2020
№ 3-4 (117-118)

НЕФТЬ И ГАЗ

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

Подписной индекс 75602

Комплексное решение для защиты промышленных сред

Kaspersky Industrial CyberSecurity

kaspersky

https://ics.kaspersky.ru

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

МҰНАЙ МЕН ГАЗ
НЕФТЬ И ГАЗ
OIL AND GAZ

3–4 (117–118) 2020

Главный редактор
академик Надир Каримович НАДИРОВ

Редактор научных проектов
Елена СОЛОДОВА

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)

Н.Г. МАТЛОШИНСКИЙ, тех. директор ТОО «Reservoir Evaluation Services» (г. Ровно, Украина)

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)

МАЗМҰНЫ

ӨЗЕКТІ

Н.К. Надиров,
Оқырмандарға үндеу.....6

Н.К. Надиров.
Қазақстанды әлемнің бәсекеге барынша қабілетті және алдыңғы шептегі мұнай еліне қалай айналдыруға болады 7

Emerson Қазақстанда «Тенгизшевройл» өндірісін цифрландыруды қолдау үшін өндірістік мүмкіндіктерін кеңейтуде.....52

ГЕОЛОГИЯ

Б.С. Зейлик, Р.Т. Баратов.
Оңтүстік Торғай ойысымындағы сақина құрылымдары және көмірсутек кен орындарының болжамы.....54

Х.Б. Абилхасимов.
Орал маңы ойысымының оңтүстік бөлігіндегі геологиялық құрылым және мұнай-газ келешегі 69

ГЕОФИЗИКА

А.К. Жумабеков, В.С. Портнов, Лью Джэн.
Коллекторлардың кешендік сипаттамалық сейсмикалық әдісі 84

БҰРҒЫЛАУ

V.-P. Tudorache, M. Minescu, N. Ilias.
Суы өте терең аумақтарда мұнай және газ ұңғымаларын бұрғылау ерекшеліктері.....93

ӨНДІРУ

К.Т. Бисембаева, А.К. Бисембаева, Б.Н. Койлыбаев.
Күрделі су тоғыту тәсілінің тиімділігін бағалау 109

БИТУМЫ

Н.К. Ишмухамедова.
Техногенді модификаторы бар жол битумы.....118

СҰЙЫТЫЛҒАН ГАЗ

Х.С. Мерпеисов, В.В. Финько, В.Е. Финько.
Автокөлікке және аймақтарды газдандыруға арналған сұйытылған табиғи газ өндірісінің жаңа технологиясы.....125

GALEX ИННОВАЦИЯЛЫҚ ТЕХНОЛОГИЯЛАРЫ

А.И. Бажал, А.М. Барак.
Тиімді «жасыл» технология (SWEM) – атмосферадан электр қуаты мен су өндіру 137

ЭКОНОМИКА

О.И. Егоров.
Мұнай мен газ кешенінің форс-мажор жағдайында жұмыс істеу түйткілдері 150

ЭКОЛОГИЯ

С.К. Мырзалиева, Ж.Т. Багашарова.
Қайталама өсімдік шикізатынан суды мұнай өнімдерінен тазартатын тиімді сорбенттер алу 160

Н.О. Аппазов, Б.М. Базарбаев, Н.И. Акылбеков, Р.У. Жаппарбергенов, С.А. Канжар, Б.М. Диярова.
Күріш және мұнай қалдықтарынан сапалы сорбент алу 169

ТАРИХ БЕТТЕРІ

К.Д. Айдарбеков.
Құмкөл кен орнының ашылу және даму тарихы 180

МЕРЕЙТОЙЛАР

Матлошинский Николай Григорьевич 70 жаста 188

Нугманов Якуб Даудович 70 жаста.....189

ҚАЗАҚСТАННЫҢ МҰНАЙ-ГАЗ СЕКТОРЫ 190

МҰНАЙ КОМПАНИЯЛАРЫНЫҢ ЖАҢАЛЫҚТАРЫ 195

ӘРІПТЕСТІҢ РУХЫНА БАҒЫШТАЛҒАН

Калдыгозов Еркимбек.....199

СОДЕРЖАНИЕ

АКТУАЛЬНО

Н.К. Надиров.
Обращение к читателям 6

Н.К. Надиров.
Как сделать Казахстан самой конкурентоспособной и передовой нефтяной страной мира 7

Emerson расширяет свои производственные возможности в Казахстане для поддержки цифровизации производства Тенгизшевройл 52

ГЕОЛОГИЯ

Б.С. Зейлик, Р.Т. Баратов.
Кольцевые структуры в Южно-Торгайском прогибе и прогноз месторождений углеводородов.....54

Х.Б. Абилхасимов.
Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности южного борта Предуральского прогиба 69

ГЕОФИЗИКА

А.К. Жумабеков, В.С. Портнов, Лью Джэн.
Сейсмический метод комплексной характеристики коллекторов.....84

БУРЕНИЕ

V.-P. Tudorache, M. Minescu, N. Ilias.
Особенности бурения морских нефтяных и газовых скважин на участках с очень глубокой водой 93

ДОБЫЧА

К.Т. Бисембаева, А.К. Бисембаева, Б.Н. Койлыбаев.
Оценка эффективности метода фигурного заводнения 109

БИТУМЫ

Н.К. Ишмухамедова.
Дорожный битум с техногенным модификатором.....118

СЖИЖЕННЫЙ ГАЗ

Х.С. Мерпеисов, В.В. Финько, В.Е. Финько.
Новая технология производства сжиженного природного газа для автотранспорта и газификации регионов 125

ИННОВАЦИОННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ GALEX

А.И. Бажал, А.М. Барак.
Эффективная «зеленая» технология (SWEM) – производство электроэнергии и воды из атмосферы 137

ЭКОНОМИКА

О.И. Егоров.
Проблемы функционирования нефтегазового комплекса в условиях форс-мажорных обстоятельств 150

ЭКОЛОГИЯ

С.К. Мырзалиева, Ж.Т. Багашарова.
Получение эффективных сорбентов из вторичного растительного сырья для очистки воды от нефтепродуктов 160

Н.О. Аппазов, Б.М. Базарбаев, Н.И. Акылбеков, Р.У. Жаппарбергенов, С.А. Канжар, Б.М. Диярова.
Получение качественного сорбента из отходов риса и нефтешлама 169

СТРАНИЦЫ ИСТОРИИ

К.Д. Айдарбеков.
История открытия и освоения месторождения Кумколь.....180

ЮБИЛЕИ

Матлошинскому Николаю Григорьевичу – 70 лет.....188

Нугманову Якубу Даудовичу – 70 лет 189

НЕФТЕГАЗОВЫЙ СЕКТОР КАЗАХСТАНА.....190

НОВОСТИ НЕФТЯНЫХ КОМПАНИЙ МИРА.....195

ПАМЯТИ КОЛЛЕГИ

Калдыгозов Еркимбек.....199

RELEVANT

N.K. Nadirov.
Appeal to readers 6

N.K. Nadirov.
How to make Kazakhstan the most competitive and technologically innovative country of the world.....7

Emerson expands its manufacturing capabilities in Kazakhstan to support digitalization of production Tengizchevroil.....52

GEOLOGY

B.S. Zeylik, R.T. Baratov.
Ring structures in the south Torgai basin and the forecast fields of hydrocarbons 54

Kh.B. Abilkhasimov.
Geological structure and oil and gas potential of the southern edge of the Pre-ural fore deep 69

GEOPHYSICS

A.K. Zhumabekov, V.S. Portnov, Zhen Liu.
Application of seismic methods for integrated reservoir characterization 84

DRILLING

V.-P. Tudorache, M. Minescu, N. Ilias.
Particularities related to drilling offshore wells in areas with very deep water 93

PRODUCTION

K.T. Bissembayeva, A.K. Bissembayeva, B.N. Koilybayev.
Efficiency estimation of the figure flooding method 109

BITUMENS

N.K. Ishmuhamedova.
Road bitumen with a man-made modifier 118

LIQUEFIED GAS

Kh.S. Merpeyissov, V.V. Finko, V.E. Finko.
New technology for liquefied natural gas production for motor transport and provision of regions with gas supply 125

GALEX INNOVATIVE TECHNOLOGIES

A.I. Bazhal, A.M. Barak.
SWEM – efficient «green» technology for generating electricity and water from the atmosphere 137

ECONOMY

O.I. Egorov.
Problems of operation of oil and gas complex in the conditions of force majeure 150

ECOLOGY

S.K. Mirzalieva, Zh.T. Bagasharova.
Obtaining effective sorbents from secondary plant raw materials for water purification from oil products 160

N.O. Appazov, B.M. Bazarbayev, N.I. Akylbekov, R.U. Zhapparbergenovs, A. Kanzhar, B.M. Diyarova.
Obtaining qualitative sorbent from rice waste and oil sludge 169

HISTORY CHAPTERS

K D. Aydarbekov.
The history of the discovery of the Kumkol deposit.....180

ANNIVERSARIES

Matloshinskiy Nikolai Grigorievich – 70 years 188

Nugmanov Yakub Daudovich – 70 years 189

KAZAKHSTAN'S OIL AND GAS SECTOR 190

OIL COMPANY NEWS 195

IN MEMORY OF COLLEAGUE

Kaldygozov Erkinbek 199

УВАЖАЕМЫЕ АВТОРЫ И ЧИТАТЕЛИ НАУЧНОГО ЖУРНАЛА «НЕФТЬ И ГАЗ»!

С наступлением 2020 года мировая нефтяная отрасль вступила в ранее невиданный кризис. Были кризисы и раньше, но этот – общемировой и особенно катастрофичный.

Для выхода из этого положения нам нужно мобилизовать весь человеческий капитал, накопившийся научно-технический, организационно-производственный потенциал. Вспомним 120-летнюю историю развития нефтегазового комплекса нашей страны. Какие только подвиги ни совершали наши предки при освоении нефтяной Эмбы, аномальных нефтей Мангистау, редких по своим свойствам нефтей полуострова Бузачи, уникальных нефтей месторождений Тенгиз, Карачаганак, Кашаган и др. При этом впервые в мировой практике разрабатывались и применялись принципиально новые технологии.

Сейчас настало время «включить мозги» и совершить технологический прорыв в преобразовании нефтегазовой отрасли. Мы должны сделать отрасль не только на порядок экономически более эффективной в сравнении с прямыми конкурентами, но сделать углеводородные топлива экономически и экологически чистыми и подтвердить это на практике. Только в этом случае мы сможем максимально добывать и продавать наши нефть, газ и полученные товарные продукты их переработки, создать основу благосостояния будущих поколений казахстанцев.

Страницы журнала «Нефть и газ» могут служить дискуссионной площадкой не только для ученых и специалистов нашей страны, но и зарубежных, поскольку он издается по требованиям, аналогичным для авторитетных международных научных журналов, распространяется не только в Казахстане и странах СНГ. В журнале публикуются статьи о результатах оригинальных, принципиально новых научных исследований, инженерно-технических разработок в областях: **геология; геофизика; бурение; добыча; транспортировка; переработка; экономика; экология** и др.

За период более 20 лет журнал стал рупором индустриально-инновационного развития всего нефтегазового комплекса и связанных с ним важнейших секторов экономики.

В этом номере опубликована статья, содержащая базовую информацию о важнейших научных открытиях и инженерно-технических разработках ученых Национальной инженерной академии, которые могут реально способствовать выходу из кризиса.

Мы готовы предоставить страницы научного издания для новых идей, инновационных проектов и высокоприоритетных рекомендаций по насущным проблемам нефтегазовой отрасли нашей страны.

С наилучшими пожеланиями,

Н.К. Надиров
главный редактор,
академик АН Казахской ССР,
Почетный нефтяник СССР

https://doi.org/10.37878.2708-0080/2020.011

КАК СДЕЛАТЬ КАЗАХСТАН САМОЙ КОНКУРЕНТОСПОСОБНОЙ И ПЕРЕДОВОЙ НЕФТЯНОЙ СТРАНОЙ МИРА

Н.К. НАДИРОВ,[1]
первый вице-президент Национальной инженерной академии РК,
академик АН Казахской ССР, Почетный нефтяник СССР

«Наша страна вступает в качественно **новую фазу** своего развития.
По сути, мы будем жить **в новой реальности**.
Поэтому предстоит осуществить **масштабную**,
глубинную трансформацию экономики
и системы госуправления».

Заявление Главы государства Касым-Жомарта Токаева
(г. Нур-Султан, 27 апреля 2020 года)

Нефтяную отрасль, как и мировую экономику в целом, потряс ранее невиданный кризис, связанный с пандемией COVID-19, который требует принять экстренные меры для его преодоления.

*Считая, что только опора на инновации, технологический прогресс, человеческий капитал обеспечат выживание отрасли, в статье **тезисно** отображена сущность принципиально новых, запатентованных или защищенных дипломами научных открытий, технологий, призванных обеспечить экономическое, экологическое и коммерческое лидерство Казахстана в деле производства нефти по единому циклу – от разведки на нефть до бензоколонки.*

В Национальной инженерной академии Республики Казахстан на протяжении нескольких десятилетий накоплена база таких решений.

***В области геологоразведки:** космические и инновационные геологические методы как региональные, так и детальные позволяют на порядок дешевле, точнее выявлять перспективные поисковые объекты и открывать новые месторождения нефти и газа.*

***В области добычи и транспортировки нефти:** технологии GALEX обеспечат разработку высоковязких, трудноизвлекаемых нефтей: заводненных, истощенных*

*Автор для переписки. E-mail: nnk32@mail.ru

месторождений с себестоимостью, не превышающей 4–5 доллара за баррель; транспортировку трубопроводами в разы больших объемов нефти без повышения затрат.

***В области нефтепереработки:** технологии низкотемпературной гидроконверсии, синтеза нефтепродуктов позволят глубоко перерабатывать углеводородное сырье любого качества при относительно низких температурах, производить рыночно востребованные продукты с возможностью быстрого перепрофилирования производства.*

***В области эффективности и экологичности углеводородных топлив:** рекомбинировать углеводородные топлива при их сжигании в двигателях внутреннего сгорания с экономией на 30% и более, с сокращением эмиссии парниковых газов на 30% и более, исключение выбросов отравляющих веществ в биосферу на 95–98%, можно с использованием опробованных активаторов SALF.*

***В области возобновляемых источников энергии:** технологии по производству возобновляемых источников энергии позволят значительно снизить энергоемкость всей отрасли, обеспечить население труднодоступных и удаленных районов дешевой энергией и пресной водой.*

Приведенные в тексте ссылки – это база данных о научных публикациях, открытиях, инженерно-технических разработках, защищенных патентами и дипломами, рекомендациях, созданных учеными, профессионалами нефтяниками, изобретателями Национальной инженерной академии Республики Казахстан, которые могут быть представлены для использования по назначению в нефтегазовой отрасли.

***КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА:** Национальная инженерная академия Республики Казахстан, углеводородное сырье, геологоразведка, добыча, подготовка, транспортировка, переработка, возобновляемая энергетика, база данных о разработках и научных открытиях.*

ҚАЗАҚСТАНДЫ ӘЛЕМНІҢ БӘСЕКЕГЕ БАРЫНША ҚАБІЛЕТТІ ЖӘНЕ АЛДЫҢҒЫ ШЕПТЕГІ МҰНАЙ ЕЛІНЕ ҚАЛАЙ АЙНАЛДЫРУҒА БОЛАДЫ

Н.К. НАДИРОВ, ҚР Ұлттық инженерлік академиясының бірінші вице-президенті, академик, КСРО-ның құрметті мұнайшысы

Тұтастай әлемдік экономика сияқты мұнай саласын COVID-19 індетімен байланысты бұрын-соңды болмаған дағдарыс дүр сілкіндірді, оны еңсеру үшін шұғыл шаралар қабылдау қажет болуда.

*Инновацияларға, технологиялық прогреске, адами капиталға сүйену ғана саланың дағдарысқа төтеп беруін қамтамасыз етеді деген оймен мақалада **тезис түрінде** Қазақстанның мұнайды оны барлаудан бастап бензин бағаншасына дейін бірыңғай цикл бойынша өндіру ісінде экономикалық, экологиялық және коммерциялық көшбасшылығын қамтамасыз ететін,түбегейлі түрде жаңа болып келетін, патенттелген немесе дипломдармен қорғалған ғылыми жаңалықтардың, технологиялардың мәні көрсетілген.*

Қазақстан Республикасының Ұлттық инженерлік академиясында бірнеше ондаған жылдар ішінде осындай шешімдердің қоры жинақталған.

***Геологиялық барлау саласында:** өңірлік, сондай-ақ егжей-тегжейлі ғарыштық және инновациялық геологиялық әдістер келешегінен үміт күттіретін іздеу нысандарын біршама арзан, дәлірек анықтауға және жаңа мұнай мен газ кенорындарын ашып отыруға мүмкіндік береді.*

***Мұнайды өндіру мен тасымалдау саласында:** GALEX технологиялары тұтқырлығы жоғары, алынуы қиын мұнайларды, суланған, сарқылған кенорындарын бір баррелі үшін 4–5 доллардан аспайтын өзіндік құнмен игеруді; құбырлар арқылы мұнайдың*

бұрынғыдан жоғары көлемдерін шығынын арттырмай тасымалдап отыруды қамтамасыз ететін болады.

Мұнай өңдеу саласында: *мұнай өнімдерін төмен температуралық гидроконверсиялау, синтездеу технологиялары кез келген сападағы көмірсутекті шикізатты салыстырмалы түрде төмен температураларда қайта өңдеп, өндірісті тез арада қайта бейіндеу мүмкіндігімен нарықта сұранысқа ие өнімдерді өндіріп отыруға мүмкіндік береді.*

Көмірсутекті отындардың тиімділігі мен экологиялық тазалығы саласында: *көмірсутекті отындарды іштен жану қозғалтқыштарында 30% және одан артық пайызбен, бу газдарының эмиссиясын 30% және одан артық пайызға қысқартумен қайта құрылымдау, биосфераға бөлінетін улаушы заттардың 95–98%-ын болдырмау SALF активаторларын қолдану арқылы мүмкін болады.*

Жаңғыртылатын энергия көздері саласында: *жаңғыртылатын энергия көздерін өндіру технологиялары тұтастай саланың энергия сыйымдылығын елеулі мөлшерде азайтуға, қолжетімсіз және қашықтағы аудандардың халқын арзан энергия мен тұщы сумен қамтамасыз етуге мүмкіндік береді.*

Мәтінде келтірілген сілтемелер – бұл мұнай-газ саласында нысаналы мақсаты бойынша қолдануға арнап ұсынуға болатын, Қазақстан Республикасының Ұлттық инженерлік академиясының ғалымдары, кәсіпқой мұнайшылары, өнертапқыштары әзірлеп шығарған, патенттер мен дипломдармен қорғалған ғылыми жарияланымдар, жаңалық ашулар, инженерлік-техникалық әзірлемелер туралы деректер қоры.

ТҮЙІН СӨЗДЕР: *Қазақстан Республикасының Ұлттық инженерлік академиясы, көмірсутекті шикізат, геологиялық барлау, өндіру, әзірлеу, тасымалдау, қайта өңдеу, жаңғыртылатын энергетика, әзірлемелер мен ғылыми жаңалықтар туралы деректер қоры.*

HOW TO MAKE KAZAKHSTAN THE MOST COMPETITIVE AND TECHNOLOGICALLY INNOVATIVE COUNTRY OF THE WORLD

N.K. NADIROV, First Vice-President of the National Engineering Academy of Kazakhstan, Academician, Honorary Oilman of the USSR

The oil industry, like the world economy as a whole, has been shaken by the previously unseen crisis triggered by the COVID-19 pandemic. Urgent measures requires to challenge and overcome it.

Believing that only reliance on innovation, technological progress, human capital will ensure the survival of the industry, the article below outlines the essence of fundamentally new, patented or diploma-protected scientific discoveries, technologies that address to resolve the challenges and ensure the Kazakhstan's economic, environmental and commercial supremacy in every step of oil production – from oil exploration all the way to a gas tank.

The National Engineering Academy of the Republic of Kazakhstan has accumulated a large base of such solutions.

In the field of exploration: *space sciencecomplimenting geologicalinnovative methods, both regional and detailed, allow for an order of magnitude cheaper, more accurately identify promising search sites and discover new oil and gas fields.*

In the field of oil production and transportation: *GALEX technologies will ensure the production of ultra-viscous, hard-to-recover oil, high water cut, depleted fields at a cost of not exceeding 4–5 dollars per barrel; transportation by pipelines of oil volumes times greater than the base volume at no costs increase.*

In the field of oil refining: *low-temperature hydro-conversion technology, technology foron-site synthesizing petroleum products from crude oil will allow deep processing of hydrocarbon products of any specifications at relatively low temperatures, produce market-demanded products with the possibility of rapid reprofiling of production.*

In the area of hydrocarbon fuel efficiency and environmental efficiency: *to reformat hydrocarbon fuels prior being burned in internal combustion engines with savings of 30% or more,*

with a reduction in greenhouse gas emissions by 30% or more, the elimination of poisonous substances emissions into the biosphere by 95–98%, can be used with patented andproven SALF technology and devices.

In the field of renewable energy: *renewable energy technologies will significantly reduce the energy intensity of the entire industry, provide the population of hard-to-reach and remote areas with cheap energy and fresh water.*

The references in the text are a database of scientific publications, discoveries, engineering and engineering, protected patents and diplomas, recommendations created by scientists, oil professionals, inventors of the National Academy of Engineering of the Republic of Kazakhstan, which can be submitted for use for purpose in the oil and gas industry.

KEY WORDS: *National Engineering Academy of the Republic of Kazakhstan, hydrocarbon crude, exploration, production, processing, transportation, renewable energy, development database and scientific discoveries.*

Геологоразведка **12**

Добыча **16**

«Умная» качалка **22**

Подготовка **22**

Транспортировка **24**

Радиационно-термическая переработка **27**

Низкотемпературная вакуумно-волновая гидроконверсия нефтяного сырья **28**

Экономическая и экологическая эффективность использования углеводородных топлив **30**

Попутный и сжиженный природный газ **31**

Использование возобновляемой энергетики в нефтегазовом комплексе **34**

Эффективное сочетание доступных энергоисточников **36**

База данных: публикации, патенты, дипломы, открытия, разработки **40**

Человек является хозяином и главным богатством страны. Все прочие богатства, недра и природные ресурсы, содержащиеся в них, принадлежат людям и должны им служить. Наша страна обладает огромными ресурсами: нефть, газ, уголь, цветные и черные металлы и др. Но реальным богатством эти ресурсы могут стать тогда, когда они используются со знанием дела, рационально и эффективно.

Нефть и газ – традиционно называют «черным золотом», а для Казахстана нефтегазовая отрасль – это важнейший элемент народного хозяйства.

Но в условиях резко обострившейся мировой конъюнктуры среди нефтедобывающих стран уже недостаточно просто добыть и поставить нефть отечественным и зарубежным потребителям, ее надо добыть более эффективно, перерабатывать и использовать более экономично, чем это делают конкуренты. Только реализованные с прибылью нефть и нефтепродукты действительно становятся «черным золотом».

Проблемы конкурентоспособности нашей нефтегазовой отрасли особенно обна-

жились и обострились в последнее время в связи с резким падением нефтяных цен и спроса на нефть из-за пандемии коронавируса. Из отчета **«IHS-Markit»,** одной из самых признанных экспертных компаний мира, средняя цена безубыточности нефти Казахстана, добываемой на суше, составляет 46 долларов за баррель. Для сравнения, цена безубыточности по Саудовской Аравии – 17 долларов за баррель. Это сравнение предельно ясно иллюстрирует необходимость прорыва в конкурентоспособности производства нашей нефти по всему циклу, включающему выявление, добычу, подготовку, транспортировку и глубокую переработку нефти, вплоть до поставок нефтепродуктов конечному потребителю. Сегодня это стало важнейшей государственной задачей.

Нельзя не согласиться с мнением Президента Казахстана **Касым-Жомарта Токаева** о необходимости в условиях неблагоприятных реалий нашего времени ***«осуществить масштабную, глубинную трансформацию экономики».***

Мы убеждены, что ключом к глубинной трансформации – прорыву в нефтяной отрасли, которая является локомотивом экономики нашей страны, может и должно стать внедрение в отрасль инновационных механизмов и собственно инноваций – непосредственно в систему ***нефтепроизводства и нефтепотребления.***

Интересная тенденция последнего времени: крупнейшие транснациональные нефтяные компании Shall, BP, Chevron и все другие списывают нерентабельные активы совокупно на сотни миллиардов долларов. Среди таких нерентабельных активов месторождения нефти, себестоимость добычи из которых высока. То есть стратегии этих компаний, и АО «НК «КазМунайГаз» разделяет эту позицию, основаны на уверенности в том, что нефтяные цены останутся на низком уровне в обозримой перспективе. Основа такой позиции состоит в уверенности в том, что устойчивое превышение предложения нефти на мировом рынке над спросом не позволит ценам на нефть вырасти до уровней, когда инвестиции в разработку таких капиталоемких месторождений будут рентабельными. Как было сказано, сложившаяся себестоимость казахстанской нефти – одна из самых высоких в мире, поэтому только широкое внедрение инновационных основ устройства индустрии, активное внедрение самых передовых мировых и отечественных разработок по всему циклу отрасли обеспечат конкурентоспособное будущее страны.

Нашими учеными и нашими международными партнерами разработаны эффективные и экономичные технологии для всех этапов освоения углеводородного сырья. Ниже мы предлагаем вниманию читателей краткий обзор созданных учеными, инженерами, изобретателями Национальной инженерной академии Республики Казахстан технологий, внедрение которых позволит резко снизить себестоимость и повысить эффективность производства нефти, нефтепродуктов, повысить рыночную оценку, экономическую и экологическую привлекательность отрасли, вывести ее в разряд мировых технологических лидеров.

Главным критерием дееспособности и успешности нефтяных компаний и нефтедобывающих стран с недавних пор стал такой важнейший показатель, как конкурентоспособность. Именно в этом наша отрасль должна и может занять лидирующее положение. Соответствующие технологии уже разработаны. Для нас очевидно то, что себестоимость добычи даже трудноизвлекаемой нефти можно снизить до

4–6 долларов за баррель, и даже ниже, выведя ее в разряд самых эффективных в мире. Имеются также технологии резкого снижения себестоимости подготовки, транспортировки нефти, ее глубокой переработки и эффективного использования нефтепродуктов.

Все стадии производства нефти и газа, начиная от поиска и разведки месторождений, и в последующем – добычи, подготовки, транспортировки и глубокой переработки являются весьма капитало- и энергоемкими, поэтому наша главная задача заключается в разработке и внедрении более эффективных и менее энергоемких технологий для всех стадий нефтегазового комплекса.

Таким образом, использование «умных» технологий и накопленный человеческий капитал обеспечат экономическое превосходство и коммерческую выгодность единого цикла, именуемого ***«от разведки на нефть до бензоколонки».***

ГЕОЛОГОРАЗВЕДКА

В мировой практике в классическом варианте **геологоразведочные работы (ГРР)** (синоним – **геологоразведка**) на углеводородное сырье включают: **1) региональные исследования:** геологические, геофизические, геохимические, аэрокосмические и др. *(оценка перспективных ресурсов);* **2) детальные исследования:** геологические и геофизические *(выявление и геометризация поискового объекта);* **3) бурение поисковых скважин** *(обнаружение месторождения)*; **4) бурение разведочных скважин** *(предварительная и детальная разведка, подготовка месторождения к разработке, подсчет запасов*).

Первые два этапа тесно сопряжены с научными исследованиями и тематическими работами. Результаты второго и третьего этапа, при необходимости, – предмет научного критического уточняющего анализа с последующими практическими рекомендациями.

На протяжении не менее двух десятков лет учеными Национальной инженерной академии Республики Казахстан были выполнены научные исследования, имеющие прямое или косвенное отношение ко всем, без исключения, элементам геологоразведки в сформулированном выше понимании.

В феврале текущего года на заседании Правительства Республики Казахстан был рассмотрен проект Концепции Государственной программы геологической разведки на 2021–2025 годы. ***Предполагается, что исполнение Госпрограммы позволит увеличить охват геологической изученности осадочных бассейнов: освоенных – до 60%, малоизученных – до 10%. «Ожидается прирост прогнозных ресурсов углеводородов – 700 млн тонн».***

Для успешной реализации данной Государственной программы и приращения нескольких сотен млн тонн ***реальных запасов*** углеводородного сырья возможно и необходимо использование наработок, созданных учеными и практиками под эгидой Национальной инженерной академии, краткий обзор которых представлен ниже.

Необходимыми элементами обоснования постановки геологоразведочных работ являются **научно обоснованные** *понятийная база, терминология и классификация полезных ископаемых.* Мы в 2017 году создали Концепцию Казахстанского класси-

фикатора полезных ископаемых (класс «углеводородное сырье») [1, 2]. Этот давно востребованный документ должен быть утвержден на правительственном уровне – это веление нашего времени. Узаконенный данный документ обеспечит обоснованную корректировку выбора объектов *(как региональных, так и детальных)* для постановки ГРР.

Более 30 лет назад в надсолевом комплексе Прикаспийской впадины была выявлена региональная зональная линейность уникальных аномальных структур и всех известных месторождений и проявлений тяжелых нефтей и природных битумов, которая послужила основанием для создания коллективом авторов «Способа обнаружения залежей высоковязких нефтей и природных битумов» [3]. Внедрение этого способа в практику поисковых работ привело к открытию нескольких десятков месторождений природных битумов и в том числе уникального месторождения природных битумов и тяжелых нефтей Мортук. Первооткрывателями месторождений Мортук, Акшокы и Донгелексор официально признаны исследователи [4, 5], которые в последующие годы продолжили выполненные ранее наработки, дополнили современными данными и создали **методику (алгоритм)** – инновационный конкретный «рецепт» повышения успешности поиска скоплений углеводородов и их дериватов в надсолевом комплексе Прикаспийской впадины [6–9].

Известно, что **традиционные** геологические, геофизические, геохимические методы, применяемые на первых двух этапах ГРР (региональные исследования и подготовка объектов), – трудоемкие, дорогостоящие и, самое главное, не всегда достаточно надежные. Подтверждаемость результатов, полученных при этом, по некоторым исследованиям, в среднем составляет 25%. Следовательно, создание и внедрение более дешевых, а зачастую и более достоверных, **нетрадиционных** способов, методов, технологий в систему ГРР – это насущная необходимость нефтегазовой отрасли.

В 2005 г. в научном издании «Нефть и газ» я опубликовал статью с очень осторожным, но интригующим названием *«Влияет ли космос на нефтегазовое дело»* [10].

С казахстанской земли произведен первый в мире запуск искусственного спутника Земли в 1957 году, осуществлен полет в космос первого человека в 1961 году. Сам Бог велел нам стать первой страной, открывшей эру использования космических технологий для решения многочисленных научных и производственных задач, в том числе открытия новых месторождений и мониторинга всех объектов нефтегазового комплекса.

В 2011 году, в связи с 50-летием полета землянина Ю.А. Гагарина в космос, мы решили один из выпусков журнала «Нефть и газ» посвятить проблеме ***«космос и нефтегазовый комплекс»***. Рассчитывали на поступление двух-трех статей. Вопреки нашим предположениям, портфель редакции оказался наполнен важными статьями, которые были успешно опубликованы в двух выпусках издания. О *«космических стартах Казахстана»* поведали Т.А. Мусабаев (доктор технических наук, впоследствии академик, Герой России и Республики Казахстан), председатель Национального космического агентства Казахстан и его заместитель академик М.М. Молдабеков; академик Ж.Ш. Жантаев, генеральный директор АО «Национальный центр космических исследований и технологий», впервые представил концепцию об

«информационно–космических технологиях в нефтегазовой отрасли Казахстана»; ведущие ученые поделились своими идеями и разработками.

В последующие годы проблематике *«выявление месторождений с применением космических технологий»* посвящены публикации мои и наших активных соратников как в «Нефть и газ», так и в других изданиях [11–17].

На протяжении многих десятилетий группа авторов последовательно отрабатывает и шлифует *«новую технологию прогноза нефтегазоносности в осадочных бассейнах мира»*, основанную на *«принципах ударно-взрывной тектоники и использовании данных дистанционного зондирования Земли»* [18–28 и многие другие].

Парадигма ударно-взрывной тектоники выдвинута в Казахстане и разрабатывается на протяжении 40 лет [21, 22]. Новая технология кардинально отличается от традиционных прогнозных построений, благодаря непременному и постоянному использованию новейшей космической информации [20, 23–26]. Данные сканерных, фото- и радиолокационных космических съемок обнаруживают широкое распространение ранее неизвестных кольцевых и линейных структур. Исследование кольцевых структур, выполняющееся в Казахстане на протяжении полувека, указывает на явное преобладание среди них структур космогенной, астероидно-метеоритной и кометной природы [18–24]. Данные дешифрирования космических снимков, с учетом пространственного положения известных месторождений нефти и газа, позволяют выявить концентрические зоны растяжения и сжатия земной коры, сопутствующие космогенным кольцевым структурам. Анализ многолетних данных позволил выявить приуроченность подавляющей массы месторождений углеводородов и их геологических запасов к концентрическим зонам растяжения-разуплотнения земной коры в космогенных кольцевых структурах и, в особенности, в блоках взаимного наложения зон растяжения-разуплотнения различных, но находящихся по соседству, импактных астероидно-метеоритных и кометных кольцевых структур [18–22]. Концентрические зоны растяжения чередуются с разделяющими их зонами сжатия, лишенными, или почти лишенными, месторождений полезных ископаемых. ***Предлагаемая «ударно-взрывная технология» прогноза месторождений углеводородов может быть применена во многих осадочных бассейнах мира.***

Несмотря на отсутствие общего признания, резко отрицательные отзывы противников *«ударно-взрывной технологии»*, редколлегия предоставляет страницы нашего издания для авторов неординарных, эрудированных, представляющих насыщенный фактологический материал. Нет сомнения, что только дискуссия и всесторонний геологический анализ позволят определить пути конкретного практически значимого применения данной технологии для региональных и поисковых целей.

В Татарстане (г. Казань) создана уникальная инновационная технология *«Метод видеотепловизионной генерализации Мухамедярова»* МВТГМ [29]. МВТГМ, признанная во многих странах мира, позволяет за короткие сроки (5–7 месяцев) отснятые со спутника интересующие территории с заданной площадью, послойно, как в компьютерной томографии, прозондировать с определенным шагом по вертикали от 1 до 120 метров и выявить на глубинах (от 0 до 12 км) перспективные геологические структуры на нефть, газ, подземные воды, битумы, уран, золото, калийные соли и другие полезные ископаемые. Примеры использования «МВТГМ»

были показаны на конкретной территории нефтяного месторождения нефтяной компании «Мунай-Service» (Прикаспийская впадина) и на месторождении битумов «Беке» в Мангыстау, а также на Ашальчинском битумном месторождении в Татарстане [30–33].

Технологии, основанные на космическом зондировании, по данным их разработчиков, позволяют значительно удешевить поиск, снизить финансовые и временные затраты, при этом высокая скорость получения более точной информации за считанные месяцы с охватом огромных площадей – 5–10 тыс. кв. км и более. При детальных исследованиях точность определения места поисковой скважины увеличивается от 25% до 50–60%. Это огромная экономия средств на постановку буровых работ.

На казахстанском рынке космических методов исследования Земли работают АО «Национальная компания «Казахстан Ғарыш Сапары», АО «Национальный центр космических исследований и технологий», Институт ионосферы, ТОО «Казгеозонд», АО «КазГеоКосмос», «Центр дистанционного зондирования и ГИС «Терра», «КазГИСА» и др.

С учетом имеющихся возможностей в **«Государственной программе геологической разведки республики Казахстан на 2021–2025 годы»** необходимо предусмотреть применение космических технологий как в виде опережающих исследований, так и в качестве самостоятельных поисковых методов.

В 2019–2020 гг. коллектив исследователей из Геологического института Российской академии наук (ГИН РАН, Москва)**;** Национальной инженерной академии РК и канадской компании «Falcon Oil & Gas Ltd предприняли системное исследование кольцевых субвертикальных структур Каспийского региона [34–37]**.** Аномальные структуры – это последствия «дегазации недр», предопределенной углеводородными системами. Помимо необходимости создания экологического мониторинга на море и на суше, намечается также возможность качественной оценки наличия углеводородных систем в недрах осадочных бассейнов. К настоящему времени изучена только западная часть Туранской плиты. Несмотря на форсмажорные обстоятельства, исследования продолжаются. Полученные и получаемые результаты – это наверняка будет весьма значимое подспорье при изучении в рамках **Госпрограммы геологоразведки** тех самых 11 осадочных бассейнов (относительно изученных, слабо изученных и практически неизученных).

В 2013–2015 гг. научный коллектив, созданный в Национальной инженерной академии РК для оценки ресурсной базы высоковязких нефтей (ВВН), природных битумов (ПБ), нефтебитуминозных пород (НБП) и горючих сланцев (ГС) *(правительственная программа)*, выполнил анализ геологической изученности, степени разведанности, достоверности геологических и структурно-тектонических моделей; особенностей освоения месторождений. Были подготовлены научные обоснования дальнейшего изучения конкретных месторождений/залежей и прилегающих перспективных территорий. На основании выполненных исследований были разработаны принципы ранжирования месторождений/залежей; произведена оценка ресурсов ВВН, ПБ, НБП и ГС Казахстана**.**

На базе данной тематической работы авторским коллективом, успешно выпол-

нившим правительственную программу, были подготовлены конкретные научно обоснованные рекомендации по наиболее востребованным проблемам: *«нетрадиционные ресурсы углеводородного сырья»* [38]**;** *«ресурсы и проблемы освоения высоковязких нефтей»* [39, 40]**;** *«комплексное освоение уникального Мортука»* [41, 42]**;** *«нефтебитуминозные породы, ресурсы, проблемы освоения»* [43]**;** *«комплексное освоение Тюбкарагана»* [44].

Многочисленные публикации посвящены проблемам бурения в нефтегазовой отрасли: описанию инновационных технологий, результатам успешных решений проблем проводки скважин и другое (см. многие выпуски «Нефть и газ» – научные статьи под рубрикой «**Бурение**»).

В 2004–2007 гг. геологической службой компании FIOC была разработана предварительная концепция модели структурно-седиментационной среднетриасовой ловушки. При этом успешно были открыты полтора десятка нефтяных месторождений [5]**.** В последующие годы академическим советником Национальной инженерной академии **М.С. Трохименко была создана научно обоснованная модель уникального регионального структурно-седиметационного среднетриасового резервуара и локальных ловушек в Прикаспийской впадине** и открыт универсальный механизм их формирования [45]**.**

В 2019 году, в связи с появлением на рынке сервисных услуг неадекватных альтернативных моделей данного типа ловушек, выполнен детальный анализ отрицательных результатов поисковых работ на Нефть и газ в среднетриасовых ловушках (ложные модели) в пределах контрактного блока Жаркамыс Западный. Уточнена оценка ресурсов углеводородного сырья, созданы непротиворечивые модели изученных ранее среднетриасовых перспективных объектов. Выявлен новый перспективный тип поисковых объектов в отложениях *верхнего триаса* [46, 47]**.** Авторы готовят к публикации результаты своих исследований и соответствующие научно обоснованные рекомендации для **«Государственной программы геологической разведки на 2021–2025 годы»** по успешному поиску залежей УВ в среднем и верхнем триасе в пределах территории Прикаспийской впадины – ***третий этап ГРР.***

Сказанное свидетельствует о большом интеллектуальном потенциале наших ученых в сфере геологоразведочных работ на углеводородное сырье.

ДОБЫЧА

Вспомним, когда говорят о нефтяной отрасли или нефтяной компании, в первую очередь подчеркивают объем добычи, количество извлекаемых запасов нефти, уровень выручки и прибыли от производства нефти.

Достижения нашей нефтегазовой отрасли в области добычи неоспоримы. В 2018 и 2019 годах Казахстан, с добычей 90,4 млн тонн, вошел в топ-15 крупнейших нефтеэкспортеров мира. Это невероятный результат, памятуя, что в 1991 г. было добыто нефти 26 млн тонн. Но с обвала нефтяных котировок в марте 2020 года, начался новый отсчет.

Вспышка коронавируса (Covid-19) в Китае и последовавшее распространение его во многих странах мира привела к беспрецедентному в послевоенной истории

снижению экономической активности в мире и оказала разрушительное влияние на спрос и мировые цены на углеводородное сырье. Спрос на нефть одномоментно упал на более чем 20%, а с ним – и мировые цены на нефть. Падение цен с 60–62 долларов за баррель до отрицательных значений, с последующим восстановлением до 31–42 долларов, в значительной степени осложнило экономическую ситуацию в странах, где государственный бюджет наполовину формируется за счет поступлений от торговли нефтегазовыми ресурсами. Многие государства, зависимые от нефтеэкспорта, в том числе и Казахстан, оказались в состоянии кризиса. Об этом в интервью корреспонденту **Forbes.kz** 2 июля текущего года сказал зампред Правления АО «НК «КазМунайГаз» Дастан Абдулгафаров. Кризис поставил на первое место в перечне приоритетов себестоимость производства нефти, а антикризисный план отрасли призван ответить на этот вызов.

За исключением крупнейших нефтегазодобывающих проектов, а именно: **Тенгиз, Карачаганак и Кашаган,** управляемых международными консорциумами, большинство находящихся в добыче месторождений страны относится к категории «**зрелых**». Они истощены, заводнены, а остаточные запасы их отнесены в разряд трудноизвлекаемых (ТРИЗ), что делает их убыточными.

На многих казахстанских месторождениях трудноизвлекаемых нефтей себестоимость производства нефти может превышать 60 долларов за баррель. По причине убыточности запасы таких месторождений выводятся из категории «запасов» (по международной классификации, к «запасам» относится доля нефти, которая может быть добыта прибыльно) в категорию «ресурсы». Значение такой понижающей рекатегоризации имеет самое существенное негативное значение в оценке рыночной стоимости компании, владеющей этими запасами, ее ликвидности. Дело в том, что «запасы» имеют денежное выражение и играют самую существенную роль в том, во что оценивается на рынке эта компания, владеющая этими запасами. В то же время «ресурсы» никак не оцениваются в денежном выражении, в частности, на гигантском месторождении Узень достигнутый коэффициент извлечения (КИН) составляет 0,3 (30%) при принятом на баланс значении 0,4. Дальнейшая добыча нефти убыточна, прибыли не приносит. То есть 70% неизвлеченной нефти, в том числе 10% от первоначально утвержденных «извлекаемых», никакого положительного значения для АО «ОзенМунайГаз» (дочерняя компания АО «НК «КазМунайГаз»), не имеет. Экономически месторождение является обременением, а это означает, что по рыночным законам его надо останавливать и списывать из портфеля КМГ, аналогично тому, что сейчас делают Chevron, BP, Total и другие. Но в нашем случае остановить месторождение нельзя, поскольку все население города Жанаозен – это казахстанцы, так или иначе связанные с работой месторождения.

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. Есть уверенность в том, что период низких цен на нефть на мировых рынках продержится длительное время, о чем было отмечено во вступительной части статьи. Поэтому вопрос прибыльности, конкурентоспособности производства нефти на месторождениях, ставших в одночасье убыточными, достижение лидирующих по-

зиций в конкурентоспособности отрасли в целом – это вопрос выживания в период кризиса и экономического бума в посткризисный период.

В упомянутом интервью зампреда Правления АО «НК «КМГ» Дастана Абдулгафарова прозвучало, что государство согласилось кардинально снизить налогообложение добычи нефти на месторождении. То есть государство компенсирует убытки добычи из собственных резервов. От того, насколько быстро восстановятся цены на нефть, зависит как долго государство должно будет поддерживать такое положение вещей. Из интервью не прослеживается других, в том числе технологических мер снижения себестоимости добычи нефти на Узене.

Такие меры, прорывные инновационные решения имеются в Национальной инженерной академии РК.

Ранее были предложены способы рентабельной добычи высоковязких нефтей и природных битумов, а также остаточных нефтей [48–50].

В 2012 году в Казахстане впервые произведено опробование и успешно подтверждена эффективность технологии SWEPT для разработки тяжелых нефтей меловых залежей месторождения Кырыкмылтык [38]. В 2014 г. защищен патентом ***«Способ добычи нефти, преимущественно вязкой нефти»*** [51].

Суть и новизна технологий **SWEPT, S-BTF** состоит в активизации внутри залежи физико-химических процессов, приводящих к созданию внутри нефтесодержащей залежи новой энергии, с лихвой компенсирующей как ее первоначальный дефицит, так и потери в результате эксплуатации месторождения *(рисунки 1–3)*.

Рисунок 1 – **Генератор SWEPT на скважине Вордлоу [54]**

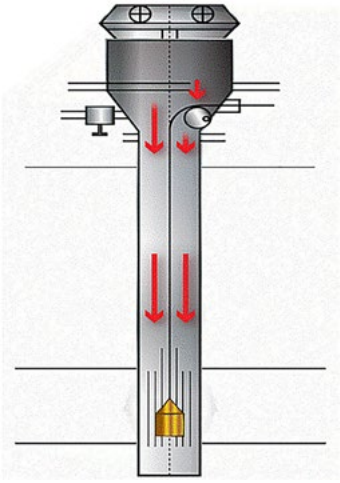


Рисунок 2 – **Принципиальная схема воздействия на пласт кумулятивными волнами, генерируемыми с поверхности [53]**

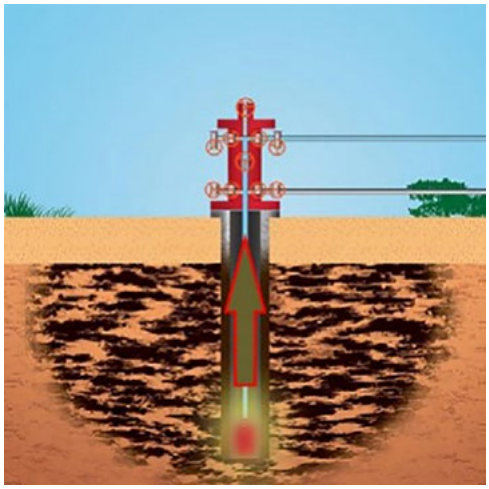


Рисунок 3 – **Схема активации S-BTF [41]**

При этом нефть залежи разжижается, становясь на порядок более мобильной, текучей, а коллекторские свойства внутри пласта выравниваются на уровне своих максимальных значений, создавая условия для равномерного и полного вытеснения нефти из залежи с извлечением ее на порядки более интенсивно. Технология не связана с какими бы то ни было существенными затратами, что и обуславливает резкое снижение себестоимости добычи нефти. Технология создает условия для наиболее полного вытеснения нефти из залежи, что дает основание ожидать высоких показателей КИН. Подробно технологии и их действия описаны в ряде публикаций в «Нефть и газ», начиная с 2013 года [38, 52–54].

Многочисленные публикации (2013–2019 гг.) посвящены актуальности и целесообразности масштабного внедрения инновационных технологий компании «Galex Energy Corporation» как в условиях Техаса и Калифорнии, так и, в равной степени, – в условиях нефтяных регионов Республики Казахстан [55–61]. Этот опыт в сочетании с результатами выполненного тематического исследования (2013–2015 гг.) обеспечил создание серии публикаций с конкретными научно обоснованными рекомендациями по освоению нетрадиционных источников углеводородного сырья. Огромные ресурсы тяжелых высоковязких нефтей [39, 40]; ресурсы невостребованных нефтебитуминозных пород [43] могут быть освоены на сегодняшнем уровне технических возможностей инновационными технологиями компании Galex Energy Corporation». Две фундаментальные публикации посвящены двум значимым объектам Западного Казахстана. Уникальное месторождение природных битумов и тяжелых нефтей Мортук может быть загублено, если не будет прекращена продолжающаяся технологически не оправданная разработка. Единственный выход – это только ***комплексная эксплуатация*** и только применение ***технологий S-BTF и***

S-BRPT [41, 42]. Для спасения запасов тяжелых нефтей, добываемых неадекватными и нерентабельными технологиями, и огромных запасов природных битумов и нефтебитуминозных пород Тюбкараганской мегантиклинали должно быть принято аналогичное Мортуку радикальное решение [44].

В журнале «Нефть и газ» создана специальная рубрика «Инновационные технологии Galex». Неизменно из номера в номер журнала база открытий и изобретений ученых и инженеров пополняется новыми наработками [62–64].

В упомянутых выше публикациях мы многократно предлагали реализовать ряд новых инновационных проектов по внедрению прогрессивных технологий добычи трудноизвлекаемых нефтей (ТРИЗ), а иначе – высоковязких тяжелых нефтей; природных битумов, нефтей заводненных и истощенных месторождений и других, позволяющих **кардинально снизить себестоимость добываемой нефти.** Масштабное внедрение этих технологий позволит реанимировать добывающий сектор отрасли, дать ему второе дыхание, прирастить запасы нефти за счет увеличения КИН зрелых месторождений, увеличить продуктивность скважин при снижении затрат на добычу. Отметим, что в балансе перехода с ископаемых на возобновляемые источники энергии доля тяжелых нефтей мала. Тяжелые нефти – это основа производства масел, смол и продуктов нефтехимии, востребованность в которых с переходом на возобновляемые источники энергии только увеличится. Поэтому **для нас, нашей индустрии вновь предоставляется шанс для переориентации отрасли на перспективно востребованные рынком продукты, производимые из собственной нефти**.

Национальная инженерная академия РК, являясь многолетним партнером компании «Galex Energy Corporation» – обладателя патентов на прорывные технологии по высокоэффективной и малозатратной добыче нефти, считает, что эти технологии дают основание ожидать существенного, в отдельных случаях многоразового, увеличения доли прибыльно извлекаемых запасов (КИН), в том числе и в условиях низких цен на нефть.

В рамках такого партнерства компания «Galex Energy Corporation» предложила применить свои технологии, такие как **SWEPT, S-BTF** и другие, сопутствующие технологии на показательном примере. В качестве такого показательного объекта, по согласованию с АО «НК «КазМунайГаз», был выбран крайне сложный участок Молдабек Восточный месторождения Кенбай (принадлежит АО «Эмбамунайгаз»). Технологическая сложность нефтеизвлечения заключается в комплексе таких геологических факторов, как дефицит пластовой энергии, очень высокая вязкость нефти в пластовых условиях (вплоть до нетекучести), малая мощность и неравномерность распределения коллекторских свойств нефтесодержащего пласта.

До настоящего времени на участке было опробовано множество технологий, не давших искомого результата. В настоящее время добыча нефти на участке осуществляется с применением метода внутриконтурного заводнения. По мнению авторов метода, он должен обеспечить вытеснение нефти из пористой среды нефтесодержащего коллектора и извлечение ее добычными скважинами, но этого не происходит. Однако специалисты неоднократно утверждали, что этот метод является совершенно неподходящим для условий Молдабека Восточного, приводящим

к блокированию нефти в пласте, к запредельной обводненности и безвозвратной потере запасов залежи.

Компания «Galex Energy Corporation» готова произвести активизацию меловой залежи участка Молдабек Восточный и обеспечить технологическое сопровождение нефтедобычи участка вплоть до полной выработки залежи. По нашим прогнозам, нефтесодержащую, но предельно заводненную залежь участка, удастся реабилитировать, эффективно и прибыльно выработать и даже прирастить запасы за счет более полного вытеснения нефти из залежи. Авторы готовы взять на себя ответственность за достижение успеха, при условии кооперации со стороны АО «Эмбамунайгаз» и предоставления благоприятных условий.

С применением этой технологии могут быть разработаны меловые и юрские месторождения всей Прикаспийской нефтегазовой провинции, начиная от офшорных объектов в акватории Каспийского моря на западе до Мортука на востоке; высоковязкие нефти и природные битумы Бозашинского полуострова, Тюбкараганской мегантиклинали, остаточные запасы гигантского Узеньского месторождения и всего комплекса Мангыстауского региона. Остаточные запасы Кумкольской группы месторождений также могут быть эффективно и высокорентабельно разработаны и доизвлечены при помощи этих передовых и оригинальных технологий.

В полемике по поводу необходимости строительства 4-го НПЗ главным сдерживающим аргументом в течение последних лет был недостаток ресурсов сырья для завода, ввиду истощенности запасов месторождений Мангыстауской области. Мы предлагали и убеждены, что применение технологий **SWEPT, S-BTF** ожидаемо даст истощенным, некогда гигантским месторождениям региона вторую жизнь, а будущему заводу – нефть для бесперебойной работы на десятки лет [65, 66].

Предлагаемые к масштабному внедрению уникальные инновационные технологии компании «Galex Energy Corporation» защищены патентами Казахстана, Украины и Соединенных Штатов Америки [51, 67–70].

За более чем 100 лет существования нефтедобычи в Западном Казахстане образовалось большое количество месторождений, разработка которых прекращена в силу истощенности запасов. Однако оставшаяся в недрах нефть таких месторождений предлагаемыми технологиями может быть прибыльно доизвлечена. К ним относятся, как было отмечено, действующие месторождения – истощенные, заводненные, испытывающие дефицит пластовой энергии, ставшие убыточными из-за падения цен на нефть.

Мы связываем возможности эффективной и прибыльной добычи колоссальных запасов высоковязких нефтей и природных битумов Казахстана, будущее возрождение эффективной нефтедобычи республики с масштабным использованием указанных прорывных технологий. Мы убеждены, широкое применение их не только обеспечит эффективность и рентабельность добычи нефти, прирост извлекаемых запасов, но и повышение рыночной оценки и ликвидности активов компаний, занятость казахстанцев на рабочих местах, выведет Казахстан в число мировых лидеров среди нефтедобывающих стран по эффективности и конкурентоспособности добычи нефти.

«УМНАЯ» КАЧАЛКА

Еще одно наше научное открытие – **«Закономерная корреляционная связь между параметрами воздушной (флюдонасыщенной) и не возмущенной геологической среды с пульсацией фигуры Земли»** [71] позволяет повысить энергоэкономическую эффективность великого труженика – нефтяной качалки, которой миллионы.

Со школьной скамьи мы знаем, что Земля «дышит» – то сжимается, то расширяется. Долго мы изучали – как это влияет на эффективность работы нефтяной качалки. Было установлено, что при расширении земной коры нефть впитывается в поры, а при сжатии выталкивается наружу. Каждая нефтедобывающая компания, безусловно, сталкивалась с проблемой резких изменений коэффициента нефтеотдачи, но ни в коем случае не связывала этот факт с пульсацией Земли.

Согласно названному научному открытию, по заданной программе «Умная» качалка автоматически включается и отключается в соответствии с закономерной пульсацией земной коры. Это позволяет еще больше снизить себестоимость добываемой нефти в результате значительного снижения энергозатрат.

Обоснование зависимости нефтеизвлечения от закономерной пульсации земной коры представлено в серии научных публикаций [72–77].

ПОДГОТОВКА

Казахстан имеет интеллектуальный потенциал и на этой стадии нефтегазового комплекса – возможность заметно снизить расходы на подготовку нефти, которая является очень важной стадией нормального функционирования отрасли.

Как известно, добытая нефть всегда содержит механические примеси (песок, глина) и воду. На нефтепромыслах в смесь добавляют поверхностно-активные вещества (ПАВ) и отстаивают до механического разделения. Поскольку требования к товарной нефти очень высокие по содержанию примесей и воды, приходится больше расходовать ПАВ, так как для нефтеперерабатывающих заводов содержание воды недопустимо. Поэтому на всех нефтеперерабатывающих заводах имеются установки электрообезвоживания ЭЛЕОУ, а это – дополнительные затраты электоэнергии и дорогостоящих ПАВ. А как исключить или снизить эти расходы?

В 1970-е годы пришел ко мне **Б.Ф. Анисимов**, впоследствии доктор технических наук, профессор, кавалер ордена «Курмет», преподаватель математики Гурьевского педагогического института (ныне Атырауский госуниверситет им. Х. Досмухамедова) с просьбой дать ему тему для подготовки кандидатской диссертации. Видно было, что из него может получиться хороший исследователь, но он был не знаком с технологиями добычи и переработки нефти. Я предложил, ему, математику, научную задачу, суть которой ему разъяснил следующим образом.

Содержание воды в нефти в количестве 1% удорожает транспортировку сырья на 3–5% и наносит серьезный ущерб, вызывая коррозию технологического оборудования. Далее, на Гурьевском нефтеперерабатывающем заводе ежегодно перерабатывается 5 млн т нефти, которая до процессов переработки должна обезвоживаться, так как в ней, поступившей из промысла, содержится 0,01% воды. Для этого нефть

обрабатывается на установке электрообезвоживания (ЭЛОУ) с использованием дорогостоящих импортных поверхностно-активных веществ (ПАВ). Эти самые ПАВ добавляют на глазок, гадая на пальцах, что ведет к перерасходу и ПАВ, и электроэнергии, удержанию процесса обезвоживания.

«Так вот вам задание: представить математическое уравнение, по которому можно предварительно определить оптимальное, т. е. потребное количество ПАВ в установку ЭЛОУ. Если оптимизацией процесса нам удастся сэкономить хотя бы один рубль на одну тонну обезвоживаемой нефти, то экономия только по одному Гурьевскому нефтеперерабатывающему заводу составит 5 млн рублей в год (а в то время советский рубль был дороже американского доллара). И это только по Гурьевскому НПЗ. А сколько таких НПЗ в СССР. Это же мировая революция в процессе обезвоживания и обессоливания нефтей! Есть место для подвига?!».

Вскоре Б.Ф. Анисимов принес математическое уравнение, по которому можно было оптимизировать количество ПАВ в соответствии содержанию воды в нефти, подвергаемой электрообезвоживанию.

Первые успехи показали ранее неизвестные факты: часть воды с нефтью образует эмульсии со сложным составом и структурой, причем с отношениями – вода в нефти (В-Н) или нефть в воде (Н-В), появились новые сложные задачи: чтобы убедиться в эффективности принимаемых мер по обезвоживанию, надо было первым делом разобраться в типах водонефтяных эмульсий и разработать оперативные методы определения содержания воды в исходной и обезвоженной нефти, также определить формы эмульсий (В-Н или Н-В) и методы их разрушения.

Применявшиеся в то время методы имели большие недостатки: длительность анализа, необходимость применения химических реактивов, ограниченная возможность их использования в полевых условиях и др.

В связи с этим пришлось поставить новые непредвиденные задачи по разработке оперативных методов определения воды, солей, механических примесей в нефтях, форм водонефтяных эмульсий, вообще качество нефти и нефтепродуктов. Была организована группа молодых специалистов из числа физиков и математиков. На первые же поданные нами заявки на предполагаемые изобретения в Москве во Всесоюзном институте государственной экспертизы ставили гриф «**Секретно**», что давало уверенность не только в новизне полученных результатов, но и в их государственной актуальности.

В целях активации работ в этом направлении под тем же грифом «**Секретно**» мы создали научно-техническую программу: ***«Разработать методы и приборы для оперативного определения качества нефти и нефтепродуктов».***

Вскоре первые приборы, устройства были испытаны на Гурьевском (ныне Атырауском) НПЗ. О сенсационных результатах испытаний писала самая авторитетная, в то время всемогущая газета «**Правда**» 22 июня 1983 г. на первой странице в статье под названием «Подскажут приборы». В редакционной преамбуле к статье было отмечено: *«На Гурьевском нефтеперерабатывающем заводе успешно закончились промышленные испытания оригинального устройства для оперативного контроля качества нефтепродуктов. Прибор создан учеными и специалистами Института химии нефти и природных солей АН КазССР».* Далее – суть и актуальность прибора.

Поскольку газета «Правда» была органом ЦК КПСС, ее, естественно, читал весь советский народ, особенно интеллигенция. Этими работами заинтересовался сам министр нефтеперерабатывающей и нефтехимической промышленности СССР **В.С. Федоров**. Ответственные работники Министерства просили моего приезда в Москву для доклада Министру. В назначенный день и час Министр СССР **В.С Федоров** собрал у себя научно-технический совет, где я коротко изложил суть новизны и принцип действия разработанных нами приборов. Вопросов не было, и в заключении Министр заметил: «Да, все гениальное просто». Затем мы обсудили, как тиражировать эти приборы.

По проблеме оперативного разделения водонефтяных эмульсий и определения качества нефти и нефтепродуктов опубликовано более 100 статей [78–86 и др.], получены десятки авторских свидетельств на изобретения с грифом «**Секретно**» [87–89 и др.], защищены две докторские, восемь кандидатских диссертаций и получен диплом на научное открытие «***Закономерность контактно–разъединенной зарядки частиц эмульсии обратного типа в однородном электрическом поле»*** [90].

В работе ***«Лирическое начало сложного научного открытия «Закономерность контактно-разъединенной зарядки частиц эмульсии обратного типа в однородном электрическом поле»*** раскрыта суть 35–летней сложной работы целого коллектива по подготовке нефти [91].

Научная значимость данного открытия заключается в том, что оно коренным образом изменило традиционное представление о физико-химических процессах в эмульсиях обратного типа при изменении количества применяемого ПАВ и напряженности электрического поля. Впервые в физикохимии эмульсий обратного типа был исследован гистерезис при определенной напряженности.

Открытую нами закономерность практически можно использовать при отделении воды из нефтей, топлив, при глубокой очистке авиационных топлив. Она может быть использована также в области физики атмосферы (образование осадков), при приготовлении стабильных эмульсий, например, смесевых топлив для транспорта, строительных растворов, при обогащении полезных ископаемых и т. д.

В последние годы выявлены новые удивительные свойства воды [92–93] и в этой связи имеются новые возможности повышения эффективности подготовки нефти.

Весь этот накопленный творческий человеческий капитал позволяет более экономично и эффективно вести процессы подготовки нефти к транспортировке и переработке.

ТРАНСПОРТИРОВКА

Транспорт добытой нефти до места назначения является весьма энергоемким процессом, и, естественно, на рентабельность отрасли оказывает серьезное влияние. За 120 лет (в 2019 г. мы отметили 120–летний юбилей нефтяной отрасли Казахстана) функционирования транспортной системы были решены многие научно-технические проблемы, порой не обращая внимания на их большую энергоемкость. Так, например, в начале 70–х годов прошлого столетия впервые в мире на территории Казахской ССР и России был построен так называемый «горячий» нефтепровод

Узень–Жетыбай–Гурьев (Атырау)–Куйбышев (Самара), протяжностью более 1600 км, проектной мощностью 35 млн т нефти в год. При этом, хотя обходилось очень дорого, были разработаны и использованы принципиально новые решения [94, 95].

Нефтепровод до сих пор функционирует, хотя состав и объемы транспортируемой нефти изменились.

Напомню, первооткрыватели Мангыстауских нефтяных месторождений (Узень, Жетыбай и др.) были удостоены самой высокой почетной награды СССР – Ленинской премии. Затем возникли большие проблемы: как нефти добывать и транспортировать? Ведь эти нефти высокопарафинистые, температура застывания 32°С, т. е. при комнатной температуре – это неподвижная нетекучая масса. Не затрагивая технологии их добычи, другие проблемы, по транспорту решили: вдоль маршрута трубопроводного транспорта через каждые 50–60 км построить печи для подогрева нефти (примерно 80°С) до текучего состояния, и так их доставить в г. Куйбышев (Самара).

Большие проблемы рождали новые идеи. Мы задумались: почему кишечник человека и животных без насосов, печей подогрева круглосуточно качает вязкую, густую массу. Получили авторские свидетельства СССР на изобретения [96–98]. Получены многочисленные авторские свидетельства изобретений по кавитационному сжижению высоковязких нефтей перед трубопроводным транспортом.

В 1980 г. за успешный научный проект «Комплексное исследование высоковязких нефтей полуострова Бузачи, разработка и внедрение технологии их трубопроводного транспорта», выполненный по заказу Министерства нефтяной и газовой промышленности СССР присвоено звание – лауреат Государственной премии Казахской ССР [99].

Почти через 40 лет, в декабре 2019 года, был отмечен новый успех казахстанских ученых и производственников в повышении эффективности трубопроводного транспорта нефти. Указом Президента страны от 10 декабря 2019 г. группе специалистов присвоено почетное звание лауреата Государственной премии Республики Казахстан за работу «Научно-техническое обеспечение энергосбережения транспортировки нефти и нефтесмесей по нефтепроводным маршрутам акционерного общества «КазТрансОйл» [100].

Наработки казахстанских ученых, новые идеи, аэрокосмические методы диагностики трубопроводных систем представлены в многочисленных публикациях [101–107 и др.].

Несмотря на названые достижения и нынешние успехи, анализ состояния и экономических проблем трубопроводного транспорта позволяет утверждать: важнейший элемент нефтяной отрасти остается нерентабельным.

Удаленность Казахстана от основных потребителей нефти, огромные собственные территории, слабая разветвленность сети внутренних нефтепроводов требуют инновационных подходов к решению проблемы транспортировки нефти.

Главной технологической проблемой при трубопроводной транспортировке нефти является гидравлическое сопротивление, возникающее при прохождении нефти по трубопроводу. Гидравлическое сопротивление тем выше, чем выше вязкость и липкость прокачиваемой нефти. Высокие гидравлические сопротивления

прокачки обуславливают снижение объемов прокачиваемой нефти, увеличение количества подпорных станций на протяженности трубопровода, капитальные затраты и операционные расходы.

Снижение гидравлических сопротивлений прокачки является предметом поиска ученых всего мира, поскольку от решения этой проблемы напрямую зависит объем транспортируемой нефти, требования к эксплуатации трубопровода, эффективность и себестоимость затрат на транспортирование нефти.

Основным направлением поиска большинства научных коллективов, работающих в этом направлении, является подборка эффективной комбинации химических присадок к нефти, снижающих реологические свойства прокачиваемых нефтей (DRA или Drag Reducing Agents). Химреагенты призваны снизить вязкость и липкость прокачиваемой нефти и за счет этого происходит снижение гидравлических сопротивлений и, соответственно, появляется возможность увеличить объем прокачки либо снизить внутреннее давление в трубопроводе.

Однако надо отметить ряд недостатков DRA. Большинство таких химических добавок вводятся в нефть в виде водных растворов, повышая тем самым обводненность и коррозионность прокачиваемой нефти. Сами реагенты являются достаточно вредными, порой ядовитыми, и требуют особых мер предосторожности при работе с ними и их выведения из нефти по завершении прокачки. Это повышает вредность работы с ними для персонала, существенно удорожает транспортировку нефти. Качество нефти при этом сильно снижается. Известны случаи, когда добавки таких DRA приводили даже к международным скандалам из-за отказа стран-покупателей принимать поставленную «грязную» нефть.

Компания «Galex Energy Corporation» разработала, запатентовала и подтвердила технологию импульсно-волнового транспортирования нефти по трубопроводам **SWELT, действие которого базируется на кардинальном снижении гидравлических сопротивлений** [108, 109]. Технология основана на том феномене, что нефть является многофракционной неньютоновской жидкостью. Воздействуя на нее импульсными волнами определенных свойств и характеристик, удалось добиться перераспределения фракций в трубопроводе таким образом, что самые легкие из них располагаются на границе соприкосновения нефти с поверхностью трубы, выполняя роль лубриканта. Гидравлические сопротивления уменьшаются настолько, что это позволяет в разы увеличить объем прокачиваемой по трубе нефти без увеличения давления прокачки. Технология SWELT не требует применения какой-либо химии.

Испытания технологии на полевом стенде показали настолько существенное снижение гидравлических сопротивлений, что это дало основание авторам утверждать о возможности троекратного и более, в сравнении с базовым, увеличения объема прокачиваемой по обработанному участку трубы вязкой нефти [110, 111]. Для Казахстана такая технология может иметь огромное значение в свете достижения максимальной эффективности и конкурентоспособности при поставках больших объемов нефти по магистральным и локальным трубопроводам на экспорт и внутри страны.

Технический арсенал для транспортирования и хранения нефти далеко не исчерпывается одной, хотя и прорывной технологией SWELT. Имеется ряд перспективных технологий, удешевляющих и повышающих эффективность хранения и

транспортирования нефти, перекачки и опорожнения резервуаров, особенно в зимний период, без небходимости нагрева, улучшения параметров нефти («upgrade») как в процессе прокачки по трубопроводам, так и при хранении нефти в резервуарах.

РАДИАЦИОННО–ТЕРМИЧЕСКАЯ ПЕРЕРАБОТКА

Наши первые эксперименты, проведенные вместе с супругами **Юрием и Раисой Зайкиными**, по облучению нефтяного сырья электронным пучком еще в середине 1990–х годов показали интересные особенности самоподдерживающихся радиационно-химических реакций в тяжелом углеводородном сырье сложного химического состава.

Одним из наиболее важных, обнаруженных и исследованных нами в экспериментах с асфальто-смолистыми и высокопарафинистыми нефтями, является новое явление радиационно-стимулированной изомеризации. Оно протекает при относительно низких температурах (70–140°С, а в заводских условиях – 400–450°С), с расщеплением углеводородов, асфальто-смолистых веществ с удалением сернистых соединений в виде сероводорода и повышением качества получаемых топлив без применения катализаторов и цепочки многочисленных заводских процессов (гидроочистка, риформинг, изомеризация и др.).

Сам процесс высокоэкономичный, поскольку здесь используется только гамма-излучение от относительно недорогих изотопных источников (или тормозное гамма-излучение, побочный продукт работы ускорителей электронов); при этом не требуется нагрева сырья, сложных технологических переделов, которые используются на современных нефтеперерабатывающих заводах.

Первая публикация была сделана в г. Казань на Всесоюзной конференции в 1994 г., первый патент *«Способ переработки нефтей и нефтяных остатков»* получен в 1997 г. [112]. В последующие годы были получены десятки патентов и опубликованы многочисленные статьи в престижных журналах [113–127 и др.] и изложены в материалах научного открытия «*Явление усиленной радиационной изомеризации углеводородных систем»* (диплом № 463 от 5 марта 2014 г.) [128].

Результаты исследования в 2014 г. были доложены мною лично на научно-технических Советах Атырауского и Шымкентского нефтеперерабатывающих заводов, где их единогласно одобрили. Но встали новые вопросы: куда девать действующие установки каталитической изомеризации, как получить согласие вышестоящих организаций и т. д.

Так, бюрократия и неоперативность не позволили воспользоваться революционным научным открытием.

Указанным научным открытием заинтересовались в США, Юрию Александровичу и Раисе Федоровне Зайкиным предоставили вид на жительство в США с целью сделать и запустить первую в мире опытно–промышленную установку по глубокой переработке, облагораживанию углеводородных систем, особенно тяжелого нефтяного сырья с использованием электронного пучка. Юрий Александрович и Раиса Федоровна Зайкины завершили установку вчерне, но, к сожалению, Юрий Александрович скончался, Раиса Федоровна осталась в США.

Так остановилась судьба очень перспективного, великолепного научного открытия.

Задумаемся – чудотворный электронный пучок выполняет функции всех сложных, очень дорогостоящих процессов: крекинг, обессеривание (гидроочистка), изомеризация и др. при относительно низких температурах.

НИЗКОТЕМПЕРАТУРНАЯ ВАКУУМНО-ВОЛНОВАЯ ГИДРОКОНВЕРСИЯ НЕФТЯНОГО СЫРЬЯ

Академик Национальной инженерной академии РК **Айсултан Абдуллович Калыбай** более четверти века проводит исследования в области природы электромагнитных полей, ударных волн разрежения. В результате этих исследований выявлено четыре фундаментально новых направления физики, физической химии и техники.

По исследованиям, связанным с влиянием вакуумно-волнового воздействия на углеводородное сырье, он часто советовался с нами, и в результате этих обсуждений и обмена опытом написаны и опубликованы многочисленные статьи [129–134 и др.].

Основополагающие результаты, изложенные в статьях авторов научных открытий и изобретений признаны Международной Академией научным открытием (решение № А–665 от 30 апреля 2019 г., диплом № 513).

Для понимания значимости этого научного открытия отвечу на часто задаваемый журналистами вопрос: *«Почему нефть дешевая, а получаемые из нее топлива – бензины и дизельные топлива дорогие?»*

Как известно, сырую нефть до производства нефтяных топлив (бензины, дизельные и авиационные топлива и др.) подвергают многочисленным процессам переработки, облагораживания, которые влекут новые расходы, повышая их себестоимость. На нефтеперерабатывающих заводах первым делом нефть обезвоживают, т. к. хотя нефть прошла подготовку (отделение ее от воды), но какое-то незначительное количество воды остается, а это отрицательно влияет на процессы переработки нефти.

На НПЗ нефть вначале подвергают крекингу (расщепление) с последующим получением различных фракций (бензиновые, дизельные, мазут). Однако эти топлива из-за низкого качества не подлежат использованию. Для повышения их качества до бензинов А-92, А-95, А-98; зимних, летних дизельных топлив первичные фракции подвергают дорогостоящим каталитическим процессам: рафинация, изомеризация, алкилирование. Если во фракциях содержатся сернистые соединения, то нужна гидроочистка, если содержатся парафиновые соединения – депарафинизация и т. д. Причем эти процессы происходят при высоких температурах (400–450°С), давлении в сотни атмосфер и с использованием дорогостоящих катализаторов, которые увеличивают себестоимость нефтяных топлив.

Ученые всего мира давно работают над проблемой эффективности и глубины переработки нефтяного сырья с получением топлив низкой себестоимости. Однако, к сожалению, с каждым годом увеличивается стоимость процессинга и растут операционные расходы (OPEX), т. к. возрастает доля сверхтяжелых, сернистых би-

туминозных нефтей на рынке первичных энергоносителей. Ее ежегодный прирост составляет 3% масс. в мировом масштабе.

Авторами указанного выше научного открытия теоретически установлено и экспериментально доказано неизвестное ранее явление низкотемпературной (не выше +70°С) вакуумно-волновой гидроконверсии нефтяного сырья, заключающееся в том, что под воздействием магнитоэлектрического поля и ударных волн разряжения происходит глубокая переработка углеводородного (нефтяного) сырья с большим выходом (не менее 92% на углеводородную массу исходного сырья) светлых фракций, очищенных от гетероатомов (сера, металлы, соли) и с приростом объема (не менее 4%) за счет взаимодействия углеводородов с ионизированной водой, фракционируемых на моторные топлива международного стандарта качества и экологической чистоты.

Предлагаемая нами новая технология успешно прошла весь цикл промышленных испытаний и сертификации. Она имеет следующие преимущества перед существующими:

1) отсутствует сложный энергоемкий процесс обезвоживания нефти на промыслах, заводах перед переработкой. По нашей технологии вода, наоборот, является необходимым компонентом для увеличения количества и повышения качества производимых нефтепродуктов;

2) утрачивают смысл процессы обессоливания, обессеривания и деметаллизации исходного УВ-сырья, которые являются частью процесса гидроконверсии;

3) отсутствуют современные дорогостоящие процессы гидроочистки, изомеризации и риформинга;

4) обеспечивается эффективная переработка любого нефтяного сырья, независимо от его состава и вязкости;

5) улучшаются реологические свойства нефтяного сырья со снижением вязкости до соляровых топлив, температуры застывания до -20°С, температуры кипения до 430°С и ниже;

6) исключаются потери углеводородного сырья (на современных нефтеперерабатывающих заводах плановые потери составляют от 3 до 10%). При предлагаемом нами процессе объем производимых топлив увеличивается за счет взаимодействия ионизированной воды с углеводородами нефти;

7) исключаются высокие температуры (400–450°С), используемые на современных НПЗ. Вакуумно-волновая гидроконверсия сырья происходит при температурах до 70°С;

8) значительно повышается качество получаемых нефтепродуктов и оно необратимо при их длительном хранении;

9) использование данного открытия позволит снизить в 3–4 раза удельные капитальные затраты на строительство НПЗ с глубиной переработки более 85%, и в 10–12 раз его удельные операционные затраты на переработку;

10) расширит экспортный потенциал страны путем вовлечения в экономику неэкспортных категорий нефти, природного битума, нефтебитуминозных пород, темных вторичных нефтепродуктов, промышленных отходов нефтедобывающей, транспортирующей и перерабатывающей отраслей.

Фактически указанное научное открытие закладывает фундамент будущей, принципиально новой системы глубокой переработки нефтяного сырья.

Кроме эффективной глубокой переработки нефтяного сырья, планируем технологическую систему гидроконверсии использовать для снижения себестоимости процессов подготовки, транспортировки, для очистки грунтов от нефтяных загрязнений и др.

ЭКОНОМИЧЕСКАЯ И ЭКОЛОГИЧЕСКАЯ ЭФФЕКТИВНОСТЬ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ УГЛЕВОДОРОДНЫХ ТОПЛИВ

Известно, что углеводородные топлива (это все бензины, дизельные топлива, мазут, газы и т. д.) при их технологическом использовании сгорают неполностью; вместе с выхлопными газами в атмосферу выбрасываются углеводороды, оксиды серы, азота и другие вредные компоненты. Кроме того, для повышения октанового числа бензинов к ним добавляли различные присадки, в частности органическое соединение свинца – тетраэтилсвинец, который при сгорании топлива выбрасывался в окружающую среду.

В рамках научно-технической программы Академии наук КазССР и Министерства автомобильного транспорта «Разработать и внедрить эффективные способы и средства снижения удельного расхода топливно-смазочных материалов и токсичности отрабатываемых газов двигателей внутреннего сгорания (1980–1985 гг.) мы с кандидатом технических наук В.М. Низовкиным длительное время вели исследования: как значительно сэкономить топливо, уменьшить выбросы вредных веществ в атмосферу [135, 136].

В течение более 20 лет изучали влияние различных факторов на полную сгораемость углеводородных топлив, получили несколько авторских свидетельств СССР, опубликовали ряд статей в престижных научных журналах [137]. Затем были опубликованы десятки статей, получены новые патенты [138, 139 и др.].

В 2005 г. предложенный нами процесс «Явление рекомбинации систем углеводородных топлив» был признан научным открытием Международной академией авторов научных открытий и изобретений и выдан диплом № 297 от 15.08.2005 г. [140].

Рекомбинация систем углеводородных топлив заключается в следующем. Перед подачей углеводородного топлива в двигатель внутреннего сгорания, котел теплоэлектростанции и др. его переводят из сложно-молекулярного в сложно-атомарное состояние, т. е. рекомбинируют, приводя его в активное состояние, что обеспечит полное окисление топлива, экономия составляет 25–30% и почти исключаются вредоносные выбросы в атмосферу [141].

Активаторы углеводородных топлив SALF

Наш партнер из США компания «Galex Energy Corporation» разработала собственную уникальную технологию активации углеводородных топлив и запатентовала доступные активаторы **SALF** для всех видов топлив и двигателей внутреннего сгорания. Их широкое внедрение позволит не только на 30% и более сократить для пользователей затраты на топливо, но также добиться кардинального сокращения эмиссии парниковых и токсичных газов в атмосферу, значительно снизив степень

загрязнения атмосферы в районах мегаполисов. Это достигается активатором SALF за счет: а) общего снижения расхода топлива; б) полного преобразования и последующего сгорания, в первую очередь, тяжелых фракций топлива [142, 143].

Весь мир уже заговорил об активной борьбе с изменением климата, страны берут на себя новые обязательства по снижению выбросов парниковых газов, считая, что нет важнее проблемы, чем изменение климата, т. к. с ним связаны засухи, значительное снижение урожаев, таяние ледников, наводнения, здоровье населения и др. Называют и многочисленные варианты этой борьбы. Но очевидным является исключение выбросов парниковых газов, обеспечение полной сгораемости углеводородных топлив – это одно из важных направлений борьбы человечества с глобальным загрязнением атмосферы и негативным изменением климата.

Представленные выше научные открытия призваны сохранить в будущем нашу планету для людей. Мы, владея в настоящее время техническими разработками, доведенными до промышленного использования, просто обязаны первыми организовать широкое практическое внедрение их и обеспечить чистый воздух нашим городам [144].

ПОПУТНЫЙ И СЖИЖЕННЫЙ ПРИРОДНЫЙ ГАЗ

Попутный газ небольших и истощенных месторождений (а их большинство) горит в факелах, загрязняя атмосферу, а сжиженный природный газ (СПГ) у нас в стране не производится, а завозится из-за рубежа.

Сказанное свидетельствует об экономико-экологической важности и значимости для страны эффективной утилизации попутного нефтяного газа и его использования для нужд энергетики и транспорта. Постоянный рост цен на продукты нефтепереработки и требования по охране биосферы заставляют решать вопросы эффективного использования попутного нефтяного газа.

Согласно Кодексу Республики Казахстан «О недрах и недропользовании» от 27 декабря 2017 года № 125–VI, наложенный запрет на сжигание попутного нефтяного газа на всех промыслах поставил малые компании перед проблемой поиска экономически выгодных технологий для использования их на промыслах.

По проблеме эффективного использования попутного нефтяного газа (ПНГ) практика показала, что нецелесообразно и неэкономично создание на нефтяных месторождениях **больших** производственных установок для его утилизации с получением сжиженного природного газа (СПГ – сжиженный метан) и сжиженной пропан-бутановой фракции (СПБФ).

Они исчерпали свои возможности в части уменьшения общих капитальных затрат и снижения себестоимости получаемой продукции. Поэтому дальнейшее строительство иностранными компаниями заводов по производству СПГ от 1 млн тонн в год и выше требует миллиардных валютных затрат, что становится непосильным бременем не только для нефтяных компаний, но и для бюджета страны.

Новейшая история Казахстана также подтверждает этот вывод. Применение малотоннажных систем по производству сжиженного природного газа и выделению сжиженного углеводородного газа для газомоторного топлива на малых промыслах

является актуальным и востребованным, что позволяет недропользователям вкладывать небольшие финансовые средства с получением большой отдачи.

Специалисты Национальной инженерной академии РК, ТОО «НТФ «Инжиниринг» (г. Актобе) совместно с российской компанией ООО «НТФ» (г. Санкт-Петербург) разработали и внедрили эффективные и экономически привлекательные технологии производства СПГ для использования на газовых промыслах, а также выделения (СПБФ) из попутного нефтяного газа на малых нефтяных месторождениях. Технологии предусматривают полную утилизацию всего объема попутного газа путем сжижения и разделения всех компонентов на товарные продукты, а также очистку попутного нефтяного газа от сероводорода и меркаптанов.

Предлагаемая новая технология производства СПГ и выделения сжиженной пропан-бутановой фракции основана на принципе создания глубокого холода (ниже минус 160°С) с помощью устройств без вращающихся механизмов, что практически не ограничивает ресурс эксплуатации такого оборудования. Модульные комплексы прошли апробацию в получении сжиженного природного газа и выделении СПБФ, они надежны в работе и просты в обслуживании, что в итоге обеспечивает их быструю окупаемость.

Внедрение модульно-мобильного комплекса полной утилизации всего попутного нефтяного газа промысла, например, объемом 3 000 нм^3/час при общих капитальных затратах в 2,5 млн у. е., позволит выделить за год около 19300 тонн СПГ, отвечающего требованиям на моторное топливо, при этом годовая выручка от продажи всех видов продукции по существующим ценам гарантирует возврат затрат всего за один год работы оборудования. Только выручка от реализации произведенного сжиженного метана, без учета (СПБФ) и газового конденсата, составит около $4,6 млн при стоимости $240 за тонну СПГ.

Для сравнения отметим, что у всех промышленных объектов этого профиля окупаемость достигается от 5 до 10 лет. В настоящее время нет такой технологии, где окупаемость объекта могла составить около года.

Наиболее эффективно и экономически выгодно применение этих же установок на газораспределительных станциях (ГРС) магистральных газопроводов для производства сжиженного природного газа и использования его в качестве газомоторного топлива. Преимущество такого подхода состоит в том, что высокое давление магистрального газа (4,5÷5,0 МПа) с отбором газа низкого давления потребителям позволяет исключить из схемы производства дорогостоящие газовые компрессоры и установки подготовки газа.

В рамках выполнения Постановления Правительства РК № 797 от 29.11.2018 г. предлагается технология по ускоренному развитию газомоторного топлива. Суть предложения заключается в размещении на автомобильной газонаполнительной компрессорной станции (АГНКС) специальной установки, позволяющей получать СПГ и выделять из газа пропан-бутановые компоненты, что в совокупности составит три разновидности газомоторного топлива: КПГ (компримированный газ с давлением 25,0 МПа), СПГ и пропан-бутановая смесь. Установка производства СПГ пропускной способностью 3000 нм^3/час позволит получать до 1 т/ч СПГ, что максимально загрузит АГНКС в ночное время, когда заправка транспорта прак-

тически не производится. Нетрудно подсчитать, что такая установка окупает себя всего за год работы и делает все АГНКС, смонтированные в стране, рентабельными. Совмещенный способ получения трех видов газомоторного топлива с раздачей их на одной АГНКС обеспечивает круглосуточную загрузку, делает их рентабельными и позволяет обеспечить заправки всех видов транспорта газовыми двигателями.

Разработана и апробирована технология по очистке попутного нефтяного газа от сероводородных соединений и обеспечивающая получение товарной пропан-бутановой смеси и сжиженного природного газа, отвечающего требованиям моторного топлива. При этом сероводородный газ, по желанию, закачивается в пласт или используется для производства серной кислоты или сжиженного серного ангидрида, который востребован в целлюлозно-бумажной промышленности и сельскохозяйственной отрасли.

Срок окупаемости капитальных затрат при полной утилизации попутного нефтяного газа промысла – не более одного года.

Модульные мобильные установки сжижения газа российско-казахстанского приоритета изготавливаются на Балтийском заводе (г. Санкт-Петербург). Срок поставки первой установки – около года, каждая последующая будет поставляться через два месяца. Для ввода установки в эксплуатацию потребуется лишь подключение к системе газовой сети и сбору продукции.

Конечно, для реализации проекта необходима поддержка на уровне правительства с предоставлением льгот как обладателям транспортных средств, так и участникам бизнеса, как это сделано в Германии, делается в Российской Федерации. Там перевод автомобилей на газ является приоритетным направлением обеспечения устойчивого энергетического развития и безопасности страны, и поэтому правительство компенсирует затраты на переоборудование автомашин, субсидирует покупку нового автомобиля, использующего природный газ.

Думается, что все нефтегазовые компании, особенно АО «КазТрансГаз», определенный Постановлением Правительства Республики Казахстан от 5 июля 2012 г. № 914 национальным оператором в сфере газа и газоснабжения, примут необходимые меры для обеспечения регионов страны газом, рационального использования не только газомоторного топлива, но и попутного нефтяного газа на малых месторождениях, и, безусловно, охраны биосферы.

Для внедрения новых эффективных технологий построена система стандартизации сжиженного природного газа в рамках ЕАЭС [145], учитывающая использование попутного нефтяного газа для нужд энергетики и транспорта, в целом для экономики страны, сохранения биосферы.

Реализация Постановления Правительства 2012 от 5 июля № 914 обеспечит экономическую, энергетическую и экологическую эффективность этого важного звена отрасли.

Сущность новой эффективной технологии и технологическое ее обеспечение широко освещены на страницах журнала «Нефть и газ» [146–149].

Международная Энергетическая Ассоциация определила, что Республика Казахстан (РК) на текущий момент имеет самую низкую в мире себестоимость 1000 м^3 природного газа, которая составляет $44,7. Если Катар первенствует в мире

по морским доставкам СПГ своим потребителям в Европе и Азии, то РК, при использовании проверенной новой технологии производства СПГ, себестоимость которого превышает стоимость сырьевого газа всего на 7% может стать поставщиком самого дешевого, экологически чистого энергоносителя для Китая, Средней Азии, Монголии, Ирана и России. Главное – размещение установок производства СПГ на газораспределительных станциях крупных городов позволит за счет удовлетворения своих потребностей и продаж СПГ заграничным потребителям обеспечить не только быстрым и малозатратным способом перевод автомобильного и железнодорожного транспорта на газовое топливо, но и провести газификацию удаленных от газовых магистралей регионов.

Есть уверенность, что при поддержке руководством страны реализации указанного Постановления Правительства Республика Казахстан может стать ведущей криогенной державой.

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ВОЗОБНОВЛЯЕМОЙ ЭНЕРГЕТИКИ В НЕФТЕГАЗОВОМ КОМПЛЕКСЕ

В начале XXI века, когда весь мир заговорил о «зеленой экономике», об использовании возобновляемых источников энергии мы усилили внимание к использованию энергии Солнца, ветра и волн, энергии эфира, а в нефтегазовом комплексе, который сам по себе является весьма энергоемким, – к снижению энергоемкости за счет использования экологически чистых возобновляемых источников энергии. Наши многочисленные статьи и патенты [150–175 и др.] и анализ мировой литературы показал неоднозначность использования солнечной и ветровой энергии.

Ветровые электростанции имеют следующие недостатки.

1. Сила ветра не является постоянной, так как она варьируется от штиля до шторма. Это значит, что ветровые турбины не всегда производят одинаковое количество электроэнергии. Временами они не производят ее вообще.

2. Ветровые турбины производят шум. Каждая из них может создавать такой же уровень шума, как автомобиль средних размеров, передвигающийся со скоростью 110 км/ч.

3. Большие ветровые турбины нарушают сельский пейзаж и в целом выглядят неэстетично.

4. Для обеспечения электроэнергией крупных поселений необходимы дорогостоящие ветровые фермы.

Недостатки солнечных электростанций.

1. Зависимость от погоды, времени суток и солнечной радиации.

2. Необходимость, как и у ветровых установок, аккумуляции энергии.

3. При промышленном энергоснабжении – необходимость дублирования солнечных электростанций дизельными электростанциями сопоставимой мощности.

4. Высокая стоимость гелиопанелей, связанная с применением редкоземельных элементов (например, индия и теллура).

5. Необходимость периодической очистки поглощающей поверхности гелиопанелей от пыли.

Известно, что всей концентрированной энергии Солнца в течение одного часа достаточно для обеспечения населения Земли электроэнергией целый год.

С учетом этого нами созданы принципиально новые башенные ветро-солнечные электростанции на основе явления концентрации энергии неподвижного локального объема атмосферного воздуха, в том числе Солнца и ветра.

Этот эффект был использован в ветро-солнечных электростанциях типа «Торнадо» *(рисунок 4)* и в ускоряющих поток ветра башенных ветро-солнечных электростанциях *(рисунок 5)*. Они были испытаны на полигонах в Шелекском ветровом корридоре Алматинской области и с. Кербулак (вблизи г. Капшагай).

Рисунок 4 – **Экспериментальная ветро-солнечная электростанция типа «Торнадо» мощностью до 5 кВт [150]**

Рисунок 5 – **Опытная башенная ветро-солнечная электростанция «Торнадо» мощностью до 3 кВт [150]**

Нами обоснованы следующие преимущества этих электростанций по сравнению с существующими:

- простота конструкции, невысокая стоимость изготовления и малый срок окупаемости (1–3 года);
- большой рабочий диапазон скоростей ветра при любых его послойных направлениях (0,2–5 м/с);
- бесшумность работы и безопасность для биосферы;
- коэффициент использования энергии ветра 0,6–0,7; Солнца – 0,1–0,2 без использования фотопанелей.

На основе выполненных исследований был разработан следующий типоряд башенных ветро-солнечных электростанций мощностью: 10, 20, 50, 100, 200, 500 кВт.

Модель электростанции «Торнадо» в период Международной выставки «Астана ЭКСПО–2017» была установлена на территории научно-технического холдинга «Парасат» и до сих пор находится там.

В 2019 г. итоги выполненной работы признаны научным открытием **«Явление концентрации энергии неподвижного локального объема атмосферного воз-**

духа» (диплом на открытие № 514 от 07.12.2019) [176]. В основе этого открытия используется эффект «Торнадо», позволяющий создавать солнечно-ветровые электростанции мощностью в тысячи МВт.

В наших публикациях, названных патентах солнечно-ветровая энергия предназначалась для добычи, транспортировки и переработки нефти. Выражаем уверенность, что создание в укрупненном масштабе и применение на практике наших технических систем, дальнейшее использование интеллектуального потенциала в данном направлении значительно снизит энергоемкость отрасли.

ЭФФЕКТИВНОЕ СОЧЕТАНИЕ ДОСТУПНЫХ ЭНЕРГОИСТОЧНИКОВ

Как бы мы широко не использовали возобновляемые источники энергии, но есть объекты энерготеплоснабжения, которые круглогодично, круглосуточно должны стабильно работать. Например, буровая установка, всесезонная теплица и т. д. Наша практика показала, что в таких случаях очень рентабельно эффективное сочетание доступных энергоисточников. Например, энергия Солнца и ветра круглогодична, но поскольку они нестабильны, то их имеющаяся энергия через гибридную систему может быть соединена с доступным постоянным энергоисточником – дизельный двигатель, природный газ, электричество и т. д.

Подобные гибридные системы позволяют сэкономить максимально энергию постоянного источника (дизельного двигателя, природного газа и др.) и максимально использовать энергию Солнца, ветра, уменьшить нагрузку на окружающую среду [177–185].

Национальной инженерной академией РК при финансировании Министерством образования и науки РК и АО «Национальный научно-технологический холдинг «Парасат» выполнялась разработка комбинированной системы энергоснабжения в тепличном хозяйстве.

Почему первым делом выбрали тепличное хозяйство?

По данным «КазАгро», в ряде стран на 1000 жителей приходятся площади теплиц от 0,576 до 1,171 га (в Казахстане – 0,004 га!).

Казахстанцы, безусловно, – за образцы развитой тепличной системы Испании, Японии, Турции, Италии. Эти страны с теплым климатом, море рядом. В Испании температура зимой плюс 15°С, примерно такая картина в Турции.

При этом все рекомендации и комплектующие в Казахстане для теплиц используются аналогичные применяемым в указанных странах. Но Казахстан не в субтропиках, климат у нас резко континентальный, сильные морозы. На обогрев гектара теплиц в год затрачивается 200 тонн условного топлива. К единственной в Петропавловске теплице пленочного типа площадью 4 га, которая производит огурцы, а местная печать расписывает удовольствие вкусить свежий огурец зимой, уголь подвозят КАМАЗами.

Под Алматы нами построена опытная теплица площадью 75 квадратных метров, три стены которой капитальные, южная сторона выполнена из сотового поликарбоната. В системе теплоснабжения применены солнечный вакуумный водонагреватель,

фотопанели, ветрогенератор, все необходимые элементы для их работы, в случае необходимости (зимой) подключается бытовой газ как дополнительный источник. Принципиальная новая гибридная система энергоснабжения показала ее большую перспективность в решении многих проблем энергоснабжения.

В будущем от гибридных систем перейдут на полное использование возобновляемых источников энергии.

Изучив полученные результаты, мы далее развили идеи создания теплицы нового поколения. **Теплица для континентального климата Казахстана должна защищать не только от охлаждения зимой, но и от перегрева летом.** Получилась не только теплица (зимой), но и «антитеплица» (летом) *(рисунок 6)*.

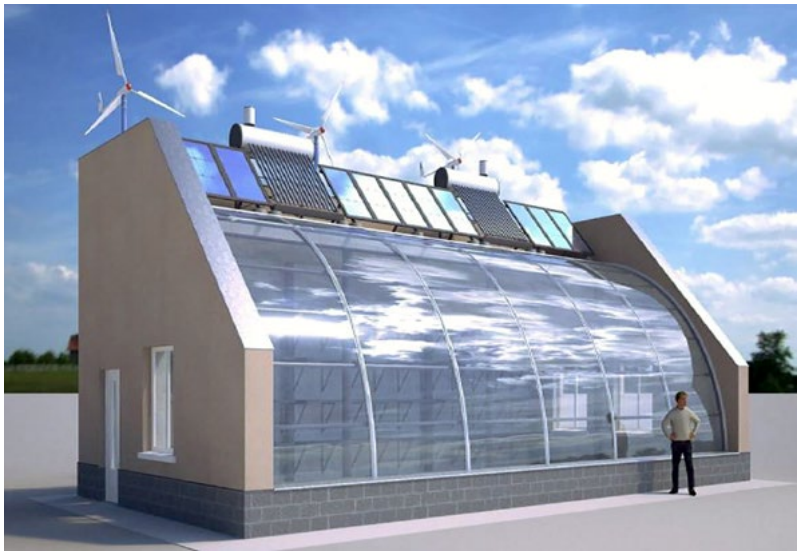


Рисунок 6 – **Теплица с гибридной системой энергообеспечения [185]**

В теплице применяются и современные технологии, такие как капельный полив, гидропоника, аэропоника, искусственные источники света и многие другие достижения современной науки и техники. Такая «умная» теплица противостоит всем невзгодам со стороны природы. Окупаемость теплицы с использованием возобновляемых источников энергии 1–1,5 года, а обычной теплицы – 6 лет [185].

Теплица нового типа с использованием возобновляемых источников энергии нами применялась и для выращивания зеленого корма. Проращивая зерно в теплицах, из одного килограмма получали до 7 килограммов зеленого корма в виде проросших злаков высотой 25–30 см. Такой корм по питательности превосходит все обычные виды кормов и применим для всех видов сельскохозяйственных животных и птиц.

В опытной теплице мы провели промышленный эксперимент. Проращивали ячмень, месяц откармливали 5–месячных барашков, за 3,5 месяца получили привес по 10 кг, затраты составили на 12 барашков 11 700 тенге, мясо дали на оценку специалистам, получили хорошую оценку. Появился новый термин – гидропон-

ный зеленый корм (ГЗК), при применении этой технологии из 1 кг зерна получают 5–7 кг зеленого корма самого высокого качества. Использование энергоэффективных теплиц позволяет производить зеленый корм круглый год.

Зеленый корм, получаемый в теплицах, может стать решением в развитии животноводства во всех регионах страны. Зерно в Казахстане производится в большом количестве. Производство зеленого корма обходится в 3–4 раза дешевле традиционного многокомпонентного рациона кормов (сено, силос, отруби и т. п.), применяемого при содержании молочных и мясных пород скота.

Разработаны варианты передвижных кормовых теплиц, работающих на возобновляемых источниках энергии, предназначенные для фермерских и крестьянских хозяйств.

Подробный рассказ о теплицах убедительно показывает большую перспективу в энергосбережении, охране биосферы и переводе вахтовых поселков нефтегазовой отрасли (буровые, теплицы, бассейны) на гибридные системы энергообеспечения.

На нефтяных месторождениях для возобновляемой энергии дополнительный энергоноситель – попутный нефтяной газ. Несмотря на закон, запрещающий сжигать попутный нефтяной газ в факелах, на ряде нефтедобывающих предприятиях газ еще жгут в факелах, и в немалых количествах. Так, одно из крупных нефтедобывающих предприятий – АО «ПетроКазахстан Кумколь Ресорсиз» (ПККР) только за годовой период сожгло в факелах более **12 млн кубометров попутного газа.**

Полученные патенты и опубликованные научные статьи по эффективному совмещению доступных энергоисточников вызвали большой интерес в Европе, в частности до сих пор нас просят на эту тему представить монографию, а издание и распространение тиража они берут на себя.

Нашим партнером – компанией «Galex Energy Corporation» создана технология SWEM – эффективное «зеленое» производство электроэнергии и воды из атмосферы.

Тепловая энергия, создаваемая в результате нагрева поверхности Земли и воздуха солнечными лучами, существует в атмосфере Земли в количестве, многократно превышающем потребности человечества в энергии. Авторами сформулированы и запатентованы базовые принципы концентрации и управления этой рассеянной низкопотенциальной тепловой энергией атмосферы. Предлагаемая технология SWEM является способом преобразования этой природной энергии в электрическую энергию в расчетных количествах [186, 187].

Фундаментальные принципы концентрации и управления низкопотенциальной тепловой энергией атмосферы Земли, на которых базируется технология SWEM, могут стать основой индустрии новой, экологически чистой энергетики, обеспечивающей текущие и будущие потребности людей в энергии и воде *(рисунки 7 и 8)*.

Водо-электрический модуль SWEM универсален, легок, операбелен и портативен. Масштабирование энергогенерирующего производства под объем потребления энергии или воды может быть выполнено как в виде синхронизированной батареи SWEM-модулей малого размера, так и в виде мега-установки. SWEM-модули могут быть размещены на земле или на водной поверхности, в условиях степи или городского пейзажа. Технология не требует внешних источников энергии и является абсолютно «зеленой».

Рисунок 7 – **Водо-энергообеспечение города Нур-Султан или Алматы может быть решено мега-комплексом SWEM типа Хан-Шатыр. Избытки энергии и воды могут направляться на озеленение улиц или обеспечение тепличных хозяйств по выращиванию фруктов и овощей [187]**

Рисунок 8 – **Пример базового модуля SWEM, достаточного для обеспечения потребностей в пресной воде и электроэнергии отдельного здания, животноводческого хозяйства, небольшого поселка, военизированного мобильного формирования [187]**

Кратко охарактеризованные выше инновации, научные открытия и технические разработки все еще не нашли достойного широкого использования как в нефтяной, так и в других отраслях Казахстана. Приходится признать определенную справедливость давно известной формулировки: «Нет пророка в своем Отечестве!». Сложившаяся ситуация в мировой экономике может предопределить оперативное использование наших наработок в других странах и на других континентах. Однако мы, несмотря на все проблемы и сложности в экономике страны, надеемся, что наш богатейший интеллектуальный потенциал, человеческий капитал будут в первую очередь востребованы в Республике Казахстан.

Выражаю глубокую благодарность коллегам и соратникам, членам редакционной коллегии журнала «Нефть и газ» Алексу Бараку (г. Хьюстон, США), Михаилу Трохименко (г. Уральск, РК) за активное участие в подготовке данной публикации.

БАЗА ДАННЫХ: ПУБЛИКАЦИИ, ПАТЕНТЫ, ДИПЛОМЫ, ОТКРЫТИЯ, РАЗРАБОТКИ

1 **Надиров Н.К., Трохименко М.С.** Концепция классификации видов и источников углеводородного сырья // Нефть и газ. – 2017. – № 2. – С. 8–25.

2 **Надиров Н.К., Трохименко М.С.** Концепция Казахстанского классификатора полезных ископаемых (углеводородное сырье) // Нефть и газ. – 2017. – № 4. – С. 18–35.

3 **Надиров Н.К., Трохименко М.С., Надиров А.Б., Солодова Е.В.** Способ обнаружения залежей высоковязких нефтей и природных битумов. Авторское свидетельство 67410 РК № 2009 / B26. Опубликовано 15.12.2010. БИ № 12.

4 **Надиров Н.К.** Диплом «Первооткрыватель месторождения Республики Казахстан» № 31. – НҚ–2017 «Открытие месторождений битумосодержащих пород Мортук, Акшокы и Донгелексор / От 20.03.2017.

5 **Трохименко М.С.** Диплом «Первооткрыватель месторождения Республики Казахстан» № 1. – 2017 «Открытие группы месторождений нефти и газа и месторождений битумосодержащих пород Мортук, Акшокы и Донгелексор / От 18.03.2017.

6 **Надиров Н.К., Трохименко М.С.** Прикаспийская впадина, надсолевой комплекс: закономерность расположения и методика оптимального выбора локальных объектов для поиска нефтей и природных битумов // Нефть и газ. – № 5. – 2014. – С. 7–23.

7 **Трохименко М.С.** Каспийский регион: проблема выявления проявлений энергоактивных зон и некоторые организационные вопросы для ее решения // Каспийский регион: геологическое строение и нефтегазоносность. Тр. ОНГК. Вып. 4 (На базе докладов Второй Международной геологической конференции «АтырауГео-2013»). Под редакцией: Б.М. Куандыкова, К.М. Таскинбаева, М.С. Трохименко. – Алматы, 2014. – С. 55–63.

8 **Надиров Н.К., Трохименко М.С.** Прикаспийская впадина: инновационная методика оптимального выбора локальных объектов для поиска углеводородного сырья в надсолевом комплексе // Нефтегазоносные бассейны Казахстана и перспективы их освоения. Алматы: ОО «Казахстанское Общество Нефтяников-Геологов». – Алматы, 2015. – С. 154–164.

9 **Надиров Н.К., Трохименко М.С.** Прикаспийская впадина: инновационная методика

оптимального выбора локальных объектов для поиска углеводородного сырья в надсолевом комплексе // Программный доклад представлен на 1–м Международном Форуме «Геологоразведка Казахстана: Фокус Нефть и газ». – Астана, 12–13 марта 2015.

10 **Надиров Н.К.** Влияет ли космос на нефтегазовые дела? // Нефть и газ. – 2005. – № 3 – С. 123–128.

11 **Н.К. Надиров.** Влияние космоса на добычу и транспортировку нефти // Нефть и газ. – 2010. – № 5. – С. 91–104.

12 **Мусабаев Т.А., Молдабеков М.М.** Космические старты Казахстана // Нефть и газ. – 2011. – № 4. – С. 7–8.

13 **Жантаев Ж.Ш.** Использование информационно–космических технологий в нефтегазовой отрасли Казахстана. // Нефть и газ. – 2011. – № 4. – С. 9–11.

14 **Надиров Н.К.** Космические технологии выявления нефтегазовых месторождений // Доклады 9 Международных научных Надировских чтений. – Алматы, 2011. – С. 9–25.

15 **Жантаев Ж.Ш.** Выявление месторождений углеводородов методом геопространственного моделирования // Нефть и газ. – 2017. – № 5. – С. 43–52.

16 **Jantaev, Zh. Bibossinov, A. Nurakynov S. Sydyk, N.** Monitoring of vertical displacement using the technology of radar interferometry on the example of the structures «Transport tower» and «Baiterek» // Bulletin of the Almaty university of power engineering and telecommunications. – Almaty, 2019. – № 3. – P. 65–73.

17 **Жантаев Ж.Ш., Фремд А.Г., Искаков Б.А., Кайранбаева А.Б.** Наземно-космические методы прогнозирования глубокозалегающих нефтеперспективных горизонтов // Сборник трудов Международной научно-практической конференции «Рациональное использование минерального и техногенного сырья в условиях Индустрии 4.0». – Алматы, 2019 – С. 365–369.

18 **Зейлик Б.С.** Способ прогнозирования перспективных площадей для поиска месторождений углеводородов // Бюллетень Евразийского патентного ведомства. Изобретения (евразийские заявки и патенты). – М., 1999. – № 6. – С. 155.

19 **Зейлик Б.С.** Способ прогнозирования перспективных площадей для поиска месторождений углеводородов // Официальный бюллетень Патентного ведомства Республики Казахстан «Промышленная собственность». – Алматы, 1999. – № 2–1 (33). – С. 120.

20 **Зейлик Б.С., Сыдыков К.Ж.** Взгляд из космоса ведет к месторождениям нефти и газа // Нефть и газ Казахстана. – 1999. – № 6. – С. 38–46.

21 **Зейлик Б.С., Тюгай О.М., Гуревич Д.В., Сыдыков К.Ж.** Гигантские астроблемы Западного Казахстана и новый способ прогноза нефтегазоносности в осадочных бассейнах мира // Геология нефти и газа. – 2004. – № 2. – С. 48–55.

22 **Зейлик Б.С.** Современные методы регионального прогнозирования нефтегазоносности // Нефть и газ. – 2009. – № 2. – С. 23–38.

23 **Зейлик Б.С., Надиров Н.К., Кадыров Д.Р.** Новая методика прогнозирования месторождений нефти и газа // Доклады. 8 Международные Надировские чтения. – Алматы, 2010. – С. 32–50.

24 **Зейлик Б.С., Надиров Н.К., Уразаева С.Б., Кадыров Д.Р.** К новому методу прогнозирования месторождений нефти и газа в осадочных бассейнах мира // Нефть и газ.– 2011. – № 4. – С. 13–31.

25 **Зейлик Б.С., Баратов Р.Т.** Новая технология прогноза нефтегазоносности в осадочных бассейнах мира // Нефть и газ. – 2018. – № 2. – С. 10–34.

26 **Зейлик Б.С., Баратов Р.Т.** Сравнение традиционной и новой технологий прогноза

нефтегазоносности в осадочных бассейнах мира // Нефть и газ.– 2018. – № 3. – С. 22–36.

27 **Зейлик Б.С., Баратов Р.Т.** К.И. Сатпаев и новая технология прогноза месторождений нефти и газа // Нефть и газ. – 2019. – № 2. – С. 13–42.

28 **Зейлик Б.С., Баратов Р.Т.** Кольцевые структуры в Южно-Тургайском прогибе и прогноз месторождений углеводородов // Нефть и газ. – 2020. – № 3–4. – С. 54–68.

29 **Дабаев А.И., Мухамедяров Р.Д., Туманов В.Р.** Метод видеотепловизионной генерализации и его геологофизическое значение // Нефть и газ. – 2011. – № 4. – С. 39–48.

30 **Мухамедяров Р.Д.** К использованию метода видеотепловизионной генерализации при поисках месторождений природного битума // Нефть и газ.– 2011. – № 4. – С. 51–59.

31 **Мухамедяров Р.Д.** Метод видеотепловизионной генерализации и его использование в геолого-геофизических исследованиях природных ресурсов Земли // Тезисы доклада на Международном семинаре «Дни космоса в Казахстане – 2014», 13–14 ноября 2014 г. Астана, Республика Казахстан.

32 **Мухамедяров Р.Д.** Изучение генезиса битумных месторождений песчаникового типа методом видеотепловизионной генерализации // Нефть и газ.– 2014. – № 6. – С. 105–116.

33 **Мухамедяров Р.Д., Дабаев А.И., Антипов С.М.** Технология «МВТГМ» для выявления нефти на больших глубинах и заложения мест бурения скважин // Нефть и газ. – 2017. – № 1. – С. 25–30.

34 **Волож Ю.А., Трохименко М.С., Калимов А.М., Едилбаев М.Т.** Каспийский регион: «газовые трубы» / инверсионные кольцевые структуры // Разведка неглубокозалегающих толщ Казахстана. V международная научная геологическая конференция «АтырауГео-2019». 23–24 мая 2019. – Тезисы докладов. – КОНГ, Атырау, 2019.

35 **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. – Доклад. – Атырау, 2019.

36 **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.

37 **Волож Ю.А., Трохименко М.С., Калимов А.М., Едилбаев М.Т.** Каспийский регион: кольцевые субвертикальные структуры, покмарки и экс-покмарки. Часть II // Нефть и газ. – 2020. – № 2 (116). – С. 11–37.

38 **Трохименко М.С., Надиров Н.К., Барак А.М., Бажал А.И.** Нетрадиционные ресурсы углеводородного сырья Республики Казахстан: проблемы и некоторые возможные пути их решения // Нефть и газ. – 2013. – № 4. – С. 45–76.

39 **Надиров Н.К., Трохименко М.С.** Прикаспийская впадина: состояние и некоторые проблемы освоения залежей и месторождений высоковязких нефтей // Программный доклад представлен на 1–м Международном Форуме «Геологоразведка Казахстана: Фокус Нефть и газ». – Астана, 12–13 марта 2015.

40 **Надиров Н.К., Трохименко М.С., Шестоперова Л.В., Жумалиева К.К.** Тяжелые нефти – нетрадиционное углеводородное сырье (изученность, ресурсы, проблемы, перспективы) // Нефть и газ. – 2018. – № 1. – С. 16–41.

41 **Надиров Н.К., Барак А., Трохименко М.С.** Мортук – месторождение нефтебитуминозных пород, природных битумов и тяжелых нефтей как единый объект для комплексного освоения // Нефть и газ. – 2017. – № 6. – С. 22–41.

42 **Nadirov, N.K,.Barak., A., Trokhimenko, M.S.** Disruptive technologies unlock potentials for efficient development of unique oil and bitumen field Mortuk // Нефть и газ. – 2018. – № 5. – С. 47–64.

43 **Надиров Н.К., Трохименко М.С.** Каспийский регион: нефтебитуминозные породы – источник углеводородного сырья (изученность, ресурсы, проблемы, перспективы) // Нефть и газ. – 2017. – № 5. – С. 22–42.

44 **Надиров Н.К., Трохименко М.С.** Тюбкараганская мегантиклиналь: перспективные объекты для комплексного освоения нефтебитуминозных пород, природных битумов и тяжелых нефтей // Нефть и газ. – 2017. – № 6. – С. 42–59.

45 **Трохименко М.С.** Структурно-седиментационный резервуар и ловушки в среднем триасе Прикаспийской впадины: закономерности расположения, механизм формирования, особенности образования залежей нефти и газа // Труды ОНГК. Вып. 1 (На базе докладов Первой Международной геологической конференции «АТЫРАУ ГЕО-2011»). Под редакцией: Б.М. Куандыкова, К.М. Таскинбаева, М.С.Трохименко. – Атырау, 2012. – С. 164–182.

46 **Трохименко М.С., Калимов А.М., Едилбаев М.Т.** Прикаспийская впадина: «блеск и нищета» триасовых ловушек // Разведка неглубокозалегающих толщ Казахстана. Тезисы докладов. V международная научная геологическая конференция «АтырауГео-2019». 23–24 мая 2019, Атырау. Тезисы докладов. – КОНГ, Атырау. 2019.

47 **Трохименко М.С., Калимов А.М., Едилбаев М.Т.** Прикаспийская впадина: «блеск и нищета» триасовых ловушек // Разведка неглубокозалегающих толщ Казахстана. V международная научная геологическая конференция «АтырауГео-2019». 23–24 мая 2019. – Доклад. – Атырау, 2019.

48 **Надиров А.Н., Айдарбаев А.С.** Способ добычи высоковязких нефтей. А.с. 19181 РК № 6405. Заявлено 11.07.1997.

49 **Низовкин В.М., Тажиева А.С., Надиров А.Н.** Способ скважинной добычи остаточной нефти и природных битумов из НБП. Патент РК № 15875. 2005.

50 **Низовкин В.М., Сериков Т. п., Куанышев Б.И.** Способ скважинной добычи нефти с ее переработкой. Патент № 19062 РК. 2007.

51 **Бажал Анатолий Игнатович и Барак Александр Мотелевич**. Патент Республики Казахстан «Способ добычи нефти, преимущественно вязкой нефти» (технология SWEPT). (19) KZ (13) B (11) 28517.Опубликовано 15.05.2014. Бюллетень № 5.

52 **Bazhal A., Barak A.** SWEPT technology for enhanced oil production at heavy oil and natural bitumen field development by cumulative waves // Нефть и газ. – 2013. – № 4. – P. 109–126.

53 **Бажал А.И., Барак А.М.** Волновая активация продуктивного нефтяного пласта (технология SWEPT) // Нефть и газ. – 2013. – № 5. – С. 17–27.

54 **Барак А., Бажал А.** Технологические решения разработки приповерхностных залежей нефти Западного Техаса // Нефть и газ. – 2016. – № 5. – С. 67–77.

55 **Барак А.М., Надиров Н.К., Трохименко М.С.** Как извлечь выгоду из использования технологии волновой активации нефтяного пласта // Нефть и газ. – 2013. – № 5. – С. 29–39.

56 **Барак А.** О роли технологий нефтедобычи в условиях низких цен на нефть // Нефть и газ. – 2015. – № 1. – С. 149–153.

57 **Барак А.М.** Зависимость цен на нефть от внедрения новых технологий // Нефть и газ. – 2015. – № 2. – С. 29–32.

58 **Барак А.** Стратегия Дональда Трампа по достижению энергонезависимости США

и роль инновационных технологий нефтедобычи // Нефть и газ. – 2017. – № 1. – С. 132–137.

59 Проблема эффективной добычи тяжелых нефтей и природных битумов нашла решение в США. Беседа **Михаила Трохименко** с **Алексом Бараком** // Нефть и газ. – 2017. – № 4. – С. 10–17.

60 **Надиров Н.К.** Останется ли Казахстан на экономической обочине? // Нефть и газ. – 2019. – № 1. – С. 25–27.

61 **Надиров Н.К.** Продвижение в Казахстане // Нефть и газ. – 2019. – № 4. – С. 123–126.

62 **Бажал А.И., Барак А.М., Трохименко М.С., Надиров Н.К.** Способ герметизации покрывающего слоя продуктивных нефтегазовых резервуаров **//** Нефть и газ. – 2019. – № 2. – С. 73–88.

63 **Бажал А.И., Барак А.М.** SWIT – технология блокирования водопритока при разработке залежей вязкой нефти // Нефть и газ. – 2019. – № 5. – С. 80–87.

64 **Бажал А.И., Барак А.М.** S-SHOT / S-BTF – Технология нефрэкинговой добычи сланцевых нефти и газа // Нефть и газ. – 2020. – № 1. – С. 92–101.

65 **Барак А.** Концепция обеспечения сырьем Мангистауского НПЗ // Нефть и газ. – 2018. – № 4. – С. 52–66.

66 **Барак А.** Казахстан: Решение ключевой проблемы, препятствующей строительству 4–го НПЗ // Нефть и газ. – 2018. – № 5. – С. 92–106.

67 **Бажал Анатолій Гнатович і Барак Алєксандр Мотєлєвіч.** Спосіб видобутку нафт, насамперед в'язких нафт / Патент на корисну модель № 54248 Республіка Україна. Від 25.10.2010. Бюлетень. № 20.

68 **Anatolii Bazhal, Alexander Barak.** METHOD OF THERMOBARIC PRODUCTION OF HYDROCARBONS – Issued Patent October 16, 2018 No. 10,100,625 – Owners: Galex Energy Corporation.

69 **Anatolii Bazhal, Alexander Barak.** METHOD OF THROUGH-WELLBORE EXTRACTION OF SUBSOIL RESOURCES – Issued Patent December 18, 2018 No. 10,156,131 – Owners: Galex Energy Corporation.

70 **Anatolii Bazhal, Alexander Barak.** APPARATUS AND METHOD FOR IN-SITU PERMEABILITY ENHANCEMENT OF RESERVOIR ROCK – US Patent Application No. 16 / 047,533 – Publication No. US 2019 / 0032454 – Pending Patent. – Owners: Galex Energy Corporation.

71 **Надиров Н.К., Курскеев А.К**. Научное открытие «Закономерная корреляционная связь между параметрами возмущенной (флюидонасыщенной) и невозмущенной геологической среды с пульсацией фигуры Земли» (Диплом № 418 от 9 февраля 2010 г.).

72 **Надиров Н.К., Курскеев А.К.** Пульсации фигуры Земли как альтернативный метод повышения нефтеотдачи пласта // Нефть и газ. – 2005. – № 6. – С. 57–60.

73 **Надиров Н.К., Курскеев А.К.** Реакция флюидов земной коры на гравитационные воздействия Солнца и Луны // Нефть и газ. – 2005. – № 4. – С. 114–117.

74 **Надиров Н.К., Курскеев А.К.** Ритмы флюидного режима земной коры // Нефть и газ. – 2005. – № 2. – С. 16–18.

75 **Надиров Н.К., Курскеев А.К.** Геофизический мониторинг современных геодинамических процессов на нефтегазоносных территориях // Нефть и газ. – 2009. – № 3. – С. 33–40.

76 **Надиров Н.К., Курскеев А.К.** Космический мониторинг современных геодинамических процессов на территории Северного Тянь-Шаня // Вестник НИА РК. – 2012. – № 1. – С. 42–50.

77 **Надиров Н.К., Курскеев А.К.** Кратковременные ритмы землетрясений как отклик земной коры на воздействие космических сил // Нефть и газ. – 2012. – № 4. – С. 95–107.

78 **Надиров Н.К., Анисимов Б.Ф., Бородкин Л.П.** Перспективные методы деэмульсации нефтей: Деп. в ЦНИИТЭнефтехим 23.041982. – № 45нх–Д82.

79 **Надиров Н.К., Анисимов Б.Ф., Ахметкалиев Р.Б.** О механизме структурообразования в эмульсиях обратного типа в нефтепродуктах // Изв. АН КазССР. – Сер. хим. – 1985. – № 2. – С. 38–42.

80 **Надиров Н.К., Анисимов Б.Ф., Сериков Т. п.** Критерий коалесценции капель водонефтяных эмульсий в электрическом поле // Нефть и газ.– 2006. – № 4. – С. 47–59.

81 **Надиров Н.К. Анисимов Б.Ф., Диарова Д.М.** Коагуляция дисперсных систем в восходящих потоках // Коллоидный журнал. – 1988. – Т. L. – № 2. – С.121–124.

82 **Анисимов Б.Ф., Надиров Н.К.** Уравнение коагуляции эмульсий, помещенных в однородное электрическое поле // Изв. АН КазССР. – Сер.хим. – 1979 – № 1. – С. 24–31.

83 **Надиров Н.К., Анисимов Б.Ф.** Взаимосвязь процессов коалесценции и седиментации // Вестник АН КазССР. – 1979. – № 1. – С. 42–47.

84 **Надиров Н.К., Анисимов Б.Ф.** Решение уравнения коагуляции // Вестник АН Каз ССР. – 1979. – № 2. – С. 43–48.

85 **Надиров Н.К., Анисимов Б.Ф.** Коагуляция капель, заряженных от электрода // Изв. АН КазССР. – Сер. физ.-мат. – 1981. – № 4. – С. 56–61.

86 **Анисимов Б.Ф., Диарова Д.М., Надиров Н.К.** Моделирование процесса коагуляции многокомпонентных систем в реакторах непрерывного действия с равномерным смешением // Журн. прикл. химии. – 1986. – № 9. – С. 2150–2152.

87 **Надиров Н.К., Анисимов Б.Ф. и др.** Устройство для коалесценции эмульсий в электрическом поле: А. с. 995848 СССР. Опубл 15.02.84.

88 **Надиров Н.К., Анисимов Б.Ф. и др.** Способ обезвоживания водонефтяной эмульсии: А. с. 1091050 СССР. Опубл. 07.05.84.

89 **Надиров Н.К., Анисимов Б.Ф., Бородкин Л.П., Гафнер В.В.** Устройство для коалесценции эмульсий в электрическом поле: А. с. 995848 СССР. Опубл. 15.02.83.

90 **Надиров Н.К., Анисимов Б.Ф., Сериков Т. п.** Научное открытие «Закономерность контактно-разъединенной зарядкичастиц эмульсии обратного типа в однородном электрическом поле» (Диплом № 346 от 16 ноября 2007 г.).

91 **Надиров Н.К., Анисимов Б.Ф., Сериков Т. п.** Лирическое начало сложного научного открытия «Закономерность контактно-разъединенной зарядки частиц эмульсий обратного типа в однородном электрическом поле» // Нефть и газ. – 2011. – № 3. – С. 92–106.

92 **Надиров Н.К., Пивоваров Л.П., Зелепухин В.Д.** Тонкая структура воды и методы ее индикации // Вестник Национальной инженерной академии. – 2012 – № 3. – С. 48–56.

93 **Надиров Н.К.** Водонефтяная смесь и проблемы ее разделения // Нефть и газ. – 2010. – № 3. – С. 72–78.

94 **Надиров Н.К., Кашрирский А.И., Хуторной В.В., Уразгалиев Б.У.** Техника и технология нефтепроводного транспорта. – Алма-Ата, Наука, 1983. – 200 с.

95 **Надиров Н.К., Тугунов П.И., Брот Р.А., Уразгалиев Б.У.** Трубопроводный транспорт вязких нефтей. – Алма-Ата, Наука, 1985. – 264 с.

96 **Надиров Н.К., Сагов М.С., Чуркина Е.И., Потешкина О.И.** Способ перекачки жидкости по упругому трубопроводу. Авторское свидетельство СССР № 1129432. Опубл. 15.12.1984 БИ № 46.

97 **Надиров Н.К., Сагов М.С., Изимов Н., Потешкина О.И.** Авторское свидетельство СССР № 1224459. Опубл. 15.04.1986 БИ № 14.

98 **Надиров Н.К., Сагов М.С., Чуркина Е.И.** Новый принцип перистальтического прокачивания жидкости по трубам. – Алма-Ата, Наука, 1985. – 18 с.

99 Постановление Центрального Комитета Компартии Казахстана и Совета Министров Казахской СССР от 4 сентября 1980 г. № 340 о присуждении Государственной премии Казахской ССР а области науки и техники А.А. Дергачеву, А.И. Каширскому, В.В. Хуторному, Б.У. Уразгалиеву за работу «Комплексное исследование высоковязких нефтей полуострова Бузачи, разработка и внедреие технологии их трубопроводного транспорта».

100 Указ Президента Р.К. от 10 декабря 2019 г. о присуждении Государственной премии Республики Казахстан в области науки и техники И.К. Бейсембетову, Т.Т. Бекибаеву, У.К. Жапасбаеву, Б.К. Кенжегалиеву, Е.С. Махмотову, Б.К. Саяхову за работу «Научно-техническое обеспечение энергосбережения транспортировки нефти и нефтесмесей по нефтепроводным маршрутам акционерного общества «КазТрансОйл».

101 **Надиров Н.К., Конаев Э.Н.** Трубопроводный транспорт Казахстана и перспективы его развития // Нефть и газ. – 2001. – № 2. – С. 73–82.

102 **Надиров Н.К., Букарова К.** Интегрированный транснациональный нефтепровод Казахстан–Китай заполняется нефтью // Нефть и газ. – 2006. – № 1. – С. 80– 87.

103 **Надиров Н.К., Уркенбаев А.А., Созинов В.А.** Состояние и перспективы развития трубопроводного транспорта Казахстана // Нефть и газ. – 2008. – № 5. – С. 59–62.

104 **Надиров Н.К., Куанышев Б.И., Низовкин В.М.** Использование солнечной энергии при транспортировании нефти // Доклады седьмых Международных Надировских чтений. – Алматы–Уральск, 2009. – С. 223–230.

105 **Надиров Н.К.** Энергосбережение и охрана биосферы требуют быть изобретательным // Нефть и газ. – 2012. – № 2. – С. 125–137.

106 **Мухамедгалиев А.Ф., Спивак Л.Ф.** Аэрокосмические методы диагностики магистральных трубопроводов // Нефть и газ. – 2011. – № 4. – С. 73–82.

107 **Жантаев Ж.Ш., Бреусов Н.Г., Мухамедгалиев А.Ф., Бекмухамедов Б.Э.** Дистанционные методы диагностики рисков аварийности магистральных трубопроводов // Каспийский регион: геологическое строение и нефтегазоносность. Труды ОНГК. Вып. 4. (На базе докладов Второй Международной геологической конференции «АтырауГео-2013»). Под редакцией: Б.М. Куандыкова, К.М. Таскинбаева, М.С. Трохименко. – Алматы, 2014. – С. 358–361.

108 **Бажал А.И., Барак А.М.** SWELT – технология волновой транспортировки вязких жидкостей по трубопроводам в Казахстане // Нефть и газ. – 2019. – № 3. – С. 60–66.

109 **Bazhal A.I., Barak A.M.** SWELT – technology of wave enhanced transportation of viscous and ultraviscous oil via pipelines // Нефть и газ. – 2019. – № 4. – С. 114–122.

110 **Бажал А.И., Барак А.М.** Беспрецедентные возможности SWELT подтверждены промысловыми испытаниями // Нефть и газ. – 2019. – № 5. – С. 88–84.

111 **Bazhal A.I., Barak A.M.** SWELT's unprecedented capabilities, proven by the field trials // Нефть и газ. – 2019. – № 5. – С. 95–101.

112 **Надиров Н.К., Зайкин Ю.А., Зайкина Р.Ф.** Способ переработки нефтей и нефтяных остатков. Патент 4676 РК. № 9404341. Опубл. 16.06.1997. БИ № 2.

113 **Надиров Н.К., Зайкина Р.Ф., Айдарбаев А.С.** С чего начиналась история нефтедобывающей отрасли Казахстана. К столетию нефтяной промышленности // Нефть и газ. – 1999. – № 1. – С. 5–7.

114 **Надиров Н.К., Зайкина Р.Ф., Зайкин Ю.А.** Радиационно-термический крекинг высокопарафинистой нефти Кумколя // Нефть и газ. – 2001. – № 1. – С. 69–75.

115 **Надиров Н.К., Зайкина Р.Ф., Зайкин Ю.А.** Радиационные технологии переработки нефтепродуктов // Нефть и газ Казахстана – 1997. – № 3. – С. 43–45.

116 **Надиров Н.К., Зайкина Р.Ф.** Радиационные технологии переработки тяжелого нефтяного сырья // Оборудование и технологии – 1997. – № 5. – С. 43–45.

117 **Надиров Н.К., Зайкина Р.Ф., Зайкин Ю.А., Мамонова Т.Б.** Влияние условий радиационо-термической обработки на эффективность демеркаптанизации различного нефтяного сырья // IV Международная конференция по химии нефти и газа. – Томск, 2000. – Ч. 2. – С.57–62.

118 **Надиров Н.К., Зайкина Р.Ф., Зайкин Ю.А., Мамонова Т.Б.** Превращение нафтеновых и ароматических углеводородов при радиационно–термическом крекинге нефти // Нефть и газ. – 2000. – № 1. – С. 83–89.

119 **Надиров Н.К., Зайкина Р.Ф., Зайкин Ю.А., Мамонова Т.Б.** Особенности изомеризационных процессов при радиационно-термической переработке каражанбасской нефти // Нефть и газ. – 2000. – № 2. – С. 65–70.

120 **Н.К. Надиров., Р.Ф. Зайкина, А.С. Айдарбаев.** Радиационно-термический крекинг высокопарафинистой нефти Кумколя // Нефть и газ. – 2001. – № 1. – С.69–75.

121 Надиров Н.К., Цой Л.Н., Цой А.Н. Влияние радиационно-волнового крекинга на физико-химические свойства нефтей // Нефть и газ. – 2003. – № 4. – С. 57–62.

122 **Mirkin G., Zaykin Yu.A., Zaykina R.F., Nadirov N.K.** Radiation methods for uprading and refining of feedstock for oil chemistry // Radiation Physics and Chemistry. – 2003. – N 67. – P. 311–314.

123 **Надиров Н.К.** Глубокая конверсия углеводородного сырья радиационно-инициированным крекингом // Нефть и газ. – 2004. – № 4. – С. 123–159.

124 **Zaykina R.F., Zaykin Yu.A., Nadirov N.K.** Bitumen radiation processing // Radiation physics chemistry. – 2004. – V. 71. – P. 471–474.

125 **Zaykin Yu.A., Zaykina R.F. Nadirov N.K.** Effect of radiation–induced isomerization on gasoline uprading // Proceedings of tie 8 th topical meeting on nuclear applications and utilization of accelerators AAAAPP'07. – Pocatello, Idaho, 2007. – P. 993–998.

126 **Надиров Н.К.** Эффект радиационно–стимулированной изомеризации углеводородов – научное открытие с большим будущим // Нефть и газ. – 2011. – № 6. – С. 71–82.

127 **Надиров Н.К., Зайкин Ю.А., Зайкина Р.Ф.** Новый перспективный процесс облагораживания и глубокой переработки парафинистого и асфальтено–смолистого углеводородного сырья // Нефть и газ. – 2012. – № 1. – С. 103–111.

128 **Надиров Н.К., Зайкин Ю.А., Зайкина Р.Ф.** Научное открытие «Явление усиленной радиационной изомеризации углеводородных систем». (Диплом № 463 от 5.03.2014 г.).

129 **Калыбай А.А., Надиров Н.К.** Результаты гидродинамических исследований кумкольских нефтей // Нефть и газ. – 2003. – № 4. – С. 40–48.

130 **Надиров Н.К., Калыбай А.А., Нуржанова С.Б., Хайрулина Н.Б.** Влияние комплекса электромагнитных полей на свойства высоковязких нефтей // Нефть и газ. – 2004. – № 1. – С. 89–103.

131 **Калыбай А.А. Надиров Н.К.** Новые физико-химические принципы глубокой переработки высоковязких нефтей // Нефть и газ. – 2008. – № 3. – С. 34–44.

132 **Калыбай А.А., Жумагулов Б.Т., Надиров Н.К., Абжали А.К.** Альтернативная технология эффективной переработки нефтяного сырья // Нефть и газ. – 2017. – № 3. – С. 88–104.

133 **Калыбай А.А., Жумагулов Б.Т., Надиров Н.К., Абжали А.К.** Обоснование целесообразности строительства четвертого НПЗ с учетом эффективной технологии переработки тяжелого нефтяного сырья // Нефть и газ. – 2018 – № 4. – С. 67–77.

134 **Калыбай А.А., Жумагулов Б.Т., Надиров Н.К., Абжали А.К.** Явление вакуумно-волновой гидроконверсии нефтяного сырья и ударных волн разряжения. Диплом на научное открытие. – № 513. – Выдан 30.04.2019. Международной академией авторов научных открытий и изобретений.

135 **Надиров Н.К., Низовкин В.М.** О терморекомбинации углеводородных топлив // Доклады АН СССР. 1989. – Т. 308. – № 3. – С. 638–640.

136 **Надиров Н.К., Низовкин В.М.** Энергоэкологическое будущее цивилизации // IV цивилизационный форум. 18–19 сентября 2009 г. – Алматы, 2009. – Ч. I. Гелиомагистрали Земли. – С. 91.

137 **Надиров Н.К.** Повышение энергоэкологической эффективности используемых углеводородных топлив // Вестник Казахской Национальной академии естественных наук. – 2010. – № 2. – С. 40–43.

138 **Надиров Н.К., Низовкин В.М.** Устройство для обработки топлива для двигателя внутреннего сгорания. Патент № 1801176. Опубл. 09.10.92.

139 **Надиров Н.К., Низовкин В.М., Низовкин А.В.** Устройство для обработки топлива для двигателя внутреннего сгорания. Патент № 1799429. Опубл. 08.10.92.

140 **Надиров Н.К., Низовкин В.М.** Явление рекомбинации углеводородных топлив. Диплом на открытие № 297. Выдан 14.12.2005. Международной академией авторов научных открытий и изобретений.

141 **Надиров Н.К., Низовкин В.М.** Долгий путь к научному открытию «Явление рекомбинации систем углеводородных топлив» // Нефть и газ. – 2011. – № 1. – С. 102–112.

142 **Бажал А.И., Барак А.М.** SALF – активатор углеводородных топлив: экономия топлива, повышение мощности двигателя, кардинальное сокращение вредных выбросов // Нефть и газ. – 2019. – № 3 (111). – С. 48–53.

143 **Bazhal A.I., Barak A.M.** SALF – liquid hydrocarbon activator: fuel economy, motor power increase. cardinal reduction of noxious emissions // Нефть и газ. – 2019. – № 3 (111). – С. 54–59.

144 **Надиров Н.К.** «Чистый воздух городам» – энерго-экологическая инициатива Национальной инженерной академии Республики Казахстан // Нефть и газ. – 2019. – № 4 (112). – С. 6–9.

145 **Сулейменов Р.Э., Касенов А.Г., Климов П.В. и др.** Построение системы стандартизации сжиженного природного газа в рамках ЕАЭС // Нефть и газ. – 2018. – № 3. – С. 98–109.

146 **Мерпеисов Х.С., Финько В.Е., Финько В.В.** Модульные минизаводы экономического производства сжиженного природного газа // Нефть и газ. – 2013. – № 1. – С. 39–44.

147 **Мерпеисов Х.С., Финько В.Е.** Новая эффективная технология получения газомоторных топлив из природного газа // Нефть и газ. – 2015. – № 2. – С. 117–123.

148 **Мерпеисов Х.С., Финько В.В., Финько В.Е.** Эффективные модульные комплексы производства сжиженного газа // Нефть и газ. – 2018. – № 3. – С. 110–115.

149 **Мерпеисов Х.С., Финько В.Е.** Технология полной утилизации попутного нефтяного газа на промыслах // Нефть и газ. – 2018. – № 3. – С. 116–121.

150 **Надиров Н.К., Низовкин В.М.** Проблемы использования солнечной и комбинированной энергии в Казахстане // Нефть и газ. – 2005. – № 2. – С. 27–30.

151 **Надиров Н.К., Низовкин В.М.** Об обеспечении нефтегазового комплекса Прикаспия альтернативной энергией // Нефть и газ. – 2002. – № 3. – С. 107–112.

152 **Надиров Н.К.** Энергия нефти или Солнца? // Нефть и газ. – 2005. – № 2. – С. 111–118.

153 **Надиров Н.К., Норкин Б.Ф., Низовкин В.М.** Энергия эфира // Нефть и газ. – 2008. – № 1. – С. 26–41.

154 **Надиров Н.К., Норкин Б.Ф., Низовкин В.М.** Строение микромира эфира // Нефть и газ. – 2008. – № 4. – С. 25–37.

155 **Надиров Н.К., Жумагулов Б.Т., Жумагалиев А.К., Горбатовский Е.М., Норкин Б.Ф.** Проблемы энергообеспечения цивилизации // Доклады седьмых Международных научных Надировских чтений. – Алматы-Уральск, 2009. – С. 26–41.

156 **Надиров Н.К.** Влияние солнечной энергии на химические превращения углеводородов // Нефтепереработка и нефтехимия – 2006: Международная конференция, посвященная 50–летию ГУП «Институт нефтепереработки Республики Башкортостан». – Уфа, 2006. – С. 26–28.

157 **Надиров Н.К.** Развитие возобновляемой энергетики в Республике Казахстан // Недропользование и право. – 2006. – № 2. – С. 143–146.

158 **Надиров Н.К., Низовкин В.М.** Развитие возобновляемой энергетики в Республике Казахстан // Доклады четвертых Международных научных Надировских чтений. – Алматы-Томск, 2006. – С. 40–58.

159 **Надиров Н.К.** Стратегическая роль возобновляемой энергии для устойчивого развития в Центральной Азии // Вестник НАН РК. – 2006. – № 2. – С. 3–7.

160 **Надиров Н.К., Исенгалиев Б.И. Низовкин А.В.** Возможность использования возобновляемых источников энергии для бурения нефтяных скважин // Нефть и газ. – 2007. – № 4. – С. 109–117.

161 **Надиров Н.К., Низовкин В.М.** Использование возобновляемых источников энергии для добычи, транспорта и переработки высоковязких нефтей // Нефть и газ. – 2007. – № 3. – С. 64–68.

162 **Надиров Н.К., Низовкин В.М.** Об энергоэкологической цивилизации будущего // Нефть и газ. – 2007. – № 6. – С. 70–77.

163 **Надиров Н.К., Низовкин В.М.** Прогноз перехода от нефтяной к альтернативной энергетике // Нефть и газ. – 2008. – № 5. – С. 96–99.

164 **Надиров Н.К.** Энергоэкологическая цивилизация будущего // Доклады шестых Международных научных Надировских чтений. – Алматы–Актау, 2008. – С. 8–20.

165 **Надиров Н.К., Низовкин В.М.** Гелиомагистрали Земли. – Алматы, 2009. – 2009. – 112 с.

166 **Надиров Н.К.** Разработка и внедрение технологий по использованию возобновляемой энергетики // Вестник НИА РК. – 2010. – № 4. – С. 37–38.

167 **Низовкин В.М.** Башенная электростанция «Торнадо». Инновационный патент № 27341. Опубл. 16.09.2013.

168 **Надиров Н.К., Низовкин В.М.** Солнечно-ветровая электростанция. Патент на полезную модель № 1611. Опубл. 15.08.2016.

169 **Низовкин В.М., Басина И.В.** Промышленная башенная солнечно-ветровая электростанция. Патент на полезную модель № 2290. Опубл. 31.07.2017.

170 **Надиров Н.К., Низовкин В.М., Тажиева А.С., Надиров А.Н.** Способ скважинной добычи остаточной нефти и природных битумов из нефтебитуминозных пород. Патент РК № 15857. Опубл. 2004.

171 **Надиров Н.К., Низовкин В.М., Сериков Т. п., Куанышев Б.И.** Способ скважинной добычи нефти с ее переработкой. Патент РК № 19062. Опубл. 15.01.2008.

172 **Надиров Н.К., Низовкин В.М., Сериков Т. п., Куанышев Б.И.** Способ крекинга углеводородов и устройство для его осуществления. Патент № 16450. Опубл. 2004.

173 **Сериков Т. п., Низовкин В,М., Баймиров М.Е.** Энергетическая установка. Патент РК № 15753. Опубл. 16.05.2005.

174 **Баешов А.Б., Ширинских А.В., Солодова Е.В.** Ветро-солнечная установка. Инновационный патент № 78929 от 28 декабря 2012 г.

175 **Надиров Н.К., Куанышев Б.И., Сериков Т. п.** Использование солнечной энергии в процессе переработки нефти // Доклады четвертых Международных научных Надировских чтений. – Алматы-Томск, 2006. – С. 108–111.

176 **Надиров Н.К., Низовкин В.М.** Явление концентрации энергии неподвижного локального объема атмосферного воздуха. Диплом на открытие № 514. Выдан 07.12.2019. Международной академией авторов научных открытий и изобретений.

177 **Надиров Н.К., Зейфман. В.М.** Комбинированная гибридная система автономного теплоэлектроснабжения. Патент РК № 27343 от 25.05.2013.

178 **Надиров Н.К., Низовкин В.М., Басин А.О., Солодова Е.В.** Гелиотеплица. Патент РК № 24929. Опубл. 15.11.2011.

179 **Надиров. Н.К., Низовкин В.М., Солодова Е.В.** Всесезонная гелиотеплица. Патент РК № 24930. Опубл. 15.11.2011.

180 **Некрасов В.Г., Ногай В.К.** Всесезонная теплица с электроснабжением на основе комплексного использования альтернативных и возобновляемых источников энергии. Патент РК № 27684 от 21.02.2013.

181 **Надиров А.Б., Медиева Г.А., Надиров Н.К., Низовкин В.М., Басин А.О.** Автономный экодом с солнечно-ветровым энергоснабжением. Патент РК № 25985. Опубл. 15.08.2012.

182 **Надиров Н.К., Басин А.О., Медиева Г.А., Надиров А.Б., Низовкин В.М.** Многоэтажное здание с солнечно-ветровыми энергоснабжением. Патент РК № 26184. Опубл. 14.09.2012.

183 **Надиров.Н.К., Низовкин В.М., Басин А.О., Надиров А.Б.** Гелиотеплица. Патент РК № 24929 от 15.11.2011.

184 **Надиров Н.К., Низовкин В.М., Солодова Е.В., Медиева Г.А.** Всесезонная теплица с энергоснабжением на основе комплексного использования альтернативных и возобновляемых источников энергии. Патент РК № 27684 от 21.02.2013.

185 **Надиров Н.К., Некрасов В.Г., Шевченко С.А., Солодова Е.В., Суханбердиева Д.Т.** Возобновляемая энергетика в тепличных технологиях // Доклады Национальной академии наук РК. – 2016. – № 2. – С. 137–146.

186 **Bazhal A.I., Barak A.M.** SWEM – green technology for generating fresh water and electric power from the atmospheric air // Нефть и газ. – 2020. – № 2 (116). – С. 131–139.

187 **Бажал А.И., Барак А.М.** Эффективная «зеленая» технология SWEM – производство электроэнергии и воды из атмосферы // Нефть и газ. – 2020. – № 3–4. – С. 137–149.

РАБОТНИК КРИТИЧЕСКОЙ ИНФРАСТРУКТУРЫ,

ЗАПОМНИ — ЗАПРЕЩЕНО:

1

Передавать конфиденциальные файлы через внешние облачные сервисы

2

Проверять личную почту через рабочие станции промышленной сети

3

Скачивать файлы из внешних источников в промышленную сеть

4

Использовать социальные сети и сервисы на рабочем месте

5

Развертывать собственные Wi-Fi сети на территории промышленных объектов

6

Загружать постороннее ПО на рабочие станции промышленной сети

7

Использовать камеры в личных мобильных устройствах

8

Использовать посторонние USB-накопители

9

Заряжать личные устройства через серверы и станции промышленной сети

Kaspersky Industrial CyberSecurity

kaspersky

EMERSON РАСШИРЯЕТ СВОИ ПРОИЗВОДСТВЕННЫЕ ВОЗМОЖНОСТИ В КАЗАХСТАНЕ ДЛЯ ПОДДЕРЖКИ ЦИФРОВИЗАЦИИ ПРОИЗВОДСТВА ТЕНГИЗШЕВРОЙЛ

КОМПАНИИ БЕРУТ КУРС НА УСКОРЕНИЕ ВНЕДРЕНИЯ ЦИФРОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ В КАЗАХСТАНЕ

Атырау, Казахстан (30 июня 2020 г.). Emerson (NYSE: EMR) и Тенгизшевройл (ТШО) договорились расширить сотрудничество в области цифровизации производства в процессах нефтегазодобычи и нефтепереработки. Компании приняли совместный план развития, в рамках которого Emerson расширит возможности существующей площадки в Казахстане для обслуживания нефтегазовых проектов ТШО.

Emerson начнет производство проводных и беспроводных преобразователей давления Rosemount™ на предприятии в Атырау в 2021 году. Эти средства измерения предоставляют первичную информацию о параметрах технологического процесса, а также обладают развитыми средствами самодиагностики и мониторинга состояния. Информация, получаемая с приборов, является базой для цифровизации производства: позволяет осуществлять удаленный мониторинг и прогностическое техническое обслуживание. Интеллектуальное беспроводное оборудование составляет основу цифровой экосистемы Plantweb™ от Emerson. Экосистема представляет масштабируемое портфолио надежных решений, используя которые персонал может принимать взвешенные решения для обеспечения производственной эффективности.

Компания Emerson поставляет и обслуживает измерительное и регулирующее оборудование для Тенгизшевройл более 10 лет, участвуя в проектах по расширению производственных мощностей Тенгизского месторождения. С 2011 года головное предприятие – компания Chevron реализует проект по развертыванию беспроводных сетей на территории производственных объектов, входящих в состав Тенгизшевройл. Первоначальные задачи заключались в повышении безопасности, производственной и экономической эффективности. По мере развития цифровых технологий и тренда цифровизации, беспроводная сеть в масштабе предприятия открыла возможность реализации концепций цифрового завода и промышленного интернета вещей (IIoT).

«Компания Тенгизшевройл начала реализацию цифровой трансформации в 2013 году и на данный момент внедрила технологии автоматизации рабочих процессов, облачных вычислений, компьютерного обучения и промышленного Интернета вещей, – отметил Деннис Кима, Суперинтендант группы Автоматизация, Тенгизшевройл. – Технологии управления производственным процессом и интегрированные центры производства помогли компании установить новые рекорды по добыче и сэкономить 40 миллионов долларов только в 2018 году».

Для реализации нового проекта – завода третьего поколения – компания ТШО выбрала Emerson главным поставщиком измерительного оборудования (MIV). Этот проект позволит увеличить объемы производства на 40%, а парк оборудования Emerson, установленного на объектах ТШО, – почти вдвое.

Рост числа проектов, направленных на цифровизацию производства промышленных предприятий, стал решающим фактором в принятии решения по локализации производства.

«Производство откроется в крупнейшем нефтегазовом кластере Казахстана – сказал Константин Миллер, Генеральный директор ТОО Эмерсон. – Мы надеемся, что локальное производство повысит доступность решений для цифровой трансформации и поможет Тенгизшевройл быстрее достичь поставленных целей по цифровизации».

С открытием производственной площадки для предприятий Казахстана станет доступен и новый уровень инженерного сервиса. Также планируется открытие тренингового центра для обучения студентов и сотрудников предприятий, способного принять до 50 человек единовременно.

УДК 550.814:553.98; https://doi.org/10.37878.2708-0080/2020.012

КОЛЬЦЕВЫЕ СТРУКТУРЫ В ЮЖНО-ТОРГАЙСКОМ ПРОГИБЕ И ПРОГНОЗ МЕСТОРОЖДЕНИЙ УГЛЕВОДОРОДОВ

Б.С. ЗЕЙЛИК,
доктор геол.-мин. наук,
профессор, академик РАЕН,
главный научный сотрудник,
http://orcid.org/0000–0003–0307–1018

Р.Т. БАРАТОВ*,
докторант PhD,
старший научный сотрудник,
http://orcid.org/0000–0002–0627–1536

Satbayev University, Институт геологических наук им. К.И. Сатпаева,
050010, Республика Казахстан, г. Алматы, ул. Кабанбай батыра, 69а

Предлагается новая технология прогноза месторождений углеводородов, основанная на принципах ударно-взрывной тектоники (УВТ) и использовании данных дистанционного зондирования Земли (ДЗЗ). Парадигма ударно-взрывной тектоники (УВТ) выдвинута в Казахстане и разработана на протяжении 40 лет. Новая технология кардинально отличается от традиционных прогнозных построений, благодаря непременному и постоянному использованию новейшей космической информации. Данные сканерных, фото- и радиолокационных космических съемок обнаруживают широкое распространение ранее неизвестных кольцевых и линейных структур. Исследование кольцевых структур, выполняющееся в Казахстане на протяжении полувека, указывает на явное преобладание среди них структур космогенной, астероидно-метеоритной и кометной природы. Данные дешифрирования космических снимков, с учетом пространственного положения известных месторождений нефти и газа, позволяют выявить концентрические зоны растяжения и сжатия земной коры, сопутствующие космогенным кольцевым структурам. Анализ многолетних данных позволил выявить приуроченность подавляющей массы месторождений углеводородов и их геологических запасов к концентрическим зонам растяжения-разуплотнения земной коры в

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

космогенных кольцевых структурах и, в особенности, в блоках взаимного наложения зон растяжения-разуплотнения различных, но находящихся по соседству, импактных астероидно-метеоритных и кометных кольцевых структур. Концентрические зоны растяжения чередуются с разделяющими их зонами сжатия, лишенными, или почти лишенными, месторождений полезных ископаемых. Выполненный анализ охватывает более чем вековой промежуток времени поисков и разведки месторождений углеводородов в Казахстане. Предлагаемая новая технология прогноза месторождений углеводородов может быть применена во многих осадочных бассейнах мира.

В частности, на основе новой технологии произведен прогноз новых месторождений углеводородов в Южно-Торгайском нефтегазоносном бассейне с опорой на две кольцевые кометные структуры: Челкар-Аральская и Байконурская.

***КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА:** Южно-Торгайский нефтегазоносный бассейн, кольцевые кометные структуры, особенности кометных структур, выраженность кометных структур в рельефе, конусы сотрясения (разрушения), прогноз нефтегазоносности на основе кометных структур.*

ОҢТҮСТІК ТОРҒАЙ ОЙЫСЫМЫНДАҒЫ САҚИНА ҚҰРЫЛЫМДАРЫ ЖӘНЕ КӨМІРСУТЕК КЕН ОРЫНДАРЫНЫҢ БОЛЖАМЫ

Б.С. ЗЕЙЛИК, геология-минералогия ғылымдарының докторы, профессор, Ресей жаратылыстану ғылымдары академиясының академигі, бас ғылыми қызметкер,
http://orcid.org/0000–0003–0307–1018
Р.Т. БАРАТОВ*,*PhD докторанты, аға ғылыми қызметкері, *http://orcid.org/0000–0002–0627–1536*

Satbayev University, Қ.И. Сәтбаев атындағы геологиялық ғылымдар институты,
050010, Қазақстан Республикасы, Алматы қ., Қабанбай батыр көш., 69а

Жерді қашықтықтан зерделеу (ЖҚЗ) мәліметтерін қолданумен соққылы-жарылысты тектоника (СЖТ) принциптерінде негізделінген көмірсутектер кенорындарын болжаудың жаңа технологиясы ұсынылатыды. Соққылы-жарысты тектоникасы (СЖТ) Қазақстанда ұсынылып 40 жыл бойы жетілдірілген. Жаңа технология дәстүрлі болжамдық тұрғызулардан ғарыштық ақпаратты міндетті және әрдайым қолданумен түбегейлі ерекшелінеді. Сканерлі, фото- және радиолокациялық ғарыштық түсірілмдер бұрын белгісіз сақиналы және сызықтық құрылымдарын кең таралуын айқындайды. Қазақстанда жарты ғасырға жуық уақытта жүргізілген сақиналы құлымдарды зерттеу олардың ішіндегі ғарыштық, астероидты-метеоритті және кометалы құрылымдардың айқын басымдылығын көрсетеді. Белгілі мұнай және газ кенорындарының кеңістікте орналасуын ескере отырып, ғарыштық түсірілімдер мәліметтерін дешифрлеу ғарыштық сақиналы құрылымдармен байланысты жер қыртысының концентрлі созылу және сығылу белдемдерін анықтауға мүмкіндік береді. Көпжылдық мәліметтерді талдау көмірсутек кенорындарының және олардың қорларының басым бөлігі жер қыртысының созылу-тығыздығының төмендеу концентрлік белдемдерімен, әсіресе әр түрлі көршілес созылу-тығыздығының төмендеу блоктарының өзара қабаттасу белдемдерімен байланысын анықтауға мүмкіндік берді. Коцентрлік созылу белдемдері оларды бөлетін, пайдалы қазба кенорындары жоқ, немесе аз мөлшерде кездесетін сығылу белдемдерімен кезектеседі. Ұсынылатын көмірсутек кенорындарын болжаудың жаңа технологиясы әлемнің көптеген шөгінді бассейндерінде қолданылуы мүмкін.

Атап айтқанда, жаңа технология негізінде Оңтүстік-Торғай мұнай-газ бассейнінде екі кометалы Шалқар-Арал және Байқоңыр құрылымдарына сүйене жаңа көмірсутек кенорындарына болжам жүргізілген.

ТҮЙІН СӨЗДЕР: *Оңтүстік Торғай мұнай-газ бассейні,сақиналы кометалы құрылымдар, кометалы құрылымдардың ерекшеліктері, кометалы құрылымдардың бедердегі көрінімі, сілкіну (бұзылу) конустары, кометалы құрылымдар негізінде болжамдау.*

RING STRUCTURES IN THE SOUTH TORGAI BASIN AND THE FORECAST FIELDS OF HYDROCARBONS

B.S. ZEYLIK, Doctor of Geological and Mineralogical Sciences, Professor, Academician of the Russian Academy of Natural Sciences, Chief Researcher, *http://orcid.org/0000–0003–0307–1018*
R.T. BARATOV*, Student PhD, Senior Researcher, *http://orcid.org/0000–0002–0627–1536*

Satbayev University, Institute of Geological Sciences named after K.I. Satpayev
69a Kabanbai batyr str., 050010, Almaty, Republic of Kazakhstan

A new technology for forecasting hydrocarbon deposits is proposed, which is based on the principles of shock and explosive tectonics (ShET) and the use of Earth remote sensing data.The shock-explosive tectonics (ShET) paradigm has been advanced in Kazakhstan and developed over 40 years. The new technology is fundamentally different from traditional prognostic constructions due to the indispensable and constant use of the latest space information. Data from scanner, photo and radar space surveys reveal a wide distribution of previously not studied ring and linear structures. A study of ring structures, carried out in Kazakhstan for half a century, indicates a clear predominance of cosmogenic, asteroid-meteorite and cometary structures among them. The data of deciphering satellite images, taking into account the spatial position of known oil and gas fields, make it possible to identify concentric zones of tension and compression of the earth's crust that accompany cosmogenic ring structures. An analysis of long-term data revealed the confinement of most hydrocarbon deposits and their geological reserves to concentric zones of extension-deconsolidation of the earth's crust. Concentric extension zones alternate with the compression zones separating them, in which a small number of mineral deposits are found. The proposed new technology for forecasting hydrocarbon deposits can be applied in many sedimentary basins of the World.

Specifically, on the basis of the new technology, a forecast of new hydrocarbon deposits in the South Torgai oil and gas basin was based on two cometary ring structures: Chelkar-Aral and Baikonur.

KEY WORDS: *South Torgai oil and gas basin, ring cometary structures, features of cometary structures, severity of cometary structures in relief, shaking (fracture) cones, oil and gas potential forecast based on cometary structures.*

В прежние годы в Южно-Торгайском прогибе по космическим снимкам **LANDSAT** и **радиолокационным** снимкам были описаны две кометные кольцевые структуры [1, 2] *(рисунок 1)*.

Выделение кольцевых структур базируется на принципах ударно-взрывной тектоники, созданной и разрабатываемой на протяжении многих лет [3–5], и материалах ДЗЗ [6–16]. Приведенный *рисунок 1* демонстрирует яркую отчетливость этих структур. Байконурская структура, помимо выраженности в рельефе, прекрасно выражена на всех изданных геологических картах круглым выходом пород мелового возраста, окруженных плащом палеогеновых, неогеновых и четвертичных рыхлых отложений, развитых на огромной территории *(рисунок 2)*. Как отмечено, структуры выявлены давно.

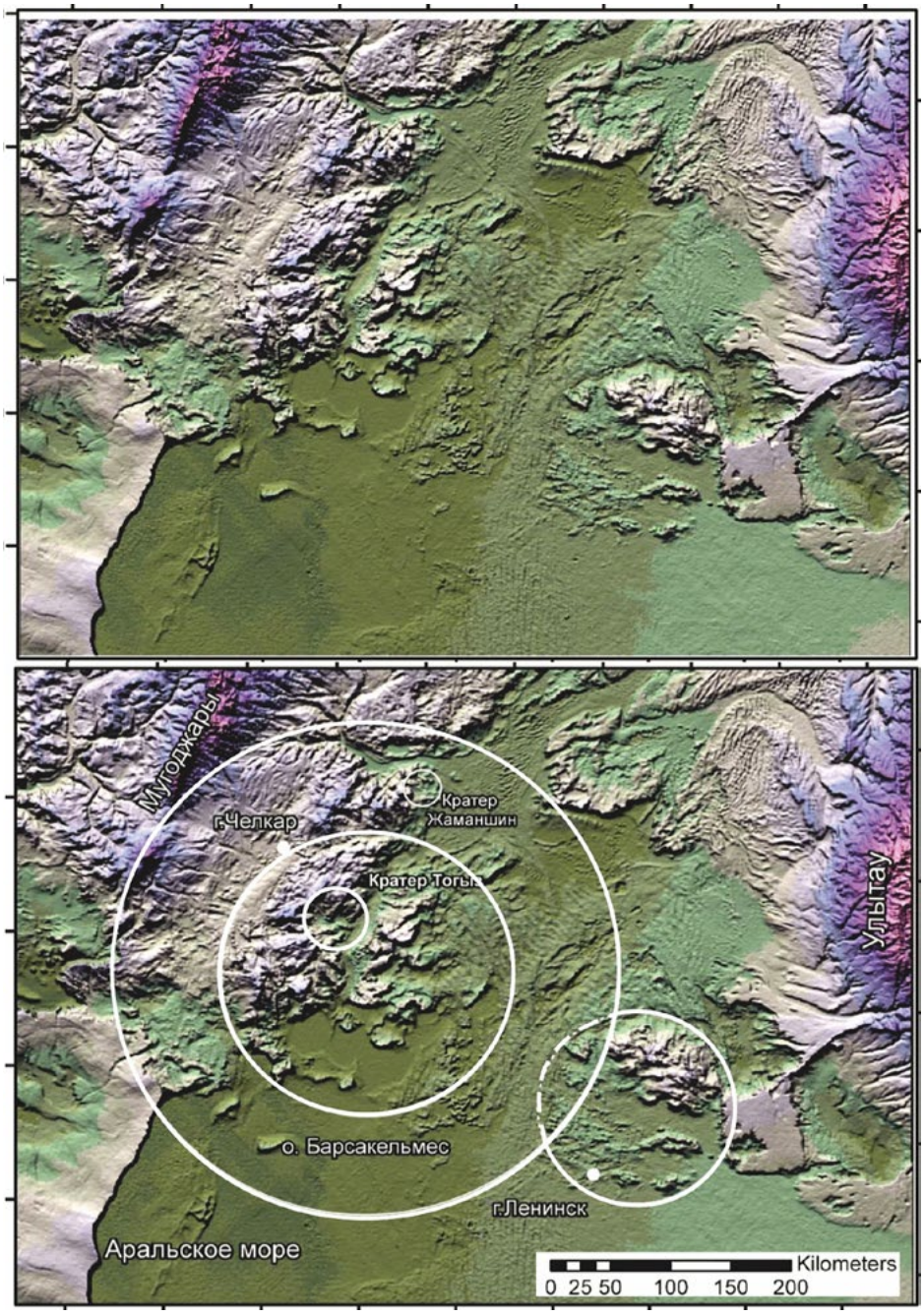


Рисунок 1 – **Радиолокационный космический снимок Северного Приаралья [http://strum.chi.cigar.org] (вверху). В рельефе отчетливо проявлены две кольцевые кометные структуры: Челкар-Аральская (западная, крупная, поперечник внешнего кольца порядка 400 км) и Байконурская (восточная, меньшая, поперечник порядка 150 км). Структуры оконтурены (внизу)**

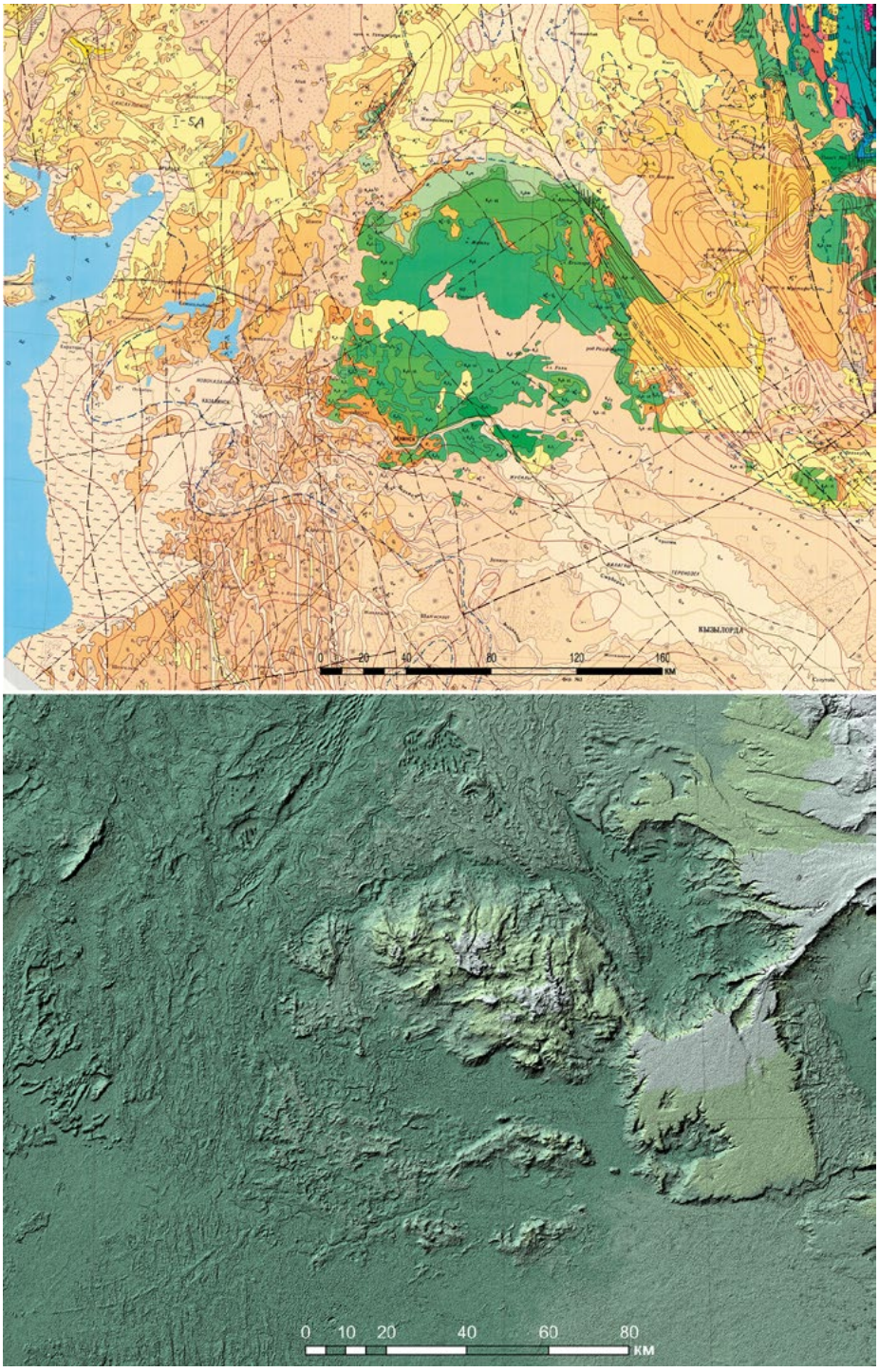


Рисунок 2 – **Байконурская кольцевая кометная структура на геологической карте Казахстана [6] (сверху) и в рельефе (снизу)**

Кометная природа структур очевидна в связи с отсутствием кратеров и горизонтальным залеганием осадочных отложений в контурах этих структур *(рисунок 3)*. Отчетливое горизонтальное залегание осадочных отложений демонстрирует ситуацию, характерную для кометных кольцевых структур, при которой космический ударник взрывается в атмосфере. При этом не возникает кратер, который мог бы нарушить первичное горизонтальное залегание осадочных горных пород. На *рисунке 3* наиболее яркие (в основном белые) образования – солончаки. Учитываются также особенности космогенных кометных структур, приведенные в [1, 17], в частности, многочисленные **конусы сотрясения (разрушения, дробления), являющиеся надежным признаком астроблем** *(рисунки 4, 5)*.

Конусы дробления «огранены» правильными вертикальными или почти вертикальными плоскостями, секущими под прямым или крутым углом горизонтальные напластования глин. В правом верхнем углу снимка *(рисунок 4)* находится отделившийся от сплошной стены глин, наклонившийся пирамидальный блок, «ограненный» упомянутыми плоскостями. За спиной геолога, справа от него, видна накрытая тенью вертикальная плоская поверхность «огранки» крупного конуса дробления. Следы, где прошел геолог, выше обвалившихся глиняных блоков в осыпи, обнаруживают и подчеркивают рыхлость глин.

Рисунок 3 – **Фрагмент космической картины в границах Байконурской кольцевой структуры**

Интерес представляют прогнозные построения, выполненные на основе использования этих структур: **Байконурской и Челкар-Аральской** *(см. рисунок 1)*.

Пространственное положение известных месторождений, открытых в Южно-Торгайском нефтегазоносном бассейне в прежние годы (контуры месторождений нанесены на геологическую карту линиями синего цвета), позволяет наметить границы концентрических зон растяжения-разуплотнения и сжатия, присущих **Байконурской кольцевой структуре** *(рисунок 6)*. Информация об определении ширины зон растяжения и сжатия неоднократно и давно опубликована и запатентована

Рисунок 4 – **Крупные конусы дробления или сотрясения, сложенные палеогеновыми и неогеновыми рыхлыми глинами, в центре Челкар-Аральской кометной кольцевой структуры**

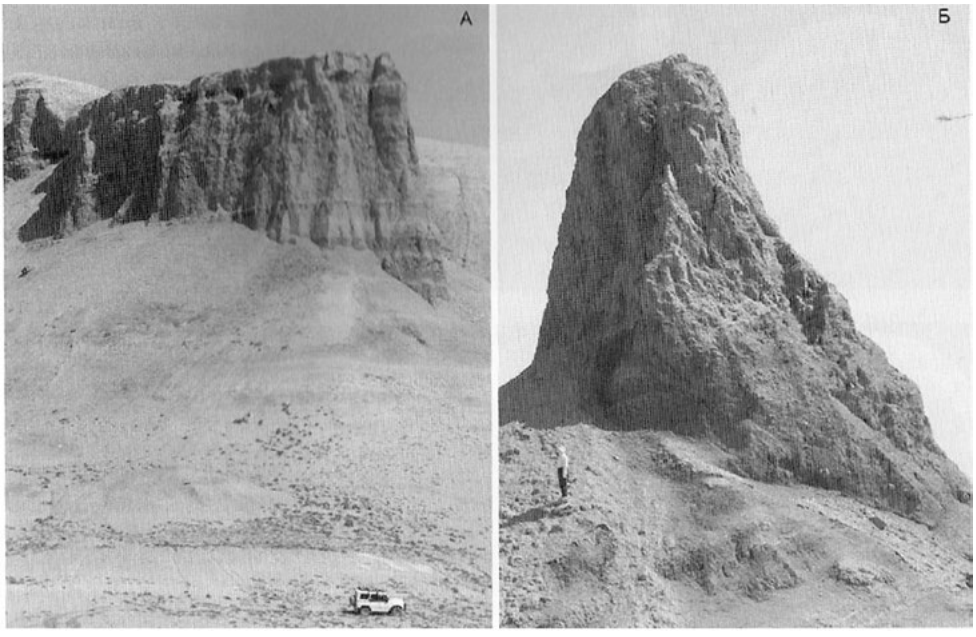


Рисунок 5 – **Гигантские конусы дробления или сотрясения в центре Челкар-Аральской кометной кольцевой структуры. Группа конусов в высоком обрыве в напластованиях палеогеновых и неогеновых рыхлых глин (А), отдельный обособленный громадный конус дробления (Б), сложенный палеогеновыми и неогеновыми рыхлыми глинами. Виден небольшой угол наклона напластований (А и Б)**

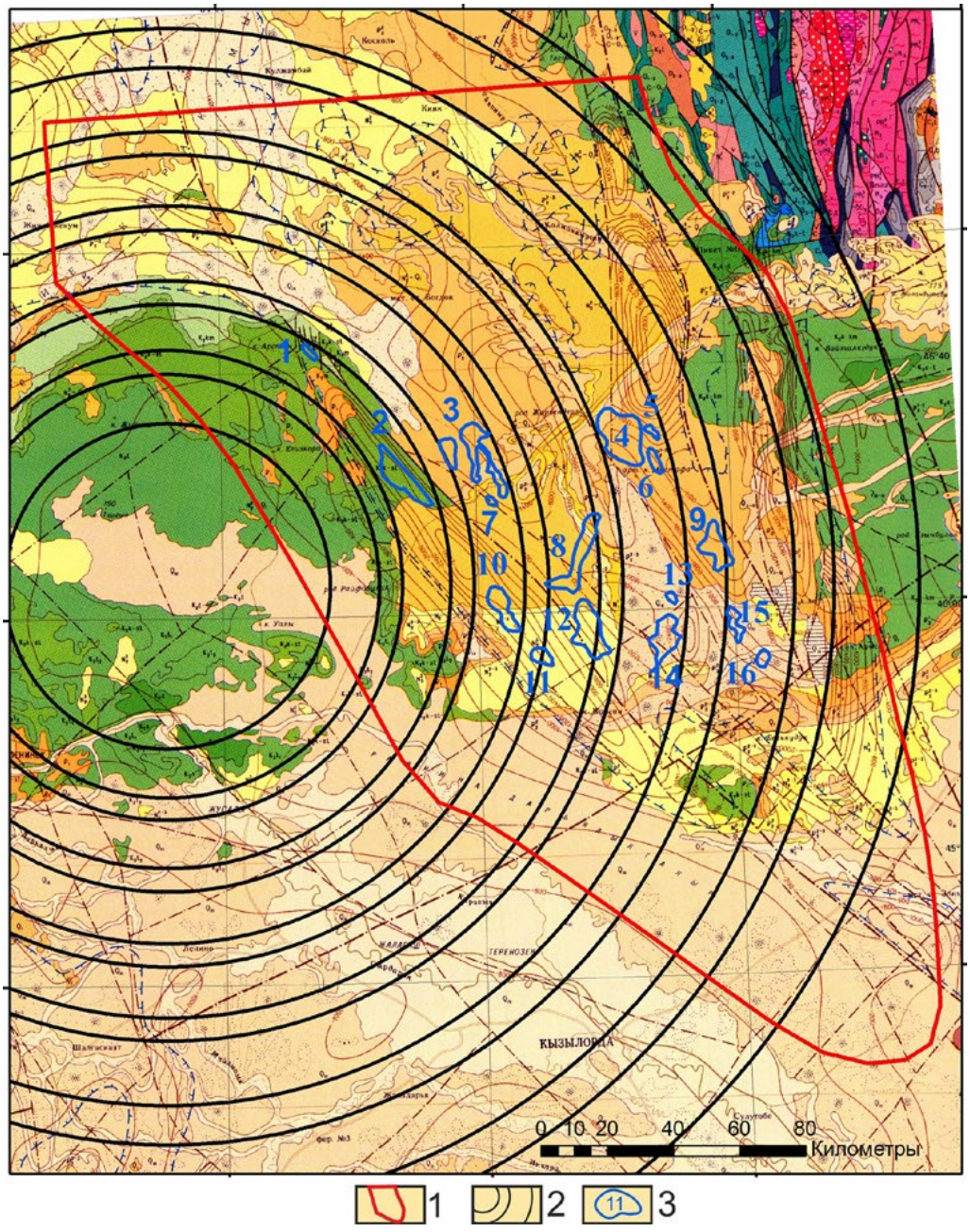


Рисунок 6 – **Фрагмент Геологической карты Казахстана масштаба 1: 1000000 [6].**
1 – контур Южно-Торгайского осадочного бассейна, 2 – концентрические зоны Байконурской кольцевой структуры, 3 – контуры и номера месторождений нефти и газа (по данным 2006 г.): 1 – Майбулак–Н, 2 – Арыскум-НГК, 3 – Кызылкия-НГ, 4 – Кумколь-НГК, 5 – Кумколь В. – Н, 6 – Кумколь Ю.-Н, 7 – Нуралы С.-ГН, 8 – Нуралы-ГН, 9 – Ащисай-Н, 10 – Коныс-НГК, 11 – Бектас-НГ, 12 – Аксай-ГН, 13 – Акшабулак В.-НГ, 14 – Акшабулак Ц.-НГ, 15 – Блиновское-ГН, 16 – Арысское-ГК

[7–13, 18]. Более того, она наглядно демонстрируется на *рисунке 2*, приведенном в недавней статье авторов [19]. Рисунок представляет собой сейсмический профиль «Скоростной разрез и график средних скоростей по профилю Челкар-Макат (XIII)» в Прикаспийской впадине. В скоростном разрезе ярко и выразительно проявляются зоны растяжения и сжатия. **Границы зон растяжения и сжатия определяем, исходя из приуроченности месторождений к зонам растяжения-разуплотнения.** На *рисунке 6* показаны концентрические зоны растяжения и сжатия, обусловленные этой структурой. Ширина зон растяжения и сжатия объективно подтверждается размещением месторождений углеводородов, контуры которых показаны синим цветом. Как можно видеть, подавляющая часть площадей месторождений находится в зонах растяжения. В зоны сжатия попадают лишь небольшие части месторождений.

Земная кора при взрывном воздействии ударников (астероидов, метеоритов, комет), движущихся на космических скоростях, может быть уподоблена жидкости. При этом возникает картина, которую мы можем наблюдать в жидкостях. Конкретно, проявляются концентрические волны различной длины, представляющие собою зоны растяжения (разуплотнения) и сжатия, характеризующиеся разной шириной *(рисунок 7)*. Следует особо подчеркнуть правильную, строго концентрическую кольцевую или эллипсовидную форму границ этих зон. Плотность энергии при космогенном взрыве настолько высока, что различия в плотности пород гетерогенной мишени практически не вызывают сколько-нибудь заметных искажений во фронте распространения продольных и поперечных волн от района взрыва. Волны распространяются, по-видимому, как в воде, в виде правильных кругов, либо при косом, наклонном по отношению к поверхности мишени ударе космического тела – в виде кругов, обладающих некоторой эллипсоидностью. Этот феномен находит подтверждение в реакции вязких жидкостей на внешние воздействия [20]. «Антиклинали» – зоны сжатия, «синклинали» – зоны растяжения. Подобная картина возникает в земной коре при ударах космических тел. Земная кора при ударе астероида на космической скорости ведет себя, как вязкая жидкость [20]. Расстояния между гребнями волн, в центре, преимущественно весьма значительны, ограничивая широкие зоны растяжения и сжатия. По мере удаления от центра возбуждения, во внешней зоне кольцевой структуры длина многочисленных волн резко уменьшается. Как можно видеть, длина волн может варьировать в достаточно широких пределах *(см. рисунок 7)*.

Границы и ширина концентрических площадей-зон сжатия и растяжения (разуплотнения) находят подтверждение в двумерных скоростных моделях земной коры, построенных В.И. Шациловым и коллегами для территории Западного Казахстана в результате переинтерпретации данных ГСЗ и КМПВ [21].

В связи с отсутствием кратера, как отмечалось, Байконурская структура рассматривается как результат взрыва кометы. Поразительно, **но первая космическая гавань человечества – *космодром Байконур* находится *на* ярко выраженной *космогенной структуре*,** в восточном обрамлении которой, в Южно-Торгайском нефтегазоносном бассейне, выявлено большое количество месторождений углеводородов *(см. рисунок 6)*.

Используя запасы этих месторождений углеводородов, строим гистограмму распределения **запасов** *(рисунок 8)*.

Рисунок 7 – **Волны в водной среде, концентрически расходящиеся от точки падения капли**

Рисунок 8 – **Гистограмма распределения запасов углеводородов на территории Байконурской кольцевой структуры и в ее обрамлении. Запасы в зонах растяжения и сжатия показаны над столбцами гистограммы**

Авторы считают, что необходимо учесть все разведанные к настоящему времени в данном бассейне 53 месторождения нефти и газа. Полагаем, что все эти месторождения подтвердят выявленную закономерность, поскольку уверены в своей правоте.

Основанием для такой уверенности являются статистические данные по Западному Казахстану, на которые обратил внимание академик Н.К. Надиров [22].

В этой статье академик Н.К. Надиров подчеркнул: «Историческая сверка также показала, что все ранее открытые 200 месторождений за 110 лет нефтяной промышленности Казахстана также сосредоточены в основном в концентрических зонах растяжения (разуплотнения) ударно-взрывных кольцевых структур». **Речь идет о мощном статистическом подтверждении, полученном за более чем вековой промежуток времени в Западном Казахстане – основном нефтегазоносном регионе громадной страны.** Очевидно, что такое убедительное статистическое подтверждение встречается нечасто.

Опираясь на пространственное размещение известных месторождений, строим концентрические зоны растяжения и сжатия **Байконурской** и **Челкар-Аральской кольцевых структур**. Взаимное наложение этих зон позволяет выделить блоки двойного растяжения, в которых находятся земли, наиболее перспективные для проведения поисково-разведочных работ *(рисунок 9)*.

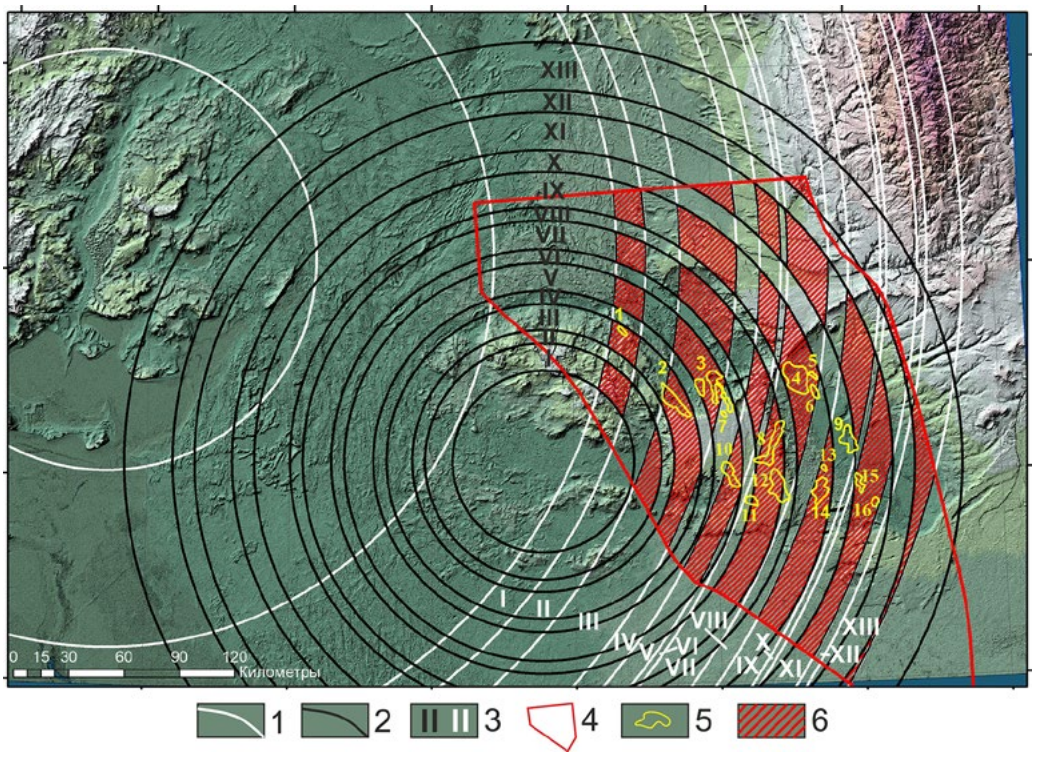


Рисунок 9 – **Взаимное наложение концентрических зон растяжения и сжатия Байконурской и Челкар-Аральской кольцевых структур, построенных с учетом контуров месторождений углеводородов, выявленных в Южно-Торгайском бассейне.**
1 – концентрические зоны Челкар-Аральской кольцевой структуры, 2 – концентрические зоны Байконурской кольцевой структуры, 3 – номера концентрических зон, 4 – контур Южно-Торгайского осадочного бассейна, 5 – месторождения нефти и газа (наименования месторождений см. рисунок 6), 6 – блоки двойного растяжения

Как и в Байконурской структуре, в Челкар-Аральской структуре основная масса запасов углеводородов сосредоточена в концентрических зонах растяжения, что демонстрирует гистограмма *(рисунок 10)*.

Рисунок 10 – **Гистограмма распределения запасов углеводородов на территории Челкар-Аральской кольцевой структуры и на обрамлении. Запасы в зонах растяжения и сжатия показаны над столбцами гистограммы**

При любой исследовательской работе непременным этапом является сопоставление полученных новых результатов с имеющимися данными.

Такое сопоставление выполнено и опубликовано в статье, которая так и называется – «Сравнение традиционной и новой технологии прогноза нефтегазоносности в осадочных бассейнах мира» [23]. Помимо этого, сравнение выполнено и ранее, 11 лет назад, в статье «Современные методы регионального прогнозирования нефтегазоносности»[10].

Данная статья представляет собой **новый подход к оценке перспектив Южно-Торгайского нефтегазоносного бассейна. Конкретно: в блоках двойного растяжения, т. е. в землях высокой перспективности располагается большое количество структур, выявленных сейсморазведкой.** Эти структуры показаны на **Карте нефтегазоперспективных структур РК.**

На этой карте изображены следующие структуры: 1 – выявленные, 2 – подготовленные к глубокому бурению, 3 – находящиеся в бурении, 4 – выведенные из бурения с отрицательным результатом. Карта имеется в Информационно-аналитическом центре (ИАЦ) Комитета геологии и недропользования МЭГиПР РК. Также карта

хранится в республиканском центре геологической информации (РЦГИ) Комитета геологии и недропользования МЭГиПР РК.

Специалисты могут выбрать интересующие их структуры на названной карте, расположенные в землях высокой перспективности, и подвергнуть их необходимым исследованиям. **Эти действия будут представлять собой исполнение конкретных рекомендаций, содержащихся в статье.**

Значительное количество структур, **подготовленных к глубокому бурению и «ждущих» этого бурения, а также находящихся в бурении, расположенных в блоках двойного растяжения, позволяет предполагать возможность открытия новых месторождений углеводородов. Есть основания считать, что потенциал Южно-Торгайского нефтегазоносного бассейна далеко не исчерпан.**

REFERENCES

[1] Зейлик Б.С. Проблема космической охраны планеты для сохранения жизни на Земле. Геонауки в Казахстане. Доклады казахстанских геологов на *XXXII-ой сессии Международного Геологического Конгресса во Флоренции.* 2004;322–333. [Zeylik B.S. The problem of space protection of the planet to save life on Earth. Geosciences in Kazakhstan. *Reports of Kazakhstani geologists at the XXXII session International Geological Congress in Florence*. 2004;322–333. (In Russ.)]

[2] Зейлик Б.С. Проблема космической охраны планеты для сохранения жизни на Земле (кольцевые структуры – геологическое свидетельство вулканизма и космогенных катастроф). *Отечественная геология.* 2009;2:61–71. [Zeylik B.S. The problem of space protection of the planet to save life on Earth (ring structures – geological evidence of volcanism and cosmogenic catastrophes). *Otechestvennaja geologija.* 2009;2:61–71. (In Russ.)]

[3] Зейлик Б.С. *О происхождении дугообразных и кольцевых структур на Земле и других планетах (ударно-взрывная тектоника).* Москва. ВИЭМС. Геоинформ; 1978. 56 с. [Zeylik B.S. *On the origin of arcuate and ring structures on Earth and other planets (shock-explosive tectonics)*. Moscow: VIEMS. Geoinform; 1978. (In Russ.)]

[4] Зейлик Б.С, Сейтмуратова Э.Ю. Метеоритная структура в Центральном Казахстане и ее магморудоконтролирующая роль. *ДАН СССР.* 1974;218(1):167–170. [Zeylik B.S., Seitmuratova E.Yu. Meteorite structure in Central Kazakhstan and its magma ore controlling role. *Reports of the USSR Academy of Sciences / DAN SSSR*. 1974;218(1):167–170. (In Russ.)]

[5] Зейлик Б.С. Прибалхашско-Илийская космогенная структура и прогноз медно-никелевого оруденения в Северном Прибалхашье. *ДАН СССР*. 1975;222(6):1410–1413 [Zeylik B.S. Balkhash-Ili cosmogenic structure and forecast of copper-nickel mineralization in the Northern Balkhash. *Reports of the USSR Academy of Sciences / DAN SSSR*. 1975;222(6):1410–1413. (In Russ.)]

[6] Геологическая карта Казахстана. Масштаб 1:1 000 000. Под ред. Г.Р. Бекжанова. Алматы. 1996 [*Geological map of Kazakhstan.* Scale 1: 1,000,000. Ed. G.R. Bekzhanov. Almaty, 1996]

[7] Зейлик Б.С., Тюгай О.М., Гуревич Д.В., Сыдыков К.Ж. Гигантские астроблемы Западного Казахстана и новый способ прогноза нефтегазоносности в осадочных бассейнах мира. *Геология нефти и газа.* 2004;2:48–55. [Zeylik B.S., Tyugay O.M., Gurevich D.V., SydykovK.Zh. Giant astroblems of Western Kazakhstan and a new method for predicting

oil and gas potential in the sedimentary basins of the World. *Geology of oil and gas / Geologiya nefti i gaza.* 2004;2:48–55. (In Russ.)]

[8] Зейлик Б.С. Новая идея прогнозирования месторождений полезных ископаемых и проблема космической охраны планеты для сохранения жизни на Земле. *VIII* Международная конференция «Новые идеи в науках о Земле». 2007;5:97–100. [Zeylik B.S. A new idea for forecasting mineral deposits and the problem of space protection of the planet to save life on Earth. *VIII International Conference «New Ideas in Earth Sciences».* 2007;5:97–100. (In Russ.)]

[9] Зейлик Б.С., Уразаева С.Б., Петровский В.Б., Сейтмуратова Э.Ю., Есбулатова З.М. Космогеологическая карта Казахстана м-ба 1:1000000, прогноз месторождений полезных ископаемых и проблема космической охраны планеты для сохранения жизни на Земле. Материалы *XXXIII* Международного геологического конгрессавг. Осло, Норвегия. 2008. [Zeylik B.S., Urazaeva S.B., Petrovsky V.B., Seitmuratova E.Yu., Esbulatova Z.M. The cosmogeological map of Kazakhstan on a scale of 1: 1,000,000, the forecast of mineral deposits and the problem of space protection of the planet to save life on Earth. *Materials of the XXXIII International Geological Congress in Oslo, Norway*. 2008. (In Russ.)]

[10] Зейлик Б.С. Современные методы регионального прогнозирования нефтегазоносности. *Нефть и газ.* 2009;2:23–28. [Zeylik B.S. Modern methods of regional forecasting of oil and gas. *Oil and gas / Neft' i gaz.* 2009;2:23–28. (In Russ.)]

[11] Zeylik B. S Sposob prognozirovaniya perspektivnyh ploshchadej dlya poiska mestorozhdenij uglevodorodov. [A method for predicting promising areas for the search for hydrocarbon deposits]. *Eurasian Patent, no. 000585, 1999.*

[12] Zeylik B.S. Sposob prognozirovaniya perspektivnyh ploshchadej dlya poiska mestorozhdenij uglevodorodov. [A method for predicting promising areas for the search for hydrocarbon deposits]. Patent KZ, no. 7242, 1999

[13] Зейлик Б.С., Мурзадилов Т. д., Кадыров Д.Р. Ударно-взрывная тектоника – новая стратегия прогноза месторождения нефти и газа. Нефть и газ. 2009;3:24–30. [Zeylik B.S., Murzadilov T.D., Kadyrov D.R. Shock and explosive tectonics – a new strategy for forecasting oil and gas fields. *Oil and Gas / Neft' i gaz.* 2009;3:24–30. (In Russ.)]

[14] Зейлик Б.С., Надиров Н.К., Кадыров Д.Р. Новая методика прогнозирования нефти и газа. *Нефть и газ.* 2010;5:105–120. [Zeylik B.S., Nadirov N.K., Kadyrov D.R. A new methodology for predicting oil and gas. *Oil and gas / Neft' i gaz*. 2010;5:105–120. (In Russ.)]

[15] Зейлик Б.С., Надиров Н.К., Уразаева С.Б., Кадыров Д.Р. К новому методу прогнозирования месторождений нефти и газа в осадочных бассейнах мира. *Нефть и газ.* 2011;2:13–31. [Zeylik B.S., Nadirov N.K., Urazaeva S.B., Kadyrov D.R. To a new method for predicting oil and gas deposits in the sedimentary basins of the world. *Oil and gas / Neft' i gaz*. 2011;2:13–31. (In Russ.)]

[16] Nadirov N.K. [Space technologies for identifying oil and gas deposits]. Nauchno-tekhnologicheskoe razvitie neftegazovogo kompleksa. IX Mezhdunarodnaya nauchnaya konferenciya Nadirovskie chteniya. [*Scientific and technological development of the oil and gas complex. IX International Scientific Conference Nadirovskie chteniya*], 2011, pp. 9–25. (In Russian)

[17] Зейлик Б.С. О реальности продолжения тяжелой космогенной бомбардировки Земли в фанерозое // *Доклады НАН РК*. 1993;4:41–46. [Zeylik B.S. On the reality of continuing

the heavy cosmogenic bombardment of the Earth in the Phanerozoic. *Reports of the NAS of the Republic of Kazakhstan / Doklady NAN RK*. 1993;4:41–46. (In Russ.)]

[18] Зейлик Б.С., Надиров Н.К., Сыдыков К.Ж. Новая технология прогноза нефтегазоносности и проблема космической охраны планеты для сохранения жизни на Земле. *Нефть и газ.* 2013;2:51–81. [Zeylik B.S., Nadirov N.K., Sydykov K.Zh. New technology for forecasting oil and gas potential and the problem of space protection of the planet to save life on Earth. *Oil and gas* / *Neft' i gaz*. 2013; 2:51–81. (In Russ.)].

[19] Зейлик Б.С., Баратов Р.Т.Новая технология прогноза нефтегазоносности в осадочных бассейнах Мира. *Нефть и газ*. 2018;2(104):10–34. [Zeylik B.S., Baratov R.T. New technology of oil and gas bearing capacity prediction in sedimentary basins of the World. *Oil and gas* / *Neft' i gaz.*2018;2:10–34. (In Russ.)]

[20] Ландау Л.Д., Лившиц Е.М. *Теоретическая физика. Т.7. Теория упругости*. Москва: 1987; 188 с.[Landau L.D., Livshits E.M. *Theoretical physics. V. 7. Theory of elasticity*. Moscow: 1987. (In Russ.)]

[21] Шацилов В.И., Горбунов П.Н., Фремд А.Г. и др. *Скоростные модели земной коры Казахстана.* Алматы: 1993; 102 с. [Shatsilov V.I., Gorbunov P.N., Fremd A.G. other. *High-speed models of the earth's crust of Kazakhstan*. Almaty: 1993. (In Russ.)]

[22] Надиров Н.К. Краткие комментарии к научно-теоретическим исследованиям Б.С. Зейлика по разработке инновационной методики поисков месторождений углеводородов на базе дистанционного зондирования Земли (ДЗЗ) и ударно-взрывной тектоники (УВТ). *Известия НАНР К. Сер. геол. и тех. наук.* 2014;1(403):83–88. [Nadirov N.K. Brief Comments to B.Z. Zeilik's Scientific and Theoretical Research on the Development of Innovative Methods for Prospecting Hydrocarbon Fields on the Basis of Remote Sensing of the Earth (RS) and Shock Explosion Tectonics (SET). *News of the National Academy of Sciences of the Republic of Kazakhstan, Series of Geology and Technical Sciences / Izvestiya NAN RK, seriya geologii I tekhnicheskikh nauk.* 2014;1(403):83–88. (In Russ.)]

[23] Зейлик Б.С., Баратов Р.Т.Сравнение традиционной и новой технологий прогноза нефтегазоносности в осадочных бассейнах мира. *Нефть и газ.* 2018;3(105):22–36. [Zeylik B.S., Baratov R.T. Comparison of traditional and new technologies of oil and gas bearing capacity prediction in sedimentary basins of the world. *Oil and gas* / *Neft' i gaz.* 2018;3(105):22–36. (In Russ.)]

УДК 553.98.061:552.54.73.(470.4+574.1); https://doi.org/10.37878.2708-0080/2020.013

ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ И ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ЮЖНОГО БОРТА ПРЕДУРАЛЬСКОГО ПРОГИБА

Х.Б. АБИЛХАСИМОВ,
доктор геол.-мин. наук,
академик Академии минеральных ресурсов
Республики Казахстан, генеральный директор,
https://orcid.org/0000–0002–4518–0055

ТОО «ГЕО-Мунай XXI»
Республика Казахстан, 050050, г. Алматы, ул. Панфилова 110, офис 205

В статье приводится литолого-фациальная характеристика разреза скважины ШР-1 по результатам исследований керна и результаты сейсморазведочных работ на площади Ширак, расположенной в зоне замыкания южного борта Предуральского прогиба.

На примере площади Ширак рассмотрены перспективы нефтегазоносности казахстанской части прогиба, приведены перспективные ресурсы.

Выделена новая структура в палеозойском осадочном комплексе, которая может стать первоочередным поисковым объектом в этом районе.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: *Предуральский прогиб, сейсморазведка, отражающий горизонт, структура, скважина, керн, коллектор, газонасыщенность, перспективные ресурсы.*

ОРАЛ МАҢЫ ОЙЫСЫМЫНЫҢ ОҢТҮСТІК БӨЛІГІНДЕГІ ГЕОЛОГИЯЛЫҚ ҚҰРЫЛЫМ ЖӘНЕ МҰНАЙ-ГАЗ КЕЛЕШЕГІ

Х.Б. АБИЛХАСИМОВ, геол.-мин. ғыл. докторы, ҚР Минералды ресурстар академиясының академигі, *https://orcid.org/0000–0002–4518–0055*

*Автор для переписки. E-mail: khairly59@mail.ru

«ГЕО-Мунай XXI» ЖШС
Қазақстан Республикасы, 050050, Алматы қ. Панфилов к-сі 110, 205 кеңсе

Мақалада жынысөзек зерттеулерінің нәтижелері бойынша ШР-1 ұңғымасы тілігінің литологиялық-фациалдық сипаттамасы және Орал маңы майысуының оңтүстік бортының тұйықталу аймағында орналасқан Ширак алаңындағы сейсмикалық барлау жұмыстарының нәтижелері келтірілген.

Ширак алаңының мысалында майысудың қазақстандық бөлігінің мұнайгаздылығының келешегі қарастырылды, келешегі зор ресурстары келтірілген.

Палеозой шөгінді кешенінде жаңа құрылым айқындалды, ол осы ауданда бірінші кезектегі іздеу объектісі болуы мүмкін.

ТҮЙІН СӨЗДЕР: *Орал маңы майысуы, сейсмикалық барлау, шағылдыру деңгейжиегі, құрылым, ұңғыма, жынысөзек, коллектор, газға қанығу, келешегі зор ресурстар.*

GEOLOGICAL STRUCTURE AND OIL AND GAS POTENTIAL OF THE SOUTHERN EDGE OF THE PRE-URAL FORE DEEP

KH.B. ABILKHASIMOV, Doctor of Geology and Mineralogy Sciences, Academician of the Academy of Mineral Resources of the Republic of Kazakhstan, *https://orcid.org/0000–0002–4518–0055*

«GEO-Munai XXI» LLP
Republic of Kazakhstan, 050050, Almaty, 110 Panfilov st., office 205

This article contains the lithofacies characteristic of the ShR-1 well log according to the core analyses results and the results of seismic exploration operations on Shirak site, located in the closure zone of the southern edge of Pre-Ural fore deep.

The example of Shirak site demonstrates oil and gas potential of the Kazakhstan part of fore deep and describes the prospective resources.

A new structure in Paleozoic sedimentary complex, which could be the first search facility in this area was discovered.

KEY WORDS: *Pre-Ural fore deep, seismic exploration, reflecting horizon, structure, well, core, reservoir, gas saturation, prospective resources.*

В строении осадочного комплекса зоны замыкания южного борта Предуральского прогиба принимают участие девонские, каменноугольные и нижнепермские отложения, отличающиеся многообразием фаций и своеобразием их смены по латерали и вертикали [1].

Как известно, на территории Российской Федерации в Оренбургской области к западной части этой зоны приурочен ряд нефтяных и нефтегазовых месторождений, расположенных цепочкой вдоль западного борта Предуральского прогиба. Ближайшим из них является нефтегазовое месторождение Нагумановское. Юго-восточный борт прогиба считается перспективным, но степень разведанности его ниже, чем западного борта.

На временных и глубинных разрезах отчетливо прослеживается увеличение мощности подсолевых отложений нижнепермско–карбонового возраста в районе соляных куполов Горняк, Казахстан-III, Жамансу (*рисунок 1*). Строение подсоле-

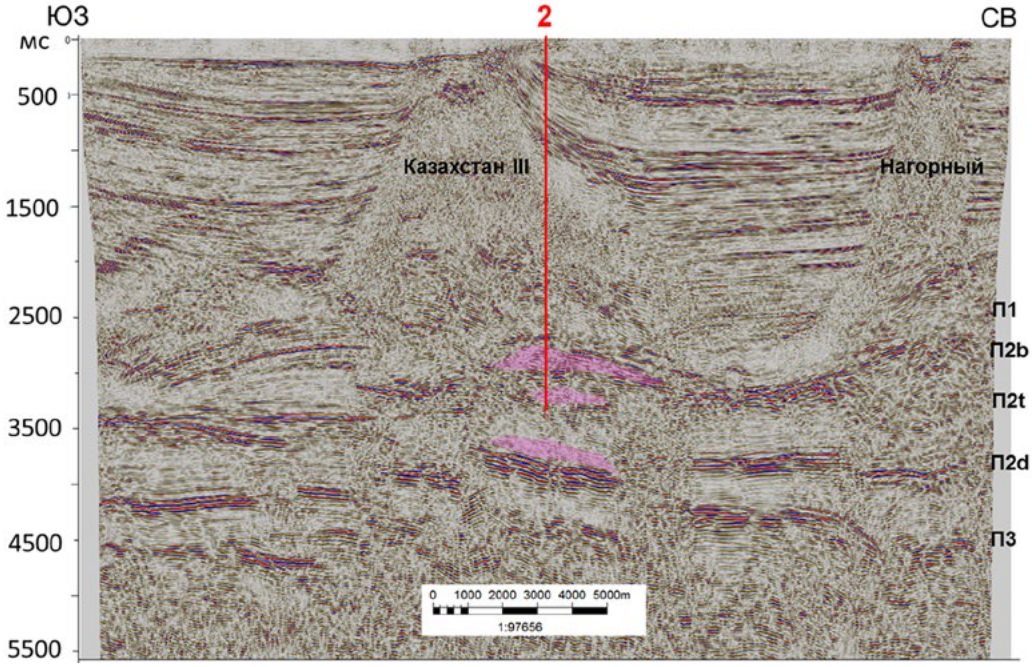


Рисунок 1 – **Сейсмический профиль ОТG-07–42, демонстрирующий девонско-каменноугольную карбонатную постройку Ширак**

вого комплекса, отраженное на волновой картине сейсмических разрезов, предполагает наличие в отложениях нижней перми и карбона биогермных построек, которые выделяются характерным рисунком с наличием клиноформ примыкания вмещающих отложений к биогермным постройкам. При просмотре сейсмических разрезов северо-восточной части казахстанской территории Предуральского прогиба в комплексе с данными гравиметрических исследований была отмечена высокая вероятность существования биогермных ловушек для углеводородов (УВ) в отложениях подсолевого комплекса [2, 3]. По результатам проведенной интерпретации компанией «PGS» были построены структурные карты по подсолевым отражающим горизонтам $П_1$, $П_2b$, $П_2t$, $П_2d$ и $П_3$, представляющие строение подсолевого комплекса. Наиболее перспективной для разведочного бурения на подсолевые отложения была выбрана структура Ширак (бывшая Жамансу), где предполагается открытие залежей УВ (*рисунок 2*).

Рассматриваемая в данной статье площадь Ширак отличается от прилегающих к ней структурно-тектонических зон своими особенностями разреза подсолевых отложений, морфологией и простиранием локальных структур. Краткие результаты глубокого бурения и сейсморазведочных работ последних лет в пределах данного участка приводятся ниже.

Бурение ***глубокой поисковой скважины Ширак 1*** проведено на профиле ОТГ-07–30, пикет 2160 в пределах северного свода структуры Ширак (по подсолевому горизонту $П_1$) с проектной глубиной 7000 м и проектным горизонтом – девон, фактический забой – 6597 м. *(таблица 1).*

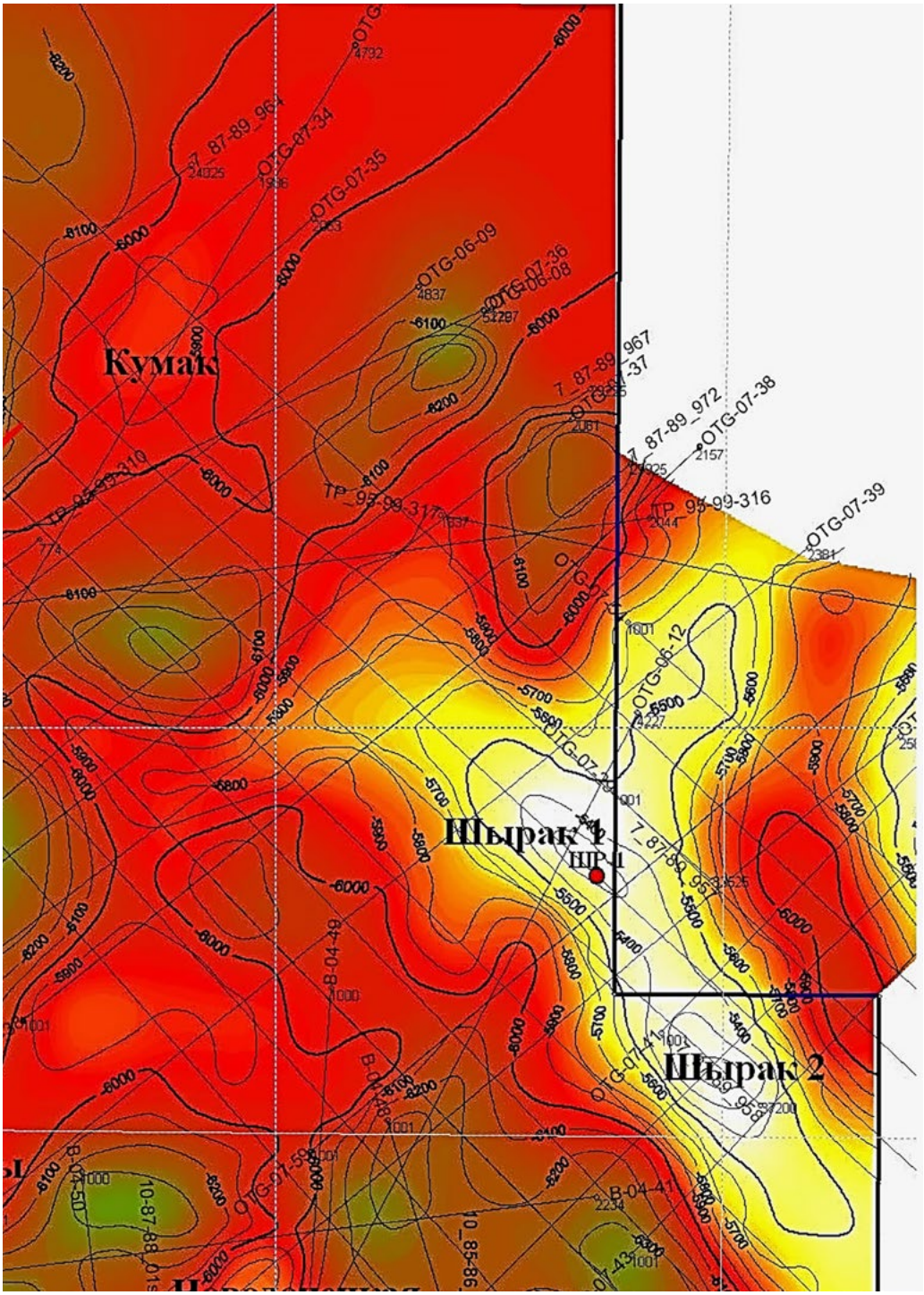


Рисунок 2 – **Структурная карта отражающего горизонта $П_1$ с выделением перспективных структур**

Таблица 1 – **Вскрытый фактический разрез скважины Ширак – 1**

Вскрытый стратиграфический разрез	Интервал глубин, м	
	проектный	фактический
Четвертичные	0–20	0–20
Юрские	20–300	20–420
Триасовые	300–1200	420–652
Нижняя пермь, кунгурский ярус	1200–5590	652–5368
Нижняя пермь, артинско-ассельский ярус+ Верхний карбон	5590–6270	5368–6597 (забой)
Средний карбон, башкирский ярус	6270–6840	
Нижний карбон	6840–7000 (забой)	

В подсолевой части разреза для исследования коллекторских характеристик осадочных пород и определения стратиграфического возраста в пяти интервалах был отобран керн: интервалы 5597,18–5614,82 м, 5749,25–5766,92 м, 5887,70–5905,70 м, 6495,00–6504,00 м, 6593,70–6596,90 м (нерасчлененные отложения артинско-ассельского яруса нижней перми и верхнего карбона).

По анализу данных бурения, волновой картине на сейсмических разрезах и ГИС, в подсолевых отложениях, относимых к артинско-ассельскому возрасту, можно выделить структурно-формационные толщи, представленные переслаиванием терригенных пород: мергели, аргиллиты, песчаники, алевролиты с редкими маломощными прослойками известняка, гравелитов (в верхней части) и кремнистых пород (в нижней части разреза).

I толща – интервал 5368–5550 м (мощность 182 м) пройден бурением без отбора керна и представлен переслаиванием мергелей (5–70%), аргиллитов (следы 20–70%), известняков и доломитов (в верхней части разреза, от следов до 5–10–15%) и алевролитов (в нижней части разреза от 5 до 10%). С глубиной наблюдается постепенное увеличение процентного содержания аргиллитов и уменьшение содержания мергелей вплоть до их полного замещения аргиллитами в подошве интервала (по данным ГТИ).

Мергели – светло-серые, иногда темно-серые карбонатные глинистые, местами доломитистые, умеренно-твердые.

Аргиллиты – темно-серые, серые, светло-серые полуплитчатые, полуглыбовые, сильно карбонатизированные, иногда с включениями черного материала (битум?, уголь?), умеренно твердые.

Известняки – грязно-белые, светло-бежевые, скрытокристаллические, частично доломитизированные, от умеренно твердых до твердых.

Доломиты – светло-серые, серые, бежевые, скрытокристаллические, частично карбонатизированные, умеренно твердые.

Алевролиты – светло-серые, серые, редко темно-серые, сильно карбонатные, от умеренно твердых до твердых, пиритизированные, местами переходящие в алевритистый известняк, от умеренно твердых до твердых, крепкие.

Условия осадконакопления относительно глубоководные, при постоянном привносе терригенного материала.

II толща – интервал 5550–5887 м (мощность 337 м). Представлена переслаиванием терригенных пород – аргиллитов, алевролитов, песчаников, редко выделяются маломощные прослойки известняка (2–3 м). В подошве толщи, по данным геолого-технологических исследований (далее ГТИ), отмечены следы кремнистых пород.

В этой толще в двух интервалах был проведен отбор керна.

I интервал – 5597,18–5614,82 м. В процентном отношении керн представлен в суммарной мощности на 52% песчаниками, 18% – аргиллитами и 30% – тонким переслаиванием аргиллитов, песчаников, алевролитов. В незначительных количествах отмечается присутствие гравелита и известняка.

II интервал – 5749,25–5766,92 м. В суммарной мощности керн II на 53% представлен аргиллитами, на 42% – песчаниками и около 5% – тонким переслаиванием аргиллитов, песчаников, алевролитов и редко – известняков.

В интервалах отбора керна I и II отмечается трещиноватость в пропластках песчаников (трещины под углом 10–20–30° к оси керна), толщина пропластков от 0,13 м до 1,15 м. В аргиллитах отмечается нарушение слоистости, следы оплывания осадков. Все это подтверждается и данными FMI, проведенным в комплексе геофизических исследований в скважине (далее ГИС). В песчаниках, аргиллитах, алевролитах повсеместно отмечены примеси углистого детрита (от 1–2 до 10%).

Стратиграфический возраст пород образцов керна I и II определен по комплексу фораминифер ассельского яруса нижней перми. По данным споро-пыльцевого анализа (Н = 5716 м и 5718 м), отмечается плохая сохранность образцов, возраст P_1k/ar. Предположительно возраст принят как P_1ar-s.

По литологическому составу керн I и II представлен: *аргиллиты* – черные, темно-серые, представлены микрозернистой глинистой массой, местами песчанистой с обломками кварца и кремнистых пород, реже зернами полевого шпата с примесью единичных зерен сульфидов. Аргиллиты некарбонатные, участками слабо-карбонатные с примесью углистого детрита (2–10%), с единичными прослойками (толщиной 1–3 см) песчаника тонко-мелкозернистого, темно-серого полевошпатового состава с зернами угловатой формы, с глинистым цементом. Аргиллит имеет горизонтальную слоистость, ориентированную под углом 80° к оси керна. Участками прослойки тонко-мелкозернистого песчаника имеют косоволнистую слоистость, местами нарушенную следами оплывания первичного осадка, с образованием микроскладок.

Песчаники – тонко и мелко-среднезернистые глинистые, местами гравийные и крупнозернистые серые, светло-серые с темно-серыми полосами. Сложены зернами размером от 0,05–0,1 мм до 0,5–0,7 мм, представленными обломками кремнистых пород, зерен кварца, полевого шпата угловато-окатанной формы, с примесью углистого детрита (от 1–5 до 10%), с глинистым и кальцитово-глинистым цементом.

Песчаник – крупнозернистый, гравийный, серый, со светло- и темно-серым крапом. Зерна размером 0,5–0,7 мм, представленные обломками тонкозернистых кремнистых пород, с примесью зерен сульфида железа, кварца, а также зернами кальцитового состава. Все зерна угловато-окатанной формы, с глинистым и кальцитово-глинистым цементом. Песчаник имеет нечеткую горизонтальную слоистость, ориентированную под углом 80° к оси керна, участками – косоволнистую слоистость,

нарушенную следами оплывания первичного осадка. Местами песчаник массивный, разбит трещинами, ориентированными под углом 10–20° к оси керна.

Гравелит – линзообразные прослойки, мощностью 5–6 см, встречены в керне I и II в литокластах аргиллитов. Гравелит серый со светло-серым крапом, зерна размером 1–2 мм представлены обломками тонкозернистых кремнистых пород (60%), серого, зелено-серого, темно-серого цвета с примесью зерен сульфида железа и кварца (20–30%) серого, коричневато-серого цвета. Реже встречен кальцитовый состав (коричневато-серого цвета) с обломками раковин фузулинид, пелиципод, ветвистых мшанок. Все зерна угловато-окатанные, с глинистым и тонкозернистым кальцитово-глинистым цементом.

Алевролит – темно-серый сложен зернами кварца, обломками кремнистых пород, реже – зернами полевого шпата. Зерна угловатой и угловато-окатанной формы, цемент кальцитово-глинистый тонкозернистый.

Известняк встречен в керне II в виде прослоек толщиной 10 см. Известняк тонкозернистый (вакстоун) коричневато-серого цвета.

В подошве II толщи, по данным исследований шлама, выделены (в следах) кремнистые породы – красновато-коричневые очень твердые.

Условия осадконакопления относительно глубоководные с постоянным привносом терригенного материала.

III толща – интервал 5887–6195 м (мощность 308 м).

Литологически разрез представлен чередованием пластов аргиллитов, песчаников, алевролитов, с преобладанием песчанистой составляющей. В нижней части толщи – маломощные прослои известняков. По всему интервалу в породах отмечается обилие обугленных растительных остатков.

В верхней части III толщи был отобран Керн-III (интервал 5887,7–5905,7 м) для изучения литологии, коллекторских свойств пород и их стратиграфической принадлежности. Вскрытые бурением породы представлены песчаниками, аргиллитами, алевролитами и в нижней части – незначительными прослойками известняка. Возраст пород не определен – недостаточно фаунистического материала. Предположительно принят как верхний отдел ассельского яруса.

Аргиллит – черный, темно-серый, представлен микрозернистой глинистой массой с примесью 1–2% до 10% углистого детрита черного цвета, размером 0,1–0,2–0,05 мм, участками с примесью единичных зерен сульфидов (1–2%) желто-серого цвета, с единичными линзами черного угля (от 1 см до 1 мм), некарбонатный. В аргиллитах встречаются единичные прослойки мелко-среднезернистого песчаника и редко – известняка и кальцита (возможно выполнение кальцитом трещин). Аргиллит имеет горизонтальную слоистость, ориентированную под углом 80° к оси керна, участками слоистость ламинарная.

Песчаник – мелко-среднезернистый темно-серый, со светло-серым и серым крапом, плохо отсортированный (зерна от 0,05–0,2 мм до 0,1–0,5 мм). Сложен кварцем, обломками кремнистых пород, реже – полевого шпата. Зерна угловато-окатанной и угловатой формы, с глинистым цементом, местами кальцитово-глинистым.

Песчаник крупнозернистый (встречен в верхней части интервала отбора Керна III) – серый, со светло-серым крапом, сложен зернами размером 0,5–1,0 мм.

Представлен обломками тонкозернистых кремнистых пород серого, зелено-серого, темно-серого цвета, иногда с примесью зерен сульфида железа, кварца и зерен кальцитового состава. Встречается примесь углистого детрита. Все зерна угловато-окатанные, с глинистым и кальцитово-глинистым цементом. Песчаник имеет нечеткую горизонтальную слоистость, ориентированную под углом 80° к оси керна.

Участками встречается *песчаник массивный* (явной слоистости нет), имеет линзовидно-пятнистое строение, вызванное интенсивным нарушением слоистости процессами оплывания первичного осадка с образованием конволютной слоистости.

Алевролиты – светло-серые, серые карбонатизированные, с включением углистого детрита, мелкопесчанистые пиритизированные, иногда с переходом в мелкозернистый песчаник с обилием обугленных растительных остатков, твердые.

Известняки – маломощные (2–3 м). Прослойки известняков отмечены в подошве толщи (интервал 6151–6173 м). Известняки коричнево-серые, коричневые, грязно-белые, светло-серые скрытокристаллические до текстуры вакстоуна, местами отмечены окаменелости и включения кристаллического кальцита, умеренно-твердые до твердых, без видимой пористости.

По данным FMI (ГИС) и Керна III, в песчаниках отмечается повышенная трещиноватость, следы оплывания первичного осадка с образованием складок. По всему разрезу отмечается обилие углистого детрита (от 1–2 до 10%), а также черного угля и кремнистых пород с глинистым и тонкозернистым кальцитово-глинистым цементом.

IV структурно-формационная толща (интервал 6195–6597,1 м) выделяется по сейсмическим разрезам более низкочастотной записью отражений, согласностью залегания и относительной выдержанностью мощности между отражающими горизонтами. Исходя из этого, можно предположить более стабильные условия осадконакопления. Возраст, предположительно, P_1as/C_3q.

По данным ГТИ (описание шлама), интервал ниже глубины 6200 м представлен переслаиванием сильноизвестковистых аргиллитов, темно- и светло-серых с песчаниками. Полученный по FMI (ГИС) литологический разрез скважины также указывает на смену литологии на глубине 6200 м. Песчанистые (выше по разрезу) пласты сменяются чередованием аргиллитовых и песчаных пластов с тонкими и редкими (в несколько см) прослойками известняков и доломитов, встреченных в образцах шлама в интервалах 6225–6238 м, 6280–6295 м и др. (а по данным FMI – до забоя скважины).

Аргиллиты – темно-серые, коричнево-серые, серые тонкослоистые сланцеватые с кальцитовыми прожилками, с тонкорассеяными обугленными растительными остатками, карбонатные до сильно карбонатных трещиноватые, с прожилками кристаллического кальцита, часто битуминозные пиритизированные средней твердости. С глубины 6427 м отмечаются прослойки и линзы белого известковистого материала. По данным ГТИ (кальциметрия), содержание кальцита от 8 до 40%, что позволяет относить аргиллиты к известковистым.

Песчаники – серые, коричнево-серые, пятнистые мелко-среднезернистые, на известковом цементе (базальный тип цемента), слегка пиритизированные, алевритистые. Минеральный состав – кварц, кремнистые породы, хлорит, слюда, с редкими обугленными растительными остатками, на известковом цементе. Местами хорошо

видны кальцитовые гнезда. Форма зерен угловатая, полуокатанная. Песчаники плотные, твердые, трещиноватые.

Доломиты встречены (в следах) в пробах шлама в интервале 6566–6582 м. Коричневые, темно-коричневые, микрокристаллические, известковистые, битуминозные, твердые.

Интервалы трещиноватых песчаников и аргиллитов (по данным FMI) хорошо совпадают с интервалами повышенных газопоказаний, достигая значений в интервале 6452–6597,1 м (забой) от 14 до 100% общего газа и от 8,34 до 43,6% по метану. Причем, с глубины 6495 м и до забоя отмечено увеличение процентного содержания тяжелых углеводородов (изопентан – до 0,212%), что свидетельствует о наличии жидких УВ в пласте (конденсат).

В подошве IV структурно-формационной толщи в двух интервалах произведен отбор керна. Возраст пород, предположительно, верхний карбон--нижняя пермь (по комплексу фораминифер C_3q-P_1as).

Интервал 6495–6504 м (Керн IV, 9 м) представлен чередованием песчаников и аргиллитов, с преобладанием песчаников.

Песчаник – тонко- и мелко-среднезернистый серый, со светло-серыми и темно-серыми полосами, местами темно-серый со светло-серым крапом. Представлен зернами кварца, обломками зернистых пород (10–20%) и полевого шпата, угловато-окатанными, с единичными обломками карбонатного состава, окатанной формы и с примесью углистого детрита (1–5%) черного цвета. Цемент глинистый, участками кальцитово-глинистый. Слоистость нечеткая горизонтальная, местами косоволнистая, ориентированная под углом 80° к оси керна. Строение линзовидно-пятнистое, отмечается интенсивное нарушение слоистости, следы оплывания первичного осадка с образованием складок. Участками песчаник массивный (не имеет слоистости).

Аргиллит – черный, темно-серый, представленный микрозернистой глинистой массой, местами песчанистой, с примесью (2–10%) углистого детрита черного цвета и единичных зерен сульфидов (1–2%) желто-серого цвета. Некарбонатный, участками слабокарбонатный. Слоистость горизонтальная, местами нечеткая, участками линзовидная, ориентированная под углом 80–90° к оси керна. Местами разбит единичными трещинами извилистой формы, длиной 3–5 см, шириной 0,1–0,5 мм, выполненными светло-серым шестоватым кальцитом с темно-серым битуминозным материалом. Трещины ориентированы под углом 80° к оси керна.

Условия осадконакопления относительно глубоководные при постоянном привносе терригенного материала турбидитными потоками.

Интервал 6593,70–6596,90 м – Керн V «забойный», 3,2 м.

Возраст, также предположительно, верхний карбон--нижняя пермь. Отсутствие фораминифер не позволило установить точный возраст. Керн V отобран в неполном объеме по причине начавшегося значительного газопроявления при бурении на глубине 6597,1 м и проведения мероприятий по «глушению» скважины. Поднятый керн в верхней части представлен песчаником, в нижней – аргиллитом.

Песчаник (интервал 6593,7–6594,87 м) – мелко-среднезернистый серый, с темно-серыми полосами. Сложен зернами кварца и обломками кремнистых пород, реже зернами полевошпатового состава, угловато-окатанный, с примесью до 2%

зерен карбонатного состава, а также от 1–5% до 30% углистого детрита черного цвета (прослойки до 5 мм) с глинистым и тонкозернистым кальцитово-глинистым цементом. Слоистость горизонтальная, ориентирована под углом 80° к оси керна.

Песчаник (интервал 6594,87–6594,97 м) – 10 см. Мелко-среднезернистый, гравийный, темно-серый, серый с мелкими светло-серыми пятнами. Состав: зерна 0,1–0,3–0,5 мм кварца (плохая сортировка), обломки кремнистых пород (до 20–30%), реже зерна полевошпатового и карбонатного состава, среди которых различимы обломки известняка и обломки скелетных зерен (среди них обломки раковин фузулинид и брахиопод, членики криноидей), угловато-окатанной и окатанной формы. Встречена примесь детрита углистого (1–2%), черного, размером 0,1–0,5 мм. Цемент глинистый, кальцитово-глинистый. Песчаник массивный, явной слоистости не имеет, контакт резкий, четкий, эрозионный.

Аргиллит (интервал 6594,97–6596,90 м) – 1,93 см. Черный некарбонатный, с примесью (от 5–10% до 20–30%) зерен кальцита и (1–5%) зерен кварца и обломков кремнистых пород, угловатой, угловато-окатанной формы. Встречены единичные (1–2%) раковины тонкостенных пелиципод, а также зерен, сложенных светло-серым карбонатным материалом, участками кремнистым (которые можно отнести к радиоляриям) размером 0,1–0,2 мм. Слоистость аргиллита ламинарная, ориентирована под углом 80° к оси керна. Аргиллит разбит трещинами шириной 0,5–1 мм до 5 мм, выполненными светло-серым мелкокристаллическим кальцитом. Трещины ориентированы под углом 70° к оси керна, согласно слоистости. В интервале 6596,41–6596,90 м наблюдаются трещины извилистой и сложной формы, длиной от 0,5–1 см до 5–10 см, шириной 0,1–2 мм, выполнены кальцитом столбчатого (шестоватого) строения с единичными межзерновыми порами и кавернами размером 0,5–2 мм. Трещины ориентированы под углом от 0–10° до 30–70° к оси керна. Участками видно, что данные трещины произошли в результате тектонического сдавливания и по части поверхностей трещин наблюдаются зеркала скольжения.

Условия осадконакопления относительно этой пачки менее глубоководные, с ослабленным привносом терригенного материала. Вскрытая толщина нижнепермских отложений составляет 1229 м.

Таким образом, по данным сейсморазведки и бурения скважины ШР-1, в Яйсанской мульде отмечается большая мощность терригенных артинско-ассельских и, возможно, верхнекаменноугольных отложений, чего не наблюдается в центральной зоне Предуральского передового прогиба. Снос терригенного материала происходил с востока, со стороны растущих Уральских гор, а также, возможно, с Темирского блока (с юго-запада), который в то время оказался гипсометрически выше и турбидитными потоками терригенный материал мог смываться во впадину. С востока Яйсанская мульда граничит со структурами Актюбинского Приуралья.

Вскрытые бурением подсолевые отложения в скважине ШР-1 отличаются от проектного разреза как литологическим составом пород, так и кровлей их залегания (на 222 м выше проектного). Выделенные по результатам ГТИ, ГИС четыре структурно-формационные толщи в подсолевых отложениях на сейсмических глубинных разрезах выделяются слабо по причине неоптимального выбора скоростей в процессе миграции. Была применена скорость (Vпл = 5800 м/с), рассчитанная на карбонатный состав пород в разрезе.

Вскрытый подсолевой комплекс оказался литологически представлен терригенными породами. Учитывая наличие АВПД в данных отложениях, предполагаемые пластовые скорости должны быть порядка 4000–4200 м/с, что, возможно, улучшит качество прослеживаемости отражающих горизонтов в артинско-ассельских отложениях при процедуре миграции и в дальнейшем – для нижележащих карбонатных отложений. Глубина залегания опорных отражающих горизонтов также может измениться, следовательно, могут измениться и структурные построения на картах.

Исходя из вышеперечисленного, необходимо провести дополнительно высокоразрешающую сейсморазведку 3Д и выполнить переобработку и переинтерпретацию всего сейсмического материала.

Для выделения коллекторов и оценки их эффективной мощности был использован весь комплекс промыслово-геофизических исследований, проведенный в скважинах. При этом, прежде всего, в основу положены критерии, установленные в процессе обобщения геофизических данных аналогичных отложений соседних месторождений и сопоставления последних с результатами опробования пластов.

Кривая пористости по этой скважине очень монотонна (без резких изменений), поэтому небольшое изменение в граничном значении ведет к существенным изменениям в эффективной толщине. Это приводит к довольно высокой степени неопределенности при установлении толщины продуктивной части пласта в разрезе скважины Ширак-1.

Пласты-коллекторы в данной скважине выделены в средней и нижней части нижнепермских отложений, в интервале 6020–6481 м. Общая толщина горизонта составляет 200 м, толщина продуктивной части – 70 м, общая пористость коллекторов – 7,0%, КНГ – 66%.

Таким образом, по данным ГИС и ГТИ, в нижней части разреза выделяются четыре структурно-формационные толщи, которые представляют интерес в нефтегазоносном отношении *(рисунок 3)*. Из перечисленных толщ выделяются III и IV толщи, соответствующие интервалам 5887–6195 м мощностью 308 м и 6195–6597,1 м мощностью 302 м соответственно.

По газовому каротажу выделяются три интервала (6026–6043 м, 6100–6114 м, 6170–6193 м), где суммарный газ составляет 100%, а доля метана – от 58 до 74% в процессе бурения. После СПО и наращивания труб постоянно отмечались большие значения газопоказаний (суммарный – 100%, метан – 70%). В песчаниках, по данным FMI и анализам керна, отмечается повышенная трещиноватость. В процессе бурения в них отмечались высокие газопоказания (до 100% общего газа). Описываемые песчаники характеризуются хорошими коллекторскими свойствами: пористость – 4,25–10%, проницаемость – 0,017–0,43×10^{-3} мкм^2, в зонах трещиноватости пористость составляет 7,56–13,86%, проницаемость – 0,844–3,49×10^{-3} мкм^2. ***В этой части разреза выделены по заключению ГИС как перспективные 13 интервалов и рекомендованы к испытанию в колонне.***

Разрез *IV толщи* с глубиной изменяется: песчанистые пласты сменяются чередованием аргиллитовых и песчаных пластов с тонкими и редкими (в несколько см) прослоями известняков и доломитов.

Интервалы трещиноватых песчаников и аргиллитов (по данным FMI) хорошо

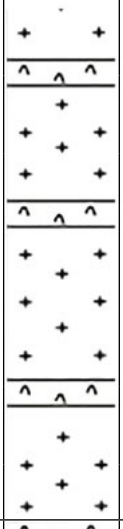
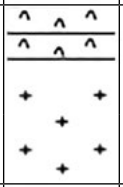
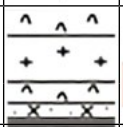
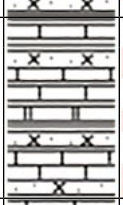
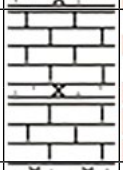
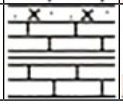
Масштаб	Горизонт	Глубина	Литология		Элементы залегания пластов по подошве (фад)		Примечание
					Угол	Азимут	
2700	P_1к	4400					Соль каменная с прослоями ангидритов
3000							
3300							
3600							
3900							
4200							
4500							
4800		5100					Пересл. Соли (-504) с ангидритами (-504)
5100							
5400		5590			1–1.5*		Пересл. Ангидритов с карбонатными и глинистыми породами
5700							
6000	P_1ar+as +C_{3+2}	6270			1–1.5*	300	Известняки, органогенные органогенно-обломочные, с пропластками мергелей, глин, аргиллитов, песчаников возм. нефтегазопроявление
6300							
6600	C_2b	6840			Субгоризонт		Известняки, органогенные органогенно-обломочные, с прослоями песчаников, мергелей, доломитов. Нефтегазопроявление
6900							
7200	C_1						Известняки, доломиты, аргиллиты

Рисунок 3 – **Литолого-стратиграфическая характеристика разреза, вскрытого скважиной Ширак–1 в интервале 3600–7200 м**

совпадают с интервалами повышенных газопоказаний – в интервале 6452–6597,1 м (забой) значения от 14 до 100% общего газа и от 8,34 до 43,6% по метану. Причем, с глубины 6495 м и до забоя отмечено увеличение процентного содержания тяжелых углеводородов (изопентан – до 0,212%), что свидетельствует о наличии жидких УВ в пласте (конденсат).

Во время бурения на глубине 6597 м, при отборе керна начались сильные газопроявления с увеличением объема выходящего бурового раствора (перелив) и повышение давления на стояке с 80 до 145 бар. Процентное содержание газа в «забойной пачке» составило: 100% – суммарный общий газ, 64,1% – метан. Все это указывает на наличие нарушения в призабойной зоне (как и поглощения бурового раствора при установке 7" колонны), по которому поступают УВ из нижележащих отложений, имеющих большие перспективы в обнаружении залежей УВ. В интервале глубин 6200–6485 м выделено шесть интервалов мощностью 15–33 м для испытаний. Комплексный анализ полученных данных по бурению скважины, газовому каротажу, люминесцентному анализу, исследованию шлама, керна, ГИС позволили выделить в подсолевом разрезе скважины три объекта для испытаний в отложениях нижней перми.

ОЦЕНКА ПЕРСПЕКТИВНЫХ РЕСУРСОВ

Структура Ширак вытянута в направлении северо-запад-юго-восток, не осложнена тектоническими нарушениями, имеет два свода, получившие названия Ширак-1 и Ширак-2. По общей оконтуривающей изогипсе -5500 м размеры структуры составляют 18,5 км×3,5 км. Площадь структуры 64,75 км^2. Амплитуда 300 м (минимальная изогипса -5200 м). Мощность осадков артинско-ассельских + средний карбон? составляет порядка 800 м в своде структуры.

По горизонту П$_1$ **северный свод (Ширак-1) характеризуется изогипсой (-5400 м),** длины большей и меньшей осей, соответственно, равны 7 км и 5,2 км, минимальная и максимальная отметки глубин -5350 м и -5500 м. Площадь структуры составляет 44,5 км^2. Южный свод (Ширак-2) более приподнят относительно северного, оконтуривается изогипсой -5400 м, минимальная отметка на своде -5200 м.

По отражающему горизонту П$_2$b **структура оконтурена изогипсой -6200 м.** С северо-запада она осложнена тектоническим нарушением северо-восточного направления. Размеры структуры по указанной изогипсе составляют 18×4,5 км, амплитуда -300 м. Минимальная изогипса на южном, наиболее приподнятом своде, составляет -5900 м. Площадь структуры по изогипсе -6200 м составляет 81 км^2.

По отражающему горизонту П$_2$t структура значительно меньших размеров, имеет то же простирание, оконтурена общей изогипсой -6800 м, разделяется на два свода, оконтуренные каждый изогипсами -6600 м. Длины большей и меньшей оси равны 12 км и 2 км, площадь структуры по изогипсе -6800 м составляет 24,0 км^2, амплитуда 100 м. Мощность толщи средне-нижнекарбонового комплекса (горизонты $П_2b$, $П_2t$) составляет 800 м.

Данные о подсчетных параметрах, принятых для оценки потенциальных ресурсов углеводородного сырья структуры Ширак, представлены в *таблице 2.*

Таблица 2 – **Подсчетные параметры оценки ресурсов структуры Шырак (по данным PGS, 2009)**

Параметры структуры	Подсолевой горизонт $П_1$ (P_1ar+as)	Подсолевой горизонт $П_2$ (C_2b)	Подсолевой горизонт $П_2$ (C_1t)
Оконтуривающая изогипса (м)	-5500	-6200	-6800
Минимальная изогипса (м)	-5200	-5900	-6700
Амплитуда (м)	300	300	100
Размеры структуры (км х км)	18,5 × 3,5	18 × 45	12,0 × 12,0
Площадь структуры (км^2)	64,75	81,0	24
Мощность осадков	800	800	1800
Объемы ресурсов УВ (кат. C_3) геол./извл. (млн т)	295,85 88,76 (-5600)	164,8 49,44 (-6200)	-

Объем ресурсов УВ (горизонт $П_2$b – отложения карбона) по категории C_3, рассчитанный объемным методом, составляет 164,8/49,44 млн т (PGS, 2009).

На структурных картах, построенных по результатам сейсмики 2Д, отражающих горизонтов $П_2$d и $П_3$ структура не выделяется.

На основании вышеизложенного, на площади Ширак предполагается открытие многопластовой газоконденсатной и, возможно, нефтяной залежей после выполнения испытаний в скважине ШР-1 и проведения дополнительных сейсморазведочных работ 3Д и бурения новых глубоких скважин.

На структурных картах отражающих горизонтов $П_1$ и $П_2$b к северо-востоку параллельно от структуры Ширак намечается еще одна структура – Азир, большая по размерам, расположенная под соляным куполом Нагорный *(рисунок 4).*

В случае получения положительных результатов при испытании нижнепермских объектов скважины ШР-1 и бурения новых скважин, со вскрытием глубоких горизонтов карбона и верхнего девона, данная структура, однозначно, станет первоочередным объектом опоискования в данной структурно-тектонической зоне.

ВЫВОДЫ

- Структура Ширак не является унаследованной (в отличие от структур Новодонецкой, Шанды, Байлисай, расположенных в условиях Темирской карбонатной зоны и Ново-Алексеевского прогиба) и отмечается только по каменноугольному и нижнепермскому комплексам.
- В девонское время на площади Ширак существовала обширная погруженная зона в пределах шельфа юго-восточной окраины Восточно-Европейской платформы, где происходило интенсивное осадконакопление и заполнение ее терригенным и карбонатно-терригенным материалом (компенсированный тип осадконакопления).
- Наличие вдоль западного борта Предуральского прогиба ряда нефтяных и нефтегазовых месторождений дает возможность оценивать палеозойский осадочный комплекс зоны замыкания южного борта Предуральского прогиба **высокоперспективным районом.**

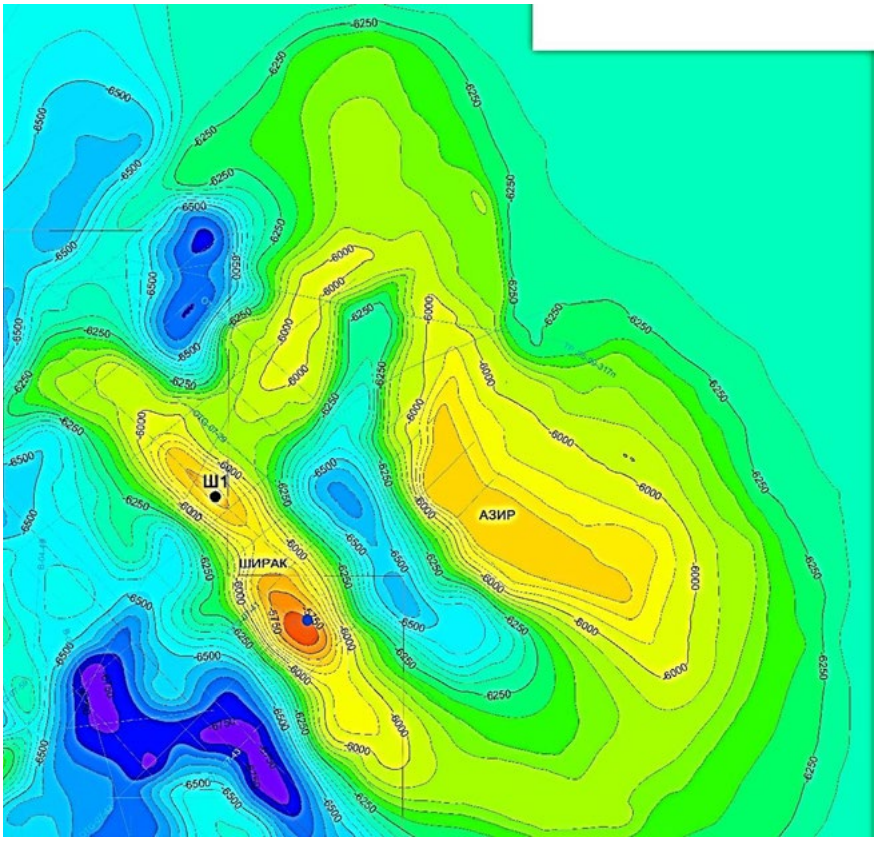


Рисунок 4 – **Структурная карта отражающего горизонта $П_2b$ с выделением перспективных структур Ширак и Азир**

REFERENCES

[1] Куандыков Б.М., Матлошинский Н.Г. Сентгиорги К. и др. *Нефтегазоносность палеозойской шельфовой окраины севера Прикаспийской впадины*. Алматы; 2011. 280 с. [Kuandykov B.M., Matloshinskyi N.G. Santgiorgi K. and others. *Petroleum potential of the Paleozoic shelf edge of the North Caspian depression.* Almaty; 2011. (In Russ.)]

[2] Абилхасимов Х.Б. *Особенности формирования природных резервуаров палеозойских отложений Прикаспийской впадины и оценка перспектив их нефтегазоносности.* Москва: Издательский дом Академии Естествознания; 2016. 244 с. [Abilkhasimov H.B. *Features of formation of natural reservoirs of Paleozoic deposits of the Caspian basin and assessment of prospects of their oil and gas potential*. Moscow: Publishing house of the Academy of natural Sciences; 2016. (In Russ.)]

[3] Абилхасимов Х.Б. Моделирование миграций углеводородов в природных резервуарах северного борта Прикаспийского бассейна. *Нефть и газ*. 2016;2:83–97. [Abilkhasimov H.B. Modeling the migration of hydrocarbons in their natural reservoirs in the Northern edge of the Caspian pool. *Oil and gas / Neft i gas*. 2016;2:83–97. (In Russ.)]

УДК 550.4; https://doi.org/10.37878.2708-0080/2020.014

APPLICATION OF SEISMIC METHODS FOR INTEGRATED RESERVOIR CHARACTERIZATION

A.K. ZHUMABEKOV,[*1,2]
PhD student,
https://orcid.org/0000–0001–8489–6809

V.S. PORTNOV,[1]
Doctor of technical Sciences, Professor of the Department «Geology and exploration of mineral deposits»,
https://orcid.org/0000–0002–4940–3156

ZHEN LIU,[2]
Doctor of technical Sciences, Professor of the Department of «Geological resources and engineering»,
https://orcid.org/0000–0002–0108–386X

[1]Karaganda State Technical University
56, N. Nazarbayev Avenue, Karaganda, 100027, Kazakhstan

[2]State Key Laboratory of Petroleum Resource and Prospecting in China University of Petroleum,
Beijing, 18, Fu Xue rd., Beijing, 102249, China

3D seismic survey is the undisputed leader among tools of identifying potential exploration targets and reservoir characterization. This paper shows surveys that are crucial in the exploration and development of significant amounts of hydrocarbon resources, and can be used by operator companies to map complex geological structures and select better drilling locations.

The purpose of research work is to have better understandings of formations and update previous studies in oil field of Mangyshlak Basin, Western Kazakhstan. The Main results are the acoustic impedance, Vp / Vs ratio, lithological and reservoir properties data. The quality

*Автор для переписки. E-mail: zhak28@gmail.com

controls and analysis of results show good match with well logs and good recovery of seismic signal in inversion, but it should be improved in some areas. The results, from a scientific point of view, expand the already known geological and geophysical studies of the reservoir and improve the quality of interpretation using seismic methods in studying the sedimentation environment of the site.

KEY WORDS: *seismic interpretation, sedimentology, geological structure, productive horizons, reservoir characterization.*

КОЛЛЕКТОРЛАРДЫҢ КЕШЕНДІК СИПАТТАМАЛЫҚ СЕЙСМИКАЛЫҚ ӘДІСІ

А.К. ЖУМАБЕКОВ[1,2], «Геология және пайдалы қазбалар кен орындарын барлау және зерттеу» кафедрасының PhD докторанты, *https://orcid.org/0000–0001–8489–6809*
В.С. ПОРТНОВ[1], техника ғылымдарының докторы, «Геология және пайдалы қазбалар кен орындарын барлау және зерттеу» кафедрасының профессоры, *https://orcid.org/0000–0002–4940–3156*
ЛЬЮ ДЖЭН[2], техника ғылымдарының докторы, «Геологиялық ресурстар және инжинирлық зерттеу» кафедрасының профессоры, *https://orcid.org/0000–0002–0108–386X*

[1] Қарағанды мемлекеттік техникалық университеті
Қазақстан, 100027, Қарағанды қ., Н. Назарбаев даң., 56

[2] Қытай мұнай университеті – ҚМУ, Пекин
ҚХР, 102249, Пекин, Фу Сюе даң., 18

3D сейсмикасы – барлаудың ықтимал нысандары мен резервуардың сипаттамаларын анықтауға арналған құралдардың арасында сөзсіз көшбасшы. Бұл мақалада көмірсутектердің маңызды қорларын іздеу мен игеру үшін маңызды болып табылатын және күрделі геологиялық құрылымдарды картаға түсіру және бұрғылаудың ең жақсы учаскелерін таңдау үшін операторлар пайдалана алатын зерттеулер көрсетілген. Сейсмикалық зерттеудің нәтижесі – бұл жер асты сулары мен шағылыстырушы жыныстың орналасқан жерінен тыс ақпарат алатын сейсмикалық шағылысу деректері.

Жұмыстың мақсаты – Маңғыстау бассейні кен орнының су қоймаларының қасиеттері мен орналасуын егжей-тегжейлі зерделеу және осы учаскенің алдыңғы зерттеулерін жаңарту. ТҮЙІН нәтижелер – акустикалық кедергі, Vp / Vs қатынасы, литологиялық және резервуарлық қасиеттері. Сапаны бақылау және нәтижелерді талдау ұңғыма журналдарымен және шағылысқан толқындық сигналмен жақсы келісімді көрсетеді, бірақ кейбір жерлерде оны жақсарту қажет. Бұл нәтижелер, ғылыми тұрғыдан алғанда, резервуардың бұрыннан белгілі геологиялық және геофизикалық зерттеулерін кеңейтеді және учаскенің шөгінді ортасын зерттеуде сейсмикалық әдістерді қолдану арқылы түсіндіру сапасын жақсартады.

ТҮЙІН СӨЗДЕР: *сейсмикалық интепретациясы, седиментиментологияық зерттеу, геологиялық құрылым, өнімді горизонт, коллектор сипаттамасы.*

СЕЙСМИЧЕСКИЙ МЕТОД КОМПЛЕКСНОЙ ХАРАКТЕРИСТИКИ КОЛЛЕКТОРОВ

А.К. ЖУМАБЕКОВ[1,2], докторант PhD, *https://orcid.org/0000–0001–8489–6809*
В.С. ПОРТНОВ[1], доктор технических наук, профессор кафедры «Геология и разведка месторождений полезных ископаемых», *https://orcid.org/0000–0002–4940–3156*
ЛЬЮ ДЖЭН[2], доктор технических наук, профессор кафедры «Геологические ресурсы и инженерия», *https://orcid.org/0000–0002–0108–386X*

[1]Карагандинский государственный технический университет
Казахстан, 100027, г. Караганды, пр. Н. Назарбаева, 56

[2] Китайский Нефтяной Университет – КНУ, г. Пекин
КНР, 102249, г. Пекин, ул. Фу Сюе Роад, 18

3D сейсморазведка является бесспорным лидером среди инструментов определения потенциальных целей разведки и характеристики коллектора. В статье показаны исследования, которые имеют важное значение для поиска и разработки значительных запасов углеводородного сырья и могут использоваться компаниями-операторами для составления карты сложных геологических структур и выбора лучших мест бурения. Результатом сейсмического исследования являются данные сейсмических отражений, которые несут информацию о недрах и информацию за пределами местоположения отражающей породы.

Цель работы состоит в том, чтобы более детально изучить свойства и расположение коллекторов и обновить предыдущие изыскания данного участка месторождения в бассейне Мангышлак, Западный Казахстан. Основными результатами являются акустический импеданс, отношение Vp / Vs, данные литологических и пластовых свойств. Контроль качества и анализ результатов показывают хорошее соответствие с каротажами скважин и сигналом отраженных волн, но в некоторых областях его следует улучшить. Данные результаты с научной точки зрения расширяют уже известные геолого-геофизические исследования коллектора и повышают качество интерпретации с применением сейсмических методов в изучении седиментационной среды участка.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: *сейсмическая интерпретация, седиментология, геологическая структура, продуктивные горизонты, характеристика коллекторов.*

Reservoir characterization is made by correlating seismic properties obtained with values measured in wells and extended wells [1]. It's a process that helps fill our knowledge gaps of properties between wells. The given reservoir characterization technique uses the following procedure: 1. Conducting detailed correlation with the division into 11 groups of oil formations of the field, followed by analysis of stratigraphy. 2. Interpretation of horizons and faults over 11 productive layers and 4 main target horizons in the Triassic and Paleozoic. 3. Compilation of structural maps of the main target horizons. 4. Perform analysis of sedimentation conditions based on updated more detailed logging and 3D seismic data. 5. Creating and performing dynamic analysis of field operation. 6. Reservoir characterization features. Evaluation of the exploration and development efficiency.

Through the petrophysical work and analysis of structural geology study [2, 3] can help us to incorporate prior knowledge of the earth model and retrieve much of the information hidden within the seismic data. Every reflection changes the information because of the amplitude change of received wave. The property controlling this change produces at the interface with impedance contrast. The information of seismic reflection amplitude can be used for an inversion to determine the relative impedance of the media on both sides of the interface [4, 5].

OIL PROPERTIES

According to the results of statistics from previous years [6], when studying the properties of oil by productive horizons in Jurassic deposits at the field, many oil samples from different intervals throughout the entire section of the drilled wells were used.

Based on to the results of the analysis, it is clear that the properties of oil within the deposits are characterized by regular variability with increasing depth.

In the upper parts of the deposits, the saturation pressure, gas factor and volumetric coefficient are the most significant, while the density and viscosity of oil are the lowest.

In the edge parts of the deposits, the gas factor and the volumetric coefficient of oil decrease, while the density and viscosity of the oil increase, and the properties of the oil deteriorate.

The properties of oil in different layers naturally change with increasing depth: from bottom to top, the saturation pressure, gas factor and volume factor gradually increase, while the saturation pressure changes within 15.7~22.3 MPa, the gas factor ranges from 76~161 m^3/m^3, the volumetric coefficient varies between 1.22~1.41, and the density and viscosity of the oil gradually decrease with increasing depth.

ANALYSIS AND RE-CHECK OF (WOC) WATER-OIL CONTACT

Since long-term development was carried out in the study area using water flooding, which leads to a very complex oil and gas complex, oil and gas complex, and mineral water treatment in this field, the result is a significant amount of work.

History data and previous studies includes: calculation of reserves, on the basis of a structural interpretation within this area of work; the results of testing and trial operation; the results of re-checking the interpretation of logging data; the dynamics scope of operation. This work was carried out to re-verify WOC and GOC on the main objects of development.

At the field, 11 development objects are divided in detail into 43 sublayers; 59 fluid contacts were identified, of which 1 GWC, 18 GOC, 40 WOC. Because of the analysis, new data on WOC in layers 6, 11 obtained. Horizon 11 is the most representative example to work with it.

WOC ANALYSIS OF HORIZON 11

According to the previous year's reserves calculation data, it was noted that WOC in the western part of the sublayer B in the horizon 11 is in the range -2158.0–2167.0 m, in the central part it is in the range of -2154.0–2216.0 m. The difference in WOC is about 60m. It is not yet clear, the reason that leads to this phenomenon. During this work, it is necessary to find relevant evidence from the perspective of seismic, collectors, and operational dynamics in order to explain this event.

Initially, using the results of interpretation of logging data and testing, the WOC was substantiated. This layer is divided into 4 zones having 4 independent oil and water systems. It is also noted that in the central and eastern parts of the field, the difference in the oil and gas concentration is about 60 m. Secondly, according to the results of

structural constructions [7]. It is seen that from the central part to the east, the amplitude of the structural background decreases, while in the eastern part the low-amplitude rise disappears *(Figure 1)*.

Summarize analyse showed the changes in lithology in the central and east of the site, because of which different oil and gas deposits appeared. This leads to different levels of oil-gas concentration. The section of stratigraphic correlation in the west-east direction has a noticeable change in lithology [8] is observed between the east and central parts in the sublayers. In particular, in the central part, it was noted that possible channel sandstones are developing; in the east, in this pack channel sandstones also developed, which are characterized by sandstones with thin clays. The central part, areas of wells show a lithological substitution zone. Lithology is represented by mudstones with thin interlayers of sandstones. This proves that a remarkable lithological substitution occurred between the east and central parts, which led to a change in lithology, sand bodies are not communicated over the area. In addition, from the stratigraphic correlation along the meridional direction, near the lithological substitution zone, mudstones with thin interlayers of sandstones prevail in terms of lithology, therefore, sand bodies in underwater branched channels developed in the east and central part, between them are deposits on a branched bay.

The seismic attribute [9, 10] in area also reflects well the characteristic of lithological variability [11]. According to the Vp/Vs attribute, it was noted in the B formation by area that in the central and eastern parts there is a high attribute anomaly expressed by "red" tones, respectively, "blue" tones are present between the eastern and central parts, which is, in its turn, a zone of lithological variability. This significantly coincides with the drilling data *(Figure 2)*, therefore, using the Vp/Vs attributes in terms of area, it is possible to describe the zone of lithological variability, which provides the prerequisites for the analysis of WOC [12].

As a result of the above complex analysis, the oil deposits in pack B are divided into 4 zones by area, of which they are very different in the central and eastern parts of the WOC, and the oil deposits in the central part (areas of wells 2~3) are mainly limited by structures. Oil deposits in the eastern part (areas of well 4~5) are mainly controlled by lithology and structures *(Figure 3)*.

RESERVOIR CHARACTERIZATION BY CLASSIFICATION

Using the sections of deposits and distribution maps of oil and gas regions, we analyzed the features of 11 oil-bearing objects *(Figure 4)*.

Based on the data on reserves calculation, in accordance with the interpretation of the structure, results of testing and trial operation, and a comprehensive analysis of the distribution of oil reservoirs [13], it is believed that reservoirs are difficult to distribute at the field, and heterogeneity is intense. In general, they are intact multilayer lithologic-structural deposits with marginal and plantar water; the relationship between oil and water is complex.

In the horizon 11, the sections between oil, gas and water are complex, which allows to distinguish 11 systems of oil, gas and water. From the interpretation of the logging data

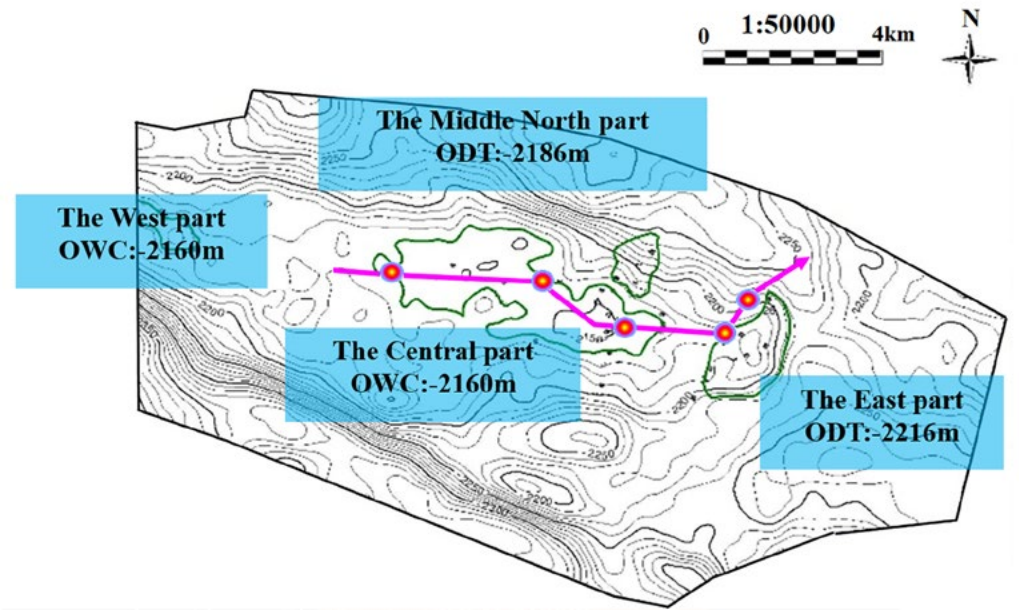


Figure 1 – **Structural map of sublayer B within the productive horizon 11**

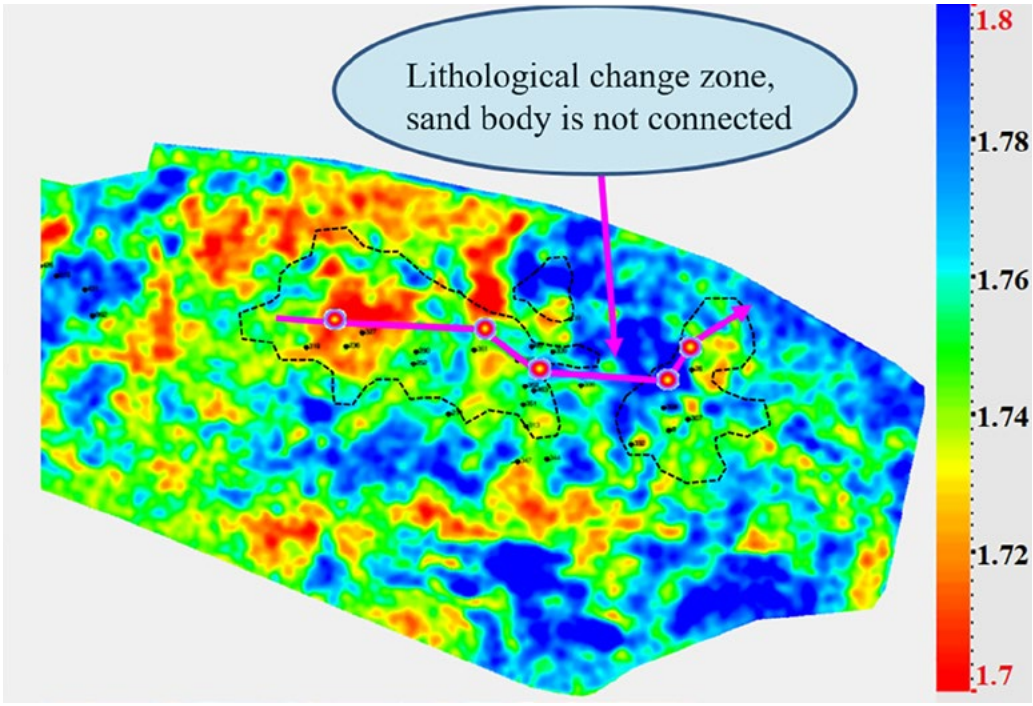


Figure 2 – **Vp / Vs attribute map by area along the productive horizon 11**

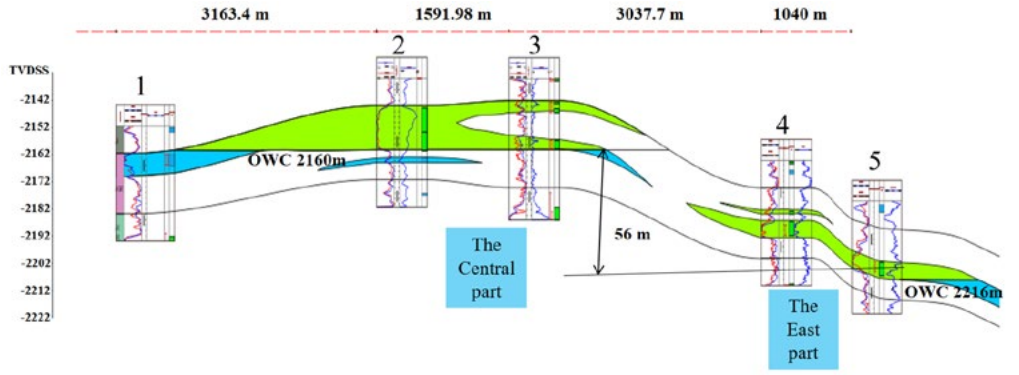


Figure 3 – **Section of deposits in the sublayer B of the productive horizon 11**

N/n	Type
1	Layered gas reservoir
2	Layered gas reservoir with oil rings
3	Layered gas reservoir with oil rings
4	Layered oil reservoir
5	Layered oil reservoir with gas caps
6	Layered oil reservoir with gas caps
7	Massive oil reservoir
8	Layered oil reservoir with gas caps
9	Layered oil reservoir with gas caps
10	Layered oil reservoir
11	Layered oil reservoir with gas

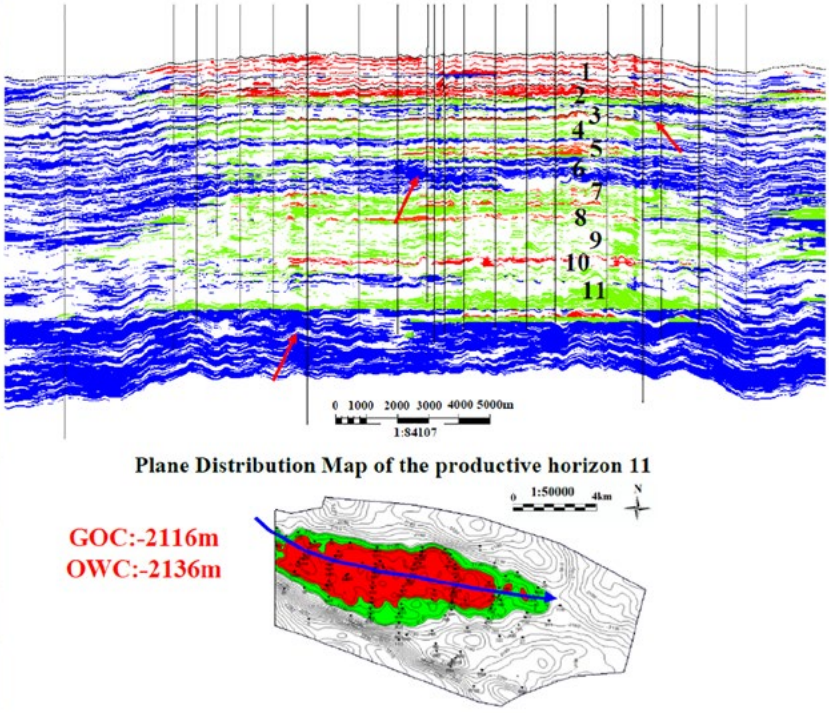


Figure 4 – **Section of the oil reservoirs along the certain direction**

and seismic data, it was noted that the A pack is an oil and gas bearing deposit, while the GOC is -2116.0 m, the WOC ranges from -2121.0 ~ -2136.0 m. Sublayers A is an oil-and-gas bearing reservoir, with a GOC of -2121.0 m and a GOC of -2132.0 ~ -2145.0. Pack A is a reservoir with a gas cap and circulating water. B1–3 pack is an oil and gas reservoir, which has a GOC of -2133.0 m, a WOC ranges from -2139.0 ~ -2162.0 m (in the western part) and 2136.0 ~ -2165.0 m (in the eastern part). The 4–5 pack is a reservoir; lithological and structural oil and gas reservoir, fluid sections in the field are complex. According to the study [14, 15], it was noted that lithological variability probably occurred in the central and eastern parts. In addition, a lithological change has also occurred in the northern part, resulting in the formation of oil and gas deposits with different oil and water systems, which, accordingly, leads to different oil and gas concentrations. Within the work area, it is divided into 4 zones, in turn -2158.0 ~ -2167.0 m (in the western part); -2186 m (in the central north part); -2154.0 ~ -2167.0 m (in the central part); 2216.0 m (in the eastern part).

CONCLUSIONS

The implementation of 3D seismic data by the method of quantitative interpretation is holistic and depends both on the quality of the input data and on the elastic properties of the rocks. Nevertheless, the quantitative involvement of deep trends in the interpretation of seismic data significantly enhances prediction validity and diminishes the uncertainty of the results of a comprehensive characterization of the reservoir.

1. Seismic Reservoir characterization data led to have detailed structural construction, the tectonic model of the research area.

2. A comprehensive study of seismic and geological data showed that the deposit is mainly of the delta type, and the reservoirs are sand bodies of river and branched-channel genesis, while the thickness of the sandstones varies sharply in area and the reservoir connectivity in lateral complex.

3. The main target horizons of the deposit are a structural type deposit, which determines the distribution of oil, water and gas. However, it is necessary to take into account the influence of the quality and type of reservoir on the prevalence of hydrocarbons and the flow rate of each individual well.

4. According to the the reservoir analysis, it is clear that the properties of oil within the deposits are characterized by regular variability with increasing depth.

5. The Oil field has the potential to expand the border; recommendations were made for the development of the field. The low-amplitude trap at the edge of the area appears to be the next potential area. It is necessary to drill new wells for the most rapid development of field reserves.

REFERENCES

[1] Ампилов Ю.П. *От сейсмической интерпретации до моделирования и оценки нефтяных и газовых месторождений.* Геоинформмарк;. 2008. 384 с. [Ampilov Y.P. *From seismic interpretation to modeling and evaluation of oil and gas fields*. Geoinformmark; 2008. (In Russ.)]

[2] Coward M.P. Structural Geology in Reservoir Characterization. *Geological Society of America*; 1998.

[3] Bacon M., Simm R., Redshaw T. 3–D Seismic Interpretation. *Cambridge University Press;* 2007.

[4] Спасский Б.А., Герасимова И.Ю. *Сейсмостратиграфия*. Пермь; 2007. 267 с. [Spassky B.A., Gerasimova I.Y. *Seismostratigraphy*. Perm; 2007. (In Russ.)]

[5] Bruce S. H. «Whither seismic stratigraphy?». *Interpretation SEG*; 2013.

[6] Geologicheskoe stroenie i neftegazonosnost' platformennoj chasti Kaspiyskogo moray [Geological structure and oil and gas content of the platform part of the Caspian sea] Available at: https://neftegaz.ru / science / development / 331536–geologicheskoe-stroenie-i-neftegazonosnost-platformennoy-chasti-kaspiyskogo-morya / .

[7] Особенности геологического строения и перспективы освоения новых месторождений нефти и газа в мезозойских отложениях бассейна Мангышлака. *КАЗЭНЕРДЖИ*. 2006;4:71–73. [Features of the geological structure and prospects for the exploration of new oil and gas deposits in the Mesozoic deposits of the Mangyshlak basin. *KAZENERGY*. 2006;4:71–73. (In Russ.)]

[8] Jing W., Donghong Z., Dingyou L., Chengmin N., Dianbo H., Guoying L., Xiaoyuan W. Structural interpretation of inner buried hill under restricted data availability – A case study in KL-X area, Bohai Bay Basin. *Technical program SEG Denver Expanded Abstracts*. 2014:1689–1693. DOI:10.1190 / segam2014–1096.1.

[9] Chopra S., Marfurt K.J. Seismic Attributes for Prospect Identification and Reservoir Characterization. *Society of Exploration Geophysicists*; 2007.

[10] Marfurt K.J. Seismic Attribute Mapping of Structure and Stratigraphy. *SEG, EAGE*; 2006.

[11] Успенский Л.А., Кучерявенко Д.С., Романенко М.Ю., Емельянов Д.В., Кулик А.П. Оценка влияния изменений коллекторских свойств и литологического состава горных пород на упругие параметры среды на примере Урненского месторождения. *Геофизика*. 2012;1:36–40. [Uspensky L.A., Kucheryavenko D.S., Romanenko M.Y., Emelyanov D.V., Kulik A.P. Assessment of the influence of changes in reservoir properties and lithological composition of rocks on the elastic parameters of the medium using the example of the Urnensky field. *Geophysics*. 2012;1:36–40. (In Russ.)]

[12] Kennedy M. *Practical Petrophysics*. Elsevier; 2015.

[13] Lucia F. *Carbonate Reservoir Characterization an Integrated Approach*. Springer; 2007.

[14] Avseth P., Mukerji T., Mavko G. *Quantitative seismic interpretation. Applying Rock Physics Tools to Reduce interpretation Risk*. Cambridge University Press; 2005.

[15] Vernik L. *Seismic Petrophysics in Quantitative Interpretation*. Society of Exploration Geophysicists*;* 2016.

https://doi.org/10.37878.2708-0080/2020.015

PARTICULARITIES RELATED TO DRILLING OFFSHORE WELLS IN AREAS WITH VERY DEEP WATER

Valentin-Paul TUDORACHE[1*], Associate Professor PhD. Eng. at Petroleum-Gas University of Ploiesti, Vice-President of A.G.I.R. Prahova branch.
E-mail: valentin.tudorache@yahoo.com

Mihail MINESCU[1], Professor PhD. Eng. at Petroleum-Gas University of Ploiesti, President of the Senate Petroleum-Gas University of Ploiesti, and Member of the Academy for Technical Sciences of Romania.
E-mail: mihail.minescu@yahoo.com

Nicolae ILIAS[2], Professor PhD. Eng. at University of Petrosani, Member of the Academy for Technical Sciences of Romania, President of the Section Oil, Mine and Geonomy Engineering.
E-mail: iliasnic@yahoo.com

[1]PETROLEUM-GAS UNIVERSITY OF PLOIESTI
Boulevard Bucharest, no. 39, code 100680, Ploiesti, Prahova, Romania

[2]UNIVERSITY OF PETROSANI
Universitatii, no. 20, code 3332006, Petrosani, Hunedoara, Romania

The article presents an analysis of the realities faced by the operators in the oil industry, but especially the operators in the exploitation of the risers. Oil industry operators are focusing on drilling offshore wells to very deep water depths, as there are significant oil and gas resources that ensure high production. This analysis refers to the establishment of limit conditions that occur during drilling operations. We call this complex of factors the mechanics of riser. The article also refers to establishing the way of working in accordance with the API recommendations in force and obtaining theoretical results for offshore drilling in deep water.

*Автор для переписки. E-mail: valentin.tudorache@yahoo.com

These results are the starting point for simulation with the help of specialized software and obtaining results useful for the exploitation of risers in drilling wells in deep water. Drilling activity in deep water can only be done with dynamically positioned platforms, such as semi-submersibles platforms and drillship.

***KEY WORDS**: very deep water, oil, gas, riser system, marine currents, pressure, temperature, effort, wave.*

ОСОБЕННОСТИ БУРЕНИЯ МОРСКИХ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН НА УЧАСТКАХ С ОЧЕНЬ ГЛУБОКОЙ ВОДОЙ

В статье представлен анализ реалий, с которыми сталкиваются операторы нефтяной отрасли, но особенно операторы эксплуатации райзера. Операторы нефтяной отрасли сосредоточены на бурении морских скважин на очень глубокие глубины, поскольку имеются значительные запасы нефти и газа, которые обеспечивают высокую добычу. Этот анализ относится к установлению предельных условий, которые возникают во время буровых работ. Мы называем этот комплекс факторов механикой райзера. В статье также говорится об установлении способа работы в соответствии с действующими рекомендациями API и получении теоретических результатов для морского бурения в глубокой воде. Эти результаты являются отправной точкой для моделирования с помощью специализированного программного обеспечения и получения результатов, полезных для эксплуатации рейзеров при бурении скважин в глубоких водах. Бурение в глубокой воде может осуществляться только на динамически расположенных платформах, таких как полупогружные и буровые установки.

***КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА:** очень глубокая вода, нефть, газ, вертикальная система, морские течения, давление, температура, усилие, волна.*

СУЫ ӨТЕ ТЕРЕҢ АУМАҚТАРДА МҰНАЙ ЖӘНЕ ГАЗ ҰҢҒЫМАЛАРЫН БҰРҒЫЛАУ ЕРЕКШЕЛІКТЕРІ

Мақалада мұнай саласындағы операторлардың, әсіресе радиаторларды пайдаланудағы операторлардың кез-келген жағдайына талдау жасалды. Мұнай өнеркәсібінің операторлары теңіз ұңғымаларын бұрғылауға судың терең тереңдігін бұруға назар аударады, өйткені жоғары өндіруді қамтамасыз ететін маңызды мұнай-газ ресурстары бар. Бұл талдау бұрғылау жұмыстары кезінде пайда болатын шекті жағдайларды белгілеуге қатысты. Біз бұл факторлар кешенін күлкі механикасы деп атаймыз. Мақалада сондай-ақ қолданыстағы API ұсыныстарына сәйкес жұмыс әдісін құру және терең суларда теңізде бұрғылау үшін теориялық нәтижелер алу туралы айтылған. Бұл нәтижелер мамандандырылған бағдарламалық қамтамасыздандырудың көмегімен модельдеудің және терең сулардағы ұңғымаларды бұрғылау кезінде мейіздерді пайдалану үшін пайдалы нәтижелер алудың бастапқы нүктесі болып табылады. Терең судағы бұрғылау әрекеті тек жартылай су асты және бұрғылау қондырғылары сияқты динамикалық орналасқан платформалармен жүзеге асырылады.

***ТҮЙІН СӨЗДЕР:** терең су, мұнай, газ, су жүйесі, теңіз ағымдары, қысым, температура, күш, толқын.*

1. INTRODUCTION

The offshore oil industry, hoses and risers are made with polymers with internal and external coatings, which provides fluid flow through the inner and outer insulation in relation to the marine environment. These polymers have a certain permeability to gas that can facilitate the reduction of the potential damage mechanisms of the life of the steel layers located between the pipe and the outer shell of polymer. The destruction mechanisms associated with water condensation, therefore, they must be removed.

This presentation describes a model used to study gas diffusion through layers of flexible pipes by time. The temperature gradient pipe is considered as temperature dependent permeability rates. This model is coupled with a calculation that indicate changes in pressure and volume of vapors resulting in the annular space. Associated mathematical models and methods for solving the results obtained are presented in Math CAD with a user-friendly interface that helps in data entry and processing results.

In this article will show the possibilities of this software.

2. OPERATING ENVIRONMENT FOR RISER PRODUCTION

A significant volume of oil resources is stationed in areas in deep water and very deep, the depth limit of the current work. The rapid development of methods for exploration and production in deep waters, registered in the last decade concludes that, once reached a record operating in deep water, it is immediately overcome.

They are considered deep water activity in terms of oil, waters deeper than 400 m; 1500 m is considered very deep water (over 1600 m after MMS – *Mineral Management Service, USA*).

First of all, there are many types of offshore rigs, from example *Figure 1* illustration shows just three main categories [1].

Oil industry operators are turning to large water depths, because there are significant resources that ensure high yields. Some oil wells in these areas can produce 8000 m^3/day crude oil production justifying additional costs and risk.

From example, projects operating from premises situated in water depths of 2000 m

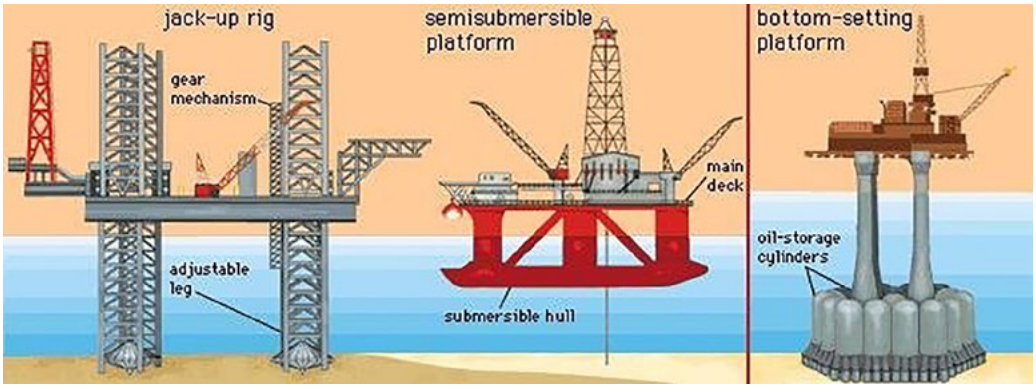


Fig. 1. **– Types of offshore ries [1]**

in the Gulf of Mexico, Brazil and West Africa Offshore were unimaginable not long ago. A large number of wells have been drilled at depths of water; record of 10,400 ft (3,174 m) was passed in February 2013 in the Indian Ocean.

The most important aspects in production wells located in deep water depths are related to very water, but also on the bottom, the hostile environment in which it operates:

- Waves 30 meters high;
- Winds exceeding 80 knots (148.2 km/h);
- Low air temperatures: -15°C;
- Sea water temperature: 0°C;
- Marine currents 3 knots (5.5 km/h).

Very deep water development systems in addition to the developing technologies for exploration and production of oil and natural gas, new concepts in deep water systems and facilities have emerged to make very deep water projects a reality *(see Figure 2)* [2].

With wells being drilled in water depths of 10,000 feet, the traditional fixed offshore platform is being replaced by state-of-the-art deep water production facilities.

SPAR Platform (SPAR) consists of a large diameter single vertical cylinder supporting a deck. It has a typical fixed platform topside (surface deck with drilling and production equipment), three types of risers (production, drilling, and export), and a hull which is moored using a taut caternary system of six to twenty lines anchored into the seafloor. SPAR's are presently used in water depths up to 3,000 feet, although existing technology can extend its use to water depths as great as 7,500 feet.

Floating Production System (FPS) consists of a semi-submersible unit which is equipped with drilling and production equipment. It is anchored in place with wire rope

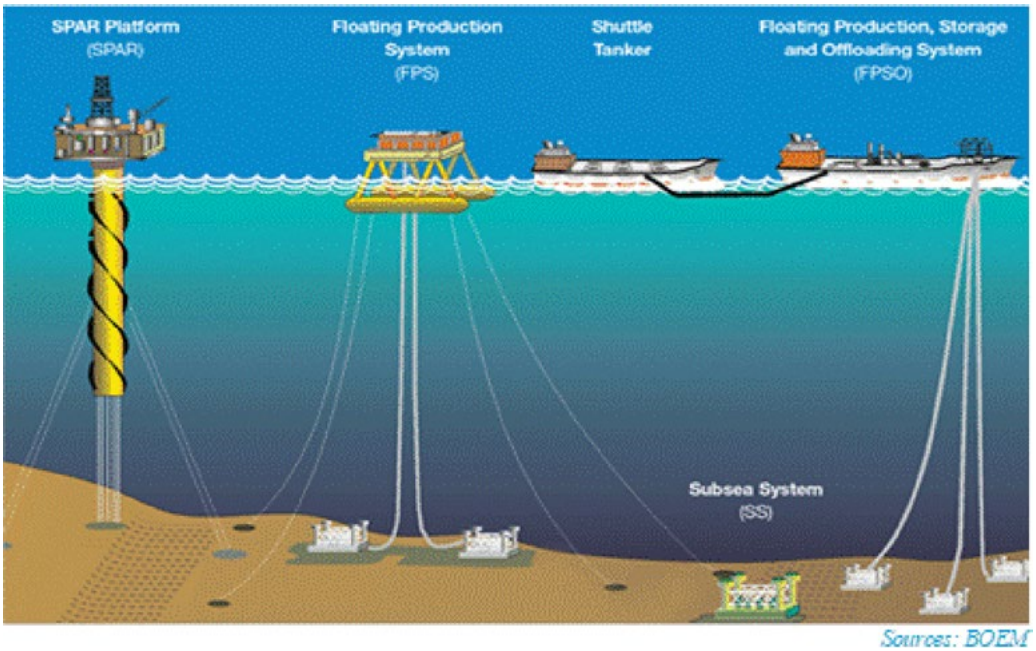


Fig. 2. **– Floating production and subsea systems [2]**

and chain, or can be dynamically positioned using rotating thrusters. Production from subsea wells is transported to the surface deck through production risers designed to accommodate platform motion. The FPS can be used in very deep water.

Subsea System (SS) ranges from single subsea wells producing to a nearby platform, FPS, or TLP to multiple wells producing through a manifold and pipeline system to a distant production facility. These systems are presently used in water depths greater than 5,000 feet.

Floating Production, Storage & Offloading System (FPSO) consists of a large tanker type vessel moored to the seafloor. An FPSO is designed to process and stow production from nearby subsea wells and to periodically offload the stored oil to a smaller shuttle tanker. The shuttle tanker then transports the oil to an onshore facility for further processing. An FPSO may be suited for marginally economic fields located in remote deep water areas where a pipeline infrastructure does not exist.

SPARs Platforms (SP), Floating Production Systems (FPS), Subsea Systems (SS) and Floating Production, Storage and Offloading systems (FPSO) are now being used offshore drilling in water depths exceeding 1,500 feet.

All of these systems are proven technology, and in use in offshore production worldwide.

3. FLEXIBLE PIPES, FLEXIBLE RISERS AND HYBRID RISER SYSTEM

3.1. Flexible pipes

While flexible pipe usage has spread in the oil industry during recent years, upstream petroleum engineers, generally, view it as a tool that in some few instances can save time or money [3].

Flexible pipe today may hold the key to overcoming one of offshore drilling's greatest very deep water hurdles caused by the close proximity of fracture gradient and pore pressure in very deep water *(see Figure 3)*. Beyond about 7,500 feet waters, this phenomenon makes traditional well control all but impossible because, simply put, mud sufficiently

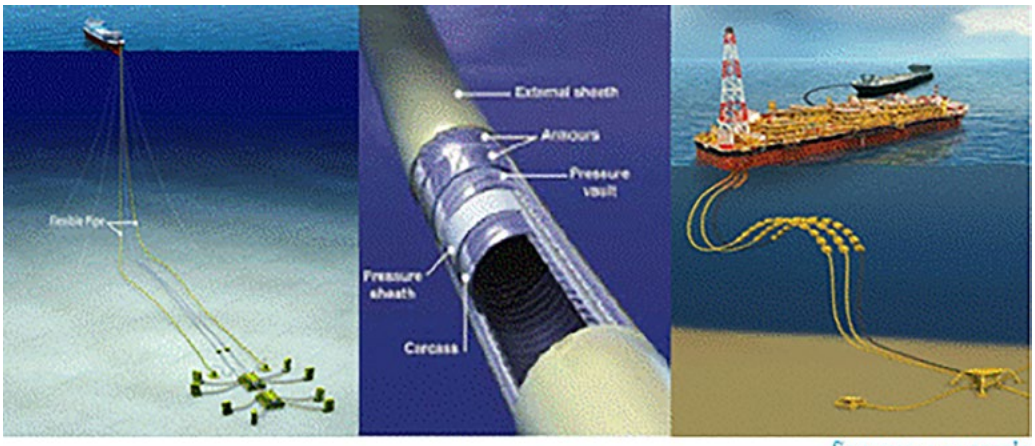


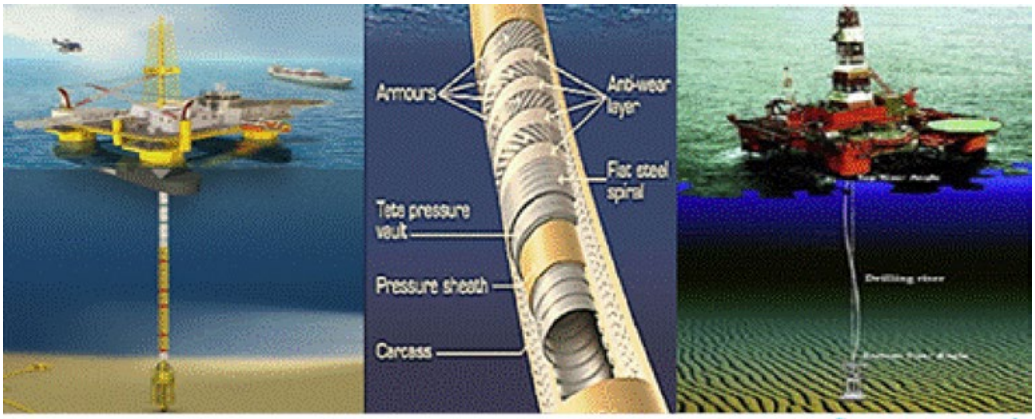
Fig. 3. **– Typical flexible pipe structure [3]**

heavy to contain formation pore pressure is also very nearly sufficiently heavy to fracture it and one fluctuation will indeed do that.

Flexible pipe holds two very strong attractions as risers for floaters. First it is considerably lighter than rigid pipe and is neutrally buoyant. That means the vessel's limited space and buoyancy capabilities can be used for storage capacity or topsides processing facilities rather than to support thousands of feet of heavy steel pipe.

3.2. Flexible risers

Composed of multiple spiral laid materials as shown in *Figure 4,* the flexible riser demonstrates excellent bending capacity while still possessing exceptional strength, making it extremely versatile with regards to application. Originally designed for flowline applications between vessels, the flexible riser has gained popularity in deep water due to its ability to withstand significant dynamic environments making it an excellent choice for harsh sea conditions [3].



Sources: www.google

Fig. 4. **– Topical flexible riser structure [3]**

The ability to be wet stored (material choice permitting) prior to installation also proves a benefit of the flexible pipe in that it allows for schedule flexibility during an offshore installation campaign.

3.3. Hybrid Riser System

A top tensioned riser and hybrid riser tower, in *Figure 5,* is a vertically oriented riser (either flexible or steel pipe) commonly associated with tension leg platforms and spars. Utilizing buoyancy cans or hydro-pneumatic tensioners, large tensile forces are placed on the riser holding it in position for production. By utilizing such top tensioning devices, the risers are allowed to axially translate, or stroke, with respect to the platform motions.

There are a number of configurations for flexible risers, including the ″steep S″ and ″lazy S″ that utilize anchored buoyancy modules, as well as the steep wave and lazy wave that incorporates buoyancy modules.

A hybrid riser system that can accommodate a number of different situations, flexible risers can withstand both vertical and horizontal movement, making them ideal for use with floating facilities. This flexible pipe was originally used to connect production

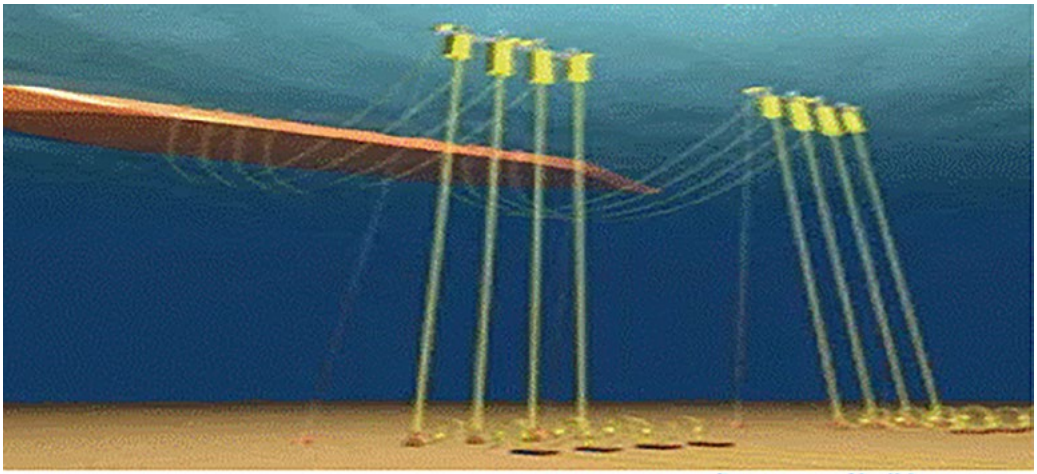


Fig. 5. **– Hybrid Riser System [4]**

equipment aboard a floating facility to production and export risers, but now it is found as a primary riser solution as well [4].

Flexible risers manufactured from composites help to reset the equation, providing the required structural capacity without the weight gain.

With recent advances in composite materials and the extreme requirements of very

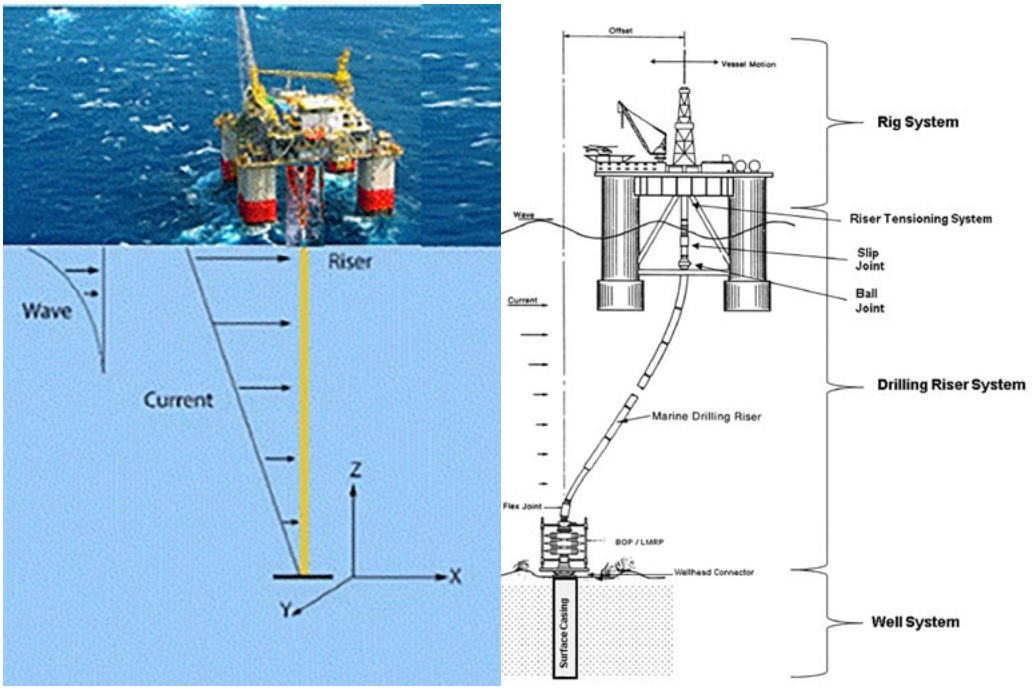


Fig. 6. **– Topical drilling riser system and its sub-systems and components [5]**

deep water, however, flexible riser and flexible pipe may soon be recognized as an enabling technology rather than a convenient innovation.

In *Figure 6* is represented one typical drilling riser system and its sub-systems and components.

Successful exploitation of the majority of floating production systems (rig system, riser tensioning system, drilling riser system, and well system) depends on good performance, systems dynamic flexible riser. The limits are consistently for wave, marine currents, higher pressures and higher temperatures (HPHT) for very deep waters, leading to increasing demands on the performance of pipe components.

The length of the riser is dependent on water depth and configuration of the column, which may be vertical or a variation waveform. Derivatives may be flexible or rigid and contained in the operating area of a fixed or floating platform installation type.

4. THE STRUCTURE, THE DESIGN SPECIFICATIONS AND THE SELECTION CRITERIA OF THE RISER [6]

Unbonded flexible pipes over the last 30 years were a key component in the production of oil and gas offshore. They represent an alternative to rigid steel pipes where they have the advantage of a quick installation and the potential adaptation for schimbăride route. These benefits often make unbonded flexible pipes, a more economic solution than rigid steel pipes.

Layers of steel materials are decisive for their behavior in acidic environments static and dynamic applications.

Unbonded flexible pipe structure requires that the steel is in direct contact with the fluid product. The medium is determined by permeation of small molecules (mainly H_2O, CO_2, H_2 and CH_4) by lining the polymer. Predictions therefore operating environment is a key issue for the prediction, design and service life of flexible pipes.

Unbonded flexible pipes are made of concentric layers of polymer material and steel. In order to preserve the flexibility of the construction of the pipe layers are not bonded together. Different types of flexible unbonded pipe may omit some of the layers.

The riser column is a complex construction aimed to ensure the connection between the well head and the drilling unit. The functions of this assembly are complex and are not limited only to ensure the space necessary for cuttings removal from the well. As the water depth increases, the working conditions of this assembly becomes challenging due to the complex forces and extreme environmental conditions which are impacting the operational mode as well as the stability.

4.1. Structure – General items [6]

In *Figure 7* is presented in the most general description of each of the major layers.

Therefore,

External thermoplastic sheath (a layer of extruded polymer) function is to protect steel components pipe from the outside (often seawater) and to provide mechanical protection.

Pressure armour layer:

A number of layers composed of helically wound wire form C of steel and/or metal strips. The layers of reinforcement provide resistance to radial loads.

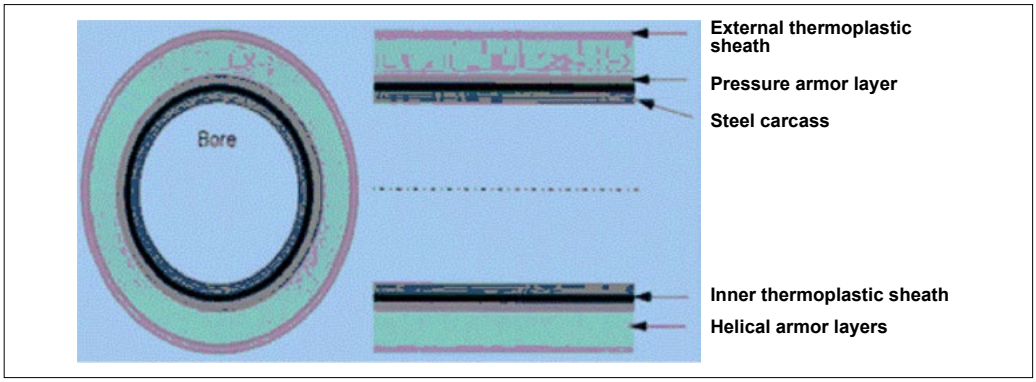


Fig. 7. **– Structure-General items [6]**

Steel Carcass:

An interlocking layer made of a stainless steel strip. The casing prevents the collapse of the inner hull and provides mechanical protection against gear (pigging) and abrasive particles. Quality stainless steel structure is studied in detail, but is outside the scope of this paper research.

Inner thermoplastic sheth:

A polymer layer extruded ensure the integrity of the internal fluid. Common types of polymers are polyethylene (PE), cross-linked polyethylene (XLPE), polyamide 11 (PA11) and Polyvinilien fluoride (PVDF).

Fittings traction:

A number of structural layers consisting of helically wound flat steel wire. Layers are against and wrapped in pairs. The layers provide resistance to axial loads.

4.2. Design specifications [6]

The annulus of flexible conduit, armored steel wires are located in specific geometric conditions: gap between armor is very small relative to the surface of steel wires ($0.03 < V/S < 0.06$ ml/cm^2).

If the annular free space can be filled with seawater or condensation, corrosion conditions are limited due to report confinement (V/S) between volume (V) electrolyte and exposed surface (S) steel wires.

It is important to continuously improve performance to meet flexible pipe production in oil and gas operating conditions increasingly severe. This means that attention is turning to the design principles applied by the performance characteristics of the materials used (especially polymers) and the means of production.

Pressure polymer layer is an important component in the construction of pipelines to make flexible function pipeline leak resistance. A resin designed to be user is introduced as a barrier to isolate the high pressure hoses temperature/high pressure *(see Figure 8)*.

The resin is finally selected a modified PVDF hpolimer. Material characterization was conducted entirely in compliance with applicable API standard. It confirmed the excellent behavior of mechanical strength, chemical, aging resistance, dimensional stability and low fluaju compatible with performance requirements.

Flexible pipes are composed of a succession of layers and layers of thermoplastic

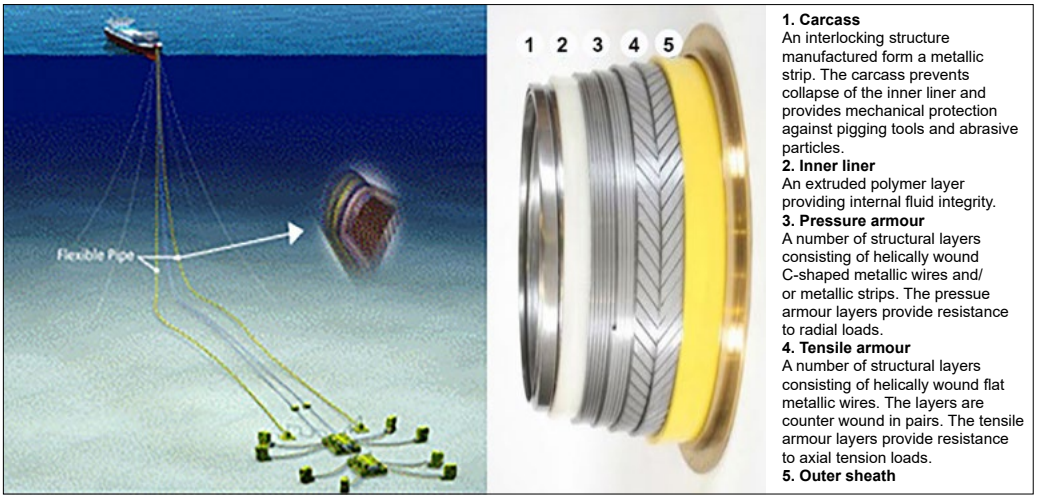


Fig. 8. **– The structure ofa 3exiьle pipe element [6]**

extrusions steel/armored spiral *(see figure below),* each layer being designed to withstand a specific charge. The combination of the water or sea water, CO_2 and H_2S gases resulting infiltrated in a corrosive environment can cause stress corrosion cracking, hydrogen-induced cracking, pitting, general corrosion, or in the dynamic risers, to corrosion fatigue.

An important aspect which has to be taken in to consideration during this design stage is the determination of the optimal weight of the riser column in the water. As a matter of fact, the correct assessment of the buoyancy elements and correct positioning of those can ensure an optimal stability of the riser column. A neutral position can be obtained in order to achieve a reduction of the top tension as this is important for the tensioning system. However, there is a down side in this scenario: the lower tension can increase and this will result in overloading the well head.

The riser column can be considered a tube with high thickness walls which is impacted by different type of loads (for example, shear forces, compression etc.)

The forces acting over the riser column can be evaluated by using Tresca & Von Mises relations and the result have to comply with acceptable limits of the materials composing the riser column [7].

Tresca criterion, also named the maximum shear stress criterion. It states that yielding will begin when the

maximum shear stress at a point is equal to the stress at yield when subjected to uniaxial tension or compression. For plastics, the yield strength in compression is often a lot higher than the yield strength in tension.

Von Mises stress criterion, also named the distortional energy density criterion states that “yielding begins when the distortional strain energy density at a point equals to the distortional strain energy density at yield in uniaxial stress”. Meaning if the energy that is resulting in a volumetric change and shear in a body is too high, the element will fail. This way to look at stress will consider the volumetric change in the body.

In three dimensions the Tresca and Von Mises yield surfaces will shape a hexagonal and a cylinder,

both with direction *(see Figure 9)*.

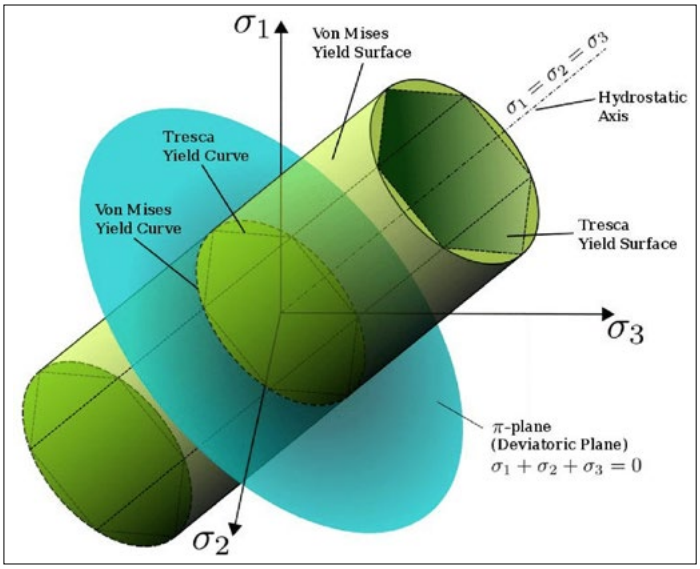


Fig. 9. **– Tresca and Von Mise 3D curves, applied tor a riser section [7]**

With hydrostatic axis as center where all principal stresses are the same. The deviatoric (effective) face or π-plane is angle 90º on the hydrostatic axis (π-plane is the face where the sum of all the principal stresses are zero).

Moreover, the requirements for the top and lower tension must be verified in order to ensure the riser column stability for all operational phases, emergency situations included. As first step in this direction should include stability verification of the riser column towards limit conditions which may comprise of:

- Maximum water depth
- Maximum mud density
- Environmental conditions in connected mode

Moving forward, if the first condition has been fulfilled, the vertical deviation of the riser column must checked against requirements as well as fulfilling safety operational conditions, regardless the factors which may affect this. The API 2RD recommends a structural and dynamic analysis of the riser column if is considered that the operational environment impose further risk increase. Special simulations will be completed with a dedicated software, usually installed onboard the drilling units, in order to evaluate the vertical deviations of the riser column.

4.3. Challenges related to optimization design

Design challenges related to the use of flexible pipes in deep water are well known (ISO 13628–11). Thus, some of them listed below:

- The outside diameter greater because of the level high isolation;
- Increased resistance on:

- Hydrostatic pressure;
- Breaking fatigue;
- Torsion and compression.

• The mechanical properties suitable working arrangements.

The very deep water challenges are the high hydrostatic pressure, prediction of riser loads and response, flow assurance, increased top-tension, and designing for economical installation. For drilling, an additional challenge is the ability of the formation to withstand pressure from the enormous weight of mud in the riser.

It should be pointed out that the presence of the two coatings of plastic on top of the insulation slows down the process of condensation of vapor in the annular space and thus reduce the water content condensed. The amount of water accumulated in the annular steel ring fused generates a CO_2 partial pressure of H_2S in the armature respectively.

Factors influencing the integrity and life of:

a) INTERIOR factors affecting the integrity riser:

- Fatigue fracture of steel casing deformation housing;
- Aging in action chemical factors temperature water;
- Diffusion in the annular space of H_2S/CO_2;
- Influence of thermal variation;
- Fatigue protective coatings;
- The formation of hydrates;
- Erosion.

b) EXTERNAL factors affecting the integrity riser:

- Wear resulting from the interaction with the plant surface and submerged constructive elements;
- Deterioration protective outer covering;
- Interacting with other lines submerged;
- Normal wear constructive materials;
- Hydrogen cracks action;
- Corrosion;

The riser survey demonstrated that riser contractors are actively engaged in design and development of a variety of innovative, robust, and competitive new riser systems, as well as improving the existing systems.

Riser solutions have evolved to the point that the challenge now is how to select the best riser solution for the application

5. ACTION OF DIFFERENT FORCES OVER THE RISER COLUMN

The riser column can be represented as a beam connected at both ends with a spherical articulation. The various axis movement of the drilling platform are compensated by dedicated equipment (telescopic riser, upper flex joint and tensioner ring) in order to maintain the drilling unit on the position. The linear weight of the riser is the difference between the linear weights of the joint in water minus the linear thrust exerted through the thrust collar by the buoyancy elements that are dressing it.

The internal pressure generated locally by the mud column is equal to the mud specific

gravity multiplied by the local column height. The external pressure generated locally by the sea water is equal to the sea water specific gravity multiplied by the local water depth. It has to be noted that what acts against the walls of the riser joints is the local difference in between the above two terms [8].

In the usual case of a riser string full of mud, the higher the mud weight & the water depth, the higher the differential pressure on the bottom that tends to "inflate" the joints generating hoop stress.

Should the riser for any reason be partially empty (mud heavy losses due to weak down hole formation), the riser wall would be subject to the external pressure only in the void zone.

The hydrodynamic forces of the waves will impact the riser column on the upper part and this is evaluated with MOJS equations (Morison, O'Brien, Johnson and Schaaf) [8].

The resistance of the riser column in to the water due to the oscillations is proportional with:

- A drag coefficient (friction, wake and added mass);
- The density of the sea water;
- The cross section of the riser string.

This approach is valid only if the current value is up to two knots. If this value is exceeded, the vortex phenomenon occurs, which generate vibrations in combination with the wave movement. The transversal vibrations are depending on the value of the tensions which are propagating along the riser column.

In *Figure 10* is represented actions of the different forces (internal and external) over to which the riser column is subjected: the action of waves; the action of marine currents; the own weight of the riser column; the differential pressure of seawater and mud column, and, the upper and lower tension.

A riser system is much more than just a pipe. Design of a riser system for very deep

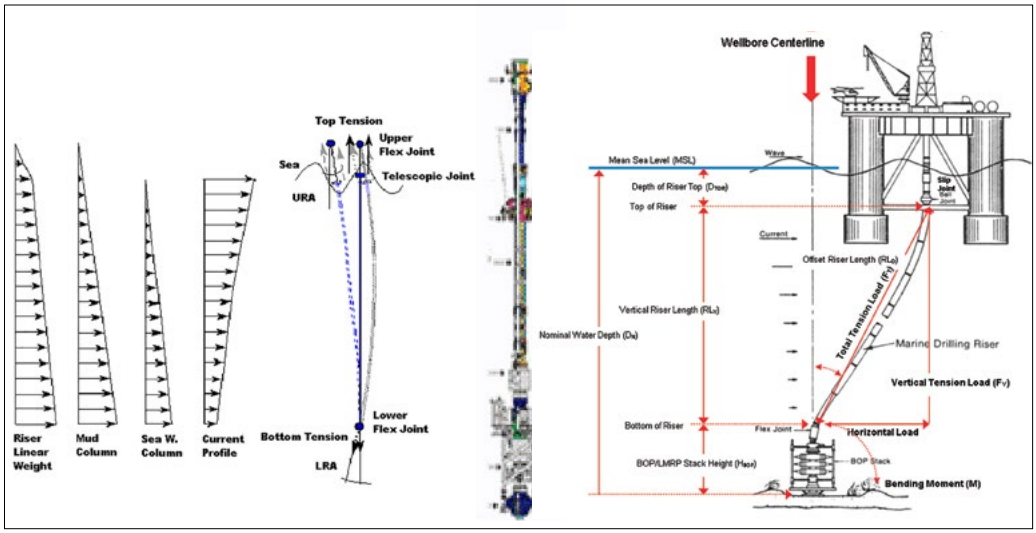


Fig. 10. **– Tresca and Von Mise 3D curves, applied tor a riser section [7]**

water is a complex iterative multi-discipline process, with many variables. Depending on field layouts, vessel interfaces, fluid properties, and environmental conditions, a riser system is engineered for each particular application supported by prerequisite analysis, material, and testing pre-qualification [9].

If those conditions are exceeding the acceptable operational limitations the tensioning system can be affected with consequences over the integrity of composed elements.

A preventive measure is to reduce the top tension for a short period of time awaiting the normal operational parameters to be reinstalled.

If those conditions are exceeding the acceptable operational limitations the tensioning system can be affected with consequences over the integrity of composed elements.

A preventive measure is to reduce the top tension for a short period of time awaiting the normal operational parameters to be reinstalled.

Another possibility to reduce the wave or currents influence is to modify the positioning of the drilling unit but keeping under control the lower angle of the riser column. The resulted position is meant to keep under control all parameters which may impact the vertical positioning of the riser column which is in fact the mission of the riser management system.

According with aforementioned it is obvious that old methods for keeping the drilling unit on position no long apply. Nowadays, it's unthinkable to run drilling operations in very deep waters without the support of an advanced raiser management system which automatically adjust all operational parameters in order to maintain the integrity of the riser column as well as safety of the drilling operations. If the well head can be considered somehow rigid with regards to the BOP this no longer apply. Depending on the soil characteristics as well as the quality of the cement job for the upper section of the well, the BOP can oscillate with a range between 0–2º during drilling operations which may cause damages to the drilling equipment as well as increasing the cyclic loads over the well head which will end up with the final fatigue rupture.

The design length of the raiser column is influenced by the environmental conditions by means of the horizontal movement of the drilling unit but also is related with the stroke of the telescopic joint.

During the design stage of the riser column for a given location, the worst case scenario has to be taken in to consideration.

Also, it is recommended to reduce as much as possible the lower flex joint angle trough the positioning system of the drilling unit. Any uncontrolled movement generated by the environmental conditions can generate additional stress over the riser column and finally will impact the well head which can be exposed for early fatigue rupture. Due to the fact that the lower and upper flex joint are not design to absorb the axial movement of the drilling unit these tensions, somehow will impact the tensioning ring and finally, these excessive loads, will impact the tensioning system as well.

Finally, the best way to manage efficiently the riser column, is to keep the positioning of the drilling unit under control within the operational parameters established before starting the drilling program and especially design for a given location with an adequate top tension and this is the big challenge.

6. CONCLUSION

Over the past few years, commercial pressures have come together in something of a perfect storm, so, oil and gas operators are oriented for very deep waters in a bid to sustain production, which equates to higher operating pressures and larger diameter pipe.

However, adding more steel can be expensive and, with the days of long over, it is necessary to find an alternative; one in which total installed cost is a fraction of what it was a couple of years ago.

This article proposes an analysis over the operational conditions encountered during drilling operations. The analysis refers to those factors which are impacting the riser column stability during operations. The results of these factors over the riser column are called riser mechanics. Thus, the objective of the work analyse to which extent the riser column fulfils the applicable API recommendations in force and obtaining theoretical results in this regard for drilling in very deep waters.

The riser column is a complex construction aimed to ensure the connection between the well head and the drilling unit. Evident and, the functions of this assembly are complex and are not limited only to ensure the space necessary for cuttings removal from the well. As the water depth increases, the working conditions of this assembly becomes challenging due to the complex forces and extreme environmental conditions which are impacting the operational mode as well as the stability.

The systems hybrid risers would bring about a more cost effective, technical solutions, and higher productivity providing access to deeper field developments.

Weight and cost savings, as well helping to expand the pressure envelope for applications greater than 15Ksi, the value offered by a shift to non-metallic components in flexible risers will be recognized in multiple areas, most notably:

In very deep water conditions, oil and gas operators want to extend the flexible riser capabilities to larger diameters and higher working pressures – driving the steel content of the cross-section higher, in a spiral of weight inflation. By smart substitution of composite materials, we can reset this pattern, entering a design cycle of positive optimization. Reducing pipe weight means we can load larger volumes on each reel, with fewer vessel transits to port required during an installation campaign.

This paradigm shift also allows the reduction, or in some cases elimination, of buoyancy modules which are required to offset riser weight, meaning that we can facilitate faster offshore installation times, lighter installation vessels, a simpler riser configuration in the water column and overall installed cost savings in the order of 20%.

Integrity management strategies adopted in today's standards and guidelines are in general risk based. The need for follow-up and monitoring of the pipe over its entire lifetime is acknowledged and becoming universally accepted.

The main motivation for a comprehensive integrity management of flexible pipes is to ensure safe and cost effective operation of flexible pipes. Replacement of a pipe is costly, and failure of a flexible pipe may potentially be catastrophic with large economic impact.

Risers, flowlines, fluid transfer lines and jumpers are critical to offshore oil and gas production systems. They are subject to extreme temperatures, pressures, physical stresses and corrosive materials – yet must still ensure reliable connections and optimal product flow.

As offshore and subsea developments move into very deeper waters, flexible pipe is highly versatile, in some circumstances it is the only suitable technology available.

REFERENCES

[1] Types of offshore rigs. Available at: https://www.google.ro/search?q=type+platforms+offshore.

[2] Floating production and subsea systems. Available at: https://www.api.org/oil-and-natural-gas/wells-to-consumer/exploration-and-production/offshore/offshore-production-facilities.

[3] Typical flexible pipe structure and Typical flexible riser structure. Available at: https://www.google.com/search?q=Flexible+risers+and+pipes.

[4] Hybrid Riser System. Available at: www.2hoffshore.com and https://daldidanil.wordpress.com/2016/02/14/flexible-riser.

[5] Typical drilling riser system. Available at: https://www.nap.edu/read/25032/chapter/18#196

[6] Tudorache, V.P, Avram, L., Antonescu, N.N, s.a.: On the design of the riser columns and their selection criteria, FOREN 2016. Available at: https://www.google.com & https://www.engstack.com/blog/turrets-moorings-risers-overview.

[7] Tresca and Von Mises. Available at: https://core.ac.uk/download/pdf/52084839.pdf

[8] Morison, J. R., O'Brien, M.P., Johnson, J.W., Schaaf, S.A.: Force exerted by surface waves on piles. *Journal of Petroleum Technology*. 1950;2

[9] Offshore drilling process (design of a riser system). Available at: https://www.offshore-mag.com/dynamic-risers-key-component-for-deepwater-drilling-floating-production.

*** ANSI / API 17J: Specification for Unbonded Flexible Pipe.

*** ANSI / API 17B: Recommended Practice for Unbonded Flexible Pipe, Edition, 2009.

*** Paper No.410, Permeability of Methane, Carbon Dioxide& Water in PA1I & PVDF Used for Flexible Pipes, T. R. Andersen, J. I. Skar and C. Hansteen, Norsk Hydro Research Centre, N-3901 Porsgrunn, Norway;

*** ISO 13628–11 Petroleum and natural gas industries – Design and operation of subsea production systems – Part 11 Flexible pipe systems for subsea and marine applications.

*** Avram, L., Troquet, M., Dussap, C.G., Lixandru, G.: Dicţionar de Petrol şi Gaze Englez-Român-Francez, Edit. Karta-Grafic, Ploieşti, 2008.

*** Avram, L.: Foraj Marin, Edit. Univ. din Ploieşti, 2005.

*** Avram, L., Burlan, A.M: LEXIC Englez-Român-Francez al principalilor termini de Foraj-Extracţie-Proiectare, Edit. Imprimex, Vol. I 1994 şi Vol. II 1995.

*** Avram, L., Stoica, M., Tudorache, V.P.: Suport de curs universitar – Foraje speciale şi Foraj marin, Platforma de e-Learning a U.P.G. – Ploiesti, 2015.

*** Tudorache, V.P.: Aspecte generale privind exploatările offshore și coroziunea platformelor & navelor în mediul marin, S.I.P.G. Bucureşti, MPG – ISSN 1583–0322, Nr. 1, 2017.

*** Tudorache, V.P.: Aspecte generale privind optimizarea forajului dirijat prin sistem de sonde multilaterale și creșterea productivității sondelor cu investiții minime, S.I.P.G. Bucureşti, MPG – ISSN 1583–0322, Nr. 4, 2017.

*** Tudorache, V.P.: Aspecte privind fluidele utilizate la forajul sondelor în zone cu ape adânci, S.I.P.G. Bucureşti, MPG – ISSN 1583–0322, Nr. 2, 2018.

*** Tudorache, V.P., ș.a.: An alternative approach regarding modeling of the gas diffusion in flexible pipelines and risers, used for offshore oil & gas production; EMERG 5, CNR-CME and AGIR, ISSN 2457–5011, 2017.

УДК 622.276.434; https://doi.org/10.37878.2708-0080/2020.016

ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ МЕТОДА ФИГУРНОГО ЗАВОДНЕНИЯ

К.Т. БИСЕМБАЕВА[1],
кандидат технических наук, доцент,
https://orcid.org/0000–0002–8213– 7128

А.К. БИСЕМБАЕВА[2],
специалист службы разработки нефтяных и газовых месторождений,
https://orcid.org/0000–0003–3718– 4280

Б.Н. КОЙЛЫБАЕВ[1],
докторант,
https://orcid.org/0000–0002–8471– 5104

[1]Каспийский государственный университет технологий и инжиниринга им Ш. Есенова,
Республика Казахстан, 130003, г. Актау, 32 мкр.

[2]ТОО «Проектный институт «OPTIMUM»
Республика Казахстан, 130000, г. Актау, 3 мкр., зд. 23

Важная роль в обеспечении рациональных темпов отбора при наиболее высоких значениях коэффициентов компонентоотдачи пласта принадлежит методам регулирования разработки нефтяных и газовых месторождений.

Применяемые методы позволили наиболее максимальными темпами вести отбор извлекаемых запасов нефти, но, тем не менее, со временем выявилось множество отдельных участков залежи, запасы которых вырабатывались низкими темпами.

Поэтому для улучшения процессов выработки трудноизвлекаемых запасов в этих участках, зонах применяются дополнительные методы воздействия путем нагнетания в пласт некоторого объема воды через новые нагнетательные скважины, созданные путем бурения или переводом действующих высоко-обводненных скважин под закачку. Одновременно в действующих скважинах проводятся работы по увеличению их производительности.

В данной статье рассматривается применение метода фигурного заводнения

*Автор для переписки. E-mail: karlygasha_bissemb74@mail.ru

как дополнительного метода регулирования процесса разработки месторождения Узень. Приводятся результаты анализа эксплуатации нефтяных участков фигурного заводнения. Проведено исследование по выявлению технологического эффекта от применения метода фигурного заводнения. Фигурное заводнение способствовало возникновению нестационарного состояния фильтрации жидкости по пластам, которое привело к снижению обводненности продукции скважин по ранее работающим интервалам, а также по некоторым участкам. Этот метод благоприятно повлиял на ход процесса разработки путем подключения к эксплуатации новых продуктивных интервалов. Включение в разработку новых продуктивных пластов и пропластков привело к увеличению дебитов скважин и добычи нефти, а также одновременно к снижению дебитов, добычи жидкости и обводненности.

Количественная оценка эффективности проведена путем сопоставления соответствующих фактических и расчетных технологических показателей. В работе приведены аналитические формулы, с помощью которых были рассчитаны изменения анализируемых данных на случай, если не было бы указанного метода. Определены расчетные величины дебитов нефти, жидкости и обводненности участков XIV и XV горизонтов в предположении, если не было бы фигурного заводнения.

Представлены результаты расчетов технологических показателей и обработки фактических данных, а также технологические преимущества отдельных участков. В работе установлено, что применение фигурного заводнения в комплексе будет позволять полное подключение в работу новых нефтенасыщенных пластов, если будут созданы новые самостоятельные системы обустройства по обеспечению соответствующими гидродинамическими параметрами давлений на устьях и на забоях нагнетательных и добывающих скважин.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: *лабораторные эксперименты, методы воздействия, нагнетательные и добывающие скважины, гидродинамический расчет, сетка скважин.*

КҮРДЕЛІ СУ ТОҒЫТУ ТӘСІЛІНІҢ ТИІМДІЛІГІН БАҒАЛАУ

К.Т. БИСЕМБАЕВА[1], техника ғылымының кандидаты, Ш. Есенов атындағы Каспий мемлекеттік технологиялар және инжиниринг университетінің доценті, *https://orcid.org/0000–0002–8213–7128*
А.К. БИСЕМБАЕВА[2], «OPTIMUM» Жобалау институты» ЖШС кен орнын игеру қызметінің маманы, *https://orcid.org/0000–0003–3718–4280*
Б.Н. КОЙЛЫБАЕВ[1], Ш. Есенов атындағы Каспий мемлекеттік технологиялар және инжиниринг университетінің докторанты, *https://orcid.org/0000–0002–8471–5104*

[1]Ш. Есенов атындағы Каспий мемлекеттік технологиялар
және инжиниринг университеті,
Қазақстан Республикасы, 130003, Актау, 32 шағын аудан

[2]«OPTIMUM» Жобалау институты» ЖШС
Қазақстан Республикасы, 130000, Актау, 3 шағын аудан, 23 ғимарат

Қабатты компонентбергіштік коэффициенттерінің неғұрлым жоғары мәндерінде ұтымды қарқынмен игеруді қамтамасыз етудегі маңызды рөл мұнай және газ кен орындарын игеруді реттеу әдістеріне жатады.

Қолданылатын әдістер мұнай қорларын игеруді ең жоғары қарқынмен алуды жүргізуге мүмкіндік берді, алайда, уақыт өте келе қорлары төмен қарқынмен өндірілген кеніштердің көптеген жеке учаскелері анықталды.

Сондықтан, осы учаскелердегі қиын алынатын қорларды өндіру процесін жақсарту үшін, оларды бұрғылау немесе жұмыс істеп тұрған жоғары суланған ұңғымаларды айдауға ауыстыру арқылы жаңа айдау ұңғымалары арқылы қабатқа судың кейбір көлемін айдау

жолымен әсер етудің қосымша әдістері қолданылады. Осымен бір уақытта жұмыс істеп тұрған ұңғымаларда олардың өнімділігін арттыру бойынша жұмыстар да жүргізіледі.

Бұл мақалада Өзен кен орнын игеру процесін реттеудің қосымша әдісі ретінде фигуралық суландыру әдісін қолдану қарастырылады. Су тоғытуы мұнай учаскелерін пайдалануды сараптау нәтижелері келтіріледі. ФСу тоғыту әдісін қолданудың технологиялық әсерін анықтау бойынша зерттеу жүргізілді. Фигуралық суайдау қабаттар бойынша сұйықтықты сүзудің стационарлық емес жағдайының пайда болуына ықпал етті, ол бұрын жұмыс істеп тұрған аралықтар бойынша, сондай-ақ кейбір учаскелер бойынша ұңғыма өнімдерінің сулануының төмендеуіне әкелді. Бұл әдіс жаңа өнімді аралықтарды пайдалануға қосу арқылы игеру процесінің барысына жағымды әсер етті. Жаңа өнімді қабаттар мен қабатшаларды игеруге қосу ұңғымалар өнімін және мұнай өндірудің ұлғаюына, сонымен қатар өніммен, сұйықтық өндірілуі мен суланудың төмендеуіне әкелді.

Тиімділікті сандық бағалау тиісті нақты және есептік технологиялық көрсеткіштерді салыстыру жолымен жүргізілді. Жұмыста аналитикалық формулалар келтірілген, егер көрсетілген әдіс болмаған жағдайда олардың көмегімен талданатын деректердің өзгерісі есептелген. Мұнай, сұйықтық дебиттерінің және XIV және XV горизонттар учаскелерінің сулануының есептік шамалары, егер фигуралық сулану болмаса, болжамда анықталған.

Технологиялық көрсеткіштерді есептеу және нақты деректерді өңдеу нәтижелері, сондай-ақ жеке учаскелердің технологиялық артықшылықтары ұсынылған. Мақалада егер айдау және өндіру ұңғымаларының сағалары мен түптік қысымның тиісті гидродинамикалық параметрлерімен қамтамасыз ету бойынша жайғастырудың жаңа дербес жүйелері құрылса, онда кешенде фигуралық суландыруды қолдану жаңа мұнайға қаныққан қабаттарды жұмысқа толық қосуға мүмкіндік беретіні орнатылды.

ТҮЙІН СӨЗДЕР: *лабораториялық зерттеулер, әсер ету әдістері, айдау және өндіру ұңғымалары, гидродинамикалық есептеу, ұңғы торы.*

EFFICIENCY ESTIMATION OF THE FIGURE FLOODING METHOD

K.T. BISSEMBAYEVA[1], candidate of technical science, associated professor, *https://orcid.org/0000–0002–8213–7128*
A.K. BISSEMBAYEVA[2], specialist of development department «Project institute «OPTIMUM» LLP, *https://orcid.org/0000–0003–3718–4280*
B.N. KOILYBAYEV[1], student of doctor PhD, *https://orcid.org/0000–0002–8471–5104*

[1]Caspian State University of Technology
and Engineering named after Sh. Yessenov,
The Republic of Kazakhstan, 130003, Aktau, 3 microdistrict

[2]«Project institute «OPTIMUM» LLP
The Republic of Kazakhstan, 130000, Aktau, 3 microdistrict, 23 building

Methods of regulating the development of oil and gas fields play an important role in ensuring rational selection rates at the highest values of reservoir component recovery coefficients.

The applied methods allowed the most rapid selection of recoverable oil reserves, but nevertheless, over time, many individual areas of the deposit were identified, whose reserves were developed at a low rate.

Therefore, to improve the development of hard-to-recover reserves in these areas, zones, additional methods of influence are used by injecting a certain volume of water into the reservoir through new injection wells created by drilling them or transferring existing high-water wells for injection. At the same time, work is being carried out in existing wells to increase their productivity.

This article discusses the application of figure flooding method as an additional method of regulating the development process of the Uzen deposit. The authors presented the results

of analysis of exploitation of oil areas of figure flooding. A study was conducted to identify the technological effect of the use of the figure flooding method. Figure flooding contributed to unsteady state fluid flow in reservoirs, which led to the reduction of water production wells before working intervals and also in some areas. This method has had a positive impact on the development process by connecting new production intervals to the operation. The inclusion in the development of new productive formations and layers led to an increase in the flow rates of wells and oil production, as well as simultaneously to a decrease in the flow rates, liquid production and water cut.

The quantitative assessment of efficiency was carried out by comparing the corresponding actual and calculated technological indicators. The paper presents analytical formulas that were used to calculate changes in the analyzed data in case there was no specified method. The calculated values of oil and liquid flow rates and water level of sections of the XIV and XV horizons were determined under the assumption that there would be no figure flooding.

The results of calculations of technological indicators and processing of actual data, as well as the technological advantages of individual sections are presented. It is established that the use of shaped flooding in the complex will allow full connection to the work of new oil-saturated reservoirs, if new independent systems of arrangement are created to ensure the appropriate hydrodynamic parameters of pressure at the mouths and faces of injection and production wells.

KEY WORDS: *laboratory experiments, methods of stimulation, injection and production wells, hydrodynamic calculation, well pattern.*

В настоящее время с целью повышения извлекаемых запасов нефтяных месторождений, особенно в трудноизвлекаемых участках, зонах применяются дополнительные методы воздействия путем нагнетания в пласт воды. Однако не всегда достигаются желаемые результаты из-за изменения структурного пространства коллекторов, а также несовершенства методов воздействия.

Методы воздействия, применяемые при разработке многопластовых нефтяных, нефтегазовых и газовых месторождений, всегда вызывают различные трудности, которые сопровождаются интенсивными процессами обводнения продуктивных пластов, снижением объемов добываемой нефти, а также другими технологическими и геологическими осложнениями, которые приводят к ухудшению технологических процессов в целом [1, 2]. Поэтому в определенный период времени на разрабатываемых месторождениях проводятся отдельные и комплексные технологические мероприятия с целью улучшения процесса выработки запасов нефти из сложнопостроенных участков эксплуатационных объектов.

Возникла необходимость научного обоснования и внедрения в практику внутриконтурного воздействия путем разрезания залежи рядами нагнетательных скважин на площади самостоятельной эксплуатации.

Внутриконтурные методы воздействия были созданы при определенных геолого-физических условиях, когда предыдущие системы разработки не обеспечивали должного технологического и экономического эффектов [3].

В настоящее время успешно применяются такие методы воздействия, как внутриконтурное разрезание залежи нефти на самостоятельные блоки (площади) разработки, очаговое, избирательное и площадное заводнения [4]. Эти методы воздействия являются одними из главных систем разработки, которые позволяют наиболее всесторонне развивать полноту вытеснения нефти из пласта водой.

Результаты исследований позволили выявить влияние на производительность пласта и дебитов скважин таких факторов, как неоднородное строение залежи по проницаемости, толщине и пористости трещиноватости пласта; водонефтяная зона; капиллярные силы; параметры сетки скважин; системы заводнения, вязкости нефти, воды и газа; работающая толщина, градиент давления [5, 6].

При применении методов воздействия необходимо своевременно, научно обоснованно регулировать процесс разработки нефтяных залежей, которые эксплуатируются при различных геолого-физических условиях. Это значительно увеличивает темпы извлечения запасов нефти, уменьшает добычу попутной воды, повышает эффективность воздействия, улучшает условия работы подземного и наземного оборудования для добычи нефти, увеличивает нефтеотдачу пластов и улучшает экономические показатели.

Лабораторные эксперименты [7] по вытеснению взаиморастворимых жидкостей различной вязкости показали, что при этом может быть достигнуто практически полное замещение нефти вытесняющим агентом. Доказано, что при вытеснении нефти из однородной пористой среды растворителем коэффициент вытеснения будет близок к единице. Это объясняется рядом отличительных особенностей процесса вытеснения взаиморастворимых флюидов, важнейшими из которых являются: изменение физических свойств в зоне контакта, перемешивание их в порах, возникновение эффекта массопереноса под действием молекулярной диффузии.

Исследователи Д.Р. Крейг и Дж.А. Брей [8] провели лабораторные эксперименты по вытеснению нефти из загазованных и обводненных пористых сред. Практика разработки нефтяных месторождений показала, что при вытеснении нефти водой в присутствии свободного газа из пласта извлекается не весь газ, некоторая его часть задерживается в порах коллектора и оказывается практически неподвижной. Указанные исследователи доказали, что подвижность газоводяной смеси больше подвижности чистой воды и показали путем лабораторных экспериментов, что коэффициент конечной нефтеотдачи увеличится примерно на 20%. Поэтому процесс последовательного нагнетания газа и воды обеспечивает более высокую нефтеотдачу по сравнению с заводнением при нулевой газонасыщенности.

Было изучено поведение подошвенной воды в нефтяной залежи, приуроченной к трещиноватому коллектору [4]. Доказано, что если водонефтяной контакт не достиг еще интервала перфорации, то поступление воды в скважину может быть обусловлено продвижением ее по отдельным путям, образованным трещинами. Рекомендуется, что в трещиноватых коллекторах необходимо увеличить расстояние между ВНК и интервалом перфорации с целью продлить безводный период эксплуатации скважин и использовать этот способ как один из методов регулирования эксплуатации добывающих скважин.

Разработка любого нефтяного месторождения сопровождается проявлением множества факторов, которые отрицательно влияют на весь ход процесса движения флюидов по продуктивным каналам к забоям добывающих скважин.

Среди них наиболее важными являются такие, как: прерывистость пласта, многопластовость залежи или эксплуатационного объекта, неоднородный состав нефти, расположения добывающих и нагнетательных скважин и режим их работы.

Как показала практика эксплуатации нефтяных месторождений, указанные факторы в ходе процесса добычи нефти из залежи проявляются одновременно и выделить среди них наиболее активно действующих не представляется возможным. Поэтому для улучшения процесса движения жидкости по пластам применяются различные методы воздействия путем усовершенствования ранее запроектированной системы заводнения [9].

Для интенсификации выработки запасов нефти из сложно построенных залежей дополнительно к блоковой системе воздействия на практике месторождения Узень были внедрены системы ступенчатого и фигурного заводнений, которые при конкретных геолого-промысловых условиях позволяют подключить в работу отдельные продуктивные интервалы пластов и пропластков [10]. Схема расположения скважин при указанных системах заводнения показана на *рисунке 1*.

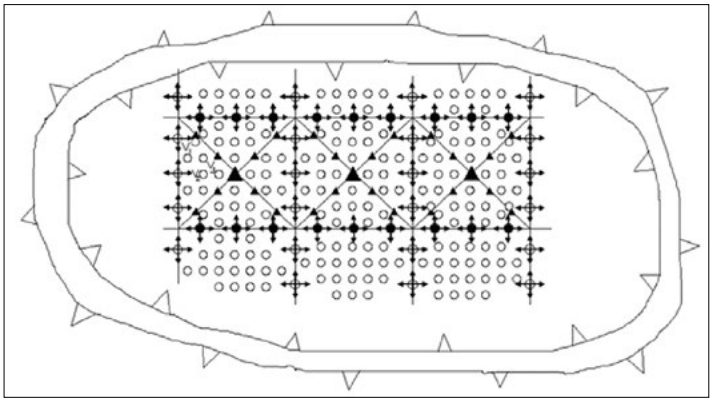


Рисунок 1 – **Схема расположения ступенчатого и фигурного разрезающих нагнетательных рядов и их участков**

и – ▲ соответственно, нагнетательные скважины блокового, ступенчатого и фигурного разрезающих рядов; ○ – добывающие скважины; △ ▽ – внешний и внутренний контуры нефтеносности

Был проведен анализ состояния эксплуатации нефтяных участков фигурного заводнения (ФЗ). Этот вид заводнения был обоснован и предложен для совершенствования системы воздействия на месторождении Узень учеными-нефтяниками России, т. е. сотрудниками Всероссийского научно-исследовательского института нефти и газа им. А.П. Крылова, и сущность его заключается в том, что в пределах полей СЗ от углов к центральной части бурят новые диагональные ряды нагнетательных скважин, длину которых определяют с учетом расположения пробуренных добывающих скважин [11]. В новых нагнетательных скважинах перфорацию производят избирательно (перфорируют только необводненные пласты) и для них создают дифференцированное давление нагнетания в зависимости от проницаемости пластов. Используя диагональные и ограничивающие ряды нагнетательных скважин, производят разносторонние изменения направления закачки воды и потоков пластовых флюидов. Для повышения эффективности применения диагональных рядов, при необходимости, бурят дополнительные добывающие скважины, а в центре

участка – добывающую скважину, которая вместе с большими четырьмя нагнетательными скважинами диагональных рядов образует регулярную пятиточечную систему площадного заводнения. Вообще, ФЗ можно определить как заводнение при диагональном размещении нагнетательных скважин внутри поля. С помощью этой технологии не только изменяют направление закачки воды и потоков пластовых жидкостей внутри нефтяного участка, но и создается вращательное движение этих потоков (эффект от которого тем выше, чем однороднее геологическое строение пластов) последовательным включением в работу диагональных рядов.

Анализ динамики основных технологических показателей разработки указанного участка свидетельствует о том, что внедрение фигурного заводнения способствовало снижению дебитов, добычи нефти, жидкости соответственно на 50%, 61,3%, 31,7% и 46,7%. При этом обводненность продукции скважин снизилась на 11,3%, т. е. добыча попутной воды уменьшилась на 72 тыс. тонн, или на 64,2%. Это свидетельствует о том, что в ходе процесса эксплуатации участка с внедрением фигурного заводнения новые интервалы (пласты) не были подключены к разработке. Такие факты встречаются и по другим участкам фигурного заводнения.

Из вышеизложенного следует, что фигурное заводнение способствовало возникновению нестационарного состояния фильтрации жидкости по пластам, которое привело к снижению обводненности продукции скважин по ранее работающим интервалам, а также по некоторым участкам. Этот метод благоприятно повлиял на ход процесса разработки путем подключения к эксплуатации новых продуктивных интервалов. Последнее привело к увеличению дебитов скважин и добычи нефти, а также одновременно к снижению дебитов, добычи жидкости и обводненности.

Для проведения количественной оценки величины технологической эффективности фигурного заводнения были рассчитаны величины дебитов нефти, жидкости и обводненности по нефтяным участкам после внедрения указанного метода, в предположении, если не было бы данного метода. В качестве примера рассматриваются участки $II^{А}$-2, IV-2, $V^{А}$-2 XIV и $III^{А}$-2 XV горизонтов. Для определения расчетных величин на случай отсутствия рассматриваемого метода была использована динамика фактических показателей до внедрения мероприятий.

При этом фактические показатели до применения фигурного заводнения были обработаны методом наименьших квадратов и созданы аналитические формулы, с помощью которых были рассчитаны изменения анализируемых данных на случай, если не было бы указанного метода. Результаты обработки приведены в *таблице 1.*

Используя вышеприведенные формулы, были определены расчетные величины дебитов нефти, жидкости и обводненности указанных участков XIV и XV горизонтов в предположении, если не было бы фигурного заводнения.

Результаты расчетов и обработки фактических данных, а также оценки величин технологической эффективности указанных участков приведены в *таблице 2.* Из нее видно, что дополнительно добыто по четырем участкам 487,9 тыс. т нефти.

Таким образом, получены формулы, с помощью которых можно определить дебиты скважин добывающих рядов. Путем проведения гидродинамических расчетов установлено, что применение фигурного заводнения в комплексе будет позволять полное подключение в работу новых нефтенасыщенных пластов, если будут созданы

Таблица 1 – **Аналитические формулы для определения расчетных технологических показателей с целью оценки эффективности фигурного заводнения**

Горизонт	Участок	Дебиты, т / сут		Обводненность продукции, В
		Нефти	жидкости	
XIV	II^a-2	$q^p_н$=14,3–0,607·t	$q^p_ж$=39,4–1,15·t	B=74,8–1,35·t
XIV	IV-2	$q^p_н$=25,7·$2^{-0.2·t}$	$q^p_ж$=43,6+0,317·t	B =27–0,471·t
XIV	V^a-2	$q^p_н$=11,3–0,69·t	$q^p_ж$=27,2+0,7·t	B=66,1+0,59·t
XV	III^a-2	$q^p_н$=7,4·$2,1^{-0.22·t}$	$q^p_ж$=15,4·$1,9^{-0.1·t}$	B=10,2·$2,2^{-0.11·t}$

Таблица 2 – **Результаты технологической эффективности участков фигурного заводнения**

Участки	Горизонт	Добыча, тыс. т				Обводненность В, %		Дополнительно добытая нефть, тыс. т.	Изменения объема попутно добываемой воды, тыс. т.
		при фигурном заводнении		без фигурного заводнения		при фигурном заводнении	без фигурного заводнения		
		Жидкость	нефть	Жидкость	нефть				
II^A-2	XIV	920,	368.1	1213,3	347,9	60,0	71,3	20,2	-313,2
III^A-2	XV	380,9	184,6	371,1	108,4	51,5	70,8	76,2	-66,4
IV-2	XIV	1531,5	364,2	1646,2	188,6	76,2	88,5	175,6	-290,3
V^A-1	XIV	1379,2	565,7	2098,7	349,8	58,9	83,3	215,9	-935,4
Всего		4211,9	1482,6	5329,3	994,7	64,8	81,3	487,9	-1605,3

новые самостоятельные системы обустройства по обеспечению соответствующими гидродинамическими параметрами давлений на устьях и на забоях нагнетательных и добывающих скважин.

Для увеличения объема добычи жидкости необходимо произвести уплотнение сетки скважин на участках фигурного воздействия в два раза.

REFERENCES

[1] Айткулов А.У. и др. *Пути повышения нефтеотдачи пластов месторождений Казахстана.* Алматы, 2002. 332 с. [Aytkulov A.U. and ect. *The ways of raise oil recovery in oil deposits of Kazakhstan*. Almaty, 2002. (In Russ.)]

[2] Айткулов А.У. *Эффективность технологий разработки.* Германия, 2015. 256 с. [Aytkulov A.U. *Efficiency of technology development*. Germany, 2015. (In Russ.)]

[3] Бисембаева К.Т., Айсаева Т., Жолбасарова А.Т. Дебит скважины при вторичной стимуляции. *Международный журнал техники и технологий.* 2018;7 / 4:376–379.

[Bissembayeva K.T., Aissayeva T.,.Zholbassarova A.T. Well flow rates at secondary well stimulation. *International journal of engineering and technology*. 2018;7 / 4.7:376–379. (In Russ.)]

[4] Бисембаева К.Т. *Совершенствование методов воздействия на нефтяные залежи многопластового месторождения.* Актау: Полиграф; 2015. 103 с. [Bissembayeva K.T. *Improvement of influencing methods on oil reservoir ofmultilayer deposits*. Aktau: Polygraph; 2015. (In Russ.)]

[5] Craig F.F. *The Reservoir Engineering Aspects of Waterflooding*. Doherty Memorial Fund of AIME in Richardson. Tex. SPE Monograph Series. Vol. 3. 1993. P. 134.

[6] Terry R.E., Rogers J.B. «Applied petroleum reservoir engineering», Prentice Hall, Pearson Education, Inc. New Jersey. 3rd ed. 2014.

[7] Delamaide E., Bazin B., Rousseau D., Degre G. Chemical EOR for Heavy Oil: The Canadian Experience. SPE EOR Conference at Oil and Gas. West Asia, Muscat, Oman. 2014.

[8] Kreyg D.R., Brey D.A. [Oil displacement by gas and misciblephase] *Materialy VIII Mirovogo neftyanogo kongressa. Diskussionnyj simpozium-9. «Dobycha uglevodorodov na pozdnej stadii razrabotki mestorozhdenij»* [Materials of the VIII World Petroleum Congress. Discussion symposium-9. «Recovery of hydrocarbons at a late stage of field development»], Moscow, 1971, pp. 84–111. (In Russian)

[9] Aytkulov A.U., Bisembayeva K.T. [Regulating the process of developing a The Reservoir multi-layered field using figure flooding methods]. *Materialy VI Kazahstansko-Rossijskoj mezhd. nauchno-prakticheskoj konferencii «Matematicheskoe modelirovanie nauchno-tekhnolgicheskih i ekologicheskih problem v neftegazodobyvayushchej promyshlennosti»* [Materials of the VI Kazakhstan-Russian International Scientific and Practical Conference«Mathematical modeling of scientific and technological and environmental problems in the oil and gas industry»]. Астана, 2007, pp. 10–14. (In Russian)

[10] Муллаев Б.Т., Абитова А.Ж., Саенко О.Б., Туркменбаева Б.Ж. – *Месторождение Узень: Проблемы и решения.* Алматы, 2016. 424 с.[Mullayev B.T., Abitova A.Zh., Saenko O.B., Turkmenbayeva B.Zh. *Uzen field: Problems and solutions*. Almaty: 2016. (In Russ).]

[11] Айткулов А.У. *Повышение эффективности процесса регулирования разработки нефтяных месторождений.* М.: ОАО ВНИИОЭНГ; 2000. 227 с.[Aytkulov A.U. *Improving the efficiency of the process of regulating the development of oil fields*. Moscow: OJSCVNIIOENG; 2000. (In Russ.)]

УДК 665.637.87/8; https://doi.org/10.37878.2708-0080/2020.017

ДОРОЖНЫЙ БИТУМ С ТЕХНОГЕННЫМ МОДИФИКАТОРОМ

Н.К. ИШМУХАМЕДОВА*,
доктор технических наук,
главный научный сотрудник,
https://orcid.org/0000–0001–8764–6979

НАО «Атырауский университет нефти и газа им. Сафи Утебаева»,
Республика Казахстан, 060027, г. Атырау, ул. М. Баймуханова, 45–а

Для получения нефтяных битумов использована экономически нерентабельная для переработки высокосмолистая нефть месторождения Каражанбас в качестве добавки к гудрону смеси нефтей Мартыши + Мангыстау. В качестве модифицирующего и пластифицирующего агента использован техногенный модификатор – элементная сера (отход Тенгизского нефтегазоперерабатывающего комплекса), а также введены различные индукционные моменты, которые являются дополнительным источником структурообразования окисляемого исходного сырья.

Нефть месторождения Каражанбас, хоть и экономически нерентабельна для переработки, но является уникальной по компонентному составу. Она содержит большое количество высокомолекулярных и смолисто-асфальтеновых компонентов (смол 24,18% и асфальтенов 4,85%), склонных к ассоциативным взаимодействиям и структурообразованию. Асфальтены, в свою очередь, являются стабилизаторами роста молекулярной массы и, в целом, вносят значительный вклад при повышении технологических параметров целевого продукта – битума. Механизм действия элементной серы заключается в том, что при диспергации с реакционной смесью происходит увеличение выделения кислых газов, таких как: H_2S, CO, SO_2, что объясняется увеличением скоростей реакции поликонденсации и уплотнения. Этим самым скорость реакции осернения битума в реакционной системе увеличивается. С течением времени интенсивность выделения газов падает из-за постепенного

*Автор для переписки. E-mail: nasima.ishmuhamedova@mail.ru

уменьшения скоростей и дальнейшего прекращения реакций уплотнения и поликонденсации. Структура битума стабилизируется.

В качестве дополнительного объекта структурообразователя были использованы индукционные моменты. В результате создания индукционных моментов увеличивался объем реакционноспособных моноциклоароматических и бициклоароматических углеводородов (что было подтверждено показателями инструментального анализа), которые способствуют ускорению процесса образования высокомолекулярных соединений, что приводит к повышению молекулярного веса окисляемого исходного сырья, благодаря чему улучшаются технологические параметры получаемого битума. Техногенная сера и индукционные моменты в тандеме оказывают суммарный эффект на физико-механические характеристики создаваемого нефтяного битума.

Резюмируя вышеизложенные результаты экспериментальных работ, следует отметить, что, выбирая расчетное количество исходного сырья, добавок и варьируя различными индукционными моментами, можно получить битум марки БН 80/120, а это дает возможность утилизировать техногенные отходы, что является экономически и экологически целесообразным.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: *нефть месторождения Каражанбас, гудрон, модификатор, индукционные моменты.*

ТЕХНОГЕНДІ МОДИФИКАТОРЫ БАР ЖОЛ БИТУМЫ

Н.К. ИШМУХАМЕДОВА, техника ғылымдарының докторы, бас ғылыми қызметкер,
https://orcid.org/0000–0001–8764–6979

«Сафи Өтебаев атындағы Атырау мұнай және газ университеті» КЕАҚ,
Қазақстан Республикасы, 060027, Атырау қ, М. Баймұханов көшесі, 45–а

Мұнай битумдарын игеру үшін Мартыши + Маңғыстау мұнай қоспасының гудронына қосымша ретінде Қаражанбас кен орнының жоғары шайырлы мұнайын қайта өңдеу үшін экономикалық рентабельді емес мұнай пайдаланылды. Модификациялаушы және пластификациялаушы агент ретінде техногендік модификатор – элементті күкірт (Теңіз мұнай-газ өңдеу кешенінің қалдықтары) қолданылды, сондай-ақ тотықтандырылатын бастапқы шикізаттың құрылым түзілуінің қосымша көзі болып табылатын түрлі индукциялық сәттер енгізілді.

Қаражанбас кен орнының мұнайын өңдеу үшін экономикалық тиімсіз болса да, компоненттік құрамы бойынша бірегей болып табылады. Ол жоғары молекулалық және шайыр-асфальтендік компоненттердің (шайырлар 24,18% және асфальтендер 4,85%) ассоциативті өзара іс-қимылға және құрылым жасауға бейім. Асфальтендер өз кезегінде молекулалық массаның өсуін тұрақтандырғыштар болып табылады және тұтастай алғанда мақсатты өнім – битумның технологиялық параметрлерін арттыруда елеулі үлес қосады. Элементтік күкірттің әсер ету механизмі реакциялық қоспамен диспергация кезінде H_2S, CO, SO_2 сияқты қышқыл газдардың бөлінуінің артуы жүреді, бұл поликонденсация және тығыздау реакцияларының жылдамдықтарының артуымен түсіндіріледі. Бұл реакциялық жүйеде битум күкірттену реакциясының жылдамдығы артады. Уақыт өте келе газдардың бөліну қарқындылығы жылдамдықтардың біртіндеп азаюынан, тығыздау және поликонденсация реакцияларының одан әрі тоқтатылуына байланысты құлайды. Битум құрылымы тұрақтанады.

Құрылым құрушының қосымша объектісі ретінде индукциялық сәттер қолданылды. Индукциялық сәттерді құру нәтижесінде жоғары молекулалық қосылыстардың пайда болу процесін жылдамдатуға ықпал ететін реакциялық қабілетті моноциклоароматикалық және бициклоароматикалық көмірсутектердің көлемі артты (бұл аспаптық талдау көрсеткіштерімен расталған), бұл тотықтандырылатын бастапқы шикізаттың молекулалық

салмағының артуына алып келеді, осының арқасында алынатын битумның технологиялық параметрлері жақсарады. Техногенді күкірт және тандемдегі индукциялық сәттер әзірленетін битумның физикалық-механикалық сипаттамаларына жиынтық әсер етеді.

Жоғарыда баяндалған эксперименталды жұмыстардың нәтижелерін түйіндей келе, бастапқы шикізаттың, қоспалардың есептік санын таңдай отырып және әртүрлі индукциялық сәттермен талдау жасап БН 80/120 маркалы битум алуға болатынын атап өткен жөн, бұл техногенді қалдықтарды кәдеге жаратуға мүмкіндік береді, бұл экономикалық және экологиялық мақсатка сай болып табылады.

ТҮЙІН СӨЗДЕР: *Қаражанбас мұнайы, гудрон, модификатор, индукциялық сәттер.*

ROAD BITUMEN WITH A MAN-MADE MODIFIER

N.K. ISHMUHAMEDOVA, Doctor of Technical Sciences, Chief Researcher,
https://orcid.org/0000–0001–8764–6979

«Atyrau Oil and Gas Universitynamed after Safi Uterbayev» NJSC
Republic of Kazakhstan,060027, Atyrau, M. Baimukhanov st., 45–a

In this work, for the development of oil bitumens, the high-tar oil of the Karazhanbas field, which is economically unprofitable for processing, is used as an additive to the tar of a mixture of oils of Martyshi + Mangystau. As a modifying and plasticizing agent, a technogenic modifier – elemental sulfur (waste from the Tengiz oil and gas processing complex) was used, and various induction moments were introduced, which are an additional source of structure formation of the oxidized feedstock.

The Karazhanbas oil field, although economically unprofitable for processing, is unique in its component composition. It contains a large number of high-molecular and resinous-asphaltene components (resins 24,18% and asphaltenes 4,85%) prone to associative interactions and structure formation. Asphaltenes, in turn, are stabilizers of molecular weight growth, and, in general, make a significant contribution to improving the technological parameters of the target product-bitumen. The mechanism of action of elemental sulfur is that when dispersed with a reaction mixture, there is an increase in the release of acid gases, such as: H_2S, CO, SO_2, which is explained by an increase in the rates of polycondensation and compaction reactions. This increases the rate of reaction of bitumen sulphurization in the reaction system. Over time, the intensity of gas release decreases due to a gradual decrease in the rates and further cessation of compaction and polycondensation reactions. The structure of the bitumen stabilizes.

Induction moments were used as an additional object of the structure builder. The creation of the induction factors increased the amount of reactive monocularity and bicyclogermacrene hydrocarbons (as confirmed by the indicators of instrumental analysis) that accelerate the formation of high molecular compounds, which leads to increased molecular weight of oxidizable starting material, thereby improving the technological parameters of the resulting bitumen. Technogenic sulfur and induction moments in tandem have a combined effect on the physical and mechanical characteristics of the developed bitumen.

Summarizing the above results of experimental work, it should be noted that by choosing the calculated amount of raw materials, additives and varying various induction moments, you can get bitumen of the BN 80/120 brand, and this makes it possible to dispose of man-made waste, which is economically and environmentally appropriate.

KEY WORDS: *Karazhanbas oil, tar, modifier, induction moments.*

Проблема повышения качества дорожных покрытий весьма важна для казахстанского дорожного строительства, поскольку интенсивность ввода новых автомагистралей по программе «Нұрлы жол» напрямую связана с требуемым объемом затрат на ежегодный ремонт дорожных покрытий и определяется им. В этой ситуации достаточно остро ставятся вопросы производства качественных дорожных битумов, обеспечивающих значительное увеличение долговечности асфальтобетонных покрытий.

Основным процессом производства битумов в странах СНГ является окисление – продувка гудронов воздухом при температурах 230–300°С и продолжительности 12 часов. Процесс окисления останется основным, по крайней мере, в ближайшей перспективе, так как углубление переработки нефти, способствующее переходу на получение битумов, прежде всего, дорожных, в процессе глубокой вакуумной перегонки происходит медленно. Следует отметить, что действующему в СНГ стандарту лучше соответствуют битумы процесса окисления [1]. Основными факторами, определяющими свойства окисленных битумов, являются групповой состав исходного сырья и технологические параметры окисления, а также способ изменения качественных показателей окисленных битумов за счет введения модификаторов, структурообразователей в исходное сырье [2]. Невысокая пластичность окисленных битумов, полученных только из гудрона, обусловлена повышенным содержанием асфальтенов, образующих достаточно жесткую структурную сетку, поэтому структурирование битума осуществляется в большей мере за счет смол, чем за счет асфальтенов [3].

Следует отметить, что дорожные вяжущие, традиционно производимые на Павлодарском НПЗ по обычной технологии окисления, в силу ряда причин становятся все более малопригодными для строительства долговечных дорожных покрытий. Они характеризуются недостаточной устойчивостью к процессам окислительного старения, обладают невысокими значениями показателя растяжимости (до и после старения), плохо сцепляются с минеральными материалами кислого характера, что приводит к выщелачиванию отдельных частиц дорожного покрытия под действием нагрузок [4, 5].

Данная работа является продолжением исследований [6]. Для разработки нефтяных битумов использованы: гудрон смеси нефтей Мартыши + Мангыстау с температурой размягчения 24°С, вакуумный остаток > удалить пробел 450°С высокосмолистой нефти (ВСН) месторождения Каражанбас, модификатор – элементная сера Тенгизского нефтегазоконденсатного завода и дополнительный структурообразователь – индукционные моменты.

Гудрон смеси нефтей Мартыши + Мангыстау 1:1, имеющий следующие характеристики, представлен в *таблице 1*.

Физико-химические параметры обезвоженной и обессоленной высокосмолистой нефти месторождения Каражанбас и нефти месторождения Каламкас в качестве сравнительного анализа представлены в *таблице 2*.

Таблица 1 – **Гудрон смеси нефтей Мартыши + Мангыстау**

Параметры	Показатели
Плотность ρ^{20}_4, кг/м^3	966,5
Молекулярная масса	675
Коксуемость, масс, %	5,8
Содержание, масс, %	
Элементный состав: углерод	83,8
водород	13,6
сера	0,3
Компонентный состав: масла	67,3
смолы	23,4
асфальтены	8,1

Таблица 2 – **Физико-химические характеристики нефтей**

Показатели	Месторождения нефтей	
	Каражанбас	Каламкас
Глубина залегания, м	285–290	845–858
Удельный вес, ρ^{20}_4	0,9418	0,9217
Молекулярная масса Содержание, % мас.: смол	384 24,18	285 12,14
асфальтенов	4,85	1,48
парафина	1,50	3,18
Элементный состав, % масс.: C	82,51	84,10
H	11,79	12,00
N	0,85	0,64
S	2,55	1,62
O	2,30	1,64
Выход фракций, % мас.: НК – 200°C	6,00	14,76
200–250°C	3,00	5,43
250–300°C	6,84	8,36
300–350°C	10,11	11,21
350–400°C	5,13	6,86
400–450°C	12,15	4,38

Из *таблицы 2* следует, что выбранная каражанбасская нефть в качестве добавки к гудрону для получения нефтяного битума, в отличие от нефти месторождения Каламкас, отличается повышенной смолистостью (24,18% мас.) и асфальтенов (4,85% мас.) Следует отметить, что асфальтены, в свою очередь, являются стабилизаторами роста молекулярной массы и, в целом, вносят определенную лепту при улучшении технологических параметров получаемого битума [7–9].

ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНАЯ ЧАСТЬ

Процесс окисления гудрона и вакуумного остатка >450°С высокосмолистой нефти проводили в барботажном реакторе при термостатировании 200–210°С, удельном расходе воздуха 1,8–2 л/мин•кг.

В процессе окисления реакционная смесь была два раза подвергнута индукционной обработке. Процесс окисления исходного сырья был завершен при достижении битумным вяжущим температуры по КиШ 28–30°С. Затем реакционную смесь деконтировали в лабораторный смеситель и дали остыть до 100–120°С. После достижения вышеупомянутой температуры включили обогрев и при интенсивной диспергации внесли расплавленную серу. Термостатирование реакционной смеси колебалось в пределах допустимой нормы работы с элементной серой. Время диспергации зависит от готовности получаемого целевого продукта.

Следует отметить немаловажную роль индукционных моментов. В результате создания индукционных моментов увеличивается объем реакционноспособных бициклоароматических и полициклоароматических углеводородов (что было подтверждено показателями инструментального анализа), которые способствуют ускорению процесса образования высокомолекулярных соединений, что приводит к повышению молекулярного веса окисляемого сырья, благодаря чему улучшаются технологические характеристики получаемого битума.

Технологические параметры битумного вяжущего представлены в *таблице 3*.

Таблица 3 – **Результаты испытаний образца нефтяного битума, полученного в условиях лаборатории**

Наименование	ГОСТ 22245–90	Битум марки БН 80/120
Глубина проникания иглы, см при 25°С при 0°С, не менее	 91–130 28	 105 30
Температура размягчения,°С не менее	43	48
Растяжимость, см, не менее: при 25°С при 0°С	 65 4,0	 66,5 4,2
Температура вспышки,°С, не менее	230	230
Температура хрупкости,°С, не более	- 17	-15

Из данных *таблицы 3* следует, что в результате данной работы был получен нефтяной битум со следующими технологическими характеристиками: пенетрацией при 25–105°С; температурой размягчения 48°С; дуктильностью при 25°С, 66,5 см; температурой вспышки 230°С и температурой хрупкости минус 15°С, что соответствует ГОСТ 22245–90 на марку битума БН 80/120.

Таким образом, большое содержание в нефти Каражанбас высокомолекулярных компонентов, склонных к ассоциативным взаимодействиям и структурообразованию в тандеме с гудроном смеси нефтей Мартыши + Мангыстау с добавлением техно-

генного модификатора – элементной серы и введенных индукционных моментов, приводит к повышению технологических параметров целевого продукта – битумного вяжущего, а также дает возможность рационально утилизировать побочные продукты нефтепереработки, что является экономически и экологически целесообразным.

REFERENCES

[1] Грудников И.Б. *Нефтяные битумы.Процессы и технологии производств.*Уфа: Издательство ГУП ИНХП РБ;. 2015.288 с. [Grudnikov I. B. *Oil bitumens. Production processes and technologies*.Ufa: Publishing house GUP INKhP RB; 2015. 288 p. (In Russ.)]

[2] Шрубок А.О., Грушова Е.И. Особенности жидкофазного окисления нефтяного гудрона в присутствии модификаторов. *Нефтехимия.* 2017; 57(5):545–550. [Shrubok A. O., Grushova E.I. Features of liquid-phase oxidation of oil tarinthepresence of modifiers. *Neftekhimiya / Petroleum Chemistry* 2017; 57(5):545–550. (In Russ.)]

[3] Ишмухамедова Н.К., Дюсенгалиев К.И. Окисление гудрона в присутствии высокосмолистой нефти. *Химия и технология топлив и масел.* 1990; 8:14–15. [Ishmukhamedova N.K., Dyusengaliev K. I. Oxidation of tar in the presence of high-tar oil.*Khimiya i tekhnologiya topliv i masel / Chemistry and technology of fuels and oils*. 1990; 8:14–15. (In Russ.)]

[4] Печеный В.Г. *Битумы и битуминозные композиции.* Москва; 1990. 256 с. [Pechenyi V.G. *Bitumens and bituminous compositions*.Moscow; 1990. 256 p. (In Russ.)]

[5] Кутьин Ю.А., Хайрутдинов И.Р., Имашев У.Б. и др. Рациональные направления производства дорожных битумов. *Башкирский химический журнал.* 1996; 3(3):27–32. [Kutin Yu. A., Khairutdinov I. R., Imashev U. B. and others.Rational directions of road bitumen production. *Bashkirskij himicheskij zhurnal* / *Bashkir chemical journal*. 1996; 3(3):27–32. (In Russ.)]

[6] Ishmukhamedova N.K., Akzhigitov A.S., Ismukhanbetov R.G., Abilkhairov A.I. Патент РК № 33196, 2018. Sposob polucheniya bituma [Method for obtaining bitumen] Patent KZ, no. 33196, 2018.

[7] Лесер Д. Коллоидная структура битума: последствия для реологии и механизмов модификации битума. *Коллоидный журнал*. 2009; 145:42–82. [Lesueur D. The colloidal structure of bitumen: consequences on rheology and on the mechanisms of bitumen modification. *Kolloidnyj zhurnal* / *Colloid Journal* 2009; 145: 42–82. (In Russ.)]

[8] Лу С., Ределиус П. Состав и характеристика восков, выделенных из битумов. *Энергетика и топливо.* 2006; 20:653–660. [Lu X., Redelius P. Compositional and characterization of waxesisolated from bitumens. *Энергетика и топливо* / *Energy&Fuel*. 2006; 20:653–660. (In Russ.)]

[9] Stachowiak C., Vigue J.-R., Grolier J.-P.E. et al. Effect of n-alkanes on asphaltene structuring in petroleum oils. *Langmuir*. – 2005. – № 21. – P. 4824–4829.]

УДК 665; https://doi.org/10.37878.2708-0080/2020.018

НОВАЯ ТЕХНОЛОГИЯ ПРОИЗВОДСТВА СЖИЖЕННОГО ПРИРОДНОГО ГАЗА ДЛЯ АВТОТРАНСПОРТА И ГАЗИФИКАЦИИ РЕГИОНОВ

Х.С. МЕРПЕИСОВ[1]*,
директор,
https://orcid.org/0000–0003–1934–7971

В.В. ФИНЬКО[2], генеральный директор, инженер

В.Е. ФИНЬКО[2], кандидат технических наук, член-корреспондент Международной академии холода, главный конструктор

[1]ТОО «Научно-техническая фирма Инжиниринг»
Республика Казахстан, 030012, г. Актобе, ул. Маресьева, 2 «Б», к. 8

[2]ООО «Фирма новых технологий»
Российская Федерация, 198510, Санкт-Петербург,
Петродворец, ул. Братьев Горкушенко 18, кв. 44

Для выполнения Постановления Правительства по переводу транспорта на газ и газификации регионов предлагаются новые, проверенные на практике, технологии производства сжиженного природного газа, обеспечивающие получение товарного продукта по самой низкой себестоимости. Окупаемость затрат на установки – до одного года. Ресурс работы установок без вращающихся механизмов соизмерим со сроком службы магистральных газопроводов. Аналоги таких установок в мировой практике отсутствуют.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: *сжиженный газ, установка получения сжиженного газа, новая технология, газомоторное топливо, экономическая эффективность газорегулирующих станций магистрального газопровода, окупаемость.*

*Автор для переписки. E-mail: mhamit@rambler.ru

АВТОКӨЛІККЕ ЖӘНЕ АЙМАҚТАРДЫ ГАЗДАНДЫРУҒА АРНАЛҒАН СҰЙЫТЫЛҒАН ТАБИҒИ ГАЗ ӨНДІРІСІНІҢ ЖАҢА ТЕХНОЛОГИЯСЫ

Х.С. МЕРПЕИСОВ[1], директор, *https://orcid.org/0000–0003–1934–7971*
В.В. ФИНЬКО[2], бас директор, инженер
В.Е. ФИНЬКО[2], т.ғ.к., салқынның Халықаралық академиясының корреспондент мүшесі, бас құрастырушы

[1]«Инжиниринг Ғылыми-техникалық фирма» ЖШС
Қазақстан Республикасы, 030012, Ақтөбе қаласы, Маресьев көшесі, 2 «Б», 8 к

[2]«Жаңа технологиялар фирмасы» ЖШҚ
Ресей Федерациясы, 198510.
С-Петербург, Петродворец, ағайынды Горкушенко көшесі 18, 44 пәтер

Көлікті газға көшіру және аймақтарды газдандыру бойынша Үкімет қаулысын орындау үшін СПГ өндірісінің тәжірибеде тексерілген жаңа технологиялары ұсынылады, олар ең төменгі өзіндік құнмен тауар өнімін алуды қамтамасыз етеді. Қондырғыларға кеткен шығын бір жыл ішінде өтеледі. Айналу механизмдерін қоспағанда қондырғылардың жұмыс қоры магистралды газ құбырларының қызмет ету мерзімімен өлшенеді. Осындай қондырғылардың баламалары әлемдік тәжірибеде жоқ.

ТҮЙІН СӨЗДЕР: *сұйылтылған газ, қондырғы, сұйылтылған газды алу, жаңа технология, газмоторлы отын, магистралды газ құбырының газреттегіш бекеттерінің экономикалық тиімділігі, өтелімділік.*

NEW TECHNOLOGY FOR LIQUEFIED NATURAL GAS PRODUCTION FOR MOTOR TRANSPORT AND PROVISION OF REGIONS WITH GAS SUPPLY

Kh.S. MERPEYISSOV[1]*, Director, *https://orcid.org/0000–0003–1934–7971*
V.V. FINKO[2], General Director, Engineer
V.E. FINKO[2], Candidate of Technical Sciences, Corresponding Member of the International Academy of Refrigeration,Chief Structural Engineer

[1] Engineering Scientific and Technical Firm LLP
Republic of Kazakhstan, 030012,Aktobe, Maresyevast., 2 «B», appt. 8

[2] Firm of new technologies LLC
Russian Federation, 198510. St. Petersburg
Petrodvorets, Gorkushenko Brothers st. 18, apt. 44

For implementation of Government Decree on conversion of transport to gas fuel and provision of regions with gas supply the new field-proven technologies for liquefied natural gas production are proposed ensuring the lowest possible production cost of the product. Cost recovery for installations up to one year. Operational life of non-rotating installations is commensurate with the service life of the main gas lines. There are no analogues of such installations in world practice.

KEY WORDS: *liquefied gas, installation for liquefied gas production, new technology, gas engine fuel, economic efficiency of gas control stations of the main gas lines, cost recovery.*

ВВЕДЕНИЕ

Постановление Правительства РК за № 797 от 2018 г. [1] о переводе городского транспорта на газ является революционным мероприятием, так как реализация его позволит обеспечить быстрый технический прогресс и существенно повысит благосостояние подавляющей части населения страны. На постсоветском пространстве РК является единственной страной, которая проблему использования газа на транспорте и для газификации удаленных от газовых месторождений регионов подняла на государственный уровень с обеспечением целевого финансирования. Другая важная задача – газификация РК, поставленная Президентом для всех ветвей исполнительных органов, реализуется темпами вследствие применения технологии, основанной на прокладке дорогостоящих труб от магистральных газопроводов к потребителям. Огромные территории и большие расстояния между населенными пунктами для проведения газификации удаленных регионов потребуют весьма больших капитальных вложений, что резко ограничивает возможности подключения многих потребителей к газу, как и для перевода транспорта на газ [2]. Предлагается надежный, проверенный в России, более экономичный и быстрый способ решения поставленных задач через сжиженный природный газ (СПГ – сжиженный метан), который может доставляться без потерь потребителям, удаленным за 1000 км. На конкурсной основе по заказу Авиационного научно-технического комплекса им. Туполева была выбрана самая эффективная технология производства СПГ за счет применения нового генератора холода без вращающихся механизмов. Созданная на его базе опытно-промышленная установка была размещена на АГНКС № 8 ПО «Лентрансгаз», а проведенные испытания подтвердили высокую экономичность и эффективность использования новой технологии для газификациии энергообеспечения удаленных регионов и перевода части транспорта на газ [3]. Специалистами ПО «Лентрансгаз» за весьма короткий срок был газифицирован рабочий поселок, удаленный на 220 км от места производства СПГ, переоборудован автомобиль КАМАЗ и речной прогулочный катер на использование газа вместо дизельного топлива. Для компании «Петротранснефтепродукт» три мазутных котла, отработавшие свой ресурс, были заменены на новые финские, использующие природный газ. Регулярная доставка СПГ потребителям обеспечивалась криоперевозчиками объемом 16 м^3. За счет теплоты окружающей среды СПГ регазифицировался и поступал потребителям. Замена мазутных котлов обеспечила возврат всех понесенных затрат всего за два года работы оборудования при условии сохранения обслуживающего персонала. Участники создания новой технологии производства СПГ и его применения были удостоены премии Газпрома за 2000 г.

Республика Казахстан занимает весьма выгодное положение по любому из возможных направлений маршрута Шелкового пути из Китая в Европу (через Россию или Иран). Поэтому перспектива развития «Международного Транспортного Маршрута «Европа – Азия» (МТМ ЕК) очень сильно зависит от топливного рынка СПГ в республике, что позволит стать важным участником обеспечения заправок транспорта с весьма привлекательной ценой для покупателя и высокой вероятностью получения больших гарантированных прибылей при условии развития

экономичного производства СПГ самой низкой себестоимости. Без развития в РК аналогичного производства СПГ самой низкой себестоимости невозможно будет выполнить важные правительственные задачи.

ВЫБОР И ОБОСНОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИИ ПРОИЗВОДСТВА СПГ

Все существующие и используемые технологии производства СПГ больших и малых часовых объемов, обобщенные в газовой энциклопедии [4], практически исчерпали свои возможности в части снижения капитальных и эксплуатационных затрат, а также уменьшения себестоимости получаемого продукта, отвечающего требованиям на моторное топливо. Используемые в качестве генераторов холода самые совершенные и дорогие турбодетандеры требуют для привода больших затрат электроэнергии, а подготовка сырьевого газа для сжижения вынуждает обеспечивать весьма высокую его чистоту, что связано с большими эксплуатационными затратами. Все турбодетандеры имеют ограниченный ресурс непрерывной работы, а периодическая замена их на новые через каждые 5 лет требует новых больших капитальных вложений и приводит к временным задержкам в работе, что выражается в потерях прибыли. Кроме того, подготовка к сжижению даже магистрального газа, по данным исследований специалистов [5], стоит таких затрат, которые превышают стоимость самих установок сжижения в 2–3 раза. Поэтому, по причине высокой себестоимости получения СПГ, малотоннажное производство его не нашло широкого развития ни в одной стране мира, владеющей даже самыми передовыми технологиями.

Предлагается новая технология производства СПГ, в конструкции установок которой отсутствуют вращающиеся механизмы, поэтому ресурс работы комплекса соизмерим со сроком службы магистрального газопровода. На прилагаемой схеме *(рисунок 1)* представлен комплекс непрерывного производства СПГ производительностью до 7 т/ч.

Он отличается тем, что не требуются системы предварительной подготовки и осушки газа, так как все вредные включения, присутствующие в магистральном газе (влага, углекислота, эмульсии, машинное масло и даже ртуть) – вымораживаются. А выводятся они из установки при растеплении (отогреве) от газогидратов, которые образуют легкие углеводороды и углекислота при низких температурах вследствие наличия в газе влаги. Генератором холода в новой технологии служит устройство без вращающихся механизмов, особенностью которого является способность переохлаждать технические газы ниже температуры их затвердевания [6]. Получаемый такими генераторами избыток холода (весьма низких температур) позволяет обеспечить высокий коэффициент сжижения. Предлагаемый комплекс производства СПГ включает три соединенных между собой блока, в первом из которых происходит отделение тяжелых компонентов (С5+), а также вымораживается влага, эмульсии, масла и ртуть. Во втором блоке установки конденсируются пропан с бутаном и частично этан, которые накапливаются в нем, а затем автоматически переливаются в первый блок, обеспечивая эффективное охлаждение входного потока. Также из первого блока в накопитель отводится товарная пропан-бутановая смесь. В третьем

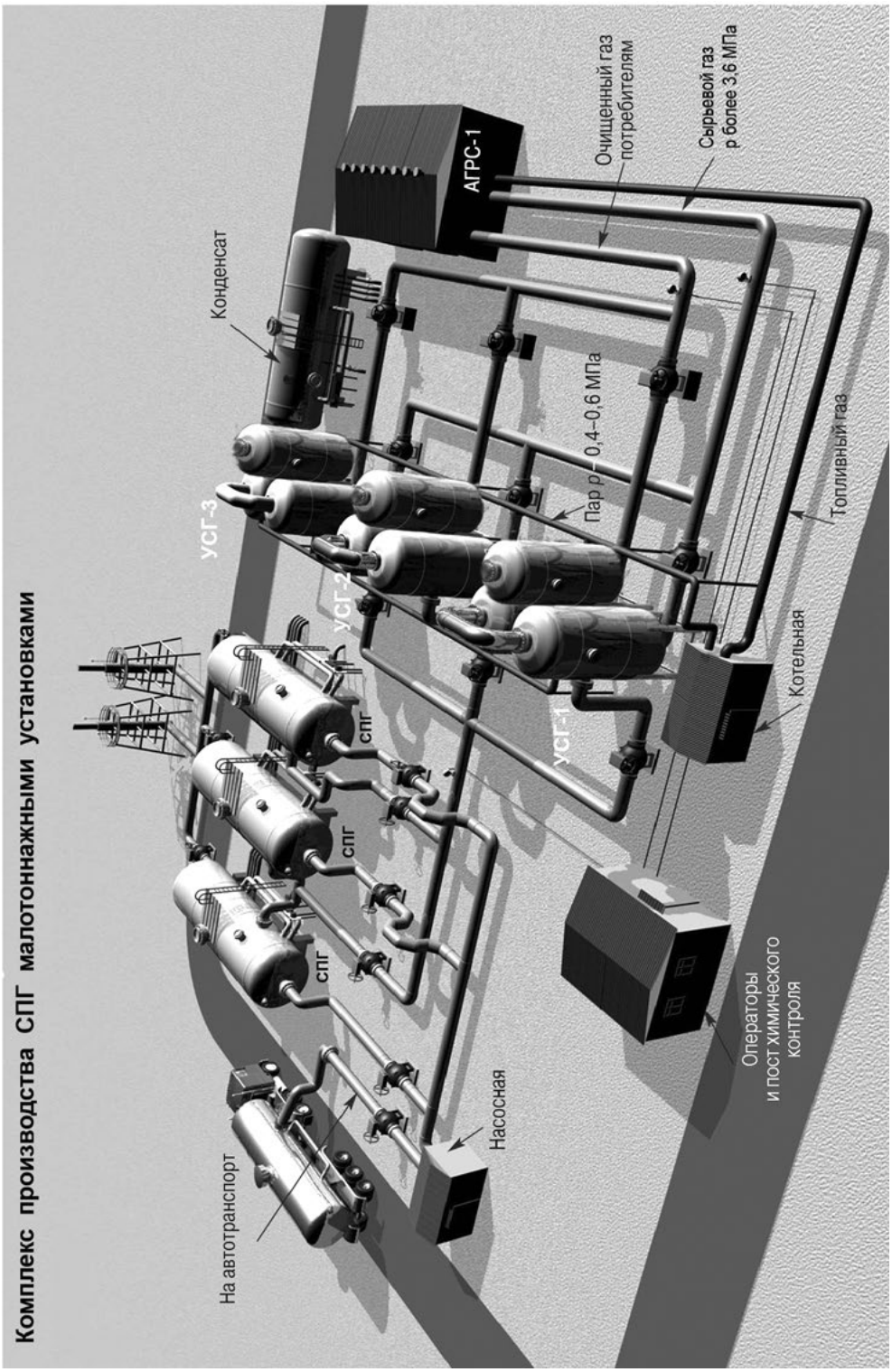


Рисунок 1 – **Комплекс производства СПГ малотоннажными установками**

блоке конденсируется этан с метаном, которые также накапливаются в объеме блока, что обеспечивает охлаждение входного потока газа до более низких температур. Далее при достижении определенного уровня сжиженных продуктов в третьем блоке – СПГ за счет избыточного давления отводится в криостат. Обслуживать комплекс из трех установок в смену смогут всего три оператора. Если разместить по трассе МТМ ЕК предлагаемые установки сжижения на газораспределительных станциях магистрального газопровода (ГРС МГ) с большим потреблением газа низкого давления в городах Алматы, Тараз, Шымкент, Кызылорда, Аральск и Актобе, то можно будет получать СПГ, себестоимость которого превысит стоимость сырьевого газа всего на 7%. Этот вывод обосновывается тем, что для производства СПГ по предлагаемой технологии используется только перепад давления между магистральным газом (4,0 МПа и выше) и давлением газа, которое отводится потребителям (0,6 МПа). Потребление электроэнергии на ГРС с размещением на них комплексов производства СПГ необходимо только для освещения и обеспечения работы электронного оборудования. Сравним характеристики предлагаемых установок производительностью до 5 т/ч с теми разработками из США и России, которые используются в Китае для получения СПГ производительностью до 2 т/ч. Вариант установки России, поставки Криогенмаш работает при давлении газа в 22,0 МПа, что требует использования дополнительного компрессора с обеспечением на привод электроэнергии мощностью до 300 кВт. Второй вариант установки Криогенмаш основан на использовании низкотемпературного азота, который производится в специальной установке, также требующей больших энергозатрат. Очевидно, что себестоимость производства СПГ на таких установках становится весьма высокой. Установка получения СПГ разработки США использует в качестве хладагента ядовитый аммиак, утечки которого губительны для персонала и окружающей среды. Для генерации холода в таком комплексе используется турбодетандер, требующий дорогостоящей системы подготовки и очистки газа от вредных примесей, а также подвода электроэнергии для привода, что в итоге приводит к высокой себестоимости получаемого СПГ.

Предлагаемый вариант установок производства СПГ не требует подвода энергии и применения дополнительных рабочих тел, в них отсутствуют вращающиеся механизмы, поэтому они надежны, просты в обслуживании и имеют самую низкую себестоимость. Поставляются установки в полной заводской готовности и для подключения их к работе потребуется только выполнить необходимые присоединения. Если одну американскую установку должны обслуживать пять операторов в смену, то предлагаемый комплекс из трех установок обслуживают всего три оператора. Из приведенного сравнения характеристик установок следует, если для примера 1 кг магистрального газа в РК стоит 20 тенге, то 1 кг СПГ, полученный на предлагаемой установке, будет стоить всего 21,4 тенге, что гарантирует привлечение иностранных покупателей на такой продукт, так как 1 кг СПГ в Китае стоит 4,7 юаня или 254 тенге. Поэтому использование предлагаемой новой технологии обеспечит получение существенных гарантированных прибылей, что позволит быстро компенсировать затраты по приобретению комплексов сжижения. Отметим, что по доступным нам источникам информации, на текущий момент отсутствуют в мировой практике

подобные разработки установок производства СПГ. Поэтому использование новой технологии открывает широкие возможности по газификации удаленных регионов с переводом на газ всего городского транспорта в областных центрах, гарантируя снабжение транспорта, следующего по МТМ ЕК, качественным топливом.

Другим важным источником газоснабжения для всех видов транспорта и газификации, а главное для производства СПГ, являются станции газовой заправки автомобилей (АГНКС). Намечаемое большое строительство таких станций по трассе МТМ ЕК потребует огромных капитальных затрат, возврат которых в будущем не гарантирован при заправке транспорта на АГНКС только сжатым до 20,0 МПа газом. При таком способе их использования гарантируется повторение неудачи России по переводу транспорта на газ, так как построенные в 1980–1988 годах в разных городах 256 АГНКС, рассчитанные на заправку от 250 до 500 автомобилей в сутки, оказались убыточными. Только некоторые из них смогли заправлять в сутки до 100 автомобилей, а в Санкт-Петербурге только одна из десяти станций обеспечивала требуемое число заправок, поэтому подавляющее большинство АГНКС оказались убыточными**.** Суммарные годовые убытки по 230 станциям составляли около 200 млн руб. Принятая на текущий момент в России компанией ООО «Газпромгазомоторное топливо» идеология заправки транспорта на всех вновь строящихся АГНКС только сжатым газом грозит очередным, уже четвертым по счету провалом перевода транспорта на газ. В РК повторили убыточность введенных в эксплуатацию АГНКС на сжатом газе. Эксплуатируемые АГНКС в гг. Алматы, Актобе, Актау и Рудный показали их загрузку на 15–20%, а остальные 80% заправочных станций простаивают. На территории РК до конца 2022 г. намечено строительство и ввод в эксплуатацию 100 АГНКС [7]. Такое состояние лишь повышает финансовые вложения и убыточность АГНКС, работающих на производство газомоторного топлива в качестве сжатого газа. Чтобы РК не повторяла в будущем эти ошибки, рентабельность всем станциям сможет обеспечить только получение на АГНКС *(рис*унок *2)* сжиженного метана, отвечающего требованиям на моторное топливо по ГОСТ Р 56921–2014 [8]. Этот вывод впервые был получен в ПО «Лентрансгаз», который совместно с АНТК им. Туполева провел успешные испытания в 1991 году опытно-промышленной установки производства СПГ [3]. При работе станции в ночное время, когда почти отсутствует заправка автотранспорта, получали СПГ, реализация которого разным потребителям обеспечивала рентабельность работы данной АГНКС.

Третьим обязательным источником газоснабжения и важной сырьевой базой для решения поставленных задач должны стать нефтяные промыслы с большим объемом выделения попутного газа, который необходимо полностью утилизировать и весь сжижать. Новые технологии позволяют весьма экономично и эффективно решить задачу на примере установок по очистке жанажольского газа от сероводорода и меркаптанов, которые работали в г. Актобе с 2001 по 2005 г. [9]. Большим резервом увеличения добычи газа могут стать также малые газовые месторождения, на которых весь объем выделяемого газа должен сжижаться. Решение этих задач позволит существенно увеличить ресурсную базу для производства в РК электроэнергии самой низкой себестоимости.

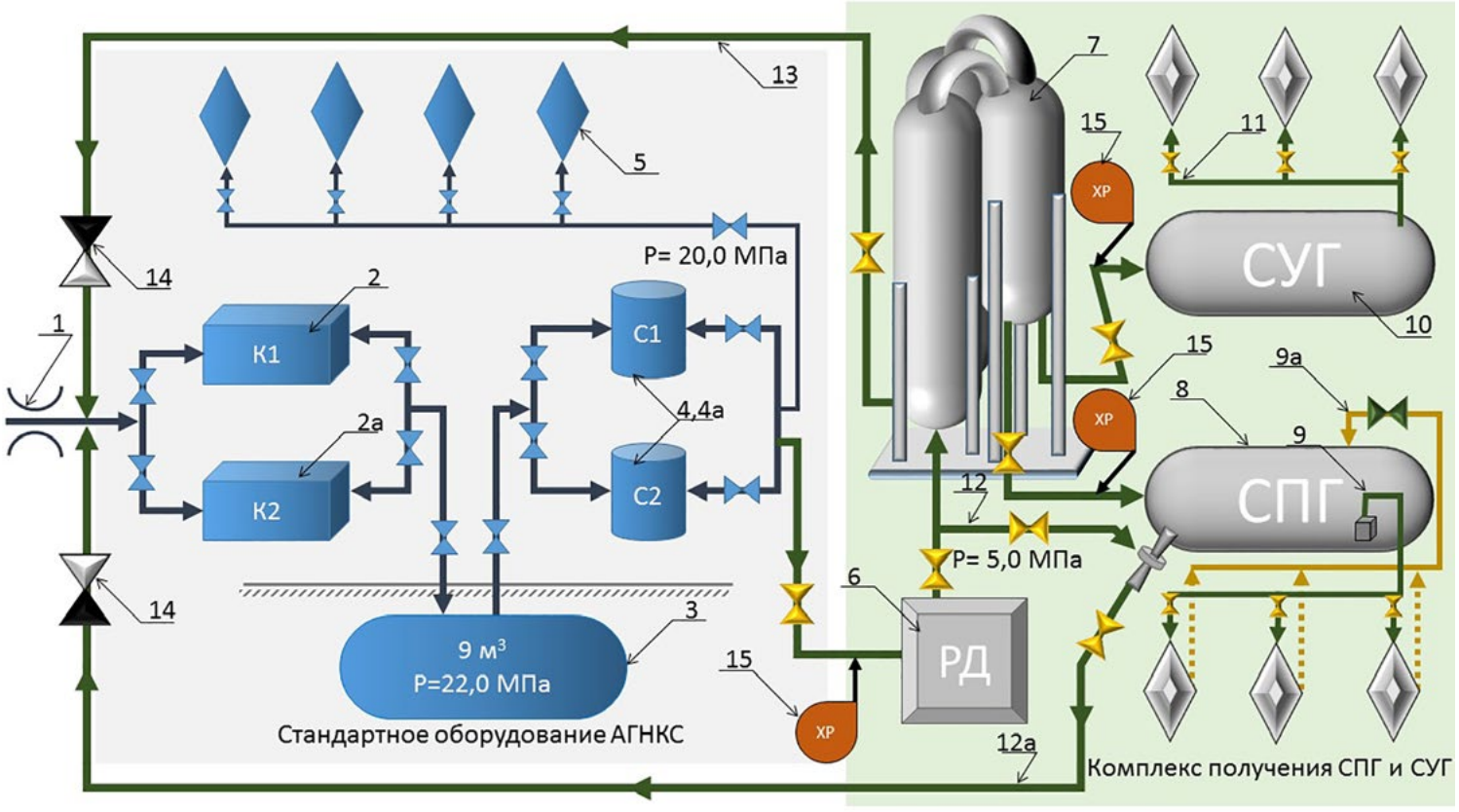


Рисунок 2 **– Схема производства и раздачи сжатого газа, СПГ и СУГ на АГНКС**

1 – расходомер; 2,2а – компрессоры; 3 – ресивер; 4,4а – сепараторы; 5 – газораспределительные колонки; 6 – регулятор давления; 7 – установка получения СПГ и СУГ; 8 – криостат СПГ со в строенным насосом; 9 – колонка раздачи СПГ; 9а – утилизация паров СПГ; 10 – сборник СУГ; 11 – колонка раздачи СУГ; 12,12а – система утилизации паров СПГ с эжектором; 13 – линия возврата не сжижаемого газа; 14 – обратные клапаны; 15 – места отбора проб на входе в комплекс и получаемых продуктов.

Для реализации Постановления Правительства № 797 по переводу транспорта на газ необходимо выполнить следующие важные мероприятия.

1. Центрами производства СПГ обязательно должны стать все газораспределительные станции магистральных газопроводов (ГРС МГ) с большим объемом потребления газа низкого давления, что позволит получать СПГ самой низкой себестоимости.

2. Все вновь строящиеся и существующие АГНКС необходимо снабдить самыми экономичными и эффективными установками производства СПГ, которые следует определить объявлением в республике тендера. Тогда на АГНКС автотранспорт можно будет заправлять не только сжатым до 20,0 МПа газом, но дополнительно СПГ и пропан-бутановой смесью (СУГ), которую следует выделять из магистрального газа при использовании совершенных технологий.

3. Потребуется создать новую отрасль – криогенная техника, что поставит перед необходимостью обеспечить подготовку специалистов.

Доставку СПГ, производимую на ГРС и АГНКС, всем удаленным потребителям можно будет осуществлять любым видом транспорта в специальных контейнерах объемами до 60 м^3, которые изготавливают предприятия в России, расположенные в Нижнем Тагиле, Омске, Самаре и Балашихе. Криостаты также можно будет приобрести в Китае за счет продажи части производимого в республике СПГ. В РК также найдутся предприятия, способные выпускать криогенные емкости определенных объемов для хранения и перевозки СПГ, что позволит поднять промышленный потенциал. Таким образом, первоначальными центрами производства и накопления больших объемов СПГ в республике должны стать все ГРС МГ, производящие раздачу газа низкого давления потребителям, а также те АГНКС, которые будут производить избыточные объемы СПГ, необходимые для транспорта и проведения газификации. Весь вновь приобретаемый городской транспорт с газовыми движками, согласно Постановлению № 797, должен быть снабжен криогенными баками для заправки их СПГ с помощью колонок, аналогичных бензиновым, которые следует закупить большими партиями, например, в Китае, а затем начать их производство на своих предприятиях. Первыми потребителями СПГ в качестве моторного топлива могут стать выпускаемые в России автомобили КАМАЗ, их выпускают каждый год до 2000 грузовиков, а также Тольяттинский ВАЗ, который начинает выпуск легковых автомобилей с газовыми двигателями и баками для хранения СПГ. Избыток производимого в республике СПГ, в случае успешного создания сырьевой базы для его производства на ГРС и АГНКС, может быть использован для газификации удаленных регионов, что существенно сократит сроки снабжения населения газом и снизит капитальные затраты по сравнению с проводимой в России газификацией прокладкой труб и отводов от магистральных газопроводов. При грамотной организации производства СПГ в республике имеющиеся большие запасы неиспользуемого газа, которые могут быть сжижены и реализованы в Китае и в Средней Азии, где СПГ будет необходим для обеспечения работы собственного транспорта и того, который будет обеспечивать непрерывную работу коридора «Шелковый путь». Это позволит часть вырученных от реализации программы средств расходовать на приобретение городских автобусов,

средств доставки продукта и заправки им транспорта, а также на подключение к газоснабжению населения страны за символическую плату.

В России разработан, изготовлен и испытан весьма мощный и экономичный газотепловоз, который в состоянии перемещать до 100 полногрузных вагонов. Такие газотепловозы, работающие на качественном СПГ, будут очень востребованы в РК для доставки больших объемов грузов по всей территории, а также сжиженных газов для газификации удаленных регионов и перевода транспорта на газ с продажей СПГ в России, Китае и в Средней Азии. Для реализации Постановления № 97 потребуется оперативно создавать в республике локальные центры подготовки специалистов для производства больших объемов СПГ на крупных ГРС. Один из таких центров может быть вновь воссоздан в Актобе, где в 2001 году на трех установках обеспечивалась непрерывная очистка сернистого жанажольского газа суммарной производительностью 50,0 тыс. $м^3/ч$ с возможностью получения из него СПГ. К сожалению, из-за отсутствия на тот период инфраструктуры потребления СПГ, работы по использованию газа на транспорте и газификации регионов были прекращены. Но сохранившиеся в г. Актобе специалисты по криогенной технике способны при размещении на ГРС МГ установок получения СПГ создать Северо-Западный центр обучения и подготовки персонала по безопасной и производительной эксплуатации оборудования.

ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

Оценим экономическую эффективность от использования предлагаемых новых разработок установок производства СПГ при условии, что доллар стоит 6,8 юаня (68 рублей или 380 тенге), а продажная цена 1 кг СПГ составит для примера 0,5 доллара. Если в трех центрах производства СПГ, какими следует выбрать г. Алматы для реализации СПГ в Китае, г. Шымкент для реализации СПГ в Средней Азии и г. Актобе для продажи СПГ в России и газификации региона, при этом разместить на каждой ГРС этих городов минимум по две установки стоимостью по 3,2 млн долл. каждая, то общие затраты по всем трем комплексам составят 20,0 млн долл. Две установки на ГРС г. Алматы при работе в сутки по 20 часов обеспечат получение 200 тонн СПГ, а за год (350 суток) – 70 000 тонн. По официальным данным, в Китае уже имеется 1,5 млн автомобилей, работающих на природном газе, поэтому приобретение ими более дешевого энергоносителя на границе или самовывозом не вызывает никаких сомнений. При реализации СПГ в Китае, например, по цене 0,5 долл. за килограмм (2,2 л) выручка от продаж всего произведенного объема топлива составит 35,0 млн долл. Следовательно, всего одна точка производства СПГ двумя установками за один год в состоянии оправдать все необходимые затраты по приобретению шести комплексов с учетом уплаты всех налогов. Две установки производства СПГ, размещенные на ГРС в Шымкенте, обеспечат поступление в бюджет такой же выручки при реализации СПГ в Средней Азии, которая также может быть конкурентным ответвлением транспортировки продукции из Китая в Европу. В России на текущий момент только в г. Екатеринбург работает для нужд железнодорожного транспорта и газификации всего одна установка получения

СПГ производительностью 3 т/ч. Продукция этой установки, к сожалению, приобретается уже третий год для обеспечения работы котельной университета в г. Нур-Султан. Поэтому этот регион РК нуждается в дешевом и качественном СПГ для нужд транспорта и газификации удаленных поселений. Нетрудно подсчитать, что при работе двух установок, размещенных Х.С. на ГРС в г. Актобе, будет гарантирован возврат вложенных средств, необходимых для приобретения установок, которые разместят уже на ГРС в городах Тараз, Кызылорда и Аральск, что полностью обеспечит внутренние потребности этих регионов в газе для транспорта и газификации всех прилегающих населенных пунктов.

ВЫВОДЫ

1. Перспективы развития МТМ ЕК, а также перевод транспорта страны на газ с проведением газификации удаленных от газа районов зависят от возможностей РК обеспечить в больших объемах быстрое производство СПГ, отвечающего требованиям на моторное топливо.

2. Решение поставленных Правительством задач можно обеспечить, используя самые передовые и экономичные технологии, что позволит РК самостоятельно развивать криогенную отрасль и энергетику.

REFERENCES

[1] Postanovlenie Pravitel'stva RK 29 noyabrya 2018 goda № 797 Ob utverzhdenii Plana meropriyatij po rasshireniyu ispol'zovaniya prirodnogo gaza v kachestve motornogo toplivana 2019–2022 gody [Resolution of the government of the Republic of Kazakhstan on November 29, 2018 No. 797 on approval of the action Plan for expanding the use of natural gas as a motor fuel for 2019–2022] Available at: https://online.zakon.kz / Document / ?doc_id=39554017#pos=1;-119 (accessed 20.06.2019)

[2] Надиров Н.К. Будущее рационального использования всех видов природного газа. *Нефть и газ.* 2018;3:74–77. [Nadirov N.K. The future of rational use of all types of natural gas. *Neft i gas / Oil and gas*. 2018;3:74–77. (In Russ.)]

[3] Родионов П.И. Финько В.Е. Новая технология сжижения природного газа и ее возможности для освоения северных месторождений. *Газовая промышленность.* 1993;9:18–20. [Rodionov P.I. Finko V.E. New technology of natural gas liquefaction and its possibilities for the development of Northern fields. *GasIndustry Magazine.*1993;9:18–20. (In Russ.)]

[4] Басниев К.С. Энциклопедия газовой промышленности. Перевод с французского. Москва: АО «ТВАНТ»; 1994:429–452. [Basniev K.S. *Encyclopedia of the gas industry*. Translated from the French. Moscow: «TWANT»; 1994:429–452.(In Russ.)]

[5] Широкова Г.С., Елистратов М.В. Технологические задачи комплексной очистки природного газа для получения СПГ. *Газовая промышленность*. 2011;668:11–15. [Shirokova G. S., Elistratov M. V. Technological problems of complex natural gas treatment for LNG production.*Gas Industry Magazine.* 2011;668:11–15. (In Russ)]

[6] Финько В.Е. Особенности охлаждения и сжижения газов в вихревом потоке. *Журнал технической физики.* 1983; 53(9):1770–1776. [Finko V.E. Features of cooling and liquefaction of gases in a vortex flow. *Journal of technical physics*.1983; 53(9):1770–1776. (In Russ.)]

[7] Климов П.В. Газомоторное топливо. *Нефть и газ.* 2019;1:20–24. [Klimov P.V. Gas engine fuel. *Neft i gas / Oil and gas*. 2019;1:20–24. (In Russ.)]

[8] Мерпеисов Х.С., Финько В.Е. Новая эффективная технология получения газомоторных топлив из природного газа. *Нефть и газ.* 2015;2:117–123. [Merpeisov H.S., Finko, V. E.A new effective technology for producing motor fuels from natural gas. *Neft i gas / Oil and gas*. 2015;2:117–123. (In Russ)]

[9] Финько В.Е., Финько В.В., Мерпеисов Х.С., Шарафиев М.Г. Комплекс очистки влажного нефтяного газа, содержащего сероводород и меркаптаны. *Нефть и газ.* 2004;3:51–57.[Finko V.E., Finko V.V., Merpeisov H.S., SharafievM.G. Complex for cleaning wet petroleum gas containing hydrogen sulfide and mercaptans. *Nefti gas / Oil and gas*. 2004;3:51–57. (In Russ.)]

УДК 622.32; https://doi.org/10.37878.2708-0080/2020.019

ЭФФЕКТИВНАЯ «ЗЕЛЕНАЯ» ТЕХНОЛОГИЯ (SWEM) – ПРОИЗВОДСТВО ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ И ВОДЫ ИЗ АТМОСФЕРЫ

А.И. БАЖАЛ,
доктор технических наук, профессор,
главный научный консультант

А.М. БАРАК*,
президент

Galex Energy Corporation,
116N Well Street, Suite «A», Rocksprings, TX, 78880, USA
www.galexenergy.com

Тепловая энергия, создаваемая в результате нагрева поверхности Земли и воздуха солнечными лучами, существует в атмосфере Земли в количестве, многократно превышающем потребности человечества в энергии. Авторами сформулированы и запатентованы базовые принципы концентрации и управления этой рассеянной низкопотенциальной тепловой энергией атмосферы. Предлагаемая в статье технология SWEM является способом преобразования этой природной энергии в электрическую энергию в расчетных количествах.

В основе технологии SWEM использованы механизмы, которые можно наблюдать в таком природном явлении, как ураган. Модуль SWEM реплицирует цепочку переходов агрегатных состояний влаги атмосферы, начиная с нагрева поверхности Мирового океана и испарения воды, насыщающей воздух. Аккумулированная в воде энергия Солнца, в результате цепочки конвертаций, преобразуется в электроэнергию. При этом, как субпродукт энтальпии кросс-агрегатных переходов, выделяется пресная вода, выпадающая из воздуха в виде осадков. Пресная вода, как и энергия, является ценнейшим и жизненно необходимым продуктом для людей на планете.

Водо-электрический модуль SWEM универсален, легок, операбелен и портативен. Масштабирование энергогенерирующего производства под объем потребления энергии или воды может быть выполнено как в виде синхронизированной батареи

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

SWEM-модулей малого размера, так и в виде мега-установки. SWEM-модули могут быть размещены на земле или на водной поверхности, в условиях степи или городского пейзажа. Технология не требует внешних источников энергии и является абсолютно «зеленой».

Фундаментальные принципы концентрации и управления низкопотенциальной тепловой энергией атмосферы Земли, на которых базируется технология SWEM, могут стать основой индустрии новой, экологически чистой энергетики, обеспечивающей текущие и будущие потребности людей в энергии и воде.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: *SWEM, Galex Energy, возобновляемые источники энергии, «зеленая» технология, производство пресной воды, продовольственная безопасность.*

ТИІМДІ «ЖАСЫЛ» ТЕХНОЛОГИЯ (SWEM) – АТМОСФЕРАДАН ЭЛЕКТР ҚУАТЫ МЕН СУ ӨНДІРУ

А.И. БАЖАЛ, т.ғ.д., профессор, Бас ғылыми кеңесші
А.М. БАРАК, президент, Galex Energy Corporation

Galex Energy Corporation,
116 N Well Street, Suite «A», Rocksprings, TX, 78880, USA
www.galexenergy.com

Жер бетінің қызуынан және күн сәулесі ауасының қызу нәтижесінде жасалатын «жасыл» энергия адамзаттың энергия тұтыну қажеттілігін бірнеше есе асатын мөлшерде Жер атмосферасында бар екендігі мәлім. Авторлармен осы шашыраңқы потенциалдығы төмен атмосфера энергиясын шоғырлау және басқарудың ТҮЙІН ұсанымдары құрастырылған және патенттелген. Мақалада ұсынылған SWEM технологиясы осы табиғи энергияны есептік санда электр қуатына түрлендіру тәсілі болып табылады.

SWEM технологиясының құрамында құйын секілді табиғи құбылыста бақылауға болатын механизмдер қолданылған. SWEM модулі ауаны қанықтыратын әлемдік теңіз бетінің қызуы мен су булануынан бастап ауаның ылғалдығының агрегат күйіне өту тізбегін репликациялайды. Суда аккумуляторланған күн энергиясы конвертация тізбегінің нәтижесінде электр қуатына түрленеді. Сонымен бірге кросс – агрегатты өтулердің энтальпиясының қосалқы өнімі ретінде тұщы су бөлінеді, ол ауадан жауын – шашын түрінде бөлінеді. Тұщы су энергия секілді ғаламшардағы көптеген адамдар үшін құнды және өмірлік қажеттілігі бар өнім болып табылады.

SWEM су – электрлік модуль әмбебап, жеңіл, өзгертпелі және қолайлы. Энергияны немесе суды тұтыну көлеміне энергия шығаратын өндірісті масштабтау кіші мөлшердегі SWEM модульдерінің батареяларын синхрондау түрінде және мега – қондырғы түрінде орындалуы мүмкін. SWEM модульдер далалық пен қала пейзажы шарттарында жерде немесе су бетінде орналасуы мүмкін. Технология сыртқы энергия көздерін талап етпейді және толығымен «жасыл» болып табылады. SWEM технологиясы негізделетін, адамдардың энергия мен судағы ағымдағы және келешектегі қажеттіліктерін қамтамасыз ететін, Жер атмосферасының төменгі потенциалды жылу энергиясын шоғырлау мен басқарудың іргелі ұсанымдары жаңа, экологиялық таза энергетиканы индустрияландырудың негізіне айналуы мүмкін.

ТҮЙІН СӨЗДЕР; *SWEM, Galex Energy, жаңартылатын энергия көздері, «жасыл» технология, тұщы су өндірісі, азық – түлікті қауіпсіздік.*

SWEM – EFFICIENT «GREEN» TECHNOLOGY FOR GENERATING ELECTRICITY AND WATER FROM THE ATMOSPHERE

A.I. BAZHAL, PHD, Professor, Chief Scientific Adviser
A.M. BARAK*, president

Galex Energy Corporation,
116N Well Street, Suite «A», Rocksprings, TX, 78880, USA
www.galexenergy.com

Thermal energy created by heating the Earth and the atmospheric air by sunlight exists in the Earth's atmosphere in quantities many times greater than humanity's energy needs. The authors formulated and patented the basic principles of concentration and use of this low-potential thermal energy scattered in the atmosphere. The SWEM technology proposed in the article is a way to convert this natural energy into usable electrical energy, in calculated quantities.

SWEM technology is based on mechanisms that can be observed in such a natural phenomenon as a hurricane. The SWEM module replicates the chain of transitions of aggregate states of atmospheric moisture, starting with heating the surface of the world's oceans and evaporating water that saturates the air. The energy accumulated in the water of the sun, as a result of the chain of conversions, is converted into electricity. At the same time, as a by-product of enthalpy of cross-aggregation, fresh water is released, falling out of the air in the form of precipitation. Fresh water, like energy, is the most valuable and vital product for many people on the planet.

The SWEM water-electric module is versatile, lightweight, operational and portable. The energy generation providing for energy or water consumption can be scaled up in the form of a synchronized battery of basic size SWEM modules or a mega-installation. SWEM modules can be placed on the ground or on the water surface, in steppe or urban landscape conditions. The technology does not require external energy sources and is absolutely green.

The fundamental principles of concentration and management of the earth's low-potential thermal energy, on which SWEM technology is based, can form the basis of a new, clean energy industry that exceeds current and future energy and water needs.

KEY WORDS: *SWEM, Galex Energy, renewable energy, green technology, energy security, freshwater production, food security.*

Возобновляемые источники энергии в недалеком будущем заменят Нефть и газ в качестве основного энергоресурса. Это неизбежный, общепризнанный факт. То, что в числе пионеров разработки технологий возобновляемых источников энергии выступают крупнейшие нефтяные компании – это не парадокс, а закономерность – дань неизбежности, строительство основ бизнеса будущего. Шеврон, BP, Эксон, Шелл, даже в жестких экономических условиях обрушения цен на нефть и резкого сокращения спроса на углеводородное топливо, продолжают работы в направлении разработки таких технологий.

GALEX уже более десяти лет активно занимается этой темой. Теоретической основой технологий возобновляемой энергии принята физика энтальпии фазовых состояний агрегатных переходов физических сред. Как и во всех наших технологиях, мы находим примеры в природе, стремимся их осмыслить, описать, смоделировать и воплотить в полезных моделях. Нами сформулированы и запатентованы принципы

аккумуляции и использования низкопотенциальной тепловой энергии атмосферы. Ресурс этого вида энергии на Земле практически неисчерпаем. Потенциал ее несоизмеримо выше потребностей человечества в энергии. На основе этих принципов разрабатываются основы новой энергетики, которая, как мы убеждены, в недалеком будущем сможет удовлетворить растущие потребности в энергии, при этом не нанося ущерб Земле как месту обитания людей.

Технология SWEM – это одна из технологий GALEX в области возобновляемой энергии. Наряду с обеспечением экологически чистой энергией SWEM также решает проблему обеспечения пресной водой как прямых потребностей людей, так и потребностей промышленности и сельского хозяйства.

Одной из главнейших и острейших проблем человечества на современном этапе является дефицит пресной воды. Это известный факт. Нехватка воды и продовольствия в течение веков и тысячелетий была самой большой проблемой людей на планете. Лишь недавно такие темы, как вирусные пандемии и глобальное потепление стали более озвучиваемыми проблемами на самом высоком уровне мировых форумов всех видов. По мнению многих людей, причиной глобального потепления является выброс углекислого газа, вызванный сжиганием ископаемого топлива, чтобы получить энергию для нашего использования. Мы должны сказать заранее, что мы не поддерживаем эту точку зрения, поскольку считаем, что глобальное потепление вызвано непропорционально более значительными природными факторами, не связанными с деятельностью человека. Тем не менее, мы согласны с тем, что выбросы углерода – это плохо, поскольку они загрязняют воздух, которым мы дышим. Если будут доступны экономически конкурентоспособные с углеводородами возобновляемые источники энергии, то имеет смысл использовать их вместо угля, нефти и газа. Конкуренция, однако, должна быть честной и справедливой.

SWEM – это созданная Galex – технология производства возобновляемых источников энергии и пресной воды, которая решает обе эти проблемы одновременно. Кроме того, полученные таким образом вода и электричество стоят кратно дешевле, чем любые другие источники энергии и пресной воды.

Вода покрывает 70% поверхности Земли. Так почему же мы говорим о кризисе воды? Ответ настолько же прост, насколько и трагичен. В среднем пресной воды на Земле более чем достаточно, но, к сожалению, распределение этой воды является неравномерным и несправедливым. Россия, Канада, Гренландия, Бразилия, Скандинавия пользуются огромным избытком ресурсов пресной воды. Кроме того, на территорию этих стран приходится большая часть дождевой воды. Другие районы планеты в то же время страдают от смертельных засух и голода. В районах, наиболее населенных людьми, не хватает, и, зачастую, просто нет пресной воды. По состоянию на сегодняшний день полмиллиарда человек живут в условиях сильной нехватки воды и продовольствия круглый год. Это люди, живущие преимущественно на Ближнем Востоке и в Африке. Область определяется треугольником: Юг Испании – Пакистан –Африканский Рог. Четыре миллиарда человек, на долю которых приходится три четверти населения мира, живут в условиях острой нехватки воды, по крайней мере, один месяц в году.

К 2050 году население Земли, согласно прогнозу, увеличится на 55%. Если

нам суждено пережить глобальное потепление и пандемии, то проблема нехватки продовольствия и пресной воды станет самой смертоносной, если она не будет решена.

Ситуация усугубляется человеческими факторами использования воды. Одним из наиболее значительных из этих факторов является чрезмерное использование воды. Такое чрезмерное использование воды может быть разделено на три группы факторов.

Чрезмерное использование воды в сельском хозяйстве. Определенно, сельское хозяйство – это чемпион использования, а также и чрезмерного использования пресной воды. Около 70% потребления пресной воды приходится на сельское хозяйство. Доля орошаемых сельскохозяйственных угодий быстро растет и является предметом особого внимания ученых и инженеров. Площадное орошение – это бессмысленная трата воды, особенно в условиях жаркого климата. До 94% воды, распыляемой на сухую обрабатываемую землю, испаряется в атмосферу с горячей поверхности и вообще не участвует в снабжении водой корней растений, для которой она была предназначена. Технология капельного орошения улучшила это соотношение с большим отрывом и позволила выращивать продукцию на землях, которые до этого считались непригодными для сельского хозяйства на протяжении тысячелетий. В настоящее время Израиль является одним из крупнейших поставщиков овощей, фруктов на многие европейские и азиатские рынки. Тем не менее, эта технология так же позволяет большей части воды испаряться с поверхности, прежде чем она достигнет корней. В Galex мы разработали технологию внутригрунтового орошения посредством подземного капиллярного массопереноса, но это предмет другой публикации.

Промышленное чрезмерное использование. Лучшим определением для этого является – злоупотребление. В основном это связано с серьезным загрязнением пресной воды, за которым следует ее сброс в природные резервуары и водохранилища, где такая загрязненная вода смешивается с чистой водой и загрязняет ее. Во многих странах контроль предотвращения загрязнения является недейственным из-за коррупции, низких стандартов и плохого технического обслуживания производственного и очистного оборудования.

Социальные привычки чрезмерного расходования воды. Удивительно, но этот конкретный вопрос в большей степени актуален для стран и районов, где вода традиционно считалась сокровищем. Например, потребление воды на душу населения в Саудовской Аравии, ОАЭ, других странах Персидского залива составляет более 500 литров в день, в то время как международно признанный стандарт составляет от 130 до 150 литров в день. Сингапур, который не имеет естественных источников воды и использует только опресненную морскую воду, а также очищенную сбросовую воду и канализационную воду, импортируемую из Малайзии, использует 290 литров на душу населения.

Еще одним примером человеческого фактора, приводящего к катастрофическим последствиям, является пренебрежение мнения ученых политическими правителями. Крым является одним из последних примеров такого невежества. С советских времен известно, что грунтовые воды на полуострове – это объект особого контроля

и ограниченное его использование. Давление в пласте пресной воды не должно снижаться ниже критических значений и извлечение воды должно строго контролироваться. В последнее время этим требованиям не уделяется должного внимания – ими пренебрегают. Вода из колодцев была извлечена до исчерпания, а давление в водосодержащей зоне опускалось ниже критического уровня. В результате морская вода просочилась и насытила грунтовые резервуары, которые раньше были насыщены пресной водой. Таким образом, почва становится соленой и безжизненной. Это необратимый процесс, который продвигается вглубь территории полуострова, захватывая большие пространства. Растительность на этой земле обречена на смерть. Земля превратится в солончак, похожий на Калмыкию или солончаковые земли Западного Казахстана вблизи Каспийского моря. Случай с Крымом является примером создания людьми колоссальной техногенной проблемы. Есть ряд других примеров этого явления, когда игнорирование науки и халатность властей приводят к стихийным бедствиям и катастрофам.

Как минимум, половина крупнейших городов мира переживает нехватку пресной воды. Сингапур, Алматы, Кейптаун, Джакарта, Каир, Пекин, Стамбул, Токио, Майами, Лондон и т. д. – это лишь несколько названий в длинной цепи мировых мегаполисов, которые страдают от нехватки воды. Эти мегаполисы также являются крупнейшими потребителями электроэнергии для жизнеобеспечения, здесь сосредоточены крупнейшие промышленные производства, дороги забиты автомобилями. Большая часть энергии вырабатывается из угля (Алматы, Пекин), нефти и природного газа, производя колоссальное количество углекислого газа, ядовитых газов, загрязняющих воздух, которым мы дышим. В выпуске *«Нефть и газ» № 3* за 2019 год мы опубликовали статью о технологии SALF, обеспечивающей 30%-ное и более повышение топливной эффективности двигателей внутреннего сгорания и, соответственно, снижение эмиссии газов. Использование устройств SALF в легковых автомобилях, грузовиках и морских судах могло бы способствовать сокращению потребления ископаемого топлива и, следовательно, сокращению выбросов углерода. Понятно, что пройдет много лет, прежде чем EVs полностью заменят ДВС в транспортных средствах, но пока это произойдет SALF может быть решением проблемы сокращения вредных и ядовитых выбросов.

Обладая огромной территорией, Казахстан мог бы обеспечить полмира продуктами животноводства и растениеводства. Главным препятствием этому является недостаток в воде и энергии. SWEM, в концепции мобильных модулей малой мощности, обеспечивающих 6–10 м^3/сутки пресной воды и 6–20 кВт-час электроэнергии, могла бы с успехом эту проблему решить. Такая технология нами разработана и готова к внедрению. Для орошения засушливых земель для растениеводства у нас также имеется подтвержденная технология.

Что касается потребностей городов, промышленных производств, SWEM может быть решением, обеспечивающим достаточное количество электроэнергии по самым конкурентоспособным ценам, при этом воздух в городах останется чистым. Главная электростанция в Алматы – ТЭЦ-2 на сегодняшний день является крупнейшим загрязнителем воздуха в мегаполисе, где воздух, как известно, токсичен. Электростанция вырабатывает электроэнергию путем сжигания угля. Население

Пекина задыхается от загрязнения воздуха. Каир, Мехико и большинство других мегаполисов мира мечтают о более чистом воздухе.

SWEM генерирует чистую пресную воду и электроэнергию непосредственно из атмосферного воздуха. Это 100%-но «зеленая» технология. Стоимость капитального строительства составляет лишь долю любых конкурентоспособных методов производства электроэнергии и воды. Операционная стоимость пренебрежительно низка. По нашим оценкам, себестоимость производства электроэнергии SWEM составляет порядка 1 цент США, что делает ее самой дешевой в мире. Инфраструктурные затраты сводятся к минимуму, поскольку генерация электроэнергии может происходить в непосредственной близости от потребителя.

SWEM–технология универсальная, вписывается в любую сельскую или городскую инфраструктуру. SWEM обеспечивает как текущие, так и будущие потребности в энергии пресной воде, в том числе и сельского хозяйства: растениеводства и животноводства.

SWEM – *УНИКАЛЬНЫЙ УЛЬТРА-ЭКОНОМИЧНЫЙ МЕТОД ПРОИЗВОДСТВА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ И ПРЕСНОЙ ВОДЫ ИЗ АТМОСФЕРЫ*

Основой SWEM являются наши запатентованные принципы концентрации и использования низкопотенциальной тепловой энергии, рассеянной в атмосфере.

Для технологии SWEPT, в частности, в качестве модели концентрации и преобразования низкопотенциальной тепловой энергии применена последовательность кросс-агрегатных переходов, в природе наблюдаемая в урагане *(рисунок 1)*.

Рисунок 1 – **Фотография из космоса урагана Alex, июнь 2010. В последующие годы в результате большого объема НИОКР была построена математическая модель SWEM**

Природные ураганы являются прекрасной иллюстрацией магнитуды количества энергии и воды, которые могут быть получены из атмосферы без какого-либо внешнего источника энергии. Ураганы естественным образом формируются, развиваются, перерастают в несравнимую ни с чем водную массу и энергию, которые высвобождаются обратно в природу без какой-либо пользы для людей. При этом

ураганы несут ответственность за многие жизни, ущербы, оцениваемые сотнями миллиардов долларов.

Группа ученых Galex проанализировала, смоделировала и количественно оценила энтальпию цепочки межфазных переходов и процессов, происходящих в природных ураганах, сделала множество лабораторных тестов, чтобы оценить или эмпирически определить необходимые входные данные для моделирования водо-энергетического модуля. В результате была разработана модель, реплицирующая микро-ураган, помещенный в ферму.

Ниже приведена принципиальная схема модели SWEM *(рисунок 2)*.

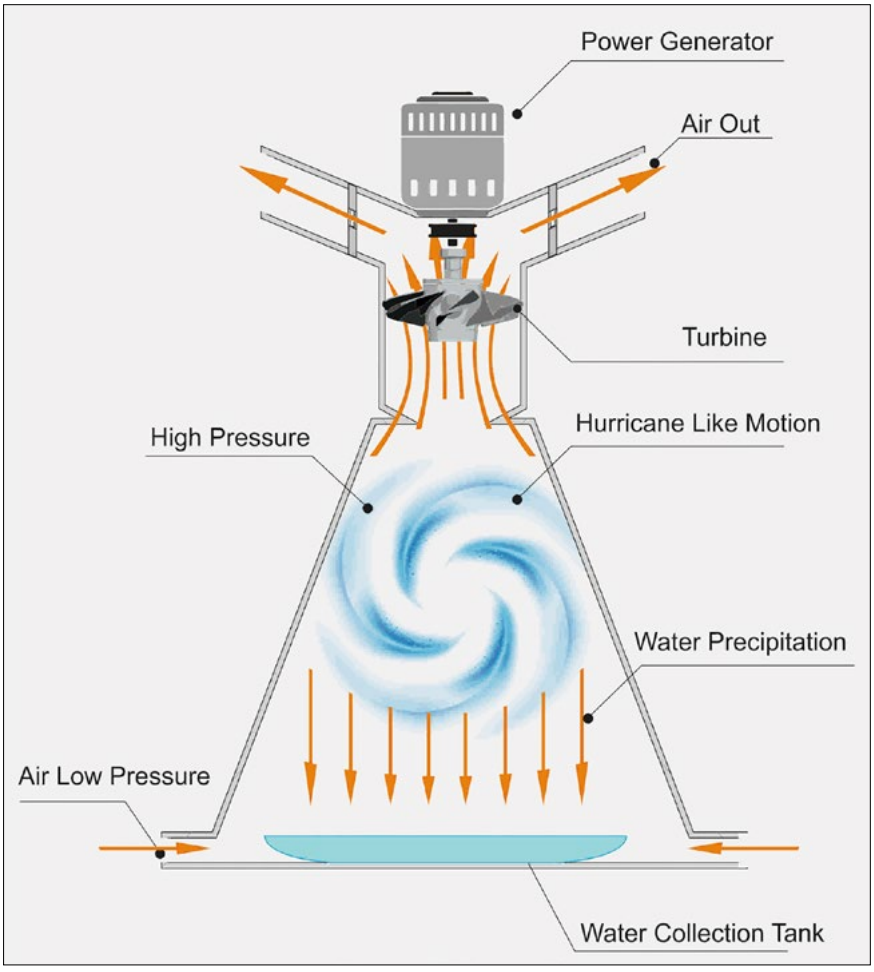


Рисунок 2 – **Эскиз-диаграмма SWEM, иллюстрирующая процесс преобразования тепловой энергии атмосферы в электричество и воду**

ПРОЦЕСС ЦЕПОЧКИ ПРИРОДНЫХ И ИСКУССТВЕННЫХ ФАЗОВЫХ ПЕРЕХОДОВ, ЗАДЕЙСТВОВАННЫХ В МОДЕЛИ

Солнце посылает свои лучи на Землю, прогревая атмосферный воздух и поверхность, которая на 70% представлена водой. Вода испаряется, насыщая воздух атмосферы. Солнечная энергия преобразуется в потенциальную энергию, реализованную во влаге, испарившейся с поверхности моря и насытившей атмосферный воздух.

Под действием градиента давления воздух всасывается в аппарат. Ему придается вихревое движение. Среда разделяется на зоны низкого и высокого давления – в точности так, как это происходит в природных ураганах. Зоны низкого и высокого давления в аппарате SWEM распределяются контролируемым образом. Процесс управляемо ускоряется до достижения расчетных оптимальных параметров. Многократно возрастает интенсивность поступления воздуха из атмосферы в модуль SWEM.

Зоны низкого давления внутри аппарата создают условия для конденсации влаги и выпадения ее в виде осадков в резервуар для сбора. Энергия, высвобождаемая при конденсации воды, участвует в ускорении линейного движения осушенного воздуха. Таким образом, потенциальная энергия из пара преобразуется в кинетическую энергию ускорения движения воздуха.

Осушенный воздух продолжает движение с все большим ускорением в направлении верхней точки модуля SWEM. Турбина с генератором, размещенным в верхней точке выхода аппарата SWEM, преобразует воздушный поток в электрическую энергию.

Таким образом, цепочка преобразований солнечной энергии в электрическую завершается. При достижении оптимальных значений работы SWEM-коэффициент эффективности технологии достигает 70%, т. е. 70% и более влаги, содержащейся в атмосферном воздухе, извлекается из воздуха, подвергающегося воздействию технологии SWEM. Ресурсы повышения эффективности технологии коренятся в увеличении количества атмосферного воздуха, проходящего через модуль. Имеется множество путей повышения эффективности процесса как за счет максимизации концентрации энергии внутри модуля, так и под воздействием внешних факторов.

При 100% насыщении 1 м^3 воздуха содержит от 15 до 25 граммов воды в зависимости от температуры. Чем выше температура воздуха, тем большее количество воды он в состоянии насытить. Поэтому в жарком климате, в летний период, в дневное время суток эффективность производства воды и энергии выше. Все эти факторы должны быть учтены и включены в проект при планировании практического применения технологии.

Масштабируемость. На этапе FEED (ТЭО) проекта необходимо будет создать небольшой испытательный модульный прототип SWEM для оценки входных данных для проектирования и масштабирования промышленного производства по единой или сборно-блочной концепции. Критерии проектирования для водо-энергетической установки SWEPT должны определять минимальный объем производства воды и электроэнергии. Факторы температурных колебаний и насыщенность влагой воздуха должны быть оценены с учетом сезонности, времени суток, многолетней

статистики. Проектируемое производство должно быть рассчитано с дополнительным коэффициентом, обеспечивающим превышение на 20–25%, по сравнению с возможной максимальной мощностью производства.

Критерии. На этапе FEED должны быть определены основные критерии проектирования. Например, общая генерируемая мощность 1 ГВт-ч электроэнергии. Конструкция будет выполнена с ориентиром на основные критерии. При этом выход воды будет рассчитываться как получаемый вторичный продукт. Количество получаемой воды рассчитывается, исходя из размера(ов) модулей электростанций. И, наоборот, если производство воды является основным критерием проектирования, то количество вырабатываемой энергия будет рассчитано в результате размера и формы водных модулей.

Стоимость. В энергогенерирующей отрасли имеется понимание уровня капитальных затрат на строительство электропроизводств. В основном себестоимость строительства варьирует в диапазоне от 1 до 5 долларов США в расчете на 1 Ватт электроэнергии. К этому надо добавить стоимость строительства инфраструктуры, включающей в себя высоковольтные ЛЭП, подстанции, распределительные сети. Операционные затраты включают, в первую очередь, стоимость энергоносителей, а также обслуживание сложного и разветвленного хозяйства по доставке электроэнергии до потребителя. В случае SWEM капитальные затраты оцениваются менее чем в половину от минимума по приведенной шкале. Сопутствующие капитальные затраты на инфраструктуру сравнимы, например, с концепцией крыш, составленных из солнечных панелей (проект Илона Маска). То есть модули генерирования электроэнергии максимально приближены к потребителю, а мощности их сбалансированы на потребности в энергии. Операционные затраты по обслуживанию таких модулей ничтожно малы, а простота в обслуживании позволяет доверить эту функцию непосредственно пользователю. Несомненно, что и в плане цены, и в плане универсальности применения, SWEM не будет иметь конкурентов в индустрии энергообеспечения.

При этом не надо забывать, что SWEM, помимо электроэнергии, также обеспечивает потребителя пресной водой. Это особенно важно для удаленных животноводческих хозяйств, отдельных строений и небольших поселений как в Казахстане, так и в странах и регионах, особенно подверженных засухам.

Формат, размер и применимость. Технология SWEM является поистине универсальной в плане удовлетворения практически любых условий применения *(рисунок 3). Рисунки 4–7* иллюстрируют некоторые примеры возможных размеров, форм и конструкций модулей SWEM, обеспечивающих применимость технологии для любой потребности от электростанций гига-размера, обеспечивающих жизнеспособность таких мегаполисов, как Алматы, Пекин, Сингапур, Абу-Даби или Эр-Рияд до мобильного водо-электрического передвижного модуля для небольшой животноводческой фермы в Казахстане или военизированного формирования быстрого развертывания; модуль для городской инфраструктуры для энерго-водообеспечения микрорайона, парка, заправочной станции для электромобилей; отдельного здания, лифтовой шахты высотного здания и т. д.

Рисунок 3 – **Автономное обеспечение водой и электроэнергией: а) удаленной животноводческой фермы; б) электрозаправочной станции как для городской среды, так и для междугородних трасс; в) высотного здания мегаполиса; г) теплицы для любых климатических условий**

РАЗМЕРЫ, ФОРМЫ, ПРИМЕНИМОСТЬ

Рисунок 4 – **Город-государство Сингапур окружен водой. Картина идеально подходит для концепции распределения вдоль побережья водо-энергетических модулей SWEM. 5,7–миллионный мегаполис может стать полностью самодостаточным, получая чистую пресную воду и электроэнергию по низким ценам для сегодняшнего и будущего жизнеобеспечения**

Рисунок 5 – **Абу-Даби и его футуристический пригород Masdar-City – еще один пример мегаполиса, надежное решение проблемы нехватки воды / энергии которого может быть найдено с помощью технологии SWEM. На сегодняшний день Абу-Даби, как и Сингапур вынужден пурифицировать сточную и канализационную воду, в т. ч., импортируемую из Малайзии. Избыток воды может быть использован, чтобы превратить пустыню вокруг мегаполиса в сельскохозяйственные угодья**

Рисунок 6 – **Водо-энергообеспечение города Нур-Султан или Алматы может быть решено мега-комплексом SWEM типа Хан-Шатыр. Избытки энергии и воды могут направляться на озеленение улиц или обеспечение тепличных хозяйств по выращиванию фруктов и овощей**

Рисунок 7 – **Пример базового модуля SWEM, достаточного для обеспечения потребностей в пресной воде и электроэнергии отдельного здания, животноводческого хозяйства, небольшого поселка, военизированного мобильного формирования**

REFERENCES

[1] Zemansky, Mark W. «Chapter 11». Heat and Thermodynamics *(5th ed.). New York, NY, 1968.*

[2] Tinoco, Jr., Ignacio; Sauer, Kenneth; Wang, James C. *Physical Chemistry*, 1995. ISBN 978–0–13–186545–7

[3] Moran M.J., Shapiro H.N. Fundamentals of Engineering Thermodynamics (5th ed.). 2006.

[4] Tschoegl N.W. *Fundamentals of Equilibrium and Steady-State Thermodynamics,* Elsevier, Amsterdam, 2000.

[5] Ge Xinlei, Wang Xidong. «Estimation of Freezing Point Depression, Boiling Point Elevation, and Vaporization Enthalpies of Electrolyte Solutions». *Industrial & Engineering Chemistry Research*. 2009).

[6] Gmelin, Leopold Gmelin-Handbuch der anorganischen Chemie / 08 a (8.,völligneubearb. Aufl. ed.) 1985.

[7] Young, Francis W. Sears, Mark W. Zemansky, Hugh D. University physics (6th ed.).Peter Bechtold. Atmospheric Thermodynamics. ECMWF, last update May 2015. 1982.

[8] Bethan L. Harris∗, R´emiTailleux. Assessment of Algorithms for Computing Moist Available Potential Energy. Department of Meteorology, University of Reading, UK.

[9] Hurricane Physics. Kerry Emanuel. Massachusetts Institute of Institute of Technology, USA, 2002.

УДК 330; https://doi.org/10.37878.2708-0080/2020.020

ПРОБЛЕМЫ ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ НЕФТЕГАЗОВОГО КОМПЛЕКСА В УСЛОВИЯХ ФОРС-МАЖОРНЫХ ОБСТОЯТЕЛЬСТВ

О.И. ЕГОРОВ,*
доктор экономических наук, профессор,
https://orcid.org/0000–0001–9508–1912

Институт экономики КН МОН РК,
Республика Казахстан, 050000, г. Алматы, ул. Курмангазы, 29

Широкое распространение нового заболевания, охватившего практически все страны мира, привело к снижению их экономической активности и, как следствие, к сокращению потребления углеводородных ресурсов. Это существенно отразилось на экономике Казахстана и, в частности, на нефтедобывающей отрасли. Усугубляется столь неблагоприятное развитие экономики страны нестабильностью мировых цен на углеводородные ресурсы. Влияние на этот процесс оказывают как факторы политического характера, так и устойчивое увеличение предложения над спросом, сложившееся в течение последнего времени на мировых рынках. В условиях воздействия столь неблагоприятных факторов на эффективность нефтегазовой отрасли основными направлениями ее повышения являются снижение себестоимости добычи и увеличение выхода товарной продукции в процессах переработки углеводородов.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: *коронавирус, экономика, углеводородные ресурсы, мировые цены на нефть, переработка нефти, нефтехимия, газохимия.*

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

МҰНАЙ МЕН ГАЗ КЕШЕНІНІҢ ФОРС-МАЖОР ЖАҒДАЙЫНДА ЖҰМЫС ІСТЕУ ТҮЙТКІЛДЕРІ

О.І. ЕГОРОВ, экономика ғылымдарының докторы, профессор,
https://orcid.org/0000–0001–9508–1912

Қазақстан Республикасы Білім және ғылым министрлігінің
Экономика институты,
Қазақстан Республикасы, 050000, Алматы қ., Құрманғазы, 29

Әлемнің барлық дерлік елдерін қамтыған жаңа аурудың кең таралуы олардың экономикалық белсенділігінің төмендеуіне және соның салдарынан көмірсутек ресурстарын тұтынудың төмендеуіне әкелді. Бұл Қазақстан экономикасына, атап айтқанда, мұнай саласына айтарлықтай әсер етті. Ел экономикасының мұндай қолайсыз дамуы көмірсутек ресурстарына әлемдік бағалардың тұрақсыздығымен шиеленісе түсуде. Бұл процеске саяси факторлар да, соңғы уақытта әлемдік нарықтарда қалыптасқан сұраныстың тұрақты өсуі әсер етеді. Мұнай-газ саласының тиімділігіне осындай қолайсыз факторлардың әсерінен өндіріс шығындарының төмендеуі және көмірсутекті өңдеуде тауарлық өнім шығарудың артуы оны арттырудың ТҮЙІН бағыттары болып табылады.

ТҮЙІН СӨЗДЕР: *коронавирус, экономика, көмірсутек ресурстары, мұнайдың әлемдік бағасы, мұнай өңдеу, мұнайхимиясы, газ химиясы.*

PROBLEMS OF OPERATION OF OIL AND GAS COMPLEX IN THE CONDITIONS OF FORCE MAJEURE

O.I. EGOROV, Doctor of Economics, Professor,
https://orcid.org/0000–0001–9508–1912

Institute of Economics,
National Academy of Sciences of the Republic of Kazakhstan,
Republic of Kazakhstan, 050000, Almaty, st. Kurmangazy, 29

The widespread spread of the new disease, which has covered almost all countries of the world, has led to a decrease in their economic activity and, as a consequence, to a reduction in the consumption of hydrocarbon resources. This has significantly affected the economy of Kazakhstan and, in particular, the oil industry. Such an unfavorable development of the country's economy is aggravated by the instability of world prices for hydrocarbon resources. This process is influenced by both political factors and the steady increase in supply over demand that has developed in recent times on world markets. Under the influence of such unfavorable factors on the efficiency of the oil and gas industry, the main directions for increasing it are the reduction of production costs and the increase in the output of marketable products in hydrocarbon processing.

KEY WORDS: *coronavirus, economics, hydrocarbon resources, world oil prices, oil refining, petrochemicals, gas chemistry.*

Конец XIX века характеризовался постоянным возрастанием роли нефтяного фактора в экономической и политической жизни большинства стран мира. За столь длительный период времени нефтяное соперничество крупнейших нефтяных компаний прошло через различные этапы, главная цель которых состояла в изменении сферы конкуренции. На раннем этапе это были торговые войны за рынки сбыта продукции, полученной в результате переработки углеводородного сырья. Затем наступил этап активного установления контроля над нефтяными месторождениями тех стран, где были выявлены большие запасы углеводородных ресурсов. Такое направление развития крупнейших нефтяных компаний мира позволило им не только увеличить свой сырьевой потенциал, но и обеспечить долговременное участие в поставках нефтепродуктов в эти страны – автомобильное и дизельное топливо, смазочные материалы, авиационное топливо.

Мировые нефтяные рынки представляют собой довольно сложную структуру, включающую в себя добычу, экспорт и перераспределение углеводородных ресурсов. На их деятельность оказывают влияние такие факторы, как выбор основных маршрутов экспортных трубопроводов, конъюнктура рынка, качество сырья, уровень цен и др. Доминирование на рынках ведущих нефтяных компаний завершилось в 1960 году, когда была создана Организация стран-экспортеров нефти (ОПЕК), которая сумела в семидесятые годы установить полный контроль над нефтяным рынком. В этот период появились рынки наличной нефти, когда большинство стран Персидского залива осуществили национализацию средств добычи и переработки нефти. ***Высокий уровень цен на нефть, сформировавшийся в этот период, предопределил необходимость интенсивного проведения геологоразведочных работ и ввода в эксплуатацию месторождений в новых регионах Персидского залива, Южной и Северной Америки, Канаде, на шельфе Северного и Каспийского морей.***

В последнее время роль рынка нефти и нефтепродуктов в функционировании экономики многих государств значительно возросла. Развитие нефтяной промышленности стало оказывать огромное влияние на экономические, политические и социальные аспекты жизнедеятельности, а также на развитие многих других отраслей хозяйства.

Общий рост добычи нефти в мире сопровождается увеличением количества нефтедобывающих стран. Еще недавно нефть добывали в ограниченном числе стран, теперь же их количество превысило 60. Во многих странах наблюдался такой высокий темп роста добычи нефти, что позволило им войти в первую десятку за несколько лет. Например, в Ливии добыча углеводородов началась с 1961 г., а в 1964 г. эта страна вышла на восьмое место в мире по нефтедобыче. Аналогичная ситуация свойственна темпам развития отрасли в Венесуэле, Бразилии, Норвегии и других странах мира. Примерная хронология развития рыночной торговли нефтяными ресурсами представлена в *таблице 1*.

На текущий момент, когда деятельность мировых рынков нефти претерпевает сильнейший прессинг со стороны некоторых добывающих стран, выбрасывающих на рынок все увеличивающиеся объемы добытой нефти, цена ее становится непредсказуемой. Достаточно отметить, что в течение марта–апреля 2020 года цена одного барреля нефти стремительно снижалась с 30 до 2 долл. И только майские

Таблица 1 – **Этапы развития мировых рынков нефти**

До 1960 г.	• Доминирование крупных компаний • Контроль по схеме «от устья скважины до насоса»
1960–1973 гг.	• Появление организации стран-экспортеров нефти (ОПЕК) • Быстрый рост спроса на нефтепродукты • Падение цен в реальном выражении
1974–1980 гг.	• Разделение и снижение влияния ОПЕК • Рост производства в странах, не входящих в ОПЕК • Расширение и интернационализация рынков наличного товара • Возникновение рынков с длительным сроком поставок, непостоянство спроса • Ужесточение условий транспортировки и переработки
1990 г.	• Аннексия Кувейта Ираком • «Четвертый» кризис цен на нефть • Избыток предложения ОПЕК
1998 г.	• Принятие ОПЕК решения о сокращении добычи нефти • Резкое падение цен на нефть с 23 до 9 долл. за баррель

котировки – от 19 до 36 долларов за баррель сорта Брент позволяют надеяться на улучшение общей ситуации в мировой торговле нефтью.

Снижение спроса на нефть практически во всех странах мира, характерное для 2017–2020 гг., усугубилось распространившейся пандемией коронавируса. Именно она стала причиной сокращения производственных программ на нефтеперерабатывающих и нефтехимических предприятиях у крупнейших потребителей этого вида исходного сырья. В сложившейся ситуации, когда на нефтяных рынках предложение намного стало превышать спрос, закономерно уровень цен начал устанавливаться по траектории снижения. Это привело к тому, что себестоимость добычи нефти, а тем более ее доставки непосредственно потребителю значительно превысила мировую цену. И, как результат, нефтедобывающая отрасль оказалась убыточной. В подтверждение этого достаточно привести такие факты: мировая цена одного барреля нефти в первом квартале 2020 г. доходила до уровня 10 долларов, в то время как себестоимость добычи аналогичного объема составляла в среднем в странах Ближнего Востока – 30 долл., Латинской Америки – 70–90, в Азербайджане (шельф Каспийского моря) – 50–60, в США – 40–45, в Казахстане – 20–40, в Российской Федерации – 40–70 [1].

Столь неблагоприятная ситуация вызвала необходимость принятия срочных мер по стабилизации ценовой обстановки на мировых рынках углеводородного сырья. События последних лет показывают, что превышение предложения углеводородов над спросом, которое усугубилось падением потребления, вызванным активным распространением пандемии коронавируса, предопределило вхождение мировой экономики в период затяжной рецессии. Ситуация еще более обострилась ценовой войной основных экспортеров нефти.

Для стабилизации обстановки на нефтяном рынке странами альянса ОПЕК+, совокупно контролирующих около 40% мировой добычи нефти, с 1 мая 2020 года принято соглашение о сокращении ее на 9,7 млн баррелей в сутки. При этом уста-

новлены следующие объемы сокращения суточной добычи в мае–июне в баррелях: для Казахстана – 390 тыс., для Азербайджана – 164 тыс., для России – 2,5 млн. Относительно других стран, обладающих крупным нефтегазовым потенциалом, можно отметить следующее. Норвегия, возможно, присоединится к соглашению ОПЕК+ к концу 2020 г. и уменьшит свою добычу на 300 тыс. баррелей в сутки, США, Канада и Бразилия, как ожидается, сократят суммарно добычу на 5 млн баррелей.

Реализация нового соглашения уже имеет некоторые положительные сдвиги. Так, за период с 1–го по 21–е мая 2020 г. цена одного барреля нефти марки Брент постепенно увеличивалась с 26 до 37 долл., что может стать свидетельством установления положительного ценового тренда, обусловленного не только выполнением условий нового соглашения, но и ростом потребления нефти перерабатывающими предприятиями основных импортеров.

Происходящие время от времени серьезные колебания цен на мировых рынках вызывают необходимость снижения себестоимости добычи нефти за счет внедрения новейших технологий, что отразится, прежде всего, на устойчивой прибыльности отрасли. Ученые академических и отраслевых институтов, вузов, специалисты отрасли многократно предлагали, в том числе на страницах научно-технического журнала «Нефть и газ» реализовать ряд новых инновационных проектов по внедрению прогрессивных технологий добычи, транспортировки и глубокой переработки нефти. Внедрение конкретных инновационных технологий добычи высоковязкой нефти и природных битумов, нефти заводненных и истощенных месторождений, согласно расчетным материалам, позволяет снизить себестоимость добываемой нефти до 4–6 долл. США за баррель [2].

Наличие в Казахстане месторождений высоковязкой нефти (ВВН) с большими концентрациями попутных элементов (ванадий, никель и др.) долгое время не способствовало наращиванию добычи этого типа нефтяного сырья в связи с высокой ее себестоимостью. Более того, соединения ванадия оказывают отрицательное воздействие на технологические процессы нефтепереработки, снижают эксплуатационные качества нефтепродуктов, коррозируют оборудование. В этой связи, снижение себестоимости добычи ВВН вызывает необходимость внедрения новых инновационных технологий, методов ее извлечения с целью реализации различных вариантов переработки углеводородного сырья с преимущественным производством моторных топлив, высокоиндексных базовых масел, сырья для нефтехимии, строительных и дорожных битумов, металлов и редких химических элементов [3, 4].

В результате образования суверенного государства и постепенного формирования рыночных отношений в Казахстане было принято множество законодательных документов, создающих благоприятные условия для привлечения иностранного капитала в развитие нефтедобычи. Такая стратегия, хотя и способствовала обеспечению очередного всплеска в области нефте- и газодобычи, оставила на прежнем уровне решение проблемы формирования перерабатывающего комплекса, с которым связываются перспективы оздоровления государственного бюджета, размеры инвестиций, направляемых на создание перерабатывающих производств и разветвленной инфраструктуры. И главное, этот вектор развития способен обеспечить устойчивость функционирования нефтегазовой отрасли и национальной экономики

в целом в условиях происходящих время от времени ценовых войн, отсутствия координации объемов добычи нефти между нефтедобывающими государствами, форс-мажорных обстоятельств. Сегодня на первый план выдвигается вопрос не столько увеличения добычи, сколько снижения ее себестоимости и комплексного использования углеводородного сырья в процессах переработки за счет внедрения современных инновационных технологий. Воплощение в жизнь этого направления позволит увеличить производственные показатели нефтяных компаний, снизить их издержки и издержки обслуживающих компаний будет способствовать возрастанию инновационной восприимчивости нефтяной отрасли [5].

В этой связи не вызывает сомнения необходимость структурных преобразований в промышленности страны в направлении увеличения доли нефтегазоперерабатывающих и нефтехимических производств. Предпосылки для этого имеются и весьма основательные. Достаточно отметить, что нефтяное сырье отдельных месторождений Казахстана имеет высокое содержание легких углеводородов, масляных фракций, парафиновых соединений, металлов. Качественные характеристики попутного газа свидетельствуют о целесообразности его переработки с целью выделения группы индивидуальных углеводородов с последующим их превращением в десятки наименований товарных продуктов, имеющих высокий спрос в различных секторах национальной экономики.

Все отмеченное может служить обоснованием для развития в Казахстане новых отраслей промышленности перерабатывающего профиля, основой технологических процессов которых должно стать комплексное использование углеводородных ресурсов с учетом их физико-химических характеристик, что будет способствовать повышению эффективности и конкурентоспособности новых производств [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 [7]. Достаточно привести следующие данные, чтобы подтвердить сделанный вывод: из 1 млн м^3 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 извлечь 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 *(рисунок 1)*.

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 газо-химическом 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 [8].

Справедливости ради нельзя не отметить – в этом направлении уже получены определенные положительные результаты. Так, в 2017–2018 гг. сданы в эксплуатацию объекты, входящие в программу модернизации нефтеперерабатывающих заводов; в г. Актау была запущена установка по производству модифицированного битума мощностью 120 тыс. т в год; на Тенгизе осуществлена отгрузка последней партии накопленных запасов серы и подготовлены условия для увеличения объемов добычи нефти.

Результатом формирования нефтехимических комплексов в Прикаспийском регионе должно стать получение товарной продукции в виде широкого ассортимента полимерных изделий, пользующихся большим спросом на внутреннем и внешнем рынках. Изменение цен на продукцию нефтехимии, произведенную за счет внедрения высоких технологических переделов, может колебаться в широком диапазоне в сравнении с полученной выручкой от продажи сырой нефти – от 270% до 600 и 860%. Это свидетельствует о том, что в зависимости от выбранной технологической схемы переработки промежуточных продуктов нефте- и газохимии может быть выработан широкий ассортимент инновационной для Казахстана продукции, определенная часть которой увеличит экспортный потенциал страны и, соответственно, поступления в государственный бюджет (для подтверждения этого достаточно отметить, что цена единицы конечной продукции достигает 2500 и более долларов [9, 10].

Наглядное представление о потенциально возможных экономических результатах, достигаемых при комплексном использовании попутного газа ряда месторождений Казахстана, характеризующегося практически одинаковыми физико-химическими параметрами, дают расчетные данные, приведенные в *таблицах 2, 3.*

Полученные на основании проведенных вариантных расчетов данные свидетельствуют о том, что преимущества глубокой переработки попутного газа по второму варианту заключаются, во-первых, в извлечении таких нефтехимических продуктов, имеющих широкий диапазон использования, как полиэтилен, полипропилен. Во-вторых, экономический результат в этом случае превосходит в 5–6 раз выгоду по сравнению с первым вариантом [11].

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

Рисунок 1 – **Варианты переработки попутного газа**

Таблица 2 – **Экономические результаты переработки газа по первому варианту**

Продукты переработки	Объем переработки газа – 6,8 млрд м³		Объем переработки газа – 11,8 млрд м³	
	Количество продукции, тыс. т	Стоимость продукции, млн долл.	Количество продукции, тыс. т	Стоимость продукции, млн долл.
Этан	1118,5	123,1	1912,0	210,4
Пропан	528,8	161,5	904,0	276,0
ШФЛУ	945,4	141,8	1816,0	242,4
Сера гранулированная	1909,4	190,9	3264,0	326,4
Сухой газ	2794,0	234,9	4776,0	401,6
Итого		849,2		1456,8

Таблица 3 – **Экономические результаты переработки газа по второму варианту**

Продукты переработки	Объем переработки газа – 6,8 млрд м³		Объем переработки газа – 11,8 млрд м³	
	Количество продукции, тыс. т	Стоимость продукции, млн долл.	Количество продукции, тыс. т	Стоимость продукции, млн долл.
Полиэтилен	1966–2925	1966–2925	3360–5000	3360–5000
Полипропилен	1732–2925	2078–3510	2960–5000	3552–6000
Сера гранулированная	2518	251,8	4304	430,4
Сухой газ	375,6	32,3	642	54,2
Итого		4328,1–6719,1		7396,6–11484,6

проблему. Решение ее возможно в условиях формирования региональных кластеров, основой которых могут стать предприятия нефтегазового комплекса.

Реализация этой проблемы в комплексном варианте возможна в процессе решения следующих задач:

- внедрение новых технологических процессов, способствующих снижению себестоимости добычи углеводородного сырья;
- формирование специфических региональных кластеров, имеющих своей целью полное и эффективное использование производимых топливно-энергетических ресурсов;
- учет особенностей воспроизводственного процесса в сфере недропользования с точки зрения оптимизации объемов добычи углеводородных ресурсов.

Следует признать, что формирование нефтехимических производств и их последующая деятельность не должны ограничиваться выработкой промежуточного ассортимента продукции. Эффективность их функционирования, как правило, непосредственно связана с уровнем комплексности использования первичных ресурсов, что предопределяет необходимость выпуска конечной товарной продукции, потребность в которой велика в различных отраслях экономики страны.

Таким образом, стратегия развития нефтегазового комплекса должна быть нацелена на создание технологий, способствующих значительному снижению себестоимости добываемой нефти и развитие нефтеперерабатывающих, нефтехимических и газохимических производств с глубокой комплексной переработкой углеводородных ресурсов на базе применения экономически целесообразных и экологически эффективных инновационных технологий. Решение этих проблем позволит грамотно использовать ценное углеводородное сырье и получать продукцию с высокой добавленной стоимостью.

REFERENCES

[1] Karabalin U. Sebestoimost' dobychi nefti TSHO sostavlyaet $25 za barrel' [TCO oil production cost is $ 25 per barrel] Available at: URL: http://www.kursiv.kz / news / kompanii / sebestoimost_dobychi_na_ryade_mestorozhdeniy_rk_prevyshaet_mirovuyu_tsenu_na_neft_451 / (accessed 04.02.2016).

[2] Надиров Н.К., Алшанов Р.А., Егоров О.И.О срочных мерах кардинального повышения эффективности нефтегазовой отрасли. *Нефть и газ.* 2020;2:6–7.[Nadirov N.K., Alshanov R.A., Egorov O.I. Urgent measures to radically improve the efficiency of the oil and gas industry.*Oil and gas / Neft i gas*. 2020;2:6–7. (In Russ.)]

[3] Надиров Н.К. *Высоковязкие нефти и природные битумы.* Алматы: Ғылым; 2001. 360 с. [Nadirov N.K. *High-viscosity oils and natural bitumens*. Almaty: Gylym; 2001. (In Russ.)]

[4] Егоров О.И., Чигаркина О.А. Деметаллизация нефтяного сырья: эколого-экономические проблемы. *Нефть и газ.* 2017;4:92–99. [Egorov O. I., Chigarkina O. A. Demetallization of oil raw materials: ecological and economic problems. *Oil and gas / Neft i gas.* 2017;4:92–99. (In Russ.)]

[5] Портер М. *Конкурентная стратегия: Методика анализа отраслей и конкурентов.* М.: Альпари Бизнес Букс; 2007. 453 с.[Porter M. *Competitive strategy: Methods for analyzing industries and competitors*. Moscow: Alpari Business books; 2007. (In Russ.)]

[6] Надиров 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. *Oil and gas* / *Neft i gas*. 2018;3:94–97.(In Russ.)]

[7] Голубева И.А., Родина Е.В. Газоперерабатывающие предприятия России: Муравленковский и Губкинский ГПЗ. Нефтепереработка и нефтехимия. 2015;12:121–132. [Golubeva I A., Rodina E.V. Gas processing enterprises of Russia: Muravlenko and Gubkinsky GPZ. *Neftepererabotka i neftehimiya*. 2015;12:121–132. (In Russ.)]

[8] Егоров О.И. *Стратегические сценарии развития нефтегазового комплекса в целях повышения энергетической безопасности. Стратегия экономической безопасности и социальной стабильности Казахстана.* Алматы: Институт экономики КН МОН РК; 2019. С.97–113. [Egorov O.I. *Strategic scenarios for the development of the oil and gas complex in order to improve energy security. Strategy of economic security and social stability of Kazakhstan*. Almaty:Institute of Economics KN MES RK; 2019.(In Russ.)]

[9] Chernysheva E. *Problemy i puti razvitiya glubokoj pererabotki nefti v Rossii* [Challenges and development trends of deeper oil conversion in Russia]. Available at: https://burneft.ru/archive/issues/2011–05/2

[10] Едалькина А.А., Карасев О.И., Клубова М.А. Сценарии развития нефтеперерабатывающей и нефтехимической отрасли. *Нефтепереработка и нефтехимия.* 2014;10:12–16. [Edelkina A. A., Karasev O. I., Klubova M. A. Scenarios for the development of the oil refining and petrochemical industry. *Neftepererabotka i neftehimiya*.2014;10:12–16. (In Russ.)]

[11] Егоров О.И., Жумагулов Р.Б. Приоритеты инновационного развития экономики нефтегазовых регионов Казахстана. *Нефть и газ.* 2019;2:123–132. [Egorov O.I., Zhumagulov R. B. Priorities of innovative development of the economy of oil and gas regions of Kazakhstan. *Oil and gas* / *Neft i gas.*2019;2:123–132.(In Russ.)]

УДК 628.316.13; https://doi.org/10.37878.2708-0080/2020.021

ПОЛУЧЕНИЕ ЭФФЕКТИВНЫХ СОРБЕНТОВ ИЗ ВТОРИЧНОГО РАСТИТЕЛЬНОГО СЫРЬЯ ДЛЯ ОЧИСТКИ ВОДЫ ОТ НЕФТЕПРОДУКТОВ

С.К. МЫРЗАЛИЕВА,
доктор химических наук, профессор,
начальник отдела
по подготовке научных кадров
Национального центра по комплексной
переработке минерального сырья РК,
https://orcid.org/0000–0003–2997–0716

Ж.Т. БАГАШАРОВА*,
кандидат технических наук, старший
научный сотрудник кафедры
«Технология металлов и минералов»
КазНУ им. аль-Фараби
при РГП «Национальный центр
по комплексной переработке
минерального сырья РК»,
https://orcid.org/0000–0001–8996–8656

Кафедра металлов и минеральных технологий КазНУ
им. аль-Фараби при РГП «Национальный центр по комплексной переработке
минерального сырья РК»
Республика Казахстан, 050036, г. Алматы, ул. Жандосова, 67

Мировая практика показывает, что наиболее перспективным и экономичным способом очистки воды от органических загрязняющих веществ является сорбционный метод. Степень очистки этим методом достигает 80–95% и зависит от химической природы адсорбента, площади адсорбционной поверхности и ее доступности, а также от химического строения вещества и его состояния в воде. Поэтому создание дешевых эффективных сорбирующих материалов широкого спектра действия с использованием доступного сырья природного и растительного происхождения представляется одним из наиболее перспективных путей решения названной проблемы. Установлено, что наибольшей нефтепоглощаемостью обладают сорбенты на основе кукурузных початков, зерновых отходов, шелухи гречки от 7,2 до 14,1 г/г., наименьшей нефтепоглощаемостью – березовый и активированный угли. Наименьшей способностью

*Автор для переписки. E-mail: zh.t_bagasharova@mail.ru

водопоглощения обладают сорбенты на основе скорлупы грецкого ореха, березовые угли и активированный уголь, значения которых колеблются от 1,3 до 2,1 г/г.

***КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА*:** *вода, степень очистки, адсорбент, нефтяные загрязнения, сырье, растительное сырье.*

ҚАЙТАЛАМА ӨСІМДІК ШИКІЗАТЫНАН СУДЫ МҰНАЙ ӨНІМДЕРІНЕН ТАЗАРТАТЫН ТИІМДІ СОРБЕНТТЕР АЛУ

С.К. МЫРЗАЛИЕВА, химия ғылымдарының докторы, профессор, Қазақстан Республикасының минералдық шикізатты кешенді қайта өңдеу жөніндегі Ұлттық орталығының ғылыми мамандар даярлау бөлімінің меңгерушісі, *https://orcid.org/0000–0003–2997–0716*
Ж.Т. БАҒАШАРОВА, техника ғылымдарының кандидаты, Қазақстан Республикасының минералдық шикізатты кешенді қайта өңдеу жөніндегі ұлттық орталығындағы әл-Фараби атындағы ҚазҰУ «Металдар және минералдар технологиясы» кафедрасының аға ғылыми қызметкері, *https://orcid.org/0000–0001–8996–8656*

РМК «ҚР-ның минералды шикізатын кешенді қайта өңдеу ұлттық орталығы»жанындағы
әл-Фараби атындағы ҚазҰУ-нің Металдар мен минералдар технологиясы кафедрасы
Қазақстан Республикасы, 050036, Алматы қ., Жандосов к., 67

Әлемдік тәжірибе көрсеткендей, суды органикалық ластаушы заттардан тазартудың ең перспективалы және үнемді тәсілі – сорбциялық әдіс. Осы әдіспен тазарту дәрежесі 80–95%-ға дейін жетеді және адсорбенттің химиялық табиғатына, адсорбциялық беттің ауданына және оның қол жетімділігіне, сондай-ақ заттың химиялық құрылысына және оның судағы түріне байланысты. Сондықтан табиғи және өсімдік тектес қол жетімді шикізатты пайдалана отырып, кең ауқымды әсер ететін арзан тиімді сорбциялаушы материалдарды жасау осы проблеманы шешудің ең перспективалы жолдарының бірі.Ең сіңіргіштігі жоғары сорбенттер – жүгері собығы, астық қалдықтары, қарақұмық қабығы 7,2 – ден 14,1 г/г-ге дейін, ең аз мұнай сіңіргіш–қайың және белсендірілген көмір. Су сіңірудің ең аз қабілеттілігі грек жаңғағының қабығы, қайың көмірі және белсендірілген көмірде байқалады, олардың мәні 1,3–тен 2,1 г/г-ге дейін ауытқиды.

***ТҮЙІН СӨЗДЕР*:** *су, тазалау дәрежесі, адсорбент, мұнаймен ластану,шикізат, өсімдік шикізаты.*

OBTAINING EFFECTIVE SORBENTS FROM SECONDARY PLANT RAW MATERIALS FOR WATER PURIFICATION FROM OIL PRODUCTS

S.K. MIRZALIEVA, doctor of chemical Sciences, Professor
Head of the Department for training of scientific personnel national center for complex processing of mineral raw materials of the Republic of Kazakhstan, *https://orcid.org/0000–0003–2997–0716*
Zh.T. BAGASHAROVA, candidate of Technical Sciences, RSE «National center for complex processing of mineral raw materials of the Republic of Kazakhstan», The senior researcher Department of «Technology of metals and minerals»
KazNU al-Farabi at RSE «NC KPMS RK», *https://orcid.org/0000–0001–8996–8656*

Department of Metals and Mineral Technologies of KazNU al-Farabi
at RSE «National center for complex processing of mineral raw material
sof the Republic of Kazakhstan»
Republic of Kazakhstan, 050036, Almaty, Zhandosova str., 67

As world practice shows, the most promising and economical way to purify water from organic pollutants is the sorption method. The degree of purification by this method reaches 80–95% and depends on the chemical nature of the adsorbent, the area of the adsorption surface and its availability, as well as on the chemical structure of the substance and its state in water. Therefore, the creation of cheap effective sorbing materials of a wide spectrum of action using available raw materials of natural and plant origin is one of the most promising ways to solve this problem.It has been established that sorbents – corn cobs, grain waste, buckwheat husks from 7.2 to 14.1 g/g, the lowest oil absorption – birch and activated charcoal – have the greatest oil absorption capacity. The walnut shells with birch and activated charcoal values ranging from 1.3 to 2.1 g/g had the lowest water absorption capacity.

KEY WORDS: *water, degree of purification, adsorbent, oil pollution, raw materials, vegetable raw materials.*

Нефть входит в список десяти главных загрязнителей биосферы. Проблема устранения нефтяных загрязнений, возникающих в результате техногенной деятельности человека, приобретает всевозрастающий интерес. Исследования по очистке природной и сточной воды от загрязнения нефтепродуктами являются актуальными и определяются рядом факторов: увеличивающимися частотой и объемом аварийных разливов нефти, низкой самоочищающей способностью природных объектов, большой опасностью для жизнедеятельности всех живых организмов. Разлив нефтепродуктов на воде является значительной экологической катастрофой, последствия которой губительны для всего живого. Нефть является продуктом длительного распада и очень быстро покрывает поверхность вод плотным слоем нефтяной пленки, которая препятствует доступу воздуха и света. Кроме того, нефтью и продуктами переработки нефти загрязняются все объекты окружающей среды: гидросфера, почва, атмосфера. Чтобы не допустить всех этих негативных последствий, необходимо оперативно устранять последствия загрязнения нефтью и нефтепродуктами [1].

К современным мерам предотвращающим загрязнение гидросферы относятся:

- совершенствование международного экологического законодательства;
- увеличение капиталовложений в новые технологии транспорта, добычи и переработки нефти;
- разработка новых методов для очистки поверхности.

Нефть и нефтепродукты удаляют с помощью различных методов и технических средств, обеспечивающих локализацию нефтяного загрязнения, сбор нефти с помощью механических средств, поглощение ее сорбентами, рассеивание нефтяных пленок химическими или биологическими препаратами, сжигание нефти и др**.** Как показывает мировая практика, наиболее перспективным и экономичным способом очистки воды от органических загрязняющих веществ является сорбционный метод. Степень очистки этим методом достигает 80–95% и зависит от химической природы адсорбента, площади адсорбционной поверхности и ее доступности, а также от химического строения вещества и его состояния в воде. Поэтому создание дешевых эффективных сорбирующих материалов широкого спектра действия с использованием доступного сырья природного и растительного происхождения представляется одним из наиболее перспективных путей решения данной проблемы.

Актуальность работы заключается в безреагентной физико-химической обработке природных материалов (отходы переработки сельскохозяйственных продуктов, отходы деревообрабатывающих предприятий) для получения эффективных нефтяных сорбентов. Подтверждена эффективность сорбционной технологии очистки сточных вод на стадии доочистки с использованием сорбентов на основе вторичного растительного сырья.

Сорбционный метод очистки воды является наиболее экологически безопасным и экономически целесообразным. При выборе сорбционного материала большое внимание уделяется его сорбционным характеристикам, а также стоимости изготовления и доступности сырьевой базы. Кроме того, выбор того или иного сорбента зависит от различных факторов, таких как: требование к качеству очистки, состояния загрязняющих веществ, этапы очистки и другие. Сорбционные методы весьма эффективны для извлечения из сточных вод ценных растворенных веществ с их последующей утилизацией и использованием очищенных технологических вод в системе оборотного водоснабжения промышленных предприятий [3].

Сейчас в мире более 300 компаний производят различные сорбенты, но на рынке наиболее известны несколько десятков наименований. Каждый из сорбентов обладает преимуществами и недостатками. Классифицируют сорбенты по различным признакам:

- исходное сырье;
- дисперсность;
- пористость структуры;
- характер смачивания водой;
- специальные свойства;
- плавучесть.

Как показывает практика, для наиболее эффективного и экономически выгодного проведения работ по локализации аварийного разлива нефти и нефтепродуктов необходимо определить критерии выбора сорбента [2–4].

К ним можно отнести:

- структура сорбента: сыпучий материал;
- время полного насыщения сорбента: минимальное;
- токсичность: экологически безвреден;
- диапазон рабочих температур: от минусовых до плюсовых;
- плавучесть: высокая;
- технологичность, определяющая возможность нанесения и сбора сорбента;
- возможность утилизации сорбента.

В зависимости от климатических условий существенным являются свойства сорбента по показателю рабочих температур. Также при очистке объектов от нефти и нефтепродуктов сорбенты должны обеспечивать ликвидацию с возможностью наиболее полной очистки с наименьшими затратами. При этом одним из важных показателей сорбента является возможность регенерации, простота регенерации и величина стоимости сорбента.

Все сорбенты делятся на неорганические, природные органические и органоминеральные, а также синтетические [5].

На практике для удаления нефтепродуктов из воды все чаще применяются материалы, способные поглощать и удерживать на своей поверхности нефть. Эти материалы можно классифицировать:

- по материалу аппретируемой подложки – на минеральные и органические;
- по типу сорбента – на природные и синтетические;
- по гидродинамическим свойствам – на тонущие с поглощенной нефтью и плавающие на поверхности воды;
- по состоянию поверхности – на естественные и модифицированные.

Перспективные нефтесорбенты должны обладать высокой нефтеемкостью (плавучестью), низким водопоглощением и высокопористой поверхностью. Главным требованием, предъявляемым к материалам, сорбирующим углеводороды нефти, является наличие у материала высокоразвитой пористой структуры с гидрофобной поверхностью.

Нефтеемкость – показатель эффективности сорбента по отношению к нефти. Важнейшими характеристиками являются скорость поглощения нефти, плавучесть, готовность к применению на месте аварии. Процесс сорбции производится при интенсивном перемешивании адсорбента с водой, при фильтровании через неподвижный слой или в псевдоожиженном слое на сооружениях периодического или непрерывного действия.

В настоящее время известен широкий спектр растительных сорбционных материалов. Были исследованы углеродные материалы на основе растительных отходов, таких как кукурузные початки, жмых подсолнечника, шелуха гречки, скорлупа грецкого ореха, древесные опилки, отходы зерна, активированный уголь, березовый уголь. Хотя растительные отходы относятся к вторичным материальным ресурсам, но, по сравнению с другими видами отходов, примечательным является то, что их запасы постоянно пополняются.

Количество загрязнений, извлекаемых при адсорбции с использованием сорбентов на основе вторичного растительного сырья, в 2–10 раз больше максимальной сорбционной емкости сорбента в статических условиях: концентрация органических загрязнений в воде значительно меньше, чем при микробной деструкции в отсутствии адсорбента. В результате при более высокой скорости очистки достигается более глубокая степень биоразрушения таких органических соединений, которые в аэротенках уже не могут окисляться [6–8].

В исследованиях были использованы известные методы получения сорбентов, методы определения физико-химических свойств сорбентов, таких как насыпная плотность, суммарный объем пор, удельная поверхность образцов, pH водной вытяжки, влажность сорбента, зольность сорбента, адсорбционная активность сорбента, с использованием современных методов инструментального исследования: сканирующий электронный микроскоп, газовая хроматография, ИК-спектроскопия *(таблица 1)*.

Подготовку сорбента проводили по упрощенной классической технологии, включающей карбонизацию и активацию. В качестве вспомогательных операций углеподготовки были использованы дробление и грохочение. Гранулирование углей осуществляли наиболее простым методом измельчения с последующим отсевом

пылевых фракций. Процесс карбонизации образцов проводился в изотермических условиях. Модифицирование образцов проводили в муфельной печи при температуре 100–300°С, времени контакта 30–60 минут, далее охлаждали в сушильном шкафу при комнатной температуре.

Для определения эффективности сорбента были определены следующие показатели: количество сорбированной нефти; способность к адсорбции нефти; водопоглощение нефтесорбента.

Таблица 1 **– Физико-химические свойства сорбентов**

Сорбент	Насыпная плотность, г/см^3	Суммарный объем пор, см^3/г	Удельная поверхность, м^2/г	Удельный объем пор, см^3/г	pH водяной вытяжки	Влажность сорбента, %	Зольность сорбента, %	Адсорбционная активность по метиловому оранжевому, мг/г
Жмых подсолнечника (ЖП)	0,35	1,04	0,427	0,190	6,64	0,3	0,97	95,5
Шелуха гречки (ШГ)	0,11	4,92	1,14	0,230	3,75	0,6	0,99	238,6
Скорлупа грецкого ореха (СГО)	0,47	1,63	0,94	0,150	5,28	0,8	0,99	195,5
Активированный уголь (АУ)	0,40	0,74	713,14	0,305	1,43	0,1	0,95	265,0
Березовый уголь (БУ)	0,19	6,7	19,25	0,008	6,74	0,4	0,99	265,0
Древесная опилка (ДО)	0,09	7,30	1,28	0,001	5,76	0,5	0,98	111,4
Отходы зерна (ОЗ)	0,11	4,5	1,97	0,001	5,19	0,2	0,99	109,1
Кукурузные початки(КП)	0,17	5,9	60,21	0,026	1,59	0,4	0,98	113,6

Из *таблицы 1* видно, что насыпная плотность сорбентов составляет от 0,09–0,47 г/см^3, наибольшей удельной поверхностью обладают активированный уголь (713,14 м^2/г), кукурузные початки (60,21 м^2/г), березовый уголь (19,25 м^2/г) и, соответственно,они и показали наиболее высокую адсорбционную активность.

Нефтепоглощаюшая и водопоглощающая способность растительных сорбентов, подготовленных на предыдущем этапе исследования, приведены на *рисунке 1.*

Изучение нефтепоглощения сорбентов показало, что наибольшей нефтепоглощаемостью обладают сорбенты – кукурузные початки, зерновые отходы, шелуха гречки от 7,2 до 14,1 г/г., наименьшей нефтепоглощаемостью – березовый и активированный угли, наименьшей способностью водопоглощения обладают скорлупа грецкого ореха, березовый уголь и активированный уголь от 1,3 до 2,1 г/г [9–11].

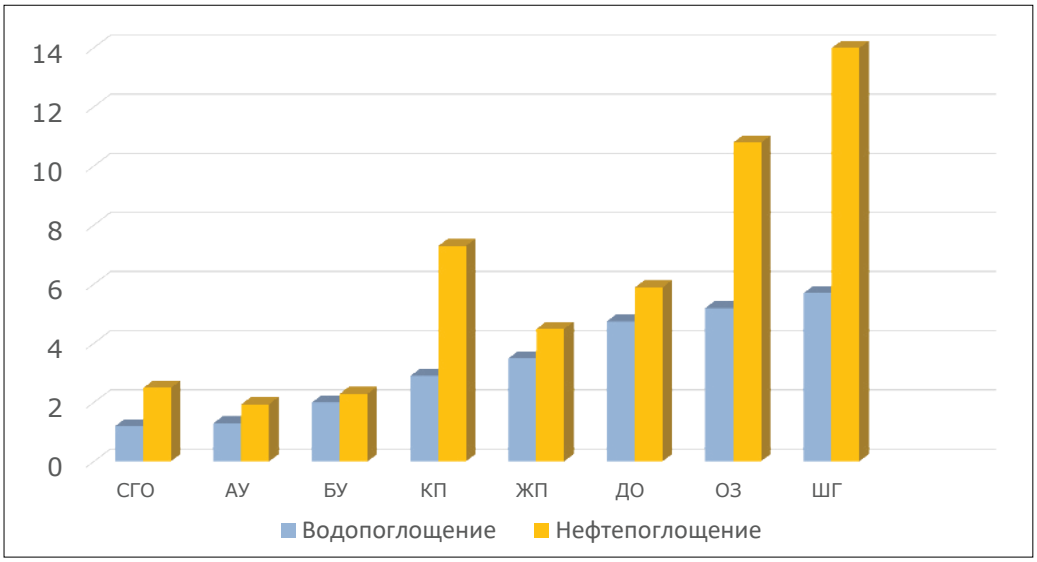


Рисунок 1 – **Диаграмма сравнения водопоглощения и нефтепоглощения сорбентами из вторичного растительного сырья. Обозначения: СГО – скорлупа грецкого ореха; АУ – активированный уголь; БУ – березовый уголь; КП – кукурузные початки; ЖП – жмых подсолнечника; ДО – древесные опилки; ОЗ – отходы зерна; ШГ – шелуха гречки**

Степень эффективности процессов очистки сточных вод во многом определяет отношение показателей БПК/ХПК (биологическая потребность кислорода/химическая потребность кислорода), так как именно на основании данного отношения решается вопрос о целесообразности применения конкретного способа очистки сточных вод. В случае, если отношение БПКполн/ХПК составляет порядка 0,5–0,7, следует проводить традиционную биологическую очистку сточных вод в аэротенке. Если значение ниже 0,5, это свидетельствует о присутствии в водах значительного количества биологически неразлагаемых примесей и имеет смысл совместить процесс биологической очистки активным илом с прочими физико-химическими способами. При проведении анализа сточных вод аналитический контроль проводится только по показателю $БПК_5$. Поэтому для пересчета показателя $БПК_5$ в БПКполн используется коэффициент равный 1,33. По приблизительной оценке, отношение БПКполн/ХПК сточных вод составило порядка 0,25.

Для производства нефтяных сорбентов наиболее привлекательными являются естественное органическое сырье и отходы производства продукции агропромышленного сектора [12–14].

Новые сорбенты, разработанные на основе доступного вторичного растительного сырья, показывают высокую эффективность и открывают возможность для их практического применения в решении экологических задач. Выполненный комплекс исследований позволил предложить оригинальную схему очистки нефтезагрязненных вод с последовательным применением сорбционной технологии и увеличить эффект очистки сточных вод до 89–92%. Использование материалов, являющихся

потенциальным местным сырьем для производства сорбентов, позволяет совместить ликвидацию отходов сельскохозяйственного производства с природоохранной деятельностью.

ВЫВОДЫ

1. Установлена водопоглощающая и нефтепоглощающая способность сорбентов. Наибольшей нефтепоглощаемостью обладают сорбенты – кукурузные початки, зерновые отходы, шелуха гречки от 7,2 до 14,1 г/г., наименьшей нефтепоглощаемостью – березовый и активированный угли. Наименьшей способностью водопоглощения обладают скорлупа грецкого ореха, березовый уголь и активированный уголь, значения которых колеблются от 1,3 до 2,1 г/г.

2. Изучена кинетическая зависимость сорбционной емкости сорбентов в зависимости от времени контакта с нефтью. Максимальная сорбция нефти осуществляется сразу в первые минуты, после чего сорбент в течение испытуемого времени (30 минут) способен удерживать сорбированную нефть.

5. Максимальной степенью очистки сточных вод 89–92% от растворимых нефтепродуктов обладают сорбенты на основе стержней кукурузных початков.

REFERENCES

[1] Ревелль П. *Среда нашего обитания. Загрязнение воды и воздуха.* М.: Мир; 1995. 296 с. [Revvel P. *Our habitat. Water and air pollution*. Moscow: Mir; 1995. (In Russ.)]

[2] Корте Ф., Бахадир М., Клайн В., Лай Я.П., Парлар Г., Шойнерт И. *Экологическая химия. Основы и концепции.* М.: Мир; 1997. 396 с.[Korte F., Bakhadir M., Klain B., Lay Ya.P., Parlar G., Shoinert I. *Ecological chemistry. Fundamentals and Concepts.* Moscow: Mir; 1997. (In Russ.)]

[3] Другов Ю.С., Родин А.А. *Экологические анализы при разливах нефти и нефтепродуктов.* М.: БИНОМ. Лаборатория знаний; 2010. 270 с. [Drugov Y.S., Rodin A.A. *Environmental analyzes during oil and oil product spills.* Moscow: BINOM. Laboratoriya znanii; 2010. (In Russ.)]

[4] А.Е. Кузнецов и др. *Прикладная экобиотехнология.* Moscow: БИНОМ. Лаборатория знаний; 2012. 629 с.[A.E. Kuznetsov and etc. *Applied Ecobiotechnology.* Moscow: BINOM. Laboratoriya znanii; 2012. (In Russ.)]

[5] Местренко В.Н., Хамитов Р.З., Будников Б.К. *Эколого-аналитический мониторинг супертоксикантов*. М: Химия; 1996. 319 с. [Mestrenko V.N., Khamitov R.Z., Budnikov B.K. *Environmental and analytical monitoring of supertoxicants.* Moscow: Chemistry; 1996. (In Russ.)]

[6] Абросимов А.А., Ерохин Ю.Ю. Экологический мониторинг окружающей среды НПЗ. *Нефтепереработка и нефтехимия*.1997;11:44–45. [Abrosimov A.A., Erokhin Y.Y. *Neftepererabotka i neftekhimiya.* 1997;11:44–45. (In Russ.)]

[7] Мырзалиева С.К., Хамзина Ж.Б., Даулетбай А.Д. Өнеркәсіптік ақаба суларын зиянды ауыр металдардан ион алмастыру жолымен тазарту әдісінің ерекшеліктері. *Промышленность Казахстана.* 2011;3:310–312. [Myrzaliyeva S.K., Khamzina Zh.B., Dauletbay A.D. Features of the method of industrial wastewater treatment by ion exchange from harmful heavy metals. *Promyshlennost' Kazahstana* / *Industry of Kazakhstan*. 2011;3:310–312.]

[8] Мырзалиева С.К.,Чугунова Н.И., Керимкулова А.Ж. Новые технологии сорбционной очистки водных сред от нефтяных загрязнений. *Евразийский Союз ученых*. 2014;8:92–93. [Myrzaliyeva S.K., Chugunova N.I., Kerinkulova A.Zh. New technologies for the sorption purification of aqueous media from oil pollution. *Evrazijskij Soyuz uchenyh* / *Eurosian Union of Scientists*. 2014;8:92–93. (In Russ.)]

[9] Myrzaliyeva S.K., Khamzina Zh.B., Samadun S. Problems of pollution of natural water bodies by wastewater of food industry enterprises. *Mezhdunarodnaya konferenciya «Vodosnabzhenie i vodootvedenie naselennyh mest»* [International Conference «Water Supply and Sanitation of Populated Areas»]. Moscow, 2014, pp. 435–437. (In Russian).

[10] Мырзалиева С.К., Елигбаева Г.Ж., Исабаев Е.А. Новые решения в утилизации нефтяных отходов. Промышленность Казахстана. 2014;6(87):34–40. [Myrzaliyeva S.K., Eligbayeva G.Zh., Isabayev E.A. New Oil Waste Management Solutions. *Industry of Kazakhstan*. 2014;6(87):34–40. (In Russ.)]

[11] Алексеев Е.В. Физико- химимческая очистка сточных вод. М.; 2007. 248 с. [Alekseyev E.V. *Physico-chemical wastewater treatment*. Moscow; 2007. (In Russ.)]

[12] Артемов А.В., Пинкин А.В. Сорбционные технологии очистки воды от нефтяных загрязнений. *Вода: Химия и экология.* 2008;1:38–42. [Artemov A.V., Pinkin A.V. Sorption technologies for water purification from oil. *Voda: Himya i ekologiya* / *Water: Chemistry and ecology*. 2008;1:38–42. (In Russ.)]

[13] Шевелева И.В., Холомейдик А.Н., Войт А.В., Земнухова Л.А. Сорбенты на основе рисовой шелухи для удалениия ионов Fe(III), Cu(II), Cd(II), Pb(II) из растворов. *Химия растительного сырья.* 2009;4:92–93. [Shevelyeva I.V., Kholomeidik A.N., Voit A.V., Zemnukhova L.A. Rice husk sorbents for removal of Fe (III), Cu (II), Cd (II), Pb (II) ions from solutions. *Khimija rastitel'nogo syr'ja*. 2009;4:92–93. (In Russ.)]

[14] Veprikova E.V., Tereshchenko E.A., CHesnokov N.V., Schipko M.L., Kuznecov B.N. Osobennosti ochistki vody ot nefteproduktov s ispol'zovaniem sorbentov, fil'truyushchih materialov i aktivnyh uglej [Features of water treatment from oil products using sorbents, filtering materials and active coals]. Available at: journal.sfu-kras.ru / article / 2187 (accessed 25.06.2020)

УДК 546.05+661.183.2; https://doi.org/10.37878.2708-0080/2020.022

ПОЛУЧЕНИЕ КАЧЕСТВЕННОГО СОРБЕНТА ИЗ ОТХОДОВ РИСА И НЕФТЕШЛАМА

Н.О. АППАЗОВ[1],
кандидат химических наук, профессор,
директор Института химических
исследований и технологий,
http://orcid.org/0000–0001–8765–3386

Б.М. БАЗАРБАЕВ[1],
инженер лаборатории
инженерного профиля «Физико-
химические методы анализа»,
http://orcid.org/0000–0003–1574–8145

Н.И. АКЫЛБЕКОВ[1]*,
PhD, руководитель лаборатории
инженерного профиля «Физико-
химические методы анализа»,
заместитель директора института
химических исследований и технологий,
http://orcid.org/0000–0002–7584–9741

Р.У. ЖАППАРБЕРГЕНОВ[1],
магистр сельскохозяйственных наук,
научный сотрудник лаборатории
инженерного профиля «Физико-
химические методы анализа»,
http://orcid.org/0000–0002–0567–3226

*Автор для переписки. E-mail: nurgali_089@mail.ru

С.А. КАНЖАР[1], студент по специальности «Химическая технология органических веществ», *https://orcid.org/0000–0003–4553–3049*

Б.М. ДИЯРОВА[2], PhD-докторант по специальности «Химия», *https://orcid.org/0000–0002–1086–369X*

[1]Кызылординский государственный университет им. Коркыт Ата, Республика Казахстан, 120014, г. Кызылорда, ул. Айтеке би, 29А

[2]Казахский национальный женский педагогический университет, Республика Казахстан, 050000, г. Алматы, ул. Айтеке би, 99

Проведен со-термолиз рисовой шелухи и соломы с нефтешламом с целью получения широко применяемого адсорбента – активированного угля. Карбонизацию проводили в трубчатой печи, изготовленной из нержавеющей стали при температуре 500°С и активацию карбонизата осуществляли водяным паром при температуре 800°С. Изучено влияние соотношения исходных компонентов сырья (шелуха / солома:-нефтешлам) на свойства продукта. Оптимальным соотношением для со-термолиза шелуха: нефтешлам является 9:1 (по массе), соответственно. Оптимальным условием получения активированного угля со-термолизом рисовой соломы и нефтешлама является температура карбонизации 500°С с продолжительностью 100 мин., активации карбонизата при температуре 850°С и при соотношении вода: карбонизат = 2:1. Изучены такие показатели, как адсорбционная активность по йоду, суммарный объем пор по воде, массовая доля влаги и насыпная плотность. Микроструктуры полученных активированных углей изучали на сканирующем растровом электронном микроскопе. Активированный уголь, полученный совместной переработкой рисовой шелухи и нефтешлама в соотношениях 9:1, соответствует активированному углю марки ДАК. Полученный продукт на основе рисовой соломы и нефтешлама соответствует активированным углям марки БАУ-МФ, БАУ-А и БАУ-Ац.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: *активированный уголь, рисовая шелуха, рисовая солома, нефтешлам, со-термолиз, карбонизация, активация карбонизата.*

КҮРІШ ЖӘНЕ МҰНАЙ ҚАЛДЫҚТАРЫНАН САПАЛЫ СОРБЕНТ АЛУ

Н.О. АППАЗОВ[1], химия ғылымдарының кандидаты, профессор, Химиялық зерттеулер және технологиялар институтының директоры. *http://orcid.org/0000–0001–8765–3386*

Б.М. БАЗАРБАЕВ[1], «Физика-химиялық талдау әдістері» инженерлік бейіндегі зертхананың инженері. *http://orcid.org/0000–0003–1574–8145*

Н.И. АКЫЛБЕКОВ[1]*, PhD, «Физика-химиялық талдау әдістері» инженерлік бейіндегі зертхана жетекшісі-химиялық зерттеулер және технологиялар институты директорының орынбасары. *http://orcid.org/0000–0002–7584–9741*

Р.У. ЖАППАРБЕРГЕНОВ[1], ауыл шаруашылығы ғылымдарының магистрі, «Физика-химиялық талдау әдістері» инженерлік бейіндегі зертхананың ғылыми қызметкері. *http://orcid.org/0000–0002–0567–3226*

С.А. КАНЖАР[1], «Органикалық заттардың химиялық технологиясы» мамандығының студенті. *https://orcid.org/0000–0003–4553–3049*

Б.М. ДИЯРОВА[2], «Химия» мамандығы бойынша PhD-докторант. *https://orcid.org/0000–0002–1086–369X*

[1]Қорқыт Ата атындағы Қызылорда мемлекеттік университеті,
Қазақстан Республикасы, 120014, Қызылорда қ., Әйтеке би көшесі, 29А

[2]Қазақ ұлттық қыздар педагогикалық университеті,
Қазақстан Республикасы, 050000, Алматы қ., Айтеке би көшесі, 99

Кең қолданылатын адсорбент – белсендірілген көмір алу мақсатында күріш қауызы мен сабанын мұнай шламымен со-термолиздеу үрдісі жүргізілді. Карбонизация 500ºС температурада тотықпайтын болаттан жасалған түтікті пеште жүргізілді, карбонизатты белсендіру су буымен 800ºС температурада іске асырылды. Шикізаттың бастапқы компоненттері қатынасының (күріш қауызы / сабаны:мұнай шламы) өнім қасиетіне әсері зерттелді. Со-термолиздеу нәтижесі бойынша оңтайлы қатынас күріш қауызы: мұнай шламы = 9:1 (массасы бойынша) болып табылады. Күріш сабаны мен мұнай шламын со-термолиздеу арқылы алудың оңтайлы жағдайы: карбонизациялау температурасы 500ºС ұзақтылығы 100 мин, карбонизатты белсендіру 850ºС, су: карбонизат қатынасы 2:1 болып табылады. Йод бойынша адсорбциялық белсенділік, су бойынша жалпы кеуектер көлемі, судың массалық үлесі және ұнтақты тығыздық тәрізді көрсеткіштер зерттелді. Алынған белсендірілген көмірлердің микроқұрылымы сканерлеуші растрлы электронды микроскоп көмегімен зерттелді. Күріш қауызы мен мұнай шламы 9:1 қатынаста бірге өңдеу арқылы алынған белсендірілген көмір ДАК маркасына сәйкес келеді. Күріш сабаны мен мұнай шламын өңдеу арқылы алынған өнім БАУ-МФ, БАУ-А және БАУ-Ац маркалы белсендірілген көмірлерге сәйкес келеді.

ТҮЙІН СӨЗДЕР: *белсендірілген көмір, күріш қауызы, күріш сабаны, мұнай шламы, со-термолиз, карбонизация, карбонизатты белсендіру.*

OBTAINING QUALITATIVE SORBENT FROM RICE WASTE AND OIL SLUDGE

N.O. APPAZOV[1], candidate of chemical sciences (PhD), professor, Director of the Institute of Chemical Research and Technology. *http://orcid.org/0000–0001–8765–3386*
B.M. BAZARBAYEV[1], engineer of laboratory of engineering profile «Physical and chemical methods of analysis». *http://orcid.org/0000–0003–1574–8145*
N.I. AKYLBEKOV[1]*, PhD, Head of laboratory of engineering profile «Physical and chemical methods of analysis»-Deputy Director of the Institute of Chemical Research and Technology. *http://orcid.org/0000–0002–7584–9741*
R.U. ZHAPPARBERGENOV[1], Master of Agricultural Sciences, Researcher of laboratory of engineering profile «Physical and chemical methods of analysis». *http://orcid.org/0000–0002–0567–3226*
S.A. KANZHAR[1], student majoring in Chemical Technology of Organic Substances. *https://orcid.org/0000–0003–4553–3049*
B.M. DIYAROVA[2], PhD student in Chemistry. *https://orcid.org/0000–0002–1086–369X*

[1]Korkyt Ata Kyzylorda State University,
Republic of Kazakhstan, 120014, Kyzylorda, 29A Aiteke bie str.

[2]Kazakh State women's teacher training university,
Republic of Kazakhstan, 050000, Almaty, Ayteke bi, 99

Co-thermolysis of rice husk and straw with oil sludge was carried out in order to obtain a widely used adsorbent – activated carbon. Carbonization was carried out in a tubular furnace made of stainless steel at a temperature of 500°C and the activation of carbonization was carried out with water vapor at a temperature of 800°C. The influence of the ratio of the initial components of the raw material (husk / straw:oil sludge) on the properties of the product was studied. The

optimal ratio for co-thermolysis of the husk: oil sludge is 9:1 (by weight), respectively. The optimal condition for the production of activated carbon by co-thermolysis of rice straw and oil sludge is a carbonization temperature of 500°C with a duration of 100 min, activation of the carbonizate at a temperature of 850°C and with a ratio of water:carbonizate = 2:1. Indices such as iodine adsorption activity, total pore volume in water, mass fraction of moisture, and bulk density were studied. The microstructures of the obtained activated carbons were studied on a scanning scanning electron microscope. Activated carbon obtained by the joint processing of rice husk and oil sludge in a ratio of 9:1 corresponds to activated carbon brand DAK. The resulting product based on rice straw and oil sludge corresponds to the activated carbons BAU-MF, BAU-A and BAU-Ats.

KEY WORDS: *activated carbon, rice husk, rice straw, oil sludge, co-thermolysis, carbonization, activating of carbonizate.*

Активированный уголь находит широкое практическое применение в очистке воздуха и газов, в обесцвечивании и очистке жидкостей и растворов, в водоподготовке, в качестве катализаторов и носителей катализаторов, в медицине, в табачном производстве и т. д. [1].

Важнейшим сырьем для получения активного угля являются: древесина (в виде опилок), древесный уголь, торф, торфяной кокс, каменные и бурые угли, а также полукокс бурых углей. Известны способы получения активированного угля из фруктовых косточек, скорлупы орехов, сельскохозяйственных отходов, отходов бумажного производства, мусора, осадков сточных вод, изношенных резиновых покрышек, отходов производства синтетических полимеров и т. д., которые не нашли широкого промышленного применения [1–5].

Известны способы получения активированного угля из растительных отходов, в частности из отходов ячменя (шелуха и некондиционное зерно) и из соломы рапса [6, 7]. Авторы [8, 9] в исследованиях использовали кукурузные початки в качестве сырья для производства активированного угля. Активацию проводили с использованием диоксида углерода при температурах 800–900°С, времени активации 20–120 мин. и степени обжига 1–71%.

Имеются работы по получению высокопористого активного угля из рисовой шелухи, который имеет селективную сорбционную активность на ионы свинца [10, 11]. Имеются сведения, что совместная переработка рисовой шелухи с политетрафторэтиленом показывает высокую пористую структуру [3].

Авторами [12] получен активированный уголь из рисовой шелухи, карбонизацию проводят при температуре 500–700ºС с выдержкой 100–120 мин., активацию осуществляют при температуре 780–800ºС при расходе водяного пара 2,0–2,5 кг на 1 кг карбонизированного продукта. Адсорбционная активность по йоду активированного угля, полученного данным способом, составляет 20–25%. Недостатком данного способа является низкая адсорбционная активность.

Активированные угли получены из рисовой шелухи путем активации с помощью фосфорной кислоты [13–16], а также получен активированный уголь из рисовой шелухи методом активации с фосфорной кислотой в одностадийном процессе [17].

Ранее нами был получен активированный уголь из рисовой соломы и шелухи [18], а также совместной переработкой рисовой шелухи и соломой с нефтешламом [19–21]. Из рисовой шелухи получен аморфный диоксид кремния высокой чистоты в условиях сверхвысокочастотного облучения [22].

Нефтешлам представляет собой эмульсию нефтепродуктов в воде, стабилизированную твердой фазой, состоящих в основном из твердых песчаных, глинистых частиц, частиц гидроксидов металлов, карбонатов щелочноземельных, сульфидов железа, элементарной серы. Разработанная ресурсосберегающая технология гранулированного пористого теплоизоляционного материала типа «керамзит», основанная на рациональном использовании некондиционного природного сырья и отходов нефтедобычи, позволяет отказаться от дорогостоящей энерговыделяемой добавки угля, нефти, снизить энергозатраты на сушку и обжиг изделий на 25–30%. Авторами установлено, что процесс горения нефтешлама в составе конгломератной смеси позволяет повысить температуру внутри печи и ускорить процесс вспучивания керамической массы за счет выгорания асфальтенов, масел, смолы [23]. В результате исследований авторы разрабатывали новые препараты для очистки загрязненных нефтью почв в условиях жаркого климата [24].

При проведении со-термолиза используются многокомпонентные смеси или композиты, различных по своей природе органических материалов с целью получения синергизма термолиза компонентов и, соответственно, улучшения выхода и селективности вторичных продуктов. Процессы со-карбонизации смесей техногенного сырья и природных углеродных материалов с целью получения твердых пористых сорбентов – относительно новая и малоизученная область применения со-термолиза к задачам переработки органического сырья.

Проведен анализ нефтешламов с резервуаров Кумколь АО «ПетроКазахстан Кумколь Ресорсиз», базирующейся на территории Кызылординской области.

Изучение углеводородного состава нефтешлама проводили с помощью газового хромато-масс спектрометра Agilent 7890A/5975C (США).

Хроматографический анализ проведен согласно методике, приведенной в работе [25]. Условия хроматографирования при анализе углеводородов, выделенных из нефтешлама, приведены в *таблице 1*.

Таблица 1 – **Условия хроматографирования при анализе углеводородов, выделенных из нефтешлама**

Показатели	Условия хроматографирования
подвижная фаза (газ носитель)	гелий
температура испарителя	350°C
сброс потока (Split)	30:1
температура термостата колонки: начало - подъем температуры- конец- время удержания при этой температуре -	 70°C 4°C в минуту 290°C 30 мин
общее время анализа	85 мин
режим ионизации масс-детектора	методом электронного удара
Капиллярная хроматографическая колонка	HP-5MS
длина колонки	30 м
внутренний диаметр	0,25 мм
неподвижная фаза	диметилполисилоксан (95%), метилфенилполисилоксан (5%)

Углеводородный состав пробы приведен в *таблице 2*.

Таблица 2 – **Групповой состав углеводородов по результатам хромато-масс спектрометрического анализа**

Группы углеводородов, содержащихся в нефтешламе	Количественное содержание, масс. %
	Нефтешлам с резервуаров Кумколь АО «ПетроКазахстан Кумколь Ресорсиз»
Парафины	46,38
Неконденсированные циклопарафины	27,71
Конденсированные циклопарафины с 2 кольцами	8,45
Конденсированные циклопарафины с 3 кольцами	6,92
Бензолы	2,74
Нафтенобензолы	0,10
Динафтенобензолы	0,10
Нафталины	3,66
Аценафтены	2,96
Фенантрены	0,98

Результаты исследования реологических свойств нефтешлама приведены в *таблице 3*.

Таблица 3 – **Реологические свойства нефтешлама**

Наименование показателей	Показатели
	Нефтешлам с резервуаров Кумколь АО «ПетроКазахстанКумкольРесорсиз»
Плотность, кг / м^3 при 20°С	836,4
Фракционный состав, % об. 200°С 300°С 350°С	 11 39 54
Массовая доля серы, %	0,024
Теплота сгорания, кДж / г	44,987
Содержание механических примесей, %	0,027
Содержание хлористых солей, мг / дм^3	28,46

Рисовая шелуха и солома были измельчены до порошкового состояния на лабораторной мельнице.

Со-термолиз рисовой шелухи и нефтешлама в соотношениях 9:1, 8:2, 7:3, 6:4, 5:5 проводили в трубчатой печи, изготовленной из нержавеющей стали высотой 250 мм и внутренним диаметром 25 мм при температуре 500ºС и активацией карбонизата водяным паром при температуре 800ºС.

В печь помещают смесь из 9 г рисовой соломы и 1 г нефтешлама (оптимальное соотношение согласно работе [19]), карбонизацию проводили при температурах

350–500ºС. Затем в нижней части трубчатой печи подключается сосуд для подачи пара воды при температуре 750–900ºС.

Поверхность полученных активированных углей изучали на растровом сканирующем электронном микроскопе JSM-6510 LV фирмы JEOL (Япония).

Свойства полученных активированных углей (адсорбционная активность по йоду, суммарный объем пор по воде, массовая доля влаги, насыпная плотность) определяли по известной методике [26–29].

Совместную переработку рисовой шелухи и нефтешлама проводили по общей методике: в трубчатую печь помещали смесь рисовой шелухи и нефтешлама в различных соотношениях (*таблица 4*), герметизировали и осуществляли карбонизацию со скоростью подъема температуры 10ºС в минуту до 500ºС и выдерживали при этой температуре 100 мин. Затем в нижней части трубчатой печи подключали сосуд для подачи пара воды с расходом 2:1 на массу карбонизата. Активацию проводили при температуре 800ºС.

Физико-химические показатели полученного активированного угля показаны в *таблице 4*.

Таблица 4 – **Совместная переработка рисовой шелухи и нефтешлама**

Наименование показателя	Результаты экспериментальных исследований				
Массовое соотношение рисовой шелухи и нефтешлама	9:1	8:2	7:3	6:4	5:5
Выход карбонизата, масс. %	42,7	40,6	36,8	33,7	33,0
Выход активированного угля, масс. %	35	32,4	29,4	26,6	26,2
Адсорбционная активность по йоду, %	46,99	43,18	38,10	31,75	26,67
Суммарный объем пор по воде, $см^3$ / г	1,41	1,38	1,31	1,28	1,20
Массовая доля влаги, %	4,1	4,5	4,9	5,1	5,3
Насыпная плотность, г / $дм^3$	201,4	207,9	211,3	213,2	220,8

Со-термолиз смеси рисовой соломы и нефтешлама проводили со скоростью подъема температуры 10ºС в минуту до необходимой температуры (350–500ºС) и выдерживали при данных температурах 50–150 мин. Выход карбонизата при со-термолизе в различных условиях составил 27,9–32,5%. Активацию карбонизата проводили парами воды с расходами воды на массу карбонизата 1–4:1 при температурах 750–900ºС. Выход активированного угля составил 20,0–29,0% от массы взятой смеси соломы и нефтешлама.

Оптимальным условием получения активированного угля со-термолизом рисовой соломы и нефтешлама является температура карбонизации 500ºС с продолжительностью 100 мин., активации карбонизата при температуре 850ºС и при соотношении вода:карбонизат = 2:1. Адсорбционная активность по йоду, полученного таким способом активированного угля, составляет 94,03% (*таблица 5*).

Выход и физико-химические параметры полученного активированного угля см. в *таблице 5*.

Таблица 5 – **Со-термолиз рисовой соломы и нефтешлама**

Наименование показателя	Результаты экспериментальных исследований										
Температура карбонизации, °С	500	350	400	450	500	500	500	500	500	500	500
Продолжительность карбонизации, мин	100	100	100	100	100	100	50	150	100	100	100
Выход карбонизата, масс. %	31,1	32,5	31,6	30,8	31,1	31,1	31,6	27,9	31,1	31,1	31,1
Температура активации карбонизата, °С	850	800	800	800	750	900	850	850	850	850	850
Соотношение вода:карбонизат	2:1	2:1	2:1	2:1	2:1	2:1	2:1	2:1	3:1	4:1	1:1
Выход активированного угля, масс. %	22,1	25,2	24,6	27,3	28,3	24,0	22,4	20,0	25,3	25,0	29,0
Адсорбционная активность по йоду, %	94,03	60,97	51,84	49,29	73,34	92,71	45,58	42,24	31,75	35,56	30,47
Суммарный объем пор по воде, $см^3$ / г	2,12	1,43	1,99	0,98	1,93	1,35	0,94	1,51	1,09	1,13	2,20
Массовая доля влаги, %	0,06	0,52	0,85	0,41	0,58	1,26	7,20	0,32	1,68	1,09	2,33
Насыпная плотность, г / $дм^3$	144,7	154,0	142,4	141,9	143,2	168,0	167,3	149,9	117,7	124,3	114,9

Микрофотографии активированных углей приведены на *рисунках 1* и *2*, где можно увидеть развитую пористую структуру полученных сорбентов.

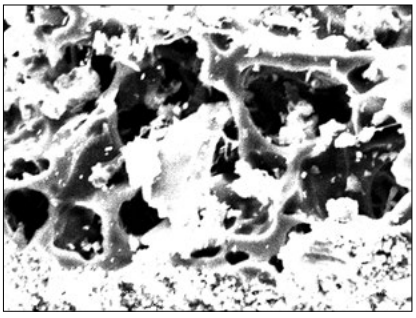


Рисунок 1 – **Микрофотография активированного угля, полученного из рисовой шелухи и нефтешлама**

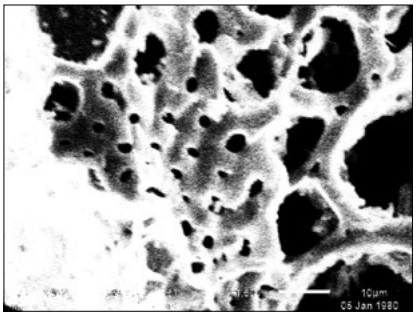


Рисунок 2 – **Микрофотография активированного угля, полученного со-термолизом рисовой соломы и нефтешлама**

По результатам экспериментальных исследований, полученный продукт при совместной переработке рисовой шелухи и нефтешлама в соотношениях 9:1 соответствует активированному углю марки ДАК (ГОСТ 6217–74. Уголь активный древесный дробленый). Полученный продукт при совместной переработке рисовой соломы и нефтешлама в соотношениях 9:1, при температуре карбонизации 500ºС с продолжительностью 100 мин., при температуре активации 850ºС в соотношении вода:карбонизат = 2:1 (самый оптимальный) соответствует активированным углям марки БАУ-МФ, БАУ-А и БАУ-Ац (ГОСТ 6217–74. Уголь активный древесный дробленый).

Использование предлагаемых способов получения активированного угля, по сравнению с известным способом, обеспечивает высокую адсорбционную активность и в качестве сырья предлагается использовать рисовую шелуху и солому с нефтешламом. Результаты исследований позволяют рационально использовать природные ресурсы и имеют природоохранное значение.

Работа выполнена при поддержке Комитета науки МОН РК за счет грантового финансирования AP05134356.

ЛИТЕРАТУРА

[1] Кинле Х., Бадер Э. *Активные угли и их промышленное применение.* Л.: Химия; 1984. 216 с. [Kinle Kh., Bader E. *Active coals and their industrial applications*. Leningrad: Khimiya; 1984.].

[2] Arezou Niksiar, Bahram Nasernejad. Activated carbon preparation from pistachio shell pyrolysis and gasification in a spouted bed reactor. *Biomass and Bioenergy*. 2017;106:43–50. DOI: 10.1016 / j.biombioe.2017.08.017.

[3] Yeru Liang, Chen Yang, Hanwu Dong, Wenqi Li, Hang Hu, Yong Xiao, Mingtao Zheng, Yingliang Liu. Facile Synthesis of Highly Porous Carbon from Rice Husk. *ACS Sustainable Chem. Eng., Just Accepted Manuscript*. 2017;5(8):7111–7117. DOI: 10.1021 / acssuschemeng.7b01315.

[4] Wenli Zhang, Nan Lin, Debo Liu, Jinhui Xu, Jinxin Sha, Jian Yin, Xiaobo Tan, Huiping Yang, Haiyan Lu, Haibo Lin. Direct carbonization of rice husk to prepare porous carbon for supercapacitor applications. *Energy*. 2017;128: 618–625. DOI: 10.1016 / j.energy.2017.04.065.

[5] Mansurov Z.A., Mansurova R.M.,Nikolayeva A.F., Vasil'yev D.G. *Sposob polucheniya karbonizirovannogo sorbenta dlya izvlecheniya zolota iz rastvorov* [Пред.патент РК № 15933. Method for obtaining a carbonized sorbent for extracting gold from solutions]. Patent RK, no 15933, 2005.

[6] Khoang Kim Bong, Timofeyev V.S., Tomkin O.N., Gafarov I.G., Timoshenko A.V., Artamonova T.V., Gorbacheva O.V., Kol'vakh I.P., Mishulin G.M., Shchepakin M.B., Kozhura Ye.A., Khaziyev R.M., Vatolin A.K. *Sposob polucheniya aktivirovannogo uglya iz othodov sel'skogo hozyajstva* [Method for producing activated carbon from agricultural waste] Patent RF, no 2315712, 2008.

[7] Mukhin V.M., Voropayeva N.L., Karpachev V.V., Kharlamov S.A., Spiridonov YU.YA., Gur'yanov V.V., Dmitryakova Ye.Ye. *Sposob polucheniya aktivnogo uglya iz rastitel'nyh othodov* [Method for producing activated carbon from agricultural waste]. Patent RF, no 2527221, 2014.

[8] Aworn, A. Preparation of CO_2 activated carbon from corncob for monoethylene glycol adsorption. *Colloids and Surfaces A: Physicochem and Eng. Asp*. 2009;333(1–3):19–25.

[9] Chang, Ch-F. Effects of Burn-off and Activation Temperature on Preparation of Activated Carbon from Corn Cob Agrowaste by CO2 and Steam. *Journal of Colloid and Interface Science.* 2000;232(1):45–49.

[10] Hanum F., Bani O., Wirani L.I. Characterization of Activated Carbon from Rice Husk by HCl Activation and Its Application for Lead (Pb) Removal in Car Battery Wastewater. IOP Conf. Series: Materials Science and Engineering. 2017. V. 180. 012151. DOI: 10.1088 / 1757–899X / 180 / 1 / 012151.

[11] Hanum F., Bani O., Izdiharo A.M. Characterization of Sodium Carbonate (Na_2CO_3) Treated Rice Husk Activated Carbon and Adsorption of Lead from Car Battery Wastewater. IOP Conf. Series: Materials Science and Engineering. 2017. V. 180, 012149. DOI: 10.1088 / 1757–899X / 180 / 1 / 012149.

[12] Klushin V.N., Tkhu Aung Si, Mukhin V.M., Vin M'int So, Nistratov A.V., Voropayeva N.L. Патент РФ № 2609802 на изобретение. *Sposob polucheniya aktivnogo uglya iz rastitel'nogo syr'ya* [Method for obtaining active coal from vegetable raw materials]. Patent RF, no 2609802, 2017.

[13] Daifullah A.A.M., Girgis B.S., Gad H.M.H. A study of the factors affecting the removal of humic acid by activated carbon prepared from biomass material. *Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects.* 2004;235(1–3):1–10. DOI: 10.1016 / j.colsurfa.2003.12.020.

[14] Mohamed M.M. Acid dye removal: comparison of surfactant-modified mesoporous FSM-16 with activated carbon derived from rice husk. *Journal of Colloid and Interface Science*. 2004;272(1):28–34. DOI: 10.1016 / j.jcis.2003.08.071.

[15] Rahman I.A. Saad B., Shaidan S., Sya Rizal E.S. Adsorption characteristics of malachite green on activated carbon derived from rice husks produced by chemical–thermal process. *Bioresource Technology*. 2005;96(14):1578–1583. DOI: 10.1016 / j.biortech.2004.12.015.

[16] Kennedy L.J., Vijaya J.J., Sekaran G. Effect of Two-Stage Process on the Preparation and Characterization of Porous Carbon Composite from Rice Husk by Phosphoric Acid Activation. *Ind. Eng. Chem. Res*. 2004;43(8):1832–1838. DOI: 10.1021 / ie034093f.

[17] Guo Y. Rockstraw D.A. Activated carbons prepared from rice hull by one-step phosphoric acid activation. *Microporous and Mesoporous Materials*. 2007;100(1–3):12–19. DOI: 10.1016 / j.micromeso.2006.10.006.

[18] Appazov N.O., Zhusupbek U.A., Turmanov R.A., Lyubchik S.B., Lyubchik A.I., Lyubchik S.I., Lygina O.S., Baynazarova S.R., Bazarbayev B.M. Sposob polucheniya aktivirovannogo uglya iz risovoy solomy i shelukhi. Promyshl. sobstvennost' [[Method for producing activated carbon from rice straw and hus]. Patent KZ, no 3892, 2019.

[19] Аппазов Н.О., Турманов Р.А., Жаппарбергенов Р.У., Диярова Б.М., Лыгина О.С., Шурагазиева А.Т., Акылбеков Н.И. Получение активированного угля со-термолизом рисовой шелухи и нефтешлама. *Химический журнал Казахстана*. 2019;4(68):77–83. [Appazov N.O., Turmanov R.A., Zhapparbergenov R.U., Dijarova B.M., Lygina O.S., Shuragazieva A.T., Akylbekov N.I. Production of activated carbon by co-thermolysis of rice husks and oil sludge. *Himicheskij zhurnal Kazahstana / Chemical Journal of Kazakhstan.* 2019;4(68):77–83.].

[20] Appazov, N.O. Obtaining activated carbon by co-termolysis of rice straw and oil sludge / N.O. Appazov, O.S. Lygina, B.M. Bazarbayev, A.T. Shuragaziyeva, N.I. Akylbekov. *Bulletin of the Korkyt Ata Kyzylorda State University.* 2019; 2(53):35–38.

[21] Аппазов Н.О. Получение активированного угля со-термолизом рисовой соломы и

нефтешлама. *Химический журнал Казахстана*. 2019;4(68):46–51. [Appazov, N.O. Production of activated carbon by co-thermolysis of rice straw and oil sludge. *Himicheskij zhurnal Kazahstana* / *Chemical Journal of Kazakhstan*. 2019;4(68):46–51.].

[22] Appazov, N.O. Application of microwave irradiation for producing amorphous silicon dioxide from rice husk. *Bulletin of the Korkyt Ata Kyzylorda State University*. 2019;2(53):43–46.

[23] Бисенов К.А. Эколого-экономические перспективы использования нефтешламов в составе керамзита. *Новости науки Казахстана / Science News of Kazakhstan*. 2017;2 (132):79–89. [Bisenov K.A. Ecological and economic prospects for the use of oil sludge as a part of expanded clay. *Novosti nauki Kazahstana.* 2017;2 (132):79–89.].

[24] Бисенов, К.А. Ресурсосберегающие технологии эффектной утилизации отходов нефтедобычи. *Нефть и газ.* 2017;3:128–138. [Bisenov K.A. Resource-saving technologies for efficient utilization of oil production waste*. Neft' i gaz* / *Oil and gas*. 2017;3:128–138.].

[25] Хайрудинов И.Р. Методы переработки нефтеотходов и нефтешламов. М.: Химия; 1989. 425 с. [Hajrudinov I.R. Methods for processing oil waste and oil sludge. Moscow: Himija; 1989.].

[26] GOST 6217. The active coal crushed wood. Technical conditions. Moscow: IPK Izdatel'stvo standartov, 2003. (In Russian).

[27] GOST 17219. The active coals. Method for determining the total pore volume by water. Moscow: Izdatel'stvo standartov, 1988. (In Russian).

[28] GOST 12597. Sorbents. Method for determining the mass fraction of water in active coals and catalysts based on them. Moscow: Izdatel'stvo standartov, 1989. (In Russian).

[29] GOST 16190. Sorbents. Method for determining bulk density. Moscow: Izdatel'stvo standartov, 1970. (In Russian).

ИСТОРИЯ ОТКРЫТИЯ И ОСВОЕНИЯ МЕСТОРОЖДЕНИЯ КУМКОЛЬ

К.Д. АЙДАРБЕКОВ,
Первооткрыватель Южного Кумколя,
Заслуженный работник нефтегазовой отрасли РК,
кавалер ордена «Курмет», Ветеран труда

Пустыня, изредка переходящая в ровную степь, не только испытывала людей веками своей суровостью, но и привлекала какой-то таинственностью. Казалось, только весной, когда пробуждалась природа и степь наполнялась лишь ей присущим ароматом трав, пески Кызылкум приоткрывали людям завесу своей загадочности. Может быть, поэтому раньше местные кочевники не зря давали поэтические названия отдельным местам Кызылкум, которые так красиво звучат сегодня в устах их потомков – Кумколь, Майбулак, Кызылкия, Арыскум, Акшабулак, Аксай. Впоследствии эти названия получили открытые нефтяные месторождения в Кызылординской области Казахской ССР.

До начала 1970–х гг. перспективы нефтегазоносности Южно-Тургайской впадины связывались с отложениями верхнего палеозоя и основывались на данных проведенных гравиметрической, магнитной съемок в 1958–1964 гг. После выполнения редкой сети региональных сейсмопрофилей КМПВ в Арыскумском и МОВ в Жиланчикском НГР, после выявления триас-юрских грабен-синклиналей (1968–1972 гг.) к перспективно нефтегазоносным относится и разрез мезозоя. Эти представления отражены в отчетах и решениях совещаний Мингео СССР по региональным разведочным работам на Нефть и газ (1975 г.), представлены на карте перспектив нефтегазоносности СССР и Казахской ССР (1976 г.). Во исполнение указанных решений и рекомендаций Мингео СССР в период 1973–1975 гг. в Жиланчикском НГР производится поисково-детальная сейсморазведка МОВ, которой выявлен ряд локальных структур. Структуры Сазамбай и Кулагак были приняты в фонд подготовленных к глубокому бурению. В конце 1970–х гг. с началом широкомасштабных геологоразведочных работ этот регион получает новое название – Южно-Тургайская впадина.

Подготовка структуры Кумколь под глубокое бурение была осуществлена Турланской геофизической экспедицией в 1983 г. Поисково-разведочные работы на месторождении Кумколь проведены Южно-Казахстанской нефтеразведочной экспедицией (пос. Тогуз) ПГО «Южказгеология». Промыслово-геофизические исследования в скважинах проводились Тюлькубасской партией ГИС (геофизическое исследование скважин). Общее руководство работами по промышленной оценке месторождения осуществлялось Министерством геологии Казахской ССР и ПГО «Южказгеология», находящихся в г. Алматы.

В период 1976–1981 гг. геологоразведочные работы на нефть и газ в пределах Южно-Тургайской впадины не выполнялись. Продолжению геологоразведочных работ на нефть и газ предшествовала коллегия Мингео КазССР с Южно-Казахстанской нефтеразведочной экспедицией (ЮКНРЭ) и Академией наук КазССР, принявшая решение, по итогам которого были выполнены тематические работы, завершившиеся в 1981 г. В 1982 г. Южно-Казахстанской нефтеразведочной экспедицией по проекту, утвержденному ПГО «Актюбнефтегазгеология», начато профильное структурное бурение в Арыскумском НГР по ранее отработанным профилям КМПВ для изучения геологического строения в региональном плане, с глубиной скважин до 2000 м. В этом же году по заданию Мингео КазССР Южно-Казахстанская нефтеразведочная экспедиция (ЮКНРЭ), ПГО «Казгеофизика» (г. Алматы) и Институт геологических наук АН КазССР совместно разработали «Программу региональных геологоразведочных и научно-исследовательских работ на нефть и газ в Южно-Тургайской впадине».

В 1983 г. для исполнения данной Программы начата проходка поисковой скважины Iп-Арыскум, региональное сейсмопрофилирование МОГТ, пробурена поисковая скважина 2п-Арыскум и продолжено структурное бурение в Арыскумском нефтегазоносном районе. В этом же году структура Кумколь подготовлена по данным сейсморазведочных работ (МОГТ) и начато поисковое бурение.

В 1984 году в результате поисковых работ Южно-Казахстанской нефтеразведочной экспедицией (ЮКНРЭ) в процессе бурения разведочной скважины № 1 на Кумколе буровой бригадой Я. Камалутдинова был впервые получен фонтан нефти из меловых отложений (М-I и М-II горизонтах).

Нефтегазовое месторождение Кумколь расположено в 150 км северо-восточнее г. Кызылорда и в административном отношении входил в состав Жездинского района бывшей Жезказганской области, переданное во владение в долгосрочную аренду в Кызылординскую область Республики Казахстан. Общая площадь территории месторождения Кумколь составила 23 143 га.

Месторождение многопластовое и содержит шесть продуктивных нефегазовых залежей. Две из них приурочены к нижненеокомским отложениям мела (М-I и М-II горизонты) на глубинах, соответственно, 1063 и 1270 м., а остальные четыре – к юрским отложениям (Ю-I, Ю-II, Ю-III и Ю-IV горизонты). Залежи в меловых отложениях чисто нефтяные, в юрских – газонефтяные. Залежи пластовосводовые с элементами тектонического и литологического экранирования. Продуктивный разрез сложен терригенными породами (песчаники и алевролиты). Открытая пористость коллекторов 19,3–23,7%, проницаемость 0,172–1,113 мкм^2 и коэффициент нефтенасыщенности 0,57–0,72. Начальное пластовое давление составило 11,5 МПа

в меловых отложениях и 13,76 МПа в юрских отложениях и пластовая температура, соответственно, от 49 до 56°С. Начальные дебиты нефти, по данным опробования, составили от 80 до 125 м^3/сут на 7 мм штуцере.

Нефть месторождения, по данным физико-химических анализов, относится к легким, плотность в пластовых условиях в среднем составила (р=0,820 г/см^3), малосмолистым с содержанием парафина 11,5%.

В 1987 году институтами и Казахстанской опытно-методической партией были выполнены работы по подсчету запасов нефти и газа месторождения Кумколь по состоянию изученности на 15 мая 1987 года. Начальные геологические запасы нефти по категории С1 составили 152 млн т, а извлекаемые – 89,4 млн т. При этом коэффициент извлечения нефти (КИН) составил 0,58 дол. ед. В то время по объемам запасов нефти месторождение Кумколь относилось к крупным месторождениям в Казахстане. После проведенных работ по подсчету запасов нефти месторождение Кумколь, по решению Министерства нефти и газа СССР, было передано на баланс ПО «Мангышлакнефть» для освоения и в дальнейшем для проведения промышленной разработки.

В 1987 году для организации работ по освоению и разработке месторождения Кумколь, по приказу Министра нефтяной промышленности СССР В. Динкова, было создано в г. Кызылорде нефтегазодобывающее управление НГДУ «Кумкольнефть». Приказом генерального директора ПО «Мангышлакнефть» Нурлыхана Бекбосинова начальником вновь созданного управления назначен Мурат Саламатов, до этого работавший заместителем генерального директора этого объединения, главным инженером – Женис Жалгасов, до этого работавший в НГДУ «Жетыбайнефть». В 1988 г. ПО «Мангышлакнефть» начало формировать команду необходимых главных специалистов для работы по освоению месторождения Кумколь. В то время я работал старшим геологом нефтепромысла № 3 нефтегазодобывающего управления – НГДУ «Узеньнефть».

В 1989 г. приказом генерального директора ПО «Мангышлакнефть» Нурлыхана Бекбосынова меня назначили главным геологом вновь организованного НГДУ «Кумкольнефть». Вот так я прилетел на самолете первый раз в г. Кызылорду. Зашел в кабинет Мурата Саламатова – начальника управления, где он меня представил своему коллективу. Среди них были: Женис Жалгасов – главный инженер, Болатбек Капанов – главный энергетик, Усен Улукбаев – главный механик, Амирхан Сералиев, Эдуард Пак, Алибек Сабырбаев, Любовь Ганская, Базарбай Нурабаев, Жаксылык Таукелов, Марат Кожабеков и Таргын Косжанов.

После собрания Мурат Саламатов озадачил меня предстоящим объемом работы по освоению месторождения и дал поручение по организации геологической службы и химической лаборатории для исследования качества товарной нефти.

Организационные работы по созданию геологической службы начались с нуля. В то время не было геологического отдела, отсутствовали даже бланки для составления необходимой документации (паспорта скважин, журналы учета работы скважин и др.). По этому вопросу просил помочь главного геолога ПО «Мангышлакнефть» Леонида Дмитриева и Алексея Осадчего – начальника геологического отдела. Они за короткий срок мне выслали из Мангышлака целый контейнер форм-бланков для

ведения необходимой документации. Самой главной проблемой было отсутствие местных специалистов–нефтяников (геологи, операторы и мастера по добыче нефти). Возник труднорешаемый вопрос, что делать и откуда взять необходимых специалистов. Поэтому мне пришлось ехать для поиска этих специалистов в западные нефтедобывающие предприятия, находящиеся в городах Новый Узень и Актобе. В результате проведенных встреч и переговоров были приглашены на работу из НГДУ «Узеньнефть» Жоламан Мамбетов, Жунус Абенов, Буркут Доскарин, Абдирхан Утесинов, Махат Атчибаев и из НГДУ «Кенкиякнефть» Адилжан Изтилеуов, Абдирей Калымбетов, Кабылбек Кыстаубаев и Бахтияр Сейдуллаев, что поспособствовало своевременному освоению месторождения.

Первым начальником нефтепромысла на месторождении Кумколь был назначен Жоламан Мамбетов, заведующим химической лаборатории назначен Адилжан Изтилеуов, начальником цеха по подготовке и перекачке нефти назначен Абдирей Калымбетов, Бахтияр Сейдуллаев – инженер-геологом нефтепромысла. Они внесли огромный вклад в освоение месторождения Кумколь. Отрадно было, что летом 1989 года, по приглашению М. Саламатова, группа молодых выпускников нефтяного факультета Казахского политехнического института прибывает в Кызылорду для дальнейшей работы по полученным специальностям на месторождение Кумколь. Среди них оказались Агзам Шарменов, Куат Даулетбаев, Галым Куандыков, Кадырболат Оспангалиев, Орал Арыстанов, Бакыт Кокеев, Айгуль Куандыкова, Сагдана Кокеева, Тумаргул Абенова, которые работают до сегодняшнего дня в АО «Петро Казахстан Кумколь Ресорсиз».

В 1987 году начато эксплуатационное бурение на месторождении Кумколь силами Кумкольской экспедиции глубокого эксплуатационного бурения (КЭГЭБ), в соответствии с положением проекта опытно-промышленной разработки месторождения на опытном участке, состоящего из четырех групповых установок (Гу–1, Гу–2, Гу–3 и Гу–4), – для сбора и откачки нефти до цеха по подготовке и перекачке нефти (ЦППН). В результате напряженной работы буровиками КЭГЭБ были пробурены и освоены 61 эксплуатационная скважина в течение 1987–1989 гг.

В 1990 г. были запущены в работу две групповые установки Гу–4 с 8 и Гу–2 с 22 – добывающими скважинами. Все добывающие скважины работали фонтанным способом по установленным штуцерным режимом со средними дебитами нефти от 30 – до 90 т/сут., на естественном режиме работы продуктивных пластов. Остальные две групповые установки (Гу–3 и Гу–1) были запущены в августе–сентябре до конца текущего года. В конце года количество добывающих скважин достигло 61 ед.

В 1991 году запущен в работу цех по закачке воды для поддержания пластового давления (ЦППД) с пятью нагнетательными скважинами, при этом объем закачки воды составил 140,0 тыс. м^3. Для обеспечения объема закачки воды было пробурено и использовано десять водозаборных скважин альб-сеноманского водоносного горизонта с глубиной 600–700 м.

Для контроля за текущим состоянием работы добывающих скважин необходимо было своевременно провести исследовательские работы, такие как геофизические (ГИС) и гидродинамические исследования (ГДИС). Для этой цели привлекали подрядные организации. Промыслово-геофизические исследования в скважинах

проводились Тюлькубасской партией ГИС и гидродинамические исследования скважин бригадой Ленгерской нефтеразведочной экспедицией по испытанию скважин, руководимой Ануарбеком Бигараевым – главным геологом.

Для проведения строительных работ на месторождении Кумколь были созданы структурные подразделения: Управление производственно–технического оборудования и комплектации (УПТО и К – Ескожа Бергенбаев), для бурения эксплуатационных скважин – «Кумкольская экспедиция глубокого эксплуатационного бурения» (КЭГЭБ – Таргын Косжанов), находящиеся в пос. Геолог на окраине г. Кызылорда, Кумкольское управление технологического транспорта (КУТТ – Жаксылык Тауекелов), передвижная механизированная колонна (ПМК–4 Марат Кожабеков), строительно-монтажные управления СМУ–3 и СМУ–4. Силами бригад строителей ПМК–4 был построен вахтовый поселок на месторождении площадью 600 мест (рабочая столовая, спортзал и др. объекты). Одной из основных проблем было отсутствие автодороги. Из-за бездорожья, очень трудно было добраться автотранспортом до месторождения Кумколь. В связи с этим, для обеспечения строительства автодорог было создано дорожно-строительное управление (ДСУ – Мурат Удербаев), которое выполнило работы по строительству автодороги «Кызылорда – Кумколь» общей протяженностью 190 км, а также внутри промысловых дорог на месторождении. Работы шли круглосуточно.

Буровые бригады, созданные ПО «Мангышлакнефть» из числа работников Жетыбайского управления буровых работ (ЖУБР) с тремя буровыми установками (БУ–75), были командированы на месторождение Кумколь для работы вахтовым методом. В числе первопроходцев были Таргын Косжанов – начальник КЭГЭБ, Ахун Сарбаев – главный инженер, Жусупбек Коразов – главный геолог, Узбекбай Ермаханов, Тимур Естебаев, Шопан Асанов и буровые мастера Серик Жылкаманов, Александр Татаренко, Николай Попов.

В 1989 году во время совещания в Министестве нефтяной промышленности СССР Еркин Ауелбеков – первый секретарь Кызылординской области в своем выступлении подчеркнул, что регион является аграрным. Поэтому проблемы развития промышленности в регионе, а именно освоение месторождения Кумколь, являются главным, приоритетным направлением. После этого совещания были подготовлены необходимые документы со стороны Миннефтепрома СССР для ускорения освоения месторождения Кумколь.

Несмотря на ряд объективных трудностей, основным из которых являются отсутствие местных специалистов–нефтяников в Кызылординской области, отсутствие жилья, автомобильных дорог и линий электропередач, освоение Кумколя все-таки состоялось и исключительно силами казахстанских специалистов (геологов и буровиков), командированных из Мангышлакской и Атырауской областей. Несмотря на значительную удаленность месторождения от баз снабжения (г. Кызылорда), сложные природные условия, освоение месторождения Кумколь было завершено в короткие сроки (1987–1989 гг.).

9 мая 1990 года опытный участок месторождения Кумколь введен в промышленную разработку на основе утвержденной «Технологической схеме разработки месторождения …», выполненной Институтом «КазНИПИ нефть». Торжественную

церемонию пуска месторождения открыл Мурат Саламатов – начальник НГДУ «Кумкольнефть» в присутствии Л. Филимонова – Министра нефтяной промышленности СССР и С. Шаухаманова – первого секретаря Кызылординского обкома партии и других приглашенных гостей.

Этот исторический день навсегда останется в памяти первопроходцев и нефтяников Кумколя. Самое главное, что Кумколь из года в год наращивал свои мощности по добыче нефти. В первый – 1990 год на месторождении Кумколь было добыто 492,4 тыс. т нефти при добывающем фонде – 61 скважина, а в 1991 году – первый миллион тонн нефти (1169,2 тыс. т), при добывающем фонде – 89 скважин. В 1992 г. добыча нефти выросла до 1318,5 тыс. т при добывающем фонде – 75 скважин. В то время все добывающие скважины работали в фонтанном режиме. В 1996 году в честь 10-летия освоения месторождения было добыто 10 млн т кумкольской нефти.

С декабря 1995 г. месторождение Кумколь разрабатывают два недропользователя: АО «ПетроКазахстан Кумколь Ресорсиз (АО «ПККР») (южная часть) и АО «Тургай–Петролеум» (АО «ТП») (северная часть).

Вновь пересчитанные запасы нефти в 2008 г., в целом, по месторождению Кумколь (геологические/извлекаемые) по категории В+С1 составляют 159,7/96,0 млн т, при коэффициенте извлечения нефти КИН=60%, в том числе: на территории АО «ПККР» запасы нефти составляют 72,6/43,7 млн т, а на территории АО «ТП» составляют 87,1/52,3 млн т соответственно.

С начала разработки месторождения общая накопленная добыча нефти на 01.01.2016 г. составляет 79,5 тыс. т, в т. ч. по АО «ПККР» – 40,5 тыс. т и по АО «ТП» – 39,0 тыс т, при действующем добывающем фонде, – соответственно, 314 скв. и 143 скв.

Выработанность начальных извлекаемых запасов, в целом по месторождению Кумколь составляет 83%, при этом остаточные извлекаемые запасы нефти составляют 16,4 млн т. Месторождение на сегодня находится на завершающей стадии разработки и характеризуется текущей высокой обводненностью – 98%.

После открытия месторождения Кумколь, в последующие годы в результате проведения поисково-разведочных работ в пределах Южно-Тургайской впадины было открыто множество нефтегазовых месторождений, таких как: Арыскум (1985), Кызылкия (1986), Акшабулак и Нуралы (1987), Дощан (1987), Караванши (1987), Майбулак (1988), Бектас (1988), Аксай (1988), Кенлык (1989), Ащисай (1990), Коныс (1990 г.) и Арысское (1993). Открытие и ускоренное освоение Кумкольской нефти сыграло решающую роль в увеличении разведанных запасов нефти Южно-Тургайского нефтегазоносного бассейна. В связи с открытием вышеназванных месторождений в Кызылординской области вновь созданы многие нефтедобывающие предприятия, такие как ТОО «Казгермунай», ТОО «Куатамлонмунай», АО «Саутс Ойл», ТОО «Айдан мунай», Нефтяная Компания «КОР», ТОО «КумкольТрансСервис» и другие.

В связи с этим появилась возможность трудоустройства местных жителей во вновь созданных нефтяных компаниях. За счет поступления налоговых отчислений от нефтяных компаний в областной бюджет, стало улучшаться экономическое

положение Кызылординской области, и соответственно, это повлияло на улучшение социального уровня жизни населения. Силами компании ТОО «Казгермунай» построен газопровод Акшабулак–Кызылорда, что обеспечило население города и районов бытовым газом. Благодаря открытию нефтяных месторождений нефти и газа, Кызылординская область из аграрного региона превратилась в промышленную зону с развитой инфраструктурой.

История становления Кумколя сегодня не перестает привлекать всех, кто так или иначе связал с ним свою судьбу. То, что происходило в первые годы его освоения можно сейчас представить лишь при очень богатом воображении. Неуютная жизнь в вагончиках, тяжелейшая работа на пронизывающем морозном ветру и пылающем летнем зное с песком и солью в зубах, но со страстным желанием увидеть своими глазами никогда не встречавшуюся в этих краях нефть. Нефть накрепко объединяла первопроходцев, команду единомышленников, за плечами которых был богатый опыт освоения месторождений Мангышлака. Именно их труд на этой древней земле Сырдарьи сделал сегодня реальностью кумкольскую нефть.

Кызылорда – моя вторая родина, где я приобрел много новых друзей, с которыми тесно сотрудничал по совместной работе и с некоторыми из них общались семьями в свободное время от работы. Недаром в народе говорят: «Родина не там, где родился, а там, где сгодился». Лучшие годы своей жизни я провел на этой благословенной сырдарьинской земле, которой отдал много сил и энергии для освоения месторождения Кумколь.

Эти годы для меня стали новым этапом испытания на прочность в суровых климатических условиях, в безлюдной степи для достижения поставленной цели– скорейшего освоения кумкольской нефти.

Я горжусь тем, что моя судьба подарила мне счастье быть первым главным геологом нового месторождения Кумколь. Я рад, что посвятил свою жизнь служению своей Родины и счастлив видеть плоды вложенного труда. Всех первопроходцев объединяла одна цель – открытие и становление нефтегазового месторождения Кумколь.

Переводим
во всех направлениях.

TRANSLATORS GROUP

Tel.: +7 (727) 263-62-48
E-mail: info@t-g.kz
www.t-g.kz

МАТЛОШИНСКИЙ НИКОЛАЙ ГРИГОРЬЕВИЧ,

Отличник разведки недр СССР,
Почетный разведчик недр Республики Казахстан,
Первооткрыватель месторождений углеводородного сырья

Матлошинский Николай Григорьевич родился 28 мая 1950 г. в Украине. После средней школы (г. Ровно) получил квалификацию инженера-геолога на геологическом факультете Львовского государственного университета им. Ивана Франко (1972).

Работать начал в Уральской нефтеразведочной экспедиции геологом участка структурного бурения. С 1973 г. – геолог инженерно-технической службы глубокого бурения, а с 1978 г. – начальник тематической партии. В 1980–1988 гг. возглавлял группу специалистов, успешно защитивших в ГКЗ СССР запасы Карачаганакского нефтегазоконденсатного месторождения (1988). В период 1987–1996 гг. руководил исследовательскими подразделениями ПГО «Уралнефтегазгеоогия»; работал в СП «Казахтуркмунай». В 1988 г. в Саратовском госуниверситете защитил диссертацию на соискание ученой степени кандидата геолого-минералогических наук. С 1998 г. – главный геолог ТОО «Жаикмунай»: успешная доразведка Чинаревского нефтегазоконденсатного месторождения. В 2002–2009 гг. в «Урал Ойл энд Газ» руководил геологической службой, открыто Рожковское газоконденсатное месторождение. С 2010 г. – главный геолог, технический директор ТОО «Reservoir Evalution Services».

Автор (один или с соавторами) более 50 научных публикаций, включая коллективные монографии. Автор и ответственный исполнитель сотни отчетов о геологическом строении, нефтегазоносности и запасах различных бассейнов Республики Казахстан и других стран.

Один из ответственных исполнителей подсчета запасов месторождений Карачаганак, Каменское, Тепловско-Токаревской группы и др. В качестве эксперта ГКЗ РК принимал участие в подсчете запасов месторождений: Карачаганак, Кашаган, Тенгиз, Жанажол, Королевское, Алибекмола, Кайран, Актоты, Каламкас-море, и др.

Награжден знаками отличник разведки недр СССР (1990), и РК (2002), знаком и дипломом «Почетный разведчик недр РК» (2010), знаком «Лучший геолог-нефтяник РК» (2011). Является первооткрывателем Тепловско-Токаревской группы месторождений (1996), Рожковского (2015) и Чинаревского (2016) месторождений.

Казахстанское общество нефтяников-геологов и редакция журнала «Нефть и газ» поздравляет Николая Григорьевича с юбилеем, желают ему доброго здоровья, счастья и новых открытий!

НУГМАНОВ ЯКУБ ДАУДОВИЧ,

Почетный разведчик недр Республики Казахстана,
член-корреспондент Академии минеральных ресурсов РК

Нугманов Якуб Даудович родился 11 июля 1950 года в г. Гурьеве (ныне Атырау). В 1973 г. окончил Казахский политехнический институт им. В.И. Ленина по специальности «Геология и разведка нефтяных и газовых месторождений».

С 1974–1981 гг. работал в Институте КазНИПИнефть в г. Шевченко в должности инженера лаборатории поисково-разведочной геологии, затем зав. сектором Методики поисково-разведочных работ.

В 1981–1994 гг. работал главным геологом тематической геологоразведочной партии, начальником отдела ПО «Мангышлакнефть» по геологии и разработке нефтяных и газовых месторождений, главным геологом нефтегазодобывающего управления «Жетыбайнефть». Участвовал в открытии и освоении нефтяных месторождений в триасовых отложениях Карагиинской седловины и Жетыбай-Узеньской ступени, таких как Алатюбе, Сев. Карагие, Придорожное и др.

В 1994–1998 гг. – в аппарате Министерства нефтяной и газовой промышленности РК, где возглавил Отдел развития минерально-сырьевой базы. Как член правительственных рабочих групп участвовал в разработке законов о нефти, о недрах и недропользовании, Правил разработки нефтяных и газовых месторождений, в организации Центральной Комиссии по разработке нефтяных и газовых месторождений (ЦКР), являлся экспертом ГКЗ РК и Лицензионной комиссии при Мингео РК.

С 1998 г. трудился в качестве главного геолога, либо первого руководителя в крупных отраслевых производственных предприятиях – «Геотекс», «КазТрансГаз», «Тенгизшевройл», «КазахойлАктобе». Как первый руководитель (ТОО «ОйлТехногрупп») и главный геолог («Норс Каспиан Ойл Девелопмент») участвовал в обосновании и проведении поисковых работ на востоке и юго-востоке Прикаспийской впадины.

Якуб Даудович – кандидат геолого-минералогических наук, автор более 70 научных публикаций. Удостоен званий «Почетный разведчик недр Республики Казахстан» и «Меценат образования-2008» Министерства образования и науки РК.

Казахстанское общество нефтяников-геологов и редакция журнала «Нефть и газ» поздравляет Якуба Даудовича с юбилеем и желает ему доброго здоровья и дальнейших творческих успехов!

КАЗАХСТАН ВОШЕЛ В ТОП-10 ГЛАВНЫХ ЭКСПОРТЕРОВ НЕФТИ МИРА

В 2019 году Казахстан поставил за рубеж нефти на $33,6 млрд (12,9 трлн тенге по курсу Нацбанка за 2019 год 382,75 тенге за $1).

По данным World's top exports, в 2019 году Казахстан расположился на девятом месте в рейтинге стран с наибольшим доходом от продажи черного золота. На республику пришлось 3,3% от мировых поставок.

На первом месте традиционно находится Саудовская Аравия с доходом $133,6 млрд. Это в четыре раза больше, чем у Казахстана. При этом доля королевства составляет 13,3%. Россия на экспорте нефти заработала $121,4 млрд, что в 3,6 раза больше, чем Казахстан. США расположились на шестом месте по экспорту – $65,3 млрд. Немного меньше, чем у Казахстана доход у Анголы – $32,3 млрд. На 15–м месте в рейтинге – Мексика с показателем $22,6 млрд.

В целом доля всех 15 стран составляет 86,7% от экспортируемой в мире сырой нефти (см. список стран).

Сколько заработали страны-экспортеры нефти в 2019 году

Страна	Доход	Доля от мирового экспорта
Саудовская Аравпя	$133,6 млрд	13,3%
Россия	$121,4 млрд	12,1%
Ирак	$83,3 млрд	8,3%
Канада	$68,1 млрд	6,8%
Объединенные Арабские Эмираты	$66,1 млрд	6,6%
США	$65,3 млрд	6,5%
Кувейт	$42 млрд	4,2%
Нигерия	$41 млрд	4,1%
Казахстан	$33,6 млрд	3,3%
Ангола	$32,3 млрд	3,2%
Норвегия	$28,8 млрд	2,9%
Ливия	$24,8 млрд	2,5%
Бразилия	$24 млрд	2,4%
Великобритания	$23,7 млрд	2,4%
Мексика	$22,6 млрд	2,2%

@LSnews. Права на таблицу принадлежат Ism.kz

НИДЕРЛАНДЫ ПОКУПАЮТ БОЛЬШЕ КАЗАХСТАНСКОГО БЕНЗИНА, ЧЕМ СТРАНЫ СНГ

За пять месяцев 2020 года Казахстан отправил на экспорт почти 190 тыс. тонн бензина на $86,2 млн. Об этом сообщили в комитете по статистике.

Согласно информации ведомства, в январе-мае текущего года на зару-

бежных поставках удалось заработать в 45 раз больше, чем за аналогичный период 2019 года. В январе-мае прошлого года было экспортировано всего 4,6 тыс. тонн на $1,9 млн.

В текущем году поставки удалось увеличить за счет новых стран сбыта. Например, экспорт в Нидерланды превысил показатели отгрузки в страны СНГ – 76,8 тыс. тонн на $36,3 млн. Также интерес не снижается со стороны Афганистана, который в текущем году купил 39,8 тыс. тонн за $17,6 млн. Помимо этого, казахстанское топливо попробовала Монголия, которая приобрела всего 481,7 тонны на $207,1 тыс. В странах Содружества больше всего топлива закупил Таджикистан – 29,1 тыс. тонн за $14,4 млн. Также 11 тыс. тонн топлива отправилось в Кыргызстан. Россия приобрела всего 1,2 тыс. тонн, заплатив $338,8 тыс.

Также, по данным Минэнерго, в I полугодии 2020 года Казахстан экспортировал за рубеж 15,6 тыс. тонн дизельного топлива и 363 тонны авиатоплива. По данным комитета статистики, светлые нефтепродукты также продавались в Россию, Грузию, Беларусь, Нидерланды, Кыргызстан, Таджикистан, Узбекистан и Афганистан.

НЕФТЯНОЙ ФОНТАН ЗАБИЛ НА МЕСТОРОЖДЕНИИ В МАНГИСТАУСКОЙ ОБЛАСТИ

АО «НК «КазМунайГаз» сообщает, что в ходе геологоразведочных работ на разведочном блоке Бектурлы Восточный в Мангистауской области в июне текущего года получен фонтанный приток нефти.

Фонтанный приток нефти дебитом до 100 м^3 / сутки при 12 мм штуцере (удельный вес нефти – 0,82–0,85 г / см^3) был получен по результатам комплексного изучения геолого-геофизических данных, бассейнового моделирования, высокотехнологичных сейсморазведочных работ и оптимального размещения поисково-разведочной скважины БВ-1 для вскрытия среднеюрского интервала.

Кроме того, нефть была получена (удельный вес нефти – 0,82 г / см^3) из предыдущих объектов испытания путем отбора проб со средней и нижней юры, а также были получены признаки углеводородов в триасовых отложениях.

По информации пресс-службы АО НК «КазМунайГаз», в настоящее время продолжается комплекс промыслово-геофизических и гидродинамических исследований с целью получения дополнительной информации о свойствах нефтегазового горизонта.

Участок Бектурлы Восточный расположен на территории Каракиянского района Мангистауской области в непосредственной близости от действующих нефтегазовых месторождений, таких как Узень-Карамандыбас, Жетыбай, Бектурлы, Восточный Жетыбай, Актас и других. Оператором проекта на участке Бектурлы Восточный является ТОО

«Becturly Energy Operating» – совместно-контролируемая организация АО «НК «КазМунайГаз» (50%) и ТОО «Кокел Мунай» (50%).

Национальная компания в сотрудничестве с партнерами при разработке новых месторождений придерживается условий кэрри-финансирования, то есть затраты на проведение геологоразведочных работ несет партнер. Если геологоразведка оказывается положительной, то в последующем партнер возвращает затраченные средства, добывая нефть.

КАЗАХСТАН В ИЮЛЕ ВЫПОЛНИЛ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА В РАМКАХ СДЕЛКИ ОПЕК+ НА 101%

В апреле Казахстан присоединился к новым обязательствам в рамках соглашения между странами – участниками ОПЕК+ по коллективному сокращению добычи нефти на 9,7 млн баррелей в сутки в мае-июле 2020 года. В соответствии с соглашением, обязательства Казахстана на июль составляют 1,319 млн баррелей в сутки. Среднесуточная добыча в июле, согласно предварительным данным, составила 1,313 млн баррелей в сутки или 101% от обязательств.

По информации министерства энергетики, данные об исполнении обязательств соглашения Казахстан передал в секретариат ОПЕК +.

Во избежание риска затоваривания нефти в хранилищах Министерством энергетики было принято решение ограничить добычу на средних, крупных и гигантских месторождениях. Было предусмотрено справедливое распределение обязательств по снижению добычи нефти для всех видов месторождений.

Обязательства Казахстана

В июне Казахстан выполнил обязательства в рамках соглашения ОПЕК+ о сокращении добычи нефти на 105%. Добыча нефти без учета конденсата в июне составила 5,3 млн т, или 1,297 млн баррелей в сутки. По данным Минэнерго Казахстана, в августе-сентябре этого года планируется добыча на уровне, достаточном для компенсации превышения добычи в предыдущие месяцы. Ранее в министерстве сообщили, что Казахстан в мае исполнил соглашение ОПЕК+ по сокращению добычи нефти на 71%.

Согласно соглашению ОПЕК+, предусматривающему коллективное сокращение добычи нефти на 9,7 млн баррелей в сутки в мае-июне, Казахстан взял на себя обязательства сократить добычу на 390 тыс. баррелей в сутки. 6 июня Казахстан поддержал продление соглашения ОПЕК+ на прежних уровнях добычи на один месяц – до конца июля.

По условиям соглашения ОПЕК+, предусмотрено уменьшение коллективного сокращения добычи нефти с 9,7 млн баррелей в сутки до 7,7 млн баррелей в сутки с августа и до конца текущего года.

Благодаря участию в сделке, все игроки рынка пришли к контролируемому и плавному сокращению добычи нефти, что в свою очередь оказало позитивное влияние на мировую нефтяную индустрию. Участие в соглашении ОПЕК+ направлено на восстановление баланса спроса и предложения, а также цен на нефть.

АО «НК «КАЗМУНАЙГАЗ» ЗАЯВИЛО ОБ УБЫТКАХ

Заместитель председателя Правления, финансовый директор АО НК «КазМунайГаз» **Даурен Карабаев** на брифинге отметил, что падение цен на нефть в этом году оказалось более сильным, чем в 2014–м и 2015–м.

«Сейчас преждевременно и сложно давать какие-то прогнозы относительно будущего, но однозначно текущая ситуация будет отрицательно сказываться на наших финансовых показателях. Надо отметить, что ряд наших дочерних компаний, совместных предприятий и нефтеперерабатывающих заводов показали убытки в первом квартале 2020 года. Но блок транспортировки нефти и газовый блок менее подвержены влиянию цен на нефть и поэтому находятся в лучшей ситуации».

Он также заявил, что компания ожидает значительного снижения дивидендов в 2020 году от совместных предприятий.

«В целом мы ожидаем, что в 2020 году наш свободный денежный поток будет отрицательным, и, вероятнее всего, нам придется частично использовать имеющийся запас ликвидности с целью поддержания деятельности на наших предприятиях. Безубыточная цена нефти для наших предприятий варьируется от 10 до 36 долларов по нефтедобывающим дочерним компаниям. Сейчас мы работаем над тем, чтобы снизить этот уровень за счет дальнейшего сокращения затрат».

По его словам, консолидированная чистая прибыль снизилась с 309 миллиардов тенге до оценочно 100 миллиардов тенге с учетом обесценения ряда активов. Капитальные вложения снизились с 124 миллиардов тенге до 118 миллиардов тенге. При этом «КМГ» консолидировано оставался кэш-положительным.

КАЗАХСТАНСКИЕ НПЗ ПЕРЕВЕДЕНЫ НА МИНИМАЛЬНЫЙ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ РЕЖИМ

На брифинге в Службе центральных коммуникаций вице – министр энергетики РК **Асет Магауов** сообщил, что казахстанские нефтеперерабатывающие заводы переведены на минимальный технологический режим

«Мы перевели наши нефтеперерабатывающие заводы на минимальный технологический режим, чтобы избежать затоваренности продуктов и такая

ситуация у нас отслеживается по Российской Федерации. Наверное, с учетом снижения карантинных мероприятий мы сможем увидеть положительную динамику потребления нефтепродуктов». Вице-министр также рассказал о ситуации с реализацией дизельного топлива: «По дизельному топливу мы сейчас никаких проблем не видим. Благодаря весенним полевым работам, спросу со стороны грузового транспорта потребление дизельного топлива находится на приемлемом уровне».

Ранее сообщалось, по данным Минэнерго, объем потребления бензина по итогам 4 месяцев 2020 года составил 1 206,7 тыс. тонн или 91% к аналогичному периоду прошлого года. В апреле текущего года потребление составило 222 тыс. тонн, что на 30% ниже, чем в феврале текущего года (319,6 тыс. тонн). Такая же ситуация наблюдается и в соседних странах.

В АТЫРАУСКОЙ ОБЛАСТИ ЗАБИЛ НОВЫЙ НЕФТЯНОЙ ФОНТАН

В ходе проведения геологоразведочных работ в районе северо-западного крыла месторождения «Сагидулла Нуржанов» были достигнуты успешные результаты. В неразбуренной части месторождения выявлен новый продуктивный горизонт на глубине 3252–3265 метров в триасовых отложениях.

По итогам бурения оценочной скважины получен фонтанный приток безводной нефти дебитом 165 кубометров в сутки при 9 мм штуцере (удельный вес нефти – 0,836 г / см3; газовый фактор – 105 м³ / м³).

В настоящее время на скважине продолжаются работы по испытанию с проведением комплекса промыслово-геологических и гидродинамических исследований с целью определения оптимального режима работы скважины», об этом сообщил Председатель Правления АО «Эмбамунайгаз» **Есен Кайржан**.

В 2019 году Государственной комиссией по запасам полезных ископаемых РК были утверждены и приняты на баланс запасы нефти в объеме 14,8 млн тонн по месторождениям С. Нуржанов, Кенбай (участок Молдабек Восточный), Досмухамбетовское, Ботахан и вновь открытому месторождению Карасор Западный (1,4 млн тонн).

В результате остаточные извлекаемые запасы нефти АО «Эмбамунайгаз» по состоянию на 1 января составили 86,2 млн тонн, против 74,3 млн тонн на 1 января 2019 года.

РОСГЕОЛОГИЯ ПОДПИСАЛА ПЕРВЫЙ КОММЕРЧЕСКИЙ КОНТРАКТ НА ОКАЗАНИЕ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ УСЛУГ В УЗБЕКИСТАНЕ

9 июня текущего года Росгеология и АО «Узбекгеофизика», уполномоченное Государственным комитетом Узбекистана по геологии и минеральным ресурсам, подписали договор на оказание геологических услуг по уточнению геологической модели, изучению перспектив нефтегазоносности и оценке углеводородного потенциала акватории Аральского моря и прилегающей территории на основе анализа и обобщения архивных геолого-геофизических данных, геохимических исследований и бассейнового моделирования.

Договор подписан во исполнение Соглашения о сотрудничестве в сфере недропользования по эффективному использованию минерально-сырьевых ресурсов для развития экономического потенциала регионов Республики Узбекистан, заключенного 27 февраля 2020 г. между АО «Росгеология» и Государственным комитетом Республики Узбекистан по геологии и минеральным ресурсам.

Для реализации Программы и развития других направлений сотрудничества Росгеология учредила в Узбекистане дочернюю компанию – ROSGEO UZBEKISTAN, которую возглавит Ботир Ходжаев, до февраля 2020 г. занимавший пост Министра экономики и промышленности республики.

Важно отметить, что стороны совместно разработали дорожную карту по изучению нефтегазового потенциала Узбекистана в 2020–2024 гг. Ожидается, что в 2020–2022 гг. будет проведен анализ ресурсной базы углеводородов в Узбекистане, а именно в акватории Аральского моря, а в 2022–2024 гг. стороны выберут перспективные участки и проведут сейсморазведочные работы для наращивания запасов углеводородного сырья.

США НАЧАЛИ ПОСТАВКУ НЕФТИ В БЕЛАРУСЬ

В **заявлении** главы МИД республики **Владимира Макея** – «с удовлетворением подтверждаю начало поставок нефти из США в Беларусь. Это стало возможным по итогам договоренностей, достигнутых в ходе визита в Республику Беларусь 1 февраля 2020 года государственного секретаря США **Майкла Помпео** и встречи с президентом Беларуси **Александром Лукашенко**».

Как отметил глава МИД, осуществление поставок американской нефти является «частью государственной стратегии по диверсификации источников (снабжения) и обеспечению устойчивой работы» нефтеперерабатывающего комплекса Беларуси в 2020 году и в последующие годы.

А в начале мая первый заместитель Премьер-Министра республики **Дмитрий Крутой** заявил, что Правительство намерено продолжать работать над закупками нефти, альтернативной российской, в том числе с США и Саудовской Аравией, рассчитывает договориться о долгосрочных контрактах.

Беларусь диверсифицирует поставки нефти на свои НПЗ на фоне периодических ценовых разногласий с основным поставщиком – Россией.

ВС ВЕНЕСУЭЛЫ БУДУТ СОПРОВОЖДАТЬ ТАНКЕРЫ, ПЕРЕВОЗЯЩИЕ В СТРАНУ ТОПЛИВО ИЗ ИРАНА

Вооруженные силы Венесуэлы обеспечат сопровождение танкеров, перевозящих в Боливарианскую Республику топливо из Ирана. Об этом сообщил в среду Министр обороны страны **Владимир Падрино Лопес** в эфире государственного телевидения.

«Все эти суда после вхождения в нашу исключительную экономическую зону будут сопровождаться кораблями и самолетами Вооруженных сил Венесуэлы, чтобы выразить иранскому народу большую благодарность за солидарность и сотрудничество в условиях трудностей, с которыми сталкивается мир из-за коронавируса».

В середине мая Каракас заявлял о преследовании со стороны США танкеров, перевозящих топливо в Венесуэлу из Ирана, что, по мнению МИД страны, является нарушением международных норм и прав граждан республики. Ранее агентство Reuters сообщило со ссылкой на высокопоставленного представителя администрации американского президента, что США рассматривают возможность применения мер в отношении Ирана за поставку топлива в Венесуэлу.

Санкции, введенные вашингтонской администрацией в отношении нефтяного сектора Венесуэлы, запрещают американским компаниям вести бизнес с какими-либо органами власти или предприятиями, контролируемыми правительством президента Николаса Мадуро. Соединенные Штаты ввели санкции против государственной нефтяной компании PDVSA 28 января 2019 года.

НА МОРСКОМ ТЕРМИНАЛЕ КТК ОТГРУЗИЛИ 24,8 МЛН ТОНН НЕФТИ В ТАНКИ 236 СУДОВ

20 мая текущего года состоялось внеочередное общее собрание акционеров Каспийского трубопроводного консорциума – «КТК-Р» и годовое общее собрание акционеров «КТК-К».

Заседание управляющих органов КТК открыл доклад генерального директора

Николая Горбаня о хозяйственной деятельности компании, о результатах в области охраны труда, промышленной и экологической безопасности. В частности, он отметил, что по итогам 2019 года на Морском терминале перевалено 63,2 млн тонн нефти, отгружено 597 танкеров. За прошлый год без травм и происшествий отработано почти 13 млн человеко-часов, включая подрядчиков, при этом пробег автотранспорта без ДТП составил 25,6 млн км.

По результатам надзорного аудита, проведенного в июне 2019 года, получено подтверждение того, что в КТК внедрена и поддерживается соответствующая международным стандартам интегрированная Система управления охраной труда, промышленной безопасностью и охраной окружающей среды.

В марте 2020 года на Морском терминале Консорциума был установлен новый рекорд месячной отгрузки – 6,45 млн тонн, что на 0,5 млн тонн больше, чем в ранее рекордном декабре 2018 года. С января по март 2020 года коэффициент эксплуатации составил 99%, загрузка мощностей – 92%. Представители управляющих органов Консорциума рассмотрели вопросы реализации Программы устранения узких мест трубопроводной системы КТК и состояния несущей способности линейной части магистрали. Были избраны новые составы советов директоров АО «КТК-Р» и АО «КТК-К». Участники заседания заслушали доклад о финансовых вопросах. Было отмечено, что за 2019 год в счет погашения долга перед акционерами КТК выплатил более 1,4 млрд долл. США, а за первый квартал 2020 года на эти цели направлено 329 млн долл. США.

BP НАМЕРЕНА СНИЗИТЬ ДОБЫЧУ НЕФТИ НА 40% К 2030 ГОДУ

Нефтяная британская компания BP заявила о намерении достичь нулевого уровня выбросов к 2050 году. для этого ей придется увеличить ежегодные низкоуглеродные инвестиции до 5 млрд долларов в срок до 2030 года. Теперь акции компании выросли на 8% сразу же после этого заявления.

В компании уточнили, что грядущее десятилетие имеет колоссальное значение не только для них, но и для всего мира, который борется с изменением климата. Для того чтобы добиться хоть каких-то успехов в этой области, необходимо внести существенные изменения в энергетические системы, которые загрязняют воздух. Однако подобные действия нужно будет предпринимать всем.

Ожидается, что спрос на ископаемое топливо снизится на 75% в течение ближайших 30 лет при условии, что рост глобальных температур составит 1,5°C в год. Если же градус потепления будет ниже этой отметки, то спрос упадет на 50%. Аналитики BP также отметили, что добыча нефти и газа к 2030 году снизится на миллион баррелей в день, что на 40% ниже по сравнению с показателями за 2019-й.

Частичный отказ от нефтедобычи позволит сэкономить компании деньги, которые направят на низкоуглеродное развитие. Инвесторы BP намерены вложить свои средства в биоэнергетику, а также хранение водорода, улавливание углерода и низкоуглеродные решения, нацеленные на промышленные предприятия.

ДОБЫЧА НЕФТИ КОМПАНИИ «ЛУКОЙЛ» УПАЛА НА 6%

В первом полугодии 2020 года добыча нефти компании «Лукойл» без учета проекта «Западная Курна-2» (месторождение на юге Ирака) снизилась на 5,6% – до 40,2 млн т. Суммарная добыча с учетом проекта составила почти 42 млн т, снизившись в годовом выражении на 3,2%.

«Сокращение добычи связано с новым соглашением ОПЕК+, заключенным в апреле 2020 года, которое привело к ограничению объемов добычи нефти группы на территории России и по некоторым международным проектам».

Среднесуточная добыча углеводородов без учета проекта «Западная Курна-2» в первом полугодии снизилась на 8,4% в годовом выражении – до 2,16 млн баррелей нефтяного эквивалента в сутки. Во втором квартале среднесуточная добыча углеводородов составила 1,98 млн б.н.э., снизившись почти на 15% по сравнению с первым кварталом.

Добыча газа за полугодие составила 14,8 млрд кубометров, что на 14,7% ниже, чем год назад.

«Снижение связано с сокращением спроса на газ, добываемый в Узбекистане, со стороны Китая на фоне пандемии COVID-19. При этом добыча газа в России увеличилась на 1,3% благодаря запуску в декабре 2019 года второй очереди дожимной компрессорной станции на Находкинском месторождении».

АЗЕРБАЙДЖАН СНИЗИЛ БАЗОВУЮ ЦЕНУ НЕФТИ В БЮДЖЕТЕ

7 августа 2020 года азербайджанский парламент одобрил в третьем – окончательном – чтении изменения в госбюджет на 2020 год. Согласно принятым поправкам, доходы госбюджета сократятся на 0,1% по сравнению с ранее утвержденными, и составят 24,124 млрд манатов ($14,2 млрд), расходы увеличатся на 2,2%, до 27,492 млрд манатов ($16,2 млрд). Дефицит бюджета вырастет до 3,368 млрд манатов (порядка $2 млрд), что составит 4,9% ВВП, тогда как ранее предполагалось 3,3%.

Базовая цена на нефть в бюджете уменьшена с $55 до $35 за баррель. Президент Азербайджана **Ильхам Алиев** заявил, что бюджет нуждается в корректировках в связи с сокращающимися доходами страны, что вызвано пандемией и снижением цен на нефть.

В конце июля глава азербайджанского Минэнерго **Пярвиз Шахбазов** сказал о том, что в третьем квартале текущего года на мировом рынке нефти может образоваться дефицит предложения в объеме 3,9 млн баррелей в сутки. По словам министра, оптимистичные прогнозы по сокращению поставок на мировой рынок со 100 млн баррелей в первом квартале до 88,3 млн баррелей в третьем квартале свидетельствуют о том, что политика ОПЕК+ по регулированию поставок является оправданной.

КАЛДЫГОЗОВ ЕРКИМБЕК

Казахстанская наука понесла невосполнимую утрату. На 76 году из жизни ушел Калдыгозов Еркимбек – яркий ученый-практик, профессор, доктор химических наук, Заслуженный работник науки и образования РК, ветеран нефтяной промышленности РК, член редакционной коллегии журнала «Нефть и газ».

Калдыгозов Еркимбек родился в 1944 г. в селе Макталы Тюлькубасского района Южно-Казахстанской области РК.

В 1968 г. окончил Казахский химико-технологический институт по специальности «Химическая технология переработки нефти и газа».

Трудовую деятельность он начал, будучи студентом в 1963 г., оператором Гурьевского нефтеперерабатывающего завода.

В 1975 г. окончил очную аспирантуру Казахского химико-технологического института (г. Шымкент). В 1976–1978 гг. работал научным сотрудником, заведующим лаборатории химии нефти и газа Института химии нефти и природных солей АН КазССР (г. Гурьев).

В 1979–1984 гг. – преподаватель, ст. преподаватель, доцент; с 1985–1994 гг. – зав. кафедрой «Химической технологии переработки нефти и газа» Казахского химико-технологического института. С 1994–2016 гг. работал в ТОО «ПетроКазахстанОйлПродактс» (Шымкентский нефтеперерабатывающий завод), был главным специалистом – зам. главного инженера по науке, новой технике и технологии, начальником отдела новой техники и технологии, начальником и координатором отдела технического обучения и подготовки кадров.

В 1997 г. защитил докторскую диссертацию, в 1999 г. Калдыгозову Еркинбеку было присвоено ученое звание профессора по специальности «Химическая технология нефти и газа».

Его трудовая и научная деятельность была направлена на подготовку высококвалифицированных инженерных кадров для отрасли нефтепереработки и нефтехимии. Под его руководством была воспитана целая плеяда видных ученых, производственников, ведущих специалистов НИИ и промышленных предприятий РК и СНГ.

Калдыгозов Еркинбек на протяжении осознанной жизни активно вел научно-исследовательскую работу. Его научно-педагогическая деятельность осуществлялась в тесном контакте и сотрудничестве с нефтеперерабатывающими предприятиями, научно-исследовательскими организациями и вузами РК. Некоторые результаты его научно-исследовательских работ нашли применение на действующих нефтеперерабатывающих заводах РК: Атырауский, Павлодарский, Шымкентский.

Калдыгозов Еркинбек – автор более 350 научно-технических статей, 18 авторских свидетельств и патентов РК, двух монографий, 8 учебных пособий.

За успешную подготовку высококвалифицированных инженерных кадров и специалистов для нашей страны был награжден грамотами МинВУЗа СССР и Министерства образования и науки РК, а также нагрудным знаком «Почетный работник образования РК» и др.

Редколлегия журнала выражает глубокое соболезнование родным, близким Еркинбека Калдыгозова и разделяет их горе.

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 10.08.2020
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

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 научных 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*** 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).

ATYRAU
OIL&GAS KAZAKHSTAN

20-я юбилейная Северо-Каспийская региональная выставка «Атырау Нефть и Газ»

7 - 9 апреля 2021

Казахстан, Атырау

Подробная информация:

www.oil-gas.kz

Iteca