способствует образованию застойных областей неизвлеченной нефти.

На всех стадиях разработки нефтяных месторождений ПЗП является основным объектом воздействия для подавляющего числа всех известных методов обработки скважин. Мероприятия, направленные на очистку ПЗП, на восстановление естественной проницаемости, способствующие улучшению ее термодинамического состояния [10], в реальных условиях расчлененного и неоднородного пласта вызывают не только увеличение текущей нефтедобычи, но и повышают нефтеотдачу залежи. И в этом смысле предпочтительны методы, которые способны вызывать заметные положительные изменения фильтрационных и коллекторских свойств [11, 12, 3, 4, 13] не образуя при этом новых неоднородностей, таких, например, как при гидроразрыве пласта, которые могут привести к увеличению текущей нефтедобычи, но могут и ухудшить нефтеотдачу пласта в целом.

Волновое воздействие давлением [14] на призабойную зону скважин [15, 16] с полным основанием можно отнести к числу таких перспективных методов. Это подтверждают известные явления и эффекты, способные оказывать положительное влияние, в свете выше рассмотренных проблем, на состояние ПЗП.

Упругие низкочастотные колебания – вибрация [17] на два-три порядка ускоряют процессы релаксации механических напряжений. В ПЗП это способствует уменьшению отрицательных последствий бурения и вскрытия пластов, связанных с нежелательными напряжениями в породах вокруг скважин и перфорационных каналов, с механоактивацией пород и, тем самым, может способствовать восстановлению естественного равновесного состояния ПЗП с исходной проницаемостью ее коллектора.

Эксперименты показывают, что под воздействием высокоамплитудных низкочастотных колебаний давления в жидкости порядка 0,3 МПа происходит необратимое увеличение абсолютной проницаемости насыщенных пористых сред. Относительные изменения проницаемости искусственно сцементированных кернов доходят до 30% и связаны с образованием новых фильтрационных каналов в пористой среде, изменением пористости, раскрытием трещин, переупаковкой и изменением ориентации слагающих пористую среду зерен. При наличии глинистости вплоть до 35% эти явления усиливаются.

Другая группа явлений связана с влиянием упругих колебаний непосредственно на поровые жидкости и кольматанты в их взаимодействии с твердой поверхностью пор коллектора.

Экспериментально обнаружены изменения реологического поведения, характеризующихся наличием вязкоупругих и вязкопластических свойств неньютоновских жидкостей. Оказалось, что сдвиговая вязкость сразу после воздействия снижается на 20–30%, а спустя некоторое время либо восстанавливается полностью (если режим воздействия докавитационный), либо частично (при развитом кавитационном режиме воздействия). Чем больше содержание асфальто-смолистых и парафинистых компонентов в нефтях, тем большие изменения вязкости в докавитационном режиме наблюдаются при низких частотах воздействия. Время восстановления вязкости после воздействия составляет 5–6 часов и более.

В процессе исследований многократно наблюдалась дегазация пластовых жидкостей под влиянием механических колебаний как высоких, так и низких частот. Процессы дегазации происходят вплоть до установления нового значения равновесной концентрации, которое всегда меньше равновесной концентрации газа без воздействия, причем интенсивность и частота колебаний определяют лишь скорость изменения концентрации газа и время установления новой равновесной концентрации, но не само ее значение. Явление выделения газа из пластовых флюидов в поле упругих колебаний может, в зависимости от конкретных условий, самым различным образом повлиять на состояние прискваженной зоны и на ее фильтрационные характеристики.

Особого внимания заслуживает влияние упругих колебаний на фильтрацию пластовых жидкостей [18]. Помимо рассмотренных выше явлений изменения проницаемости, вязкости, температуропроводности и др., влияющих на фильтрацию посредством изменения самих свойств флюидов, экспериментально наблюдаются специфические «фильтрационные» эффекты. Это, например, весьма значительное (почти двадцатикратное) увеличение относительной скорости фильтрации воды или обычной ньютоновской нефти через модели кернов песчаника при наложении поля интенсивных упругих колебаний в несколько сотен киловатт на 1 м^2 , на частотах 3–10 кГц, увеличение до 10 раз скорости фильтрации полярных и неполярных жидкостей.

На основе данных теоретических исследований, нашей компанией были проведены практические работы на месторождениях С. Балгимбаев, Молдабек Восточный, Уз, Кондыбай, Жолдыбай Северный, Ботакан. Были получены следующие результаты.

1. На месторождении С. Балгимбаев в 2014 г. были проведены работы по изоляции водопритоков в 10 скважинах. Дополнительная добыча нефти составила 470 т (*таблица 1*).

2. В 2015 году на месторождениях Молдабек Восточный, Уз, Кондыбай, Жолдыбай Северный, Ботакан проведены работы по изоляции водопритоков на 20 скважинах. Дополнительная добыча – 5700 т нефти, не поднято воды около 30 тыс. т. На некоторых скважинах удалось «сбить» обводненность с 90% до 48% с увеличением дебита нефти с 3 т/сутки до 15 т/сутки (*таблица 2*).

Таблица 1 – Сопоставление добычных показателей по скважинам до и после проведения работ по изоляции водопритоков в 2014 году

№	Месторождение	Скважина	Горизонт	Добыча до обработки				Добыча после обработки (1 месяц)				Суточный прирост дебита нефти, баррель	Комментарий
				Qж баррель	Обв, %	Ндин, фут	Qж баррель	Qж баррель	Обв, %	Ндин, фут	Qж баррель		
1	Забурунье	49	II нс	396	11	98	195	50	195	75	667	39	Снижение добычи воды с увеличением нефти
				396	11		195	50	195			39	
Эмбаунайгаз 2014													
1	Салават Балгинбаев	177	K1a-нс	157	171	95	7	145	19	87	400	12	
2	Салават Балгинбаев	62	K1a-нс	145	8	94	7	195	19	90	7	11	
3	Салават Балгинбаев	92	K1II нс	157	87	95	7	185	14	82	540	162	
4	Салават Балгинбаев	209	K1II нс	126	8	93	7	19945	31	72	150	24	
3	Салават Балгинбаев	204	J2	136	86	95	7	182	14	90	7	68	
6	Салават Балгинбаев	13	J2	126	8	95	240	19149	63	63	7	55	
7	Салават Балгинбаев	15	J2	138	6	95	7	132	14	85	493	183	
8	Салават Балгинбаев	21037	J2	19246	81	99	253	15189	83	63	1920	85	Влияние газа
9	Салават Балгинбаев	205	J2	188	163	92	7	63	16	77	533	143	
			Всего	1678	76			1328	328			254	

Таблица 2 – Сопоставление добычных показателей по скважинам до и после проведения работ по изоляции водопритоков в 2015 году

№	Месторождение	Скважина	Горизонт	Добыча до обработки				Добыча после обработки (1 месяц)				Суточный приток нефти, баррель
				Обв, %	Ндин, фут	Обв, %	Ндин, фут	Обв, %	Ндин, фут			
Эмбамунайгаз 2015												
1	Уаз	18	JI+II	62	134	81	240	34	22	254	18	
2	Уаз	43058	JI+II	37194	298	80	58500	24512	34	84	262	
3	Уаз	08	JI+II	63	134	75	360	55	16	65	18	
4	Вост.Молдабек	2450085	J IV	164	14	90	593	25572	41	85	266	
5	Вост.Молдабек	2014	J IV	16839	16	95	366770	60	32	36	126	
6	Вост.Молдабек	2451085	J IV	176	16	90	533	65	48	153	32	
7	Вост.Молдабек	451	J IV	189	16	90	670	60	32	36	16	
8	Вост.Молдабек	418	J IV	176	16	90	533	65	48	13	32	
				1131	114			606	257		142	
всего												

КРАТКОЕ ОПИСАНИЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ЦИКЛА РАБОТ ПО ОГРАНИЧЕНИЮ ВОДОПРИТОКОВ НА ДОБЫВАЮЩИХ СКВАЖИНАХ, ПРОВЕДЕННЫХ В 2014–2015 ГГ. НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ АО «ЭМБАМУНАЙГАЗ»

Для ограничения водопритока и ремонтно-изоляционных работ в скважинах используются составы на основе водных растворов полимеров ДСГА с добавлением сшивающего агента, образующего в пласте высокопрочные и стабильные гели. Высокая прочность гелей обеспечивается применением низкомолекулярных полимеров, дающих вязкоупругие гели, непроницаемые для воды.

Для этой цели используются полимеры молекулярной массой до 9 млн, что полностью отвечает требованиям, предъявляемым к полимерам для ремонтно-изоляционных работ. Состав вязкоупругих композиций подбираются на основании комплекса физико-химических исследований, физического и математического моделирования с учетом геолого-физических условий пласта.

Для осуществления технологического процесса при приготовлении и закачке гелевых композиций применяется следующее оборудование:

- комплект оборудования для обвязки арматуры скважин;
- передвижная установка УППР-РИР или установка УДР-32 М;
- насосный агрегат типа ЦА-320.

При производстве работ по бездействующему добывающему фонду скважину перед обработкой вводят в эксплуатацию не менее чем за 10 суток. В результате дренирования пласта определяют дебит, состав добываемой жидкости и источник поступления воды. Перед началом проведения работ необходимо выполнить комплекс промысловых геофизических исследований с целью определения источника обводнения и целостности эксплуатационной колонны, а также провести испытания скважины на приемистость на трех режимах с получением режимных коэффициентов приемистости. При коэффициенте приемистости изолируемого интервала менее 3 м³/сутки/атм необходимо увеличить приемистость обработкой скважины генераторами колебания. После обнаружения источника обводнения составляется технологический план на проведение работ. Производится переезд на скважину, расстановка и обвязка оборудования, согласно утвержденной схеме. Закачка тампонирующего состава может быть произведена как через весь существующий интервал, так и направленно с отсечением нефтенасыщенного интервала пласта при помощи пакеров или установки временного цементного моста или песчаной пробки. Устанавливается после первой насосно-компрессорной трубы (НКТ) генератор колебания давления для кавитационного перемешивания тяжелого полимера с компонентами.

Таким образом, разработана Технология ограничения водопритока и ремонтно-изоляционных работ в скважинах с применением вязкоупругих составов, мецелярных растворов и генераторов колебания давления [12], насоса струйного гидроимпульсного [13], позволяющая увеличить эффективность данных работ.

Данная технология перспективна для терригенных слабопроницаемых пород. Использование разработанных на основе накопленного опытно-промышленного материала прогнозных моделей позволит в рамках системного подхода к организации

работ существенным образом повысить эффективность и рентабельность обработок скважин. 

REFERENCES

- [1] Аллахвердиев Р.А. Интенсификация притока методом циклического импульсного воздействия на призабойную зону пласта. Республиканский технический совет. Сер. Нефтепромысловое дело и транспорт нефти. 1985; 3:10–12. [Allahverdiev R.A. Intensification of inflow by the method of cyclic impulse action on the bottom-hole zone of the formation. *Respublikanskij tekhnicheskij sovet. Ser. Neftpromyslovoe delo i transport nefiti*. 1985; 3:10–12. (In Russ.)]
- [2] Дыбленко В.П., Семавин Н.И., Фосс В.П., Чирко С.М. Повышение эффективности методов обработки призабойной зоны пласта. *Нефтяное хозяйство*. 1990; 2:53–56. [Dyblenko V.P., Semavin N.I., Foss V.P., Chirko S.M. Improving the efficiency of methods for processing the bottom-hole zone of the formation. *Oil industry*. 1990; 2:53–56. (In Russ.)]
- [3] Бажал А.И., Барак А.М. SWIT-технология блокирования водопритока при разработке залежей вязкой нефти. *Нефть и газ*. 2019; 5:80–87. [Bazhal A.I., Barak A.M.. SWIT-technology for blocking water inflow in the development of viscous oil field. *Neft i gas*. 2019; 5:80–87. (In Russ.)]
- [4] Бажал А.И., Барак А.М. Волновая активация продуктивного нефтяного пласта (технология SWEPT). *Нефть и газ*. 2013; 5:17–28. [Bazhal A.I., Barack A.M. Wave activation of a productive oil reservoir (SWEEP technology). *Neft i gas*. 2013; 5:17–28. (In Russ.)]
- [5] Асмоловский В.С., Ершов А.В., Гадиев С.И. и др. Промысловые испытания способа виброударного воздействия на призабойную зоны скважин на месторождениях Северо-Запада Башкирии. *Труды. УНИ*. 1969; 5:142–146. [Asmolovsky V. S., Ershov A.V., Gadiev S. I., and others. Field tests of the method of vibration impact on the bottom-hole zone of wells in the fields of the North-West of Bashkiria. *Proceedings. UNI*. 1969; 5:142–146. (In Russ.)]
- [6] Гадиев С.М., Гиматудинов Ш.К., Коненков К.С., Кузьмичев Ю.А. Моделирование динамического воздействия на пласт. *Известия вузов. Нефть и газ*. 1997; 9:25–29. [Gadiev S.M., Gimatudinov Sh.K., Konenkov K.S., Kuzmichev Yu.A. Modeling of dynamic impact on the reservoir. *Proceedings of higher educational establishments. Oil and gas*. 1997; 9:25–29. (In Russ.)]
- [7] Вахитов Г.Г., Симкин Э.М. *Использование физических полей для извлечения нефти из пластов*. Москва: Недра; 1985. 231 с. [Vakhitov G.G. Simkin E.M. The use of physical fields for oil recovery from reservoirs. Moscow: Nedra; 1985. (In Russ.)]
- [8] Симкин Э. М., Бернштейн М.А. Динамика запарафинивания коллектора в процессе фильтрации нефти. *Нефтяное хозяйство*. 1975; 2:44–46. [Simkin, E. M., Bernstein, M. A. Dynamics of saprininae manifold in the filtration process of oil. *Oil industry*. 1975; 2:44–46. (In Russ.)]
- [9] Огай Е.К., Лысенко З.В. Температурные изменения при закачке холодной воды на месторождении Узень. *Нефтепромысловое дело*. 1982; 9:11–13. [Ogai E.K., Lysenko Z.V. Temperature changes during cold water injection at the Uzen field. *Oilfield engineering*. 1982; 9:11–13. (In Russ.)]
- [10] Вахитов Г.Г., Кузнецов О.П., Симкин Э.М. *Термодинамика призабойной зоны нефтяного пласта*. Москва: Недра, 1978. 215 с. [Vakhitov G. G., Kuznetsov O. P., Simkin E. M. *Thermodynamics of the bottom-hole zone of an oil reservoir*. Moscow: Nedra; 1978. (In Russ.)]

- [11] Дыбленко В.П., Марчуков Е.Ю., Жданов В.И. и др. Способ возбуждения колебаний потока жидкости и гидродинамический генератор колебаний. Патент РФ 2111348, 2000. [Dyblenko V.P., Marchukov E.Yu., Zhdanov V.I. i dr. Methods of excitation of oscillations of fluid flows and hydrodynamic oscillator. Patent RF, no 211134, 2000. (In Russ.)]
- [12] Батырбаев Э.М., Сокрюкин Е.В. Устройство и способ генерирования колебаний жидкостного потока. База патентов Евразийского Союза, no. 014266, 2010. [Batyrbayev E.M., Sokryukin E.V. Device and a method of generating oscillations of the liquid flow. The base patent Eurasian Union, no. 014266, 2010. (In Russ.)]
- [13] Батырбаев Э.М., Сокрюкин Е.В. Способ гидродинамического воздействия и устройство для его реализации. Патент РК, no 1674, 2016. [Batyrbayev E.M., Sokryukin E.V. Method of hydrodynamic impact and device for its implementation. Patent RK, no 1674, 2016. (In Russ.)]
- [14] Галлямов М.Н., Ахметшин Э.А., Мавлютов М.Р. И др. Исследование воздействия виброударной волн на призабойную зону эксплуатационных и нагнетательных скважин. *Нефтяное хозяйство*. 1970;8:46–49. [Gallyamov M.N., Akhmetshin E.A., Mavlyutov M.R., and others. Investigation of the impact of vibration shock waves on the bottom-hole zone of production and injection wells. *Oil industry*. 1970;8:46–49. (In Russ.)]
- [15] Валиулин А.В., Максutow Р.А., Доброскок Б.Е. и др. Некоторые особенности технологии виброобработки продуктивного пласта. *Республиканский технический совет Сер. Нефтепромысловое дело и транспорт нефти. Серия. Нефтепромысловое дело*. 1973;11:13–16. [Valiulin A.V., Maksutov R.A., Dobroskok B.E., and others. Some features of the vibration treatment technology of a productive formation. *Respublikanskij tekhnicheskij sovet. Ser. Neftepromyslovoe delo i transport nefi*. 1973;11:13–16. (In Russ.)]
- [16] Гадиев С.М. Вытеснение нефти из несцементированных песков при воздействии вибрации. *Азербайджанское нефтяное хозяйство*. 1963;7:38–40. [Gadiev S.M. Displacement of oil from uncemented Sands when exposed to vibration. *Azerbaijan oil industry*. 1963; 7:38–40. (In Russ.)]
- [17] Гадиев С.М. *Использование вибрации в добыче нефти*. Москва: Недра; 1977. 154 с. [Gadiyev S. M. the Use of vibrations in oil production. Moscow: Nedra; 1977. (In Russ.)]
- [18] Дыбленко В.П., Турфанов И.А., Сулейманов Г.А., Лысенков А.П. Фильтрационные явления и процессы в насыщенных пористых средах при виброволновом воздействии. *Труды института БашНИПИ нефть*. 1989; 80:45–51. [Dyblenko, V.P., Turpanov I.A., Suleymanov, G.A., Lysenkov, A.P. Filtration phenomena and processes in saturated porous media with vibrowave impact. *Trudy instituta BashNIPI нефть*. 1989; 80:45–51. (In Russ.)]

УДК 541.6+665.6

DOI. 10.37878.2708-0080/2020.006

КАТАЛИТИЧЕСКИЙ РИФОРМИНГ БЕНЗИНОВОЙ ФРАКЦИИ СМЕСИ НЕФТЕЙ ЮЖНОГО РЕГИОНА РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН



Е.К. КАЛДЫГОЗОВ^{1*},
доктор химических наук,
профессор кафедры
«Нефтепереработка и
нефтехимия»



В.М. КАПУСТИН²,
доктор технических наук,
профессор,
заведующий кафедрой
«Технология переработки
нефти»



Г.М. ИЗТЛЕУОВ¹,
кандидат химических
наук, доцент кафедры
«Экологии»



Б.А. АБДИКЕРИМОВ¹,
докторант PhD кафедры
«Нефтепереработка и нефтехимия»



Э.С. ТЛЕУБАЕВА¹,
докторант PhD кафедры
«Нефтепереработка и нефтехимия»

*Автор для переписки. E-mail: kaldygozov44@mail.ru

¹Южно-Казахстанский государственный университет им. М. Ауэзова,
Республика Казахстан, 160012, г. Шымкент, пр-т Тауке Хана, 5

²РГУ нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина,
Российская Федерация, 119991, г. Москва, пр-т Ленинский, 65, корпус 1

В статье рассматриваются результаты исследования процесса каталитического риформинга прямогонного бензина, полученного из смеси нефти месторождений, расположенных в Южном регионе Казахстана. Изучен индивидуальный и групповой углеводородный состав исходного гидроочищенного бензина и риформата с целью установления степени превращения углеводородов на разных этапах каталитического риформинга. В результате исследования процесса каталитического риформинга прямогонного бензиновой фракции (85–180°С) установлен химизм и механизм реакций, которые основываются на следующих реакциях: дегидроциклизация парафиновых углеводородов, дегидрирование и дегидроизомеризация нафтеновых, изомеризация нафтеновых и парафиновых углеводородов. Сравнение физико-химических свойств и группового углеводородного состава гидрогенизата и продуктов риформинга показывает, что сумма n-парафиновых и нафтеновых углеводородов после каталитического риформинга уменьшается в 3–4 раза по сравнению с исходным бензином, а концентрация ароматических углеводородов значительно возрастает за счет реакции дегидрирования цикланов и дегидроциклизации нормальных парафинов.

Полученные данные по изменению группового и индивидуального углеводородного состава бензина на разных этапах процесса каталитического риформинга могут служить обоснованием для оптимального управления технологическим процессом каталитического риформинга, что является приоритетным направлением в производстве качественных сортов моторного топлива, а также в развитии нефтехимии при переработке местного нефтегазового сырья Республики Казахстан.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: бензин, риформат, каталитический риформинг, механизм, гидрогенизат, гидроочистка, катализатор.

БЕНЗИНДІ ФРАКЦИЯНЫҢ КАТАЛИТИКАЛЫҚ РИФОРМИНГІ ҚОСПАНЫ МҰНАЙ ОҢТҮСТІК ӨҢІРІНІҢ, ҚАЗАҚСТАН РЕСПУБЛИКАСЫ

Е.К. КАЛДЫГОЗОВ¹, химия ғылымдарының докторы, «Мұнай өңдеу және мұнай химиясы» кафедрасының профессоры

В.М. КАПУСТИН², техникалық ғылым докторы, профессор «Мұнай өңдеу технологиясы» кафедрасының меңгерушісі

Г.М. ИЗТЛЕУОВ¹, химия ғылымдарының кандидаты, «Экология» кафедрасының доценті

Б.А. АБДИКЕРИМОВ¹, «Мұнай өңдеу және мұнай химиясы» кафедрасының PhD докторанты

Э.С. ТЛЕУБАЕВА¹, «Мұнай өңдеу және мұнай химиясы» кафедрасының PhD докторанты

¹М. Әуезов атындағы Оңтүстік Қазақстан мемлекеттік университеті,
Қазақстан Республикасы, 160012, Шымкент қ., Тәуке хан даңғылы, 5

²Губкин атындағы Ресей мемлекеттік мұнай және газ университеті
(Ұлттық зерттеу университеті),
Ресей, 119991, Мәскеу, Ленин даңғылы, 65, 1 корпус

Бұл мақалада Қазақстанның оңтүстік аймағынан шығатын мұнайларқоспасынан тікелей айдау арқылы алынған бензинді каталитикалық риформинг процесінде зерттеу

нәтижелері қарастырылған. Бастапқы гидротазаланған бензиннің жеке және топтық көмірсутектер құрамы каталитикалықриформинг процесініңәртүрлі кезеңдерінде өзгеру дәрежесін анықтау мақсатында зерттелді. Риформингпроцесінің әртүрлі кезеңдерінде алынған бензиндердің сапалық сипаттамаларын анықтау арқылы каталитикалық риформинг процесінде жүретінреакция механизмінің өзгеру дәрежесінің заңдылықтарын анықтауға мүмкіндік туады. Тікелей айдау бензин фракцияларын (85–180°С) каталитикалық риформинг процесін зерделеу нәтижесінде химия және реакция механизмі құрылды, олар келесі реакцияларға негізделеді: парафинді көмірсутектерді дегидроциклизациялау, нафтендік және нафтендік парафиндердің изомеризациясы. Гидрогенизат пен риформинг өнімдерінің физикалық-химиялық қасиеттері мен топтық көмірсутекті құрамын салыстыру каталитикалық риформингтен кейін n-парафинді және нафтенді көмірсутектердің сомасы бастапқы бензинге қарағанда 3–4 есе азайатынын, ал ароматты көмірсутектердің концентрациясы цикландарды дегидрлеу реакциясы және қалыпты парафиндерді дегидроциклдеу есебінен едәуір өседі.

Мақалада баяндалған каталитикалық риформинг процесінің әртүрлі кезеңдерінде бензиннің топтық және жеке көмірсутекті құрамын өзгерту жөніндегі ақпарат, каталитикалық риформингтің технологиялық процесін оңтайлы басқару үшін негіз бола алады және Қазақстан Республикасы жергілікті мұнай-газ шикізатын өңдеу кезінде мотор отынының сапалы түрлерін өндіруде және мұнай химиясын дамытуда басым бағыт болып табылады.

НЕГІЗГІ СӨЗДЕР: бензин, риформат, каталитикалық риформинг, химизм-механизм, гидрогенизат, гидротазалау, катализатор, технологиялық факторлар, температура, қысым.

CATALYTIC REFORMING OF GASOLINE FRACTION OIL MIXTURES OF THE SOUTHERN REGION OF THE REPUBLIC OF KAZAKHSTAN

Ye.K. KALDYGOZOV¹, doctor of chemical sciences, professor of the Department of «Oil refining and petrochemistry»

V.M. KAPUSTIN², doctor of technical sciences, professor head of the department «Oil Refining Technology»

G. M. IZTLEUOV¹, candidate of chemical sciences, associate professor of the department of «Ecology»

B.A. ABDIKERIMOV¹, doctoral PhD, department of «Oil refining and petrochemistry»

Ye.S. TLEUBAEVA¹, doctoral PhD, department of «Oil refining and petrochemistry»

¹South Kazakhstan State University.M. Auezova, Republic of Kazakhstan, 160012, Shymkent, Tauke Khan Avenue, 5

²Russian State University of Oil and Gas (National Research University) named after I. M. Gubkin, Russia, 119991, Moscow, Leninsky Prospekt, 65

This article discusses the results of a study of the process of catalytic reforming of straight-run gasoline obtained from a mixture of oil from a field located in the southern region of Kazakhstan. The individual and group hydrocarbon composition of the initial hydrotreated gasoline and reformat was studied in order to establish the degree of conversion of hydrocarbons at different stages of catalytic reforming. The qualitative characteristics of the catalysis of gasoline reforming obtained at different stages of the process allows us to establish the chemistry and reaction mechanism and the laws of the chemical degree of conversion of individual hydrocarbon groups during all stages of catalytic reforming. As a result of studying the process of catalytic reforming of straight-run gasoline fractions

(85–180°C), a chemistry and a reaction mechanism are established that are based on the following reactions: dehydrocyclization of paraffin hydrocarbons, dehydrogenation and dehydroisomerization of naphthenic, isomerization of naphthenic and paraffin hydrocarbons. Comparison of the physicochemical properties and group hydrocarbon composition of the hydrogenate and reforming products shows that the amount of n-paraffin and naphthenic hydrocarbons after catalytic reforming is reduced by 3–4 times than in the original gasoline, and the concentration of aromatic hydrocarbons is significantly increased due to the cyclane dehydrogenation reaction and dehydrocyclization of normal paraffins.

Set forth in article information on changing the group and individual hydrocarbon composition of gasoline in various stages of the catalytic reforming process, can serve as a basis for optimal control of technological process of catalytic reforming and is a priority in the production of high-quality grades of motor fuel and petrochemical development in the processing of local oil and gas Republic of Kazakhstan.

KEY WORDS: gasoline, reformate, catalytic reforming, chemistry mechanism, hydrogenation, hydrotreating, catalyst, technological factors, temperature, pressure.

Одним из важных направлений в развитии нефтеперерабатывающей промышленности Республики Казахстан является получение качественных моторных топлив, в частности, высокооктанового автомобильного бензина из местного нефтяного сырья. В этой связи необходимо разработать эффективную технологию для производства товарных нефтепродуктов из парафинистого нефтяного сырья. В последние годы в нашей стране возникает острая проблема с обеспечением сырья на отечественных нефтеперерабатывающих заводах. Для этого необходимо провести переориентацию применяемых технологий на ТОО «ПетроКазахстан Ойл Продактс» и Павлодарском нефтехимическом заводе для переработки казахстанского нефтяного сырья. Определение оптимальных вариантов переработки парафинистых мало-сернистых нефтей позволит успешно решить задачу удовлетворения потребности страны в высококачественном моторном топливе и сырье для нефтехимии [1, 2].

С целью производства высокооктанового бензина из широкой прямогонной бензиновой фракции (62–180°C), полученной из смеси товарной нефти месторождений Южного региона Казахстана (Кумколь, Акшабулак, Бектас, Кзылкия, Майбулак, Нуралы) предварительно перерабатывалась в блоке гидроочистки, затем в секции С-200 каталитического риформинга, входящей в состав промышленной установки ЛК-6У ТОО «ПетроКазахстан Ойл Продактс».

Гидрогенизат и риформат подвергались хроматографическому анализу на газовом хроматографе: GC 8000 FISON SINS по методике [3].

Предварительная гидроочистка сырья проводилась на промышленных катализаторах S-12Т и ГО-70 при температуре 336–338°C, давлении в реакторе 2,0–2,5 МПа, объемной скорости подачи сырья 7,5–8,5 ч⁻¹, с циркуляцией водородсодержащего газа (ВСГ). Условия проведения каталитического риформинга: температура в зоне реакции 475÷480°C, давление 27–28 кгс/см², объемная скорость подачи сырья 1,45 ч⁻¹, циркуляция газа 6,2 моль Н₂/моль сырья. Характеристика гидрогенизата и риформата, а также изменение углеводородного состава сырья и катализата, полученные после реакторов 1–4 каталитического риформинга показаны в *таблице 1*.

Таблица 1 – Изменение группового и индивидуального углеводородного состава бензина каталитического риформинга на разных этапах процесса

Наименование углеводородов	Изменение углеводородного состава бензина		
	в гидрогенизате, после Р-1 гидроочистки	после 1–й ступени риформинга Р-2	после 3–й ступени риформинга Р-4
1	2	3	4
Нормальные парафины:	34,98	24,36	15,81
Н-гексан	6,12	3,74	1,71
Н-гептан	10,91	4,91	0,28
Н-октан	8,03	7,04	0,73
Н-нонан	5,57	4,60	0,75
Изопарафины	25,59	24,29	23,09
2–диметилгексан	2,96	2,64	1,42
4–метилгептан	1,17	1,19	0,44
3–метилнонан	0,69	0,43	-
2–метилнонан	-	0,30	0,29
Нафтеновые:	23,61	9,21	5,54
Метилциклопентан	1,91	0,91	0,75
Циклогексан+ 2–метилгексан	0,62	1,49	2,70
Метилциклогексан	10,40	1,26	0,51
Этилциклогексан	0,54	0,43	-
1,1,3–триметилцикло-гексан	1,57	0,34	-
Алкилциклогексаны C ₁₀	-	0,85	0,60
бутилциклогексан	-	0,66	0,08
Ароматические	10,28	39,32	54,41
Бензол	1,78	2,90	3,75
Толуол	1,96	13,31	22,65
этилбензол	0,50	2,64	2,68
Н-пропилбензол	0,15	1,38	1,41
Неидентифицированные	0,54	2,89	1,13
Октановое число:			
Моторный метод (М.М.)	51	66	88
Исследовательский метод (И.М.)	54	69	92

В предварительном реакторе гидроочистки (Р-1) осуществлялась очистка сырья от гетеросоединений, где доля серы в сырье снижалась до 0,0001% масс. В первом реакторе риформинга (Р-2) нафтены и н-парафины, соответственно, подвергались реакциям дегидрирования и дегидроциклизации с образованием ароматических углеводородов. Содержание гептана и метилциклогексана в сырье составляло, соответственно, 6,12; 10,91 и 10,4, а в катализатах, полученных после реакторов Р-2 и Р-4, содержание их снижается до 1,74; 1,94; 0,56–0,23 и 1,26–1,70% масс. Процесс превращения парафиновых углеводородов C₈–C₉, в отличие от C₆–C₇ в первом реакторе, происходил незначительно, а в третьем реакторе парафиновые углеводороды

почти целиком подвергались реакциям дегидроциклизации, т. е. их содержание снижалось от 6–8 до 0,73–0,75% масс. Образование ароматических углеводородов в первом реакторе происходило в основном за счет дегидрирования шестичленных нафтенов. Во втором реакторе протекает дегидроциклизация парафиновых углеводородов – гептана и частично октана, а в Р-3 процесс протекает на основе алканов, состоящих из C₈–C₉ углеродных атомов и незначительно циклопарафинов [4, 5].

Нафтеновые углеводороды, по сравнению с другими углеводородами, наиболее полно подвергаются реакции дегидрирования и почти на 85–90% после Р-4 превращаются в ароматические углеводороды. Циклопентаны и циклогексаны в основном подвергались реакциям гидроизомеризации, деалкилированию, гидрированию и гидрокрекингу [6].

Групповой углеводородный состав сырья и катализата, полученных из реакторов 1 и 3 каталитического риформинга, показан в *таблице 2*. Сравнительный анализ группового углеводородного состава сырья и продуктов риформинга показывает, что сумма n-парафиновых и нафтеновых углеводородов после каталитического риформинга почти в 3–4 раза меньше, чем в исходном бензине, а концентрация ароматических углеводородов значительно возрастает за счет реакций дегидрирования цикланов и дегидроциклизации парафинов [6]. Также в *таблице 2* представлены общие физико-химические характеристики исходного сырья и катализата, полученного после каталитического риформинга.

Таблица 2 – Физико-химические свойства исходного гидроочищенного бензина (гидрогенизата) и бензина риформинга (катализата)

Показатели	гидрогенизат	катализат
Плотность при 20°C, г/см ³	0,738	0,779
Фракционный состав при следующих температурных параметрах, °C		
Начало кипения (н.к.)	81	35
10% выкипает при	91	58
50% выкипает при	113	100
90% выкипает при	147	151
Конец кипения (к.к.)	173	188
Содержание общей серы, % масс.	0,001	отсутствует
Октановое число:		
моторным методом (М.М.)	53,2	87,5
исследовательским методом (И.М.)	55,1	92,1
Групповой углеводородный состав, % масс.		
Парафиновые	59,9	37,70
в том числе: n-парафины	34,3	15,8
изо-алканы	25,6	21,9
Нафтеновые	28,7	4,8
Ароматические	10,4	57,50

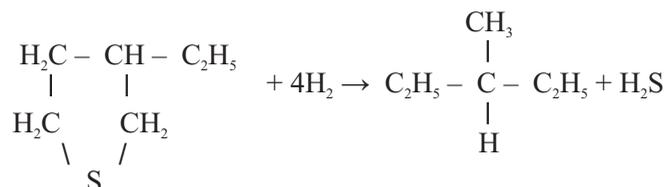
Если в исходном сырье суммарное содержание ароматических углеводородов всего 10,4% масс., то после риформинга их содержание повышается до 57,5% масс. в реакторе Р-2 концентрация ароматических углеводородов повышается от 10,4 до

37,32%, т. е. в 4 раза. Значительное повышение октанового числа бензина после риформинга, по-видимому, происходит за счет увеличения суммы ароматических и изопарафиновых углеводородов в конечном продукте Р-4.

Таким образом, результаты сравнительного изучения индивидуального и группового углеводородного состава сырья и бензина риформинга позволяют установить химизм и механизм процесса и закономерности химического превращения отдельных углеводородов в процессе всех этапов каталитического риформинга [4, 7].

На основе результатов данного исследования предлагается следующая схема химизма процесса предварительной гидроочистки и каталитического риформинга:

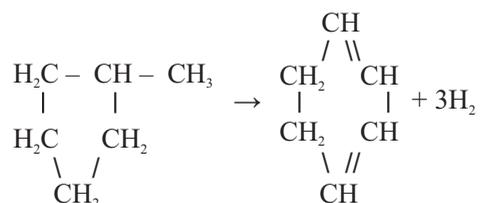
– гидрирование сернистых соединений, в стадии предварительной гидроочистки сырья:



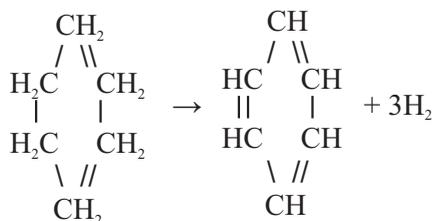
Химизм и механизм реакций в процессе каталитического риформинга основывается на реакциях: дегидроциклизации парафиновых углеводородов, дегидрирования и дегидроизомеризации нафтеновых, изомеризации нафтеновых, изомеризации парафинов на платино-рениевом катализаторе под давлением водорода [4, 6].

Ниже приведены предполагаемые схемы некоторых основных и побочных реакций, происходящих в процессе каталитического риформинга:

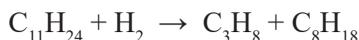
– изомеризация пятичленных нафтенов с последующим дегидрированием:



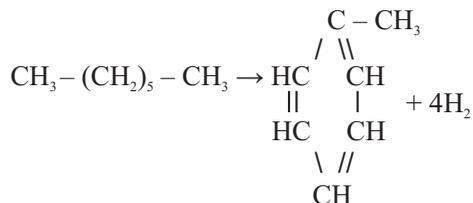
– дегидрирование шестичленных нафтенов



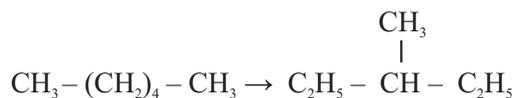
– деструктивная гидрогенизация алканов (гидрокрекинг)



– дегидроциклизация алканов и алкенов с образованием ароматических углеводородов.



– при промотировании Al-Pt-Re-катализатора ионами Cl⁻ происходит изомеризация нормальных алканов [8, 9].



В итоге увеличивается общее количество ароматических и изопарафиновых углеводородов в катализате после конечного реактора P-3.

ВЫВОДЫ

Таким образом, были исследованы физико-химические свойства и индивидуальный углеводородный состав бензиновой фракции нефти месторождений Южного региона Казахстана (Кумколь, Акшабулак, Бектас, Кзылкия, Майбулак, Нуралы). Для повышения детонационной стойкости и с целью получения индивидуальных ароматических углеводородов бензиновой фракции (62–180°C) нефти исследованных месторождений подвергают каталитическому риформингу после их совместной предварительной гидроочистки от сернистых соединений.

В процессе всех этапов каталитического риформинга, химизм и механизм реакций процесса основывается на реакциях: дегидроциклизации парафиновых углеводородов, дегидрирования и дегидроизомеризации нафтеновых, изомеризации нафтеновых и парафиновых углеводородов. В процессе риформинга алканы подвергаются изомеризации, дегидроциклизации и гидрокрекингу. Дегидроциклизация возможна путем дегидрирования алканов до олефинов с последующей циклизацией; C₅-циклизацией на платине через циклический переходный комплекс; дегидрированием алканов в алкены и циклизацией алкенов с образованием аренов. Гидрокрекинг алканов приводит к образованию низкомолекулярных соединений. Циклоалканы также подвергаются изомеризации, дегидрированию до аренов и гидрокрекингу. Дегидрирование может сопровождаться либо одновременной диссоциацией связей C-H, либо последовательным быстрым отщеплением атомов водорода.

Легкие бензиновые фракции целесообразно подвергать каталитической изомеризации. Широкие бензиновые фракции после гидроочистки могут служить в качестве сырья процесса каталитического риформинга для производства компонента

высокооктанового товарного автомобильного бензина и индивидуальных ароматических углеводородов: бензола, толуола, ксилолов, этилбензола, псевдокумола и сырья для нефтехимического синтеза. 

REFERENCES

- [1] Надиров Н.К., Зайкин Ю.А., Калдыгозов А.Е. Технологические перспективы депарафинизации и глубокой переработки высокопарафинистой нефти на Шымкентском НПЗ. *Нефть и газ*. 2012;3:59. [Nadirov N.K., Zaykin Yu.A., Kaldygozov A.E. Technological prospects for dewaxing and deep processing of high-paraffin oil at the Shymkent Oil Refinery. *Neft i gas*. 2012;3:59. (In Russ.)]
- [2] Калдыгозов Е.К., Зайкин Ю.А., Калдыгозов А.Е., Еркебаева Г.Ш. Оптимальные варианты переработки смеси нефти перспективных месторождений Казахстана. *Нефть и газ*. 2014;3:73–80. [Kaldygozov E.K., Zaykin Yu.A., Kaldygozov A.E., Erkebaeva G.Sh. Optimal options for processing a mixture of oil promising fields in Kazakhstan. *Neft i gas*. 2014;3:73–80. (In Russ.)]
- [3] Полякова А.А. *Молекулярный масс-спектральный и хроматографический анализ компонентного состава бензина*. Москва: Химия; 1983. 360 с. [Polyakova A.A. *Molecular mass spectral and chromatographic analysis of the component composition of gasoline*. Moscow: Chemistry; 1983. (In Russ.)]
- [4] Kaldygozov A.E., Kaldygozov E., Pidakhmet A. Study of changes in the hydrocarbon composition of gasoline after each stage reforming reactor. *International journal of chemical science*. 2015; 13(2):875
- [5] Kaldygozov A.E., Shalkharov S.N., Kaldygozov E. [Studying the individual composition of hydrogenate and gasoline for catalytic reforming of Kumkol oil] Trudy 5-oj mezhdunarodnoj nauchno-tehnicheskoy konferencii [Proceedings of the 5th International scientific and technical conference], 2007, p. 235. (In Russ.)]
- [6] Калдыгозов Е.К., Омаралиев Т.О. Изучение индивидуального состава и каталитического риформинга бензиновых фракций некоторых нефтей Казахстана. *Известия Академии наук Каз ССР*. 1985; 4:9–15. [Kaldygozov E.K., Omaraliev T.O. Studying the individual composition and catalytic reforming of gasoline fractions of certain oils of Kazakhstan. *Izvestia Academy of sciences of the Kazakh SSR*. 1985; 4:9–15. (In Russ.)]
- [7] Калдыгозов Е.К., Надиров Н.К., Зайкин Ю.А., Калдыгозов А.Е. Сравнительная характеристика процессов и продуктов каталитического риформинга и радиационно-термического крекинга кумкольской нефти. *Нефть и газ*. 2014;1:61–70. [Kaldygozov E.K., Nadirov N.K., Zaykin Yu.A., Kaldygozov A.E. Comparative characteristics of processes and products of catalytic reforming and radiation-thermal cracking of Kumkol oil. *Neft i gas*. 2014;1:61–70. (In Russ.)]
- [8] Бурсиян Н.Р., Волнухина Н.К., Скорнякова В.Ф. Каталитический риформинг бензинов термического крекинга. *Химия и технология топлив и масел*. 1964;6:5–9. [Bursiyan N.R., Volnukhina N.K., Skornyakova V.F. Catalytic reforming of thermal cracking gasolines. *Chemistry and technology of fuels and oils*. 1964;6:5–9. (In Russ.)]
- [9] Сулимов А.Д. Гидрооблагораживание и риформирование бензинов термических процессов в смеси с прямыми фракциями. *Каталитический риформинг бензинов*. М.: Химия; 1977. С. 25–28. [Sulimov A.D. Water treatment and reforming of gasolines of thermal processes in a mixture with straight-run fractions. *Catalytic reforming of gasolines*. Moscow: Chemistry; 1977. (In Russ.)]

УДК 678.026

DOI. 10.37878.2708–0080/2020.007

АНТИКОРРОЗИОННЫЕ ПОКРЫТИЯ ДЛЯ НЕФТЕПРОВОДОВ



К.С. НАДИРОВ¹,
доктор химических наук, профессор
кафедры «Нефтегазовое дело»



А.А. ЕСЕНТАЕВА¹,
докторант кафедры
«Нефтепереработка и нефтехимия»



Г.Ж. БИМБЕТОВА¹,
кандидат технических наук, профессор
кафедры «Нефтегазовое дело»



М.К. ЖАНТАСОВ¹,
кандидат технических наук, профессор
кафедры «Нефтегазовое дело»

Р.К. НАДИРОВ², кандидат химических наук, профессор кафедры
«Общая и неорганическая химия»

¹Южно-Казахстанский государственный университет им. М. Ауэзова,
Республика Казахстан, 160012, г. Шымкент, пр-т Тауке хана, 5

*Автор для переписки. E-mail: nadirovkazim@mail.ru

² Казахский Национальный университет им. аль-Фараби,
Республика Казахстан, 050040, г. Алматы, пр-т аль-Фараби, 71

Изучены антикоррозионные покрытия, полученные на основе местного сырья, в частности, хлопкового соапстока, минеральных и растительных наполнителей. Композиции получали смешением в лабораторном многофункциональном экструдере.

Исследована адгезия полученного антикоррозионного покрытия, установлено, что антикоррозионные свойства полученного состава повышаются при увеличении концентрации сзвилена (до 15%), растительного наполнителя (до 30–35%), технического углерода (до 8–10 %) и соапстока (до 20%). Изучена морфология полученного композита с добавлением наполнителей. После температурной модификации структура исходной композиции претерпевает изменения, уменьшается диаметр волокон растительного наполнителя.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: *экструзия, соапсток, коррозия, состав, трубопровод, винилацетат, компатибилизатор, гузапая, полиэтилентерефталат.*

МҰНАЙ ҚҰБЫРЛАРЫНА АРНАЛҒАН КОРРОЗИЯҒА ҚАРСЫ ЖАБЫНДАР

К.С. НАДИРОВ¹, химия ғылымдарының докторы, «Мұнай-газ ісі» кафедрасының профессоры»

А.А. ЕСЕНТАЕВА¹, «Мұнай өңдеу және мұнай химиясы» кафедрасының докторанты

Г. Ж. БИМБЕТОВА¹, техника ғылымдарының кандидаты, «Мұнай-газ ісі» кафедрасының профессоры»

М.К. ЖАНТАСОВ¹, техника ғылымдарының кандидаты, «Мұнай-газ ісі» кафедрасының профессоры

Р.К. НАДИРОВ², химия ғылымдарының кандидаты, «Жалпы және бейорганикалық химия» кафедрасының профессоры

¹М. Әуезов атындағы Оңтүстік Қазақстан мемлекеттік университеті,
Қазақстан Республикасы, 160012, Шымкент қ., Тәуке хан даңғылы, 5

²Әл-Фараби атындағы Қазақ ұлттық университеті,
Қазақстан Республикасы, 050040, Алматы қ., Әл-Фараби даңғылы, 71

Жергілікті шикізат негізіндегі, атап айтқанда мақта соапстогі, минералды және өсімдік толтырғыштарымен алынған коррозияға қарсы жабындар зерттелді. Композицияларды зертханалық көпфункционалды экструде араластыру арқылы алдық.

Алынған коррозияға қарсы жабынның адгезиясы зерттелді, алынған құрамның коррозияға қарсы қасиеттері сзвилен (15% – ға дейін), өсімдік толтырғыш (30–35% – ға дейін), техникалық көміртек (8–10% – ға дейін) және соапсток (20% – ға дейін) концентрациясы ұлғайған кезде жоғарылайды. Толықтырғыштарды қосу арқылы алынған композиттің морфологиясы зерттелді. Температуралық түрлендіруден кейін бастапқы композицияның құрылымы өзгерістерге ұшырайды, өсімдік толтырғыш талшықтарының диаметрі азаяды.

НЕГІЗГІ СӨЗДЕР: *экструзия, соапсток, коррозия, құрам, құбыр, винилацетат, компатибилизатор, қозапая, полиэтилентерефталат.*

ANTI-CORROSION COATINGS FOR OIL PIPELINES

K. S. NADIROV¹, doct. chem. sciences, professor of the department of «Oil and gas business»

A.A. YESSENTAYEVA¹, doctoral student of the department of «Petroprocessing and petrochemistry»

G. Zh. BIMBETOVA¹, cand. techn. sciences, professor of the department of «Oil and gas business»

M. K. ZHANTASOV¹, cand. techn. sciences, professor of the department of «Oil and gas business»
R. K. NADIROV², cand. chem. sciences, professor of the department of «General and inorganic chemistry»

¹M. Auezov South Kazakhstan State University,
 Tauke Khan Avenue, 5 Shymkent, 160012, Republic of Kazakhstan

²Al-Farabi Kazakh National University,
 Republic of Kazakhstan, 050040, Almaty, Al-Farabi Avenue, 71

The anti-corrosion coatings obtained on the basis of local raw materials, in particular, cotton soap stock, mineral and vegetable fillers, were studied. The compositions were prepared by mixing in a laboratory multifunctional extruder.

The adhesion of the obtained anticorrosion coating was investigated; it was found that the anticorrosive properties of the obtained composition increase with increasing concentrations of sevilen (up to 15%), plant filler (up to 30–35%), carbon black (up to 8–10%) and soapstock (up to 20%). The morphology of the obtained composite with the addition of fillers was investigated. After temperature modification, the structure of the initial composition undergoes changes, the diameter of the fibers of the vegetable filler decreases.

KEY WORDS: extrusion, soapstock, corrosion, composition, pipeline, vinyl acetate, compatibilizer, guzapaya, polyethylene terephthalate.

Известно, что убытки, наносимые ежегодно трубопроводному транспорту углеводородов коррозией, значимы [1–3]. Во всех промышленно-развитых странах они составляют 5–10% от национального дохода страны. Основные потери от коррозии – преждевременный выход из строя металлоконструкций, стоимость изготовления которых значительно больше стоимости использованного металла. Не менее важной и затратной является проведение комплекса мероприятий по борьбе с коррозией. Для обеспечения долговечности и безаварийности работы трубопроводов разработана и внедрена система их противокоррозионной защиты [4]. Как показывает анализ состояния имеющихся трубопроводов, одной из главных проблем трубопроводов для транспортирования нефти является относительно небольшой срок службы используемых изоляционных материалов по сравнению со сроком службы трубопровода. Несмотря на значительные усилия ученых в борьбе с коррозией, разработка эффективных способов защиты действующих магистральных трубопроводов от коррозионного разрушения до сих пор остается одной из главных задач трубопроводного транспорта [5, 6].

В настоящее время интенсивность инновационной деятельности во многом отражается на уровне экономического развития: в глобальной конкуренции выигрывают те страны, которые обеспечивают благоприятные условия для инноваций.

С наиболее инновационной точки зрения надежности является изоляция труб, представляющая собой двухслойные или трехслойные полимерные конструкции на основе полиолефинов и полиэпоксидов. Имеющиеся отечественные материалы для производства антикоррозионных защитных материалов до настоящего времени все еще не получили широкого распространения при защите от коррозии ответственных

трубопроводов. Одним из путей решения этой задачи является разработка новых материалов антикоррозионного назначения на базе отечественного сырья [7–9].

Основная проблема, возникающая при попытке повышения механических характеристик полиолефинов введением наполнителей, связана с необходимостью обеспечения передачи усилия от полимерной матрицы к внедренным в нее частицам наполнителя. Для достижения этого эффекта частицы наполнителя должны равномерно распределиться в полимерной матрице. Не все наполнители позволяют получить достаточно однородную систему с равномерным распределением частиц в материале. Для этого нужна специальная обработка для улучшения совместимости частиц наполнителей с полимером и их равномерного распределения по всей матрице [10].

В данной работе введение компаундирующих материалов осуществлялось в состав измельченного пластика – полиэтилентерефталата (ПЭТ), который накапливается в больших объемах в составе твердых бытовых отходов. Введение компаундирующих материалов в состав измельченного пластика необходимо для улучшения его свойств: ударной вязкости, теплостойкости, модуля упругости, прочности, увеличения сопротивления образованию поверхностных трещин. В качестве наиболее эффективного компатибилизатора был использован сополимер этилена с винилацетатом (сэвилен) марки 11104–030 [11, 12].

В составе антикоррозионного состава были использованы наполнители: гузая, технический углерод, оксид алюминия, а также вяжущая добавка – хлопковый soapstock, остальное – измельченный пластик (полиэтилентерефталат).

Полиэтилентерефталат (ПЭТ), наиболее распространенный представитель класса полиэфиров, известен под разными фирменными названиями. Продукт поликонденсации этиленгликоля с терефталевой кислотой; твердое, бесцветное, прозрачное вещество в аморфном состоянии и белое, непрозрачное в кристаллическом состоянии [13]. Следует отметить, что утилизация ПЭТ–продукции, т. е. пластиковой тары также связана с серьезными затратами, так как накопление этого материала приводит к загрязнению окружающей среды. Использованный пластик не разрушается полностью, а распадается на миниатюрные сегменты, которые попадают к обитателям морей и океанов. Нами был использован пластик измельченный ПЭТ как наполнитель для получения состава композиционного покрытия.

Хлопковый soapstock – побочный продукт щелочной рафинации масла хлопчатника, который содержит в своем составе от 30 до 60% глицеридов, свободных жирных кислот, в том числе госсипол и его производные. Цвет от темно-коричневого до темно-желтого с сероватым оттенком, консистенция при температуре 20°C от жидкой до мазеобразной. Часть вырабатываемого soapstock осветляется путем разложения жиров с последующей вакуумной дистилляцией полученных сырых жирных кислот. Однако чаще перерабатывающие масло предприятия отгружают soapstock в сыром виде, при этом возникают заметные экологические проблемы [14, 15].

Технический углерод (сажа) – высокодисперсный продукт неполного сгорания углеводородов, главным образом состоящий из углерода (более 90%). Средний диаметр частиц (сферической формы) 10–40 нм, плотность 1,80–1,95 г/см³. Применяется в качестве наполнителя резин и пластмасс [16, 17].

С целью рецептурной модификации исходной смеси композита полимерные композиции были получены смешением в расплаве в лабораторном многофункциональном экструдере.

Производительность зоны питания экструдера зависит от свободного объема между двумя витками и от равномерности подачи материала. В экструдере происходят процессы: захват материала и предварительный разогрев; пластификация (разогрев и агломерация); дегазация расплава; полное расплавление; гомогенизация и выталкивание массы.

Таким образом, в экструдере эффективно осуществляются процессы сдвига, вальцевания и перетирания материала.

После смешения всех компонентов в лабораторном экструдере и остывания композита образцы полученного материала измельчали с помощью ножевой мельницы. Измельченный материал подвергали прессованию с помощью ручного гидравлического пресса с электронным блоком для нагрева плит. Прессование проводили при температуре 150°C и нагрузке 7 кН в течение 3 мин с быстрым охлаждением. В результате были получены пленочные образцы круглой формы диаметром 10 см, толщиной около 100 мкм.

Влияние различных наполнителей на теплофизические свойства полиэтиленовой матрицы оценивали методом дифференциальной сканирующей калориметрии.

Результаты и обсуждение. Для изучения процессов, связанных с физическими переходами, образцы подвергались плавлению. Пленочные образцы были получены методом термопрессования с быстрым охлаждением. При быстром охлаждении преимущественно образуются мелкие кристаллиты. В связи с этим, после первого плавления в материалах при медленном охлаждении образовались более крупные и совершенные кристаллиты, температура плавления которых выше, чем у мелких кристаллитов. Полученные данные свидетельствуют о том, что используемые наполнители оказывают определенное влияние на процесс кристаллизации. По-видимому, вводимые наполнители выступают в качестве зародышей кристаллизации, поэтому степень кристалличности материалов с наполнителями выше, чем у чистого полимера, при этом наблюдается прямо пропорциональная зависимость между концентрацией наполнителя и измеряемым параметром. При увеличении концентрации растительного наполнителя выше 20 масс.%, установленные зависимости сохраняются, однако пластичность полученного материала и его прочность значительно снижаются. Установлено, что степень кристалличности наполненных композитов различна, что обусловлено различной степенью дисперсности растительных наполнителей.

На основании полученных результатов был предложен эффективный состав полимерных композиций, масс. %: сэвилен (СЭВА); соапсток; гузапая; технический углерод; ПЭТ измельченный – остальное.

Идентификация продуктов рецептурной модификации ПЭТ проводилась с помощью ИК-спектроскопии на приборе ИК-Фурье-спектрометре ShimadzuIRPrestige-21 в интервале волновых чисел 4000–500 см⁻¹, с приставкой нарушенного полного внутреннего отражения (НПВО) Miracle фирмы *PikeTechnologies*.

ИК-спектры хлопкового мыла после нейтрализации 5%-ным раствором серной кислоты представлены на *рисунке 1*.

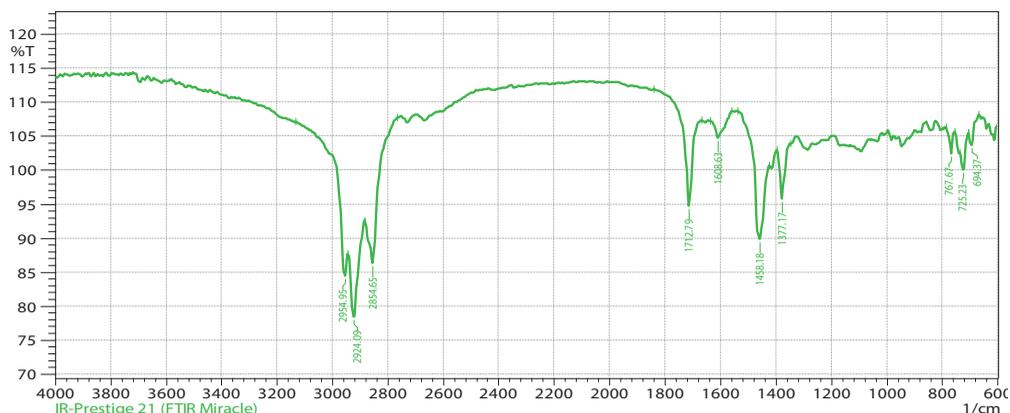


Рисунок 1 – ИК-спектры нейтрализованного мыла

В ИК-спектрах хлопкового мыла наблюдаются интенсивные полосы поглощения в интервале частот 2800–3000 см⁻¹, которые можно отнести к валентным (ν) колебаниям С–Н связи в группе CH₃ (2954 см⁻¹) и CH₂-групп (2924 и 2854 см⁻¹). Эти группы присутствуют, главным образом, в молекулах госсипола и его производных, а также свободных жирных кислот.

В ИК-спектре полученного композиционного состава (*рисунке 2*) при температуре 180°C деформационным (δ) колебаниям С–Н связей этих групп соответствуют полосы с максимумами при 1454 см⁻¹ ($\delta_{\text{ассим.}} \text{CH}_3$), а также 1373 см⁻¹ ($\delta_{\text{симм.}} \text{CH}_3$ и CH₂). Пик в области 1725–1705 см⁻¹, который относится к жирной кислоте, у кото-

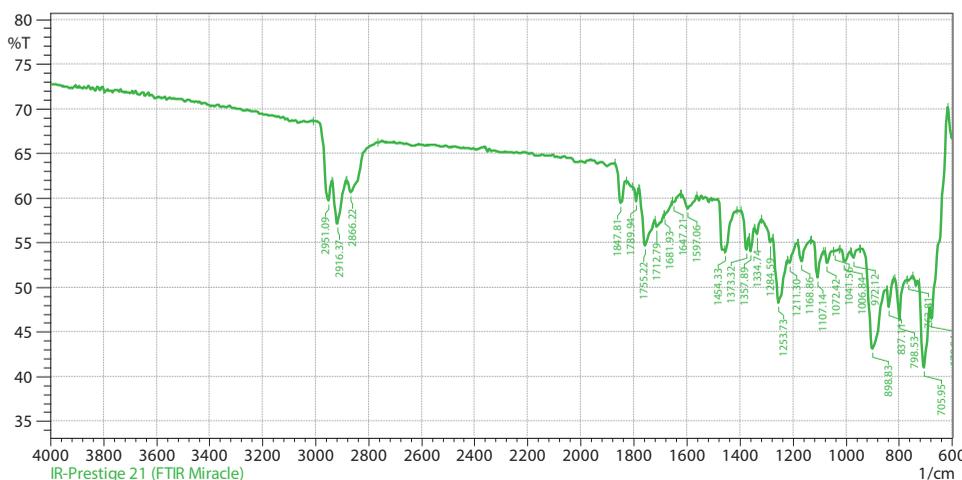


Рисунок 2 – ИК-спектр композиционного состава, полученного в лабораторном экструдере

рой двойная связь находится не в α и β положениях, значительно уменьшается в образце продукта синтеза. Увеличение интенсивности поглощения с 78 до 54% в области полос 1300–2800 см^{-1} , принадлежащих нафталиновым ядрам госсипола и его производных свидетельствуют о частичной конверсии его в данной смеси. В результате термической обработки компонентов в целом наблюдается изменение интенсивности в интервале полос поглощения от 700 до 1750 см^{-1} . Заметно, что в модифицированном продукте появляются дополнительные пики при 1800–1900 см^{-1} .

Далее был изучен процесс термического окисления композитов с наполнителями и соапстоком в твердом состоянии, т. е., при температуре ниже температуры плавления полиэтилентерефталата. Исследование кинетики окисления проводили при 110°C и давлении кислорода 500 мм рт. ст. на манометрической установке с поглощением летучих продуктов окисления гидроксидом калия [18]. Установлено, что на процесс окисления оказывает влияние концентрация наполнителя в смеси композиции. Полученные результаты по окислению в твердой фазе (рисунок 3) свидетельствуют о том, что чем меньше плотность наполнителя, тем интенсивнее происходит окисление композиций. Судя по всему, скорость и интенсивность окисления связана со структурой композита, рыхлый наполнитель приводит к лучшей проницаемости материала, что вызывает увеличение скорости окислительной деструкции. Большие значения концентрации наполнителя способствуют увеличению скорости окислительной деструкции. Отсюда можно сделать вывод о том, что при окислении в жидкой фазе скорость процесса определяется химическим составом композиций, а при твердофазном окислении основную роль играет морфология (структура) всех исследованных материалов.

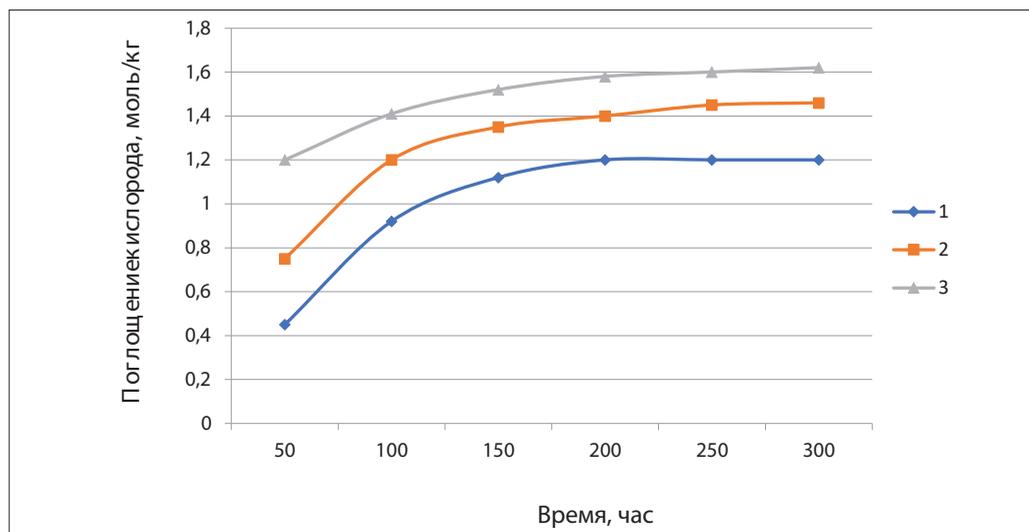


Рисунок 3 – Зависимость скорости окисления композитов при температуре 110°C и давлении кислорода 500 мм рт. ст. в зависимости от содержания растительного наполнителя. Состав композита, масс. %: сэвилен – 8; соапсток – 20; ПЭТ измельченный – остальное. Содержание растительного наполнителя (гузапая), масс. %: 1 – 15; 2 – 25; 3 – 35.

Полученные зависимости незначительно меняются при введении сэвилена, термическая устойчивость композита незначительно повышается при введении наполнителей. В тоже время термогравиметрический анализ чистых наполнителей свидетельствует об их меньшей устойчивости к повышенной температуре и уже при температуре выше 400°C они практически полностью разлагаются. Можно утверждать, что в составе полиэтиленового композита происходит повышение термоустойчивости за счет образования новых прочных связей и изменения структуры материала в целом, причем при отсутствии в составе композита соапстока этот эффект не наблюдается.

Как видно, из данных *рисунка 4*, с повышением концентрации наполнителей теплостойкость композита по Вика повышается. Известно, что теплостойкость зависит от гибкости цепи полимера, очевидно, что при введении мелкодисперсных частиц наполнителя в полиэтиленовую матрицу гибкость цепи макромолекул полимера уменьшается, что приводит к повышению теплостойкости композитов. Повышение теплостойкости полимеров при введении наполнителей обусловлено также тем, что добавки являются достаточно устойчивыми к указанным температурам. Заметное влияние на теплостойкость, оказывает природа минерального наполнителя. Растительный наполнитель – гузапая (*кривая 3*), повышает теплостойкость, а затем, при значениях более 40% происходит заметное снижение теплостойкости, что связано, по мнению авторов, с изменениями, происходящими в структуре наполнителя при температурах более 140°C. Технический углерод повышает этот показатель на 17–21% (2), оксид алюминия – только на 5–7% (1).

Исследована адгезия для систем типа «наполнители–сэвилен–соапсток» в разных сочетаниях и вариациях. Полученные данные свидетельствуют о повышении адгезии при увеличении концентрации сэвилена до 15%. Увеличение концентрации

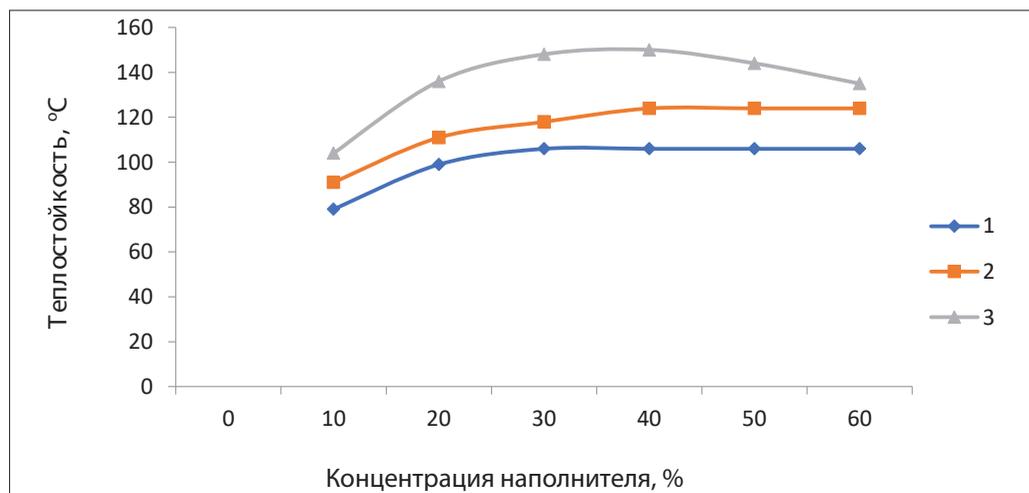


Рисунок 4 – Влияние концентрации наполнителей на теплостойкость композитов состава. Состав композита, масс. %: сэвилен (СЭВА) – 8–12; соапсток – 15–20; ПЭТ измельченный – остальное: 1 – оксид алюминия; 2 – технический углерод; 3 – гузапая

растительного наполнителя также повышает адгезию, но только до содержания наполнителя в 30–35%. Технический углерод вызывает повышение адгезии при концентрации 8–10 масс.%. Добавка соапстока дополнительно повышает адгезию на 10–15%. Как было показано выше, изменение количества наполнителей, компатибилизатора и стабилизатора приводит к изменению характера межмолекулярных взаимодействий. В исследованных системах наблюдаются зоны внутренней пластификации, связанные с изменением объема узлов структурной решетки, и внешней пластификации, непосредственно связанной с увеличением расстояния между узлами (таблица 1).

Таблица 1 – Влияние состава композиции на величину адгезии к стали

Состав композиции					Адгезия, Н/м ²		
Содержание компонента, масс.%							
Наполнитель			Сэвилен	Соапсток			
ПЭТ	Гузапая	Технический углерод					
+	–		–	–	1427		
+	–	–	2	–	1496		
+			4	–	1546		
+			8	–	1880		
+			12	–	1890		
+			15	–	1985		
+			10	–	8	–	1809
+	20	–	1895				
+	30	–	1904				
+	40	–	1900				
+	50	–	1678				
+	35	1	1909				
+		5	1935				
+		10	1940				
+		15	2014				
+		20	2020				
+	35	5	8			20	1950
+		8					2242
+		10					2135

Было определено, что плотность композиционных материалов составляет около 1,02–1,11 г/см³ в зависимости от вида наполнителя, что выше плотности чистого полиэтилена (0,95 г/см³). Очевидно, данный эффект объясняется более компактной структурой аморфной фазы композита, включающей наполнитель. Введение СЭВА в композицию существенного влияния на плотность не оказывает.

На рисунке 5 представлена морфология полученного композита с добавлением минерального и растительного наполнителя: исходной смеси (1) и после температурной модификации (2). После температурной модификации структура исходной композиции претерпевает изменения, волокна, принадлежащие растительному наполнителю (гузапая) становятся значительно меньше.

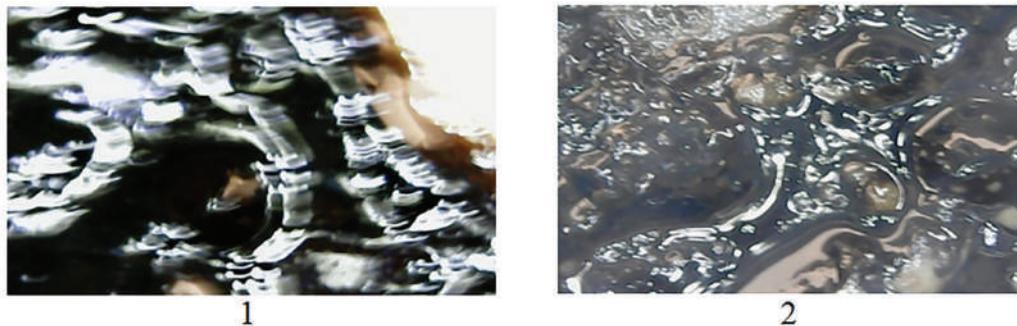


Рисунок 5 – Морфология полученного композита с добавлением минерального и растительного наполнителя: 1 – исходной смеси; 2 – после модификации

Таким образом, была разработана технология получения нового композиционного материала для защиты от коррозии нефтепроводов (масс.%): сэвилен (СЭВА) – 8–12; соапсток – 15–20; гузапая – 30–35; технический углерод – 8–10; остальное ПЭТ измельченный. Антикоррозийная эффективность подобранного композиционного состава будет дана в следующем сообщении. 📌

REFERENCES

- [1] Бородавкин П.П. *Подземные магистральные трубопроводы*. Москва: Недра; 1998. 84 с. [Borodavkin P.P. *Underground main pipelines*. Moscow: Nedra; 1998. (In Russ.)].
- [2] Кутуков С.Е. *Информационно-аналитические системы магистральных трубопроводов*. Москва: СИП РИА; 2002. 324 с. [Kutukov S.E. *Underground main pipelines*. Moscow: Nedra; 1998. (In Russ.)].
- [3] Коршак А.А., Махмотов Е.С. *Магистральные трубопроводы*. Уфа: ДизайнПолиграфСервис; 2008. 448 с. [Korshak A.A., Makhmotov E.S. *Main pipeline*. Ufa: Dizajn Poligraf Servis; 2008. (In Russ.)].
- [4] Yermakov A.V. [Actual problems of anticorrosive protection in industry]. Materialy 6 mezhotraslevoj konferencii «Antikorrozionnaya zashchita – 2015» [Materials of the sixth inter- Industry conference «Anti-corrosion protection–2015»]. Moscow, 2015, p. 70 (In Russian.)
- [5] Конев А.В., Маркова Л.М., Иванов В.А., Новоселов В.В. и др. *Противокоррозионная защита магистральных трубопроводов и промысловых объектов*. Тюмень: ТюмГНГУ; 2003. 211 с. [Konev A.V., Markova L.M., Ivanov V.A., Novoselov V.V. and others. *Anticorrosive protection of main pipelines and field facilities*. Tyumen: TyumGNGU; 2003. (In Russ.)].
- [6] Vereshchagin T.S. [Corrosion protection of the tank farm and oil and gas equipment]. Mezhdunarodnaya vystavka-kongress tekhnologij, oborudovaniya i materialov antikorroziionnoj zashchity «Zashchita ot korrozii – 2015». [International Exhibition and Congress of technologies, equipment and materials for corrosion protection. “Corrosion Protection 2015”]. Sankt Peterburg, 2015. (In Russian)
- [7] Протасов В.Н. О полимерных покрытиях как перспективном направлении повышения эффективности, надежности, безопасности и технологичности разнообразных элементов нефтегазового оборудования. *Коррозия территории «Нефтегаз»*.

- 2015;1(30):69–78. [Protasov V.N. On polymer coatings as a promising direction for increasing the efficiency, reliability, safety and manufacturability of various elements of oil and gas equipment. *Korroziya Territorii "Neftegaz"*. 2015;1(30):69–78. (In Russ.)].
- [8] Liberovskaya O.V. [Ascotec's new anti-corrosion additives for industrial coatings]. Trudy 6 mezhotraslevoj konferencii «Antikorroziionnaya zashchita – 2015» [Materials of the sixth intersectoral conference "Corrosion Protection – 2015"], 2015, p. 70. (In Russian)
- [9] Надиров К.С., Жантасов М.К., Сақыбаев Б.А., Бимбетова Г.Ж., Орынбасаров А.К. Современное состояние антикоррозионных покрытий трубопроводов и оборудования химической промышленности. Шымкент: Алем; 2017. 264 с. [Nadirov K.S., Zhantasov M.K., Sakybayev B.A., Bimbetova G.Zh., Orynbasarov A.K. *Current state of anticorrosion coatings of pipelines and equipment of the chemical industry*. Shymkent: Alem; 2017. (In Russ.)].
- [10] Кахраманлы Ю.Н. *Несовместимые полимерные смеси и композиционные материалы на их основе*. Баку: ЭЛМ; 2013. 152 с. [Kakhramanly Yu.N. *Incompatible polymer mixtures and composite materials based on them*. Baku: ELM; 2013. (In Russ.)].
- [11] Bentiss F., Lagrenee M., Traisnel M., Hornez J. C. The corrosion inhibition of mild steel in acidic media by a new triazole derivative. *Corrosion Science*. 1999;41(4):789–803.
- [12] Чайников Н.А., Беляев П.С., Мозжухин А.Б., Жариков В.В. *Ресурсосберегающие технологии изготовления металлополимерных материалов*. Тамбов: ТГТУ; 2003. 80 с. [Chaynikov N.A., Belyayev P.S., Mozhukhin A.B., Zharikov V.V. *Resource-saving technologies for the manufacture of metal-polymer materials*. Tambov: TGTU; 2003. (In Russ.)].
- [13] Травень В.Ф. *Органическая химия*. М.: Академкнига; 2004. 727 с. [Traven' V.F. *Organic chemistry*. Moscow: Akademkniga; 2004. (In Russ.)].
- [14] Адилов О.К., Джиянбаев С.В., Каршибаев Ш.Э., Кулмурадов Д. И., Самиев Х. Х. Вторичные продукты масложирового производства. *Молодой ученый*. 2015;2:118–121. [Adilov O.K., Dzhiyanbayev S.V., Karshibayev SH.E., Kulmuradov D.I., Samiyev Kh.Kh. Secondary products of oil and fat production. *Molodoy uchenyy*. 2015;2:118–121. (In Russ.)].
- [15] Надиров К.С. *Получение госсипола и его производных при переработке семян и масла хлопчатника*. Шымкент: ЮКГУ им. М. Ауэзова. Алем; 2012. 115 с. [Nadirov K.S. *Obtaining gossypol and its derivatives in the processing of seeds and cottonseed oil*. Shymkent: YUKGU im. M. Auyezova. Alem; 2012. (In Russ.)].
- [16] Попов Г.В., Игуменов Т.И., Клейменова Н.Л., Горячева Т.П., Мещерякова Д.В. Изучение свойств полимерных композиций с использованием фуллеренсодержащего технического углерода. *Вестник Тамбовского государственного технического университета*. 2007;13(4):951–953. [Popov G.V., Igumenov T.I., Kleymenova N.L., Goryacheva T.P., Meshcheryakova D.V. Study of the properties of polymer compositions using fullerene-containing carbon black. *Vestnik Tambovskogo gosudarstvennogo tekhnicheskogo universiteta*. 2007; 13(4):951–953. (In Russ.)].
- [17] Кнунянц И.Л. *Химический энциклопедический словарь*. М.: Советская энциклопедия; 1983. 792 с. [Knunyants I.L. *Chemical encyclopedic dictionary*. Moscow: Sovetskaya entsiklopediya; 1983. (In Russ.)].
- [18] Pantyukhov P.V. *Osobennosti struktury i biodestruktsiya kompozitsionnykh materialov na osnove polietilena nizkoj plotnosti i rastitel'nykh napolniteley*. Diss. kand. chim. Nauk [Features of the structure and biodegradation of composite materials based on low density polyethylene and vegetable fillers. Cand. chim. sci. diss.]. Moscow, 2013. 25 p.

UDK 542.946.7; 543.272.75
DOI. 10.37878.2708–0080/2020.008

CATALYTIC TECHNOLOGIES FOR INCREASING QUALITY OF MOTOR FUELS



A.T. MASSENOVA¹,
Doctor of chemical sciences, Head of Lab.
of Catalytic synthesis



M.K. KALYKBERDIYEV¹,
PhD student, junior research worker



D.Sh. KASSENOVA¹,
Candidat of chemical sciences,
senior research worker



Kh. MAKANOV²,
undergraduate

¹ JSC «Institute of Fuel, Catalysis and Electrochemistry named after D.V. Sokolski»,
Republic of Kazakhstan, 050010, Almaty, 142 Kunaev str.

²Atyrau University of Oil and Gas,
Republic of Kazakhstan, 060000, Atyrau, 1 Azattyk str.

*Автор для переписки. E-mail: almasenova@mail.ru

The aim of the work was to study the process of hydrodearomatization and alkylation of gasoline fractions under increased hydrogen pressure. It has been used Rh-Pt (9:1)/Al₂O₃ catalyst in the work. It has been studied the hydrogenation of three gasoline fractions of «Atyrau Oil Refinery» LLP and Pavlodar Petrochemical Plant LLP. Technological parameters of the process of hydrodearomatization for the production of environmentally friendly fuels, containing no benzene and low in aromatic hydrocarbons have been worked out (pressure, temperature). Data on group composition of organic substances in gasolines demonstrate that after catalytic hydrogenation benzene in final samples of two fractions is absent. For hydrogenizate, the aromatic content decreased from 11.12 weight % to 2.20 weight %. For stable catalysate, the amount of aromatics decreased from 51.5 weight % to 10.96 weight %. Catalytic systems based on zeolites ZSM5 and Y modified with Mg, La, and Ce were tested during the alkylation of 2 gasoline fractions of Atyrau Oil Refinery LLP. It was established that benzene fractions was removed by 30–37% from gasoline and the content of aromatic hydrocarbons, toluene and cumene decreased by 6–10%. The catalysts were studied by BET, porometry and EM methods, which established a uniform formation of nanoscale particles on the catalyst surface.

KEY WORDS: catalysts, hydrogenation, hydrodearomatization, alkylation, aromatic hydrocarbons, benzene, gasoline.

КАТАЛИТИЧЕСКИЕ ТЕХНОЛОГИИ ПОВЫШЕНИЯ КАЧЕСТВА МОТОРНЫХ ТОПЛИВ

А.Т. МАСЕНОВА¹, доктор химических наук, зав. лабораторией каталитического синтеза им. Ф.Бижанова

М.К. КАЛЫКБЕРДИЕВ¹, докторант, младший научный сотрудник

Д.Ш. КАСЕНОВА¹, кандидат химических наук, старший научный сотрудник

Х.МАКАНОВ², магистрант

¹АО «Институт топлива, катализа и электрохимии им. Д.В. Сокольского»,
Республика Казахстан, г. Алматы, Кунаева, 142

²Атырауский университет нефти и газа,
Республика Казахстан, г. Атырау, пр. Азаттык, 1

Целью работы являлось изучение процессов гидродеароматизации и алкилирования бензиновых фракций. В работе использовался Rh-Pt(9:1)/Al₂O₃ катализатор. Изучено гидрирование и алкилирование трех бензиновых фракций ТОО «Атырауский нефтеперерабатывающий завод» и ТОО «Павлодарский нефтехимический завод». Отработаны технологические параметры процесса гидродеароматизации и алкилирования для производства экологически чистых топлив, не содержащих бензол и с низким содержанием ароматических углеводородов (давление, температура). Данные по групповому составу органических веществ в бензинах свидетельствуют о том, что после каталитического гидрирования бензол в конечных пробах двух фракций отсутствует. Для гидрогенизата содержание ароматических углеводородов снизилось с 11,12 мас.% до 2,20 мас.%. Для стабильного катализата количество ароматических углеводородов уменьшилось с 51,5 мас.% до 10,96 мас.%. Каталитические системы на основе цеолитов ZSM5 и Y, модифицированных Mg, La и Ce испытаны в процессе алкилирования 2 бензиновых фракций АНПЗ. Установлено, что бензол из бензиновых фракций был удален на 30–37%, а содержание ароматических углеводородов, толуола и кумола снизилось на 6–10%. Катализаторы исследованы методами БЭТ, порометрии и ЭМ, которые установили равномерное образование на поверхности катализаторов наноразмерных частиц.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: катализаторы, гидрирование, гидродеароматизация, алкилирование, ароматические углеводороды, бензол, бензин.

МОТОР ОТЫНДАРЫНЫҢ САПАСЫН АРТТЫРУҒА АРНАЛҒАН КАТАЛИТИКАЛЫҚ ТЕХНОЛОГИЯЛАР

А.Т. МАСЕНОВА¹, химия ғылымдарының докторы, Ф. Бижанов атындағы каталитикалық синтез зертханасының меңгерушісі.

М.К. КАЛЫКБЕРДИЕВ¹, КБТУ докторанты, кіші ғылыми қызметкер

Д.Ш. КАСЕНОВА¹, химия ғылымдарының кандидаты, аға ғылыми қызметкер

Х.МАКАНОВ², магистрант

¹«Д.В. Сокольский атындағы жанармай, катализ және электрохимия институты» АҚ, Қазақстан Республикасы, Алматы қаласы, Қонаев көшесі 142

²Атырау мұнай және газ университеті, Қазақстан Республикасы, Атырау қаласы, Азаттық даңғылы 1

Жұмыстың мақсаты – бензин фракцияларын сутектендіру және алкилдеу процесінде сутегінің жоғары қысымында зерттеу. Жұмыс барысында Rh-Pt(9:1)/Al₂O₃ катализаторы қолданылды. ЖШС «Атырау мұнай өңдеу зауытының» және «Павлодар мұнайхимия зауытының» ЖШС бензин фракцияларын сутектендіру процесі зерттелінді. Құрамында бензол жоқ және төмен мөлшердегі хош иісті көмірсутектері бар экологиялық таза жанармайлар өндіру үшін гидродеароматизация процесінің технологиялық параметрлері жасалынды (қысым, температура). Жанармайдағы органикалық қосылыстардың топтық құрамының көрсеткіштері бойынша каталитикалық сутектендіру процесінен соң бензол компоненті екі бензин фракцияларының құрамынан толығымен жойылды. Гидрогенизат фракциясы бойынша хош иісті көмірсутектер мөлшері 11,12 мас. %-дан 2,20 мас. %-ға дейін төмендеді. Тұрақты катализат фракциясы бойынша хош иісті көмірсутектер мөлшері 51,5 мас. %-дан 10,96 мас. %-ға дейін төмендеді. Mg, La және Ce-мен модификацияланған ZSM5 және Y цеолиттеріне негізделген каталитикалық жүйелер ЖШС «Атырау мұнай өңдеу зауытының» 2 бензин фракциясын алкилдеу кезінде сыналды. Бензин фракцияларынан бензол 30–37% -ға дейін төмендеді, ал хош иісті көмірсутектер, толуол және кумол 6–10%-ға дейін төмендегені анықталды. Катализаторлар БЭТ әдісі, порометрия және электрондық микроскопта зерттелінді.

НЕГІЗГІ СӨЗДЕР: катализаторлар, сутектендіру, гидродеароматизация, алкилдеу, хош иісті көмірсутектер, бензол, бензин.

Technical progress in various fields of engineering, operating machinery and the laws on the protection of the biosphere are tightening requirements for the quality of fuels and oils. Continuously deteriorating environmental conditions in the world dictate the need of exploitation of environmentally friendly and high-quality fuel [1]. The quality of fuels largely depends on the hydrocarbon composition. Aromatic hydrocarbons in fuels are represented by monoaromatic compounds: benzene, toluene, xylene isomers and polyaromatic ones – naphthalene, tetraline and other condensed aromatic compounds.

The sources of benzene in automotive gasoline at the modern refinery are the following components: catalytic reforming gasoline – 78.2%; catalytic cracking gasoline residue – 10.2%; light hydrocracking gasoline – 10.9%; coking gasoline – 0.7%. At reforming plants 58% aromatics are formed and the benzene content can exceed 3%.

However, these compounds are the most toxic of all hydrocarbon groups; they form toxic substances at combustion. Particularly dangerous is benzene, which forms benzopyrene during combustion, which, according to its degree of toxicity, belongs to the first hazard class with a maximum permissible concentration of 0.000001 mg/m^3 and it is a strong carcinogen. When 1 liter of gasoline is burned, benzopyrene is formed up to $81 \text{ }\mu\text{g}$ in the exhaust gases, and up to $170 \text{ }\mu\text{g}$ in case of liter of diesel fuel. According to gasoline standards EURO-6 the content of benzene must be less than 0.1%, and aromatic hydrocarbons is 11%.

Benzene reduction in reforming products is possible by the following methods [2–4]:

- hydrogenation of benzene with the formation of cyclohexane, leading to some decrease in the octane number of the component;
- extraction of pure benzene, cost-effective only with its further effective use;
- alkylation with low molecular weight olefins, which allows not only to solve the problem of benzene removal, but also to increase the yield of the target high-octane component;
- hydroisomerization of benzene to cyclohexane followed by isomerization to methylcyclopentane with a slight increase in the octane number and yield of the target component;
- transalkylation of benzene and aromatic hydrocarbons C_9+ , leading to a decrease in the yield of the target product;
- fractionation of the reformat to obtain a set of fractions, then mixed in various proportions to achieve the desired result,
- reforming + hydroisomerization of benzene – hydrogenation of benzene to cyclohexane followed by isomerization to methylcyclopentane (RIGIZ).

The authors of RIGIZ [1] explain the benefits of hydroisomerization of cyclohexane to methylcyclopentane with a higher octane number of the latter 92, while cyclohexane has 88 units.

The most effective methods for improving the operational properties of fuels, in our opinion, are their hydrodearomatization and alkylation in the presence of effective catalysts. Catalytic hydrogenation and alkylation of aromatic hydrocarbons allows to change the chemical structure of hydrocarbons in the right direction and to improve the operational characteristics of motor fuels [5–9].

In industry, for the hydrogenation processes, both catalysts based on metals of group VIII and sulfide are used, but in the latter, the hydrogenation of benzene and aromatic hydrocarbons is carried out under more severe conditions. For industrial alkylation processes, catalysts based on different zeolites are used.

The aim of this work is to study the catalytic hydrodearomatization and alkylation of three gasoline fractions of Atyrau Oil Refinery LLP and Pavlodar Petrochemical Plant LLP in order to reduce the content of benzene and aromatic hydrocarbons on supported catalysts based on group VIII metals and alkylation on zeolite-containing catalysts.

The tests of the catalysts in the process of hydrodearomatization and alkylation were carried out on an autoclave of Amar Equipment Ltd and Finetech 4000, intended for hydrogenation processes with heating and under hydrogen pressure above atmospheric. Analysis of the reaction products was carried out on a Crystallux-4000M chromatograph: Zebron ZB-1 column filled with dimethylsiloxane, column length 30 mm, column diameter

0.53 mm. The hydrodearomatization products of gasoline fractions were also studied by IR spectroscopy.

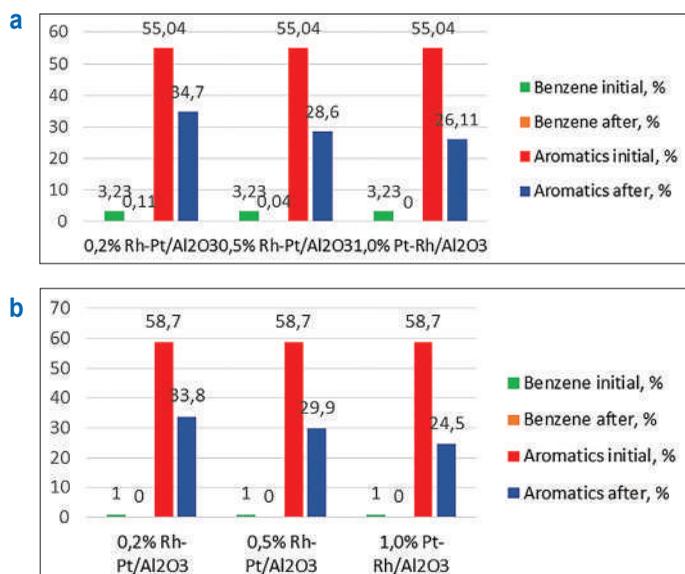
The process of hydrodearomatization of two gasoline fractions was studied: Stable catalysate AOR (Atyrau Oil Refinery LLP) and Stable catalysate PPP (Pavlodar Petrochemical Plant LLP) on the prepared Rh-Pt/Al₂O₃ catalysts. The content of benzene and aromatic hydrocarbons in different gasoline fractions is given in *table 1*. The aromatics content is high, because these fractions after reforming.

Table 1 – Content of benzene and aromatic hydrocarbons in the gasoline fractions of AR LLP and POCR LLP

Name of fraction	Content of benzene, mass%	Content of aromatics, mass%
Stable catalysate AOR	3.23	55.04
Stable catalysate PPP	1.0	58.68

The catalyst used was Rh-Pt(9:1)/Al₂O₃, which was most effective in the hydrogenation of individual benzene and toluene [10]. The effect of temperature and pressure of hydrogen on the process of hydrogenation of benzene and aromatic hydrocarbons for two gasoline fractions was studied.

The effect of the content of the active catalytic phase on the composition of the components of 2 gasoline fractions was studied during hydrodearomatization on 0.2% Rh-Pt/Al₂O₃, 0.5% Rh-Pt/Al₂O₃ and 1.0% Pt-Rh/Al₂O₃ catalysts at 50°C and 0.4 MPa (*Fig. 1*). With an increase in the content of the active phase, the conversion of aromatic hydrocarbons increases, their content decreases from 55.04 to 34.7% for the catalyst 0.2% Rh-Pt/Al₂O₃, up to 28.60% for the catalyst 0.5% Rh-Pt/Al₂O₃ and up to 26.11% for the



a – Stable catalysate of AOR, b – Stable catalysate of PPP
Figure 1 – Hydrogenation of gasoline fractions on catalysts 0.2%, 0.5% and 1.0% Rh/Al₂O₃ at 50°C and 0.4 MPa

catalyst 1.0% Pt-Rh/Al₂O₃. On all three catalysts, benzene is completely removed from the two fractions.

It has been studied the influence of technological parameters of the process of hydrodearomatization of gasoline fractions (pressure 1–5 MPa, temperature 50–200°C) on the content of benzene and aromatic hydrocarbons. At temperatures of 50–200°C and hydrogen pressures of 2–5 MPa, benzene is completely removed from 3 fractions, and the amount of aromatic hydrocarbons is reduced to 1.5–2 times (table 2). During gasoline hydrogenation of Stable catalysate AOR, the content of aromatic hydrocarbons at 50–200°C decreased from 55.04% to 20.21%, and with increasing pressure from 1.0 to 5.0 MPa it decreased from 55.04 to 22.91%. At gasoline hydrogenation of Stable catalysate PPP in the temperature range of 25–200°C the aromatics content reduced from 58.68% to 24.89%, and when the pressure changed from 1.0 to 5.0 MPa, it decreased from 58.68% to 26.55%.

Table 2 – Hydrodearomatization of fractions of Stable catalysate AOR and Stable catalysate PPP on 0.5% Pt-Rh/γ-Al₂O₃

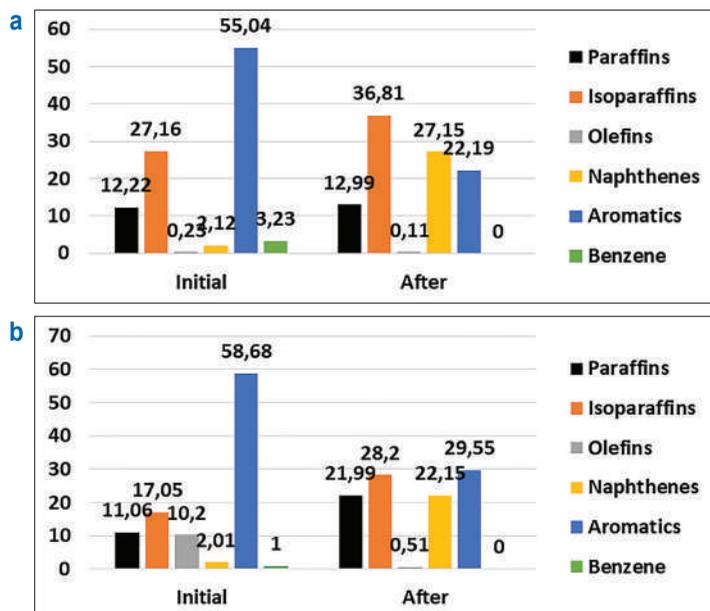
Conditions		Benzene, % mas.		Aromatics, % mas.	
		Initial, %	After experiment, %	Initial, %	After experiment, %
Stable catalysate AOR					
P, MPa at 50°C	1,0	3,23	0,11	55,04	41,11
	2,0		0,04		37,62
	3,0		0,01		34,55
	4,0		-		28,56
	5,0		-		22,91
T, °C at 4 MPa	25	3,23	-	55,04	35,69
	50		-		28,56
	100		-		25,87
	150		-		23,54
	200		-		20,21
Stable catalysate PPP					
P, MPa at 50°C	1,0	1,0	0,62	58,68	50,77
	2,0		0,05		47,21
	3,0		0,01		32,95
	4,0		-		29,98
	5,0		-		26,55
T, °C at 4 MPa	25	1,0	-	58,68	35,83
	50		-		29,98
	100		-		28,34
	150		-		25,98
	200		-		24,89

In addition to chromatographic analysis, we analyzed the change in the composition of the catalysate before and after hydrodearomatization by IR spectroscopy. Table 3 shows the absorption bands in the IR spectrum of two gasoline fractions. Absorption bands related to the C = C bonds of the benzene ring (3014–3017 cm⁻¹ and 1378, 1342 cm⁻¹) are absent after the reaction, which once again proves the complete removal of benzene and a significant reduction in aromatics.

Table 3 – IR spectra of gasoline fractions PPP and AOR (cm⁻¹)

Gasoline PPP		Gasoline AOR		Attributions
initial	after experiment	initial	after experiment	
			3088	Valent fluctuations CH at double bond of benzene ring =CH–
	3020		3030	
3017		3014		
0,5	0,5	0,2		Valent fluctuations of bond –C=C– benzene ring.
1609	1613	1606	1606	
0,15	0,3	0,3	0,1	
1506	1505 1455	1516 1497	1506 1458	
1455	1378 1304	1465	1378 1345	
1378 1342	-	1378 1342	-	

In figure 2 there are shown data on the group composition of organic substances in two gasolines of the initial fractions and after hydrogenation on Rh-Pt (90:10)/Al₂O₃ at 3 MPa and 50°C. For the Stable catalysate AOR, the benzene content in the initial state was 3.23 wt.%, after the reaction, benzene is absent, i.e. 100% benzene conversion. The amount of aromatics decreased from 55.04 wt.% to 22.19 wt.%. It should be noted that the number of olefins decreased almost 2 times from 0.23% to 0.11 wt.%, which is very favorable for gasolines, since the presence of olefins leads to instability (in the chemical expression, the oligomerization and polymerization reaction proceeds). The amount of paraffins slightly increased from 12.22 wt.% to 12.99 wt.%. And the content of isoparaffins increased from 27.16 wt.% to 36.81 wt.%. Apparently, the isomerization of paraffins to isoparaffins occurred. The content of naphthenes increased sharply from 2.12 wt.% to 27.15 wt.%. The content of naphthenes increased sharply from 2.12 wt.% to



a – Stable catalysate of AOR, b – Stable catalysate of PPP
Figure 2 – Group composition of gasoline fractions on Pt-Rh/Al₂O₃

27.15 wt.%. The picture is similar for the Stable catalysate PPP: benzene is absent, aromatics decreased from 58.68 to 29.55%, olefins from 10.2 to 0.51%, isoparaffins increased from 17.05 to 28.2%. It should be noted that an increase in the content of paraffins of the isostructure indicates not only the hydrogenation reaction, but also hydroisomerization.

Data on the octane number and the density of the initial gasoline fractions before and after the catalytic treatment are given in table 4 (LLP “Independent Center for the Examination of Petroleum Products ORGANIC”). According to the research method, the octane number after treatment of the Stable catalysate AOR has not changed and is equal to 94 units. And the octane number according to the motor method increased from 82.6 to 82.7, i.e. in this case also, the octane number has not changed. For Stable catalysate of PPP, the octane number decreased from 90 to 89.9. This indicates that the processing of gasolines practically does not affect the octane number. The density slightly increased after treatment, which is understandable from the point of view of changing the hydrocarbon composition to a heavier region – naphthenes have a higher density compared to aromatic hydrocarbons.

Table 4 – Characteristics of gasoline fractions of Stable catalysate of AOR and Stable catalysate of PPP before and after catalytic treatment

Gasoline	Octane number RM	Octane number MM	Density, g/cm ³
Stable catalysate AOR			
Initial	94,0	82,6	0,771
After experiment	94,0	82,7	0,780
Stable catalysate PPP			
Initial	90,0	Not measured	0,793
After experiment	89,9	Not measured	0,798

In transmission electron microscopy image (Fig. 3), the Rh-Pt(9:1)/Al₂O₃ catalyst is represented by fine particles with a size of 2–2.5nm and a small number of denser and larger particles of 5 nm, the microdiffraction patterns of which are represented by diffuse rings corresponding to metals. Metal particles are distributed on the surface of alumina and are mixed bimetallic agglomerates Rh-Pt together with Rh particles. The high activity of the catalyst is possibly due to the formation of alloys of these metals.

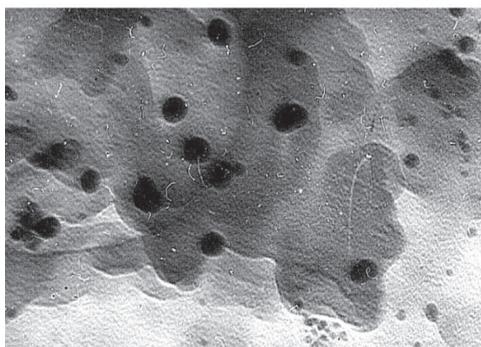


Figure 3 – EM image of 2% Rh-Pt (9: 1) / Al₂O₃ (magnification 160,000)

Alkylation is one of the most important petrochemical processes of hydrocarbon processing, allowing to produce high-octane components of gasoline, intermediate products for synthesis of many important chemical products, in particular monomers for production of polymers and plastics. In Western countries, the specific weight of the alkylation process in the entire oil refining industry is 16–20%, in Russia – 0.1%, in Kazakhstan there is no such process at all, even scientific research in this area has not been carried out. It has been selected the catalytic systems based on zeolites ZSM5 and Y modified with Mg, La, and Ce for alkylation of benzene [11]. The catalysts were tested in the alkylation process of 2 gas oline fractions of refinery. It was found that benzene from gasoline fractions was removed to 30–37%, and the content of aromatic, toluene and cumene decreased to 6–10%.

On the most active catalysts modified with magnesium and lanthanum, alkylation of two gasoline fractions of Atyrau Oil Refinery LLP was carried out – Hydrogenated gasoline and Stable catalysate. The data on the content of benzene, toluene, and cumene in the gasolines of the initial fractions and after alkylation with 5% Mg-HY (80) are shown in the *table 5*.

Table 5 – Composition of the gasoline fraction of the initial and after treatment with 5% Mg-HY (80) catalyst at 200°C

Name of sample	Content of defined indicator, mass.%			
	Aromatics	Benzene	Toluene	Cumene
Hydrogenated gasoline (initial)	13,70	2,22	5,66	3,44
After treatment	12,26	1,41	0,12	0,2
Stable catalysate (initial)	51,50	4,53	9,89	5,67
After treatment	48,96	3,15	0,78	0,48

In the initial hydrogenated gasoline there was 2.22% benzene, after catalytic treatment 1.41% benzene was found in the catalyzate – i.e. its conversion was 37.5%. The aromatic content of the initial gasoline was 13.70% and then became 12.26%. The amount of aromatics decreased to 10.6%. In the stable catalysate there was 4.53% benzene, and it became 3.15%, the conversion of benzene was 30.5%. The amount of aromatics was 51.5%, and after processing 48.59% – it decreased to 5.6%.

Thus, studies have been carried out on the alkylation of benzene as a model compound and contained in the gasoline fractions of Atyrau Oil Refinery LLP on zeolites HZSM-5, HY and β modified with magnesium and lanthanum. It is shown that as a result of the reaction, benzene was removed from gasolines to 30–37%, and the content of aromatics, toluene and cumene decreased to 6–10%.

Comparing two methods of reducing the content of aromatic hydrocarbons in fuels, we can conclude that hydrogenation is much more efficient:

- removes benzene up to 100%, while during alkylation, the benzene content decreases only to 30–37%;

- reduces the aromatic content to 41–48%, and alkylation reduces only up to 6–10%;
- conducts the process at low temperatures, i.e. this technology is energy saving.

The advantage of this work is the fact that, in addition to the hydrogenation of benzene and olefins, the process of hydroisomerization of normal alkanes and isostructural alkanes with increased octane numbers proceeds on the catalyst. Catalysts have a dual function: redox catalysis (hydrogenation) and acid-base catalysis (isomerization), which proceeds on a part of the surface represented by a zeolite with pronounced acid centers and alumina.

CONCLUSIONS

1. On highly effective catalysts Pt-Rh/ γ -Al₂O₃ for the hydrogenation of gasolines, allowing to remove completely benzene and as well as reduce the content of aromatic compounds till 2–4 times. The catalyst was tested in the hydrogenation of 2 gasoline fractions – Stable catalysate Atyrau Oil Refinery LLP and Stable catalysate Pavlodar Petrochemical Plant LLP. By the method of studying the influence of temperature and pressure of hydrogen for two gasoline fractions, optimal parameters (temperature 50°C and pressure 3 MPa) were selected for the production of environmentally friendly fuels that do not contain benzene and with a low content of aromatic hydrocarbons.

2. During the hydrodearomatization of gasoline fractions, the Stable catalysate of Atyrau Oil Refinery LLP and the Stable Catalysis of Pavlodar Petrochemical Plant LLP, it is found that bimetallic Pt-Rh catalysts on γ -Al₂O₃ showed the best activity. The conversion of benzene is 100%, i.e. benzene is completely removed from gasoline fractions.

3. The group composition after catalytic treatment showed that the content of aromatic hydrocarbons is reduced almost 2 times. In addition, the content of paraffins decreases, and iso-paraffins increases, which indicates that the synthesized catalysts, in addition to hydrogenation, carry out the process of hydroisomerization of normal paraffins into branched iso-paraffins. The octane number of gasoline fractions has not changed significantly.

4. On zeolite catalysts modified with magnesium and lanthanum, alkylation of two gasoline fractions of Atyrau Oil Refinery LLP – hydrogenated gasoline and Stable catalysate were carried out. It is shown that as a result of the reaction, benzene was removed from gasolines to 30–37%, and the content of aromatics, toluene and cumene decreased to 6–10%.

REFERENCES

- [1] Юркина О.В., Краев Ю.Л., де Векки А.В. Гидродеароматизация керосиновых фракций. *Нефтепереработка и нефтехимия*. 2003;1:24–26. [Yurkina O.V., Krayev Yu.L., deVekki A.V. Hydroaromatization of kerosene fractions. *Oil refining and petrochemistry*. 2003;1:24–26. (In Russ.)]
- [2] Кондрашев Д.О., Ахметов А.Ф. Совместное применение технологии межступенчатой ректификации риформата и процесса РЕГИЗ для получения компонентов бензинов с улучшенными экологическими свойствами. *Нефтегазовое дело*. 2006;3:1–9. [Kondrashev D.O., Akhmetov A.F. *Petroleum engineering*. 2006;3:1–9. (In Russ.)]
- [3] Абдульминев К.Г., Федоринов И.А., Ахметов А.Ф. Исследование технологии получения низкоароматизированных высокооктановых компонентов автомобильных топлив. *Башкирский химический журнал*. [Abdul'minev K.G., Fedorinov I.A., Akhmetov

- A.F. Study of the technology for producing low-aromatized high-octane components of automotive fuels. *Bashkir Chemical Journal*. 2003;10:60–62. (In Russ.)]
- [4] Абдульминев К.Г., Манушков В.А., Гибадуллин А.Х. Технологии снижения бензола в бензинах каталитического риформинга. *Нефтегазовое дело*. 2013;11:137–140. [Abdul'minev K.G., Manushkov V.A., Gibadullin A.Kh. Technologies for reducing benzene in catalytic reforming gasolines. *Petroleum engineering*. 2013;11:137–140. (In Russ.)]
- [5] AbuBakar N.H.H., Bettahar M.M., AbuBakar M., Monteverdi S., Ismail J., Alnot M. Pt-Ni catalysts prepared via borohydride reduction for hydrogenation of benzene. *J. Catal.* 2009;265:63–71.
- [6] Brandão D.S., Galvão R.M., da Graça M., da Rocha M.C., Bargiela P., Sales E.A. [Ptan dPdcatalystsupportedonAl₂O₃modifiedwithrareearthoxidesinthehydrogenationoftetralin,inthepresenceofthiophene](#). *Catal. Today*. 2008;133–135:324–330.
- [7] Arun V., Sridevi N., Robinson P.P., Manju S., Yusuff K.K.M. Ni(II) and Ru(II) Schiff base complexes as catalysts for the reduction of benzene. *Journal Molec. Catal. A: Chemical*. 2009;304:191–198.
- [8] Zhou J, Liu Z, et al. Shape selective catalysis in methylation of toluene: Development, challenges and perspectives. *Front. Chem. Sci. Eng.* 2018;12:103–112.
- [9] Guan X., Li N., Wu G., Chen J., Zhang F., Guan N. Para-selectivity of modified HZSM-5 zeolites by nitridation for ethylation of ethylbenzene with ethanol. *J. Mol. Catal. A Chem*, 2006;248:220–225.
- [10] Frolova O.A., Massenova A.T., Sassykova L.R., Basheva Zh.T., Baytazin E., Ussenov A. Hydrodearomatization of gasoline fractions of Atyrau oil refinery of the Republic of Kazakhstan. *Int. J. Chem. Sci.* 2014;12:625–634.
- [11] Massenova A.T., Zhaxibayeva A.M., Zhumakanova A.S., Yeligbayeva G.Z., Rafikova K. Benzene alkylation by ethanol over catalysts on the base of modified natural zeolites. *Eurasian Chem. Tech. J.* 2012;14:211–217.

УДК 622.32

DOI. 10.37878.2708–0080/2020.009

SWEM – GREEN TECHNOLOGY FOR GENERATING FRESH WATER AND ELECTRIC POWER FROM THE ATMOSPHERIC AIR



A.I. BAZHAL,
Doctor of technical Sciences,
Professor



A.M. BARAK*,
President,
GALEX Energy Corporation

Galex Energy Corporation,
3033 Chimney Rock Road, Suite 605, Houston, TX, 77056, USA
info@galexenergy.com; www.galexenergy.com

Providing fresh water and clean energy to inhabitants of remote villages of Kazakhstan, Ethiopia, Eastern China, other countries and areas where people are living in scarcity of water and energy and often are literally dying from lack of water and food is not a matter of business. It's a matter of humanity.

Making it more economic than any other sources of energy and water is the matter of business. World is spending billions of dollars trying to find water on Mars. Galex invented the most efficient and economical method providing water, power and chance of growing food on lands that was unsuitable for farming due to lack of water.

Megapolises like Almaty, Beijing, Mexico City, many others, where people suffer from respiratory diseases, having to inhale air polluted with exhausts from vehicles and power plants, states like Central Kazakhstan, California, Middle East where periodic droughts kill harvests shall no longer be subjects of those problems. Galex has a viable and economic solution to it. SWEM – efficient, cost effective and universal technology for green energy and fresh water production.

KEY WORDS: SWEM, Galex Energy, Renewable Energy, Green Energy, Fresh Water Production, Food and Water Security.

*Автор для переписки. E-mail: alex.barak5@gmail.com

SWEM – ТҰШЫ СУ МЕН АТМОСФЕРА АУАСЫНАН ЭЛЕКТРОЭНЕРГИЯ АЛУҒА АРНАЛҒАН ЖАСЫЛ ТЕХНОЛОГИЯ

А.И. БАЖАЛ, техника ғылымдарының докторы, профессор

А.М. БАРАК, президент, Galex Energy Corporation

Galex Energy Corporation,
3033 Chimney Rock Road, Suite 605, Houston, TX, 77056, USA,
info@galexenergy.com; www.galexenergy.com

Қазақстан, Эфиопия, Шығыс Қытайдың шалғайда орналасқан ауыл тұрғындарын, су мен қуат тапшылығы бар басқа да елдер мен аудандарда, кейде су мен азық-түліктің жоқтығынан өліп жатқан тұрғындарды, тұшы су мен жаңғырмалы энергиямен қамтамасыз ету, бизнес мәселесі емес. Бұл адамгершілік мәселесі. Қуат пен суды қамтамасыз етудің басқа көздеріне қарағанда, осы мәселені тиімді және үнемдірек жасау, бизнес мәселесі болып табылады. Марста су табуға тырысып, Әлем миллиард долларларды жұмсайды. Жердегі мұқтаж адамдарды су және қуатпен қамтамасыз етудің тәсілін табу да, елеулі міндет. Галекс, су, электр қуатын қамтамасыз ететін және су тапшылығынан ауыл шаруашылығын жүргізуге жарамсыз болған жерлерде азық өсіруге болатын мүмкіндіктің анағұрлым тиімді және үнемді тәсілін ойлап тапты. Алматы, Бейжің, Мехико секілді басқа да көптеген мегаполистерде, адамдар автокөліктердің және жылу электр станциясы пайдаланылған газдарынан ластанған ауамен дем алуға мәжбүр болғандықтан, ауамен жұғатын аурулардан зардап шегіп отыр; Орталық Қазақстан, Калифорния, Таяу Шығыс секілді мемлекеттер мен аумақтарда, қуаншылық мезгілінде егін құртылатын жерлер, болашақта осындай қиыншылықтарды көрмеуі тиіс. SWEM – Галекс технологиясы, осы мәселенің шешімін ұсынады. Бұл – қуат пен тұшы су өндірісінің тиімді, үнемді және әмбебап технологиясы.

НЕГІЗГІ СӨЗДЕР: SWEM, Galex Energy, жаңартылатын энергия көздері, Жасыл энергия, тұшы су өндірісі, азық– түлік қауіпсіздігі

SWEM – ЗЕЛЕНАЯ ТЕХНОЛОГИЯ ПОЛУЧЕНИЯ ПРЕСНОЙ ВОДЫ И ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ ИЗ АТМОСФЕРНОГО ВОЗДУХА

А.И. БАЖАЛ, доктор технических наук, профессор, главный научный сотрудник

А.М. БАРАК, Президент GALEX Energy Corporation

Galex Energy Corporation,
3033 Chimney Rock Road, Suite 605, Houston, TX, 77056, USA
info@galexenergy.com; www.galexenergy.com

Обеспечение пресной водой и возобновляемой энергией жителей отдаленных деревень Казахстана, Эфиопии, Восточного Китая, многих стран и районов, где люди живут в условиях дефицита воды и энергии и порой буквально умирают от отсутствия воды и продовольствия это не вопрос бизнеса. Это вопрос гуманности.

Сделать это более эффективным и экономичным, чем любые другие источники обеспечения энергией и водой, является вопросом бизнеса. Мир тратит миллиарды долларов, пытаясь найти воду на Марсе. Найти способ обеспечить нуждающихся в воде и энергии на Земле – задача не менее насущная. Галекс изобрела наиболее эффективный и экономичный метод, обеспечивающий водой, электроэнергией и возможностью выращивания продовольствия на землях, которые до этого были непригодны для ведения сельского хозяйства из-за нехватки воды.

Мегаполисы, такие как Алматы, Пекин, Мехико, многие другие, где люди страдают

от респираторных заболеваний от того, что вынуждены дышать воздухом, загрязненным выхлопными газами автомобилей и теплоэлектростанций; государства и территории, такие как Центральный Казахстан, Калифорния, Ближний Восток, где периодические засухи уничтожают урожаи, больше не должны испытывать эти проблемы. SWEM – технология Галекс предлагает решение этой проблемы. Это эффективная, экономичная и универсальная технология производства возобновляемой энергии и пресной воды.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: SWEM, Galex Energy, возобновляемые источники энергии, зеленая энергия, производство пресной воды, продовольственная безопасность.

Water scarcity is a global crisis. It's a known fact. The water and food growing scarcity for many years was recognized as the greatest problem of the Earth. Only recently the Global Warming has become the more outspoken concern at the highest level of world forums of all kinds. For many people's opinion the cause of the global warming is the carbon dioxide emission caused by burning fossil fuel in order to get the energy for our being. We must say upfront we do not support that point of view as we believe the global warming is caused by unproportionally more significant natural factors, unrelated to human activities. However, we agree that carbon emission is bad as it pollutes the air we are inhaling and living in. Should the competitive renewable sources of energy become available it would make sense to use it instead of the coal, oil and gas. The competition, however, must be fair.

SWEM is the renewable energy and fresh water technology of Galex that resolves both of those problems at once. Moreover, they cost less than any other sources of energy and fresh water.

Water covers 70% of the surface of the Earth. So why are we talking about water crisis? The answer is as simple as it is scary and tragic. In average there is more than enough fresh water on Earth but unfortunately the distribution of water is uneven and unfair. Russia, Canada, Brazil, Northern Europe enjoy huge surplus of fresh water resources. Besides, those countries have most of rain water. Other areas at the same time suffer from deadly draughts and hungers. There is not enough, and often lack of, fresh water in the areas most inhabited by people. As of these days a half of a billion people live under severe water and food scarcity year-round. Those are people living predominantly in Middle East and Africa. The area defined by a triangle of South of Spain – Pakistan – Horn of Africa. Four billion people, that accounts for three quarters of the world population, live under severe water scarcity at least one month a year.

By 2050 Earth populations is prognosed to increase by 55%. Shall we survive the global warming the food and fresh water supply problems will grow into deadly ones, unless resolved.

The situation is aggravated with the human factors of using the water. One of the most significant of those factors is overuse of the water. Such overuse of the water may be split into three groups of factors. They are:

Agricultural overuse. Definitely the champion of the use and overuse of fresh water. About 70% of the fresh water use account to the agriculture. The share of irrigated agricultural land grows fast and is a subject of special attention to scientists and engineers.

Areal irrigation is total waste of the water, especially in the hot climate environment. Up to 94% of the water spread on a dry cultured land evaporates into atmosphere from the hot surface and not participating at all in watering the roots of the plants it was used for. The water dripping technology improved the ratio by large margin and made possible to grow produce on land that had been thought not usable for agriculture for thousands of years. Israel is now one of the largest suppliers of vegetables, fruits and berries to many European and Asian markets. Still, this dripping technology allows a large portion of the water to be evaporated from the surface before it reaches the roots. At GaleX we have developed technology of under-surface moist transmission, as well as technology of absorbing water from the atmospheric air. In one of the later publications this technology will be presented.

Industrial overuse. The better term for this is abuse. Mostly this relates to severe contamination of fresh water followed with dumping it into reservoirs where such contaminated water mixes in and contaminates the entire reservoir. In many countries the control over prevention of contamination is loose due to corruption, low standards and poor maintenance of the equipment.

Social habits of overuse of water. Surprisingly, that particular issue is more relevant to the countries and areas where water has traditionally been regarded as treasure. For example, the per capita use of the water in Saudi Arabia, UAE, other countries of the Gulf are over 500 liters per day, while internationally recognized standard is 130 to 150 liters per day. Singapore, that lacks natural water sources and only uses desalinated sea water, purified second hand water and whatever water imported from Malaysia, uses 290 liters per capita.

Another human factor that sometime leads to catastrophic outcomes is ignorance of the voice of scientists by political rulers. Crimea is the latest example of such ignorance. From the Soviet days it's been known that the ground water at the peninsula is a matter of special care and limited use. The formation pressure at the water bearing zone must had been maintained and the extraction of it strictly controlled. That requirement was neglected lately. Water from the water wells was overdrawn and the pressure in the water zone dropped below critical level. As the result, the sea water seeped into the zone saturating the ground water reservoir that before was saturated with fresh water. The soil becomes salted. This is an irreversible process that progresses on taking more territory. The vegetation on that land is doomed to die. The land will turn into saline desert similar to Kalmykia or salt-marsh land of Western Kazakhstan near the Caspian Sea. The Crimea case is a developing example of a technogenic problem caused by humans. There are more examples of this phenomenon where ignorance of science and negligence of care by the governing authorities created natural disasters.

Half of the world largest cities express fresh water scarcity. Singapore, Cape Town, Jakarta, Cairo, Beijing, Istanbul, Tokyo, Miami, London, etc. are just a few names in a long line of world metropolises that suffer from water scarcity. Those are also the largest users of electric power for life support, accumulators of motor vehicles, industrial hubs. The most of the power is generated from coal, oil and natural gas producing great deal of carbon dioxide, poisonous gases that pollute the air we breathing. In the #3 issue of 2019 we published an article about SALF technology that provides for 30% or more of fuel

efficiency in internal combustion engines. Using SALF devices in cars, trucks and marine vessels could help in reduction of fossil fuel consumption and, therefore, carbon emission reduction. It's understandable that it will take time for the EVs to fully replace the ICE vehicles on the road but in the meantime SALF could be a solution reducing the emission.

As far as the electric power stations, factories and plants are concerned, SWEM could be a solution providing ample amount of electric power for very competitive prices, while ensuring the air in the cities stays clean. The main electric power station in Almaty, the TEC-2, is by far the biggest air polluter of the metropolis where the air is notoriously toxic. The power station generates electricity by burning coal. Population in Beijing is choked with air pollution. Cairo, Mexico-City and most other world metropolises would join the "Me Too!" movement begging for cleaner air in their respective cities.

SWEM generates pure fresh water and electric power directly from the atmospheric air. It is 100% green. The capital construction cost is a fraction of any competitive methods of power and water production. The operating cost negligently low.

SWEM is uniform, can fit to rural environment as well as urban busy infrastructure. SWEM addresses the future demand for power and water, including for agricultural use.

Galex spent nearly twenty years developing this technology and is proud to present this

UNIQUE ULTRA-LOW-COST METHOD GENERATING FRESH WATER AND POWER FROM ATMOSPHERE

The basis for SWEM is our patented principals of concentration and utilization of low-potent thermal energy dissipated in the atmosphere.

For the SWEPT technology in particular a hurricane-like model of power concentration, accumulation, conversion and release was utilized.

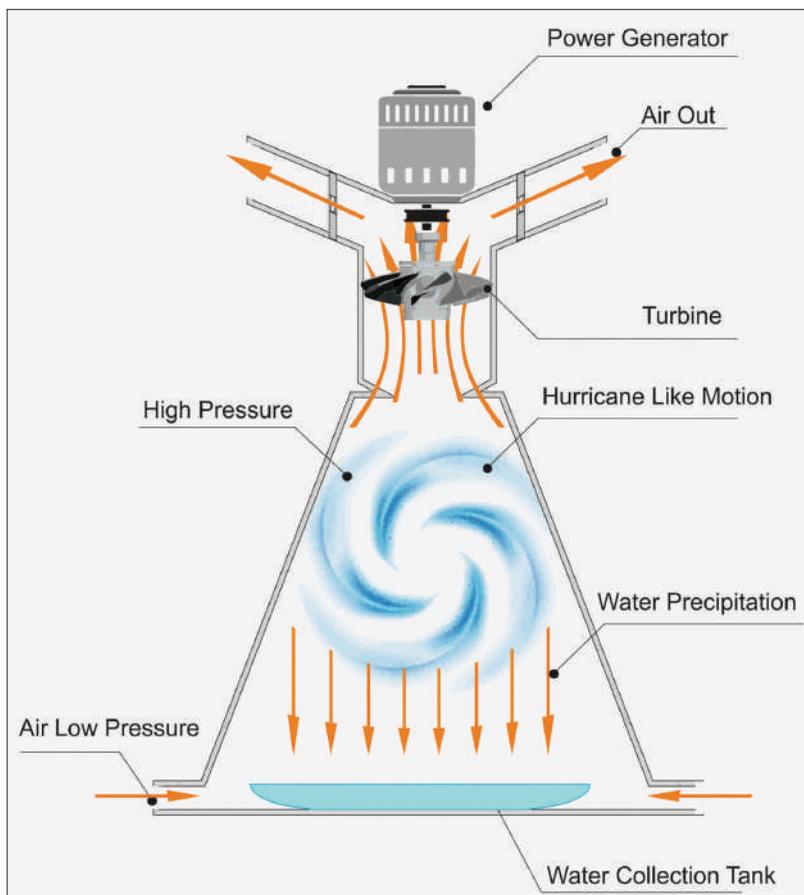
Natural hurricanes is also a great illustration of the magnitude of energy and water that can be generated from the atmosphere without any outside source of power. Hurricanes are naturally triggered, developed, grow into incomparable water mass and power that are released back into nature without any benefits to us. Instead, hurricanes are accountable for many lives, billions of dollars in damages.



Fig. 1 – Space photo of an actual hurricane Alex of June 2010. The image is chosen as a logo of Galex Energy Corp. In 2010 the fundamental principles of the technology were defined. Following R&D efforts were to determine numerical values of certain critical elements, refine and model a modular.

TheGalex’s team of scientists analyzed and assessed the enthalpy of inter-phase energy transitions and processes that occur in real hurricanes, made numerous of lab tests to empirically prove or correct the assumptions given to certain constants. As the result, a model replicating a micro-hurricane put in a frame was developed.

Here is how SWEM works:



**Fig. 2 – Sketch-diagram of a SWEM unit illustrating the process for presentation.
The low-potent thermal energy transmission process:**

Sun sends its rays on Earth warming up the surface, which is 70% water. The sun energy is realized in the vapor – the moistvaporized from the sea surface.

Based on a natural pressure gradient the air is sucked into the apparatus, given it vortex motion and split into low- and high-pressure zones – exactly the way it occurs in natural hurricanes. The low- and high-pressure zones in the apparatus are distributed in a controlled fashion.

The air is spinning up at accelerated velocity. The low-pressure zones within the apparatus provide conditions for the moist to precipitate from the air and be collected in a collection tank. The precipitation energy is released.

The energy further realized in acceleration of the now dry air giving it an axial vector. The air is losing density but is increasing the lineal velocity.

The energy-empowered moist-free air moves up the modular at accelerated velocity. A turbine followed with a power generator placed at the top exit point of the SWEM apparatus converts the air flow into electric power.

Gradually the intensity of the operation grows to the designed optimum level. As the regime reaches its optimal level, an efficiency factor of removal of 50 to 70% water from the air is achieved.

At 100% saturation 1 m³ of air contains from 22 to 25 grams of water depending on the temperature. The higher the temperature of the air the greater amount of water it saturates.

Summarizing the description, the low potent sun energy dissipated in the air is concentrated and realized in fresh water collected in the collection tank and electric energy produced by turbo-generator.

Production of water and power varies depending on air temperature, actual water content, selected and adjusted design factors. That, in turn, varies upon seasons, day/night sequence, actual weather conditions.

Scalability: During FEED phase of a project a small test modular of SWEM apparatus will have to be built to provide input data for design and scale of the industrial unit or a battery of units. The design criteria for the SWEPT water/energy plant should determine the water and power minimum output. The weather fluctuation factors must be assessed and accounted for. The designed production should be calculated with additional factor providing 20–25% excess vs to the possible maximum production output.

Criteria: During the FEED phase the main design criteria should be defined. For instance: 1 gWt of electric power. The design will be performed targeting that main criteria, so the water output will be calculated accordingly and derived from as the result of the size and shape of the energy plant. And vice versa, should water production become the main design criteria the energy will be the calculated outcome resulting from the size and shape of the water plant.

Cost: In the industry generating power the capital construction cost various electric power generating plants spreads in a range of \$1MM to \$5MM per kWt. Galex will guaranty capital cost of SWEM way under \$0.5MM per kW. Water comes free.

Same logic followed fresh water production. In the industry desalinating water, an average CapEx of desalination plan is assessed at \$1MM for 1,000 mt per day capacity. Galex will guaranty SWEM CapEx way under 50% of the lowest comparable water desalination technology. Power comes free.

Shape, size and applicability: The following slides provide examples of possible sizes, shapes and designs of SWEM unit providing applicability of the technology to any need from giga-size power/water plants providing life support to Singapore, Abu-Dhabi or Riyadh to a mobile water/power unit for a small animal farm, a street corner station for charging EVs, an elevator chute shape unit providing power and water to a ski-scraper, many other application specifics.

Sizes, Shapes and Applicability:



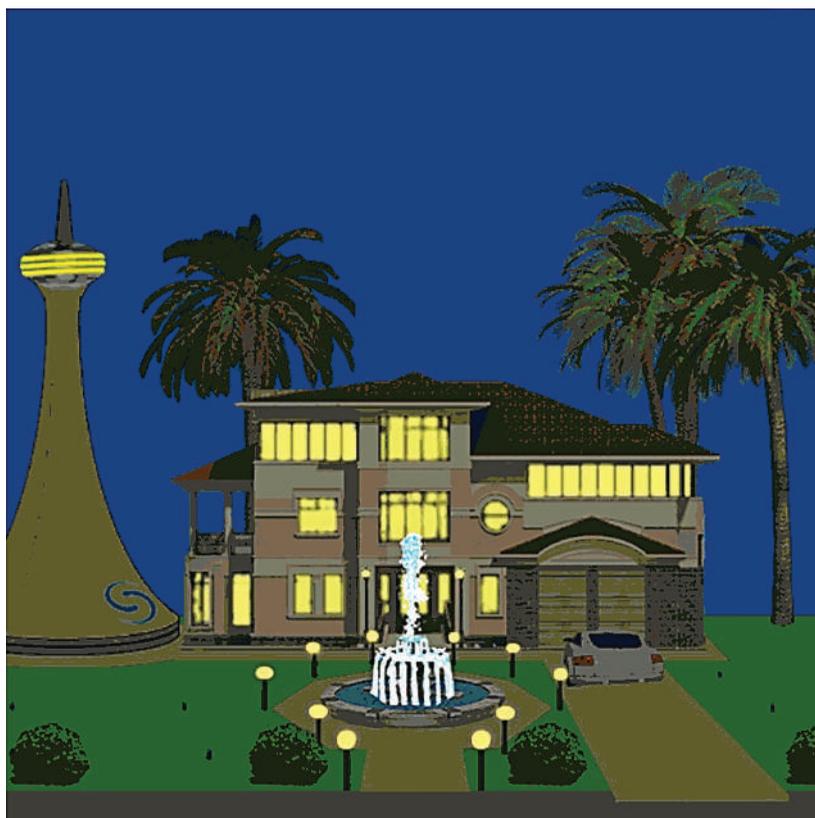
Pic. 3 – Singapore surrounded with water. A picture perfect for a spread-out concept providing water and power for life support. The 5.7 million people metropolis may become completely self-sufficient providing low cost fresh water and power for the current and future life support



Pic. 3 – Abu-Dhabi is another costal metropolis with futuristic Masdar-City division that may find viable resolution to its water/power scarcity with SWEM technology. Never has to use purified second-hand water any more. Excess water can be used to turn the desert around the metropolis into agricultural land.



Pic. 4. – A mega power/water plant shape. Could be built at a sea cost, offshore foundation or in a desert.



Pic. 5 – An example of a small unit to provide power to a village, mansion, mobile military squad, animal farm or temporary settlement. Provides for 100% autonomous supplies of power and water.

УДК 33

DOI. 10.37878.2708–0080/2020.010

ФОРМИРОВАНИЕ РЕГИОНАЛЬНЫХ НЕФТЕХИМИЧЕСКИХ КЛАСТЕРОВ КАК ОСНОВА ИННОВАЦИОННОГО РАЗВИТИЯ НАЦИОНАЛЬНОЙ ЭКОНОМИКИ



О.И. ЕГОРОВ*,

доктор экономических наук, профессор

Институт экономики КН МОН РК,
050010, Республика Казахстан, г. Алматы, ул. Курмангазы, 29

Интенсивное развитие отраслей нефтегазового комплекса вызывает острую необходимость в решении проблемы гармоничного развития производительных сил. Известно, что эффективность вкладываемых средств в развитие нефтегазовой отрасли в значительной степени снижается вследствие больших потерь продукции, потенциально содержащейся в углеводородном сырье. Разработка путей эффективного использования углеводородных ресурсов за счет увеличения доли перерабатывающего сектора будет способствовать удовлетворению внутренних потребностей в продукции нефтепереработки и нефтехимии, меньшей уязвимости экономики страны от уровня мировых цен на углеводородное сырье.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: нефтегазовый комплекс, углеводородное сырье, нефтепереработка, нефтехимия, эффективное использование, сбалансированное развитие, реструктуризация, модернизация, нефтеперерабатывающий завод.

ӨНІРЛІК МҰНАЙ-ХИМИЯ КЛАСТЕРЛЕРІНІҢ ҚАЛЫПТАСУЫ, ҰЛТТЫҚ ЭКОНОМИКАНЫҢ ИННОВАЦИЯЛЫҚ ДАМУЫ НЕГІЗІ РЕТІНДЕ

О.И. ЕГОРОВ*, экономика ғылымының докторы, ҚР БҒМ ҒК Экономика институтының профессоры

*Автор для переписки. E-mail: olivegorov@mail.ru

ҚР БҒМ ҒК Экономика институты,
050010, Қазақстан Республикасы, Алматы қ., Курмангазы к-сі, 29

Мұнай-газ кешені саласының қарқынды дамуы, өндіруші күштің үйлесімді дамуындағы мәселені тез арада шешудің қажеттілігін тудырады. Мұнай-газ саласына жұмсалған құралдардың тиімділігі, көмірсутек шикізатындағы өнімнің көп мөлшерде ысырап болуынан айтарлықтай дәрежеде төмендеуде. Өңдеуші секторының үлесін ұлғайту арқылы көмірсутек ресурстарын тиімді пайдалану жолдары, мұнай өңдеу және мұнай-химия өніміндегі ішкі қажеттіліктерді қанағаттандырады, бұл мемлекет экономикасының көмірсутек шикізатына деген ілемдік баға деңгейінен аз осалдылығы негізінде.

НЕГІЗГІ СӨЗДЕР: мұнай-газ кешені, көмірсутек шикізаты, мұнай өңдеу, мұнай-химия, тиімді пайдалану, үйлестірілген даму, қайта құрылымдау, жаңғырту, мұнай өңдеу зауыты

FORMATION OF REGIONAL PETROCHEMICAL CLUSTERS AS THE BASIS FOR INNOVATIVE DEVELOPMENT OF NATIONAL ECONOMY

O. I. EGOROV*, doctor of economic sciences, professor Institute of Economics of Science Committee of the Ministry of Education and Science of the Republic of Kazakhstan

Institute of Economics KN MES RK,
050010, Republic of Kazakhstan, Almaty, Kurmangazy str., 29

Intensive development of the oil and gas complex causes an urgent need to solve the problem of harmonious development of productive forces. It is known that the effectiveness of the investments in the development of the oil and gas sector is significantly reduces due to large losses of products potentially contained in crude hydrocarbon. The development of ways to efficiently use hydrocarbon resources by increasing the share of the refining sector will help to meet domestic needs for refined products and petrochemicals, less vulnerability of the country's economy to world price level for crude hydrocarbon.

KEY WORDS: oil and gas complex, crude hydrocarbons, oil refining, petrochemistry, efficient use, balanced development, restructuring, modernization, oil refinery plant.

Социально-экономическое развитие регионов Республики Казахстан осуществляется, исходя из того природного потенциала, который за долгие годы был здесь сформирован. Прикаспийский нефтегазовый регион, включающий четыре области Западного Казахстана, в значительной степени получает импульс в своем развитии за счет формирования производств, в разной степени связанных с добычей, транспортировкой и переработкой нефтегазовых ресурсов.

Практика освоения нефтегазовых ресурсов за счет ввода новых месторождений в эксплуатацию в Прикаспийском регионе свидетельствует о том, что в условиях залегания углеводородов на большой глубине и в сложных геолого-технических параметрах себестоимость добычи будет всегда довольно высокой. К этим сложностям добавляется и тот факт, что в силу специфического физико-химического состава сырья его извлечение из продуктивных горизонтов, транспортировка и переработка требуют использования специального оборудования, что значительно увеличивает общую сумму капитальных вложений, требуемых для освоения запа-

сов сырьевых ресурсов. Для этого достаточно привести данные о себестоимости добычи одного барреля нефти на некоторых месторождениях Казахстана (в долл. США): Тенгизское – 20, Карачаганакское – 15–16, в среднем по структурам национальной компании «КазМунайГаз» – 35–40. Значительно более высокий уровень себестоимости присущ месторождениям, разрабатываемым на морском шельфе. Так, для месторождений шельфа Северной Америки она колеблется в пределах 100–200 долл. за один баррель, для шельфа Латинской Америки – 70–90, для шельфа Каспийского моря (Азербайджан) – 50–60. Учитывая достаточно высокий уровень издержек, связанных с процессом добычи нефтегазовых ресурсов и их транспортировкой к местам потребления, можно констатировать, что в условиях значительных колебаний мировых цен на углеводородное сырье нефтяным компаниям не всегда удается выйти на уровень запланированной рентабельности.

В этой связи в целях снижения капиталоемкости добычи и всех последующих процессов использования углеводородов особую важность приобретает решение проблемы увеличения комплексности использования нефти и газа и выработки за счет этого конечной товарной продукции. Сырьевая направленность отечественной экономики ставит ее в конъюнктурную зависимость от цен на мировом рынке на сырьевые ресурсы. В случае возможного падения цен на них, единственным способом поддержания конкурентоспособности станет переход к использованию новейших наукоемких технологий, что предполагает привлечение инвестиций не только в технику и технологические процессы, но и в человеческий капитал. Сегодня на первый план выдвигается вопрос не столько увеличения добычи, сколько комплексного использования сырья в процессах переработки.

Реализация основных концептуальных вопросов формирования и развития Прикаспийского нефтегазового региона имеет свои сложности. Основная же заключается в том, что разработка программ до сих пор осуществляется старым, традиционным методом, предопределяющим существенный разрыв во времени между принятием решения по реализации крупной хозяйственной программы и научными проработками главных ее проблем. По такой же причине комплекс вопросов, предлагаемых для реализации, носит усеченный характер, так как не учитывает сугубо территориальные интересы, полноту использования сырья, экологические особенности территории. Конкретными примерами подобных ситуаций могут служить строительство первого интегрированного нефтехимического комплекса на территории региона (пос. Карабатан, Атырауская область), ввод в эксплуатацию первого морского месторождения нефти Кашаган. Сроки реализации этих проектов были растянуты во времени, что отразилось на экономике страны вследствие недополучения того экономического результата, который планировалось получить уже в 2014–2015 гг.

Главная проблема повышения эффективности комплексного использования ресурсов недр, особенно нефтегазовых, заключается в получении из них такого сочетания продукции, которое позволяет увеличить коэффициент полезности. Это условие является вполне естественным, если учесть, что в развитие нефтегазового производства вкладываются огромные финансовые и материальные ресурсы, способствующие постоянному приращению запасов углеводородов и подготовке их к извлечению. Поэтому совершенно недопустимы те наблюдающиеся до настоящего

времени прецеденты, когда попутный газ сжигается непосредственно на промыслах в факелах или выпускается в атмосферу. Богатый различными индивидуальными фракциями мазут сжигается в топках, нефть, имеющая специфические качественные характеристики, перерабатывается на заводах, технологические схемы которых не предусматривают выработку широкого ассортимента продукции, содержащейся в поступающем сырье.

Для обеспечения технологической конкурентоспособности отраслей реального сектора экономики необходима реализация кластерной инициативы в их развитии. Воплощение в жизнь этого направления позволит увеличить производственные показатели компаний, снизить их издержки и издержки обслуживающих компаний, будет способствовать возрастанию инновационной восприимчивости таких отраслей реального сектора как нефтеперерабатывающая, нефтехимическая, горно-металлургическая, агропромышленная [1].

В условиях мировой глобализации высокую конкурентоспособность страны могут обеспечить не отдельные (пусть даже крупные и технологически развитые) фирмы, а кластеры хозяйствующих субъектов, связанных между собой тесными экономическими взаимоотношениями. Концепция кластерного развития получила мировое признание, а опыт наиболее развитых стран убеждает в перспективности кластерного подхода к развитию экономики.

По определению М. Портера, «Кластер – это группа географически соседствующих взаимосвязанных компаний и связанных с ними организаций, действующих в определенной сфере, характеризующихся общностью деятельности и взаимодополняющих друг друга» [2]. В Законе Республики Казахстан от 9 января 2012 года № 534–IV «О государственной поддержке индустриально-инновационной деятельности» дается свое определение кластера. «Инновационный кластер – объединение субъектов научной и (или) научно-технической деятельности, элементов индустриально-инновационной инфраструктуры, призванных стимулировать индустриально-инновационную деятельность путем взаимодействия и совместного использования имеющихся возможностей, обмена знаниями и опытом, эффективной передачи технологий, налаживания устойчивых партнерских связей и распространения информации».

Кластерное развитие национальной экономики позволит отойти от сырьевой зависимости, стать конкурентоспособной и высокоэффективной, тем самым, придав ей устойчивый импульс развития. При этом ожидается, что произойдет значительный рост внутренних инвестиций, а признание Казахстана конкурентоспособной страной увеличит объем прямых иностранных инвестиций. Произойдет существенный скачок роста экспорта и производства продуктов с большей добавленной стоимостью, а также увеличение стоимости за единицу экспорта. Более того, кластеризация экономики повысит уровень рыночной конкуренции, благоприятно отразится на качестве и условиях продажи продукции.

Зарубежный опыт показывает широкие возможности использования кластерного подхода для решения задач, направленных на подъем и повышение конкурентоспособности экономики. Так, в США больше половины предприятий работают по следующей модели производства – предприятия кластера локализованы в одном

регионе и с максимальной выгодой используют его природный, кадровый и интеграционный потенциал. Как правило, продукция кластеров ориентирована на экспорт или импортозамещение.

Среди факторов, сдерживающих развитие кластеров в РК, следует назвать: низкое качество управления совместным бизнесом в отдельных секторах деятельности международных хозяйственных структур; слабый уровень развития приграничных территориальных кооперационных структур, которые, как правило, самостоятельно не справляются с задачей выработки и реализации приоритетов для продвижения интересов регионального бизнеса; недостаточный уровень коллективных плановых и программных решений по территориальному хозяйственному развитию; растянутые горизонты достижения ожидаемых результатов (*таблица 1*).

Таблица 1 – Характеристика условий формирования кластеров

Сдерживающие факторы и ограничения	Позитивные факторы развития
Слабый уровень научно-технических разработок	Казахстан обладает мощной нефтехимической базой.
Высокий уровень физического износа оборудования, отсталость технологий и низкая конкурентоспособность выпускаемой продукции	Благоприятная конъюнктура на мировом рынке нефтехимической продукции.
Диспаритет цен и тарифов на продукцию естественных монополий	Быстро развивающийся внутренний рынок и высокий спрос на продукцию нефтехимического комплекса
Дефицит инвестиционных ресурсов	Наличие недорогой и квалифицированной рабочей силы
Сокращение спроса на продукцию малотоннажной химии на внутреннем рынке	Наличие ряда научно-технических разработок, внедрение которых обеспечит модернизацию действующих и создание новых конкурентоспособных производств
Примечание – таблица составлена автором.	

Одной из основных особенностей развития нефтехимической индустрии Казахстана в настоящее время является реализация проектов восстановления производственного цикла на действовавших ранее предприятиях и строительство новых объектов, ориентированных на выпуск широкой гаммы конкурентоспособной продукции. Нефтехимический комплекс является базовым сегментом промышленности, который закладывает основы ее долгосрочного и стабильного развития и оказывает существенное влияние на структурные изменения в национальной экономике, обладающие существенным макроэкономическим эффектом и влияющие на уровень национальной конкурентоспособности и темпы роста экономики в целом [3].

В настоящее время в мировой практике использования углеводородных ресурсов происходит кардинальная переориентация нефтехимической и химической промышленности в отношении исходного сырья, что имеет значительные преимущества не только в стабильности сырьевой базы, но и в уровне экономической эффективности. Так, из одной тонны легкого бензина может быть получено до 300 кг этилена, из

такого же количества вакуумного газойля – около 170–180 кг, в то время как из тонны этана или пропана вырабатывают соответственно 800 и 420 кг этилена.

При определении экономической эффективности того или иного производства, как правило, за критерий принимается соотношение затрат и размеров полученного эффекта. Однако можно выбрать и другой путь расчетов, при котором сопоставляется расход сырьевых ресурсов, необходимых для выпуска одного и того же изделия из традиционных материалов и нефтехимических соединений. Практически во всех случаях преимущества будут на стороне последних. Для изготовления тысячи бумажных мешков требуется 700 кг нефти, для такого же количества полиэтиленовых – 500 кг, литровая стеклянная бутылка обходится в 250 г нефти, полиэтиленовая – в 116, энергоемкость выпуска 100 метров чугунных труб составляет почти 2 т нефти, керамических – 500 кг, а поливинилхлоридных – только 360 кг.

Все отмеченное направлено, в первую очередь, на решение главной задачи – постоянное увеличение добычи углеводородного сырья за счет интенсификации разработки действующих месторождений и ввода в эксплуатацию перспективных структур на суше и в шельфовой зоне Каспийского моря.

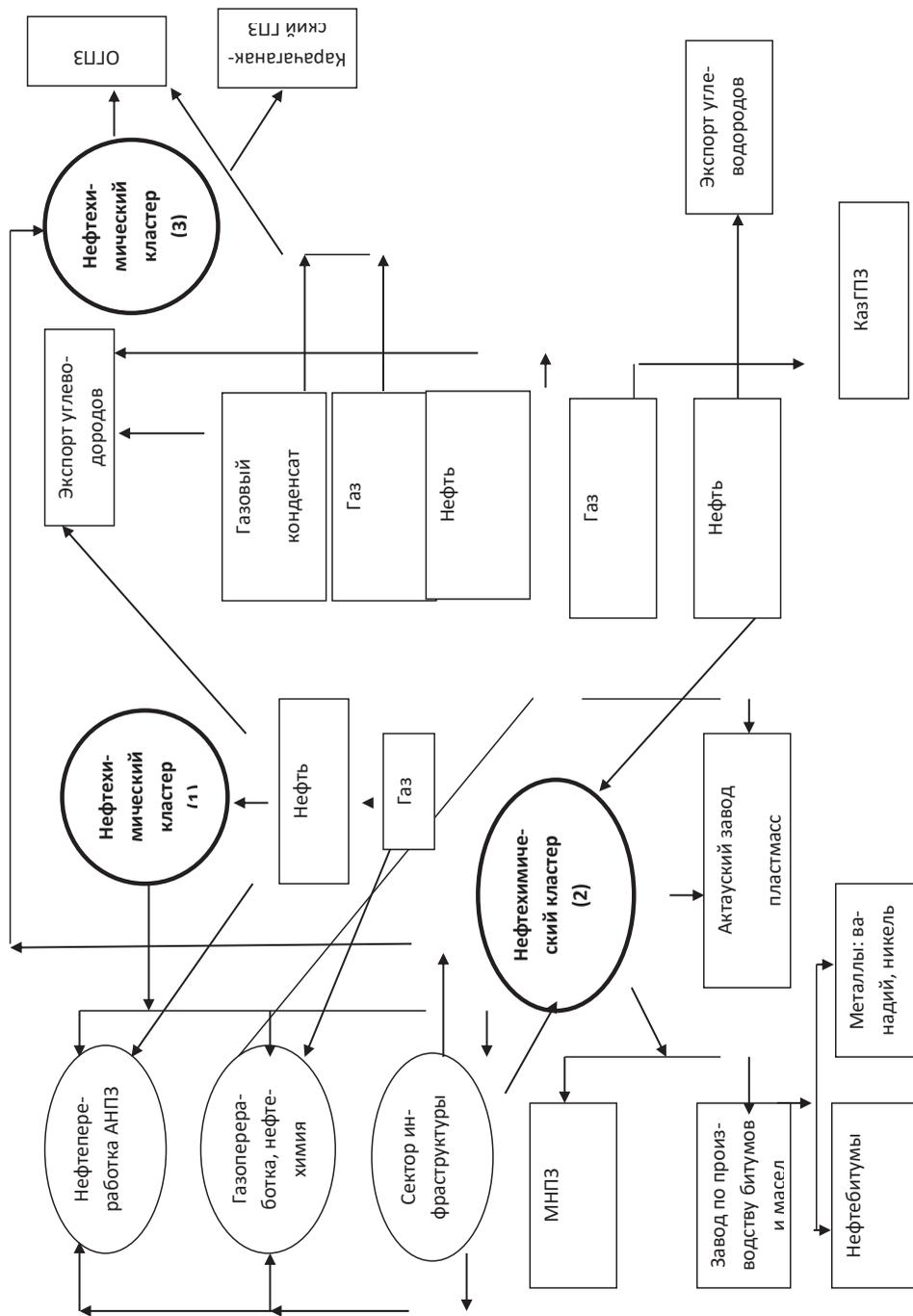
Однако видеть в качестве основной задачи развития всей совокупности подсистем нефтяной промышленности республики только интенсификацию одного звена – нефтедобычу означает потерю темпов и возможностей формирования единого национального комплекса, приоритетными задачами которой должны стать системные проработки, охватывающие средне- и долгосрочную перспективу в добыче, транспортировке, переработке сырья, решение социально-экономических и экологических проблем.

Основы кластеризации в нефтяной промышленности заключаются в необходимости создания цепочек взаимоувязанных производств от геологопоисковых и разведочных работ до переработки извлеченных углеводородных соединений и реализации товарной продукции (*рисунок*).

Реальная возможность формирования кластеров, в основу которых будет положено использование нефтегазовых ресурсов, существует в регионах Западного Казахстана. Первый из них может быть образован с учетом существующего промышленного и научного потенциала в Атырауской области. Учитывая предстоящий ввод в промышленную эксплуатацию нефтегазовых месторождений в казахстанской части шельфа Каспийского моря, следует заблаговременно создать здесь цепочку взаимосвязанных отраслей – нефтегазодобыча, нефтепереработка, нефтехимия с тем, чтобы нефть и газ с новых месторождений, с первых же лет их разработки, использовались квалифицированно и комплексно.

В основу формирования второго кластера должны быть положены существующие мощности по нефтедобыче (месторождения Мангистау и полуострова Бузачи), по переработке углеводородных ресурсов (завод пластмасс, Казахский газоперерабатывающий завод, а в перспективе – Мангистауский нефтеперерабатывающий комплекс).

Третий кластер должен быть ориентирован на использование газоконденсата Карачаганакского месторождения, а в последующем и на сырье, которое в перспективе будет добываться на новых месторождениях Западно-Казахстанской области – Тепловская, Токаревская и иные структуры.



Примечание – Рисунок составлен автором
Рисунок – Принципиальная схема формирования нефтехимических кластеров в Западном Казахстане

Сфера применения углеводородной продукции – полимерных материалов, синтетических волокон, пластификаторов настолько широка, что нет практически ни одной отрасли промышленности и социально-бытового сектора экономики, где бы они не использовались в качестве каких-либо изделий. Прочность, устойчивость к термическому и химическому воздействию, способность сохранять длительное время заданные параметры (свойства), сравнительная дешевизна и относительная легкость, доступность и достаточность необходимого сырья для получения их – вот те главные преимущества, которые позволяют успешно конкурировать синтетическим волокнам с другими материалами [4].

Обосновывая направления использования углеводородных ресурсов на предприятиях нефтехимического профиля, следует учитывать реальные возможности получения всего спектра нефтехимической продукции, использование которой в различных сферах деятельности позволит выработать широкую гамму товарной продукции. При этом переработка нефти или попутного газа может происходить по различным технологическим направлениям. Однако предпочтение должно быть отдано только тем, благодаря которым внедряется технология по глубокой обработке исходного сырья, что дает возможность извлекать более значительную долю потенциально содержащейся в нем продукции, за счет чего увеличивается коэффициент использования нефти и газа и, как следствие, растет эффективность производств, составляющих кластер [5].

Кроме того, значительная часть этого ассортимента позволяет, во-первых, дать стимул развитию отдельных отраслей промышленности (легкая, машиностроение, резино-техническая), во-вторых, экспортировать их в страны ближнего и дальнего зарубежья.

Следующим этапом реализации проектов создания кластеров могло бы стать внедрение проектов по выпуску широкой гаммы нефтехимической продукции (синтетические каучуки, ароматические соединения, моторные масла и другая продукция), в том числе на основе использования нефти и остатков ее переработки [7]. Для производства базовой нефтехимической продукции основными источниками сырья станут попутный и природный газ с ТОО «Тенгизшевройл» (ориентировочно в объеме 6 млрд м³ в год), НПЗ и ГПЗ Атырау, Жанаозеня, а в последующем – с Карачаганак и Кашагана.

На основе анализа потребностей в нефтехимической продукции международного рынка, в региональном аспекте для Казахстана наиболее экономически выгодным будет создание нефтехимических производств по выпуску полиэтилена, полипропилена, стирола и полистирола, этиленгликоля и бензола, метанола – базовой нефтехимической продукции.[6].

Газообразная часть сырья представляет собой не менее ценную, чем нефть, а для нефтехимических производств – предпочтительную сырьевую составляющую. Эффективность производств, использующих в качестве исходного сырьевого ресурса попутный газ, возрастает в несколько раз в сравнении с получением конкретной товарной продукции из нефтяного сырья. Достаточно привести следующие данные, чтобы подтвердить сделанный вывод: из 1млн м³ попутного газа месторождений Тенгиз, Карачаганак, Кашаган можно извлечь методом пиролиза 200 кг этана, из этого

объема при дегидрировании получается 130 т этилена, а из него можно получить 85 т полиэтилена или 60 т полистирола. При этом сокращается объем нефти, которая использовалась бы на эти же цели, что также подтверждает рост эффективности нефтегазового комплекса в целом.

Использование потенциала газовых ресурсов в нефтехимическом направлении может иметь различные варианты. Осуществленный анализ результатов деятельности предприятий, работающих по различным технологическим схемам, приводит к следующим выводам.

Во-первых, переработка попутного газа, осуществляющаяся по упрощенной схеме, влечет за собой выпуск незначительной части (около 30%) индивидуальных углеводородов.

Во-вторых, выработанные индивидуальные углеводороды на газохимическом комплексе, характеризующемся применением более прогрессивных технологических процессов и, соответственно, различными вариантами выхода конкурентоспособной товарной продукции, могут быть успешно реализованы на внешнем рынке, причем по цене в несколько раз превышающей цену индивидуальных углеводородов, выделенных по первому варианту.

В-третьих, экономический эффект от переработки сырьевого ресурса на газохимическом комплексе в 11,5 раз выше варианта реализации сырого газа и в 5–8 раз превышает коммерческий результат, который может быть получен при простой схеме извлечения индивидуальных углеводородов.

Поэтому разработка наиболее эффективных путей развития всей совокупности звеньев нефтегазового комплекса, при которой определяются обоснованные объемы производства конкретных видов конечной продукции, направления рационального и комплексного их использования, сокращения размеров отходов, отрицательно влияющих на состояние окружающей среды и требующих крупных финансовых затрат для их последующей утилизации, представляет собой исключительно важную проблему. Решение ее возможно в условиях формирования региональных кластеров, основой которых могут стать предприятия нефтегазового комплекса.

Формируемый в Южном Казахстане кластер, который в официальных документах называется и «хлопковым», и «текстильным», может явиться, по нашим расчетам, реальным прообразом сочетания нефтехимических производств и текстильных предприятий. Вырабатываемая нефтехимическая продукция позволит широко использовать синтетические волокна в выпуске широкого ассортимента текстильных и тканых материалов.

Реализация этой концепции, когда возникают плотные связи между нефтехимическими и текстильными предприятиями, тем более что сырьевые ресурсы для них территориально сосредоточены в одном регионе, дает основание для возможностей создания кооперативных связей в рамках «текстильно-химического кластера».

Динамика развития мирового рынка текстильной промышленности свидетельствует о сокращении в экспорте доли государств Западной Европы и США и одновременно о выходе на передовые позиции производителей из Индии, Монголии, Вьетнама, Китая и других азиатских стран, способных создать единую производственную цепочку, звенья которой географически приближены друг к другу.

Таким образом, текстильная индустрия становится своего рода ареной противостояния признанных авторитетов отрасли и новичков, подтверждающих свои амбиции неплохими результатами, активно инвестирующих в технологии и оборудование. Глобализация, стремительно растущая конкуренция со стороны развивающихся стран, необходимость постоянных капиталовложений в модернизацию производства создают новые условия игры на рынке текстильной промышленности.

Идее создания текстильного кластера в Южно-Казахстанской области отводится ключевая роль в программе реабилитации отрасли. Действительно, ссылаясь на опыт индустриально развитых стран, в которых текстильная промышленность является значительным сектором экономики, занимает весомую долю в ВВП и экспортном обороте, можно прийти к выводу, что развитие данной отрасли, позволяет обеспечить наполнение рынка продукцией собственного производства, подъем в сфере специализированного машиностроения, развитие ткацкой промышленности и торговли. Однако процесс формирования цепочки производства текстильной продукции с высокой добавленной стоимостью проходит весьма непросто (*таблица 2*).

Развитие промышленности химических волокон решает важнейшие задачи увеличения ресурсов текстильного сырья и расширения ассортимента текстильных изделий. Ткани и изделия из современных химических волокон, по многим потребительским свойствам, превосходят текстильные изделия из хлопчатобумажных волокон и полноценно заменяют натуральные шелковые и шерстяные ткани. Область применения химических волокон все более расширяется, особенно за счет производства изделий технического назначения: корд для автомобильных и авиационных шин, электроизоляция, защитные средства химической аппаратуры. Из химических волокон производятся также канаты, стропы, рукава, транспортные ленты; высокопрочные рыболовные сети и снасти; негорючие и химически стойкие ткани для бензиновых баков, масло- и бензопроводящих шлангов двигателей автомобилей и самолетов; негорючие ткани для обивки самолетов, автобусов, танков, подводных и надводных кораблей; спасательные костюмы пожарной службы, легкие и прочные волокнистые материалы для парашютов; медицинские материалы и принадлежности.

Высокая эффективность, достигаемая в результате широкого использования углеводородных ресурсов в перерабатывающих отраслях, еще раз подчеркивает всю важность вовлечения газовых ресурсов Казахстана в процессы химических преобразований. В связи с этим наиболее крупной проблемой, от масштабов и темпов решения которой зависит во многом состояние всей экономики республики на текущий момент и далекую перспективу, может быть названо интенсивное развитие нефтегазоперерабатывающих комплексов непосредственно в районах добычи ресурсов.

Экономические преимущества, лежащие в основе комплексной переработки углеводородных ресурсов, необходимо решать в практическом плане, в системной увязке всех смежных производств, уже функционирующих или проектируемых, с тем, чтобы в пределах нефтехимического кластера было организовано производство широкого ассортимента товарной продукции. Такой путь развития возможен в том случае, если кардинально изменится отношение нефтегазовым ресурсам, как

Таблица 2 – Особенности и сфера использования синтетических волокон

Тип волокна, характерная особенность	Принятое название продукта	Исходные соединения	Наименование процесса	Наименование готовых изделий, сфера их использования
1	2	3	4	5
Полиамидные (ПА): поликапроамидные полиаминоэнантовые	капрон (СССР) перлон (ФРГ) найлон 6 (ФРГ) дедерон (ГДР) энант (СССР)	фенол, бензол, циклогексан, толуол, анилин	синтез: монополимеров, полимеров	искусственный мех, ковры, обивочные ткани, корд, фильтровальные ткани, рыболовные сети, паруса, чулочно-носочные изделия
Полиэфирные (ПЭ): химическая стойкость, доступность сырья	лавсан (СССР) дакрон (США) терилен (Англия) элан (Польша) тесил (Чехословакия)	терефталевая кислота, диметиловый эфир и гликоль, оксид этилена	синтез	ткань типа кримплен, канаты, веревки, стропы, ремни безопасности, шовный материал, ткань для одежды, декоративные материалы, гардинное полотно, верхний трикотаж
Полиолефиновые (ПО):		этилен, пропилен	ионная полимеризация	искусственный мех, ткани драпировочные, курточные, зонтичные, плащевые, трикотаж, чулочно-носочные изделия, гардинное полотно, швейные нитки, обивочные ткани, занавеси, тенты, каркас, ковровые
Полиакрилонитрильные (ПАН):				
устойчивость к воздействию солнечных лучей.		пропилен, ацетилен	синтез	верхний трикотаж, тенты, брезент, автонавесы, спецодежда, защитные покрытия, фильтровальные материалы, углеродные волокна

основе выработки уникальных видов товаров, воспроизводство которых из других видов ресурсов практически невозможно.

Развитие собственной разветвленной базы нефтегазопереработки и нефтехимии необходимо, во-первых, в связи с ростом своих потребностей в исходных ресурсах углеводородов, во-вторых, вследствие того, что конечная продукция этих производств – от индивидуальных углеводородов до полимерных материалов представляет собой достаточно выгодную статью экспорта, о чем свидетельствует постоянно растущий спрос на нее на мировых рынках. Цены на синтетические волокна на мировых рынках нефтехимической продукции достигают высоких котировок: на полиэфирные волокна 2500–3100 долларов за одну тонну, на полиамидную текстильную нить – 4600–5200 долларов за одну тонну. Ванадий, содержащийся в нефти месторождений на полуострове Бузачи, оценивается на уровне 25 тыс. долларов за одну тонну. Столь впечатляющие ценовые уровни на продукцию, полученную при переработке нефтегазовых ресурсов, позволяют утверждать, что при комплексном и рациональном их использовании не только увеличатся доходы, но и изменится соотношение добывающих и перерабатывающих отраслей экономики страны. 🌐

REFERENCES

- [1] Егоров О.И. Нефтепереработка и нефтехимия в Казахстане: приоритеты развития. *Нефть и газ*. 2014; 5:43–54. [Egorov O.I. Oil refining and petrochemistry in Kazakhstan: development priorities. *Neft i gaz*. 2014; 5:43–54. (In Russ.)]
- [2] Michael E. Porter. *Competitive Strategy: Techniques for Analyzing Industries and Competitors*. Hardcover – June 1, 1998.
- [3] Азоев Г.Л. *Инновационные кластеры нанотехнологии*. М.: Бином. Лаборатория знаний; 2012. 106 с. [Azoev G.L. *Innovative nanotechnology clusters*. Moscow: Binom. Laboratoriya znanij, 2012. (In Russ.)]
- [4] Serikov T.P., Orazova G.A., Bukanova A.S., Dyusengalieva M. Zh. [Raw material potential for oil production in Kazakhstan]. *Doklady 4 mezhdunarodnyh Nadirovskih chtenij «Nauchno-tekhnologicheskoe razvitie neftegazovogo kompleksa»* [Reports of the 4th international Nadirov readings “Scientific and technological development of the oil and gas complex”]. Almaty-Tomsk, 2006, pp. 162–167. (In Russian).
- [5] Надилов Н.К. Будущее рационального использования всех видов природного газа. *Нефть и газ*. 2018; 3: 94–97. [Nadirov N.K. The future of rational use of all types of natural gas. *Neft' i gaz*. 2018;3:94–97.]
- [6] Егоров О.И. Приоритеты развития нефтегазового комплекса Казахстана. *Регион: экономика и социология*. 2016;2:222–236. [Egorov O.I. Priorities for the development of the oil and gas complex of Kazakhstan. *Region: ekonomika i sociologiya*. 2016;2:222–236.]
- [7] Сармурзина Р.Г., Айдаргалиева Ш.А. Основные направления развития нефтехимических производств в Казахстане. *Нефть и газ*. 2006;2:54–56. [Sarmurzina R.G., Ajdargalieva Sh.A. The main directions of development of petrochemical industries in Kazakhstan. *Neft' i gaz*. 2006;2:54–56.]

ОТКРЫТ МЕМОРИАЛЬНЫЙ МУЗЕЙ-КАБИНЕТ ТУЛЕУША ПАУЕДЕНОВИЧА СЕРИКОВА

В Атырауском университете нефти и газа имени **Сафи Утебаева** 21 февраля 2020 года состоялась торжественная церемония открытия мемориального музея-кабинета первого ректора, известного ученого-нефтехимика, общественного деятеля, депутата первого созыва Сената Парламента Республики Казахстан, доктора химических наук, профессора, академика Международной инженерной академии и Национальной инженерной академии Республики Казахстан **Тулеша Пауеденовича Серикова**.



Мемориальный музей-кабинет Тулеша Пауеденовича Серикова

Ученые, коллеги, несколько поколений студентов помнят первого ректора **Серикова Тулеша Пауеденовича** талантливым руководителем, энергичным и деятельным, добрым и внимательным, человеком с большим чувством юмора.

Мемориальный музей-кабинет **Т.П. Серикова** размещается на втором этаже учебного корпуса № 2, который исторически является первым корпусом ВУЗа. В настоящее время в здании находятся деканат, кафедры и лаборатории нефтегазового факультета университета.

На торжественном собрании были зачитаны приветственные слова от первого вице-президента Национальной инженерной академии Республики Казахстан, Почетного нефтяника СССР, академика **Н.К. Надирова** и заместителя председателя Ассоциации KAZENERGY, Героя труда, академика **У.С. Карабалина**. 🌐

У.К. Койбакова,
пресс-секретарь
НАО «Атырауский университет
нефти и газа им. Сафи Утебаева»



Современники Т.П. Серикова у его рабочего стола



ТОО «СП «КАЗГЕРМУНАЙ» УДОСТОВЕРЕН НАГРАДЫ ЗА ПЕРВЫЙ ПРОЕКТ ЦИФРОВОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ



Работники Товарищества занятые в проекте «Интеллектуальное месторождение»

ТОО «СП «Казгермунай» совместно с казахстанской командой Schlumberger удостоен бронзовой награды за проект «Первый проект Цифрового месторождения в России и Центральной Азии». Этот конкурс, проводится внутри компании Schlumberger для выявления лучших проектов со всего мира и оценивает исключительный уровень технической экспертизы, командной работы, инноваций и ценности для бизнеса. Совместный с ТОО «СП «Казгермунай» проект «Интеллектуальное месторождение» был одним из 600 проектов, номинированных различными подразделениями Schlumberger. Получение столь высокого признания экспертов мирового уровня подчеркивает значимость проекта как для ТОО «СП «Казгермунай», так и для мировой индустрии и Республики Казахстан.

Интерес к интеллектуальным технологиям в компании «Казгермунай» возник еще в 2012 году, когда после массового перевода скважин на механизированный способ начались проблемы с эксплуатацией оборудования, с качеством получаемых параметров работы скважины и замеров дебита. Для решения этих и других имеющихся проблем были поставлены задачи по поиску и внедрению новых технологий, направленных на интеллектуализацию производства. Ключевой задачей, несомненно, является стопроцентная автоматизация нефтепромыслового оборудования, сбор и доставка данных с помощью системы телеметрии для обработки в реальном режиме времени, а также комплексы автоматизированных систем и систем безопасности, позволяющие вести контроль за разработкой месторождений на основе мониторинга основных показателей.

Старт проекта «Интеллектуальное месторождение» был дан в 2018 году. Однако внедрение систем в рамках проекта началось еще в 2017 году. Был телемеханизирован основной добывающий фонд скважин на месторождении Акшабулак, внедрены централизованные системы контроля и управления технологическими объектами, введены в эксплуатацию два основных ситуационных центра управления: оперативный на месторождении, центр анализа и планирования добычи в офисе в г. Кызылорда.

Основной задачей проекта было и остается интеграция различных моделей и систем, которая позволит объединить все важные объекты добычи, усилив тем самым производственный потенциал Товарищества. Также с внедрением проекта станет возможным: делать выбор наилучшего варианта развития месторождения или оптимизации производства, быстро идентифицировать область потерь нефти, увеличить качество выявления причин потерь и контролировать производственное оборудование, повысить эффективность работы добывающего и нагнетательного фонда, выявить избыточную инфраструктуру, ненужное бурение, причины отказов оборудования, потери по добыче углеводородов из-за узких мест системы сбора, сократить операционные расходы и расходы на эксплуатацию оборудования и в целом повысить экономическую эффективность принимаемых решений по управлению нефтегазовым активом.



Инженеры оперативного центра на месторождении Акшабулак



Инженеры Центра анализа и планирования добычи

Современные технологии позволили уже сейчас сократить потери нефти от простоев, вести мониторинг работы скважин и производственных объектов в режиме реального времени, оперативно реагировать на их отклонения от заданного технологического режима. Внедрена система визуализации и поддержки принятия решений. Также разработана и внедрена база промысловых данных, которая позволила производить сбор, обработку цифровых данных, автоматизировать рабочие процессы и минимизировать присутствие человеческого фактора. Для решения задач по непрерывному контролю за качеством строительства скважины и оптимизации режимов бурения разработана и внедрена система удаленного мониторинга процесса бурения, которая позволила в режиме реального времени получать достоверную информацию о строительстве скважины, сократить сроки принятия решений возникающих вопросов в процессе бурения, освоения скважины.

Нами, совместно с рабочей группой АО «НК «КазМунайГаз»» уже начата работа по дальнейшему развитию проекта, разработан перечень потенциальных бизнес-инициатив для дальнейшего их включения в программу «Интеллектуальное месторождение».

Подводя итоги, следует отметить, что в мировой практике для повышения эффективности функционирования нефтегазовых промыслов широко распространенным является внедрение цифровых систем технико-технологических решений. Данное направление динамично развивается и демонстрирует значительные перспективы в ближайшие годы. 🌐

**Виктор Онохов, директор департамента автоматизации производства
Анна Титенок, ведущий специалист по связям с общественностью**

КАЗАХСТАН ПРЕДЛОЖИЛ ПРОВЕСТИ ГАЗОПРОВОД «СИЛА СИБИРИ-2» В КИТАЙ ПО СВОЕЙ ТЕРРИТОРИИ



Министры энергетики Российской Федерации Александр Новак и Республики Казахстан Нурлан Ногаев

12 февраля 2020 года министр энергетики Казахстана **Нурлан Ногаев** на встрече с министром энергетики Российской Федерации **Александром Новаком** предложил рассмотреть возможность прохождения газопровода «Сила Сибири-2» по территории Республики Казахстан с дальнейшим присоединением к газопроводной системе «Запад–Восток» Китайской Народной Республики.

Также министры обменялись мнениями по вопросам двустороннего сотрудничества в топливно-энергетической сфере и обсудили взаимодействие в рамках Евразийского экономического союза (ЕАЭС).

Александр Новак отметил конструктивный характер российско-казахстанского энергетического взаимодействия и взаимовыгодное партнерство двух стран, в том числе в сфере транспортировки нефти и газа. 



ГОСУДАРСТВЕННАЯ ПРОГРАММА ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ
РАЗВЕДКИ НА 2021–2025 ГОДЫ В КАЗАХСТАНЕ

На заседании правительства рассмотрен проект концепции государственной программы геологической разведки на 2021–2025 годы.

Разрабатываемая госпрограмма геологоразведки на 2021–2025 годы будет направлена на обеспечение геологической изученности территории Казахстана, восполнение минерально-сырьевой базы (прирост запасов полезных ископаемых), научное – исследовательское обеспечение геологического изучения недр, автоматизацию и цифровизацию, развитие инфраструктуры и кадровое обеспечение геологической отрасли, а также обеспечение социально-экономического благополучия населения страны.

На реализацию госпрограммы предполагается выделение из государственного бюджета около 200 миллиардов тенге, а также привлечение порядка 800 миллиардов тенге частных инвестиций. Исполнение госпрограммы позволит повысить геологическое доизучение площадей с 94,5 процента до 100 процентов, глубинное геолого-минералогическое картирование – с 25,8 процента до 37 процентов, выявить порядка 50 перспективных площадей твердых полезных ископаемых, увеличить охват геологической изученности осадочных бассейнов: освоенных – до 60 процентов, малоизученных – до 10 процентов.

Ожидается прирост прогнозных ресурсов, в том числе золота – 200 тонн, меди – 5 миллионов тонн, полиметаллов – 5 миллионов тонн, урана – 50 тысяч тонн, углеводородов – 700 миллионов тонн. Численность работников геолого-разведочной сферы увеличится с 190 тысяч до 250 тысяч человек. 🌐

АО «НК «КАЗМУНАЙГАЗ» ПОДПИСАЛ СОГЛАШЕНИЯ С КАЗАХСТАНСКИМИ ТОВАРОПРОИЗВОДИТЕЛЯМИ

28 февраля 2020 года в целях поддержки отечественных товаропроизводителей АО «НК «КазМунайГаз» (КМГ) подписал ряд соглашений.

АО «НК «КазМунайГаз» ведет работу по импортозамещению в рамках реализации Программы содействия по созданию новых производств, посредством заключения договоров. Договоры предусматривает реализацию импортозамещающих проектов с отлагательным условием приобретения и поставки товаров.

В рамках данной программы руководители дочерних компаний АО «НК «КазМунайГаз» – АО «КазТрансОйл» и ТОО «Атырауский нефтеперерабатывающий завод» (АНПЗ) подписали соглашения с казахстанскими предприятиями.

АО «КазТрансОйл» заключил Меморандум о сотрудничестве с казахстанской компанией «KARLSKRONA LC AB» на возможную поставку насосных агрегатов для магистральных трубопроводов.

ТОО «АНПЗ» заключил договор с ТОО «Zhaik Petroleum» на долгосрочную поставку метанола объемом более 70 тыс тонн в период с 2022 по 2024 на общую сумму 11,2 млрд. тенге. 🌐

АО «НК «КАЗМУНАЙГАЗ» ПОДПИСАЛ СОГЛАШЕНИЕ О СОТРУДНИЧЕСТВЕ С ПЕТРОПАВЛОВСКИМ ЗАВОДОМ ТЯЖЕЛОГО МАШИНОСТРОЕНИЯ

Петропавловский завод тяжелого машиностроения (ПЗТМ) – один из крупнейших в Казахстане производителей оборудования для нефтегазодобывающей, нефтегазоперерабатывающей, нефтехимической, химической, газовой, энергетической и других отраслей промышленности

21 февраля 2020 года АО «НК «КазМунайГаз» (КМГ) подписала соглашение о сотрудничестве с ПЗТМ, направленное на реализацию стратегического партнерства между АО «Самрук-Казына» и ПЗТМ путем организации поставок грузовых автомобилей и специальной техники дочерним организациям АО «НК «КМГ». 🌐



Нефть и Газ

27-я Казахстанская
международная выставка и
конференция "Нефть и Газ"

30 сентября – 2 октября 2020
Атакент, Алматы, Казахстан

подробная информация:
www.kioge.kz



**Адрес редакции
журнала «Нефть и газ»:**

050010, Республика Казахстан, г. Алматы,
ул. Богенбай батыра, 80, оф. 401, 314

Редакция: тел. +7 (727) 291 31 71

e-mail: neftgas@inbox.ru

<http://neft-gas.kz>

Подписано в печать 07.04.2020
Формат 70×100 1/16. Бум. мелованная
Усл.-печ. л. 15,0. Тираж 2000 экз.

Отпечатано в типографии:
Print House Gerona Офис: г. Алматы, ул. Сатпаева, 30а/3, оф. 124
Тел.: +7 (727) 398–94–59
Цех: г. Алматы, ул. Помяловского, 29А/1
Факс: +7 (727) 242–78–84

ISSN 1562-2932



9 771562 293001

ТРЕБОВАНИЯ к публикациям в журнале «НЕФТЬ и ГАЗ»

В журнале публикуются статьи по результатам оригинальных, принципиально новых научно-технических исследований в областях: геология; бурение; добыча; транспортировка; переработка; экономика; экология и др, а также практикует публикацию кратких сообщений.

Журнал включен в Перечень Министерства Образования и науки РК для публикации научных результатов соискателей ученых степеней и званий.



Статьи оформляются строго по правилам международных научных журналов (см. сайт журнала: <http://neft-gas.kz>)

- **Последовательность оформления статьи для журнала:** слева сверху нужно указать индекс: **УДК**
- В начале статьи дается краткий обзор мировой и отечественной литературы со ссылкой на соответствующие источники, показывается принципиальная новизна и актуальность предлагаемого материала.
- **Материал статьи** – название, сведения об авторах, аннотацию необходимо предоставлять на трех языках (казахском, русском и английском)
- **Название статьи** должно быть конкретным, лаконичным и отражать основную суть исследования.
- **Аннотация** с объемом до 300 слов должна содержать принципиально новые результаты, полученные авторами, не допускается использование ссылок, каких-либо сокращений.
- **Ключевые слова** (не более десяти)
- **Сведения об авторе (авторах):** Ф.И.О. авторов, цветное фото, ученая степень, звание, должность, место работы, контактные телефоны, полный почтовый адрес – все это по каждому автору, электронные адреса и номера с кодом страны, города. Необходимо указать автора, ответственного за переписку с журналом.
- **Рецензирование.** Статьи проходят открытое, анонимное одностороннее и двустороннее рецензирование и проверку на плагиат.
- **Этика публикаций.** При обнаружении в статье недостоверных сведений, плагиата, повторов ранее опубликованных работ, их переводы и др., не рассматривается.

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



АТЫРАУ
OIL & GAS KAZAKHSTAN

19-я Северо-Каспийская
Региональная выставка
"Атырау Нефть и Газ"

26-28 августа 2020
Казахстан, Атырау



подробная информация:
www.oil-gas.kz