



2019
№ 2 (110)

НЕФТЬ И ГАЗ

ISSN 1562-2932

Подписной индекс 75602

Кибербезопасность крупного бизнеса

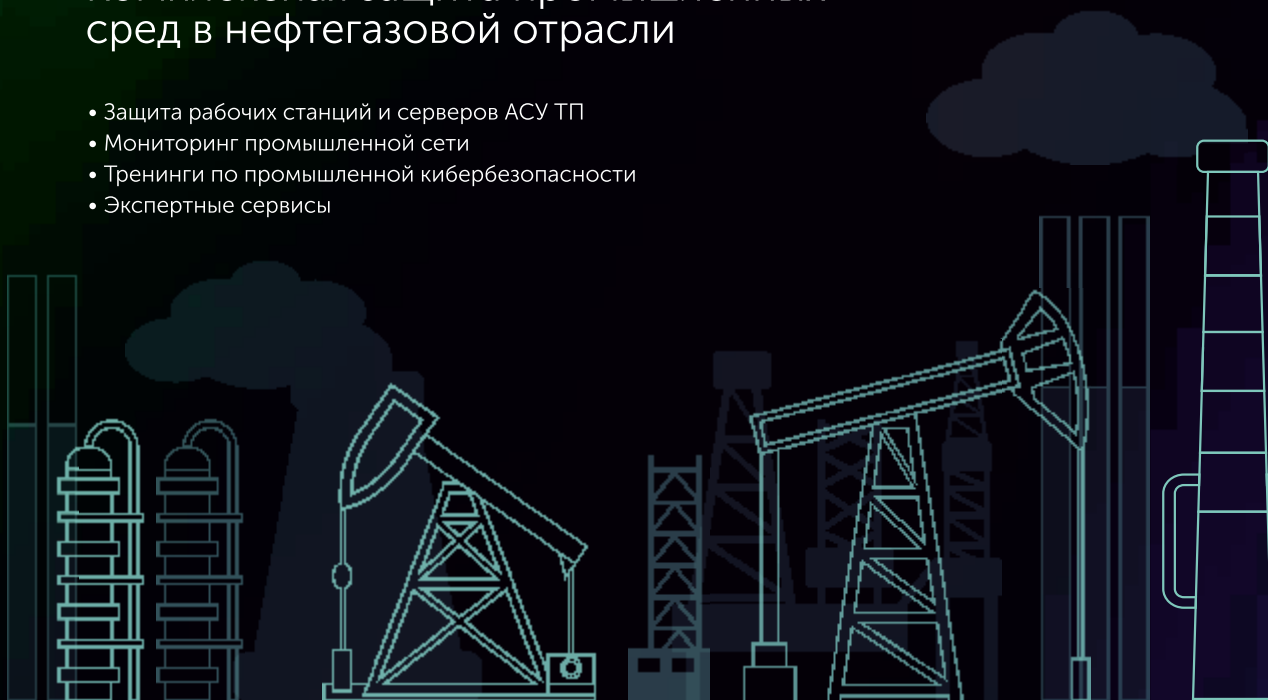
KASPERSKY®



Kaspersky®
Industrial
CyberSecurity

Комплексная защита промышленных сред в нефтегазовой отрасли

- Защита рабочих станций и серверов АСУ ТП
- Мониторинг промышленной сети
- Тренинги по промышленной кибербезопасности
- Экспертные сервисы



<https://ics.kaspersky.ru>
#ИстиннаяБезопасность

© АО «Лаборатория Касперского», 2019.
Зарегистрированные товарные знаки и знаки
обслуживания являются собственностью их
правообладателей

ҚАЗАҚСТАНДА
В КАЗАХСТАНЕ



ЖҮЛ
ЛЕТ

ВНИМАНИЕ!

ПРОДОЛЖАЕТСЯ ПОДПИСКА НА 2019 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 – **18 тыс. тенге**
Печатная версия журнала (без почтовых расходов) – **15 тыс. тенге**.



Приглашаем Вас к сотрудничеству:

- подписаться на 2019 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.

Главный редактор, академик,
почетный нефтяник СССР
Н.К. НАДИРОВ



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



8 (727) 291 31 71



nnk32@mail.ru
neftgas@inbox.ru




НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЖУРНАЛ



МУНАЙ МЕН ГАЗ
НЕФТЬ И ГАЗ
OIL AND GAZ

2 (110) 2019



Главный редактор
академик Набир Каримович НАДИРОВ

Редакторы научных проектов
Елена СОЛОДОВА
Михаил ТРОХИМЕНКО

Редактор по спец. проектам
Айдар ДАБАЕВ

Арт-директор
Ольга КУДРИНА

Ген.менеджер по рекламе и развитию
Сахида ЗАИТОВА

УЧРЕДИТЕЛИ:

© Министерство науки и высшего образования РК,
АО «Национальная компания «КазМунайГаз»,
Научно-инженерный центр «Нефть» НИИ 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 – Людмила ПЕТРИЧЕНКО
8 701 427 29 67; 8 7292-31-47-46, 31-47-82
petrichenko-40@mail.ru

Атырау – Марина КИНЧЕРУК
8 701 648 00 14, 8 777 196 40 40;
kireevamarina_1972@mail.ru

Кызылорда – 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 НИИ РК
(г. Астана)

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

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

А.У. АЙТКУЛОВ, член-кор., НИИ РК
профессор (г. Актау)

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

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

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

В.К. БИШИМБАЕВ, академик НАН РК,
профессор (г. Астана)

Б.Т. ЖУМАГУЛОВ, академик НАН РК,
профессор (г. Астана)

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

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

К.Н. ИБРАШЕВ, канд. техн. наук, президент
КБТУ (г. Алматы)

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

П.В. КЛИМОВ, академик Международной
инженерной академии,
докт. техн. наук (г. Астана)

Е.С. МАХМОТОВ, доктор техн. наук,
профессор (г. Астана)

Р.Г. САРМУРЗИНА, академик КазНАЕН,
профессор, докт. хим. наук
(г. Астана)

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

М.С. ТРОХИМЕНКО, академический
советник НИИ РК
(г. Уральск)

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

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

Г.М. ЭФЕНДИЕВ, академик Академии наук
Азербайджана (г. Баку)

ӨЗЕКТИ

А.С. Айдарбаев.

«ҚазМұнайГаз» Ұлттық компаниясы »АҚ-ның даму стратегиясы туралы6

ГЕОЛОГИЯ

Б.С. Зейлик, Р.Т. Баратов.

Қ.И. Сәтбаев және мұнай және газ кен орындарын болжаудың жаңа технологиялары.13

Б.А. Ескожа, М.У. Аймағамбетов, С.А. Исмагулова.

Кейінгі палеозой кезеңінде Каспий маңы ойпатындағы мұнай және газ тұтқыштарының қалыптасуындағы шөгін жиналуының рөлі.43

О.С. Турков.

Геологиялық зерттеулер және оларды ұйымдастыру жайлы ұсыныстар.62

ИННОВАЦИЯЛЫҚ ТЕХНОЛОГИЯЛАР

Ю. Бажал, А. Барак,

М.С. Трохименко, Н.К. Нәдіров.

Өнімді мұнай-газ резервуарларының жабын қабатын саңылаусыздандыру тәсілі.73

ӨНДІРУ

М.Т. Билецкий, Б.Т. Ратов,

А.Х. Сыздықов, Д.Н. Деликешева.

Өрлеме тасқынындағы бұрғылау ерітіндісі ішіндегі шлам құрамын автоматты түрде бақылау үшін құрылғыны зерттеу және әзірлеу.89

ӨНДЕУ

А.А. Калыбай, Н.К. Нәдіров,

Д.У. Бодыков, А.К. Абжали.

Тұтқырлығы жоғары мұнай, табиғи битумдар, мұнай қалдықтары және оларды вакуумды-толқындық гидроконверсия жолымен өндеу.100

САНДЫҚ ТЕХНОЛОГИЯЛАР

Е. Питолин.

Мұнай-газ саласында автоматтандырылған технологиялық басқару жүйелеріне кибершабуыл мәселелері.....120

ЭКОНОМИКА

О.И. Егоров, Р.Б. Жұмағұлов.

Қазақстанның мұнай-газ аймақтарының экономикасын инновациялық дамытудың басымдықтары.....123

ТАРИХ БЕТТЕРІ

Н. Илиаш, Ю. Оффенберг.

Қара Теңіздің мұнай мен газы – бастауларға қайта оралу.....133

ҚҰТТЫҚТАУ

Жумагельды

Сакенович Елюбаев – 65 жас.....145

ОҚИҒАЛАР.....147, 151

ТАҒАЙЫНДАУЛАР.....148

ҚАЗАҚСТАННЫҢ МҰНАЙ ЖӘНЕ ГАЗ САЛАСЫ.....153

ӘЛЕМНІҢ МҰНАЙ КОМПАНИЯЛАРЫНЫҢ ЖАҢАЛЫҚТАРЫ.....156

ӘРІПТЕСТІ ЕСКЕ АЛУ

Жылкайдаров Сайлау Есжанович.....159

АКТУАЛЬНО

А.С. Айдарбаев.

О стратегии развития

АО «Национальная компания

«КазМунайГаз»6

ГЕОЛОГИЯ

Б.С. Зейлик, Р.Т. Баратов.

К.И. Сатпаев и новая технология

прогноза месторождений нефти и газа.13

Б.А. Ескожа, М.У. Аймагамбетов,

С.А. Исмагулова.

Роль процесса осадконакопления в
формировании ловушек нефти и газа

в позднем палеозое Прикаспийской

впадины.....43

О.С. Турков.

Геологические исследования

и предложения по их организации.62

ИННОВАЦИОННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ

Ю. Бажал, А. Барак,

М.С. Трохименко, Н.К. Надиров.

Способ герметизации покрывающего

слоя продуктивных нефтегазовых

резервуаров.73

ДОБЫЧА

М.Т. Билецкий, Б.Т. Ратов,

А.Х. Сыздыков, Д.Н. Деликешева.

Исследование и разработка устройства

для автоматического мониторинга

содержания шлама в восходящем

потоке бурового раствора.89

ПЕРЕРАБОТКА

А.А. Калыбай, Н.К. Надиров,

Д.У. Бодыков, А.К. Абжали.

Высоковязкие нефти, природные

битумы, нефтяные остатки-

переработка их вакуумно-волновой

гидроконверсией.100

ЦИФРОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ

Е. Питолин.

Проблемы кибератак

на автоматизированные системы

управления технологическим

процессом в нефтегазовой отрасли120

ЭКОНОМИКА

О.И. Егоров, Р.Б. Жумагулов.

Приоритеты инновационного развития

экономики нефтегазовых регионов

Казахстана.....123

СТРАНИЦЫ ИСТОРИИ

Н. Илиаш, Ю. Оффенберг.

Нефть и газ Черного моря –

назад к истокам138

ПОЗДРАВЛЕНИЕ

Жумагельды

Сакеновичу Елюбаеву – 65 лет145

СОБЫТИЯ147, 151

НАЗНАЧЕНИЯ148

**НЕФТЕГАЗОВЫЙ
СЕКТОР КАЗАХСТАНА**.....153

**НОВОСТИ НЕФТЯНЫХ
КОМПАНИЙ МИРА**.....156

ПАМЯТИ КОЛЛЕГИ

Жылкайдаров Сайлау Есжанович.....159

ON THE TOP

A.S. Aidarbayev.

On the development strategy
of «National Company»
KazMunayGas» JSC6

GEOLOGY

B.S. Zeylik, R.T. Baratov.

K.I. Satpayev and the new Technological
Forecasting of oil and gas fields.....13

**B.A. Yeskozha, M.U. Aimagambetov,
S.A. Ismagulova.**

The role of sedimentation
in the formation of oil and gas traps in the
Caspian Basin during Late Paleozoic.43

O.S. Turkov.

Geological investigations
and proposals for their organization.62

INNOVATIVE TECHNOLOGIES

A.I. Bazhal, A.M. Barak,

M.C. Trokhimenko, N.K. Nadirov.
The method of sealing the
coating of productive oil
and gas reservoirs.....73

PRODUCTION

M.T. Biletskiy, B.T. Ratov,

A.Kh. Syzdykov, D.N. Delikesheva.
Research and development of a device
for automatic monitoring of drill content
in the upward flow of mud.89

REFINING

A.A. Kalybai, N.K. Nadirov,

D.U. Bodykov, A.K. Abzhali.
High-viscosity oil, natural bitumen,
oil residues and their refining with
vacuum-waved hydroconversion.100

DIGITAL TECHNOLOGIES

Ye. Pitolin.

The issue of cyberattacks
on automated technological
process control systems in the oil
and gas sector.120

ECONOMICS

O.I. Yegorov, R.B. Zhumagulov.

Priorities for the innovative
development of the economy
of Kazakhstan's oil and gas regions.....123

HISTORY PAGES

N. Iliyash, Yu. Offenber.

Black sea oil and gas –
back to the roots133

BIRTHDAY GREETINGS

Zhumageldy

Sakenovich Yelyubayev – 65 years145

EVENTS147, 151

APPOINTMENTS148

**OIL AND GAS SECTOR
OF KAZAKHSTAN**153

WORLD OIL COMPANIES NEWS156

TO THE MEMORY OF OUR COLLEAGUE

Zhylkaidarov Sailau Yeszhanovich.....159

О СТРАТЕГИИ РАЗВИТИЯ АО «НАЦИОНАЛЬНАЯ КОМПАНИЯ «КАЗМУНАЙГАЗ»



А.С. АЙДАРБАЕВ – председатель правления АО «НК «КазМунайГаз» отвечает на вопросы редакции журнала «Нефть и Газ».

1. Вами уже поставлен вопрос о необходимости в текущем году решить ряд важных задач по геологоразведке в казахстанском секторе Каспийского моря. В то же время значительные участки лицензионных блоков национальной компании за пределами разрабатываемых месторождений являются перспективными территориями для выявления новых месторождений. **Вопрос:** *Предусмотрено ли планом АО «НК «КазМунайГаз» на 2019 год проведение геолого-геофизических работ с целью поиска залежей нефти в юре, триасе, верхней перми Северного Прикаспия и Мангистауского региона? Вообще, какая стратегия национальной компании по приросту запасов углеводородного сырья?*

Ответ: Прирост запасов углеводородного сырья в целом является важной стратегической задачей для АО «НК «КазМунайГаз». Запасы углеводородного сырья национальной компании сосредоточены в большей части в палеозойских отложениях. При этом по количеству проектов основная доля приходится на мезозойские отложения. Поэтому основной объем разведки приходится на изучение и прирост запасов по мезозойскому комплексу, но КМГ также ведет серьезную работу по исследованию глубокозалегающих горизонтов и нетрадиционных ловушек.

В пределах Северного Прикаспия и Мангистауского региона КМГ владеет рядом стратегически важных активов с залежами в юрских, триасовых и пермских отложениях. Для их детального изучения в рамках производственных программ КМГ ведутся геологоразведочные работы, такие как сейсморазведка, обработка и интерпретация сейсмических данных, аналитическая работа по изучению региональной геологии и бассейнового моделирования, бурение разведочных и оценочных скважин.



2. На балансе АО «НК «КазМунайГаз» находятся многочисленные практически выработанные нефтяные месторождения. **Вопрос:** *Предусмотрены ли стратегией национальной компании поиск и привлечение для реанимации этих месторождений способов и технологий, апробированных мировой практикой?*

Ответ: На балансе АО «НК «КазМунайГаз» находятся 125 месторождений, из них значительная доля остаточных запасов нефти (66%) локализована в месторождениях, введенных в период с 1961 по 1980 год. Данные месторождения характеризуются как «зрелые» месторождения на поздних этапах разработки. Более 58% ресурсной базы (ОИЗ) приходится на месторождения с выработанностью более 60%. Основной задачей разработки данных месторождений на текущей стадии разработки является увеличение темпов отбора нефти и объема невовлеченных в разработку запасов.

С целью рациональной выработки локализованных остаточных извлекаемых запасов нефти и увеличения коэффициента вытеснения, а также учитывая высокую выработанность вышеуказанных месторождений, в рамках Стратегии развития АО «НК «КазМунайГаз» в 2018–2028 гг. предусмотрены следующие мероприятия:

- полимерное заводнение с целью увеличения коэффициента вытеснения и охвата. Данная технология успешно используется на месторождениях Каламкас, Нуралы и Забурунь;
- бурение горизонтальных скважин, в том числе с проведением многостадийного гидроразрыва пласта с целью увеличения охвата пласта и интенсификации притока к призабойной зоне. Имеется положительный опыт на месторождениях Узень, Жетыбай, Акшабулак Центральный;

- зарезка боковых стволов и углубление скважин на нижележащие горизонты с целью выработки локализованных запасов и реанимирования устаревшего фонда. Данная технология успешно внедрена на месторождениях Узень, Карамандыбас, Жетыбай, Каламкас;

- проведение гидравлического разрыва пласта (ГРП) в низкопроницаемых зонах с ухудшенными коллекторами. Ежегодно ГРП проводится на более 300 скважинах дочерних компаний АО «НК «КазМунайГаз»;

- выравнивание профиля приемистости с целью увеличения коэффициента охвата и равномерного вытеснения нефти (месторождения Узень, Карамандыбас, Каражанбас);

- циклическая закачка пара и холодной воды с целью увеличения нефтеотдачи пластов с высоковязкой нефтью на месторождении Каражанбас.

Также для рациональной разработки месторождений, находящихся на поздней стадии разработки, и обмена опытом привлекаются международные компании с мировой практикой, такие как Shell, Eni, Schlumberger, BakerHughes, Weatherford, и др.

3. По статье Д. Тиесова «Будущее нефтепереработки и нефтехимии Казахстана» («Нефть и Газ», 2019, № 1, с. 6–19) прослеживаются оптимистические перспективы. Вопрос: Насколько будут использованы весьма эффективные технологии отечественных ученых по глубокой переработке любого «удобного», «неудобного» сырья и в нефтехимии?

Ответ: В настоящее время модернизация трех нефтеперерабатывающих заводов Казахстана завершена. На Атырауском и Шымкентском НПЗ построены комплексы глубокой переработки нефти по технологиям международных лидеров лицензиаров в области нефтепереработки. На Павлодарском НПЗ имеется комплекс глубокой переработки, в рамках модернизации осуществили реконструкцию и технологическую доработку комплекса.





Изменение характеристик перерабатываемого сырья на НПЗ ведет и к изменениям технологического режима отдельных установок. Предусмотрена возможность переработки иного сырья, отличимого от того, что поставляется сейчас на НПЗ.

Вместе с тем технологии нефтепереработки не стоят на месте и развиваются в ногу с изменением требований к качеству продукции. КМГ готова рассмотреть предложения отечественных институтов по улучшению технологий глубокой переработки нефти и другие ноу-хау, прошедших опытно-промышленные испытания на полупромышленных и промышленных установках, имеющих положительные заключения и рецензии.

На постоянной основе в АО «НК «КазМунайГаз» действует научно-технический совет блока переработки нефти, на котором рассматриваются предложения научно-исследовательских институтов Республики Казахстан. На сегодня ведется тесная работа с такими институтами как Институт топлива, катализа и электрохимии им. Д.В. Сокольского, Институт химических наук им. А.Б. Бектурова, кафедра «Химия и химические технологии» Павлодарского государственного университета им. С. Торайгырова.

4. Естественно, всех беспокоят проблемы экологической безопасности при добыче, транспортировке, переработке и использования углеводородного сырья.

Ответ: Экологическая ответственность – одна из стратегических целей АО «НК «КазМунайГаз» до 2028 года. КМГ стремится минимизировать отрицательное воздействие своей деятельности на окружающую среду и общество путем бережного отношения к ресурсам (включая энергию, сырье, воду), последовательного сокращения выбросов загрязняющих веществ и парниковых газов, отходов и внедрения высокопроизводительных, энерго- и ресурсосберегающих технологий.

Одной из важнейших задач компании является повышение полезного использования и утилизации попутного нефтяного газа, сведение к минимуму факельного сжигания. В 2015 году КМГ поддержала инициативу Всемирного банка «Полная

утилизация попутного нефтяного газа к 2030 году». Утилизация ПНГ за 2018 год самая высокая за всю историю КМГ – 95%, показатель сжигания газа находится на уровне 6 тонн на 1000 тонн добытого УВС (11 в 2017 г.), что почти на 50% ниже среднемирового показателя IOGP (Международная ассоциация производителей нефти и газа). Достигнуть таких показателей стало возможным благодаря вводу в полномасштабную эксплуатацию установки комплексной переработки газа (УКПГ) на Прорвинской группе месторождений. В дальнейшем это позволит полномасштабно разрабатывать добычные активы и свести сжигание ПНГ к нулю, что существенно снизит выбросы парниковых газов в атмосферу.

Для блокирования вредных выбросов в атмосферу в ходе реконструкции нефтеперекачивающей станции (НПС) им. Н. Шманова АО «КазТрансОйл» в Атырауской области была введена в эксплуатацию установка рекуперации паров, задача которой переработка паров легких углеводородов, которые образуются во время наполнения, транспортировки и хранения нефти. В результате в атмосферу выделяется чистый воздух, в то время как частицы углеводорода улавливаются и возвращаются в резервуар посредством применения абсорбирующей жидкости.

В рамках реализации проекта «Модернизация и реконструкция Шымкентского нефтеперерабатывающего завода» введена в производство первая в Казахстане автоматическая установка точечного налива нефтепродуктов, которая была спроектирована и построена с учетом экологических требований. Ее технология обеспечивает герметичный налив нефтепродуктов в вагоны-цистерны, что предотвращает выбросы углеводородных паров в атмосферу. В целом, проведенная модернизация на всех НПЗ позволила сделать значительный шаг в сторону улучшения показателей производственной деятельности и экологической безопасности. На заводах были введены в эксплуатацию блоки отпарки кислых стоков в составе Комплексов установок производства серы с целью снижения потребления свежей воды и возврата ее в технологический цикл после очистки. Новые установки производства серы обеспечили извлечение серы на 99,9%. На предприятиях действует Программа по оптимизации потерь и объемов топлива на технологические нужды. Для снижения объемов топлива на собственные нужды установлены горелочные устройства последних поколений, которые в автоматическом режиме контролируют и нормализуют расход топлива. Тем самым, эффект от модернизации был не только в увеличении объемов переработки нефти и производства основных нефтепродуктов, но и в улучшении качества нефтепродуктов и в снижении влияния производственной деятельности НПЗ на окружающую среду.

Кроме того компания активно ведет работы по повышению энергоэффективности и оптимизации использования энергоресурсов. В результате различных мероприятий, являющихся частью «Дорожной карты энергосбережения и повышения энергоэффективности» к 2021 году планируется значительное сокращение потребления энергетических ресурсов (на 4,5 млн ГДж).

Основные стратегические направления развития энергосбережения и энергоэффективности группы компаний КМГ – это модернизация технологического оборудования, внедрение энергосберегающих технологий, оптимизация выработки и потребления тепловой энергии, а также развитие собственных источников генера-

ции, в том числе с использованием ПНГ. Благодаря проведенным мероприятиям по энергосбережению, потребление ТЭР сократилось на 0,7% в сравнении с базовым годом (2015 г.).

Одним из важнейших экологических аспектов в группе компаний КМГ является управление отходами. Поскольку индустрия добычи и переработки углеводородов отличается высоким образованием различных видов отходов, в том числе существенных объемов опасных отходов, КМГ отслеживает процессы, приводящие к образованию тех или иных видов отходов, объемы, способы утилизации и пути перемещения. В группе компаний КМГ разрабатываются и реализуются Программы по управлению отходами. Выделяются значительные денежные средства и для решения проблем, связанных с образованием отходов и загрязнением земель на производственных объектах. На добровольной основе некоторыми компаниями выполняется переработка существенных объемов исторических отходов и загрязненных земель. КМГ также контролирует свои подрядные организации на предмет соответствия их деятельности требованиям по безопасной транспортировке, размещению и утилизации отходов. Регулярно изучаются новые подходы и технологии в области управления отходами для их внедрения на производственных объектах.

Компания является активным членом различных ассоциаций и международных инициатив.

Второй год подряд национальная компания занимает первое место в Рейтинге открытости нефтегазовых компаний Казахстана в сфере экологической ответственности, организованного Всемирным фондом дикой природы (WWF) России и группой «КРЕОН» при поддержке Министерства энергетики Республики Казахстан и в партнерстве с Программой ООН по окружающей среде в Центральной Азии (UNEP-CA), CREON Capital и Национальным рейтинговым агентством. В 2018





году в выборку рейтинга вошли 19 компаний, чьи объемы добычи углеводородов составили более полумиллиона тонн. Основными критериями, по которым проводилась оценка в данном рейтинге, были: экологический менеджмент, воздействие на окружающую среду и раскрытие информации/прозрачность. Также в число лидеров экологической ответственности в этом году вошла дочерняя компания КМГ – АО «Эмбамунайгаз», заняв почетное третье место и разделив с материнской компанией стремление к экологичности и транспарентности. Кроме того, по итогам 2018 года, АО «Интергаз Центральная Азия» было признано победителем конкурса по социальной ответственности бизнеса «Парыз» в номинации «За вклад в экологию».

5. Как нам известно, в настоящее время в нефтегазовом секторе экономики РК числятся свыше 150 компаний, работающих, в основном, по своим планам. **Вопрос:** *В какой степени АО «НК «КазМунайГаз» координирует их работу или в этом нет необходимости?*

Ответ: В группу компаний «КазМунайГаз» входит порядка 200 дочерних и зависимых организаций. АО «НК «КазМунайГаз», как вертикально-интегрированная компания, координирует их деятельность. В деятельность иных организаций «КазМунайГаз» не вмешивается.

6. *Можно ли считать успешными, в свете координации работ, взаимоотношения между АО «НК «КазМунайГаз» и Министерством энергетики?*

Ответ: Министерство энергетики является государственным органом, курирующим и координирующим сферу добычи, транспортировки и переработки углеводородного сырья Республики Казахстан. В рамках общих целей, в том числе по обеспечению энергетической безопасности Республики, между Министерством и АО «НК «КазМунайГаз» выстроены деловые конструктивные отношения. 🌐

УДК 551.98.061.3/.7

К.И. САТПАЕВ И НОВАЯ ТЕХНОЛОГИЯ ПРОГНОЗА МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА



Б.С. ЗЕЙЛИК,
доктор геол.-мин. наук,
профессор, академик РАЕН,
главный научный сотрудник



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

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

К.И. Сатпаев в 1959 году опубликовал рецензию на монографию «Тектоническое строение и история развития Прикаспийской впадины и смежных областей в связи с вопросами нефтегазоносности», созданную сотрудниками Московского института нефтехимической и газовой промышленности им. И.М. Губкина.

В этой рецензии К.И. Сатпаев:

1) отметил наличие в Прикаспии богатых запасов нефти, природного газа и других полезных ископаемых;

2) пришел к выводу о больших перспективах Прикаспия в нефтегазоносном отношении;

3) подчеркнул, что изучение геологии Прикаспия способствует развитию в Западном Казахстане крупной газонефтедобывающей промышленности.

Эти предсказания К.И. Сатпаева были подтверждены в последующем открытием многих, в том числе, крупнейших месторождений углеводородов – Жетыбай, Тенгиз, Кашаган и др. В поисках наиболее эффективных технологий выявления новых месторождений углеводородов в Прикаспии использовались различные теоретические концепции (рифтогенеза, НГТ). Авторы предлагают инновационную технологию прогноза и поисков углеводородов в Казахстане и в осадочных бассейнах Мира.

Новая технология прогноза месторождений углеводородов, предлагаемая для внедрения в Казахстане и в других осадочных бассейнах Мира, опирающаяся на прогноз К.И. Сатпаева по Прикаспийской впадине, основана на принципах ударно-взрыв-

*Автор для переписки. E-mail: refa_88@mail.ru

ной тектоники (УВТ) и использования данных дистанционного зондирования Земли (ДЗЗ). Концепция ударно-взрывной тектоники (УВТ) выдвинута в Казахстане и разрабатывалась на протяжении 45 лет. Новая технология кардинально отличается от традиционных прогнозных построений, благодаря неперенному и постоянно используемому новейшей космической информации. Данные 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 широкое распространение 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 большей части месторождений углеводородов и подавляющей массы их геологических запасов к концентрическим зонам растяжения-разуплотнения земной коры в космогенных кольцевых структурах. Установлено, что основная масса месторождений и, в особенности, запасов углеводородов, приурочена к блокам 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, с меньшим числом месторождений и малыми запасами нефти и газа в них. Выполненный анализ охватывает более чем вековой промежуток времени поисков и разведки месторождений углеводородов в Казахстане. Есть основания считать, что предлагаемая новая технология прогноза месторождений углеводородов может быть применена во многих осадочных бассейнах Мира.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: прогноз полезных ископаемых, нефтегазоносность, осадочные бассейны, космогенные кольцевые структуры.

Қ.И. СӘТБАЕВ ЖӘНЕ МҰНАЙ ЖӘНЕ ГАЗ КЕН ОРЫНДАРЫН БОЛЖАУДЫҢ ЖАҢА ТЕХНОЛОГИЯЛАРЫ

Б.С. ЗЕЙЛИК, геол.-мин. ф. д., профессор, РЖАА академигі, бас ғылыми қызметкер
Р.Т. БАРАТОВ*, техника және технология магистрі, ғылыми қызметкер

Қ.И. Сәтбаев атындағы геологиялық ғылыдар институты,
Қазақстан Республикасы, 050010, Алматы қ., Кабанбай батыра көш., 69а

Қ.И. Сәтбаев 1959 жылғы Мәскеулік И.М. Губкин атындағы мұнайхимиясы және газ өнеркәсібі институты қызметкерлерімен жазылған «Каспий маңы ойысымының және шектес облыстардың мұнайгаздылығы сұрақтарымен байланысты тектоникалық құрылысы және даму тарихы» монографиясына рецензия басып шағарған.

Бұл рецензияда ол келесі пункттерге назар аударған:

1) каспий маңы ойысымында мұнай, табиғи газдың және басқа пайдалы қазбалардың бай қорларының бар екендігін көрсеткен.

2) Каспий маңының мұнайгаз бағытында үлкен келешегі бар деген қорытындыға келген.

3) Каспиймаңының геологиясын зерттеу Батыс Қазақстанда ірі мұнайгаз өрекәсібінің дамуына себептестігін тигізеді деп белгілеген.

Қ.И. Сәтбаевтың бұл болжаулары кейінгі жылдары ашылған көптеген, сонымен қоса көмірсутектердің қорлары бойынша орасан зор кенорындары – Жетібай, Теңіз, Қашаған және басқаларының ашылуларымен дәлелденген. Каспиймаңында жаңа көмірсутек кено-

рындарын анықтаудың ең нәтижелі технологияларын іздеу кезінде әр түрлі теоретикалық концепциялар (рифтогенез, жаңа жаһандық тектоника) қолданылған. Мақала авторлары Қазақстанда және Әлімнің басқа шөгінді бассейндерінде көмірсутектерді болжаудың және іздеудің инновациялық технологиясын ұсынады.

Қазақстанда және әлімнің басқа шөгінді бассейндерінде енгіздіру үшін ұсынылатын көмірсутек кенорындарын болжайтын жаңа технология Каспиймаңы ойысымы бойынша Қ.И. Сәтбаевтың болжуына сәуле отырып, соққылы-жарылысты тектоника (СЖТ) принциптерінде және Жерді қашықтықтан зерделеу (ЖҚЗ) мәліметтерін қолдануға негізделінген. Соққылы-жарылысты тектоника (СЖТ) концепциясы Қазақстанды ұсынылып соңғы 45 жылы бойы толықтырылған. Жаңа технология, өзінің жаңа ғарыштық ақпаратты міндетті және үздіксіз қолдануына байланысты дәстүрлі болжамдық модельдерден түбегейлі ерекшеленеді. Фото- және радиолокационды ғарыштық түсірулер мәліметтері бұрында белгісіз сақиналы және сызықтық құрылымдардың кең таралуын анықтайды. Қазақстанда жарты ғасыр бойы жүргізілген сақиналы құрылымдарды зерттеу олардың ішінде ғарыштық астероидты-метеоритті және кометалы табиғатты сақиналы құрылымдардың анық басымдылығын көрсетеді. Белгілі мұнай және газ кенорындарының кеңістікте орналасуын ескере отырып, ғарыштық түсірулерді дешифрлеу мәліметтері арқылы, космогенді сақиналы құрылымдармен байланысты жер қыртысының центрлік созылу және тығыздану белдемдерін анықтауға мүмкіндік береді. Көпжылдық мәліметтерді талдау көмірсутектер кенорындарының көп бөлігінің және олардың геологиялық қорларының басым бөлігінің космогендік сақиналы құрылымдардағы жер қыртысының центрлік созылу-тығыздығының азаюы белдемдерімен байланысын анықтауға мүмкіндік берген. Кенорындардың негізгі бөлігінің және де, негізінен көмірсутектер қорларының әр түрлі, бірақ көршілес тұрған импактты астероидты-метеоритті және кометалы сақиналы құрылымдардың созылу-тығыздығының азаюы белдемдерінің өзара қабаттасуы блоктарымен байланысты.

Концентрлік созылу белдемдері оларды бөлетін, кенорындар санының аздығымен және олардағы қорлардың аз мөлшерімен тығыздану белдемдерімен кезектеседі. Жүргізілген талдау Қазақстандағы көмірсутектер кенорындарын іздеудің және барлаудың ғасырлық дерлік уақыт аралығын қамтиды. Осыған орай, ұсынылатын көмірсутек кенорындарын болжаудың жаңа технологиясы Әлемнің көптеген шөгінді бассейндерінде қолданылуы мүмкін деген негіз бар.

НЕГІЗГІ СӨЗДЕР: пайдалы қазбаларды болжау, мұнайгаздылық, шөгінді бассейндер, ғарыштық сақиналы құрылымдар.

K.I. SATPAYEV AND THE NEW TECHNOLOGICAL FORECASTING OF OIL AND GAS FIELDS

B.S. ZEYLIK, Doctor of Geological and Mineralogical Sciences, Professor, Academician of the Russian Academy of Natural Sciences, Chief Researcher

R.T. BARATOV, Master of Engineering and Technology, Researcher

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

K.I. Satpayev in 1959 published a review of the monograph «Tectonic structure and development history of the Caspian Basin and related areas in connection with issues of petroleum potential», created by the staff of the Moscow Institute of Petrochemical and Gas Industry named after I.M. Gubkin.

In this review, K.I. Satpayev listed the following points:

1) he noted the presence in the Caspian Sea of rich reserves of oil, natural gas and other minerals;

2) he concluded that the Caspian Basin had great prospects in terms of oil and gas;

3) He stressed that the study of the geology of the Caspian Basin contributes to the development of a large gas and oil industry in Western Kazakhstan.

These predictions are K.I. Satpayev was confirmed in the subsequent discovery of many, including the largest hydrocarbon deposits – Zhetybai, Tengiz, Kashagan and others. In search of the most effective technologies to identify new hydrocarbon deposits in the Caspian, various theoretical concepts were used (rifting, new global tectonics). The authors propose an innovative technology to forecast and search for hydrocarbons in Kazakhstan and in the sedimentary basins of the World.

The new technology of forecasting hydrocarbon deposits, proposed for introduction in Kazakhstan and in other sedimentary basins of the World, based on the KI forecast. Satpayev on the Caspian Basin, based on the principles of shock-explosive tectonics (SET) and the use of remote sensing data (Earth remote sensing). The concept of shock-explosive tectonics (UHT) was advanced in Kazakhstan and has been developed for 45 years. The new technology is fundamentally different from traditional forecast constructions due to the indispensable and constant use of the latest space information. Data from photographic and radar space surveys reveal a wide distribution of previously unknown ring and linear structures. The study of ring structures that have been performed in Kazakhstan for half a century indicates a widespread cosmogenic structure among them: asteroid-meteorite and cometary genesis. Data interpretation of satellite images, taking into account the spatial position of known oil and gas fields, allow us to identify concentric zones of tensile and compression of the earth's crust, accompanying cosmogenic ring structures. The analysis of long-term data made it possible to identify the confinement of most of the hydrocarbon deposits and the overwhelming mass of their geological reserves to the concentric zones of tensile and decompaction of the earth's crust in cosmogenic ring structures. It has been established that the bulk of deposits and, in particular, hydrocarbon reserves, are confined to blocks of mutual overlapping of stretching and decompressing zones of various, but nearby, impact asteroid-meteorite and cometary ring structures.

Concentric tensile zones alternate with compression zones separating them, with a smaller number of fields and small reserves of oil and gas in them. The performed analysis covers more than a century-long period of prospecting and exploration of hydrocarbon deposits in Kazakhstan. There is reason to believe that the proposed new technology for forecasting hydrocarbon deposits can be applied in many sedimentary basins of the World.

KEY WORDS: Forecast of minerals, oil and gas potential, sedimentary basins, cosmogenic ring structures.

ГИГАНТСКИЕ АСТРОБЛЕМЫ ЗАПАДНОГО КАЗАХСТАНА И МЕСТОРОЖДЕНИЯ НЕФТИ И ГАЗА

В далеком 1959 году, т. е. 60 лет назад, К.И. Сатпаев опубликовал в журнале «Геология нефти и газа» (№ 4, стр. 53–54) положительную рецензию на монографию «Тектоническое строение и история развития Прикаспийской впадины и смежных областей в связи с вопросами нефтегазоносности». Авторы книги – сотрудники Московского института нефтехимической и газовой промышленности им. И.М. Губкина: М.П. Казаков, М.М. Чарыгин, Р.И. Быков, Ю.М. Васильев, В.В. Знаменский, Р.Б. Сейфуль-Мулюков.

В этой рецензии К.И. Сатпаев, анализируя все главы книги, подчеркнул следующее.

1. «Новые данные все больше и больше подтверждают мнение **о наличии в Прикаспии богатейших запасов нефти, природного газа и других полезных ископаемых**».

2. «На основе научного анализа геологической истории, особенностей тектонического строения, естественных нефтегазопоявлений и проявлений в скважинах

делается вывод о **больших перспективах Прикаспия в нефтегазовом отношении** и, что особенно ценно, конкретно указываются первоочередные объекты для посково-разведочных работ и пути их промышленного освоения».

3. Книга «...вносит большой вклад в дело изучения геологии Прикаспия и в связи с этим **способствует развитию в Западном Казахстане крупной газонефтедобывающей промышленности**».

По прошествии шести десятилетий, располагая современной информацией, мы можем по достоинству оценить прозорливость и смелость оценок, данных К.И. Сатпаевым. Важно подчеркнуть, что все прогнозные оценки, данные К.И. Сатпаевым, полностью оправдались. Верность этих оценок удивляет, тем более что К.И. Сатпаев в то время отметил в рецензии: «...Западный Казахстан, с геологической точки зрения изучен совершенно недостаточно», геологическое строение региона «...изучено крайне слабо, значительно хуже большинства перспективных в нефтегазовом отношении районов нашей страны». И, тем не менее, К.И. Сатпаев, будучи влиятельным ученым, решительно поддержал идею, которая **способствует развитию в Западном Казахстане крупной газонефтедобывающей промышленности**. Невозможно сомневаться в том, что поддержка влиятельного ученого на самом начальном этапе осуществления идеи, значит очень много.

В данное время не вызывает сомнений утверждение, что **Прикаспийская впадина является одним из крупнейших нефтегазоносных регионов не только Казахстана, но всей планеты**. Потенциал этого бассейна в полной мере до сих пор не изучен. А поэтому привлечение для его изучения новейших достижений науки, и, в частности, достижений космической эры, отвечает духу времени. Иными словами: нужны **инновационные технологии, инновационные проекты прогноза и поисков месторождений нефти и газа**.

Прикаспийская впадина – прекрасный объект для создания и опробования инновационной технологии прогноза и поисков скоплений углеводородов.

Президент Республики Казахстан Нурсултан Абишевич Назарбаев в своей инаугурационной речи предложил приступить к поиску и воплощению в жизнь **ста инновационных проектов** (сообщение ИА Новости-Казахстан 08.04.2011, в категории: Новости высоких технологий): «**Смелые инновации будут получать путевку в жизнь, обретать плоть и кровь в научных лабораториях на современных производствах, для этого мы должны сегодня приступить к поиску ста абсолютных инноваций**».

В свете этого указания, как решение важной и одной из основных проблем геологии и геофизики, предлагается новая технология прогноза и поисков **месторождений углеводородов**, которая может быть задействована чрезвычайно широко, в границах всего Казахстана, а также в других осадочных бассейнах Мира.

Подтверждением данной технологии, как инновационной, являются патенты, полученные на способы прогнозирования месторождений нефти и газа, составляющие эту технологию. Номера патентов, и закрепляемый ими в мировом масштабе по конкретному времени изобретений, казахстанский приоритет, следующие: Казахстанский патент № 7242 (приоритет изобретения

29 января 1998 г.) [18] и Евразийский патент (Москва) № 000585 (приоритет изобретения 29 января 1998 г.) [17]. Патентные поиски, предшествовавшие выдаче этих патентов, подтверждают абсолютную новизну прогнозной технологии, предложенной 20 лет назад.

Следы грандиозных космогенных взрывов, представляющие ударно-взрывные бассейны, проявляющиеся в виде громадных кольцевых структур – характерная особенность архитектурного облика планет Солнечной системы и их спутников. Космические снимки не оставляют сомнения в том, что ударно-взрывной процесс является одним из основных в формировании внешнего вида планет.

Земля не является исключением. Достаточно вспомнить космогенный взрыв на Подкаменной Тунгуске в 1908 г. («тунгусский метеорит»), метеоритный дождь в Сихотэ-Алине в 1947 г., метеоритный дождь в Китае в 1973 г., взрыв в Сасово в 1990 г., удар метеорита в районе Стерлитамака в 1990 г., астрономические наблюдения – почти «пропущенный» астероид 1989 FC, бомбардировку Солнца кометами Г. Крейца в 1979 и 1981 г., бомбардировку Юпитера в июле 1994 г. 21 осколком кометы Шумейкер-Леви, Челябинский метеорит 15 февраля 2013 г. и многое другое, чтобы понять, что непредвзятый анализ геологических и геофизических данных должен неизбежно обнаружить массовое распространение на Земле астроблем (звездных ран) различного масштаба и возраста [1, 9, 47 и др.].

Выявление и исследование космогенных кольцевых структур, изучение их влияния на образование и локализацию месторождений различных полезных ископаемых [5–7, 14, 21, 36], включая нефть и газ [15–19, 22, 24, 26–28, 30, 33, 34, 37, 38, 48], а также выявление частоты и периодичности космогенных бомбардировок Земли, в связи с необходимостью космической охраны планеты для сохранения жизни на ней [10, 23, 25–27, 29, 32, 35, 38, 39], являются предметом ударно-взрывной тектоники.

Парадигма ударно-взрывной тектоники (УВТ) выдвинута и разработана в Казахстане [6, 9–11]. Как новая геотектоническая концепция она развивается с 1972 года. За прошедшее с тех пор время изучение многочисленных космических и аэровысотных фотоснимков земной поверхности позволило выявить большое количество ранее неизвестных линейных и кольцевых структур. Исследование кольцевых структур, широкое повсеместное распространение которых демонстрируют карты, составленные коллективами геологов в разные годы в разных странах на основе данных дистанционного зондирования Земли (ДЗЗ) огромных регионов [27, 41–44], показало, что многие из них не могут быть интерпретированы как результат эндогенных процессов. В особенности это касается структур с поперечниками, измеряющимися сотнями и тысячами километров [6–9, 11 и др.]. Исследования, выполняющиеся в Казахстане на протяжении многих лет и опирающиеся на широкое использование новейшей космической информации, т. е. ДЗЗ, убеждают в том, что нефтегазоносные бассейны, имеющие изометричные округлые или эллипсовидные очертания, приурочены к гигантским астроблемам – гиаблемам [9, 11]. Метод ДЗЗ изобретен и впервые внедрен в Казахстане, в Агадырской геолого-разведочной и Балхашской комплексной геолого-геофизической экспедициях [4].

В Западном Казахстане выявлено несколько крупных кольцевых структур, рассматриваемых как **гигантские астроблемы**.

СЕВЕРОКАСПИЙСКО-ГОРНОМАНГИСТАУСКАЯ КОЛЬЦЕВАЯ СТРУКТУРА

Эта структура была выделена как предполагаемая **гигантская астроблема (гиаблема)** в 1975 году [9]. Проведенные исследования подтвердили космогенную природу Северокаспийско-Горномангистауской кольцевой структуры и показали, что структура является следствием «косого» удара космического тела, полого летевшего в запад-северо-западном направлении. Впадина Северного Каспия образует гигантскую отчетливую дугу, обрамляющую полуострова Мангистау и Бузачи. Общая протяженность северной, северо-западной и юго-западной береговой линии этой громадной водной дуги порядка 1300 км. Продолжение северного контура этой дуги, с сохранением характера ее кривизны, позволяет очертить границы гигантской кольцевой структуры со срединной приподнятой зоной полуостровов Мангистау и Бузачи, а также Горного и Восточного Мангистау (*рисунок 1*).

Нижние течения рек Волги, Урала, Кумы, а также среднее и верхнее течение Эмбы имеют почти правильные линейные простирания, которые, будучи продолжены, пересекаются в одной точке, приходящейся на Горный Мангистау, то есть как раз на центральное поднятие этой гигантской кольцевой структуры. В этой же точке сходятся прямые линии, соответствующие простиранию восточного берега залива Кара-Богаз-Гол и в какой-то мере определяющие форму дна, по изобатам, в Северном Каспии (*рисунок 2*). Пересечение в одной точке линий простирания прямолинейных составляющих рельефа регионального значения, контролирующих русла рек Волги, Урала, Эмбы и Кумы, вряд ли может быть случайным. Все они обусловлены мощными и протяженными зонами разломов, являющимися радиальными элементами Северокаспийско-Горномангистауской кольцевой структуры (*см. рисунок 2*). Мощность этих разломов в наибольшем удалении от точки их взаимного пересечения на Горном Мангистау достигает нескольких километров.

Значительная мощность разломов предопределяет отклонение русел рек от строго прямолинейной формы, «блуждание» их в границах разломов. Протяженность этих разломов составляет 825–875 км. Таким образом, с учетом радиальных компонентов, зона влияния Северокаспийско-Горномангистауской кольцевой структуры простирается до размеров с диаметром порядка 1650–1750 км. Центр структуры выразительно запечатлен на космических снимках Landsat (*рисунок 3*).

Объяснение происхождения Северокаспийско-Горномангистауской кольцевой структуры, в наиболее полной степени, удовлетворяется концепцией, в основу которой положена космогенная бомбардировка Земли, т. е. в рамках парадигмы ударно-взрывной тектоники [9, 11, 16, 19, 22, 24, 26–28 и др.].

Основная идея концепции состоит в том, что мощные космогенные бомбардировки Земли астероидами и кометами вызывают обширные радиально-кольцевые возмущения в земной коре (структура «битой тарелки»), возникающие в результате распространения во все стороны от точки взрыва продольных и поперечных волн.

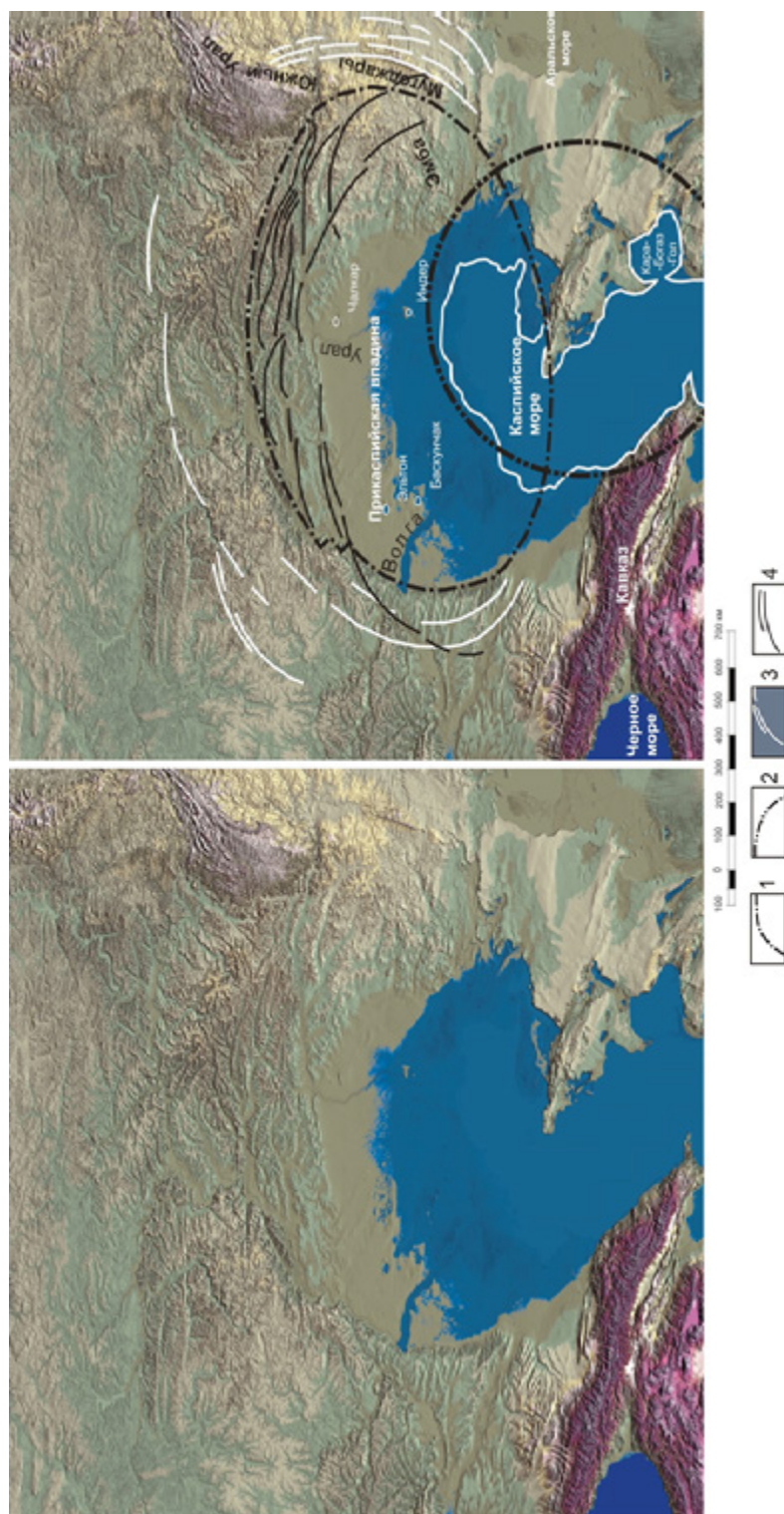


Рисунок 1 – Гигантские космогенные Прикаспийская и Северокаспийско-Горномангистауская кольцевые структуры. Рельеф построен на основе радиолокационной космической съемки [<http://srtm.csi.cgiar.org>]

1 – контур кратерной депрессии Прикаспийской впадины, 2 – дугообразные структуры, 3 – дугообразные структуры, 4 – дугообразные структуры. Рельеф построен на основе радиолокационной космической съемки [<http://srtm.csi.cgiar.org>].

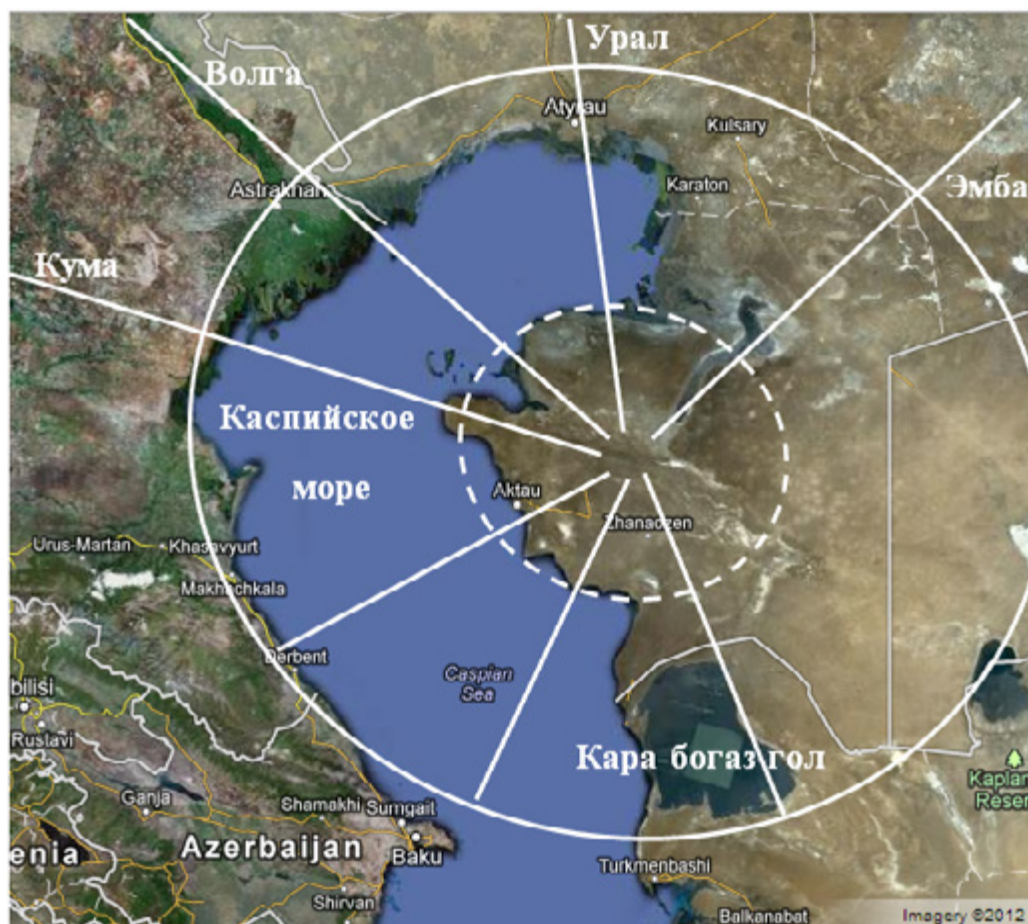
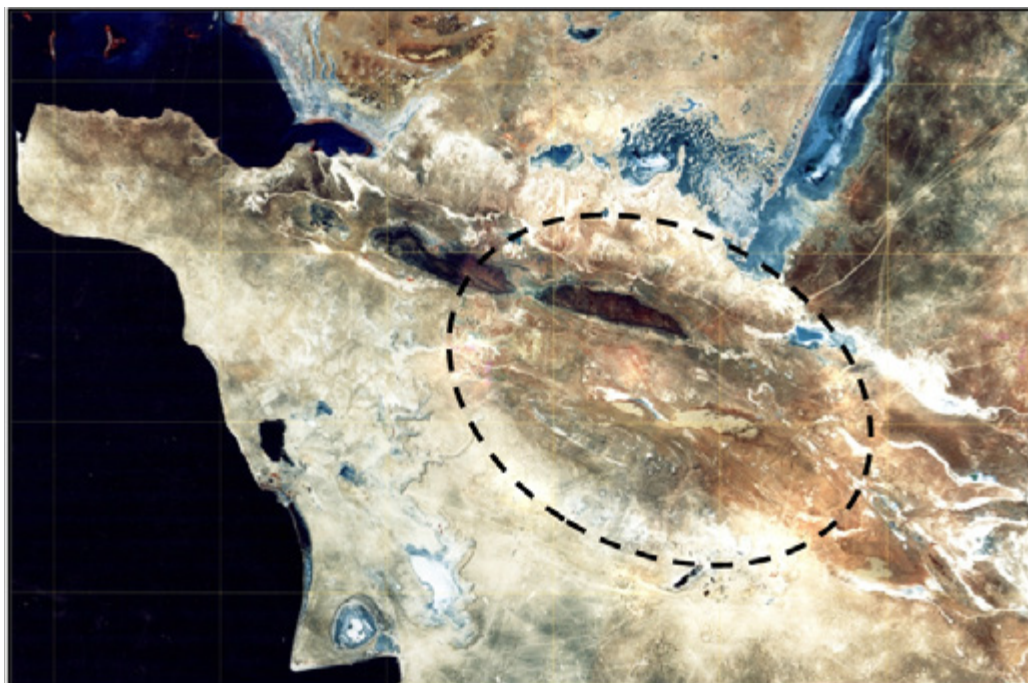


Рисунок 2 – Внутренний контур захороненного обрамляющего вала (эллипс большого диаметра, обозначенный сплошной линией) и контур центрального поднятия (эллипс малого диаметра, обозначенный штриховой линией) Северокаспийско-Горномангистауской кольцевой структуры, нанесенные на космический снимок Landsat.

Первые ответственны за возникновение концентрических зон растяжения и сжатия, вторые создают концентрические антиклинали и синклинали. Так возникают ударно-взрывные кольцевые и радиально-кольцевые структуры – **астрооблемы**. **Гигантские астрооблемы** предложено называть **гиаблемами** [6, 9, 11].

Метеоритные и астероидные астрооблемы и гиаблемы в широком плане, представляют собой крупные и гигантские кратеры, окруженные валами в виде горно-складчатых кольцевых, полукольцевых и дугообразных сооружений. В зонах соударений происходит «всплеск» земной коры, формирующий характерное для астрооблем упомянутое выше центральное поднятие.

Помимо этого возникают протяженные радиальные зоны разломов, подобные тем, что контролируют русла упомянутых рек. Последующее осадконакопление приводит к захоронению этих кратеров и окружающих их валов.



*Рисунок 3 – Центр Северокаспийско-Горномангистауской кольцевой структуры (отмечен эллипсом коричневого цвета, эллипс очерчен штриховым черным контуром) Это зона удара и взрыва космического тела. Здесь выявлены признаки сверхвысокого давления, которому подверглись горные породы, – **планарные элементы в кварце**. Привлекает внимание прямолинейный элемент рельефа – узкая обводненная зона (полоса синего цвета) северо-восточного простирания, примыкающая к коричневому эллипсу. Это один из радиальных разломов космогенной кольцевой структуры.*

Этот процесс сопровождается формированием нефтегазоносных бассейнов, приуроченных к этим погребенным или полупогребенным структурам.

При этом в бассейнах возникают повышенные концентрации нефтяных и газовых месторождений в кольцевых и линейных зонах, наложенных на осадочные толщи мишени, в которых возник ударно-взрывной бассейн, или проецирующихся на выполняющие и перекрывающие бассейн толщи из фундамента-мишени. Иными словами, в постударных, выполняющих и перекрывающих бассейн, толщах, месторождения углеводородов, вследствие их значительной вертикальной миграции локализуются в зонах, находящихся над соответствующими зонами растяжения в толщах фундамента-мишени.

Астроблемы и гиаблемы кометной природы не имеют кратеров (поскольку взрыв происходит в атмосфере), но вокруг точки проекции взрыва на мишень возникают концентрические зоны растяжения и сжатия и концентрические антиклинали и синклинали, подобные тем, что сопровождают метеоритные и астероидные кольцевые структуры.

Естественно, что астроблемы и гиаблемы кометной природы, лишенные кратеров, обладают определенной спецификой.

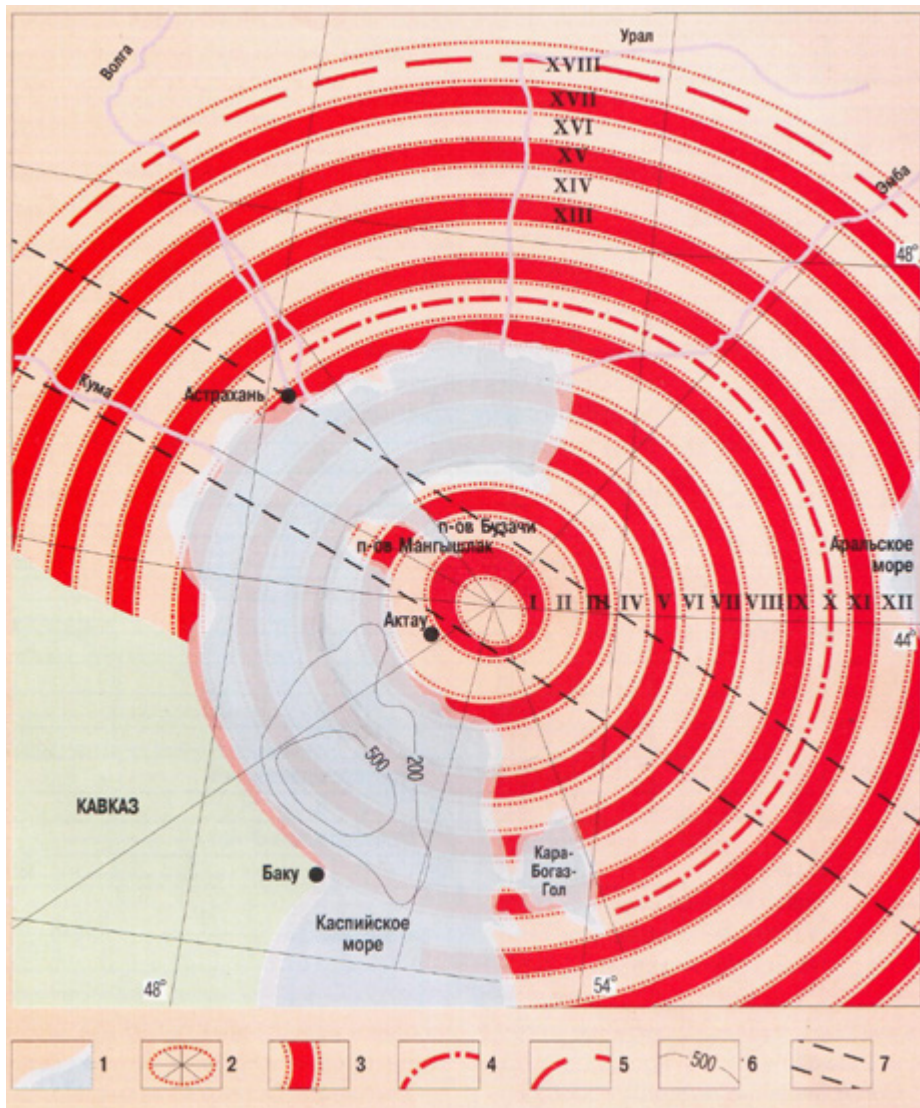


Рисунок 4 – Общая картина Северокаспийско-Горномангистауской кольцевой структуры и ее обрамления

1 – контуры акваторий Каспийского моря и залива Кара-Богаз-Гол; 2 – центральный эллипс, отдешифрированный по снимкам искусственных спутников Земли «Landsat»; 3 – контуры зон, опоясывающих центральный эллипс. Красные круги – зоны сосредоточения подавляющей части запасов нефти и газа. Точками ограничены контуры зон с отсутствием или с очень малыми запасами углеводородов. Внешний контур зоны III – граница центрального поднятия Северокаспийско-Горномангистауской кольцевой структуры; внешний контур зоны VIII – условная внутренняя граница Северокаспийско-Горномангистауской кольцевой структуры; 4 – внешний контур фрагментов кольцевого вала, погребенных под юрскими и меловыми осадочными отложениями; 5 – фрагмент границы области влияния гиаблемы; 6 – изобаты в акватории Каспия; 7 – контуры трансплатформенного глубинного разлома.

Приводим общую картину гигантской астероидной Северокаспийско-Горномангистауской кольцевой структуры (рисунок 4).

Наиболее важным элементом кольцевой структуры и ее обрамления являются концентрические зоны растяжения (разуплотнения) и сжатия горных пород. Именно они контролируют пространственное размещение месторождений и, в целом, распределение запасов углеводородов [15–19, 22, 24].

По мнению академика Н.К. Надилова, выявление этих концентрических зон растяжения и сжатия в космогенных кольцевых структурах, является научным открытием. В [48–А] он пишет: «На сегодня у профессора Зейлика Б.С. достаточно проверенного практикой научного материала, чтобы заявить о научном открытии – *Закономерность выявления залежей углеводородов в многокольцевых структурах космогенной природы*». Н.К. Надиров подчеркивает: «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».

В данном случае рассматриваются три космогенные кольцевые структуры: Северокаспийско-Горномангистауская, Актюбинская и Бозашинская. При этом Северокаспийско-Горномангистауская кольцевая структура имеет явно астероидную природу, поскольку главным ее элементом является дугообразно ограниченная кратерная депрессия, являющаяся акваторией Северного Каспия. Актюбинская и Бозашинская кольцевые структуры, будучи выраженными на космических снимках и показанными на изданных картах [40–42], не обладают выраженными кратерными депрессиями. Это позволяет предполагать их кометную природу. Однако их роль в пространственном размещении месторождений углеводородов аналогична роли астероидной Северокаспийско-Горномангистауской кольцевой структуры (рисунок 5).

Ранее, в московском [29] и казахстанском [32] журналах было приведено, выполненное впервые подробное описание двух крупных кометных кольцевых структур. Это освобождает от необходимости приводить их характеристику в данной статье.

Они расположены в Западном Казахстане, в южной части Торгайского прогиба. Обе эти структуры весьма выразительно проявлены на мелкомасштабной модели рельефа, построенной по данным радиолокационных космических снимков.

Наибольшая из этих структур (западная) – Челкар-Аральская имеет диаметр внешнего ограничения порядка 400–420 км, меньшая (восточная) – Байконурская имеет поперечник 160–170 км.

Имеющиеся факты однозначно указывают на то, что эти структуры имеют космическую, именно кометную природу. Мысль о возможной космогенной природе Байконурской структуры была впервые высказана А.Л. Киселевым.

Традиционные технологии прогнозирования перспективных площадей не учитывают кольцевое строение многих осадочных бассейнов. Конкретно, Северокаспийско-Горномангистауская кольцевая структура, имеющая ярко выраженное радиально-кольцевое строение, как единый кольцевой нефтегазоносный бассейн нигде не рассматривается и как гигантская кольцевая

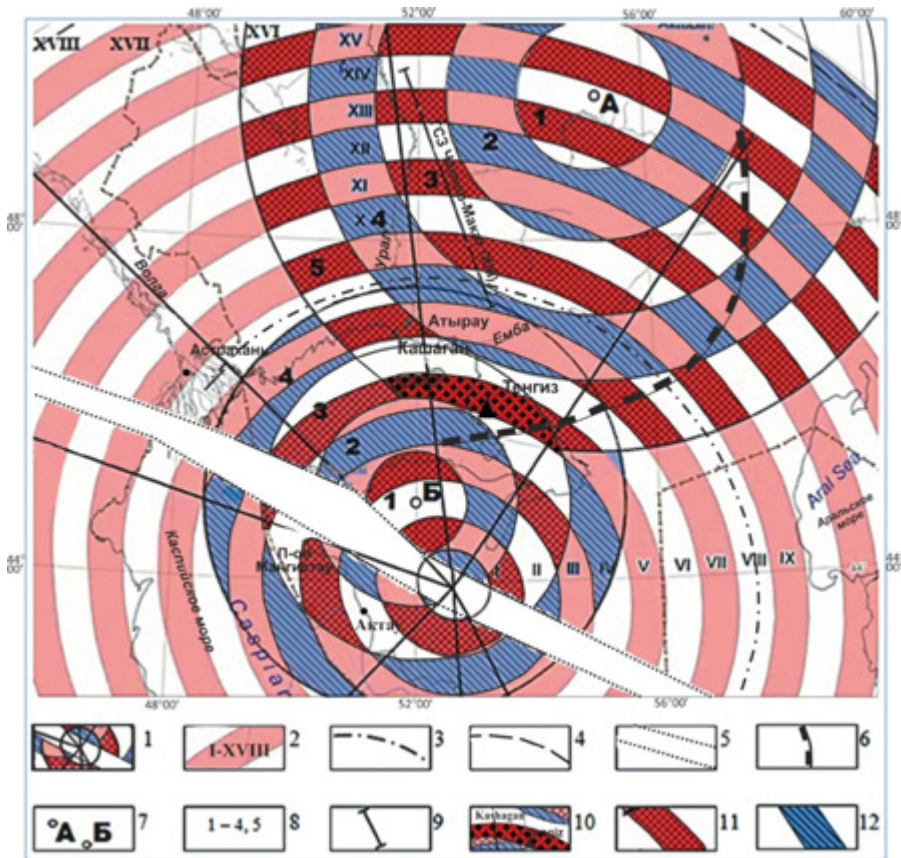


Рисунок 5 – Схема расположения гигантских кольцевых структур на территории Западного Казахстана, построенная на основе дешифрирования космических снимков. Схема демонстрирует результат взаимного наложения Северокаспийско-Горномангистауской, Актюбинской и Бозашинской гиаблем.

1 – центральный эллипс Северокаспийско-Горномангистауской кольцевой структуры и радиальные разломы, контролирующие русла крупных рек; 2 – номера концентрических площадей-зон, опоясывающих центральный эллипс; 3 – внутренний контур фрагментов кольцевого вала структуры, погребенной под юрскими и меловыми осадочными отложениями; 4 – фрагменты эллипсовидного контура, определяющего границы области влияния Северокаспийско-Горномангистауской гиаблемы, за пределами которого русла рек Волги, Урала и Эмбы отклоняются от направлений, свойственных их нижним течениям; 5 – контуры трансплатформенного глубинного разлома; 6 – восточная часть контура Прикаспийского нефтегазоносного бассейна; 7 – центры Актюбинской (А) и Бозашинской (Б) гиаблем; 8 – номера концентрических площадей-зон Актюбинской и Бозашинской гиаблем в направлении от центра к внешним границам структур; 9 – профиль ГСЗ Челкар-Макад; 10 – территориальный блок наивысшей перспективности – место взаимного наложения зон разуплотнения пород трех кольцевых структур: нефтегазоперспективная структура и месторождение Кашаган и месторождение Тенгиз; 11 – высокоперспективные для поисков месторождений углеводородов блоки двойного растяжения на всей рассматриваемой территории; 12 – малоперспективные и бесперспективные для поисков месторождений углеводородов блоки двойного сжатия на всей рассматриваемой территории.

тектоническая форма ни на одной из изданных геологических, тектонических или каких-либо иных карт не показывается. Остается незамеченной такая гигантская полукольцевая подковообразная аномалия рельефа, каковой является акватория Северного Каспия. Никак не интерпретируется контроль нижних течений крупных водных артерий линейными радиальными мощными зонами разломов, исходящими из одной точки в срединной зоне гигантской астроблемы на Горном Мангистау. Этот феномен никем до сих пор не рассматривался.

Важно подчеркнуть, что центральное поднятие рассматриваемой гиаблемы резко обособляется от кратерной депрессии по перепаду глубин до поверхности Мохоровичича. Мощность земной коры в контурах центрального поднятия 42–44 км, в границах кратерной депрессии, под акваторией Северного Каспия, 32–34 км [52]. Следовательно, экскавация вещества земной коры в запад-северо-западной части кратерной воронки, оцениваемая по разнице мощностей земной коры при образовании этой гиаблемы, составила 10–12 км.

ВОЛНОВАЯ ЗАКОНОМЕРНОСТЬ РАСПРЕДЕЛЕНИЯ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА

В пространственном размещении месторождений углеводородов устанавливается строгая закономерность.

Контур кратера, который в современном рельефе является акваторией Северного Каспия, определяется положением северной, северо-западной, западной и юго-западной береговой линий этой части Каспийского моря. Проведенные исследования позволили установить, что космогенный взрыв, обусловленный столкновением Земли с крупным космическим телом, породивший рассматриваемую кольцевую структуру, произошел на рубеже триасового и юрского периода. Поэтому юрские и меловые отложения являются перекрывающим плащом для структуры. Под ним почти полностью погребен космогенный кратер с фрагментами его кольцевого вала.

Наиболее важным элементом структуры являются концентрические кольцевые площади-зоны, пронумерованные цифрами от I до XVIII (см. рисунки 4, 5). Они опоясывают подобно волнам на воде (рисунок 6), расходящимся из одного центра – точки удара, небольшой центральный эллипс, в срединной части которого находится место пересечения радиальных линейных зон разломов, упомянутых выше. Контуры центрального эллипса и концентрической площади-зоны I выявлены с помощью дешифрирования цветной фотосхемы, составленной из космических снимков Ландсат.

Как показывает специально проведенный анализ, именно эти концентрические площади-зоны играют важную роль в размещении месторождений углеводородов. Они определяют размещение месторождений углеводородов в границах кратера Северокаспийско-Горномангистауской кольцевой структуры, а также за его пределами в границах Прикаспийской впадины, в зоне влияния рассматриваемой кольцевой структуры. Концентрические площади-зоны представляют собой чередующиеся полосы сжатия и разуплотнения горных пород.

Следует особо подчеркнуть правильную строго концентрическую кольцевую

или эллипсовидную форму границ площадей-зон. Плотность энергии при космогенном взрыве настолько высока, что различия в плотности пород гетерогенной мишени, практически не вызывают сколь-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 правильных эллипсов.

Этот феномен находит подтверждение в реакции вязких жидкостей на внешние воздействия [46].

Границы и ширина концентрических площадей-зон сжатия и разуплотнения находят подтверждение в двумерных скоростных моделях земной коры, построенных В.И. Шапиловым и коллегами для территории Западного Казахстана в результате переинтерпретации данных ГСЗ и КМПВ [51].

В качестве примера приводим скоростной разрез по профилю Челкар-Мака́т, пересекающий Прикаспийскую впадину в северо-северо-западном направлении, что близко к радиальному направлению для Северокаспийско-Горномангистауской кольцевой структуры (рисунки 5, 7).

Профиль ГСЗ Челкар-Мака́т дает наглядное представление о строении осадочного слоя, в особенности его нижней части, на глубинах 7–10 км и более, т. е. в подсолевых отложениях, а также в верхней части консолидированной коры в пределах такой важнейшей нефтегазолокализирующей структуры, какой является Прикаспийская впадина (см. рисунок 7).

В ее пределах сосредоточены основные ресурсы углеводородов Казахстана. Профиль пересекает впадину в центральной части и значительно удален (на 230 км) от центра Актюбинской кольцевой структуры (будет рассмотрена ниже), что обеспечивает яркое проявление наложенных «застывших» продольных волн, обусловленных космогенным взрывом, породившим Северокаспийско-Горномангистаускую кольцевую структуру.

На приведенном скоростном разрезе хорошо видны чередующиеся зоны



Рисунок 6 – Концентрические волны в водной среде – прообраз концентрических зон растяжения и сжатия в земной коре и в коре твердых планет, а также на других космических телах в Солнечной системе (на крупных астероидах) при соударениях на космических скоростях

Обращает на себя внимание различная ширина концентрических волн (но ширина может быть и одинаковой, как во всех кольцевых структурах, рассматриваемых в данной статье) и возникновение в точке удара падающих капель всплеска, который в астроблемах формирует центральный купол, или центральное поднятие.

сжатия (уплотнения) и растяжения (разуплотнения), наложенные на доударные по отношению ко времени образования Северокаспийско-Горномангистауской кольцевой структуры образования. На одних и тех же глубинах в зонах растяжения, по сравнению с зонами сжатия, наблюдается преобладание низкоскоростных осадочных отложений, и, напротив, в зонах сжатия – преобладание высокоскоростных осадочных толщ (см. рисунок 7).

Специально проведенный анализ выявил, что эти концентрические площади-зоны образуют две различные группы. Одна группа концентрических площадей-зон, имеющих нечетные номера, характеризуется повышенной концентрацией в ее пределах месторождений углеводородов разного масштаба и их большими геологическими запасами (это зоны растяжения), вторая, имеющих четные номера, характеризуется меньшим числом таких месторождений с малыми запасами (это зоны сжатия) (см. рисунки 4, 5, 7).

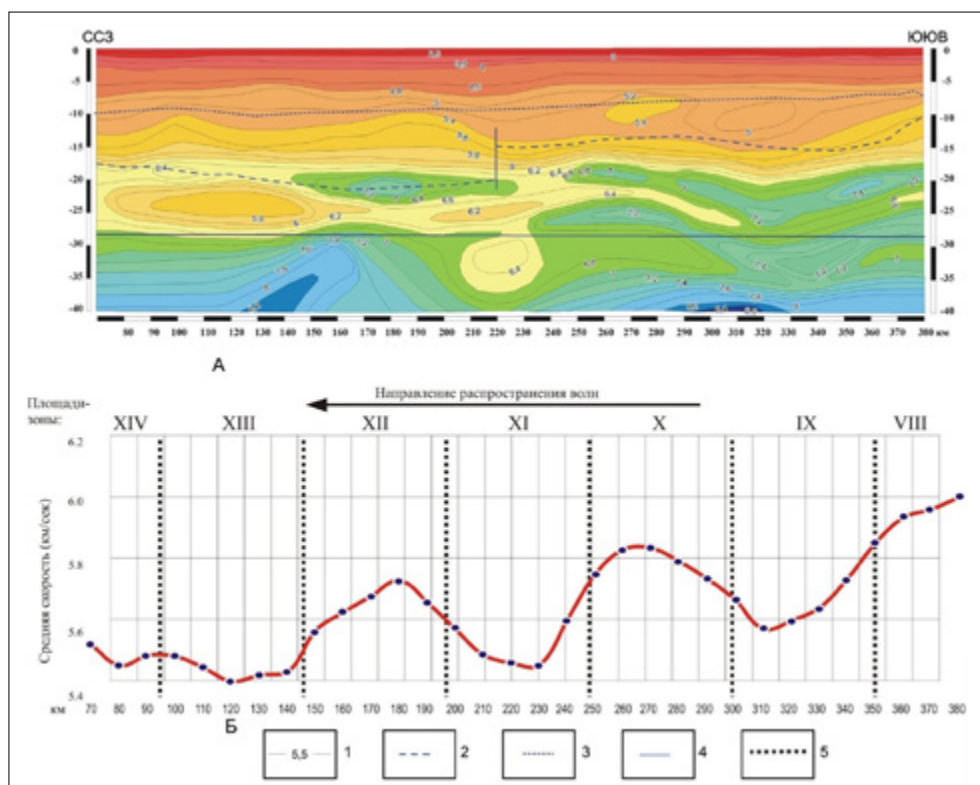


Рисунок 7 – Скоростной разрез (А) и график средних скоростей (Б) по профилю Челкар-Макат (XIII)

1 – изолинии скоростей продольных волн, км/с, 2 – кровля консолидированной коры (по Ю.А. Воложу), 3 – опорный горизонт П, – кровля подсолевых отложений (по Ю.А. Воложу); 4 – линия глубины (28 км), до которой выполнен расчет средних скоростей, 5 – границы концентрических площадей – зон Северокаспийско-Горномангистауской кольцевой структуры; положение профиля (см. на рисунке 5). Отчетливо проявлено закономерное уменьшение (угасание) средних скоростей продольных волн по мере удаления от точки возбуждения.

В публикации [24] на рисунке 1 отражена ситуация, существовавшая до открытия нефтяниками супергигантского нефтегазового месторождения Кашаган, балансовые запасы которого составляют 4,8 млрд т. Общие нефтяные запасы составляют 38 млрд баррелей или 6 млрд тонн, из них извлекаемые — около 10 млрд баррелей. В Кашагане есть крупные запасы природного газа, более 1 трлн куб. метров [<https://kursiv.kz/news/otraslevye-temy/2016-03/kashagan-vkhodit-v-top-10-samykh-krupnykh-neftegazovykh-mestorozhdeniy>]. Месторождение открыто 30 июня 2000 года скважиной Восток-1. Площадь, в пределах которой открыто месторождение Кашаган, была определена, как высокоперспективная, в соответствии с новой технологией прогнозирования, до открытия нефтяниками месторождения. Об этом свидетельствуют упомянутые патенты [17, 18] и публикация [19] (Приоритет изобретения 29.01.1998). К тому же, во временном интервале написания и публикации статьи [24] велась разведка месторождения и, естественно, до ее завершения, гигантские масштабы Кашагана не были известны.

Конкретно: в данный момент в нечетных площадях-зонах находится 122 месторождения, а не 121, как показано на упомянутом рисунке 1, в которых сосредоточено 16243 млн т углеводородов, т. е. 96,5%, а не 95%, приведенных на рисунке 1; в четных площадях – зонах находится – 58 месторождений с 3,5% запасов, из 180 месторождений, выявленных в этом регионе за 100 с лишним лет (рисунки 5, 8) [17–19, 22, 24]. Иными словами: запасы углеводородов в зонах растяжения (с учетом выявленного Кашагана) превышают запасы в зонах сжатия в 27 с лишним раз! (рисунок 8).

Отметим, Кашаган является одним из самых крупных месторождений в мире, открытых за последние 40 лет, а также крупнейшим нефтяным месторождением на море. Открытие месторождения Кашаган стало самым грандиозным событием за последние 50 лет в сфере мировой энергетики [<https://kazpravda.kz/news/prezident2/nazarbaev-otkritie-kashagana-samoe-grandioznoe-sobitie-mirovoi-energetiki-za-50-let>].

Кашаган – самый крупный нефтегазовый проект в истории Казахстана.

Таким образом, на основе указанных построений, практически половина огромной территории, охватываемой Северокаспийско-Горномангистауской кольцевой структурой, может быть исключена из объектов первоочередного опоискования.

АКТЮБИНСКАЯ КОЛЬЦЕВАЯ СТРУКТУРА

Опираясь на данные дешифрирования космических снимков, охватывающих Прикаспийскую впадину, входящую, как отмечено выше, в зону влияния Северокаспийско-Горномангистауской кольцевой структуры, можно продолжить сокращение площадей, подлежащих первоочередному опоискованию в пределах собственно Прикаспийского нефтегазоносного бассейна.

В пределах этого бассейна в северо-восточной части на космических снимках отчетливо проявлена предположительно кометная космогенная кольцевая структура, центр которой находится в 150 км запад-юго-западнее г. Актюбинска. Она названа Актюбинской. Возраст этой структуры проблематичен, но она моложе Северока-



Рисунок 8 – Распределение геологических запасов углеводородов (цифры над столбцами гистограммы – в млн т) в площадях-зонах Северокаспийско-Горномангистауской кольцевой структуры (с учетом месторождения Кашаган с запасами 4,8 млрд тонн, которые прибавлены к цифре в зоне V, показанной на рисунке 1, приведенном в [24])

спийско-Горномангистауской структуры. Эта структура, характеризующаяся поперечником порядка 250 км, показана на изданных картах [40, 41].

На космофотоизображении этой структуры, как и в случае Северокаспийско-Горномангистауской кольцевой структуры, удалось отдешифрировать запечатленные следы волнового воздействия на осадочные образования, и определить длину предполагаемой волны. Опираясь на эту длину, были построены концентрические площади-зоны, подобные описанным выше, но большей ширины (см. рисунок 5) [19].

На основании статистического анализа, аналогичного описанному выше, составлена гистограмма распределения геологических запасов углеводородов в концентрических площадях-зонах Актюбинской кольцевой структуры, наложенной на нефтегазоносные толщи Прикаспийской впадины (рисунок 9, слева). Как и в случае с Северокаспийско-Горномангистауской кольцевой структурой, на рисунке запечатлена ситуация с учетом открытия супергигантского нефтегазового месторождения Кашаган.

В данный момент, с учетом этого открытия, в нечетных площадях-зонах (зоны растяжения) этой структуры находится 78 месторождений, в которых сосредоточено 13539,3 млн т углеводородов, что составляет 98,8% всех геологических запасов этого региона, в четных площадях-зонах (зоны сжатия) этой структуры находится – 41 месторождение с 1.2% запасов. В контурах этой структуры размещается 119 из 180 месторождений нефти и газа, охватываемых Северокаспийско-Горномангистауской

кольцевой структурой, но локализующихся в контурах Прикаспийской впадины. В данной кольцевой структуре, т. е. фактически в Прикаспийском бассейне, сосредоточена наибольшая часть геологических запасов углеводородов Западного Казахстана.

ТЕРРИТОРИАЛЬНЫЕ БЛОКИ, ВЫЧЛЕНЯЕМЫЕ В ЗОНАХ ВЗАИМНОГО НАЛОЖЕНИЯ РАССМОТРЕННЫХ КОЛЬЦЕВЫХ СТРУКТУР

Нетрудно представить, что наложение концентрических площадей-зон высокой концентрации углеводородов Актыбинской кольцевой структуры на подобные же зоны Северокаспийско-Горномангистауской кольцевой структуры должно вычленить территориальные блоки наиболее предпочтительные для локализации в них месторождений нефти и газа. Совмещение концентрических зон растяжений – разуплотнений горных пород, являющихся элементами разновозрастных кольцевых космогенных структур, создает в осадочных бассейнах при наличии коллекторов, заключенных в плохо проницаемых породах, в высшей степени благоприятные условия для появления природных резервуаров и в их пределах отдельных ловушек для жидких и газообразных углеводородов. Территориальные блоки, возникающие в результате наложения рассматриваемых кольцевых структур, легко оконтурива-

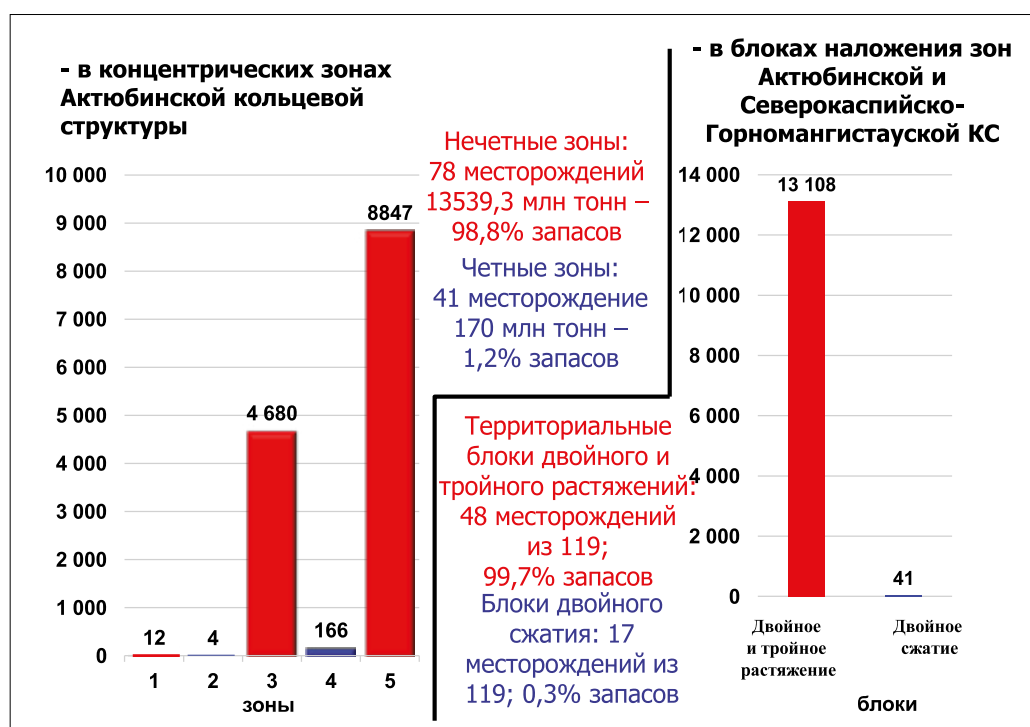


Рисунок 9 – Распределение геологических запасов углеводородов в концентрических площадях-зонах Актыбинской кольцевой структуры (слева) и в территориальных блоках взаимного наложения Актыбинской и Северокаспийско-Горномангистауской кольцевых структур (справа)

ются и могут быть подвергнуты статистическому анализу (*рисунки 5, 9 справа*). На *рисунке 9 (справа)*, приведены данные, в которых учтено месторождение Кашаган и его супергигантские балансовые запасы.

Статистический анализ, выполненный с учетом этого месторождения, показывает, что в этих территориальных блоках, несмотря на то, что они охватывают сравнительно небольшую часть Актюбинской кольцевой структуры и, собственно, Прикаспийского нефтегазоносного бассейна, сосредоточена подавляющая часть геологических запасов углеводородов рассматриваемого региона, конкретно 13108,0 млн т углеводородов, что составляет 99,7%. И это при том, что в их пределах размещается всего 48 месторождений из 119, находящихся в контурах Актюбинской кольцевой структуры.

Небольшие месторождения неизбежно отбрасываются. Их ни много, ни мало – 71. Но, помимо блоков растяжения, могут быть выделены блоки двойного сжатия. На *рисунке 5* они обозначены синим цветом. В контурах этих блоков, охватывающих малоперспективные и бесперспективные земли в границах Актюбинской кольцевой структуры, находится всего 17 мелких месторождений с ничтожными запасами, составляющими всего 0,3% от общего объема (*см. рисунок 9, справа*). Иными словами, построения, вытекающие из соображений, диктуемых концепцией ударно-взрывной тектоники, и опирающиеся на данные дешифрирования космических снимков, позволяют выделить площади, как с наибольшей, так и с наименьшей концентрацией углеводородов.

Очевидно, что выделение блоков взаимного наложения кольцевых структур – это перспективный способ выявления площадей наиболее предпочтительных для постановки в их пределах поисковых работ на нефть и газ. С этой целью было обращено внимание и на Бозашинскую кольцевую структуру.

БОЗАШИНСКАЯ КОЛЬЦЕВАЯ СТРУКТУРА

Центр этой кольцевой структуры находится на полуострове Бозаши. Диаметр структуры порядка 140 км. Структура отчетливо проявлена на космических снимках и показана на изданных картах [40, 41]. С высокой степенью вероятности предполагается ее кометная космогенная природа. Возраст этой структуры неясен, но, скорее всего, она близка по времени возникновения к Актюбинской кольцевой структуре. Область влияния структуры проявляется в четырех концентрических площадях-зонах и охватывает акваторию Северного Каспия, а также значительные территории Устюртско-Бозашинского и Мангистауского нефтегазоносных бассейнов (*см. рисунок 5*).

Распределение геологических запасов углеводородов в концентрических площадях-зонах рассматриваемой кольцевой структуры показано на гистограмме (*рисунок 10, слева*).

На *рисунке 10*, как и на *рисунках 8 и 9*, учтено месторождение Кашаган. В контурах этой структуры, с учетом этого месторождения, располагается 106 месторождений из 180 месторождений углеводородов Западного Казахстана. В нечетных концентрических площадях-зонах структуры сосредоточено 63 месторождения, в четных – 43 месторождения нефти и газа.

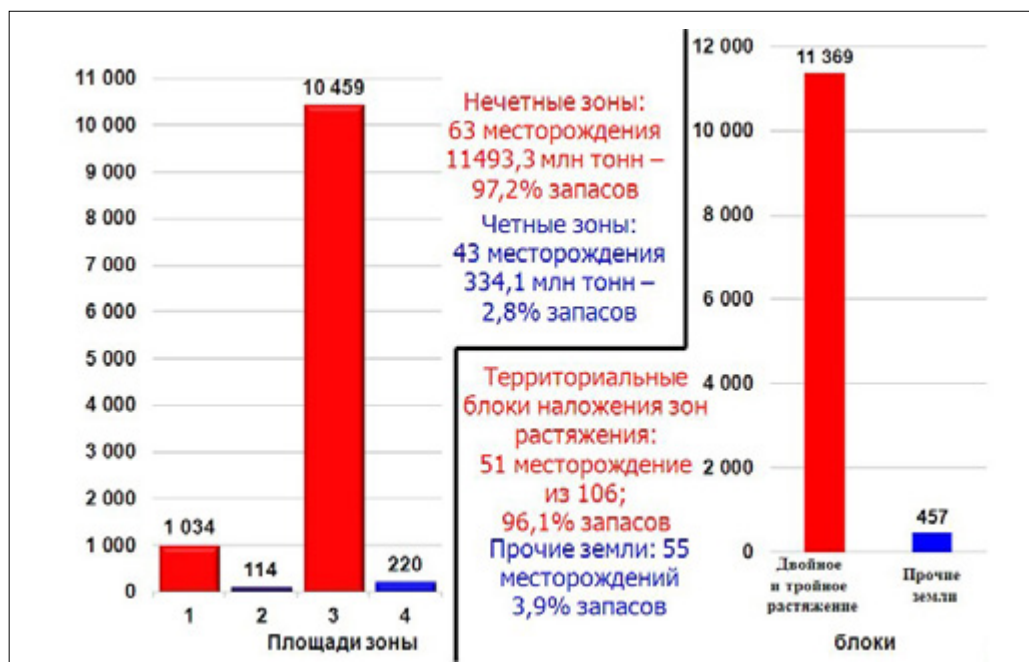


Рисунок 10 – Распределение геологических запасов углеводородов в концентрических площадях-зонах Бозашинской кольцевой структуры (слева) и в территориальных блоках взаимного наложения Актюбинской, Бозашинской и Северокаспийско-Горномангистауской кольцевых структур (справа)

Но указанные 63 месторождения нечетных зон концентрируют 11493,3 млн т углеводородов, что составляет 97,2% геологических запасов этого региона.

В четных площадях-зонах содержится 334,1 млн т условного топлива, что составляет всего лишь 2,8% общих запасов.

ТЕРРИТОРИАЛЬНЫЕ БЛОКИ, ВЫЧЛЕНЯЕМЫЕ В ЗОНАХ ВЗАИМНОГО НАЛОЖЕНИЯ БОЗАШИНСКОЙ, СЕВЕРОКАСПИЙСКО-ГОРНОМАНГИСТАУСКОЙ И АКТЮБИНСКОЙ КОЛЬЦЕВЫХ СТРУКТУР

Территориальные блоки, оконтуренные в зонах наложения названных кольцевых структур, показаны на *рисунке 5*. Статистический анализ, с учетом месторождения Кашаган, обнаруживает, что в их пределах сосредоточено 96,1% геологических запасов углеводородов, выявленных в результате разведочных работ на 106 месторождениях, находящихся в контуре Бозашинской кольцевой структуры. Эти запасы приурочены всего лишь к 51 месторождению, находящемуся в контурах этих блоков. За пределами этих территориальных блоков, но внутри контура Бозашинской кольцевой структуры, находится еще 55 месторождений нефти и газа. Но в них содержится всего лишь 3,9% геологических запасов углеводородов, заключенных во всех 106 месторождениях, находящихся в контуре Бозашинской структуры.

Распределение геологических запасов углеводородов между территориальными блоками и пространством за их пределами показано на гистограмме (на рисунке 10, как и на рисунках 8 и 9, приведены данные с учетом месторождения Кашаган).

Особого упоминания заслуживает территориальный блок взаимного наложения зон разуплотнения трех рассматриваемых крупных кольцевых структур. Этот район, на данный момент, является территорией с наивысшими перспективами на углеводородное сырье в пределах всей огромной площади, охватываемой Северокаспийско-Горномангистауской кольцевой структурой. Видимо, неслучайно именно в этом блоке находятся гигантские нефтяные месторождения Тенгиз и Кашаган. Кстати, размещение структуры Кашаган в пределах наиболее перспективных на нефть и газ земель было известно до получения нефтяниками положительного результата первой глубокой нефтеразведочной скважиной, пройденной на структуре. Об этом свидетельствуют соответствующие публикации [15, 17–19], появившиеся задолго до завершения бурения этой успешной скважины [50]. О супергигантских балансовых запасах месторождения Кашаган было сказано выше.

Учитывая тематику Международной конференции «АтырауГео–2013», следует остановиться на краткой характеристике трансплатформенного сквозного глубинного разлома-рифта, названного Евразийским, который вносит существенные коррективы в пространственное распределение месторождений нефти и газа в пределах акватории Каспия и прилегающих территорий суши.

Подробное описание этого глубинного разлома приведено в [31]. Эта «феноменальная структура Земли» [3, 15] протягивается примерно на 5000 км от юго-западной части Памира (хребет Гиндукуш) до Северного моря при ширине от 40 до 85 км. На космических снимках Landsat эта региональная структура отчетливо выражена. Весьма важно, что в нескольких скважинах, пробуренных на крупных структурах, рассматривавшихся как нефтегазоперспективные и расположенных в пределах этого глубинного разлома (Тюб-Караган, Аташ, Курмангазы, а также Кусайник – скважины Кус-1, Кус-2, Кус-4 и Кус-7; и ряде других структур), получены отрицательные результаты [31].

По поводу бурения на структурах Аташ, Тюб-Караган и Курмангазы было высказано мнение, что они будут пустыми [31, 48, 48–А].

Судя по всему, горные породы внутри этой протяженной трансрегиональной рифтовой структуры претерпели сильнейшее сжатие. Степень сжатия была настолько интенсивна, что возникли Кряж Карпинского, Центрально-Мангистауская система поднятий, Тюб-Караганский и Беке-Башкудукский валы (см. рисунок 3 в [31]), другие положительные морфоструктуры. Создается впечатление, что сжатие, способствующее в иных случаях возникновению антиклинальных ловушек, благоприятных для накопления в них углеводородов, в данной ситуации сыграло отрицательную роль, вытеснив углеводороды за пределы глубинного разлома-рифта. Кстати, может быть, именно поэтому в сравнительной близости к нему располагаются крупнейшие и гигантские месторождения углеводородов, такие как Каламкас, Каражанбас, Бозаши Северное, Узень и Жетыбай, Имашевское. На территории России таким гигантом является Астраханское месторождение.

Геологические запасы месторождений: Каламкас – 507,7 млн т условного то-

плива, Каражанбас – 240,4 млн т, Бозаши Северное – 233 млн т, Узень 1,5 млрд т, Жетыбай – 389,4 млн т, Имашевское – 172,0 млн т.

На российской территории помимо Астраханского месторождения в подобной ситуации, но южнее рифта, находится гигантское месторождение имени Ю. Корчагина (структура Широтная) с оценкой извлекаемых запасов по категориям C_1 и C_2 в 100 млн т условного топлива, а также, расположенное подобно Каламкасу на некотором удалении от условной границы трансплатформенного (сквозного) глубинного разлома–рифта, другое месторождение Хвалынского с запасами условного топлива, превышающими 300 млн т.

Приведенные данные требуют пристального внимания к территориям, прилегающим к трансплатформенному (сквозному) глубинному разлому–рифту, как с северо-востока, так и с юго-запада, на всем его феноменальном протяжении в пределах пересекаемых им нефтегазоносных бассейнов. Очевидно, что эти земли высокоперспективны на крупные нефтегазовые месторождения.

С учетом всех охарактеризованных прогнозных построений, общая оценка площадных размеров перспективных на углеводородное сырье земель, показывает, что их размеры не превышают 20–25% территории Западного Казахстана.

Дополнительное выделение кольцевых структур меньших размеров на основе детального дешифрирования космических снимков, позволяет уверенно говорить о возможности дальнейшего сокращения размеров перспективных земель, подлежащих первоочередному опоскованию.

Следует подчеркнуть, что подобные закономерности в размещении месторождений углеводородов устанавливаются в Западно-Сибирском (Россия), Джунгарском, Таримском и Шаньдунском бассейнах (Китай), а также в Мексиканском заливе и на территориях, прилегающих к его береговой линии (рисунки 6 в 37–Б).

Весьма существенно, что к выводу о космогенной природе таких гигантских нефтегазоносных бассейнов как Прикаспийская впадина и Шаньдунская гиаблема, о чем было написано и опубликовано 40 лет назад [9], позднее независимо пришли молодой японский геолог *Takanori Naito* [54], что было отмечено выше, и китайский геолог *Huang Yujin* [53].

В частности, *Huang Yujin* в 1996 г., на XXX Международном Геологическом Конгрессе, проходившем в Китае, распространил в виде препринта описание выявленной им гигантской космогенной кольцевой структуры Shandong. Название препринта: «Метеоритный удар – очень веский аргумент в пользу формирования кольцевого ландшафта в восточном Китае». Как предполагаемая гигантская астроблема (Shandong, Шаньдунская гиаблема), эта структура была выделена на «Схеме размещения предполагаемых и установленных космогенных структур на Земле», опубликованной в 1978 г. [9]. Первый автор и *Huang Yujin* обменялись по этому поводу письмами. Кратерное пространство этой гиаблемы представляет собою Шаньдунский нефтегазоносный бассейн, совпадающий с Великой Китайской Равниной. Центральное поднятие этой гиаблемы представлено холмистым пространством Шаньдунского полуострова и нагорьем, в контурах которого находятся города Цзинань, Бошань, Ишуй, и Сышуй. Поперечник внешнего обрамления этой гиаблемы порядка 1600 км [53].

Можно говорить о подобии казахстанской части Каспия и территории, прилегающей к его береговой линии, – с одной стороны, и Мексиканского залива с территориями штатов Техас, Арканзас, Луизиана и Миссисипи, прилегающих к его береговой линии – с другой. Причем, в последнем случае, дугообразные полосы скоплений разномасштабных нефтяных и газовых месторождений в западном и северо-западном обрамлении Мексиканского залива, разделенные соподчиненными дугообразными пустыми или, почти пустыми, полосами, весьма выразительны (см. рисунок 6 в 37–Б).

Естественно, что полосы с изобилием месторождений отвечают зонам растяжения, полосы, почти лишенные месторождений, отвечают зонам сжатия земной коры.

Что касается космогенной природы Мексиканского залива, то она предполагалась давно [9]. Сейчас эта точка зрения получила подтверждение в пространственном размещении месторождения Кампече, в котором добывается две трети мексиканской нефти. Как известно, это месторождение приурочено к громадному космогенному кратеру Чиксулуб, расположенному на полуострове Юкатан [38]. По нашему мнению, Юкатан представляет собою центральное поднятие гиаблемы Мексиканского залива [9].

Предлагаемый метод прогноза и поисков месторождений углеводородов позволяет исключить из рассмотрения, а, следовательно, и из объектов, намечаемых для проведения геофизических и геологоразведочных работ, как можно видеть, до 75–80% территорий осадочных нефтегазоносных бассейнов. В конечном итоге, появляется возможность сконцентрировать материальные ресурсы, предназначенные для поисковых работ, на ограниченных перспективных площадях, т. е. получить ощутимый коммерческий выигрыш, освободив от техногенного воздействия, а, следовательно, и от нарушения природного экологического равновесия, большие территории.

Независимым и надежным фактом подтверждения действенности предлагаемого инновационного метода прогноза является его сравнение с традиционными прогнозными построениями. Подробное изложение результатов этого сравнения приведено в [28, 37–Б].

Кратко сравнение выглядит так. В настоящее время по территории Казахстана (РК) есть две карты регионального нефтегазогеологического районирования: **«Карта прогноза нефтегазоносности Казахстана» масштаба 1:2 500 000, составленная в 2002 г. Э.С. Воцалевским, В.М. Пилифосовым, Д.А. Шлыгиным и др. [2], и «Карта закономерностей размещения месторождений углеводородов на территории Казахстана» масштаба 1:2 000 000, составленная в 2001 г. первым автором [22].**

Методики составления названных карт принципиально различны. Основным отличием **«Карты закономерностей...»** от **«Карты прогноза...»** является широкое использование в первой данных дистанционного зондирования Земли (ДЗЗ), при полном игнорировании этой новейшей информации во второй карте.

«Карта прогноза...» составлена в традиционном классическом ключе. **«Карта закономерностей...»** составлена с применением новейших данных дистанционного зондирования Земли (ДЗЗ) и принципов ударно-взрывной тектоники (УВТ).

В статье [28] приведены для сравнения фрагменты названных выше карт по юго-восточной и северной прибортовым зонам Прикаспийской впадины.

В юго-восточной прибортовой зоне Прикаспийской впадины с 1967 по 2000 год, т. е. за 34 года, пробурены 23 глубокие скважины с общим объемом бурения порядка 78 000 пог. м. Залежи углеводородов ими не обнаружены. Этому результату соответствует прогноз, показанный на «Карте закономерностей...». Здесь в перспективные земли из 23 «пустых» скважин попадает только одна, т. е. 4%. На «Карте прогноза...» в высокоперспективные и перспективные земли попадают 20 из 23 «пустых» скважин, т. е. 87%. **Это хуже почти в 22 раза.**

В границах северной прибортовой зоны Прикаспийской впадины в разные годы пробурены 21 глубокая скважина. Залежи углеводородов в них также не обнаружены. Здесь в перспективные земли на «Карте закономерностей...» из 21 «пустой» скважины попадают только две, т. е. 9,5%. Значит, в 90,5% прогноз соответствует результатам глубокого бурения. На «Карте прогноза...» 20 «пустых» скважин из 21 оказались в высокоперспективных и перспективных землях. Таким образом, в 20 случаях, т. е. в 95,2%, прогноз не соответствует результатам глубокого бурения. Соответствие устанавливается только в одном случае, для скважины 1–Г, находящейся в бесперспективных землях, т. е. в 4,8%. **Следовательно, нефтегазогеологическое районирование, опирающееся на широкое использование данных ДЗЗ, превосходит результат традиционного прогнозирования, в данном случае, почти в 20 раз.**

Представляется, что предлагаемый метод прогноза месторождений углеводородов может быть применен во всех нефтегазоносных бассейнах Мира [24, 37–Б, 48, 48–А].

Все изложенное выше гарантирует высокую конкурентоспособность ожидаемых результатов, а также перспективность этого направления исследований. 🌐

ЛИТЕРАТУРА

- 1 Вишневский С.А. Астроблемы. – Н.: Нонпарель, 2007. – 288 с. [Vishnevsky S.A. Astroblems. – N.: Nonparel, 2007. – 288 p.]
- 2 Воцалевский Э.С., Шлыгин Д.А., Пилифосов Д.М. и др. Глубинное строение и минеральные ресурсы Казахстана // Нефть и газ. – 2002. – № 3. – С. 148. [Votsalevsky E.S., Shlygin D.A., Pilifosov D.M. and others. Deep structure and mineral resources of Kazakhstan // Neft i Gaz. – 2002. – № 3. – 148 p.]
- 3 Гаврилов В.П. Феноменальные структуры Земли. – М.: 1978. – 144 с. [Gavrilov V.P. Phenomenal structures of the Earth. – M.: 1978. – 144 p.]
- 4 Зейлик Б.С. О реликтах крупных палеозойских вулканов в Центральном Казахстане и возможности использования высотных фотоснимков с целью обнаружения подобных структур // Изв. АН СССР. Сер. геол. – 1968. – № 4. – С. 74–90. [Zeylik B.S. On the relicts of large Paleozoic volcanoes in Central Kazakhstan and the possibility of using high-altitude photographs to detect such structures, Izv. AN SSSR. Ser. geol. – 1968. – № 4. – P. 74–90.]
- 5 Зейлик Б.С., Сейтмуратова Э.Ю. Метеоритная структура в Центральном Казахстане и ее магмородоконтролирующая роль // ДАН СССР. – 1974. – Т. 218. – № 1. – С. 167–170. [Zeylik B.S., Seitmuratova E.Yu. Meteoritic structure in Central Kazakhstan and its magmatic labor control role // DAN SSSR. – 1974. – T. 218. – № 1. – P. 167–170.]

- 6 Зейлик Б.С., Сейтмуратова Э.Ю. Метеоритные структуры Казахстана и ударно-взрывная тектоника // Изв. АН КазССР. Сер. геол. – 1975. – № 1. – С. 62–76. [Zeylik B.S., Seitmuratova E.Yu. Meteorite structures of Kazakhstan and shock-explosive tectonics // Izv. AN KazSSR. Ser. geol. – 1975. – № 1. – P. 62–76.]
- 7 Зейлик Б.С. Прибалхашско-Илийская космогенная структура и прогноз медно-никелевого оруденения в Северном Прибалхашье // ДАН СССР. – 1975. – Т. 222. – № 6. – С. 1410–1413. [Zeylik B.S. Pribalkhash-Ili cosmogenic structure and forecast of copper-nickel mineralization in the Northern Balkhash region // DAN SSSR. – 1975. – Vol. 222. – № 6. – P. 1410–1413.]
- 8 Зейлик Б.С. Космогенные структуры Казахстана и интерпретация кольцевых структур, выраженных в аномальном магнитном поле на территории СССР // АН Каз ССР. Сер. геол. – 1976. – № 3. – С. 69–75. [Zeylik B.S. Cosmogenic structures of Kazakhstan and the interpretation of ring structures expressed in an anomalous magnetic field in the USSR // Izv. AN KazSSR. Ser. geol. – 1976. – № 3. – P. 69–75.]
- 9 Зейлик Б.С. О происхождении дугообразных и кольцевых структур на Земле и других планетах (ударно-взрывная тектоника). – М.: Геоинформ, 1978. – 56 с. [Zeylik B.S. On the origin of arc-shaped and ring structures on the Earth and other planets (shock-explosive tectonics). – M.: Geoinform, 1978. – 56 p.]
- 10 Зейлик Б.С. О космогенном воздействии на Землю в связи с идеями В.И. Вернадского // Изв. АН Каз.ССР. Сер. геол. – 1988. – № 6 (304). – С. 10–18. [Zeylik B.S. On the Cosmogenic Effects on the Earth in Connection with the Ideas of V.I. Vernadsky, «Izv. AN KazSSR. Ser. geol. – 1988. – No. 6 (304). – P. 10–18.]
- 11 Зейлик Б.С. Ударно-взрывная тектоника и краткий очерк тектоники плит. Алма-Ата: Гылым, 1991. – 120 с. [Zeylik B.S. Shock-explosive tectonics and a short sketch of plate tectonics. Alma-ta: Gylym, 1991. – 120 p.]
- 12 Зейлик Б.С. О реальности продолжения тяжелой космогенной бомбардировки Земли в фанерозое // Докл. НАН РК. – 1993. – № 4. – С. 41–46. [Zeylik B.S. On the reality of the continuation of the heavy cosmogenic bombardment of the Earth in the Phanerozoic // Dokl. NAN RK. – 1993. – № 4. – P. 41–46.]
- 13 Зейлик Б.С., Василенко А.Н., Зозулин А.В., Петренко В.Е. Высокая степень глобальной и региональной опасности. Продолжение тяжелой космогенной бомбардировки Земли // Доклады Международной конференции «Проблемы защиты Земли от столкновения с опасными космическими объектами (SPE-94)», г. Снежинск (Челябинск-70), 1994. Ч. II. С. 25–27. [Zeylik B.S., Vasilenko AN, Zozulin AV, Petrenko V.E. High degree of global and regional danger. Continuation of the heavy cosmogenic bombardment of the Earth // Reports of the International Conference «Problems of Protecting the Earth from Collision with Dangerous Space Objects (SPE-94)», Snezhinsk (Chelyabinsk-70), 1994. Part II. P. 25–27.]
- 14 Инновационный патент № 5369 РК. Способ поиска богатых и традиционных коренных месторождений ювелирных и технических алмазов и сопутствующих им россыпей / Зейлик Б.С. Бюл. № 7. От 16.07.2001. [Innovative patent number 5369 of the RK. A way to search for rich and traditional indigenous deposits of jewelry and technical diamonds and associated placers / Zeylik B.S. Bul. № 7. From 16.07.2001.]
- 15 Зейлик Б.С. Роль глобальных катастроф прошлого, обусловленных ударами астероидов и комет по Земле, в размещении месторождений нефти и газа // Геология и разведка недр Казахстана. – 1999. – № 1. – С. 45–54. [Zeylik B.S. The role of global catastrophes of the past caused by impacts of asteroids and comets on the Earth, in the location of oil and gas deposits // Geologiya i razvedka neдр Kazakhstan. – 1999. – № 1. – P. 45–54.]

- 16 Зейлик Б.С. Астропроблема – ключ к нефти и газу // Нефтегазовая вертикаль. – 1999. – № 8. – С. 58–63. [Zeylik B.S. Astroblem is the key to oil and gas // Neftegazovaya vertical. – 1999. – No. 8. – P. 58–63.]
- 17 Способ прогнозирования перспективных площадей для поиска месторождений углеводородов. Евразийский патент № 000585. Бюллетень Евразийского патентного ведомства. Изобретения (евразийские заявки и патенты). Евразийская заявка № 199800321. Приоритет изобретения 29.01.1998. Дата подачи Евразийской заявки 25.03.1998. Дата регистрации Евразийского патента в Реестре Евразийских патентов 16.09.1999. Дата публикации и выдачи патента: 29.12.1999. Бюллетень Евразийского патентного ведомства.. Москва. 1999. Бюл. № 6. С.155. 0.6 п.л. [Zeylik B.S. The way of forecasting perspective areas for hydrocarbon fields search. Bulletin of the Eurasian Patent Office. Inventions (Eurasian applications and patents). – 1999. – № 6. – P. 155.]
- 18 Способ прогнозирования перспективных площадей для поиска месторождений углеводородов. Патент № 7242. Дата подачи заявки 29.01.1998. Зарегистрирован в Гос. реестре изобретений РК 15.10.2001. Официальный бюллетень Патентного ведомства РК «Промышленная собственность». Алматы. 1999. № 2–1 (33). С.120.0,5 п. л [Zeylik B.S. The way of forecasting perspective areas for hydrocarbon fields search. The official bulletin of the Patent Office of the Republic of Kazakhstan «Industrial Property». -1999. – No. 2–1 (33). – P. 120.]
- 19 Зейлик Б. С., Сыдыков К.Ж. Взгляд из космоса ведет к месторождениям нефти и газа // Нефть и газ Казахстана. – 1999. – № 6. – С. 38–46. [Zeylik B.S., Sydykov K.Zh. The view from space leads to oil and gas deposits // Neft i Gaz of Kazakhstan. – 1999. – № 6. – P. 38–46.]
- 20 Зейлик Б.С. Разномасштабные кольцевые структуры – следствие катастрофических столкновений астероидов и комет с Землей // Bolshaya Medveditca – 2000. № 1. С. 16–23. [Zeylik B.S. Multi-scale ring structures are the result of catastrophic collisions of asteroids and comets with the Earth. // Bolshaya Medveditca – 2000. № 1. С. 16–23.]
- 21 Зейлик Б.С. Астропроблема Семейтау и ее рудоконтролирующая роль // Отечественная геология. – 2001. – № 6. – С. 65–70. [Zeylik B.S. Astroblem Semeytau and its ore-controlling role // Otechestvennaya geologiya. – 2001. – № 6. – P. 65–70.]
- 22 Зейлик Б.С. Карта закономерностей размещения месторождений углеводородов на территории Казахстана. М-б 1:2 000 000. 2001. [Zeylik B.S. Map of regularities of hydrocarbon deposits location on the territory of Kazakhstan. Scale 1: 2 000 000. 2001.]
- 23 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. Алматы, 2004. – С. 322–333. [Zeylik B.S. The problem of cosmic protection of the planet for the preservation of life on Earth. Geosciences in Kazakhstan. Reports of Kazakhstan geologists at the XXXIIth session of the International Geological Congress in Florence. Almaty, 2004. – P. 322–333.]
- 24 Зейлик Б.С., Тюгай О.М., Гуревич Д.В., Сыдыков К.Ж. Гигантские астропроблемы Западного Казахстана и новый способ прогноза нефтегазоносности в осадочных бассейнах Мира // Геология нефти и газа. – 2004. – № 2. – С. 48–55. [Zeylik B.S., Tjugaj O.M., Gurevich D.V., Sydykov K.Zh. Giant astroblems of Western Kazakhstan and a new method for predicting oil and gas potential in the sedimentary basins of the World // Geologiya nefti i gaza. – 2004. – № 2. – P. 48–55.]
- 25 Зейлик Б.С., Кузовков Г.Н. Проблема формирования платформенных депрессий, взрывных кольцевых структур и космическая защита Земли для сохранения жизни на планете // Отечественная геология. – 2006. – № 1. – С. 78–82. [Zeylik B.S., Kuzovkov GN The problem of the formation of platform depressions, explosive ring structures and

- space protection of the Earth for saving life on the planet // *Otechestvennaya geologiya*. – 2006. – No. 1. – P. 78–82.]
- 26 Зейлик Б.С. Новая идея прогнозирования месторождений полезных ископаемых и проблема космической охраны планеты для сохранения жизни на Земле // Сб. докл. VIII межд. конф. «Новые идеи в науках о Земле». – М., 2007. – Т. 5. – С. 97–100. [Zeylik B.S. A new idea of forecasting mineral deposits and the problem of space protection of the planet for preserving life on Earth. Sat. doc. VIII Intl. Conf. «New ideas in the sciences of the Earth.» – M., 2007. – T. 5. – P. 97–100.]
- 27 Зейлик Б.С., Уразаева С.Б., Петровский В.Б., Сейтмуратова Э.Ю., Есбулатова З.М. Космогеологическая карта Казахстана м-ба 1:1 000 000, прогноз месторождений полезных ископаемых и проблема космической охраны планеты для сохранения жизни на Земле // Мат-лы XXXIII межд. геологического конгресса. г. Осло, Норвегия, 2008. [Zeylik BS, Urazaeva SB, Petrovsky VB, Seitmuratova E.Yu., Esbulatova Z.M. Kosmoheologicheskaya map of Kazakhstan Scale 1: 1 000 000, the forecast of mineral deposits and the problem of space protection of the planet for saving life on Earth. Materials XXXIII Intl. geological congress. Oslo, Norway, 2008.]
- 28 Зейлик Б.С. Современные методы регионального прогнозирования нефтегазоносности // Нефть и газ. – 2009. – № 2 (50). – С. 23–38. [Zeylik B.S. Modern methods of regional forecasting of oil and gas content // *Neft i Gaz*. – 2009. – № 2 (50). – P. 23–38.]
- 29 Зейлик Б.С. Проблема космической охраны планеты для сохранения жизни на Земле (кольцевые структуры – геологическое свидетельство вулканизма и космогенных катастроф) // Отечественная геология. – 2009. – № 2. – С. 61–71. [Zeylik B.S. The problem of space protection of the planet for saving life on Earth (ring structures – geological evidence of volcanism and cosmogenic catastrophes) // *Otechestvennaya geologiya*. – 2009. – № 2. – P. 61–71.]
- 30 Зейлик Б.С., Мурзадилов Т.Д., Кадыров Д.Р. Ударно-взрывная тектоника – новая стратегия прогноза месторождений нефти и газа // Нефть и газ. – 2009. – № 3. – С. 24–30. [Zeylik B.S., Murzadilov T.D., Kadyrov D.R. Shock-explosive tectonics – a new strategy for predicting oil and gas deposits // *Neft i Gaz*. – 2009. – № 3. – P. 24–30.]
- 31 Зейлик Б.С., Подколзин В.Ф. Трансплатформенный глубинный разлом – рифт и прогноз месторождений нефти и газа в его обрамлении // Нефть и газ. – 2009. – № 6. – С. 9–23. [Zeylik B.S., Podkolzin V.F. Transplatform deep fracture – rift and forecast of oil and gas deposits in its surroundings // *Neft i Gaz*. – 2009. – № 6. – P. 9–23.]
- 32 Зейлик Б.С. Кольцевые структуры – геологическое свидетельство космогенных катастроф и вулканизма (в связи с проблемой космической охраны планеты для сохранения жизни на Земле) // Изв. НАН РК. Сер. геол. – 2009. – № 4 (420). – С. 51–66. [Zeylik B.S. Ring structures – the geological evidence of cosmogenic catastrophes and volcanism (in connection with the problem of space protection of the planet for the preservation of life on Earth), *Izv. NAN RK. Ser. geol.* – 2009. – No. 4 (420). – P. 51–66.]
- 33 Зейлик Б.С., Надиров Н.К., Кадыров Д.Р. Новая методика прогнозирования месторождений нефти и газа // Нефть и газ. – 2010. – № 5. – С. 105–120. [Zeylik BS, Nadirov NK, Kadyrov DR A new method for forecasting oil and gas fields // *Neft i Gaz*. – 2010. – № 5. – P. 105–120.]
- 34 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 (62). – С. 13–31. [Zeylik BS, Nadirov NK, Urazaeva SB, Kadyrov DR Towards a new method for predicting oil and gas deposits in the sedimentary basins of the World // *Neft i Gaz*. – 2011. – № 2 (62). – P. 13–31.]
- 35 Зейлик Б.С. Тунгусская комета, водородная супербомба и проблема космической

- охраны планеты для сохранения жизни на Земле // Отечественная геология. – 2011. – № 3. – С. 116–120. [Zeylik B.S. Tunguska comet, hydrogen super bomb and the problem of space protection of the planet for saving life on Earth // Otechestvennaya geologiya. – 2011. – № 3. – P. 116–120.]
- 36 Зейлик Б.С., Кадыров Д.Р., Баратов Р.Т. Космогенная угроза земле и соляные купола, обнаженные и необнаженные в метеоритных кратерах – новый тип месторождений благородных металлов // Изв. НАН РК. Сер. геол. и техн. наук. – 2012. – № 1 (435). – С. 109–133. [Zeylik B.S., Kadyrov D.R., Baratov R.T. Cosmogenic threat to the earth and salt domes, naked and unpronounced in meteorite craters – a new type of deposits of noble metals, Izv. NAN RK Ser. geol. i tekhn. nauk. – 2012. – № 1 (435). – P. 109–133.]
 - 37 Зейлик Б.С., Надиров Н.К. О закономерности размещения месторождений углеводородов в связи с ударно-взрывными космогенными кольцевыми структурами // Нефть и газ. – 2012. – № 4 (70). – С. 77–93. [Zeylik BS, Nadirov NK On the regularity of hydrocarbon deposits in connection with shock-explosive cosmogenic ring structures // Neft i Gaz. – 2012. – № 4 (70). – P. 77–93.]
 - 37–А. Зейлик Б.С., Баратов Р.Т. Важнейшие признаки кольцевых структур космогенной природы // Изв. НАН РК. Сер. геол. и техн. наук. – 2016. – № 5 (419). – С. 5–26. [Zeylik B.S., Baratov R.T. The most important signs of ring structures of a cosmogenic nature // Izv. NAN RK Ser. geol. i tekhn. nauk. – 2016. – № 5 (419). – P. 5–26.]
 - 37–Б. Зейлик Б.С., Баратов Р.Т. Новая технология прогноза нефтегазоносности в осадочных бассейнах Мира // Нефть и газ. – 2018. – № 2 (104). – С. 10–34. [Zeylik B.S., Baratov R.T. New technology of forecasting oil and gas potential in sedimentary basins of the World // Neft i Gaz. – 2018. – № 2 (104). – P. 10–34.]
 - 38 Лаверов Н.П. Изменение окружающей среды и климата. Природные и связанные с ними техногенные катастрофы. – М.: ИГЕМ РАН, 2007. – С. 72. [Laverov N.P. Change in the environment and climate. Natural and associated man-made disasters. – М.: IGEM RAN, , 2007. – P. 72.]
 - 39 Изох Э.П. Проблемы защиты Земли от столкновения с опасными космическими объектами // Газета «Наука в Сибири». – № 42. – Октябрь, 1994. [Izokh E.P. Problems of protection of the Earth from collision with dangerous space objects // Newspaper «Nauka v Sibiri». – № 42. – October, 1994.]
 - 40 Карта рудоносных и нефтегазоносных полей Казахской ССР и прилегающих территорий союзных республик. Масштаб 1:1 500 000. Карта составлена под руководством Беспалова В.Ф., редакторы Абдулин А.А., Беспалов В.Ф., Волков В.М., Никитченко И.И., Чакабаев С.Е., Чимбулатов М.А. 1990. [Map of ore-bearing and oil-and-gas bearing fields of the Kazakh SSR and adjacent territories of the Union republics. Scale 1: 1 500 000. The map was compiled under the guidance of V.F. Bepalov, editors Abdulin A.A., Bepalov V.F., Volkov V.M., Nikitchenko I.I., Chakabayev S.E., Chimbulatov M.A. 1990.]
 - 41 Космофототектоническая карта Арало-Каспийского региона. М-б 1:2 500 000. Редакторы: Брюханов В.Н., Еременко Н.А. 1978. [Cosmophototectonic map of the Aral-Caspian region. Scale 1: 2 500 000. Editors: Bryukhanov V.N., Eremenko N.A. 1978.]
 - 42 Космогеологическая карта СССР. М-б 1: 2 500 000 / Под. ред. Е.А.Козловского. М. 1982. [The cosmogeological map of the USSR. M-b 1: 2 500 000 / Under. Ed. E.A.Kozlovsky. M. 1982.]
 - 43 Карта космогеологических объектов России. М-б 1:10 000 000 / Составил В.Н. Брюханов. Редакторы: Н.В. Межеловский, А.И. Бурдэ. М. 1995. [Map of cosmogeological objects in Russia. Scale 1:10 000 000 / Compiled by V.N. Bruchanov. Editors: N.V. Mezhelovsky, A.I. Bourdais. M. 1995.]
 - 44 Космогеологическая карта территории России. М-б 1:2 500 000 / Составили В.В.

- Самсонов С.И., Стрельников А.А. и др. Ред. А.А. Кирсанов. ФГУП «ВСЕГЕИ». С.-Пб. 2011. [Kosmoheologicheskaya map of the territory of Russia. Scale 1: 2 500 000 / Compiled by V.V. Samsonov SI, Strelnikov AA and others. Ed. A.A. Kirsanov. FSUE VSEGEI. S.-P. 2011.]
- 45 Курскеев А.К., Оспанов А.Б., Тимуш А.В., Шацкилов В.И. Прогнозирование землетрясений Казахстана. – Алматы: Evero. – 2000. – 290 с. [Kurskeev A.K., Ospanov A.B., Timush A.V., Shatsilov V.I. Forecasting earthquakes in Kazakhstan. – Almaty: Evero. – 2000. – 290 p.]
- 46 Ландау Л.Д., Лившиц Е.М. Теоретическая физика. – Т. VII. Теория упругости. – М. 1987. – С. 188. [Landau L.D., Livshits E.M. Theoretical physics. – T. VII. Theory of elasticity. – M. 1987. – P. 188.]
- 47 Масайтис В.Л., Данилин А.Н., Машак М.С. и др. Геология астроблем. – Ленинград, 1980. – 231 с. [Masaitis V.L., Danilin A.N., Maschak M.S. and others. Geology astroblems. – Leningrad, 1980. – 231 p.]
- 48 Надиров Н.К. Космические технологии выявления нефтегазовых месторождений. Научно-технологическое развитие нефтегазового комплекса. Доклады девятой Международных научных Надировских чтений. – Алматы, 2011. – С. 9–25. [Nadirov N.K. Space technologies to identify oil and gas fields. Scientific and technological development of the oil and gas complex. Reports of the Ninth International Scientific Nadir Readings. – Almaty, 2011. – P. 9–25.]
- 48–А. Надиров Н.К. Краткие комментарии к научно-теоретическим исследованиям Б.С. Зейлика по разработке инновационной методики поисков месторождений углеводородов на базе дистанционного зондирования Земли и ударно-взрывной тектоники // Изв. НАН РК. Сер. геол. и техн. наук. – 2014. – № 1 (403). С. 83–88. [Nadirov N.K. Brief comments on the scientific-theoretical studies of B.S. Zeylik for the development of innovative methods for finding hydrocarbon deposits based on remote sensing of the Earth and shock-explosive tectonics // Izv. NAN RK Ser. geol. i tekhn. nauk. – 2014. – № 1 (403). – P. 83–88.]
- 48–Б. Зейлик Б.С., Баратов Р.Т. Новая технология прогноза нефтегазоносности в осадочных бассейнах Мира // Нефть и газ. 2018. – № 2 – С. 10–34. [Zeylik B.S., Baratov R.T. New technology of oil and gas forecasts in the sedimentary basins of the world. Neft i Gaz. – 2018. – № 2. – P. 10–34.]
- 49 Тамкович Г.М. Проект «Венера-Галлей» (Первые предварительные результаты) // Земля и Вселенная. – 1986. – № 5. – С. 5–15. [Tamkovich G.M. Project «Venus-Galley» (First preliminary results) // Zemlya i Vselennaya. – 1986. – № 5. – P. 5–15.]
- 50 Червинский О.С. Большая нефть // Новое поколение. От 07.07.2000. – № 27 (111). – С. 1. [Chervinsky O.S. Big Oil // Novoye pokoleniye. From 07/07/2000. – № 27 (111). – C. 1.]
- 51 Шацкилов 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., Frampd A.G. Speed models of the Earth's crust of Kazakhstan. – Almaty, 1993. – 102 p.]
- 52 Шацкилов В.И., Горбунов П.Н. Структуры подошвы земной коры Казахстана // Геология и разведка недр Казахстана. – 1995. – № 1. – С. 28–32. [Shatsilov V.I., Gorbunov P.N. Structures of the sole of the Earth's crust of Kazakhstan // Geologiya i razvedka nedr Kazakhstan. – 1995. – № 1. – P. 28–32.]
- 53 Huang Yujin. Meteorite impact is the huge motive power forming the ringlandform in East China // For 30th International Geological Congress. Tianjin Petroleum Chemical Industry Company. Post code 300271, Dagang, Tianjin, China. 1996.
- 54 Takanori Naito. A giant impact crater Late Paleozoic tectonic evolution of the Precaspian Basin // Neft i Gaz. – 2011. – № 6. – С. 121–134.

УДК 55

РОЛЬ ПРОЦЕССА ОСАДКОНАКОПЛЕНИЯ В ФОРМИРОВАНИИ ЛОВУШЕК НЕФТИ И ГАЗА В ПОЗДНЕМ ПАЛЕОЗОЕ ПРИКАСПИЙСКОЙ ВПАДИНЫ



Б.А. ЕСКОЖА^{1*},
советник
по геологии и геофизике



М.У. АЙМАГАМБЕТОВ¹,
главный геолог



С.А. ИСМАГУЛОВА²,
геофизик

¹ТОО «АЛМЭКС ПЛЮС»,
Республика Казахстан, 060009, г.Атырау, ул. Сатпаева, 15 В

²Schlumberger,
Республика Казахстан, г.Астана, ул. Достык, 2

В статье рассматриваются результаты анализа тектонических процессов и условий осадконакопления в пределах Каратон-Тенгизской зоны поднятий в юго-восточной части Прикаспийского осадочного бассейна. Основная цель исследования – обобщение и анализ геолого-геофизических материалов для создания стратиграфической колонки, определение литологических и тектонических процессов для восстановления истории формирования перспективных структур в подсолевых карбонатных отложениях в районе нефтяного месторождения Тенгиз.

Как известно, карбонатные платформы формируются на месте зарождения, тем самым являясь отличным индикатором обстановки осадконакопления. Совокупность таких факторов, как наличие света, химические свойства и прозрачность воды, теплый климат, небольшая глубина воды способствуют росту рифообразующих организмов. Наибольшее накопление карбонатов происходит ближе к поверхности воды, а фации и текстура карбонатов может интерпретироваться в совокупности с изменениями уровня моря. Это означает, что понимание условий осадконакопления

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

карбонатов может служить инструментом для прогнозирования свойств резервуара там, где нет достаточно надежных скважинных данных. Для оценки влияния относительного уровня моря на рост карбонатных построек сравнивались толщины изучаемых структур.

Для понимания тектонических процессов, проводился анализ региональных отражающих горизонтов P_3 (кровля среднедевонских отложений, условно), P_2D (кровля верхнедевонских отложений), P_2 (кровля каменноугольных отложений), P_1 (поверхность подсолевого комплекса), VI (кровля кунгурских соленосных отложений), V (подошва юры), III (подошва нижнего мела), II (подошва верхнего мела) на наличие таких индикаторов изменения тектонических условий залегания, как углы падения горизонтов, изменение толщин и глубин разновозрастных пачек и наличие несогласий. Так, наименьшая глубина залегания кровли карбонатных построек наблюдается на структуре Тажигали-Пустынная с постепенным погружением в сторону структур Ансаган и Максат. Также III и V отражающие горизонты в надсолевом комплексе имеют наклонное залегание с севера на юг и юго-восток Каратон-Тенгизской зоны поднятий.

Тектоническое погружение в южном и юго-восточном направлении происходило в несколько этапов. Первый этап, предположительно, приходится на позднедевонско-каменноугольное время, когда постепенно затопливались карбонатные постройки Максат и Ансаган. В северной части поднятия продолжался рост рифообразующих организмов вплоть до конца позднего карбона. По мере наличия, для анализа привлекались скважинные данные, доступные публикации и отчеты. В результате создана концептуальная модель формирования структур карбонатного генезиса в данном регионе.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: палеозой, история формирования, трансгрессия моря, рифообразующие организмы, индикаторы обстановки осадконакопления, тектонические процессы, концептуальная геологическая модель.

КЕЙІНГІ ПАЛЕОЗОЙ КЕЗЕҢІНДЕ КАСПИЙ МАҢЫ ОЙПАТЫНДАҒЫ МҰНАЙ ЖӘНЕ ГАЗ ТҰТҚЫШТАРЫНЫҢ ҚАЛЫПТАСУЫНДАҒЫ ШӨГІН ЖИНАЛУЫНЫҢ РӨЛІ

Б.А. ЕСҚОЖА¹, АЛМЭКС ПЛЮС мекемесінің геология мен геофизика жөніндегі кеңесшісі

М.Ө. АЙМАҒАМБЕТОВ¹, АЛМЭКС ПЛЮС мекемесінің бас геологы

С.А. ИСМАГУЛОВА², Schlumberger геофизигі

¹«АЛМЭКС ПЛЮС» жауапкершілігі шектелген серіктестігі
Қазақстан Республикасы, 060009, Атырау қ., Қ. Сәтбаев көш., 15 В

²Schlumberger
Қазақстан Республикасы, Астана қ., Достық көш., 2

Мақалада Каспий маңы шөгінділер бассейнінің оңтүстік-шығыс бөлігіндегі Каратон-Теніз көппимелері аймағының шегінде тектоникалық үдерістер мен шөгінділердің жиналу жағдайын талдау нәтижелері келтірілген. Зерттеудің негізгі мақсаты – стратиграфиялық бағанды құру үшін геологиялық және геофизикалық материалдарды жинақтау және талдау, Теніз мұнай кен орны аймағындағы тұз асты карбонат түзілімдеріндегі перспективті құрылымдарды қалыптасу тарихын қалпына келтіру үшін литологиялық және тектоникалық үдерістерді анықтау.

Белгілі болғандай, карбонатты платформалар пайда болған жерінде қалыптасады, осылайша шөгінділердің жиналуы жағдайының жақсы көрсеткіші болып табылады. Жарықтың болуы, судың химиялық қасиеттері мен мөлдірлігі, жылы климат, судың шағын

тереңдігі сияқты факторлардың жиынтығы риф түзуші ағзалардың өсуіне ықпал етеді. Карбонаттар су бетіне жақын жерде ең көп жиналады, ал карбонаттардың фациялары мен текстурасы теңіз деңгейінің өзгерістерімен бірге түсіндіріледі. Бұл карбонаттардың шөгінділерді жинауы жағдайларын түсіну ұңғыма жайында айтарлықтай сенімді деректер жеткіліксіз болған кезде резервуардың қасиеттерін болжау құралы бола алатындығын білдіреді. Карбонат құрылымдарының өсуіне салыстырмалы теңіз деңгейінің өсерін бағалау үшін зерттелген құрылымдардың қалыңдығы салыстырылды.

Тектоникалық үдерістерді түсіну үшін P_3 (орта девон түзілімдерінің жаппасы, шартты түрде), P_2D (үстіңгі девон түзілімдерінің жаппасы), P_2 (тас көмір түзілімдерінің жаппасы), P_1 (тұз асты кешенінің беті), VI (күңгүрлік тұз түзілімдерінің жаппасы), V (юра етегі), III (төменгі бор етегі), II (жоғарғы бор етегі) өңірлік шағылдыру қабаттарында қабаттардың құлау бұрыштары, жасы бірдей будалардың қалыңдығы мен тереңдігінің өзгеруі және келіспеушіліктердің болуы сияқты жатыстардың тектоникалық жағдайларының өзгеру көрсеткіштерінің болуы талдау жүргізілді. Осылайша, карбонат құрылымдары жаппасы жайғасуының ең аз тереңдігі Тәжіғали-Шөлді құрылымда Аңсаған мен Мақсат құрылымдарына қарай біртіндеп шөгуге қоса байқалады. Сондай-ақ, тұз үсті кешеніндегі III және V шағылдыру қабаттары Қаратон-Теңіз көмпимелері аймағының солтүстігінен оңтүстігіне және оңтүстік-шығысына қарай еңіс жайғасқан.

Оңтүстік және оңтүстік-шығыс бағыттарында тектоникалық шөгуге бірнеше кезеңде орын алды. Бірінші кезең шамамен кейінгі девон және тас көмір уақытына, Мақсат пен Аңсағанның карбонат құрылымдарын біртіндеп су басқан кезге жатады. Көмпименің солтүстік бөлігінде рифтерді түзуші ағзалардың өсуі кейінгі карбонның аяғына дейін жалғасты. Талдау үшін қолда бар ұңғыма туралы деректер, қолжетімді жарияланымдар мен есептер пайдаланылды. Нәтижесінде осы өңірде карбонат генезисінің құрылымдарын қалыптастырудың тұжырымдамалық үлгісі жасалды.

НЕГІЗГІ СӨЗДЕР: Палеозой, қалыптасу тарихы, теңіз трансгрессиясы, рифтерді қалыптастырушы ағзалар, шөгінділердің жиналуы жағдайының көрсеткіштері, тектоникалық үдерістер, тұжырымдамалық геологиялық үлгі.

THE ROLE OF SEDIMENTATION IN THE FORMATION OF OIL AND GAS TRAPS IN THE CASPIAN BASIN DURING LATE PALEOZOIC

B.A. YESKOZHA¹ Geology and geophysics Advisor ALMEX PLUS

M.U. AIMAGAMBETOV¹ Chief geologist ALMEX PLUS

S.A. ISMAGULOVA² Geophysicist Schlumberger

¹ ALMEX PLUS LLP,
15B, Satpaev str., Atyrau, Republic of Kazakhstan, 060009

² Schlumberger,
Dostyk street, 2, Astana, Republic of Kazakhstan

This article explains the results of the analysis of the tectonic processes and sedimentation conditions within Karaton-Tengiz zone in the South-Eastern part of the Caspian Sea sedimentary basin. The main purpose of the research is a synthesis and analysis of geological-geophysical materials to create the stratigraphic column, define the lithologic and tectonic processes for recovering the history of prospective structures in subsalt carbonate sediments in the area of the Tengiz oil field.

As you know, carbonate platforms are formed on the site of origination, thereby making it an excellent indicator of sedimentation environment. The combination of factors such as the presence

of light, chemical properties and water transparency, warm climate, small depth of water promote the growth of reef-building organisms. The greatest accumulation of carbonates occurs closer to the water surface, and facies and texture of carbonates can be interpreted in conjunction with changes in sea level. This means that understanding of the carbonate sedimentation conditions can serve as a tool for predicting reservoir properties in places, where there are no sufficiently reliable well data. To assess the impact of relative sea level on growth of carbonate structures thickness of studied structures were compared.

For understanding of the tectonic processes, analysis of regional reflecting horizons P_3 (roof of Middle Devonian sediments, relative), P_2D (roof of Upper Devonian sediments), P_2 (roof of coal deposits), P_1 (surface of subsalt complex), VI (roof of Kungurian salt-bearing deposits), V (foot of Jura), III (foot of Lower Cretaceous), II (foot of Upper Cretaceous) was carried out on the presence of such indicators of tectonic conditions of occurrence changes as the angles of horizon incidence, change of thickness and depths of coeval bands and the presence of disagreement. So, the lowest depth of carbonate structures roof is observed on carbonate structure of Tazhigali-Desert structure with gradual immersion to Ansagan and Maksat structures. The reflecting horizons (III) and (V) in above-salt complex have inclined bedding from North to South and South-East of Karaton-Tengiz uplift zone.

Tectonic setting in South and South-East direction occurred in several stages. The first stage, presumably falls to Late Devonian – Carbonic period, when Maksat and Ansagan carbonate structures were gradually sunk. In the northern part of the uplift zone the growth of reef-building organisms continued to increase until the end of the late Carboniferous. When available, well data of the affordable publication and reports were involved for the analysis. As a result, a conceptual model of the formation of the carbonate genesis of this region was created.

KEYWORDS: *Paleozoic, history of formation, advance of sea, reef-building organisms, indicators of sedimentation environment, tectonic processes, conceptual geological model.*

Прикаспийский нефтегазоносный бассейн был и остается наиболее привлекательным регионом для дальнейших геологоразведочных работ и открытия новых крупных скоплений углеводородов в Казахстане. В последние несколько лет в районе Каратон-Тенгизской зоны поднятий проведен значительный объем геологоразведочных работ. Повышенный интерес вызван непосредственной близостью исследуемых подсолевых поднятий к гигантскому нефтяному месторождению Тенгиз и благодаря новым открытиям на Кашагане и Кайране, расположенных в северной шельфовой части Каспийского моря в пределах единой Приморской карбонатной платформы. Прогнозируются схожие условия осадконакопления и тектонического развития этого уникального участка на юго-востоке впадины.

В данной работе сделана попытка обобщить и систематизировать все имеющиеся данные для восстановления геологической истории развития структур и прогнозирования строения подсолевых поднятий с целью снижения неопределенностей и рисков, связанных с недостаточным количеством первичных данных.

По мере сбора и анализа геолого-геофизических материалов было установлено, что только на структуре Ансаган пробурены четыре скважины с полным современным комплексом ГИС. На структурах Тажигали-Пустынная, Огай, Култук Северный, Пионерская (нынешний Максат) в 1971–1989 гг. были пробурены 17 скважин, которые вскрыли подсолевые отложения на первые сотни метров. Эти скважины изучены очень ограниченным комплексом ГИС и получены ненадежные результаты опробования. Имеющиеся данные на изучаемой площади показаны на *рисунке 1*.

Выполнена корреляция отражающих горизонтов по сейсмическим данным 3Д с целью определения периодов тектонического погружения и воздымания, в результате которых, соответственно, происходило затопление и эрозия карбонатных построек. Для литологической характеристики разреза использованы интерпретация скважинных кривых по Ансаган-1, 2, 3, ранее выполненные работы и публикации.

Подготовлены стратиграфические колонки для структур: Тажигали-Пустынная – по аналогии с месторождением Тенгиз; для структуры Максат – по аналогии с газоконденсатным месторождением Ансаган; а для структур Огай, Прорва Глубокая и Северный Култук приняты данные из дел скважин и отчетов. Стратиграфические колонки приведены в *приложении 1*.

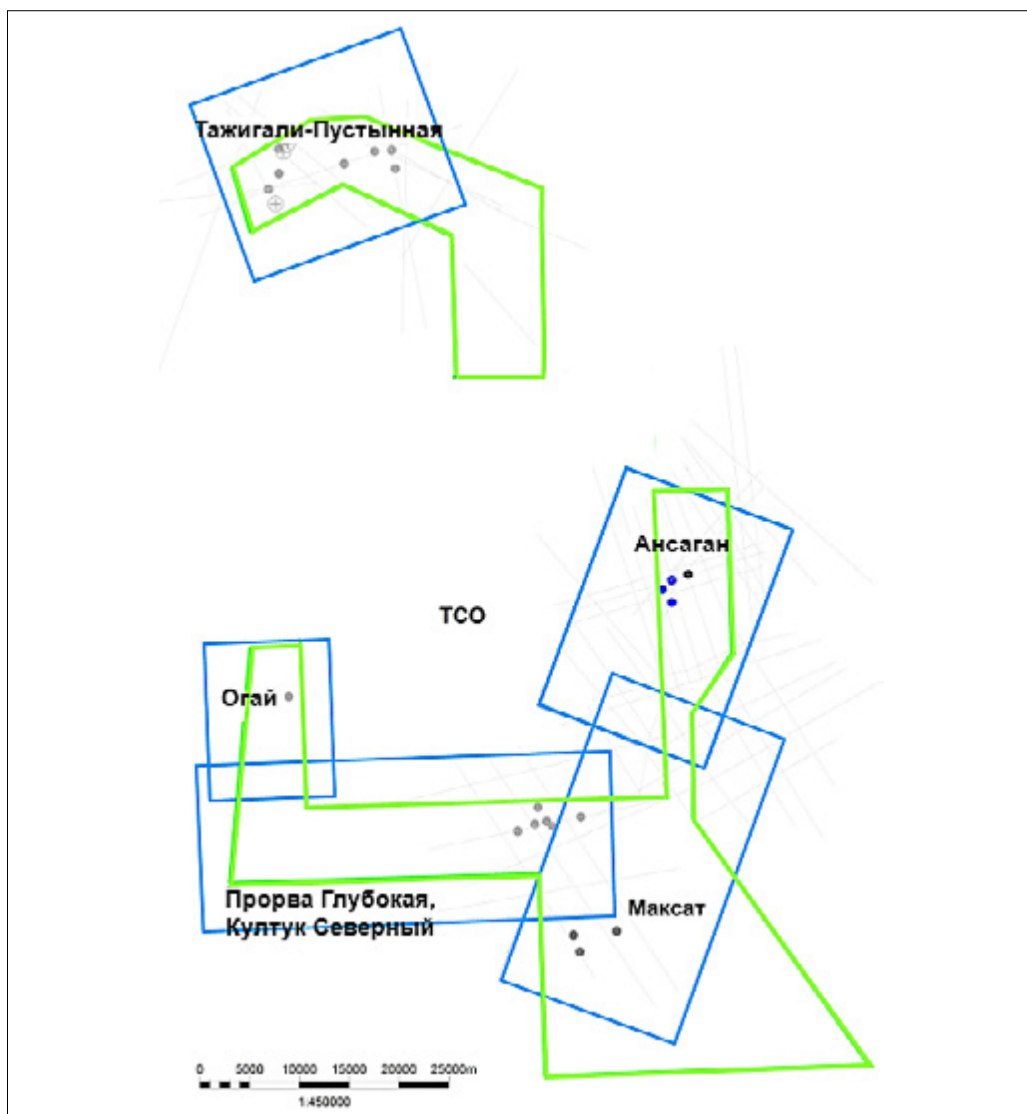


Рисунок 1 – Схема геолого-геофизической изученности района исследований

РЕГИОНАЛЬНЫЕ УСЛОВИЯ ОСАДКОНАКОПЛЕНИЯ И ТЕКТОНИЧЕСКИЕ ПРОЦЕССЫ

Прикаспийский осадочный бассейн возник в результате задугового рифтообразования в силурийскую и раннедевонскую эпоху [1]. Существует предположение, что формирование самого нижнего регионального отражающего горизонта P_3 относится к позднесилурийской–раннедевонской эпохе [2]. В других работах утверждается, что задуговое рифтообразование началось в среднем девоне и продолжалось до позднего девона [3], а отложения среднего девона описываются как терригенные, имеющие унаследованное структурное строение наклонных блоков фундамента. В данной работе отражающий горизонт P_3 принят в качестве кровли среднедевонских отложений.

После фазы активного рифтогенеза происходило тектоническое погружение бассейна в позднедевонскую и раннекаменноугольную эпоху, что привело к образованию мелководных условий вдоль окраины осадочного бассейна. Установились оптимальные палеогеографические и климатические условия для роста рифтообразующих организмов. Шельфовые карбонаты образовались на краю осадочного бассейна, а изолированные карбонатные постройки росли на возвышенных частях наклонных блоков [4]. На большей части Каратон-Тенгизской зоны поднятий рост карбонатных построек продолжался вплоть до середины или конца каменноугольного периода.

В среднекаменноугольную эпоху бассейн подвергся сжатию по мере сближения Туранской плиты с Восточно-Европейской платформой и последующего продвижения Уральского складчатого пояса и кряжа Карпинского. На данном этапе, вероятно, закончился рост большинства карбонатных платформ на Каратон-Тенгизской зоне поднятий. Несмотря на значительную удаленность Уральского складчатого пояса, события на восточной границе Восточно-Европейского континента, несомненно, влияли на формирование структуры палеозойских комплексов юга Прикаспийской впадины [5].

В течение пермского периода в бассейн приносилось все больше терригенных отложений с продвигающегося Уральского складчатого пояса, постепенно изолируя осадочный бассейн и формируя мощные эвапоритовые отложения кунгурского возраста [2]. В позднепермское время продолжалось накопление обломочных осадков, а также началось формирование соляных диапиров.

В позднетриасовую эпоху, в результате киммерийского орогенеза, произошло общее поднятие региона, которое прослеживается по всему Прикаспийскому бассейну в виде регионального несогласия.

Юрские и меловые толщи сложены прибрежно-морскими отложениями с постепенным переходом в трансгрессивный мелководный комплекс. Осадконакопление в южной части осадочного бассейна прекратилось в палеогене, по мере столкновения Индийской плиты с Евразийской платформой.

Для определения времени возникновения и степени тектонического погружения и воздымания, проводился анализ основных отражающих горизонтов на изменение угла падения, изменение мощностей разновозрастных толщ и наличие несогласий. Для определения обстановки осадконакопления измерялись толщины карбонатных

построек с допущением, что наибольшие толщины формировались там, где существовали наилучшие условия для роста рифообразующих организмов и происходило постепенное повышение уровня моря. Также привлекалась имеющаяся скважинная интерпретация и доступные публикации по соседним участкам. Проведенная интерпретация увязана с описаниями региональных геологических условий для создания обоснованной концептуальной геологической модели и стратиграфических колонок изучаемых структур.

ИНТЕРПРЕТАЦИЯ ТЕКТНИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ

По данным современных сейсморазведочных работ 3Д, кровля карбонатной платформы Максат залегает глубже, чем кровля карбонатной структуры Ансаган, которая в свою очередь залегает значительно глубже, чем проструктура Тажи-гали-Пустынная. От структуры Ансаган, в сторону структуры Максат в южном, юго-восточном направлении наблюдается увеличение толщин каменноугольных отложений. Пермские отложения относительно выдержаны по мощности на структурах Ансаган и Максат и значительно утоньшаются в сторону структуры Тажи-гали-Пустынная. Образование кунгурских соляных диапиров не рассматривается в данной работе. Надсолевые отражающие горизонты II, III, V имеют согласное, наклонное залегание в южном, юго-восточном направлении. Отражающий горизонт V является региональной границей несогласия на границе триасового и юрского периода, которое образовалось в результате киммерийского орогенеза.

Данные наблюдения свидетельствуют о том, что есть возможность определить периоды и степень протекания тектонических процессов. Помимо тектонического воздымания и последующей эрозии триасовой системы трассируемой границей несогласия V отражающего горизонта удалось достаточно надежно определить два основных этапа погружения в южном, юго-восточном направлении.

1. Основное погружение, повлиявшее на затопление карбонатных построек Ансаган и Максат, происходило в позднедевонскую-раннекаменноугольную эпоху и продолжалось до конца каменноугольного периода. Предположение о погружении делается на основании увеличения толщин каменноугольных отложений от структуры Ансаган в сторону структуры Максат, а также на том, что кровля этих карбонатных построек соответствует фаменскому ярусу девонского периода, означающее прекращение роста карбонатной постройки в девоне. Скважины, пробуренные на Ансагане, вскрыли лишь несколько десятков метров каменноугольных отложений, сложенных терригенными, преимущественно глинистыми, отложениями, толщина которых увеличивается от склонов карбонатной постройки Ансаган в сторону структуры Максат (показано красной стрелкой на *рисунке 2, в*).

На структуре Тажигали-Пустынная кровля карбонатного тела вскрыта семью скважинами прошлых лет, данные по которым предполагают схожесть условий его формирования с карбонатной постройкой Тенгиз. Рост карбонатных построек в северной части Каратон-Тенгизской зоны поднятий продолжался, предположительно, до конца башкирского века, тогда как на южной части поднятия карбонатные постройки были затоплены в позднедевонско-раннекаменноугольную эпоху.

По альтернативной интерпретации сделано предположение, что затопление карбонатной постройки Ансаган и Максат могло также произойти по причине сноса большого количества терригенного материала с окраины осадочного бассейна к югу от структур, что ухудшило прозрачность воды, следовательно, глубину проникновения солнечного света, вследствие чего рост карбонатных построек не поспевал за повышением уровня моря. На текущий момент, авторы больше придерживаются мнения о затоплении структур Ансаган и Максат в позднем девоне--раннем карбоне в результате тектонического погружения.

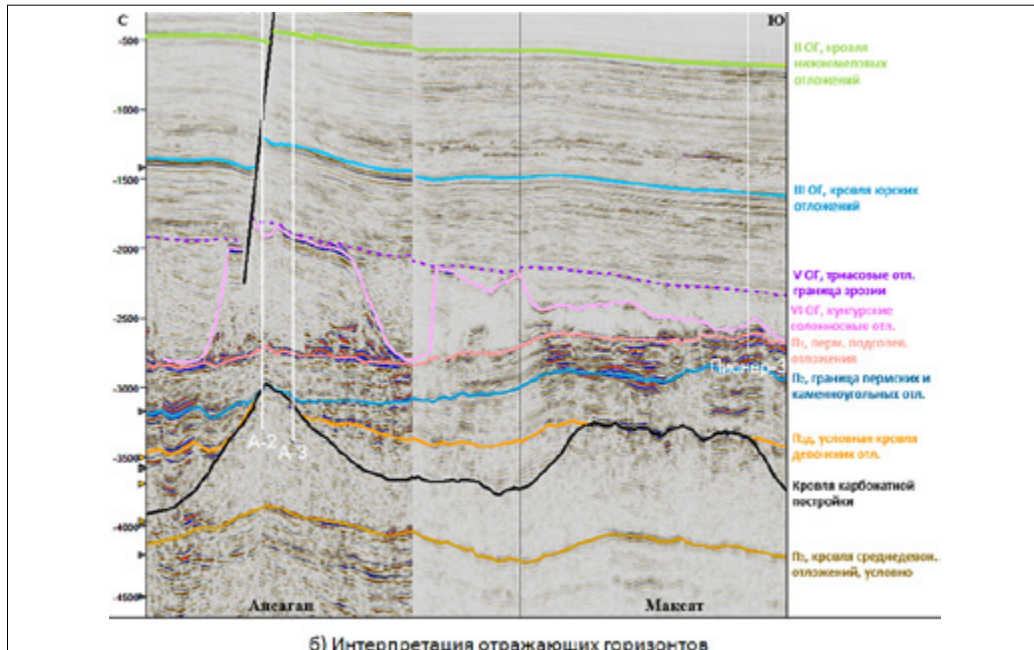
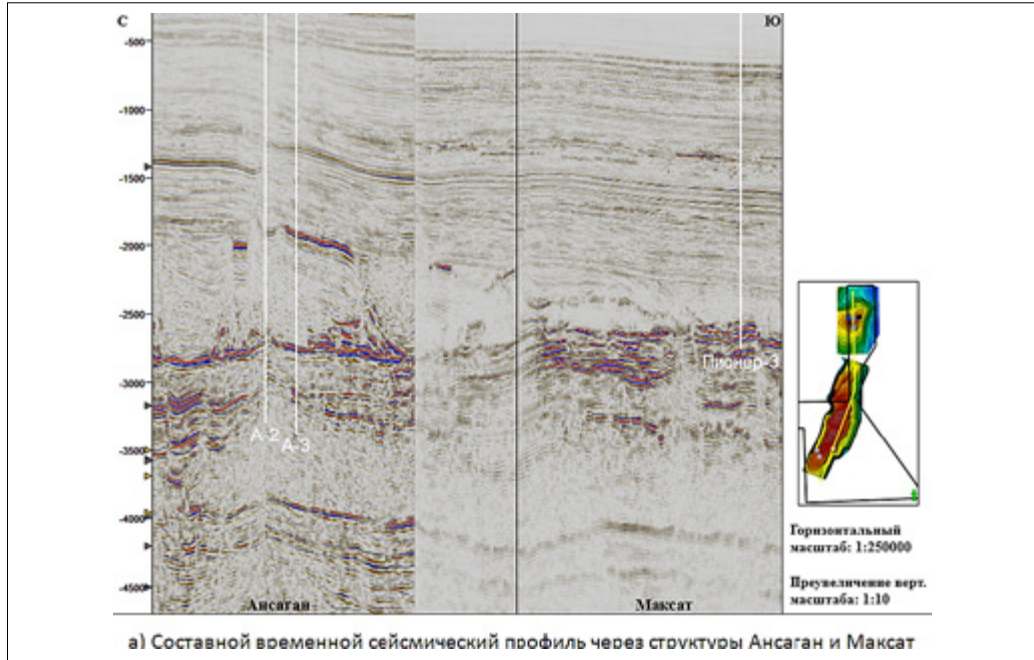
2. Незначительное конседиментационное погружение происходило приблизительно с раннеюрской эпохи до палеогена преимущественно в направлении север-юг, в сторону структуры Максат с последующим постседиментационным погружением, предположительно в палеогене в юго-восточном направлении. Конседиментационное погружение, предполагается на основе незначительного увеличения толщин юрских и меловых отложений в направлении север-юг, от структуры Ансаган в сторону структуры Максат, как показано красной стрелкой на *рисунке 2 (в)*. На *рисунке 2 (г)* приведена карта толщин в миллисекундах между отражающим горизонтом II (кровля нижнемеловых отложений) и V (кровля триасовых отложений) на площади Максат, где прослеживается умеренное увеличение толщин к югу. Также существует предположение, что представленная разница в толщинах возникла в результате дифференциального постседиментационного уплотнения (обсуждение, 2018).

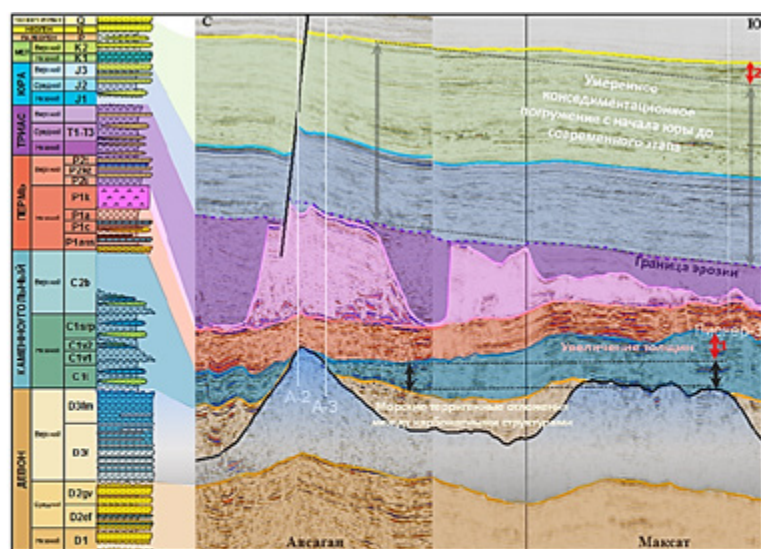
По мнению различных авторов, осадконакопление в южной части Прикаспийского бассейна прекратилось в результате столкновения Индийской плиты с Евразийской плитой в палеогене. В данной работе сделано предположение, что данное региональное событие повлияло на постседиментационное погружение в юго-восточном направлении, так как наблюдается наклонное залегание к югу всех надсолевых отражающих горизонтов V, III и II. На *рисунке 2 (д)* приведена карта изохрон отражающего горизонта II на площади Максат, по которому прослеживается погружение в юго-восточном направлении.

При анализе отражающего горизонта P_3 и кровли карбонатных построек, отмечен их схожий рельеф. Предположительно, карбонаты росли на приподнятой части наклонных блоков среднедевонского возраста (ОГ P_3) и имеют унаследованный характер рельефа от нижележащих отложений, что подтверждается схожестью топографии ОГ P_3 и кровли карбонатных построек. На площади Огай отражающий горизонт P_3 и кровля структуры, предположительно, девонского возраста также имеют схожий рельеф, ранее здесь предполагалось существование карбонатной постройки. Однако, в некоторых ранее выполненных работах утверждается, что анализ скоростей при обработке сейсмических данных и относительная выдержанность мощностей в кровле и на крыльях структуры говорит о том, что Огай является инверсионной структурой. Огай, Култук Северный и Прорва Глубокая интерпретируются как антиклинальные структуры, которые, предположительно, образовались в результате сжатия по оси северо-южного, север-восток-юго-западного направлений.

По доступной альтернативной более ранней интерпретации, эти структуры образовались в результате сноса аллохтонных карбонатных пород с растущей Тенгизской платформы в девонско-каменноугольный период.

На рисунке 2 (а-д) представлена серия рисунков по временному сейсмическому разрезу через структуры Ансаган и Максат в направлении север-юг (а); с наложением интерпретации основных отражающих горизонтов, по которым проводился анализ (б); соответствующая литостратиграфическая колонка (в); карта изохрон (г) и карта толщин для площади Максат (д) для обоснования описываемых процессов.

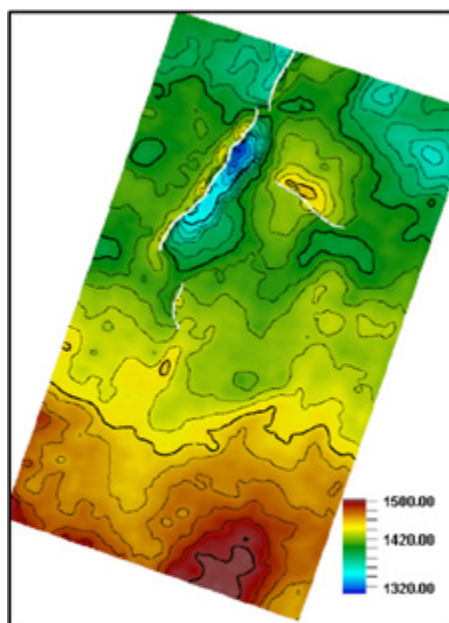




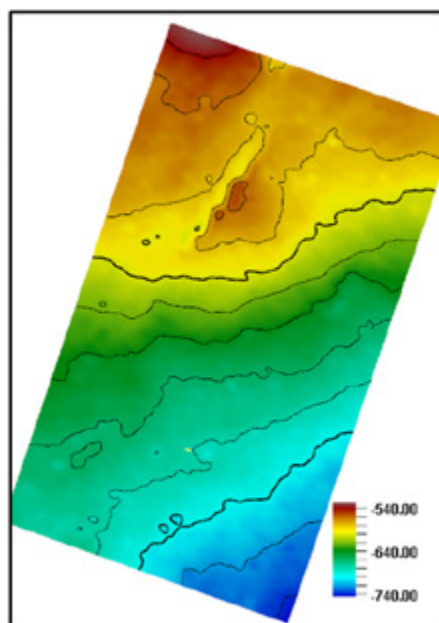
- 1 Значительное увеличение мощностей каменноугольных отложений на Максат, возможно, свидетельствует о погружении к югу или сноса большого количества терригенного материала с берега
- 2 Второй этап погружения: умеренное увеличение мощностей, по которой интерпретируется степень тектонического погружения

в) Возраст и литологическая колонка отложений.

Красными стрелками обозначена степень увеличения толщин, которые указывают на два этапа погружения в южном, юго-восточном направлении.



г) Карта толщин между II и V отражающим горизонтом, в миллисек.



д) Карта изохрон отражающего горизонта II

Рисунок 2 – Сейсмические разрезы и анализ тектонических процессов

ИНТЕРПРЕТАЦИЯ ОБСТАНОВКИ ОСАДКОНАКОПЛЕНИЯ

Карбонатные постройки являются отличными индикаторами обстановки осадконакопления, так как рифообразующие организмы чувствительны к изменениям окружающей среды. Необходимыми условиями для наибольшего накопления карбонатных фаций, образующихся в тропических условиях, являются: проникновение солнечного света, оптимальная температура и состав воды, наличие нутриентов и многие другие факторы. При существовании оптимальных условий происходит активное накопление карбонатов благодаря росту и развитию рифообразующих организмов. При постепенной трансгрессии, карбонатная платформа будет расти вверх, для того чтобы поспевать за повышением уровня моря. В случае резкой трансгрессии, рост карбонатных построек не поспевает за уровнем моря, постепенно испытывая недостаток солнечного света, и в дальнейшем будет затоплен. При низком уровне моря, карбонатная постройка перестает расти вертикально, и в случае большого количества атмосферных осадков, которые растворяют карбонатные породы, будет происходить карстификация и эрозия. При высоком и низком стоянии моря также может происходить проградация карбонатных пород в латеральном направлении.

Для понимания обстановки осадконакопления и ее изменения в пределах Каратон-Тенгизской зоны поднятий проведено сравнение толщин имеющихся карбонатных платформ. Такие условия, как наличие света, абсолютный уровень моря, температура и состав воды, тип биоорганизмов и обилие питательных веществ должны были быть приблизительно одинаковы для этой зоны, а возможно, и для всей юго-восточной части Прикаспийского осадочного бассейна. Это означает, что основная разница в толщинах структур продиктована изменением относительного уровня моря, преимущественно контролируемого тектоническими движениями, и прозрачностью воды.

Стоит отметить, что сложно оценить влияние прозрачности воды, которая зависит от количества сносимого терригенного материала с окраины осадочного бассейна. Для анализа и оценки вероятного влияния сноса терригенного материала, необходимо привлечение сейсмических данных за пределами площади изучения к югу и юго-востоку от анализируемых структур с целью определения наличия шельфовых построек на окраинах бассейна в девонский и каменноугольный период. Ранее описано, что структуры Ансаган и Максат были затоплены в позднедевонско-раннекаменноугольную эпоху, тогда как рост карбонатных платформ Тенгиз, Тажигали-Пустынная и других структур в северной части Каратон-Тенгизской зоны поднятий продолжался приблизительно до башкирского века. Выдвинуто предположение, что затопление структур Ансаган и Максат связано с тектоническим погружением, однако также существует вероятность того, что эти структуры были более подвержены влиянию терригенного материала, сносимого с берега, которое ухудшило прозрачность воды. Если, в случае привлечения дополнительных сейсмических данных, на окраинах осадочного палеобассейна обнаружатся шельфовые карбонатные постройки каменноугольного возраста, предположение о влиянии сносимого терригенного материала на затопление структур Ансаган и Максат ста-

новится менее правдоподобным, так как шельфовые карбонаты находились ближе к берегу и были более подвержены влиянию предполагаемого сноса терригенного материала. Также можно изучить дополнительные сейсмические данные на наличие клиноформ, дельт, палеоврезов или других индикаторов проградации или ретроградации берега. В данной работе, вследствие наличия сейсмических данных только в пределах изучаемой территории, оценка влияния сносимого терригенного материала в осадочный бассейн на рост карбонатных построек не проводилась. Тектонические движения приняты как основной контролирующий фактор изменения относительного уровня моря, имеющий решающее влияние на обстановку осадконакопления и толщину карбонатных построек.

Сделано предположение, что в зонах, где наблюдались наибольшие толщины карбонатных платформ, существовали оптимальные условия для вертикального роста карбонатных построек; происходило плавное повышение относительного уровня моря с редкими периодами эрозии и/или затопления. На временных сейсмических разрезах толщины структуры Тажигали-Пустынная варьируют в пределах 920–1010 мс, где наибольшие толщины приходится на римовую часть карбонатной постройки также, как и на Тенгизе. Тенгиз является ближайшим аналогом для Тажигали-Пустынная. В дальнейшем многие результаты исследований, проведенных Вебером [3], использовались для понимания и прогнозирования свойств потенциальной залежи на Тажигали-Пустынной. На структуре Ансаган толщины варьируют в пределах 650–900 мс, наибольшая толщина приходится на кровельную часть, резко уменьшаясь к крыльям структуры. В структурном плане Ансаган является уникальным для Каратон-Тенгизской зоны поднятий. Остальные структуры в пределах зоны поднятий образуют римовые карбонатные постройки, расположенные в форме полукольца вокруг Тенгиза наподобие барьерных рифов. Это полукольцо протягивается к северо-западу от Тенгиза и образует гигантскую карбонатную платформу Кашаган. Почти все известные карбонатные постройки Каратон-Тенгизской зоны поднятий, такие как Каратон, Кошкимбет, Тажигали-Пустынная, имеют римовую часть, которая прогнозируется как наиболее перспективная для потенциальных залежей УВ. Ансаган же имеет подобие узкого отрога от Тенгиза по отражающему горизонту P_3 , на возвышенной части которого и начали расти рифы и биогермы. Структура Максат также отличается по строению, так как на ней сложно проследить наличие римовой части. Толщины на структуре Максат варьируют в пределах 820–870 мс, наибольшие значения приходится на центральную часть платформы.

Измерение толщин по каждой структуре показано стрелками в *приложении 2*. Как видно из приведенных толщин, разница между структурами Тажигали-Пустынная и Максат около 50–150 мс. Известно, что затопление на структуре Максат произошло в позднем девоне-раннем карбоне, тогда как рост Тажигали-Пустынной продолжался до середины карбона, из чего следовало ожидать, что разница в мощностях должна быть значительно больше. Например, по ранее проведенной сейсмической интерпретации кровли карбона (башкирского яруса) и кровли девона (фаменского яруса) на Тажигали-Пустынной, мощность каменноугольной пачки составляет около 500 мс. Интерпретация кровли фамена на структуре Тажигали-Пустынная неоднозначна, так как не подтверждена скважинными данными. Однако, дополнительно изучались

материалы из открытых источников по Тенгизу [3], по которым сейсмическая интерпретация подтверждена скважинными данными, где мощность каменноугольных отложений составляют приблизительно 400 мс. Это позволяет говорить о том, что разница в условиях осадконакопления на Тажигали-Пустынной и Максате существовала еще в девонский период. Так, в девонский период относительный уровень моря был оптимальным в южной части Каратон-Тенгизской зоны поднятий, на Ансагане и Максате накапливались большие толщины карбонатных отложений, тогда как на Тажигали-Пустынной вертикальный рост построек был ограничен уровнем моря. Возможно, что тектоническое погружение в южном, юго-восточном направлении начало постепенно происходить еще в девонский период. В это время рост построек на Ансагане и Максате еще поспевал за повышением уровня моря, накапливались большие толщины по сравнению со структурами в северной части Каратон-Тенгизской зоны поднятий. Но к концу девона--началу карбона рост построек на Ансагане и Максате перестал поспевать за повышением уровня моря, эти структуры были затоплены. При этом на Тажигали-Пустынной допускается латеральная проградация в девонский период. Также допускается, что совокупная мощность девонских и каменноугольных отложений на Тажигали-Пустынной меньше, чем на Тенгизе. Рост постройки на Тажигали-Пустынной, так же как и на Тенгизе, прекратился в башкирский век, предположительно, вследствие воздымания осадочного бассейна в период столкновения Туранской плиты с Восточно-Европейской платформой. Упрощенная схематическая репрезентация роста, затопления и эрозии карбонатных построек в пределах изучаемой территории показана на *рисунке 3*. Следует отметить, что в данной работе не анализировалось влияние сейсмических скоростей, которые приносят неопределенность в значения измеренных толщин. Все измерения проводилась на временных сейсмических разрезах.

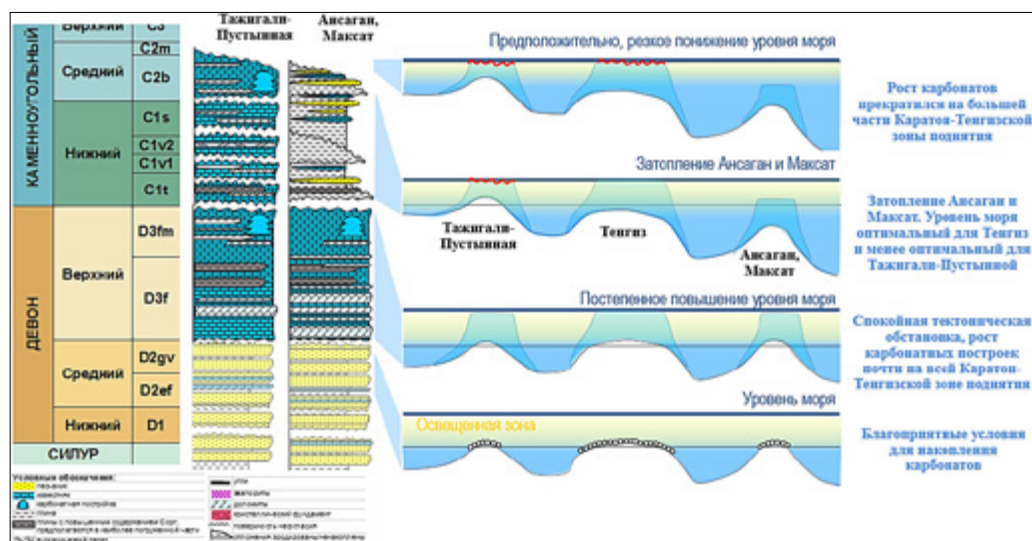


Рисунок 3 – Упрощенная схематическая репрезентация роста, затопления и эрозии карбонатных построек Тажигали-Пустынная, Тенгиз, Ансаган и Максат в девонский и каменноугольный периоды

Понимание изменений условий осадконакопления в течение геологического времени и его влияние на формирование карбонатных построек важно для прогнозирования свойств потенциальных ловушек. Вышеописанный анализ условий осадконакопления и восстановления тектонических процессов проведен на площади, где присутствуют несколько карбонатных построек, имеющие схожие геологические условия формирования, и, тем не менее, различающиеся в возрасте, толщинах, строении карбонатных структур, благодаря которым удалось восстановить возможную историю формирования этих структур и создать типовые стратиграфические колонки, приведенные в *приложении 1*. Бесспорно, что данного анализа недостаточно для прогнозирования свойств потенциальных ловушек и создания трендов для геологического моделирования, которые достоверно отображают гетерогенность потенциальных карбонатных залежей. Так, не был проведен анализ влияния атмосферных и грунтовых вод на диагенез и вторичную пористость, под влиянием которых свойства будут варьироваться как в пределах одной карбонатной постройки, так и между различными постройками. Далее приводится краткое описание опубликованных работ по месторождению Тенгиз, где наличие и объем данных позволили провести подобные работы. Схожесть геологической истории формирования Тенгиза с Тажигали-Пустынная позволяет проводить аналогии и сделать предварительные прогнозы по свойствам потенциальной залежи на Тажигали-Пустынной.

На месторождении Тенгиз проинтерпретировано семь границ несогласия на основе сейсмических и скважинных данных [3]. Эти суперсиквенсные границы (SSB) и поверхности максимального затопления (MFS): фаменская граница несогласия, турнейская поверхность максимального затопления, ранневизейская, поздневизейская границы несогласия, поздневизейская композитная граница несогласия, серпуховская и башкирская границы несогласия показаны на *рисунке 4 (а)*. По аналогии с поднятием Тенгиз, эти же семь основных границ несогласия прогнозируются и на Тажигали-Пустынной. Так как карбонатная постройка Тажигали-Пустынная в девонский и каменноугольный период предположительно залегала чуть выше, чем Тенгиз, возможно, что эти границы несогласия здесь более выражены, а мощность каждой отдельной пачки меньше. Предварительная интерпретация этих границ несогласия на Тажигали-Пустынной показана на *рисунке 4 (б)*, которая может быть дополнена и детализирована с появлением скважинных данных.

Каждая пачка, ограниченная границами несогласия, имеет различное качество резервуара, которое было обусловлено обстановкой осадконакопления и морфологией платформы [3]. Внутренняя часть платформы разделена на более мелководную и более глубоководную часть, с улучшением первичной пористости в более мелководной части. Основные высокодебитные скважины расположены в римовой части платформы, которая была подвержена образованию трещиноватости [3]. Схожие свойства залежи и морфология платформы прогнозируются на структуре Тажигали-Пустынная: трещиноватость и улучшенная проницаемость на римовой части, вариации типа пористости от вакстоуна до грейнстоуна во внутренней части платформы, меньшая толщина пачек по сравнению с Тенгизом и, возможно, более значительные периоды проградации, эрозии и воздействия атмосферных осадков.



Рисунок 4 – Сиквенсные границы на структуре Тенгиз (а) и прогнозирование подобных границ на Тажигали-Пустынной (б)

Таким образом, предложена концептуальная региональная модель обстановки осадконакопления и тектонических процессов Каратон-Тенгизской зоны поднятий и соответствующая стратиграфическая колонка для структур Ансаган, Максат, Тажигали-Пустынная, Огай, Култук Северный и Прорва Глубокая. Прогнозирование свойств карбонатных залежей является нетривиальной задачей, так как карбонатные фации наиболее подвержены диагенезу и изменениям в условиях осадконакопления,

следовательно, использование обоснованных геологических трендов, и оценка их влияния могут улучшить эффективность геологических моделей. В данной работе, по причине недостаточного количества скважинных данных, не созданы детальные геологические тренды для распространения свойств и моделирования гетерогенности. Однако, подготовлены описания региональных геологических и тектонических процессов, которые могут быть детализированы с появлением новых данных и в дальнейшем использованы для улучшения геологических моделей.

В результате анализа и обобщения данных, сделаны следующие выводы.

1. Из всех факторов, влияющих на рост карбонатных построек, тектонические воздымания и погружения имеют наибольшее влияние на разность в толщинах изучаемых карбонатных построек.

2. Влияние метеоровых и морских вод, степень и периоды эрозии, климат и другие факторы, несомненно, влияют на свойства потенциальных залежей. Однако, оценка их влияния по ограниченному количеству скважинных данных в данное время не представляется возможной.

3. Происходило плавное тектоническое погружение изучаемой территории в южном, юго-восточном направлении в два этапа. Первый, предположительно, происходил в раннедевонско--позднекаменноугольную эпоху. В результате этого погружения структуры Ансаган и Максат были затоплены. Затоплению была подвержена только южная часть Каратон-Тенгизской зоны поднятий, тогда как в северной ее части продолжался рост карбонатных построек до башкирского века каменноугольного периода.

Второй значительный этап постседиментационного погружения к югу в пределах площади изучения, вероятно, произошел в палеогене.

4. Сделано предположение, что есть вероятность влияния терригенного материала, сносимого с окраины осадочного бассейна, на затопление карбонатных структур Ансаган и Максат. Для подтверждения данного предположения, необходим анализ сейсмических разрезов за пределами изучаемой территории.

5. Сделано допущение, что границы несогласия и вариации в свойствах резервуара, интерпретированные на месторождении Тенгиз, аналогичны для Тажигали-Пустынной. Прогнозируется, что наибольшим потенциалом обладают римовые части платформ. Во внутренней части платформы, тип пористости может варьировать от вакстоуна до грейнстоуна, в зависимости от морфологии платформы. Также периоды несогласия могут быть более выражены на Тажигали-Пустынной, соответственно, влияние атмосферных вод на свойства потенциальной залежи могут отличаться от описываемых на месторождении Тенгиз.

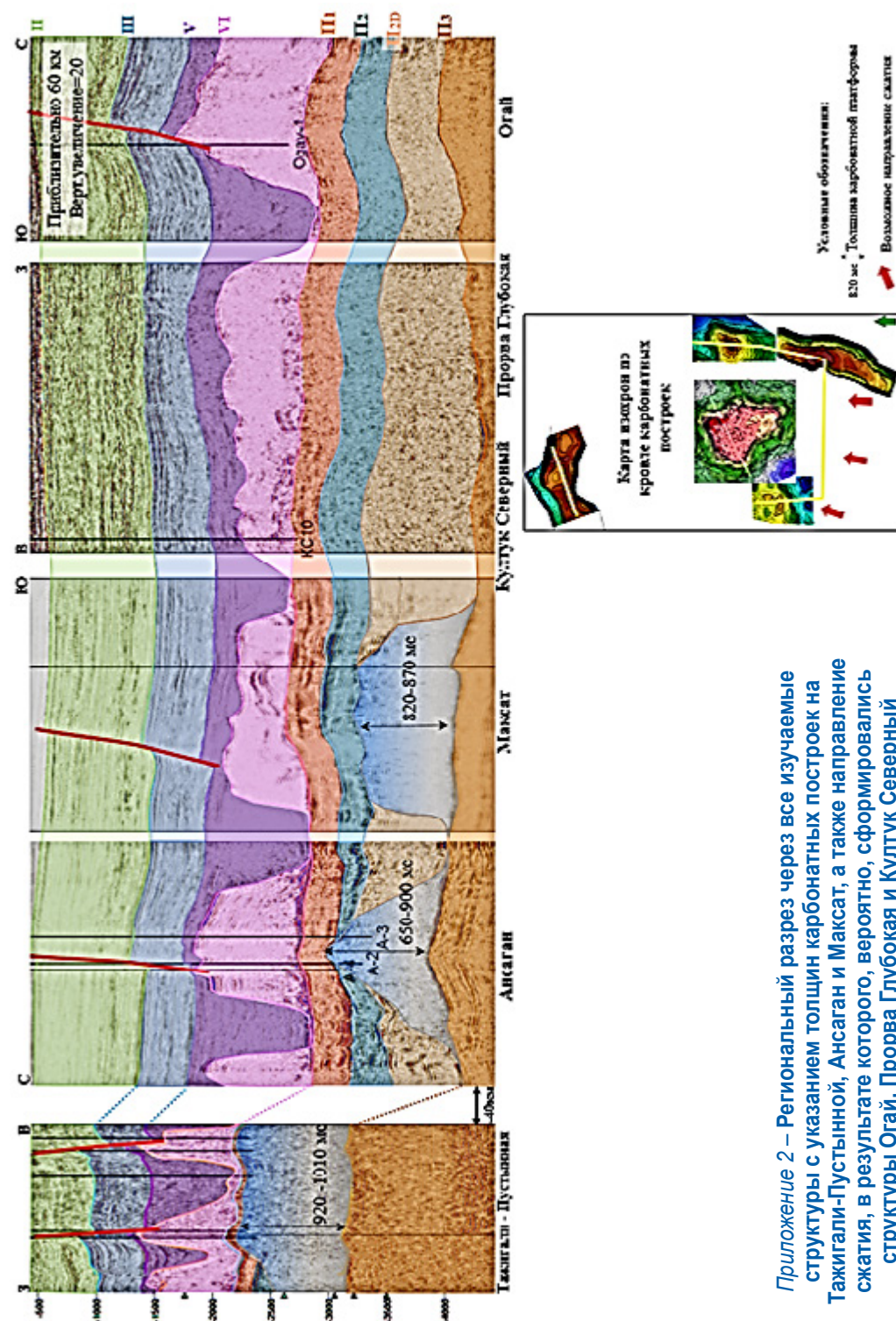
6. Структуры Огай, Култук Северный и Прорва Глубокая, предположительно, являются антиклинальными структурами, образованными в результате инверсии осадочного бассейна. По альтернативной интерпретации, структуры могли сформироваться в результате накопления аллохтоновых известковых отложений, периодически сносимых с растущей платформы Тенгиз. 📍

ПРИЛОЖЕНИЯ

Эпоха	Возраст	Тажигали-Пустынная	Описание	Ансатан, Максат	Описание	Огай, Култук Сев., Прорва Глубокая	Описание	Ст.
ЧЕТВЕРТИЧНЫЙ	Q							
	Q ₁							
	Q ₂							
	Q ₃							
МЕЛ	М ₁							
	М ₂							
ЮРА	Верхний	Ж5						III
	Средний	Ж2						
	Нижний	Ж1						
ТРАП	Верхний	Т3						V
	Средний	Т2						
	Нижний	Т1						
ПЯТЬ	Верхний	Р31						
	Р32							
	Р1а	ЮНГУРСКИЙ						VI
	Р1а ₁	АРТИНСКИЙ						III
КАМЕНЕУСЛЫСЬ-ИЙ	Верхний	С5						
	С2п	КАСЫРСКИЙ						
	С2п	БАШКОРСКИЙ						II
	С1а	СЕРГЮХОВСКИЙ						
ДЕВОН	Верхний	О3т						
	О3т	ФРАНСКИЙ						
	О3т	ЖИВЕТСКИЙ						II
	О3т	ЭЙСЕЛЬСКИЙ						
СИНЮР	Верхний	О1						
	О1							
ОРДОВИК	Верхний							
	О1							
ДОКЕМБРИЙСКИЙ	Верхний							
	О1							

Условные обозначения:	
	песчаник
	известняк
	карбонатная постройка
	глина
	глины с повышенным содержанием Сорп, предполагаются в наиболее погруженной части
	вулканический пепел
	угли
	эвапориты
	доломиты
	кристаллический фундамент
	поверхность несогласия
	отложения эродированы/накоплены

Приложение 1 – Стратиграфические колонки структур: Тажигали-Пустынная, Ансатан, Максат-Пионерская, Огай, Култук Северный, Прорва Глубокая



ЛИТЕРАТУРА

- 1 Меткалф И. Позднепалеозойская и мезозойская палеогеография Восточной Пангеи и Тетиса. In Embry, А.Ф., Бьюкамп, Б., Гласс, Д.Дж., Пангея; Global Environments and Resources: Канадское общество геологов-нефтяников. Мемуары 17. – 1994. – С. 97–111. [Metcalf I. Late Paleozoic and Mesozoic Paleogeography of Eastern Pangea and Tethys. In Embry, A.F., Beauchamp, B., and Glass, D.J., eds., Pangea; Global Environments and Resources, Canadian Society of Petroleum Geologists. 1994. – Memoir 17. – P. 97–111.]
- 2 Брунет М., Волож Ю.А., Антипов М.П., Лобковский Л. Геодинамическая эволюция Прикаспийского бассейна вдоль разреза северо-южного простирания //Тектонофизика – 1999. – № 313 (1). – С. 85–106. DOI: 10.1016/S0040–1951 (99) 00191–2., 1998. [Brunet M., Volozh Y.A., Antipov M.P. et al. The Geodynamic Evolution of the Precaspian Basin (Kazakhstan) Along a North–South Section //Tectonophysics. – № 313 (1). – P. 85–106. [https://doi.org/10.1016/S0040–1951 \(99\) 00191–2](https://doi.org/10.1016/S0040–1951 (99) 00191–2), 1999.]
- 3 Вебер Л.Дж., Франсис Б.П., Харрис П.М. и др. Стратиграфия, литофации и распределение резервуара, месторождение Тенгиз, Казахстан // Общество седиментационной геологии (SEPM). – 2012. [Weber, L.J., Francis, B.P., Harris, P.M. et al. Stratigraphy, Lithofacies, and Reservoir Distribution, Tengiz Field, Kazakhstan // Society for Sedimentary Geology (SEPM). – 2012.]
- 4 Кук Х.Е., Земполич В.Дж., Жемчужников В.Г., Корбой Дж.Дж. В Казахстане: поиск нефти и газа //Геовремена, ноябрь 1997. – С. 16–20., [Cook H.E., Zempolich W.G., and Zhemchuzhnikov V.G. Inside Kazakhstan: Cooperative Oil and Gas Research // Geovremena, November 1997. – P. 16–20.]
- 5 Абилхасимов Х.Б. Особенности формирования природных резервуаров палеозойских отложений Прикаспийской впадины и оценка перспектив их нефтегазоносности. М.: Издательский дом Академии Естествознания. Научное обозрение (6). – 2016. – С. 36–65. [Abilkhasimov Kh.B. Distinctive Features of Natural Reservoirs Formation of Paleozoic Deposits in Pre-Caspian Basin and Assessment of its Prospectivity. M.: Izdatelskiy dom Akademii Estesnvoznaniya. Nauchnoe obozrenie (6). – 2016. – P. 36–65.]
- 6 Даукеев С.Ж., Ужкенов Б.С., Милетенко Н.В., и др. Атлас литолого-палеогеографических, структурных, палинспастических и геоэкологических карт Центральной Евразии. Алматы: ЮГГЕО. – 2002. [Daukeev S.Zh., Uzhkenov B.S., Miletenko N.V. et al. Atlas of the Lithology-Paleogeographical, Structural, Palinspastic and Geoenvironmental Maps of Central Eurasia. Almaty: YUGGEO. – 2002.]

ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ И ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО ИХ ОРГАНИЗАЦИИ



О.С. ТУРКОВ*,
кандидат геол.-мин. наук,
Почетный разведчик недр РК,
советник ТОО «СМАРТ Инжиниринг»

ТОО «СМАРТ Инжиниринг»,
050010, Республика Казахстан, г. Алматы, ул. Джамбула, 55/57

В начале календарного года, как известно, принято подводить итоги по результатам работ в предшествующий период и обсуждать новые планы на ближайшую перспективу. Обстоятельно такие итоги были освещены в процессе проведения Дня индустриализации страны. Весьма впечатляющим по разнообразию данных, подтверждающих достигнутые нашей страной успехи, стало выступление Президента Н.А. Назарбаева на торжественном собрании 14 декабря в связи с празднованием Дня независимости.

За относительно короткий, по масштабам государственного развития, срок в суверенном Казахстане сформировано сплоченное многонациональное общество, показывающее всему миру примеры успешного политического, экономического и социального строительства. Успешно выполняется поставленная Лидером нации Н.А. Назарбаевым задача по вхождению в число 30 наиболее развитых стран мира.

Эти общепризнанные успехи достигнуты в результате проведения взвешенной политики руководством страны и напряженного труда нашего народа. За четверть века нам удалось добиться перелома в осуществлении экономической политики и начать постепенный переход от «страны с сырьевой экономикой» к «стране с развитым промышленным производством».

*Автор для переписки. E-mail: o_turkov@smart-eng.kz

Это восхождение было не легким. Обилие решаемых задач требовало концентрации усилий на решение наиболее важных для нашего общества проблемах. Не всем из них удалось уделить должное внимание. В качестве примера Н.А. Назарбаев указал на легкую промышленность, о которой «все позабыли». К сожалению, она оказалась не единственной среди «обиженных сестер». К числу обделенных вниманием отраслей следует отнести и геологию, которая всеми отождествляется с минерально-сырьевой базой. Именно благодаря огромному минерально-сырьевому фундаменту, созданному геологами еще в советский период, нашей стране удалось выстоять на начальном этапе независимости и продолжить успешное развитие в нынешние годы.

Обладая таким огромным богатством, мы не всегда задумываемся о его происхождении и зачастую воспринимаем его как сам собой существующий факт. Автор данной статьи с 1960 года работает в геологии. Мне посчастливилось стать не только свидетелем, но и активным участником создания в Казахстане богатейшей минерально-сырьевой базы, которую удалось сформировать в результате централизованного и весьма грамотного руководства геологическими исследованиями.

Общеизвестно, что в недрах Казахстана имеются разнообразные полезные ископаемые, добыча которых долгие годы проводилась бессистемно. Их разнообразие, высокое качество и величины запасов оказались такими огромными, что еще в середине прошлого века для их планомерного освоения впервые в СССР на республиканском уровне было создано Министерство геологии и охраны недр Казахстана (1956 г.). Лишь спустя девять лет такие же министерства были созданы в России и в Украине. Это было данью не только богатству недр Республики, но и высокой оценкой профессионального и научно-технического уровня геологов и геологической службы Казахстана.

Объединение в единую структуру всех геологических служб и других ведомств было целесообразным, своевременным и оправданным решением. Произошло существенное повышение эффективности геологоразведочных работ и их научно-технического уровня, укрепление материальной базы отрасли, рост кадров, особенно из казахстанских специалистов, сделаны крупнейшие открытия месторождений углеводородов на Мангышлаке, черных, цветных и редких металлов в центральном и восточном Казахстане. В 1970–1980-х гг. Казахстан вышел на второе место в СССР после РСФСР по объему и размаху геологоразведочных работ.

Министерство геологии и охраны недр усилило работы по научному сопровождению поисков и разведки месторождений полезных ископаемых. Были укреплены ведомственные научно-исследовательские институты КазИМС и КазНИГРИ, на новый уровень поднялись контакты с Академией наук КазССР. Возглавлявший в те годы этот научный штаб страны и входящий в состав Академии Институт геологических наук великий геолог К.И. Сатпаев взял под личный контроль налаживание связей науки и производства, направил усилия связанных с изучением Земли академических институтов на решение прикладных задач. С этой целью он закрепил ведущих специалистов Института геологических наук и Института гидрогеологии и гидрофизики в качестве кураторов за изучением отдельных геологических регионов. Кураторы каждое лето выезжали на полевые работы, не только собирали новую

геолого-геофизическую информацию для выполнения бюджетной тематики, но и оказывали существенную методическую помощь производителям на местах в их текущих делах и подготовке планов дальнейших работ. Сам президент Академии наук лично заслушивал каждого куратора о состоянии работ в закрепленных за ними районах и перспективах дальнейшего расширения там поисков новых месторождений.

Такая слаженная по единому плану работа Министерства геологии и научных учреждений позволила существенным образом увеличить минерально-сырьевую базу страны и способствовала открытию новых месторождений. В области углеводородного сырья были выявлены и подготовлены к разработке в Прикаспийской впадине крупные и уникальные нефтяное Тенгизское и газоконденсатное Карачаганакское месторождение. На восточном побережье Каспийского моря и в центральной части страны удалось открыть Бозашинский и Южно-Торгайский нефтегазоносные районы. Развернулись нефтепоисковые работы в подсолевом комплексе бортовых зон Прикаспийской впадины, началась подготовка к проведению морских геофизических исследований на Каспии.

К концу 80–х годов извлекаемые запасы нефти промышленных категорий в целом по Казахстану составляли свыше 2,5 млрд т и газа – более 2,0 трлн м³. При ежегодной добыче нефти 20–25 млн т такие запасы нефти обеспечивали работу нефтедобывающих предприятий и нефтеперерабатывающих заводов на целое столетие. Когда же Республика Казахстан объявила о своей независимости и начала самостоятельно развивать свою экономику, эта огромная минерально-сырьевая база стала основным источником пополнения бюджетных средств. К сожалению, в тот период не было уделено должного внимания вообще принципиальному рассмотрению проблем восполнения запасов и дальнейшего увеличения минерально-сырьевой базы по районам добычи. Руководство страны в условиях жесткого дефицита бюджетных средств посчитало, по-видимому, что геологическая отрасль развивается успешно и не входит в число объектов, требующих существенной государственной поддержки.

Поскольку общее состояние минерально-сырьевой базы было в тот период вполне удовлетворительным, не было острой необходимости и в дальнейшей поддержке фактического создателя такой базы, а именно, Министерства геологии. Оно было ликвидировано. Получилось, как в известной пословице, когда вместе с грязной водой из ванны выбросили и ребенка. Вместо Мингео в составе непрофильного Министерства индустрии и новых технологий был создан Комитет геологии и недропользования. В последующем он входил в состав различных ведомств и ныне находится в составе Министерства индустрии и инфраструктурного развития.

Как видно из названия Комитета, основная его работа на первых порах сводилась к руководству геологическими исследованиями в целом по Казахстану и работой с инвесторами. Однако в последующем все большее внимание Комитета уделялось инвестиционным проблемам. А они, как известно, больше всего касаются деятельности инвесторов на уже открытых месторождениях. Чисто геологическим исследованиям, направленным на расширение минерально-сырьевой базы (в том числе по нефтегазовому направлению), в Комитете геологии уделялось незаслуженно мало внимания. Комитет геологии все больше самоустранялся от решения прямых

геологических проблем отрасли. В первой половине 2018 года в составе Комитета из чисто геологических подразделений нефтегазового направления осталась лишь Комиссия по запасам полезных ископаемых (ГКЗ). Такие важные работы, как поиски месторождений углеводородов, их подготовка к промышленному освоению были переданы для курирования в другие ведомства. Остались «безхозными» важнейшие исследования по уточнению глубинного строения осадочных бассейнов с целью оценки перспектив выявления месторождений углеводородов на больших глубинах. Тем самым Комитет геологии и недропользования полностью освободился от нефтяных проблем (повторилась ситуация с ванной и ребенком) и разделил некогда единое сообщество геологов на нефтяников и остальных исследователей недр. Комитет продолжает отслеживать лишь работы по твердым полезным ископаемым и гидрогеологии. Следует отметить, что и в этих разделах геологических изысканий накопилось не меньше узких мест, чем в «нефтянке». В целом, можно сказать, что такое разделение, от которого мы отказались еще в прошлом веке, оказывает лишь негативное влияние на состояние дел в геологоразведке.

Из-за ограниченности бюджетных средств, объемы которых составляют мизерную долю от ВВП и явно не соответствуют потребностям геологической отрасли и имеющимся экономическим возможностям, появившимся при продаже углеводородов и минерального сырья, объемы геологоразведочных работ не достигают оптимального уровня.

На проведение научного сопровождения геологических изысканий выделяются весьма ограниченные средства, на которые стало сложно в масштабе всей страны проводить обобщающие работы по оценке перспектив выявления новых месторождений полезных ископаемых. Высококвалифицированные работники научно-исследовательских институтов столкнулись с проблемой выживания в новых условиях и в большинстве своем превратились в ремесленников среднего уровня по составлению рядовых проектов по отдельным операциям проведения поисков и разведки месторождений.

Таким образом, ныне геологическая отрасль осталась без должного научного сопровождения, что в значительной степени обусловило снижение эффективности геологоразведочных работ.

В еще более сложном положении оказались производственные организации, оказывающие геофизические и буровые услуги недропользователям. Мы стали терять некогда мощные и успешно конкурировавшие на мировом рынке компании по таким направлениям работ как сейсморазведка, бурение скважин, каротажные исследования. Нарастает довольно тревожная тенденция использования иностранными недропользователями (особенно китайскими) в качестве подрядчиков лишь свои национальные компании. Более того, даже национальная компания «КазМунайГаз» избирательно подходит к выбору сервисных компаний и, зачастую, отдает заказы своим подведомственным компаниям без проведения открытого тендера. Из-за отсутствия достаточных заказов многие отечественные сервисные компании находятся в стагнации, а некоторые стали банкротами.

Из-за сокращения объемов геологоразведочных работ неожиданно для отрасли возникла кадровая проблема. Она связана как с уходом на пенсию или из жизни

старых профессионалов, так и с недостаточным опытом молодых работников. Нарушились существовавшая кадровая преемственность и передача опыта старшего поколения молодежи, многие выпускники институтов медленно адаптируются к производственной среде.

Эти и другие упущения в работе Комитета геологии обусловили в целом снижение эффективности геологоразведочных работ, что выявилось при анализе состояния с восполнением и наращиванием запасов. При этом следует иметь в виду важную специфику проведения геологоразведочных работ по наращиванию минерально-сырьевой базы. Они характеризуются не только физическим объемом, но должны проводиться с учетом размещения производительных сил в стране.

Казалось бы, что после открытия на Каспии уникального Кашаганского месторождения нефти и газа, что привело в Казахстане к почти двухкратному увеличению запасов углеводородного сырья, геологоразведчикам остается лишь «почивать на лаврах». Однако это открытие создало иллюзию благополучия с приростом запасов в стране и, что самое важное, оно не повлияло на положение дел в старых нефтедобывающих районах, где имеющихся запасов не хватает для поддержания там достигнутых уровней добычи.

За 1991–2017 гг. в целом по Казахстану прирост жидких углеводородов в осадочных бассейнах на суше составил 861 млн т, а их добыча превысила 1284 млн т (рисунок 1).

Таким образом, за четверть века в стране не только не удалось расширить сырьевую базу в действующих центрах нефтедобычи, но приходится «проезжать» созданный еще в советский период задел.

Если рассмотреть данную ситуацию с восполнением запасов с общих позиций анализа состояния развития добывающих отраслей (рисунок 2), то формально



Рисунок 1 – Эффективность работ на нефть в Республике Казахстан (на суше) за последние 25 лет

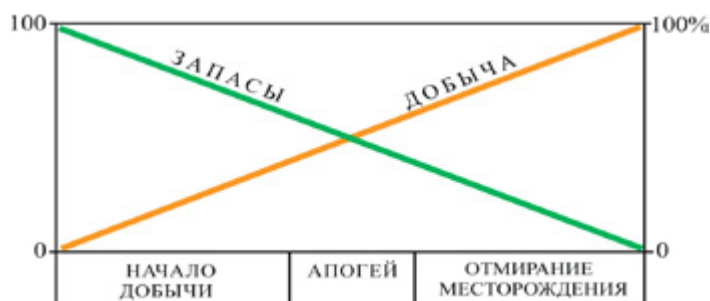


Рисунок 2 – Динамика соотношения прироста запасов и добычи на разрабатываемых месторождениях

можно сделать поспешный вывод не только о наступившей в Казахстане стагнации нефтедобывающей отрасли, но и о переходе ее «на стадию замирания». Безусловно, по мнению не только нефтяников, но и специализирующихся в других областях геологов так рано «хоронить» нефтедобывающую промышленность в старых центрах нефтедобычи было бы большой ошибкой.

Все дело в том, что эти районы изучены недостаточно [2, 3]. Даже в старейшем нефтедобывающем районе – Южной Эмбе возможности наращивания запасов нефти далеко не исчерпаны. Как показал проведенный нами анализ изученности строения соляных куполов, лишь 40% из них можно отнести к группе достаточно изученных.

Известно, что на соляных куполах выделяется несколько этажей продуктивности. Исторически сложилась известная геологам ситуация, когда поиски залежей углеводородов начинались с изучения надсводовых ловушек [1, 5]. Лишь в последние годы, в связи с расширившимися техническими возможностями, началось освоение на соляных куполах второго и третьего этажа продуктивности (рисунок 3).

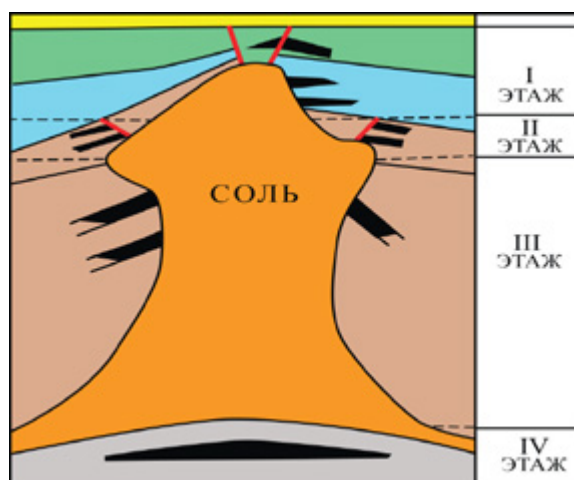


Рисунок 3 – Этажность размещения и этапность освоения залежей углеводородов на соляных куполах

Однако такими работами охватывается только часть разрабатываемых месторождений. Подобные работы на остальных месторождениях, а также на куполах, выведенных ранее из бурения после отрицательных результатов опейсирования присводов ловушек (кстати, не только Южной Эмбы), все еще ждут своего часа.

Заслуживают самого пристального внимания поиски подсолевых залежей нефти и газа на Южной Эмбе. Пока они сдерживаются большими глубинами подсолевых резервуаров. Но в наши дни техника и технология подолевого бурения существенно прогрессируют. Нужно уже сейчас позаботиться о подготовке фронта буровых работ на глубинах 6–7 км.

Следует отметить, что переход на изучение продуктивности более глубокозалегающих комплексов в принципе является одним из направлений прироста запасов во всем мире и хорошо оправдывает себя в Прикаспийской впадине, на Мангышлаке и считается наиболее перспективным в Южно-Торгайском бассейне [4, 6, 7].

В последнее время все громче звучит «крик души» акимов Актюбинской, Кызылординской и Восточно-Казахстанской областей о необходимости резкого усиления геологоразведочных работ на территориях этих областей с целью выявления новых месторождений. Особенно напряженная ситуация создалась в Южно-Эмбинском, Южно-Торгайском и Актюбиском регионах, где резко сокращается добыча в силу естественного ее падения на старых месторождениях. Если со стороны государства не будет оказана своевременно помощь для открытия залежей нефти и газа на новых объектах, то ситуация может приобрести нежелательную социально-политическую окраску.

Надо вспомнить добрые «сатпаевские времена», встретиться за одним столом руководителям отрасли и регионов, производственникам и ученым, обсудить состояние изученности этих регионов, оценить возможности и пути дальнейшего наращивания и освоения здесь запасов углеводородов. Фактически придется определить будущую судьбу этих значимых для страны регионов. В случае невысоких перспектив открытия новых месторождений и естественного замирания нефтегазодобывающей деятельности нужно уже сейчас оценить возможности развития здесь других производств и обеспечения людей новой работой.

Происходящий развал геологической службы практически привел к прекращению нефтепоисковых работ в новых регионах страны. Из-за этого мы еще не оценили возможности создания на севере, востоке и юге Казахстана новых районов нефтегазодобычи. В этом отношении показательной стала ситуация с Восточным Казахстаном, где имеется мощный индустриальный узел, требующий адекватной энергетической поддержки из других регионов.

Вместе с тем, в самом регионе в Зайсанской впадине имеется Сарыбулакское нефтегазовое месторождение с извлекаемыми запасами нефти промышленной категории свыше 10 млн т и запасами газа более 5,0 млрд м³. Юго-Восточнее месторождения Сарыбулак обнаружено крупное Кендырлыкское месторождение горючих сланцев. В связи с возросшим интересом нефтяников к добыче сланцевых нефтей и газов данный объект может быть в ближайшее время вовлечен в разработку. Его освоение вместе с месторождением Сарыбулак позволит создать на востоке Казахстана новый район нефтегазодобычи и обеспечить местным энергетическим

сырьем работающие здесь промышленные предприятия и жилищно-коммунальные службы. Настало время для проведения здесь за счет госбюджета дополнительных геологоразведочных работ, особенно, регионального арактера.

Именно такой конкретный подход к решению возникших проблем будет наилучшим ответом геологоразведчиков на поставленные Президентом страны Н.А. Назарбаевым задачи, изложенные в его послании народу Казахстана «Рост благосостояния казахстанцев: повышение качества жизни».

Вовлечение в геологоразведочный процесс большого количества недропользователей (только на углеводороды – свыше 150 компаний), работающих по своим индивидуальным программам, предусматривающим, за редким исключением, только разведку и разработку месторождений, существенным образом осложняет проведение научного анализа новых геолого-геофизических данных и внесение соответствующих корректив в намечаемые общереспубликанские планы региональных геологических исследований. В этой связи руководящему органу по изучению недр предстоит упростить доступ специализированных организаций и частных исследователей к новой информации, получаемой как за счет бюджета, как и в частных компаниях.

В последние годы среди государственных чиновников стало очень модным высказывание о том, что изучение недр надо проводить за счет иностранных инвестиций. По-нашему мнению, есть все основания усомниться в такой исходной позиции. Во-первых, иностранные инвесторы заинтересованы в освоении уже открытых месторождений, а не в их поисках. Во-вторых, иностранные инвестиции не являются спонсорским подарком, а требуют весьма дорогостоящего возмещения. Во многих случаях геологоразведочные работы дешевле проводить за счет госбюджета.

В этом отношении наиболее показательным примером использования в стране иностранных инвестиций является разработка наших месторождений-гигантов: Тенгиз, Карачаганак и Кашаган. Известно, что эти объекты из-за отсутствия финансовых средств, технических и технологических возможностей могли быть введены в разработку только с участием иностранных партнеров, за что все мы им благодарны. Иностранные операторы успешно внедрили передовой опыт организации работ на этих месторождениях, наладили эффективную добычу нефти, газа и других полезных ископаемых. В 2018 году на этих месторождениях добыто 54 млн т нефти, что составляет около 60% от общей добычи в стране. Если в будущем не изменится географическое расположение всех выявленных в Казахстане месторождений, доля добычи на этих гигантах может достичь 85–90%. При этом прогнозируется постепенное «вымирание» старых промыслов.

Наблюдаемый в Казахстане развал некогда мощной геологической службы затронул не только организационную структуру отрасли, но и в целом снизил социальную значимость труда геологов. В этом отношении наиболее показательным стало изменение отношения к истинным героям геологоразведки – первооткрывателям месторождений полезных ископаемых. Из принятого в октябре 1994 года Постановлением Кабинета Министров «Положения о первооткрывателях месторождений полезных ископаемых и государственных вознаграждениях за их

открытия» постепенно сокращались поощрительные меры и, наконец, был изъят пункт о материальном поощрении первооткрывателей.

Геологическая общественность полагала, что после многолетнего обсуждения и принятия «Кодекса о недрах и недропользовании» вопрос о первооткрывателях получит полное освещение, а сами «виновники торжества» снова начнут получать, согласно общему конституционному праву, материальное вознаграждение за свой интеллектуальный труд. К сожалению, в этом объемном документе не только отсутствует отдельный пункт о статусе первооткрывателей, но нет даже упоминания об этой категории исследователей недр.

Сейчас чисто условно можно говорить также и о самой «армии геологов», которая, вследствие развала единой геологической службы, из мощной консолидированной армады распалась на разрозненные «отряды партизанского типа», заботящиеся лишь о своих чисто корпоративных интересах. Их мало интересуют государственные проблемы.

Подобной меркантильной заинтересованности не избежало и бывшее руководство геологической отрасли. Сам председатель Комитета геологии и его заместители, руководство отдельных территориальных департаментов не только оказались втянутыми в коррупционные дела, но стали организаторами созданных ими преступных группировок, получавших взятки с предпринимателей за заключение с ними контрактов на недропользование.

Изложенный выше материал свидетельствует о весьма тревожном положении, в котором оказалась одна из ведущих отраслей Казахстана – геология с еще полностью не раскрытым потенциальным вкладом в развитие экономики страны.

Возникает естественный вопрос о том, кто же в сложившейся ситуации должен заботиться об интересах государства? Каким путем можно прекратить существующий хаос в геологоразведке?


По нашему мнению, единственно верным шагом по выходу из данной ситуации может быть только принятие решения о реструктуризации в целом управления геологической отраслью. Концептуально эта перестройка должна проводиться на трех уровнях.

Во-первых, необходимо создать отдельный самостоятельный государственный орган, способный осуществлять руководство всей работой по изучению и освоению недр. Этот орган с условным названием Министерство геологии и недропользования Республики Казахстан должен разрабатывать государственные программы исследования недр Республики Казахстан на перспективу, руководить их реализацией с учетом деятельности существующих многочисленных акционерных обществ и товариществ геологической ориентации. Фактически эти организации должны рассматриваться в качестве подрядчиков Министерства геологии в решении общей для Республики Казахстан задачи по расширению минерально-сырьевой базы страны. Только при таком тесном сотрудничестве новой госструктуры с уже имеющимися и создаваемыми в перспективе организациями можно будет добиться максимального экономического эффекта от государственно-частного предпринимательства в освоении сырьевых ресурсов страны.

Во-вторых, в аппарате Министерства геологии и недропользования наряду

с другими производственными и экономическими подразделениями необходимо создать департамент «Научно-исследовательских работ». Этот департамент должен наладить тесные творческие связи с существующими в стране научными учреждениями геологического профиля и воспользоваться их рекомендациями при решении собственно ведомственных задач. При этом департаменте следует образовать Общественный Научный Совет из ведущих специалистов «нефтегазового дела». Члены Совета практически будут внештатными консультантами руководства Министерства и регулярно (не менее одного раза в квартал) должны вместе с руководством Министерства обсуждать состояние дел в отрасли.

В-третьих, следует укрепить кадрами существующие территориальные департаменты, улучшить сбор и систематизацию геолого-геофизических данных, их перевод в цифровой формат и облегчить доступ к ним заинтересованным исследователям недр и организациям.

Эти и другие вопросы по расширению минерально-сырьевой базы страны уже несколько лет обсуждаются в разных кругах специалистами и в печати [8–11]. Настало время серьезного их рассмотрения на государственном уровне. От проведения оперативной реорганизации управления геологической отраслью и придания этому штабу по изучению и освоению недр более высокого статуса зависит устранение отмеченных выше и других недостатков, препятствующих открытию в Казахстане новых месторождений полезных ископаемых. 

ЛИТЕРАТУРА

- 1 Аккулов А.А., Семенович В.В., Турков О.С. Типы ловушек надсолевого комплекса Прикаспийской впадины и их нефтегазоносность // Геология нефти и газа. – 1994. – № 9. – С. 7–12. [Akkulov A.A., Semenovich V.V., Turkov O.S. Types of traps of the TRANS-salt complex of the Caspian depression and their oil and gas potential // *Geologiya nefiti i gaza*. – 1994. – № 9. – P. 7–12.]
- 2 Акчулаков У.А. Новая ресурсная база углеводородов Республики Казахстан и пути возможной их реализации // Нефтегазоносные бассейны Казахстана и перспективы их освоения. – 2015. – С. 21–30. [Akchulakov U. A. New resource base of hydrocarbons of the Republic of Kazakhstan and ways of their possible realization // *Oil and Gas basins of Kazakhstan and prospects of their development*. – 2015. – P. 21–30.]
- 3 Акчулаков У.А., Жолтаев Г.Ж., Куандыков Б.М., Исказиев К.О., Ескожа Б.А. Прогноз перспектив нефтегазоносности осадочных бассейнов Казахстана на основе геологических моделей их строения // Науки о Земле в Казахстане. – 2016. – С. 294–316. [Akchulakov U. A., Zholtayev G. Z., Kuandykov B. M., Deputy of Chairman of Board K. O., B. A. Escoja Forecast of petroleum potential of sedimentary basins of Kazakhstan on the basis of geological models of their structure // *of Earth Science in Kazakhstan*. – Almaty. In 2016. – Pp. 294–316.]
- 4 Антипов М.П., Быкадоров В.А., Волож Ю.А., Куандыков Б.М. Палеозойские отложения Южно-Тургайской впадины; стратиграфический диапазон и условия формирования в связи с нефтегазоносностью // Нефтегазоносные бассейны Казахстана и перспективы их освоения. – 2015. – С. 375–384. [Antipov M. P., Bykadorov V. A., Volozh Yu. A., Kuandykov B. M. Paleozoic deposits of the South Turgay depression; stratigraphic range and conditions of formation in connection with oil and gas potential // *oil and Gas basins of Kazakhstan and prospects of their development*. – 2015. – P. 375–384.]

- 5 Бондарчук Г.К., Нсанов Т.И., Саввин В.А., Турков О.С. Основные закономерности размещения и условия формирования месторождений нефти и газа в надсолевых отложениях Прикаспийской впадины // Происхождение нефти и газа и закономерности образования и размещения их залежей. Львов. – 1977. – С. 214–215. [Bondarchuk, G. K., Sanow T. I., Savvin, V. A., Turkov O. S. the Basic patterns of distribution and conditions of formation of oil and gas fields in post-salt sediments of the Caspian depression // the Origin of oil and gas and laws of formation and placing of their deposits. Lvov. – 1977. – P. 214–215.]
- 6 Крупин А.А., Коньсов Н.К. Перспективы нефтегазности триасового и палеозойского комплексов Мангышлакского осадочного бассейна // Науки о Земле в Казахстане. – Алматы. – 2016. – С. 377–390. [Krupin A.A., Konysov N. K. Prospects of oil and gas content of Triassic and Paleozoic complexes of Mangyshlak sedimentary basin // earth Science in Kazakhstan. – Almaty. – 2016. – P. 377–390.]
- 7 Оздоев С.М., Парагульгов Х.Х., Парагульгов Т.Х., Фазылов Е.М., Приходько Д.Е., Мусина Э.С. Закономерности размещения нефтяных и газовых месторождений Южно-Торгайского бассейна – Науки о Земле в Казахстане. – Алматы. – 2016. – С. 354–366. [Ozdоеv, S. M., Paragulgov H. H., Paragulgov H. T., Fazylov M. E., Prikhodko, D. E., Musin E. S. distribution patterns of oil and gas fields in the South Torgai basin – Earth Science in Kazakhstan. – Almaty. – 2016. – P. 354–366.]
- 8 Турков О.С. Проблемы развития геологоразведки // Нефть и газ. – 2010. – № 4. – С. 140–144. [Turkov O.S. Problems of exploration development // Neft i Gaz. – 2010. – № 4. – P. 140–144.]
- 9 Турков О.С. Как повысить эффективность управления недропользованием // Нефть и газ. – 2010. – № 5. – С. 73–91. [Turkov O. S. How to improve the efficiency of subsoil management // Neft i Gaz. – 2010. – № 5. – Pp. 73–91.]
- 10 Турков О.С. Каспийский регион – идеальный полигон для решения проблем генезиса нефти и газа // Нефтегазоносные бассейны Казахстана и перспективы их освоения. Алматы. – 2015. – С. 37–44. [Turkov O.S. The Caspian region is an ideal ground for solving problems of oil and gas Genesis // Oil and Gas basins of Kazakhstan and prospects of their development. Almaty. – 2015. – P. 37–44.]
- 11 Турков О.С. О концепции реорганизации геологической службы в Республике Казахстан // Нефть и газ. – 2016. – № 2. – С. 35–45. [Turkov O. S. On the concept of reorganization of the geological survey in the Republic of Kazakhstan // Neft i Gaz. – 2016. – № 2. – P. 35–45.]

УДК 622.32

СПОСОБ ГЕРМЕТИЗАЦИИ ПОКРЫВАЮЩЕГО СЛОЯ ПРОДУКТИВНЫХ НЕФТЕГАЗОВЫХ РЕЗЕРВУАРОВ



А.И. БАЖАЛ¹,
академик
Украинской нефтегазовой академии,
главный научный консультант



А.М. БАРАК^{1*},
президент
GALEX Energy Corporation
Houston, USA



М.С. ТРОХИМЕНКО^{2}**,
академический советник
Национальной инженерной академии РК



Н.К. НАДИРОВ²,
академик Национальной
академии наук РК

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

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

¹Galex Energy Corporation,
3033 Chimney Rock Road, Suite 605, Houston, TX, 77056, USA
www.galexenergy.com

²Национальная инженерная академия Республики Казахстан,
Республика Казахстан, 050010, г. Алматы, ул. Богенбай батыра, 80

Для аккумуляции и сохранения углеводородов в локальных природных резервуарах, а также для сохранности газовых хранилищ важнейшим элементом является надежный покровный слой (покрышка). На более-менее значительных глубинах локальные природные резервуары хранят жидкие и газообразные углеводороды. Однако, в близповерхностном залегании надсводовые локальные ловушки, несмотря на масштабное накопление жидких углеводородов, в большинстве случаев содержат нефтебитуминозные породы, природные битумы, тяжелые, высоковязкие и ультра-вязкие нефти. Освоение этого углеводородного сырья традиционными скважинными методами нерентабельно, зачастую практически невозможно. Показан наиболее вероятный механизм деградации покрышек. Приведены наглядные примеры залежей, разрушенных из-за потери герметичности покрышек, в солянкупольной области Северного Прикаспия и Мангистауском регионе.

Для освоения проблемных залежей битуминозных песков и тяжелых высоковязких нефтей авторы А.И. Бажал и А.М. Барак создали инновационную технологию. Надежная герметичность нефтяных и газовых резервуаров осуществляется путем нагнетания предварительного и основного химически активных растворов в определенном состоянии в заданном режиме в заданную зону верхнего покрывающего слоя. При этом обеспечивается повышение продуктивности добычи углеводородов без негативного влияния на проницаемость продуктивного пласта.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: надсодовая ловушка, газовое хранилище, механизм деградации покрышек, потеря пластовой энергии, нефтебитуминозные породы, природные битумы, тяжелые и высоковязкие нефти, инновационная технология, предварительный и основной химически активные растворы, техногенная герметизация покрышек.

ӨНІМДІ МҰНАЙ-ГАЗ РЕЗЕРВУАРЛАРЫНЫҢ ЖАБЫН ҚАБАТЫН САҢЫЛАУСЫЗДАНДЫРУ ТӘСІЛІ

А.И. БАЖАЛ¹, Украина мұнай-газ академиясының академигі, Бас Ғылыми Кеңесші

А.М. БАРАК¹, President, Galex Energy Corporation

М.С. ТРОХИМЕНКО², академиялық кеңесшісі

Н.К. НӘДІРОВ², Қазақстан Республикасының Ұлттық инженерлік академиясының академигі

¹Galex Energy Corporation,
3033 Chimney Rock Road, Suite 605, Houston, TX, 77056, USA,
www.galexenergy.com

²Қазақстан Республикасының Ұлттық инженерлік академия,
Қазақстан Республикасы, 050010, Алматы қ., Бөгенбай батыр көш., 80

Жергілікті табиғи резервуарларда көмірсутегіні жинақтау және сақтау үшін, сондай-ақ газ сақтау қоймаларының қауіпсіздігі үшін аса маңызды элемент – берік жабын қабат (қақпақ). Сұйық және газ тәрізді көмірсутектер жергілікті табиғи резервуарларда, азды-көпті тереңдіктерде сақталады. Алайда, су бетіне жақын орналасқан күмбез-үсті тәрізді жергілікті тұтқыштар, сұйық көмірсутектердің кең көлемді жиналуына қара-

мастан, көбінесе мұнай-битумды жыныстарға, табиғи битумға, ауыр, жоғары тұтқыр және ультра-тұтқыр мұнайларға бай болады. Осы көмірсутекті шикізатты дәстүрлі әдістермен өңдеу тиімсіз, жиі іс жүзінде мүмкін емес. Қақпақ тозуының ең ықтимал механизмі көрсетілген. Солтүстік Каспийдің Солянкуполь аймағы мен Маңғыстау облысында қақпақ санылаусыздығын жоғалтуына байланысты жойылған кен орындарының көрнекі мысалдары келтірілген.

Күрделі Битумды құмдар және аса ауыр тұтқыр майлардың кен орындарын игеру үшін авторлар А.И. Бажал и А.М. Барак инновациялық технологияны ойлап тапты. Мұнай мен газ резервуарларын санылаусыздандыру үстіңгі жабын қабаттың белгілі бір аймағында қосалқы және басты химиялық белсенді ерітінділерді алдын-ала берілген жүйеге сай күшейту барысында жүзеге асырылады. Осыған орай өнімділік қабаттың өткізгіштігіне кері әсер тимейді, оған қоса көмірсутегінің өндірілуі арта түседі.

НЕГІЗГІ СӨЗДЕР: күмбез-үсті тұтқыш, газ қоймасы, қақпақтардың тозу механизмі, қойнауқаттық энергияның жоғалуы, мұнай-битумды жыныстар, табиғи битумдар, ауыр және жоғары тұтқыр мұнайлар, инновациялық технология, алғашқы және негізгі химиялық белсенді ерітінділер, қақпақты техногенді жолмен санылаусыздандыру.

THE METHOD OF SEALING THE COATING OF PRODUCTIVE OIL AND GAS RESERVOIRS

A.I. BAJAL¹, academician of the Ukrainian oil and gas Academy, chief scientific adviser

A.M. BARAK¹, President, Galex Energy Corporation

M.S. TROKHIMENKO², Academic counselor

N.K. NADIROV², academician of National Engineering Academy

¹Galex Energy Corporation,
3033 Chimney Rock Road, Suite 605, Houston, TX, 77056, USA,
www.galexenergy.com

²National Engineering Academy of Kazakhstan,
80, Bogenbai batyr str., Almaty, Republic of Kazakhstan, 050010

For the accumulation and preservation of hydrocarbons in local natural reservoirs, as well as for the safety of gas storage, the most important element is a reliable cover layer (cap rock). On a more or less considerable depths of the local natural reservoirs to store liquid and gaseous hydrocarbons. However, in the subsurface occurrence over the arch local traps, despite the large-scale accumulation of liquid hydrocarbons, in most cases contain oil sands, natural bitumen, heavy, high viscosity and ultra-viscous oil. The development of this hydrocarbon raw material by traditional well methods is unprofitable, often almost impossible. The most probable mechanism of degradation of tires is shown. Illustrative examples of deposits destroyed due to the loss of tightness of tires in the salt dome region of the Northern Caspian and Mangystau region are given.

For the development of problem deposits of bituminous Sands and heavy high-viscosity oils, the authors Dr. A.I. Bazhal and Mr. A.M. Barak created an innovative technology. Reliable tightness of oil and gas tanks is carried out by pumping the preliminary and basic chemically active solutions in a certain state in a given mode in a given zone of the upper coating layer. This ensures an increase in the productivity of hydrocarbon production without a negative impact on the permeability of the productive formation.

KEY WORDS: trap over the arch, gas storage, the mechanism of degradation of the coating layer, loss of formation energy, oil sands, natural bitumen, heavy high-viscosity oil, innovative technology, preliminary and basic chemically active solution, technogenic sealing of the coating layer.

ВВЕДЕНИЕ: ФЛЮИДОУПОРЫ (ПОКРЫШКИ)

Несколько азбучных истин. Очевидно, что скопления нефти и газа в коллекторах не могут существовать, если они не ограничены слабопроницаемыми породами, которые объединяются общим термином – «покрышки» («флюидупоры»), которые препятствуют рассеиванию углеводородов и, соответственно, разрушению их скоплений. К флюидупорам (покрышки, покрывающие слои) относятся плохопроницаемые породы, перекрывающие нефтяные и газовые залежи: глины, глинистые мергели, некоторые известняки, соли, гипсы, ангидриты и другие разности горных пород. Наиболее широким распространением пользуются глинистые покрышки. Надежным экраном является каменная соль. Однако абсолютно непроницаемых покрышек для нефти и газа в природе не существует. На основе экспериментальных работ установлено, что глинистая покрышка удерживает только такую залежь, избыточное давление в которой меньше перепада давлений, обуславливающего начало фильтрации флюидов сквозь эту покрышку.

Наиболее используемой в практической работе является классификация флюидупоров по их экранирующей способности (таблица 1). Автор этой классификации А.А. Ханин проанализировал экранирующие способности огромного количества различных образцов пород и на основании статистических данных классифицировал их по максимальной величине диаметра пор, абсолютной проницаемости (по газу), также по численным значениям давления прорыва газа через породу, насыщенную керосином. Классификация этого исследователя является одной из наиболее объективных.

Таблица 1 – Классификация флюидупорных свойств пород-покрышек (по А.А. Ханину, 1969)

Группа	Экранирующая способность	Абсолютная проницаемость по газу, мД/ат	Давление прорыва газа. м ² /МПа
1.	Весьма высокая	10 ⁻⁶ мД/120ат	<10 ¹⁷ м ² /12 МПа
2.	Высокая	10 ⁻⁶ мД 80ат	10 ⁻²⁰ м ² /8 МПа
3.	Средняя	10 ⁻⁴ мД/55ат	10 ⁻¹⁹ М ² /5.5 МПа
4.	Пониженная	10 ⁻³ мД/33ат	ЮТ 8 м ² 3.3 МПа
5.	Низкая	10 ⁻² мД/<5 ат	10 ⁻¹⁴ М ² /<0,5 МПа

По площади распространения покрышки делятся (по Э.А. Бакирову) на: *региональные, субрегиональные, зональные, локальные*. Традиционно в солянокупольной области Прикаспийской впадины и Мангистауском регионе принято считать: неомкомский ярус – региональный флюидупор; верхняя юра, аптские глины, мел-мергельные породы верхнего мела и глины палеогена – это зональные флюидупоры; локальными флюидупорами могут служить глины средней юры, нижнего альба, сеномана.

ПРИЧИНЫ И ПОСЛЕДСТВИЯ НАРУШЕНИЯ ГЕРМЕТИЧНОСТИ ПОКРЫШЕК

В большинстве нефтегазоносных бассейнов Мира на суше в продуктивных локальных резервуарах (ловушках) углеводородное сырье представлено тяжелыми высоковязкими нефтями, природными битумами и нефтебитуминозными породами. Все эти типы сырья являются продуктами деградации нормальных жидких углеводородов.

В Каспийском регионе месторождения/залежи тяжелых вязких и высоковязких нефтей распространены в Прикаспийской и Мангыстау-Устюртской нефтегазоносной провинции. Скопления тяжелых нефтей приурочены, в основном, к нижнемеловому комплексу; часто встречаются в средней юре; выявлены также в триасовых отложениях.

В солянокупольной области Прикаспийской впадины месторождения только тяжелых нефтей (часто совместно с залежами природных битумов и нефтебитуминозных пород) приурочены, чаще всего, к сводовым участкам соляных куполов (Кокжиде, Кумсай, Мортук, Королевское и др.). Не менее 40 месторождений нормальных нефтей содержат в меловых и юрских отложениях залежи тяжелых высоковязких нефтей.

На Бозашинском своде залежи тяжелых и сверхтяжелых нефтей разрабатываются на объектах уникальной Бузачинской группы месторождений (Каражанбас, Каражанбас Северный, Бузачи Северные). В пределах Тюбкараганской мегантиклинали известны месторождения тяжелых нефтей и природных битумов – Тобеджик и Жангурши.

Приведенные выше в качестве примера краткие фактические данные о месторождениях Западного Казахстана основаны на многолетних исследованиях закономерностей распространения, формирования и проблем с освоением тяжелых нефтей и природных битумов в Западном Казахстане [1–6 и др.]. Анализ обширных материалов позволяет ретроспективно оценить нынешние реалии в некотором отрезке геологического времени.

Представляется очевидным, что на первом этапе в локальных ловушках происходила аккумуляция и сохранение углеводородов в виде легкой нефти и газа. В последующее геологическое время в локальных резервуарах, надо полагать, происходило нечто деструктивное со всеми вытекающими последствиями для скоплений углеводородов. Принято считать установленным, что основная деструктивная причина – это потеря экранирующих свойств покровным слоем продуктивных ловушек.

Согласно выполненным различными авторами многочисленным исследованиям, обобщенные результаты которых закреплены в учебных пособиях, к факторам, снижающим экранирующие свойства пород-флюидоупоров, прежде всего, относятся: *трещиноватость, неоднородность, малая мощность и большая глубина залегания*. И второе: существует три пути перетока флюидов через покрывку: *фильтрация по поровому пространству; по тектоническим нарушениям; диффузия*.

В изученных нами регионах «*фильтрация по поровому пространству*» имеет место быть, когда локальная структура положительно выделилась в рельефе, оказа-

лась в зоне активных эрозионно-денудационных процессов, при этом была срезана сводовая часть ловушки, а нефтегазоносные пласты выведены на поверхность.

Перетоки углеводородов из залежей «по тектоническим нарушениям» – это широко распространенное явление в юрско-меловых отложениях Каспийского региона. При этом в зависимости от масштабов, количества, плотности на площади и динамики дизъюнктивных нарушений, происходит либо расформирование углеводородной залежи (массовый переток), либо деградация залежи (утечка в первую очередь газов и легких фракций нефти).

Возможен уход углеводородов и за счет «диффузии», поскольку величина некоторых молекул значительно меньше размера пор в породах-экранах. Из-за широкого литологического, минерального, структурного разнообразия и слабой в этом плане изученности глинистых покрышек, наиболее часто встречаемых в мезозойском комплексе изученных регионов, пожалуй, не только количественная, но и качественная оценка масштабов диффузии углеводородов затруднительна. Наше представление: *диффузия* не является настолько важной причиной деградации нормальных углеводородных скоплений, чтобы реализовались залежи нетрадиционного углеводородного сырья.

Таким образом, появление путей утечки углеводородов через покрышку, после их аккумуляции и сохранения, предопределено, в основном, продолжающимся формированием и/или переформированием локальных резервуаров (ловушек).

Без особого внимания, просто как данность, на многих месторождениях Западного Казахстана отмечается, что масштабы деградации (ухудшения) экранирующих свойств покрышек, которые первоначально хорошо справлялись с сохранением скоплений легкой насыщенной газом нефти, закономерно увеличиваются снизу-вверх. И, в соответствии с этой закономерностью, происходит чередование в залежах типов углеводородного сырья снизу-вверх: ***тяжелая высоковязкая нефть – природный битум – нефтебитуминозная порода.***

Эта закономерность обусловлена спецификой формирования надсводовых локальных резервуаров (ловушек) (рисунки 1–4).

На рисунке 1 представлена принципиальная геологическая модель соляного купола Молдабек Северный. Юго-Восточное опущенное крыло купола – это складка обратного волочения, к которой приурочены залежи нефти и газа в юре и мелу. Плотность нефтей возрастает снизу-вверх от 0,8789–0,8942 г/см³ в юре до 0,8922–0,9260 г/см³ в нижнем мелу.

В процессе формирования складки обратного волочения создавались растягивающие напряжения, увеличивающиеся от поверхности соляного ядра до тощи верхнего мела, включительно (см. рисунок 2). Тектонические напряжения такого рода формируют антитетические и синтетические сбросы различной амплитуды, микросбросы и трещины. Естественно, деструкция покрышек увеличивается снизу-вверх. В этом направлении возрастает деградация углеводородов уже в относительно обособленных залежах.

На рисунке 3 представлена модель Северо-Бузачинской антиклинальной складки, к которой приурочено газонефтяное месторождение Бузачи Северные. Антиклинальная складка штампового типа осложнена Северо-Бузачинским разломом (F-1)

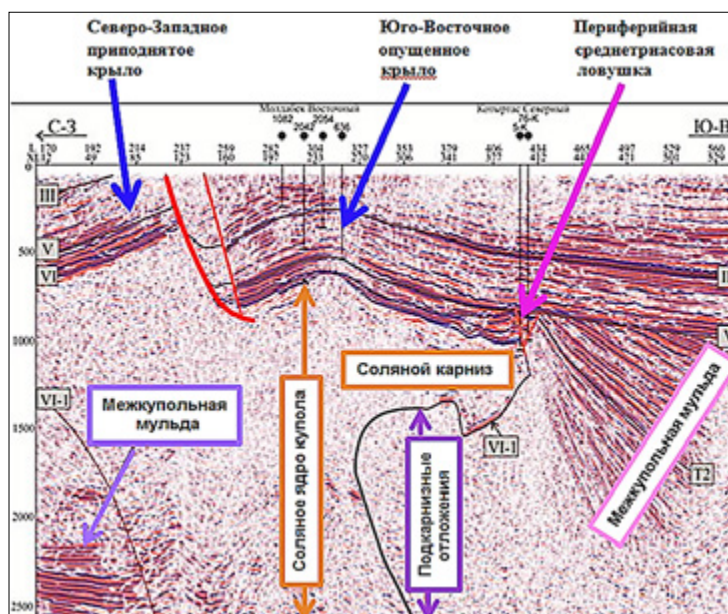


Рисунок 1 – Соляной купол Молдабек Северный (месторождение Кенбай). Геологическая модель, по [3] (с изменениями)

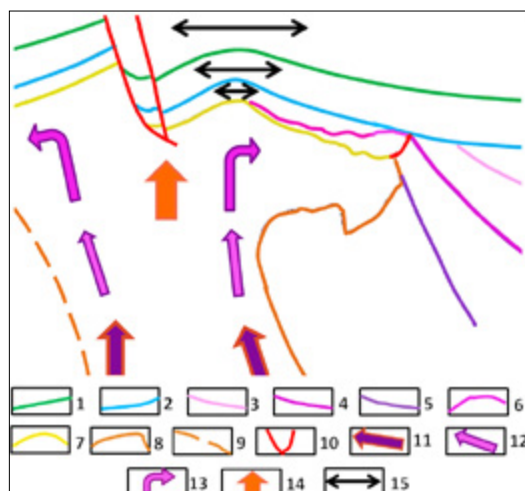


Рисунок 2 – Соляной купол Молдабек Северный (месторождение Кенбай). Схема палеонапряжений, формирующих структурную форму Юго-Восточного крыла, (на основе геологической модели, см. рисунок 1)

1–5 – границы: 1 – нижнего мела, 2 – нижней юры, 3 – верхнего триаса, 4 – среднего триаса, 5 – верхней части нижнего триаса; 6 – кровля среднетриасовой ловушки; 7 – свод соляного ядра; 8–9 – границы подкарнизных отложений; 10 – дизъюнктивные нарушения; 11–14 – направление течения соли: 11 – в период поздняя пермь—конец раннего триаса, 12 – в конце раннего триаса, среднем и позднем триасе, 13 – формирующего карниз; 14 – в постмеловое время (палеоген); 15 – палеонапряжения, обусловленные формированием опущенного крыла купола

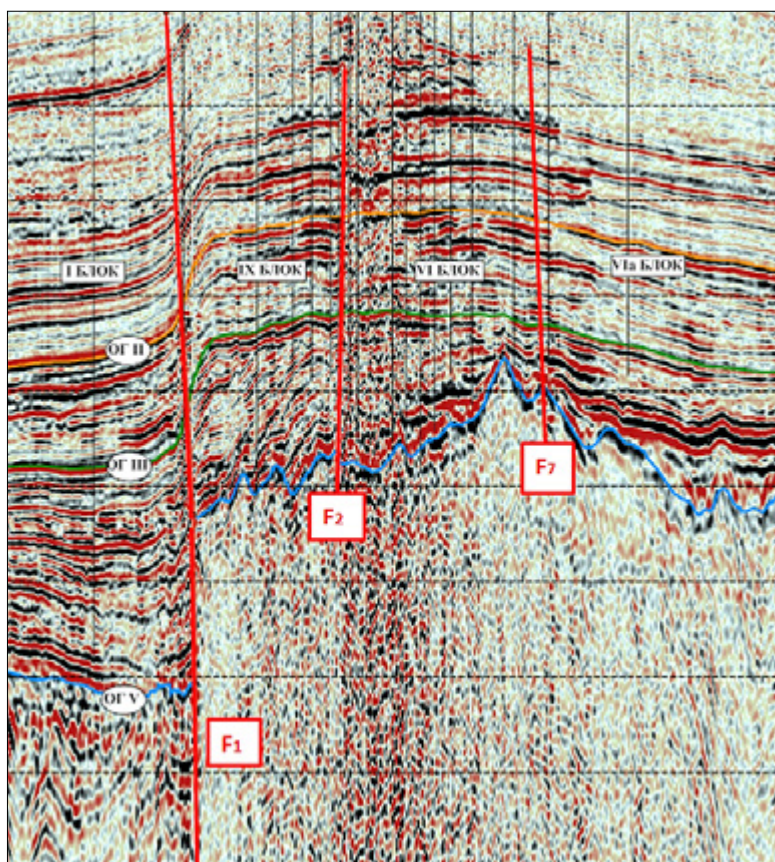


Рисунок 3 – Бузачи Северные. Структурно-тектоническая модель
(по Л.Р. Белько и др., 2013, с изменениями) [3]
(отношение горизонтального масштаба к вертикальному 1/10).

– вероятный канал миграции углеводородов. Сводовая часть складки нарушена сбросами различной амплитуды.

Нефтегазовые залежи выявлены в средней юре и неокоме. Покрышки: региональная – глинистые пласты неокома; зональная – глинистая толща апта; локальные – прослои неомских глин. Плотность нефти юрских горизонтов, в среднем, – $0,940 \text{ г/см}^3$. Нефть меловых пластов – битуминозная, максимальная плотность – $0,950 \text{ г/см}^3$.

На *рисунке 4* стрелками показана ориентация палеонапряжений, которые сопровождали формирование антиклинальной структуры. Складка пологая, следовательно, нарушенность покрышек не приводит к широкомасштабным утечкам, а периодически может залечиваться. Это объясняет сочетание тяжелых нефтей с газонасыщенностью и газовыми шапками.

Акшоки – это типичный пример месторождения углеводородов, деградировавших в залежи нефтебитуминозных пород (*рисунк 5*). Горизонт **М**, выявленный единичными скважинами в нижнем-среднем альбе под пачкой глин толщиной 25 м, представлен песками, насыщенными природным битумом.

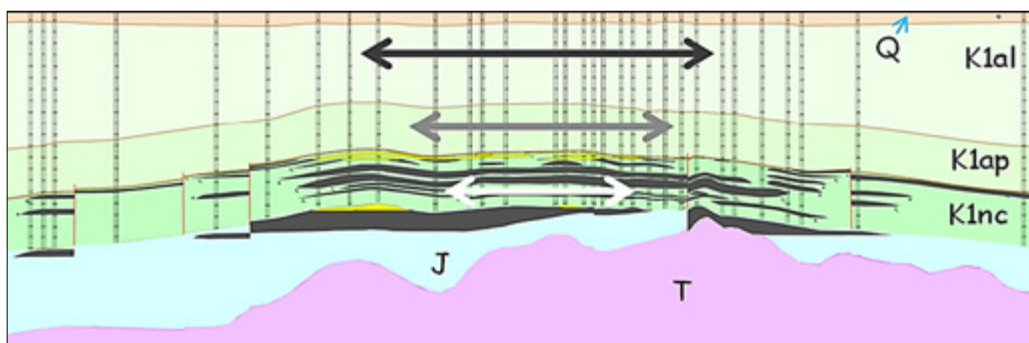


Рисунок 4 – Бузачи Северные. Фрагмент геологического профиля (по Л.Р. Белько и др., 2013, с изменениями) [3]

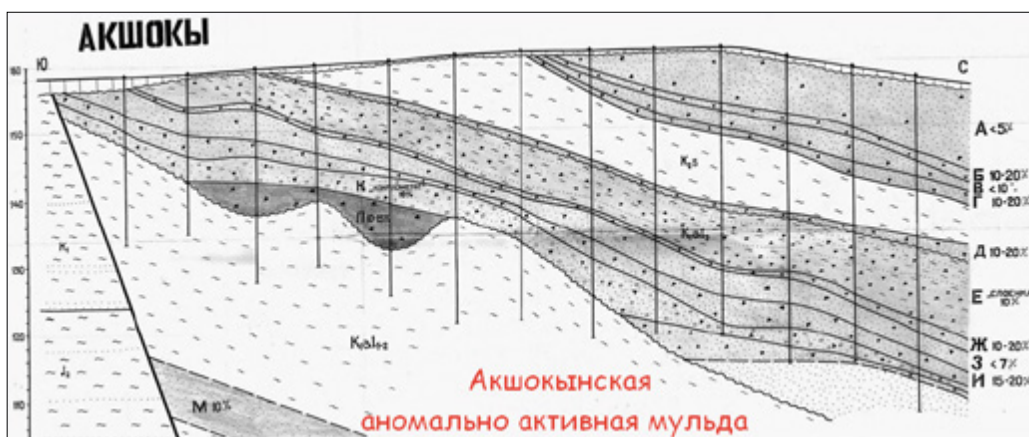


Рисунок 5 – Месторождение нефтебитуминозных пород Акшоки. Геолого-литологический профиль (составил М.С. Трохименко, 1987)
А, Б, В..... М – продуктивные горизонты; содержание битума (%)

Аналогом Акшоки на Тюбкараганской мегантиклинали является месторождение нефтебитуминозных пород Тобеджик (см. рисунок 8 в нашей публикации [4]).

Идеальным примером для наглядной иллюстрации причин и последствий разгерметизации резервуаров, бывшими в прошлом хранителями газообразных и жидких углеводородов, может служить уникальное месторождение Мортук (рисунки 6 и 7).

Три залежи углеводородного сырья приурочены к надсводовой ловушке соляного купола Мортук: **залежь I** (нефтебитуминозные породы) – в самой верхней части альбского яруса; **залежь II** (природные битумы) приурочена к подошве апта и кровле баррема; **залежь III** (тяжелые нефти) – в верхней части средней юры.

Покрывающими слоями изначально были: для юрской залежи – глины неокома (ПС-К_{1п}); для апт-барремской – глины апта (ПС-К_{1а}); для альбской залежи – глины и глинистые мергели верхнего мела (ПС-К_{2т-ср}) (см. рисунок 7).

Формирование месторождения на самой начальной стадии происходило, ве-

роятней всего, без заметной деградации углеводородов. При этом две ветви надсводового грабена, осложняющие локальную ловушку, ограничены плоскостями сбросов, которые на раннем этапе могли служить путями перетоков углеводородов.

В процессе дальнейшего формирования и/или переформирования надсводового резервуара растягивающие напряжения привели к образованию в покрывающих слоях глин малоамплитудных сбросов, трещин, локальных ослабленных зон. Через деструктурированные покрывки произошли утечки углеводородных газов и легких фракций нефтей.

Доказательством такого «сценария» могут послужить наблюдения в овраге Курсай, местоположение показано на *рисунке 6*. Здесь обнажены туронские мергелистые глины с прослоями мела, залегающие над битумными песками альба.

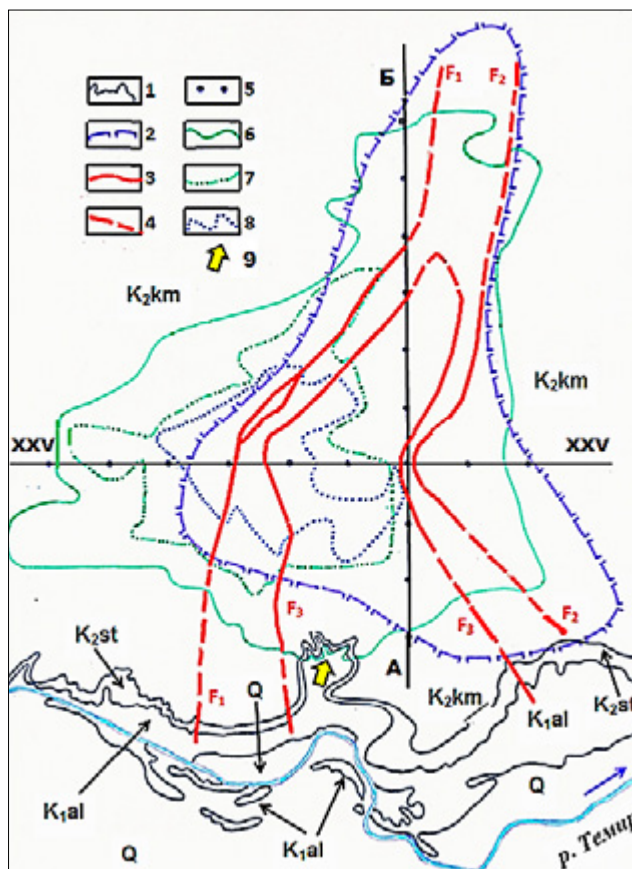


Рисунок 6 – Месторождение Муртук. Геологическая карта.

Структурно-тектоническая модель (по Г.М. Савченко и М.С. Трохименко, 1994).

1 – геологические границы; 2 – граница апикальной части соляного ядра купола; дизъюнктивные нарушения: 3 – достоверные, 4 – предполагаемые; 5 – поисковые и разведочные скважины; 6–8 – контуры залежей: 6 – I, нефтебитуминозные породы, 7 – II, природные битумы, 8 – III, тяжелые нефти; 9 – стрелка, указывающая на выходы нефтебитуминозных пород в овраге Курсай. Линии А-Б и XXV-XXV – геологические профильные пересечения (*рисунок 7*)

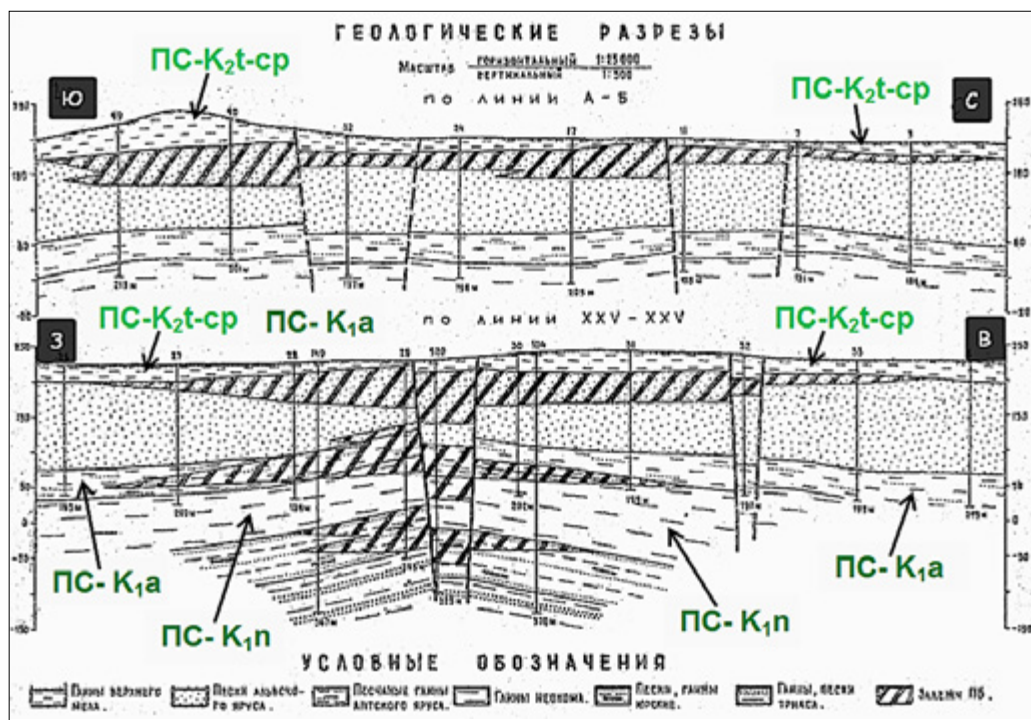


Рисунок 7 – Мортук. Геологические разрезы по линиям А-В и XXV-XXV (см. рисунок 6) (по Г.М. Савченко и М.С. Трохименко, 1994, с изменениями)

В отложениях турона отмечены узкие субвертикальные прерывистые трещины, заполненные темно-коричневым битумом.

Жангурши – месторождение тяжелых высоковязких нефтей и неизученное проявление природных битумов приурочено к Юго-Западному приподнятому крылу одноименной антиклинальной складки (рисунок 8). Неомская залежь тяжелой нефти с разгерметизированной покрывкой аптских глин, две залежи тяжелой нефти в альбе с негерметичными локальными покрывками; четыре пласта битумных песков – это единый объект для комплексного освоения. Месторождения деградированных углеводородов Жангурши и Тобеджик, а также проявления природных битумов Западный Каратам и Бельтуран в пределах Тюбкараганской мегаструктуры сформировались по универсальному «сценарию», примеры которого приведены выше.

ПОСТАНОВКА ПРОБЛЕМЫ

Авторы статьи (А.И. Бажал и А.М. Барак) также столкнулись с этой проблемой в связи с разработкой технологии **S-BTF** для добычи нефти из природных резервуаров, не обладавших энергией, либо утратившей ее.

На месторождении Wardlaw в южной части Пермского бассейна (США, штат Техас) нефть залегает на глубине 70 м от поверхности. Покрывающий пласт представлен заглинизированными известняками и доломитами. Предшествующим

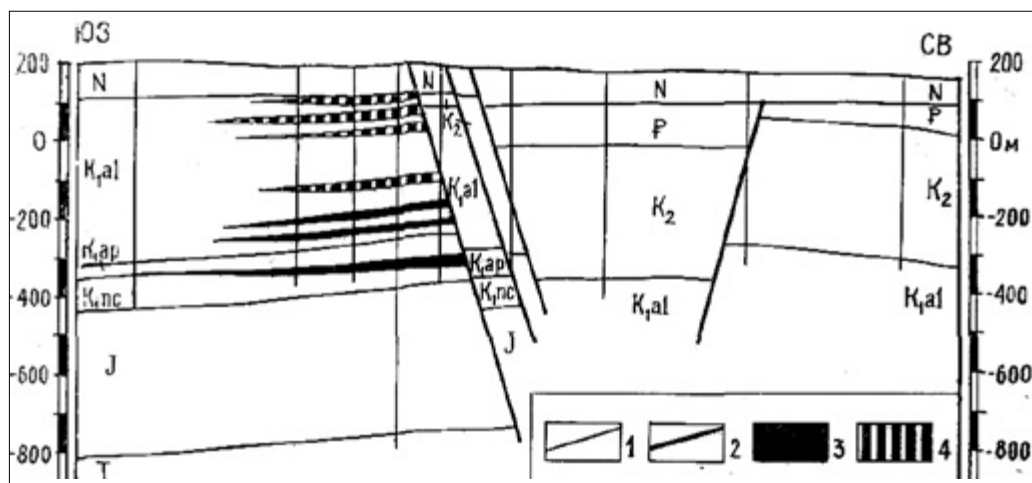


Рисунок 8 – Жангурши. Геологический разрез
(по данным В.П. Токарева, В.В. Нечаева А.М. Нурманова), [2].

1 – стратиграфические границы; 2 – дизъюнктивные нарушения; 3–4 – горизонты, содержащие: 3 – тяжелую высоковязкую нефть, 4 – вязко-жидкий битум

оператором, по умолчанию, было сделано ошибочное допущение, что покрывающий слой обеспечивает герметизацию резервуара. Многочисленные природные сигналы, свидетельствующие об обратном, были, по беспечности, не «услышаны» и не приняты в расчет.

Потому, достигнув главных целей технологии **S-BTF**, т. е., создание механизма образования новой энергии в пласте, оптимизацию фильтрационных свойств нефтесодержащей породы и обеспечение мобильности нефти в пласте, обнаружили, что ожидаемые дебиты нефти по добычным скважинам, превышающие базовые в сотни раз, достигались только при прохождении фронта активации в непосредственной близости от скважин. В иных случаях оставались только косвенные признаки активации, такие как нагрев устьев скважин до температур выше 80°C, обильный углеводородный газ в затрубном пространстве. При этом давление на устье скважин в большей части не возникало. Было сделано предположение, которое впоследствии подтвердилось, о том, что покрывающий слой не обеспечивает герметизации нефтяного пласта. В результате активации образуется достаточно большое количество углеводородного газа, обладающего большой проникающей способностью и находящегося локально, в зоне фронта активации, под аномально высоким давлением. Хрупкий и дезинтегрированный вблизи скважин известняк, слагающий основную массу покрывающего слоя, не способен препятствовать проникновению через него газа. Таким образом, созданный технологической активацией упругий режим разряжается из-за негерметичности покрывки в атмосферу.

В ряде случаев битуминозная часть залежи может играть изолирующую роль для более углубленных частей резервуара. В этом случае нефти нижних отделов структуры могут быть более легкими, мобильными и обладающими газовым фак-

тором, дающим возможность частичной и краткосрочной эксплуатации таких залежей. При активации этих продуктивных пластов битумная покрышка, естественно, превращается в товарную продукцию, а экранируемые ею углеводороды теряют драйв и становятся неизвлекаемыми.

Нет сомнения, что рассчитывать в этих случаях на достижение адекватных значений нефтеизвлечения или темпов выработки запасов при применении общедоступных технологий повышения пластового давления не приходится. В то же время применение инновационных технологий из коллекции Galex Energy Corporation также теряет свою высокую, по умолчанию, технологичность и эффективность.

Так оформилась архиважная сугубо практическая задача – решить проблему восстановления герметичности прохудившихся покрышек для освоения залежей углеводородного сырья, потерявших частично или полностью шанс успешной разработки.

СПОСОБ ГЕРМЕТИЗАЦИИ ПОКРЫВАЮЩЕГО СЛОЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ РЕЗЕРВУАРОВ

Принципиально необходимая полезная модель для решения поставленной проблемы относится к нефтегазовой промышленности, а именно к герметизации покрышек продуктивных резервуаров.

В процессе разработки нефтегазовых залежей приходится сталкиваться с разгерметизированными покрывающими слоями продуктивных резервуаров, что может быть обусловлено как тектоническими и/или денудационно-эрозионными процессами в геологическом прошлом, так и современными техногенными причинами. То есть, при скважинной добыче углеводородов нарушение герметичности покрышек происходит, как правило, в зоне депрессионных воронок вокруг скважин, где появляются растягивающие напряжения, образуя новые трещины и раскрывая старые запечатанные. В негерметичных нефтегазовых резервуарах невозможно создать градиенты давления в пласте и обеспечить дренирование углеводородов в межскважинном пространстве. В этих резервуарах отсутствует пластовое давление и его невозможно создать техногенными методами, следовательно, углеводороды в таких резервуарах недобываемые.

Особенно сложная ситуация возникает при потере герметичности подземных газовых хранилищ. Например, в одном из отслеженных газовых резервуаров-хранилищ за 30 лет в атмосферу было выброшено 1,5 млрд кубометров природного газа.

Кроме того при возникновении разгерметизации покрывающих слоев продуктивных резервуаров возможны межпластовые перетоки флюида залежей месторождения (в первую очередь природного газа как наименее вязкого углеводорода), а также возможны аварийные или катастрофические выбросы из земных недр. А эта проблема, неизбежно, экологическая, ибо в воздушной среде нет биохимических компонентов утилизирующих утечки углеводородов в атмосферу.

Известно несколько способов герметизации покрывающего слоя продуктивных нефтегазовых резервуаров.

Прежде всего, можно отметить способ [7], включающий вскрытие продуктив-

ного резервуара скважинами, оборудование их эксплуатационными колоннами, перфорацию колонн в зоне продуктивного резервуара, фиксирование разгерметизации месторождения, нагнетание биохимических компонентов в виде специальных бактерий, которые утилизируют углеводороды, превращая их в лакообразные пленки-мембраны, герметизирующие грунты. Данный способ позволяет грунтам удерживать до 10% утечек газа из газовых хранилищ. Однако этот известный метод имеет низкую эффективность и не поддается управлению.

Известен еще один способ герметизации, обеспечивающий контроль герметизации покрывающего слоя продуктивных нефтегазовых резервуаров [8], включающий вскрытие продуктивного резервуара скважинами, оборудование их эксплуатационными колоннами, перфорацию колонн в зоне продуктивного резервуара, проведение термобарических исследований в скважинах и определение состава пластовых флюидов, фиксирование разгерметизации месторождения, нагнетание уплотняющего текучего компонента. Данный способ позволяет фиксировать разгерметизацию продуктивных нефтегазовых резервуаров в режиме реального времени, что дает возможность своевременно принять меры для ликвидации негативных последствий разгерметизации. Однако способ не может обеспечить надежную герметичность покрывающих слоев продуктивных залежей углеводородов в заданной зоне, поскольку не обеспечивает управление устранением разгерметизации покрывающих слоев продуктивных залежей углеводородов, вследствие чего происходят потери полезных углеводородов и загрязнение окружающей среды.

Для решения этой важной и очень давно существующей проблемы авторами (А.И. Бажал и А.М. Барак) была изобретена инновационная технология «Способ герметизации покрывающего слоя нефтяных и газовых резервуаров».

В основу полезной модели заложен такой способ герметизации покрывающего слоя продуктивных нефтегазовых резервуаров, применение которого путем нагнетания химически активных растворов в определенном состоянии в заданном режиме обеспечивает надежную герметичность в заданной зоне верхнего покрывающего слоя без негативного влияния на проницаемость продуктивного пласта, при этом обеспечивается повышение продуктивности добычи углеводородов без увеличения себестоимости процесса добычи.

Технически поставленная задача решается последовательными процедурами (действиями): вскрытие продуктивного резервуара скважинами; оборудование скважин эксплуатационными колоннами; перфорация колонн в зоне продуктивного резервуара; проведение термобарических исследований в скважинах и определение состава пластовых флюидов; фиксирование разгерметизации месторождения; нагнетание уплотняющего текучего компонента согласно полезной модели. В качестве уплотняющего текучего компонента применяют химически активные растворы, которые через трещины гидроразрыва, пересекающие зоны негерметичности покрывающего слоя, заполняют все пустоты, образуют нерастворимые в воде и в углеводородах твердые или гелеобразные продукты, обеспечивающие объемное омоноличивание горных пород в зоне покрывающего слоя без негативного влияния на проницаемость продуктивного пласта.

При этом химически активные растворы подают в зону герметизируемого

покрывающего слоя, предварительно переведя их в пенообразное состояние, что позволяет достичь необходимой расчетной локализации и гарантированное поступление только в зону покрывающего слоя над продуктивным резервуаром. Это обусловлено минимальным удельным весом растворов в пенообразном состоянии.

Кроме того химически активные растворы поступают в зону покрывающего слоя через горизонтальные и вертикальные трещины гидроразрыва, образуемые самими химически активными растворами, нагнетаемыми в зону уплотняющего слоя над продуктивным резервуаром в режиме гидроразрыва.

Нагнетание уплотняющего текучего компонента в зону покрывающего слоя, при необходимости в зависимости от условий эксплуатации, проводят последовательно путем закачки *предварительного химически активного раствора*, а затем – *основного химически активного раствора*. При этом оба раствора закачивают в пенообразном состоянии и задавливают газом.

Обязательно в качестве предварительного химически активного раствора, выбирают раствор, предпочтительно реагирующий с балластными химически активными компонентами, входящими в состав минералов покрывающего слоя для их химической нейтрализации. При этом снижается вероятность возникновения непредсказуемых и нежелательных химических реакций с элементами минералов покрывающего слоя, а также уменьшается количество основного раствора, что удешевляет процесс.


В результате этого обеспечивается техногенная герметизация покрывающего слоя подземных углеводородных резервуаров на месте залегания полезных ископаемых, что позволяет создать градиенты давлений в пласте и обеспечить дренирование углеводородов в межскважинном пространстве.

При этом в процессе эксплуатации, в случае возникновения разгерметизации, обеспечивается быстрая герметизация покрывающего слоя химически активным раствором, закачиваемым в покрывающий слой в пенообразном виде, что обеспечивает непрерывный процесс добычи углеводородов и его продуктивность.

Таким образом, заявляемое техническое решение, позволяет обеспечить надежную герметичность в заданной зоне покрывающего слоя без негативного влияния на проницаемость продуктивного пласта, а также обеспечить повышение продуктивности добычи углеводородов без увеличения себестоимости процесса добычи.

ПРЕДВАРИТЕЛЬНЫЕ РЕКОМЕНДАЦИИ

- В наших работах [1, 7] более чем подробно изложены особенности формирования и строения месторождения Мортук. Представленные конкретные рекомендации его освоения с применением инновационных технологий Galex Energy должны быть дополнены необходимостью применения инновационной технологии герметизации нарушенного покровного слоя юрских и меловых локальных резервуаров, содержащих огромные не востребованные запасы углеводородного сырья. Таким образом, месторождение Мортук – это уникальный объект для создания полигона с целью показательного опытно-промышленного применения комплекса адекватных инновационных технологий для его освоения.

• Для спасения месторождения Бузачи Северные от катастрофической обводненности залежей тяжелых высоковязких нефтей нами ранее уже было предложено рассмотреть возможность привлечения инновационных технологий Galex Energy Corporation [3]. В настоящее время на месторождении большая часть скважин – малodeбитные (до 5 т/сутки); вторая группа – среднедебитные (от 5 до 20 т/сутки); третья немногочисленная группа – высокодебитные скважины (от 20 до 50 т/сутки). Это предполагает наличие в пределах Северо-Бузачинской структуры разобценных блоков с различной степенью разгерметизации покровных слоев. Можно рекомендовать, с учетом возможностей представленного изобретения, проведение анализа различных участков месторождения с целью выбора наиболее оптимального из них для восстановления герметичности покрышки и освоения залежей тяжелых нефтей технологиями Galex Energy Corporation. 

ЛИТЕРАТУРА

- 1 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.
- 2 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.
- 3 Надиров Н.К., Трохименко М.С., Шестоперова Л.В., Жумалиева К.К. Каспийский регион: тяжелые нефти – нетрадиционное углеводородное сырье (изученность, ресурсы, проблемы, перспективы) // Перспективы нефтегазоносности Казахстана, проблемы, пути изучения и освоение трудноизвлекаемого нетрадиционного углеводородного сырья. Тр. КОНГ. Вып. 6 (На базе докладов IV Международной геологической конференции «АтырауГео-2017»). Под ред.: Б.М. Куандыкова, К.М. Таскинбаева, М.С. Трохименко. – Алматы: Казахстанское общество нефтяников-геологов, 2017. – С. 80–99.
- 4 Надиров Н.К., Трохименко М.С. Каспийский регион: нефтебитуминозные породы – источник углеводородного сырья (изученность, ресурсы, проблемы, перспективы) // Перспективы нефтегазоносности Казахстана, проблемы, пути изучения и освоение трудноизвлекаемого нетрадиционного углеводородного сырья. Тр. КОНГ. Вып. 6 (На базе докладов IV Международной геологической конференции «АтырауГео-2017»). Под ред.: Б.М. Куандыкова, К.М. Таскинбаева, М.С. Трохименко – Алматы: Казахстанское общество нефтяников-геологов, 2017. – С.122–138 .
- 5 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.
- 6 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.
- 7 Кузьмин Ю.О., Никонов А.И. Эколого-динамическая опасность подземных хранилищ газа. Информационное обеспечение и рациональное природопользование. М.: Единство, 2000. – С. 163–171.
- 8 Патент на изобретение Российской Федерации № 2544948, E21B 47/00, E21B 43/00, публ. 20.03.2015. – Бюлл. – № 8.

УДК 622.24.25.5

ИССЛЕДОВАНИЕ И РАЗРАБОТКА УСТРОЙСТВА ДЛЯ АВТОМАТИЧЕСКОГО МОНИТОРИНГА СОДЕРЖАНИЯ ШЛАМА В ВОСХОДЯЩЕМ ПОТОКЕ БУРОВОГО РАСТВОРА



М.Т. БИЛЕЦКИЙ¹,
кандидат технических наук,
научный руководитель



Б.Т. РАТОВ²,
доктор технических наук,
профессор



А.Х. СЫЗДЫКОВ¹,
кандидат технических наук,
профессор



Д.Н. ДЕЛИКЕШЕВА^{1*},
докторант

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

¹Казахский национальный исследовательский технический университет
им. К.И. Сатпаева, 050013, г. Алматы, ул. Сатпаева, 22

²Каспийский общественный университет,
050000, г. Алматы, пр. Сейфуллина, 521

Рассматривается механизм удаления частиц бурового шлама из скважины. Согласно последним зарубежным публикациям, на борьбу с осложнениями, связанными с зашламованием ствола скважин, ежегодно в мире расходуется порядка 6 млрд долл. США. Известны приборы для измерения содержания в буровом растворе частиц шлама различного размера. Однако, они обеспечивают только разовые, спорадические замеры. В статье обоснована необходимость непрерывного автоматического мониторинга содержания шлама в восходящем потоке промывочной жидкости. Впервые в мире предложена принципиальная схема устройства, обеспечивающего достижение этой цели.

Суть автоматического мониторинга заключается в измерении плотности бурового раствора на измерителе плотности, смонтированного на специальном поворотном столе дважды. Далее эти показания с помощью датчика преобразуются в электрический измерительный сигнал, который подается во встроенную микросхему, где переведенные в цифровую форму сигналы обеих плотностей минуются и на табло пульта бурильщика в принятых единицах измерения появляются значения плотности очищенного раствора и ее увеличения за счет насыщения шламом.

Рассматриваются рекомендации по эффективному использованию автоматического устройства.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: бурение скважин; буровые растворы; буровой шлам; осложнения и аварии; непрерывный автоматический мониторинг выноса шлама; схема прибора.

ӨРЛЕМЕ ТАСҚЫНЫҢДАҒЫ БҰРҒЫЛАУ ЕРІТІНДІСІ ІШІНДЕГІ ШЛАМ ҚҰРАМЫН АВТОМАТТЫ ТҮРДЕ БАҚЫЛАУ ҮШІН ҚҰРЫЛҒЫНЫ ЗЕРТТЕУ ЖӘНЕ ӨЗІРЛЕУ

М.Т. БИЛЕЦКИЙ¹, техника ғылымдарының кандидаты, доцент

Б.Т. РАТОВ², техника ғылымдарының докторы, профессор

А.Х. СЫЗДЫҚОВ¹, техника ғылымдарының кандидаты, профессор

Д.Н. ДЕЛИКЕШЕВА^{1*}, докторант

¹Қ.И. Сатпаев атындағы Қазақ ұлттық зерттеу техникалық университеті.
050000, Алматы қ. Сәтпаев, 22, 050013

²Каспий қоғамдық университеті,
050000, Алматы қ., Сейфуллин даңғ., 521

Ұңғымадан бұрғылау шламының бөлшектерін жою механизмі қарастырылған. Соңғы шетелдік басылымдарға сәйкес, ұңғыма оқпанының шламмен ластануға байланысты орын алатын қиындықтармен күресуге әлемде жылына шамамен 6 млрд АҚШ доллары жұмсалады. Әртүрлі көлемдегі шлам бұрғылау ерітіндісіндегі өлшейтін құрылғылар белгілі. Дегенмен, олар бір реттік, кездейсоқ өлшеулерді қамтамасыз етеді. Мақалада бұрғылау ерітіндісінің өрлеме ағынындағы бұрғылау шлам мөлшерін бақылауды автоматтандыру қажеттілігі негізделді. Әлемде тұңғыш рет осы мақсатқа жетуді қамтамасыз ететін құрылғының сұлбалық сызбасы ұсынылған.

Автоматтандырылған мониторингтің мәні бұрғылау ерітіндісінің тығыздығын арнайы айналмалы үстелге орнатылатын тығыздықты өлшеуіште екі рет өлшеу болып табылады. Кейін, бұл көрсеткіштер арнайы бергіш арқылы электрлі өлшеу сигналына айналдырылады, ол кіріктіріме микросхемаға жеткізіледі, мұнда екі тығыздықтардың цифрланған сигналдар шегеріледі және тазартылған ерітіндінің тығыздығы және осы ерітіндінің шламмен қанығуымен байланысты тығыздықтың ұлғаюы қабылданған өлшеу бірліктерінде бұрғылау қондырғысының тақтасында пайда болады.

Осы құрылғыны тиімді пайдалану бойынша ұсыныстар қарастырылған.

НЕГІЗГІ СӨЗДЕР: ұңғыны бұрғылау; бұрғылау ерітінділері; бұрғылау шламы; қиындықтар мен апаттар; шламды шығарудың үздіксіз автоматты қадағалау, аспап сұлбасы.

RESEARCH AND DEVELOPMENT OF A DEVICE FOR AUTOMATIC MONITORING OF DRILL CONTENT IN THE UPWARD FLOW OF MUD

M. BILETSKY¹, Candidate of Technical Sciences, associate professor

B. RATOY², Doctor of Technical Sciences, Professor

A. SYZDYKOV¹, Candidate of Technical Sciences

D. DELIKESHEVA^{1*}, PhD student

¹Satpayev Kazakh National Research Technical University,
050013, Almaty, Satpayev st., 22

²Caspian Public University,
050000, Almaty, Seifullin Ave, 521

In this article the mechanism for removing drill cuttings particles from a well is considered. According to the latest foreign publications, about \$ 6 billion is spent annually in the world to combat the complications associated with the slugging of a wellbore. Known devices for measuring the content in the drilling mud cuttings particles of various sizes. However, they provide only one-time, sporadic measurements. The article substantiates the need for continuous automatic monitoring of the sludge content in the upstream flushing fluid. For the first time in the world, a schematic diagram of a device is proposed that ensures the achievement of this goal.

The core of the automatic monitoring is to measure the density of the drilling fluid on a density meter mounted on a special turntable twice. Further, these readings are converted by the sensor into an electrical measuring signal, which is fed to an integrated microchip, where the digitized signals of both densities are minus the density of the cleaned drilling mud and its increase due to saturation with cuttings appear on the panel of the driller's console in the accepted units of measurement.

Recommendations for the effective use of this device are considered.

KEY WORDS: drilling wells; drilling mud; drilling cuttings; complications and hazards; continuous automatic monitoring of cutting transport; scheme of the apparatus.

Среди большого числа функций, выполняемых буровым раствором, основной функцией является удаление частиц разрушенной породы с забоя скважины, и недопущение их скопления в ее стволе. Невыполнение этой функции вызывает осложнения различной степени тяжести [1–3].

Так, неполное удаление частиц шлама с забоя приводит к снижению скорости бурения. Резцы породоразрушающего инструмента теряют контакт с поверхностью забоя и, наталкиваясь на крупные частицы, тратят сообщаемую им энергию на переизмельчение этих частиц. При этом сокращается ресурс работы самого долота.

Удаление шлама становится более трудным и, если не контролируется должным образом, может привести к серьезным проблемам, таким как механическое заклинивание трубы (ловильные работы или потеря скважины), чрезмерный момент трения (увеличение требуемой мощности вращения) и сопротивление трения, трудности в посадке обсадной колонны, проблемы с каналообразованием при цементировании, нарушение циркуляции, высокой крутящий момент вращения, чрезмерная эквивалентная плотность циркуляции, низкая механическая скорость бурения, чрезмерный износ долота и трудности при каротаже [4, 5].

Скопление частиц шлама на некоторых участках ствола вызывает его сужение и затруднение извлечения бурового инструмента из скважины («затяжки») и его спуска на забой («посадки») [6]. При отягчающих обстоятельствах затяжки могут вызвать прихват бурового инструмента в стволе скважины при подъеме, а посадки – невозможность установки породоразрушающего инструмента на забой и забурирование нового ствола скважины с потерей его нижерасположенной части. Даже если последнего удастся избежать, то наличие посадок при спуске практически всегда означает невозможность проведения каротажа [5, 7], ввиду застревания каротажных зондов в зонах скопления частиц шлама. В таких случаях много времени приходится затрачивать на проработку ствола скважины с промывкой и вращением. Часто проведение каротажа удастся обеспечить лишь после нескольких неудачных попыток, каждой из которых предшествуют длительные проработки ствола скважины.

Тяжелые и трудно ликвидируемые прихваты происходят при аварийной остановке привода буровой установки (лебедки и бурового насоса). На оставшийся на забое в неподвижном состоянии буровой инструмент при прекращении циркуляции жидкости сразу же начинают опускаться наиболее крупные и тяжелые частицы шлама. Если отсутствие циркуляции продолжалось достаточно долго, то зазор между утяжеленными бурильными трубами (УБТ) и стенкой скважины оказывается заполненным шламовым материалом. При возобновлении работоспособности поверхностного оборудования этот материал не позволяет оторвать долото от забоя, либо даже повернуть его, также не позволяет возобновить циркуляцию жидкости. Ликвидация подобных прихватов достигается либо разбуриванием УБТ (или их части) – что представляет собой чрезвычайно трудоемкую операцию, либо забуровкой нового ствола, позволяющего обойти зону прихвата. В обоих случаях на ликвидацию прихвата могут потребоваться месяцы незапланированных затрат времени.

Особенно часто описанные проблемы возникают при прохождении легко буримых пород в виду большого количества продуктов разрушения, образующихся в единицу времени. Часто для возникновения осложнений, связанных с осаждением

шлама, оказывается достаточно времени вынужденных кратковременных прекращений циркуляции жидкости, например, при наращивании бурильной колонны.

О важности и необходимости анализа шлама в режиме реального времени указывается в работах [8, 9] и акцентируются, что мониторинг является важным аспектом буровых работ, и правильный отбор проб, измерение и интерпретация шлама помогают предотвратить проблемы, улучшить производительность бурения. В противном случае система управления не может надежно поддерживать давление в забое или обеспечивать плавный поток шлама.

Очистка скважины от шлама осуществляется за счет скорости восходящего потока промывочной жидкости. Эта скорость равна [10]:

$$g = \frac{4Q}{\pi(D^2 - d_b^2)} \quad (1)$$

где Q – расход промывочной жидкости (подача насоса), D – наружный диаметр кольцевого пространства, d_b – его внутренний диаметр (наружный диаметр бурильных труб).

Скорость выноса шлама:

$$C = g - U. \quad (2)$$

где U скорость падения шлама в неподвижной жидкости. Она равна [10]:

$$U = K \sqrt{d \frac{\rho_{ш} - \rho_{ж}}{\rho_{ж}}} \quad (3)$$

где $\rho_{ш}$ – плотность материала шлама; $\rho_{ж}$ – плотность жидкости, d – эквивалентный диаметр частицы шлама, K – коэффициент формы частицы. Для округлых частиц этот коэффициент равен $4.0\text{--}4.5 \text{ м}^{0.5}$, для частиц плоской формы $2\text{--}4.0 \text{ м}^{0.5}$.

Увеличение плотности восходящего потока бурового раствора, вызванное содержанием в нем шлама:

$$\Delta = \frac{D^2(\rho_{ш} - \rho_{ж})V_B}{(D^2 - d_b^2)C}, \quad (4)$$

где V_A – механическая скорость бурения.

Величину Δ принято считать критерием того, существует или нет опасность осложнений, вызванных перенасыщенностью шламом восходящего потока промывочной жидкости. В частности, существуют рекомендации [6], что при промывке ньютоновскими жидкостями допустимая разность плотностей не должна превышать 10 кг/м^3 , а для обладающих динамическим напряжением сдвига буровых растворов (неньютоновские жидкости), – 30 кг/м^3 .

Важности мониторинга свойств бурового шлама, с точки зрения предотвращения осложнений и аварий, посвящены несколько недавних публикаций в зарубежной специальной прессе [11, 12]. Так, в работе [11] предлагается установка для анализа частиц бурового шлама в растворе. Заливаемая в нее проба раствора определенного объема разбавляется до объема, когда жидкость становится прозрачной. После этого

частицы фотографируют в луче света. Далее фотографию подвергают обработке, в ходе которой частицы вписываются в двумерные шаблоны известных размеров. После этого производится подсчет шаблонов и таким образом определяется содержание частиц каждого размера. Чтобы учесть размеры по третьей координате (фотография дает расположение частиц на плоскости), частицы подвергают вращению. Однако эта достаточно сложная по устройству установка предназначена лишь для «точечных» (разовых) замеров и не удовлетворяет требованию непрерывного автоматического мониторинга.

В работе [12], в обоснование необходимости мониторинга содержания шлама в растворе, особенно в условиях кавернообразования, приводятся статистические данные, согласно которым на борьбу с осложнениями, связанными с зашламованием скважин, ежегодно в мире расходуется порядка 6 млрд долл. США.

В работах [8, 13] приводятся существующие методы анализа бурового шлама с использованием расходомера Кориолиса с анализатором PSD (распределение частиц по размерам) для идентификации шлама по сравнению с породой из каверн на основе коэффициента формы и возвратного объема и обсуждается только возможность их автоматизации. К тому же указанный расходомер является дорогим в цене.

В работе [14] описывается метод, основанный на рентгеновской флуоресцентной (XRF) спектromетрии. Образцы, облучаемые источниками, испускают электромагнитное излучение, которое принимается газонаполненными детекторами, которые преобразуют сигнал в импульс тока. Полученный спектр импульса тока передается на компьютер (ПК) для обработки. Помимо спектрометра и ПК, метод XRF требует стандартизации образцов, дает представление лишь о минералогических свойствах выбранной породы и выполняется вручную.

В статье [15] описывается метод, основанный на анализе изображений, который позволяет получать информацию о характеристике пробуренного шлама в режиме реального времени. Также описан способ получения минералогических данных из пласта путем анализа шламов с помощью спектроскопии комбинационного рассеяния.

Кафедрой технологии и техники бурения скважин был получен патент [16] Республики Казахстан на устройство для автоматического непрерывного мониторинга содержания шлама, в буровом растворе. Это устройство базируется на ранее запатентованном автоматическом измерителе плотности раствора [17].

Измеритель плотности смонтирован на поворотном столе, который с помощью реле времени способен делать остановки заданной продолжительности в заданных позициях. Благодаря этому, измеритель плотности в ходе вращения стола останавливается под каналом подачи раствора из циркуляционной системы буровой установки. После заполнения мерной емкости вес раствора в ней специальным датчиком преобразуется в электрический измерительный сигнал, который подается в микросхему, где конвертируется в цифровую форму. Один замер плотности производится за каждый оборот стола.

В устройстве для измерения содержания шлама поворотный стол при своем вращении обеспечивает замеры плотности при двух остановках: При первой остановке измеритель плотности оказывается под каналом, подающим из приемной емкости

бурового насоса очищенный раствор. После осуществления замера и возобновления вращения, стол снова останавливается, размещая прибор под каналом, подающим раствор из устья скважины. Таким образом, в течение одного оборота стола плотность раствора замеряется дважды. Во встроенной микросхеме переведенные в цифровую форму сигналы обеих плотностей минуются и на табло пульта бурильщика в принятых единицах измерения появляются значения плотности очищенного раствора и ее увеличения за счет насыщения шламом.

Принципиальная схема устройства автоматического мониторинга содержания шлама демонстрируется на рисунке.

Устройство работает следующим образом.

До ситуации, показанной на схеме, двигатель поворотного стола 1 был обесточен, и стол стоял в положении «промывка» когда воронка 4 располагалась под каналом подачи воды $6_{\text{лив}}$ (велась очистка воронки от следов раствора после замера плотности зашламованного потока).

В некоторый момент при вращении диска 10 реле времени, кулачок 17_{лив} замкнул нормально разомкнутый контакт 14 и подал напряжение на клеммы пускового реле 11. Якорь реле 12, двигаясь слева направо и замкнув нормально-разомкнутые контакты 13 и 15, подал напряжение на двигатель 2, а также взял реле 11 на самоблокировку, (чтобы оно осталось под напряжением после схода кулачка 17_{лив} с нормально разомкнутого контакта 14). Стол 1 начал вращаться, отводя воронку 4 от канала $6_{\text{лив}}$ и приближая ее к каналу 6_p подачи очищенного раствора.

На рисунке показан момент, когда установленный на столе 1 кулачок 18_p приближается к нормально замкнутому контакту 16, чтобы разомкнуть его и обесточить реле 11, которое, прервет линию питания двигателя стола 2.

Когда двигатель остановится, воронка 4 встанет под каналом 6_p и начнет заполняться раствором. При этом вес воронки будет возрастать, и она, преодолевая сопротивление сжатию пружины 5, будет опускаться, вызывая движение скользящего контакта 8 вниз по реохорду 9. Спустя время, заведомо достаточное для полного заполнения воронки, кулачок 17_p диска реле времени подойдет к контакту 14 и возобновит вращение стола.

В момент, когда воронка отойдет от канала 6_p и приток раствора прекратится (но воронка еще будет оставаться полной), кулачок 19₁ замкнет контакт 20 и от источника напряжения $U_{\text{п}}$ запитают реохорд 9. В этот момент скользящий контакт 8 будет находиться на реохорде в положении, соответствующем весу очищенного раствора. С реохорда будет подано электрическое напряжение U , представляющее собой измерительный сигнал веса. Это напряжение подается на аналого-цифровой преобразователь (АЦП), где конвертируется в цифровую форму и поступает на микросхему (МКС), где запоминается, как числовое значение плотности очищенного раствора.

Далее, аналогично вышеописанному, стол 1 с находящейся на нем воронкой 4, двигаясь по часовой стрелке, своим кулачком 18_в размыкает контакт 16 и устанавливает воронку под желобом $6_{\text{в}}$, где она будет промываться струей воды в продолжение времени, достаточного для удаления остатков раствора.

Проход кулачка 17_в через контакт 14 снова возобновит вращение, пока кулачок

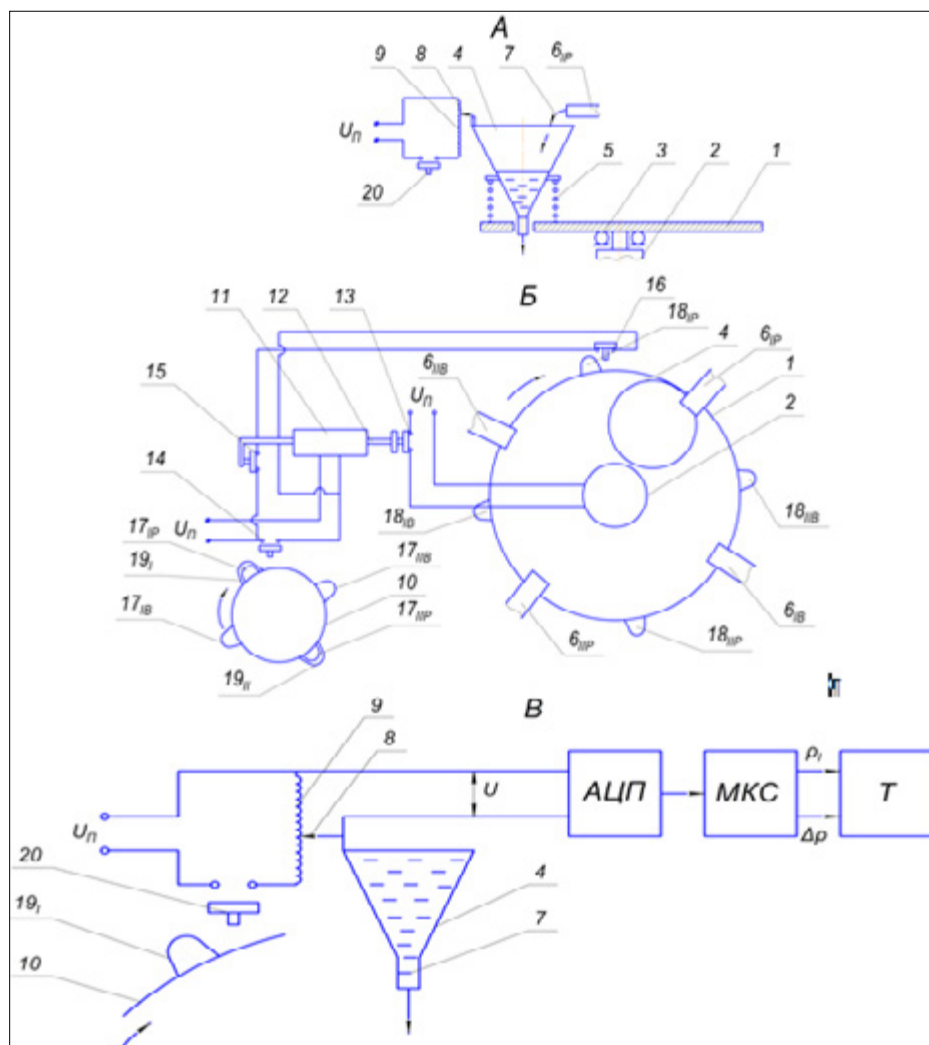


Рисунок – Устройство для автоматического мониторинга содержания шлама в буровом растворе

А – вид сбоку: заполнение очищенным раствором и измерение плотности; Б – вид сверху с электросхемой; В – схема обработки сигнала; Индекс I означает очищенный раствор; Индекс II – зашламованный раствор; Индекс Р означает раствор; Индекс В – вода; 1 – стол; 2 – электродвигатель; 3 – подшипник; 4 – воронка; 5 – пружина; 6_P – канал подачи очищенного раствора; 6_{II_P} – то же зашламованного раствора; 6_P , 6_{II_P} – каналы подачи воды для промывки; 7 – раствор; 8 – скользящий контакт; 9 – реохорд; 10 – диск реле времени; 11 – пусковое реле; 12 – якорь; 13, 14, 15, 20 – нормально-разомкнутые контакты; 16 – нормально-замкнутый контакт; 17_{IP}, 17_{II_P} – кулачки возобновления вращения из позиций замеров очищенного и зашламованного растворов, 17_{IP} и 17_{II_P} – то же из позиций промывки; 18_{IP}, 18_{II_P}, 18_{II_B}, 18_{II_P} – кулачки для остановки вращения; 19_I и 19_{II} – кулачки для подачи напряжения на реохорд; АЦП – аналого-цифровой преобразователь; МКС – микросхема; Т – табло; U_n – напряжение питания; U – измерительный сигнал; ρ_I – плотность очищенного раствора; $\Delta\rho$ – увеличение плотности

$18_{\text{лр}}$ не остановит воронку под желобом $6_{\text{лр}}$ для заполнения воронки зашламованным раствором.

В момент, когда кулачок $17_{\text{лр}}$ опять возобновит вращение стола и воронка начнет отходить от желоба, кулачок $19_{\text{л}}$ еще раз, за один оборот стола (цикл измерения), замкнет контакт 20 и осуществит измерение плотности зашламованного раствора, числовое значение которой после АЦП также попадет на МКС. На МКС, согласно встроенной программе, из плотности зашламованного раствора, произойдет вычитание плотности ρ_1 очищенного раствора, в результате чего будет получена разность плотностей, которая и является характеристикой степени зашламованности. Далее разность плотностей $\Delta \rho$ вместе с плотностью очищенного раствора ρ_1 подается на демонстрационное табло.

Между тем вращение стола продолжится до тех пор, пока кулачок $18_{\text{лр}}$ остановит воронку под водяным желобом $6_{\text{лр}}$ для промывки, чем и завершится измерительный цикл.

Описанное устройство обеспечивает для бурильщика возможность непрерывного мониторинга содержания шлама в буровом растворе. Это содержание не должно превышать некоторого критического значения. Этим значением может быть то, которое указано в вышеупомянутой публикации [13]. С другой стороны, непрерывный мониторинг плотности на данном месторождении позволит накопить опыт, достаточный для выработки собственного критерия, наиболее приемлемого в местных условиях.

Если содержание шлама превысило критическое значение, то предлагаемое устройство обеспечит возможность незамедлительной реакции бурильщика. В соответствии с формулой (4) содержание шлама в восходящем потоке при бурении скважины данного диаметра можно уменьшить тремя способами:

1. Увеличить скорость выноса C . Это можно осуществить, увеличив подачу промывочной жидкости насосом, например, путем переключения его привода на более высокую частоту. При наличии запасного насоса его следует подключить параллельно основному насосу. Однако, при бурении пород очень высокой буримости и эта мера может оказаться недостаточной, ввиду ограниченности производительности любого насоса.

2. Снизить скорость углубки $V_{\text{б}}$. Это можно осуществить снижением нагрузки на долото, либо снижением частоты его вращения. В экстренных случаях, когда, согласно показаниям прибора, произошел резкий скачок содержания шлама (например, из-за обвала стенок скважины) процесс бурения останавливают и производят промывку, до тех пор, пока прибор не покажет нулевое содержание шлама, т. е. пока не сравняются плотности нисходящего и восходящего потока. При высоких скоростях углубки остановку бурения с последующей промывкой можно осуществлять периодически, – каждый раз, когда показания содержания шлама приблизятся к критическим значениям.

3. Перейти на использование раствора более высокой плотности $\rho_{\text{св}}$ (если это возможно в сложившейся ситуации). Эта мера может оказаться эффективной как из-за увеличения скорости выноса C при снижении скорости падения шлама U (формулы 2 и 3), так и вследствие уменьшения члена в скобках в формуле (4).


Кроме того, увеличение плотности раствора всегда приводит к заметному падению скорости углубки (*см. пункт 2*).

ВЫВОДЫ

В результате исследования мирового опыта по контролю содержания шлама в буровом растворе предложен способ и разработана конструктивная схема устройства непрерывного автоматического мониторинга содержания шлама в процессе бурения скважины. Способ упрощает проведение опытов по анализу частиц шлама, пригоден для широкого применения на буровых установках и учитывает не только размеры частиц, но и, прежде всего, их способность к выносу в конкретных условиях бурения данной скважины.

В предложенной схеме результат замеров представляется в цифровой форме с возможностью регистрации во времени. Регистрация позволит накопить на данном месторождении опыт, достаточный для выработки собственного критерия, наиболее приемлемого в местных условиях.

Составлен алгоритм оценки текущего содержания шлама в процессе бурения, состоящий из определения скорости падения частицы шлама в неподвижной жидкости и ее диаметра.

Разработаны рекомендации по эффективному использованию прибора в условиях наличия опасности зашламования скважины, которые включают увеличение скорости выноса шлама, снижение скорости углубки, переход на использование раствора более высокой плотности. 

ЛИТЕРАТУРА

- 1 Drilling Fluids Processing Handbook / ASME Shale Shaker Committee (Author). – Oxford: Elsevier Inc. – 2005. – 693 p.
- 2 Маковей Н. Гидравлика бурения. – М.: Недра, – 1986. – 536 с. [Macovei N. Hydraulics of drilling. – M.: Nedra, – 1986. – 536 p.]
- 3 Грэй, Дж. Р., Дарли Г.С.Г. Состав и свойства буровых агентов. – М.: Недра. – 1985. – 460 с. [Gray, John. R., Darley G. S. G. Composition and properties of drilling agents. – M.: Nedra. – 1985. – 460 P.]
- 4 Nazari, T. et al. Review of Cuttings Transport in Directional Well Drilling: Systematic Approach. Society of Petroleum Engineers Western Regional Meeting held in Anaheim, California, USA, 27–29 May 2010. doi:10.2118/132372–MS.
- 5 Mohammadsalehi M. et al. Optimization of Hole Cleaning and Cutting Removal in Vertical, Deviated and Horizontal Wells. Society of Petroleum Engineers Asia Pacific Oil and Gas Conferenc and Exhibition, 20–22 September 2011, Jakarta, Indonesia. doi:10.2118/143675–MS.
- 6 Пустовойтенко И.П., Селиващук А.П. Руководство мастера по сложным работам в бурении. – М.: Недра. – 1983. – 248 с. [Pustovoitenko I. P., Selimosu A. P. The user master complex work in drilling. – M.: Nedra. – 1983. – 248 p.]
- 7 Kasenov A.K. et al. Problem analysis of geotechnical well drilling in complex environment. Scientific and Technical Challenges in the Well Drilling Progress. IOP Conf. Series: Earth and Environmental Science 24 (2015) 012026. doi:10.1088/1755–1315/24/1/012026.

- 8 Karimi M. Drill-Cuttings Analysis for Real-Time Problem Diagnosis and Drilling Performance Optimization. Society of Petroleum Engineers Asia Pacific Oil & Gas Conference and Exhibition held in Jakarta, Indonesia, 22–24 October 2013. doi:10.2118/165919–MS.
- 9 El Boubsi R. et al. DEMO2000 – Drilling Mud Process Control. Society of Petroleum Engineers Bergen One Day Seminar held in Bergen, Norway, 5 April 2017. doi:10.2118/185929–MS
- 10 Ивачев Л.М. Промывка и тампонирование геологоразведочных скважин. – М.: Недра, 1989. – 247 с. [Ivachev L. M. Washing and plugging of exploration wells. – Moscow: Nedra, 1989. – 247 с.]
- 11 Saasen A. et al. Automatic Measurement of Drilling Fluid and Drill-Cuttings Properties. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/112687–PA.
- 12 Han R. et al. Real-Time 3D Computer Vision Shape Analysis of Cuttings and Cavings. Society of Petroleum Engineers. SPE 191634. Society of Petroleum Engineers 2018. doi:10.2118/191634–MS.
- 13 Davison J. M. et al. Rig-Site Monitoring of the Drilling Fluid Solids Content and Solids-Control Equipment Discharge. Society of Petroleum Engineers. SPE Digital Energy Conference and Exhibition held in Houston, Texas, U.S.A., 11–12 April 2007. doi:10.2118/56871–PA.
- 14 Carugo C. et al. Advanced Cuttings Analysis Improves Reservoir Characterisation and Reduces Operating Times in Shale Gas Drilling Project. International Petroleum Technology Conference held in Beijing, China, 26–28 March 2013. doi:10.2523/IPTC-17186–MS.
- 15 Omland T.H. et al. Improved Drilling Process Control Through Continuous Particle and Cuttings Monitoring. Society of Petroleum Engineers. Asia Pacific Oil & Gas Conference and Exhibition held in Jakarta, Indonesia, 22–24 October 2013. doi:10.2118/107547–MS.
- 16 Патент № 31786 РК. Устройство для автоматического комплексного измерения плотности бурового раствора и содержания в нем шлама / Билецкий М.Т., Сушко С.М., Касенов А.К. и др. Опубл. 30.12.2016, Бюл. № 4. [Patent № 31786 RK. Device for automatic complex measurement of drilling mud density and sludge content in it / Biletsky M. T., Sushko S. M., Kasenov A. K. and other Publ. 30.12.2016, Byul. No. 4.]
- 17 Патент № 25681 РК. Устройство для измерения плотности бурового раствора / Билецкий М.Т., Сушко С.М., Касенов А.К., Бегун А.Д. Опубл. 16.06.2012, Бюл. № 4. [Patent № 25681 RK. Device for measuring the density of drilling mud / Biletsky M. T., Sushko S. M., Kasenov A. K., Runner A. D. Publ. 16.06.2012, Byul. No. 4.]

УДК 665

ВЫСОКОВЯЗКИЕ НЕФТИ, ПРИРОДНЫЕ БИТУМЫ, НЕФТЯНЫЕ ОСТАТКИ И ПЕРЕРАБОТКА ИХ ВАКУУМНО-ВОЛНОВОЙ ГИДРОКОНВЕРСИЕЙ



А.А. КАЛЫБАЙ¹,
академик Национальной
инженерной академии РК



Н.К. НАДИРОВ^{2*},
академик Национальной
академии наук РК



Д.У. БОДИКОВ³,
кандидат химических наук



А.К. АБЖАЛИ⁴,
исследователь

*Автор для переписки. E-mail: neftgas@indox.ru

¹АО «Казахстанский дорожный научно-исследовательский институт»,
Республика Казахстан, 050061, г. Алматы, ул. Нурпеисова, 2А

²Национальная инженерная академия Республики Казахстан
050020, Республика Казахстан, г. Алматы, ул. Богенбай батыра, 80

³РГП «Институт проблем горения»,
050020, Республика Казахстан, г. Алматы, ул. Богенбай батыра, 172

⁴University of Calgary,
500 University Dr NW, Calgary, AB T2N 1N4

Проведены полные анализы, в частности, с определением фракционных, углеводородных, элементных и фрагментных составов высоковязких нефтей (ВВН) месторождений Каражанбас и Жангүрши (Мангистауская область, Республика Казахстан). По анализам рассчитаны параметры технологических режимов их низкотемпературной (+70°C) гидроконверсии на топливо жидкое дистиллятное тяжелое, среднее и легкое (топливо жидкое: для специфических процессов переработки). Основные результаты гидроконверсии ВВН и ПБ – выход светлых фракций поднято от исходных 20% до 92% масс., снижение температуры начала кипения от исходных +200°C до +70°C и температуры конца кипения от исходных +630°C до +403°C, кинематической вязкости от исходных 3277 до 4,24 мм²/с, полная очистка от гетероатомов и рост исходной углеводородной массы до 4% масс. При помощи высоковольтных короткоимпульсных электрогидравлических разрядов были переработаны нефтешламы с трубопровода Атасу-Алашанькоу, со скважины месторождения Жанаозен и с резервуара ПетроКазахстан Ойл Продактс (г. Шымкент) с увеличением доли бензиновых фракций на 30%.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: высоковязкая битуминозная нефть, природный битум, потенциал нефти, углеводородные соединения с гетероатомами, гидроконверсия, вакуумно-волновое воздействие, электрическое и магнитное поле, ударные волны разряжения.

ТҰТҚЫРЛЫҒЫ ЖОҒАРЫ МҰНАЙ, ТАБИҒИ БИТУМДАР, МҰНАЙ ҚАЛДЫҚТАРЫ ЖӘНЕ ОЛАРДЫ ВАКУУМДЫ- ТОЛҚЫНДЫҚ ГИДРОКОНВЕРСИЯ ЖОЛЫМЕН ӨңДЕУ

А.А. КАЛЫБАЙ¹, ҚР Ұлттық инженерлік академиясының академигі,
Н.К. НӘДІРОВ², ҚР Ұлттық инженерлік академиясының академигі,
Д.У. БОДЫКОВ³, химия ғылымдарының кандидаты
А.К. АБЖАЛИ⁴, зерттеуші

¹«Қазақстандық жол ғылыми-зерттеу институты» АҚ,
Қазақстан Республикасы, 050061, Алматы қ., Нұрпейісова к-сі, 2А.

²Қазақстан Республикасының Ұлттық инженерлік академиясы
Қазақстан Республикасы, 050020, Алматы қ., Бөгенбай батыр к-сі, 80

³«Жану мәселелері институты» РМК
Қазақстан Республикасы, 050020, Алматы қ., Бөгенбай батыр к-сі, 172

⁴University of Calgary,
500 University Dr NW, Calgary, AB T2N 1N4

Толық талдау жүргізілді, атап айтқанда, Қаражанбас және Жанғұршы кен орында-рындағы (Маңғыстау облысы, Қазақстан Республикасы) жоғары тұтқырлы мұнайдың (ЖТМ) фракциялық, көмірсутекті, элементті және фрагменттік құрамдары анықталды. Талдаулар бойынша қатты дистилляттық, күшті, орташа және жеңіл сұйық отынды (сұйық отын: арнайы өңдеу үдерістеріне арналған) төмен температурада (+70°C) гидроконверсиялаудың технологиялық режимдерінің параметрлері есептелді. ЖТМ мен ТБ гидроконверсиялаудың негізгі нәтижелері – ашық фракциялардың шығуы бастапқы 20%-дан массалы 92%-ға дейін көтерілді, қайнай бастағандағы температура бастапқы +200°C-ден +70°C-ге дейін және қайнау аяқталғандағы температура бастапқы +630°C-ден +403°C-ге дейін, кинематикалық тұтқырлық бастапқы 3277-ден 4,24 мм²/с-ге дейін түсті, гетероатомдардан толық тазартылды және бастапқы көмірсутекті масса массалы 4%-ға өсті. Жоғары вольтты қысқа импульстік электргидравликалық разрядтардың көмегімен Атасу-Алашаңқай мұнай құбырынан, Жаңаөзен кен орнынан және ПетроҚазақстан Ойл Продактс резервуарынан (Шымкент) алынған мұнай қоқыры қайта өңделді, бензин фракцияларының үлесі 30%-ға артты.

НЕГІЗГІ СӨЗДЕР: жоғары тұтқырлы битуминозды мұнай, табиғи битум, мұнай әлеуеті, гетероатомдармен көмірсутекті қосылыстар, гидронверсиялау, вакуумды-толқынды әсер, электр және магнит өрісі, бөсеңдеудің екпінді толқындары.

HIGH-VISCOSITY OIL, NATURAL BITUMEN, OIL RESIDUES AND THEIR REFINING WITH VACUUM-WAVED HYDROCONVERSION

A.A. KALYBAI¹, Academician of the National Engineering Academy of RK.

N.K. NADIROV², Academician of the Academy of Sciences of the RK

D.U. BODYKOV³, Candidate of chemical sciences

A.K. ABZHALI⁴, Researcher

¹Kazakh Highway Research Institute JSC,
Republic of Kazakhstan, 050061, Almaty, Nurpeisov st., 2A

²National Engineering Academy of the Republic of Kazakhstan,
Republic of Kazakhstan, 050020, Almaty, Bogenbai batyr st., 80

³The Institute of Combustion Problems RSE,
Republic of Kazakhstan, 050020, Almaty, Bogenbai batyr st., 172

⁴University of Calgary,
500 University Dr NW, Calgary, AB T2N 1N4

Complete analyses, in particular with the definition of fractional, carbon, element and fragment composition of high-viscosity oil (HVO) of Karazhanbas and Zhangurshi oil fields (the Republic of Kazakhstan, Mangistau region) were carried out. According to analyses technological modes parameters of their low temperature hydroconversion on liquid distilled heavy, medium and light fuel (liquid fuel for processing procedures) were calculated. The main results of HVO and NB hydroconversion are – the output of light fractions is raised from original 20% to 92% of mass, reduction of initial boiling point from original +200°C to +70°C and end boiling point from original +630°C to +403°C, cinematic viscosity from original 3277 to 4.24 mm/s, complete treatment from heteroatoms and growth of original hydrocarbon mass up to 4%. By means of high-voltage, short pulse, electro-hydraulic discharges oil sludge from Atasu-Alashankou pipeline, Zhanaozen deposit

well and Petrokazakhstan Oil Products reservoir (Shymkent) have been proceed with the 30% increase of gasoline fractions.

KEY WORDS: *high-viscosity bituminous oil, native bitumen, oil productive capacity, hydrocarbon compounds with heteroatoms, hydroconversion, vacuum-wave effect, electric and magnetic field, discharge shock waves.*

В настоящее время практически весь прирост мировых разведанных запасов углеводородов приходится на долю «**нетрадиционного углеводородного сырья**»: высоковязкие нефти (ВВН), «сланцевые» нефти (СН), природные битумы (ПБ) и нефтебитуминозные породы (НБП). Их подтвержденные запасы составляют около тысячи млрд т. Порядка 30% от общей массы ежегодных поставок энергоносителей на мировой нефтяной рынок составляет освоение нетрадиционного углеводородного сырья.

Значительная часть ВВН сосредоточена на месторождениях нефтяного пояса **Ориносо**, где расположено несколько супергигантов с запасами более пяти млрд т каждого. В их числе месторождения сверхтяжелых нефтей **Ориносо** (1011 кг/м³) и **Bachaquero** (986 кг/м³).

Содержание в них выкипающих до +350°C светлых фракций, равно 11% и 19% масс.; доля асфальтено-смолистых соединений (АСС) – 89% и 81% масс. Они отличаются высоким содержанием **гетероатомов**: серы, металлов, солей, азота и кислорода. В частности, одна тонна сырья включает 3,56% и 2,42% масс. серы, 380 и 321 г ванадия, 120 и 55 г никеля, соответственно. Среди НБП самым низким потенциалом 5% и 15% масс., АСС – 95% и 85% масс., серосодержанием 4% и 6% масс. обладают нефти месторождений **Сан-Мигель** (США) и **Атабаска** (Канада). В них ванадия 85 и 250 г/т, никеля 25 и 100 г/т, соответственно [1, 2].

Международное энергетическое агентство в качестве основной проблемы выделяет отсутствие в мировой нефтеперерабатывающей индустрии эффективной технологии переработки нетрадиционных нефтей на моторные топлива с приемлемой глубиной переработки (не менее 72% выход светлых топлив) и экономически оправданными затратами. Названная проблема вызвана существенными факторами:

- высокая коксуемость вследствие повышенной способности АСС к термическим деструкциям уже при температуре +300°C и атмосферном давлении;
- необратимые отравляющие действия серы, ванадия и никеля на катализаторы колонн крекинга, гидрокрекинга, гидроочистки и риформинга;
- непригодность вторичных темных нефтепродуктов к дальнейшей переработке из-за высокой концентрации в них гетероатомов и невозможности их гидроочистки с селективным удалением серы и металлов.

Казахстан, переместившийся в мире с 12-го на 10-е место по подтвержденным запасам традиционных нефтей, за счет вновь открытого супергиганта **Кашаган**, имеет на порядок больший запас нетрадиционных нефтей. К последним по ГОСТ Р 51858–2012 относятся месторождения неэкспортных тяжелой (**тип 3**) и битумных нефтей (**тип 4**). Среди них крайне низким качеством обладают месторождения ВВН **Каражанбас** и **Жангурши** [3, 4]. На примере сырья этих месторождений продемон-

стрируем высокую энергоэффективность технологии вакуумно-волновой гидроконверсии их на моторные и судовые топлива международных стандартов качества.

Таблица 1 – Основные технические показатели и фракционный состав сырья месторождений Каражанбас и Жангурши

Показатели	Единица измерения	Значение	
		Каражанбас	Жангурши
Плотность при +20°C	кг/м³	934	922
Температура застывания	°C	-17	-14
Температура вспышкив открытом тигле	°C	127	168
Кинематическая вязкость при +20°C	мм²/с	613	3277
Кинематическая вязкость при +40°C	мм²/с	164	367
Коксуемость 10% остатка	масс.%	7,4	22,6
Парафины	масс.%	1,49	0,29
Кислотное число	мг КОН/г	0,70	0,80
Содержание серы	масс.%	2,51	0,43
Фракционный состав	по ГОСТ 2177–99Б		
Температура начало кипения	°C	192	226
Перегоняется при температуре +100°C	об.%	отсутствие	отсут-ствие
120°C	-//-	–	–
150°C	-//-	–	–
160°C	-//-	–	–
180°C	-//-	–	–
200°C	-//-	3,5	–
220°C	-//-	6,6	–
240°C	-//-	8,7	1,0
260°C	-//-	10,4	2,0
280°C	-//-	13,2	3,5
300°C	-//-	16,6	6,5
320°C	-//-	20,5*	10,5*
340°C	-//-	24,6*	15,0*
350°C	-//-	26,7*	19,0*
360°C	-//-	29,0*	23,0*

При температурах, указанных со звездочками, наблюдаются термическая де-струкция и дымообразование, хотя, согласно ГОСТ 2177Б, некоторые авторы считают указанные значения сомнительными [5, 6].

Нефть **Каражанбас** содержит большое наименование металлов (порядка 24), в том числе месторождения, ванадия 188 ppm, никеля 42 ppm, т. е. 188 и 42 г/т сырья.

Данные *таблицы 1* показывают, что нефти этих месторождений относятся к нетрадиционным. Они имеют низкие потенциалы (порядка 27% и 19%), высокие кинематические вязкости (613 и 3277 мм²/с), значительную коксуемость 10% остатка (7% и 22,6% масс.), повышенные температуры начала кипения (192°C и 226°C), низкие выходы светлых фракций до +300°C (порядка 17% и 7% об.) и низкие по-

тенциалы (26,7% и 19% масс.) при общих объемах, выкипающих до температуры +360°C, фракций 29,0% и 23,0% об. Это означает, что их потенциалы по массе будут составлять менее 25% и 17%, а общие выходы – не более 27% и 21%, соответственно.

Элементные составы ВВН месторождений **Каражанбас** и **Жангурши** были определены при помощи анализатора «Elementar Vario EL III» и приведены в *таблице 2*.

Таблица 2 – Элементные химические составы нефтей ВВН и ПБ месторождений Каражанбас и Жангурши

Сырье месторождений	Состав, масс.%				
	С	Н	S	N	O
Каражанбас	82,707	11,81	2,322	0,269	2,821
Жангурши	79,43	12,30	0,398	0,370	7,502

Данные *таблицы 3* показывают, что ВВН **Жангурши** относится к классу малосернистых, но окисленных нефтей, а ВВН **Каражанбас** – к классу высокосернистых по классификации ГОСТ Р 51858–2012.

В *таблице 3* приведены составы по группам насыщенных и ненасыщенных углеводородов.

Таблица 3 – Углеводородные составы нефтей в % об. Месторождения ВВН Каражанбас и Жангурши

Названия групп	Каражанбас	Жангурши
Парафины	15,95	15,92
Неконденсированные циклопарафины	17,40	19,62
Конденсированные циклопарафины с 2–мя кольцами	14,56	18,52
Конденсированные циклопарафины с 3–мя кольцами	11,97	12,48
Бензол	9,48	5,65
Нафтенбензол	5,63	4,71
Динафтенбензол	5,57	4,46
Нафталины	6,86	4,74
Аценафтен	4,91	4,89
Флуорены	4,91	5,85
Фенантрены	2,76	3,16

При этом *n*-парафины включают и твердые парафины с температурами плавления выше +42°C и массовыми содержаниями порядка 1,5% и 0,3%, соответственно, (см. *таблицу 1*). Полициклические соединения включают природные красители, в том числе фенантрены, повышающие йодные числа средних дистиллятов. Содержание бензольной группы порядка 15% и 10% в ВВН **Каражанбас** и **Жангурши**, соответственно. Для детального тестирования их углеводородных составов (УВС) с определением фрагментного состава проводились ЯМР–спектрометрические исследования. Их результаты приведены в *таблице 4*.

Таблица 4 – Фрагментные составы масс.% сырья месторождений ВВН Каражанбас и Жангурши

Атомы Н и С	Наименование обозначения различных групп соединений	ВВН Каражанбас	ВВН Жангурши
H _α	Атомы Н в α-положении к ароматическим и карбоновым С и гетероатомам	5, 29	5, 17
H _β	Атомы Н β-метильных, -метиленовых и -метиновых группах	59, 92	69, 80
H _γ	Атомы Н в γ-положениях к ароматическому кольцу и CH ₃ – группы насыщенных соединений	33, 00	23, 84
H _{ар}	Атомы Н ароматических ядер и фенольных гидроксидов	2, 08	1, 19
H _{ол}	Атомы Н олефиновых групп	0	0
H _{ал}	Атомы Н алифатических групп	97, 92	98, 81
C _{ар}	Атомы С ароматических групп	0	0
C _{ал}	Атомы С алифатических групп	100	100
C _{п,н}	Атомы С метильных групп	2, 21	4, 06
C _{п,и}	Атомы С связанные СН-групп или ароматическим кольцом	19, 91	18, 39
C _{в+ч}	Атомы С в вторичных и четвертичных алифатических группах	97, 79	95, 94
C _ч	Атомы С в четвертичных алифатических группах	77, 88	77, 50

Указанные в *таблице 4* массовые доли различных групп углеводородных соединений получены суммированием интегральных участков откликов атомов водорода (*рисунок 1*) и углерода (*рисунок 2*) на ЯМР–спектрах нефтей месторождений **Каражанбас** (*рисунки 1, 2, а*) и **Жангурши** (*рисунки 1, 2, б*), соответственно.

В отношении ВВН (**тип 4**) месторождения **Каражанбас**, открытого в 1974 г. и введенного в эксплуатацию в 1980 г., имеется заключение лаборатории Первого Московского нефтеперерабатывающего завода. В этом заключении указаны причины отказа от приема нефти к переработке в МНПЗ–1. Они таковы: низкий потенциал (менее 30%), высокая сернистость (2, 43% масс.), наличие ванадия и никеля (более 200 ppm суммарно), вместе с серой, отравляющей катализаторы основных колонн до нерегенерируемых состояний, высокая коксуемость и непригодность гудроновых остатков к переработке на битум и/или кокс из-за высокой концентрации серы и металлов.

Спустя почти 40 лет после этого события центральная лаборатория (ЦЛ) ОАО «ВНИИП нефть» (г. Москва) дала следующее заключение по ВВН **Каражанбас**:

- выход высокоценной товарной продукции, получаемой от т.н.к. до +350°C (без учета газа до С₄), очень низок и переработка нерентабельна;
- отсутствует бензиновая фракция;
- качества керосиновых и дизельных дистиллятов (наиболее ценных продуктов) не соответствуют требованиям Технического регламента Таможенного Союза ТР ТС 013/2011;

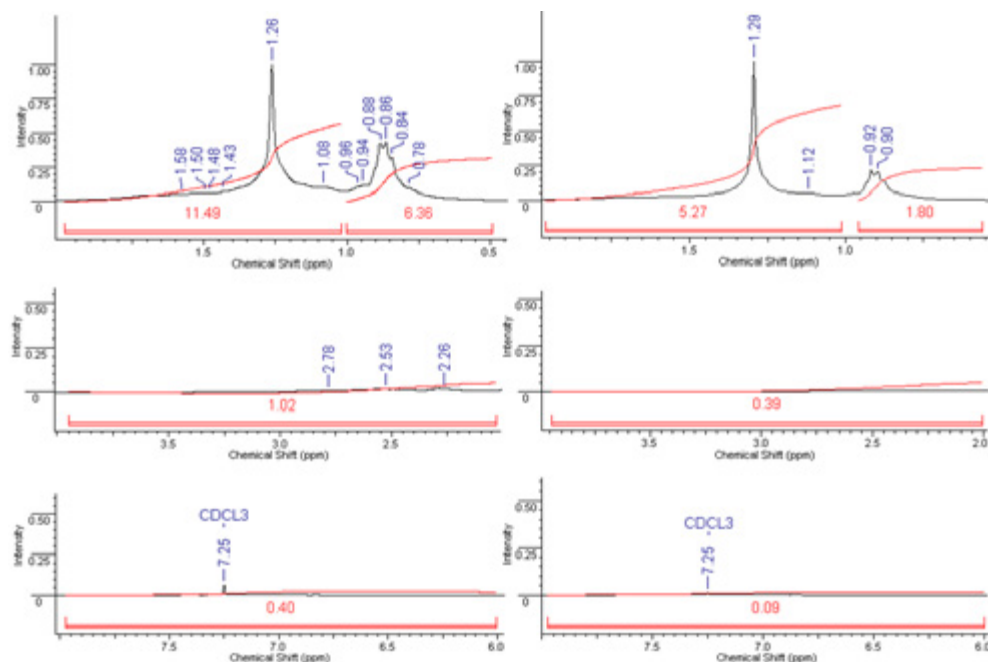


Рисунок 1 – Интегрированные участки ^1H ЯМР-спектров нефтей месторождений Каражанбас (а) и Жангурши (б)

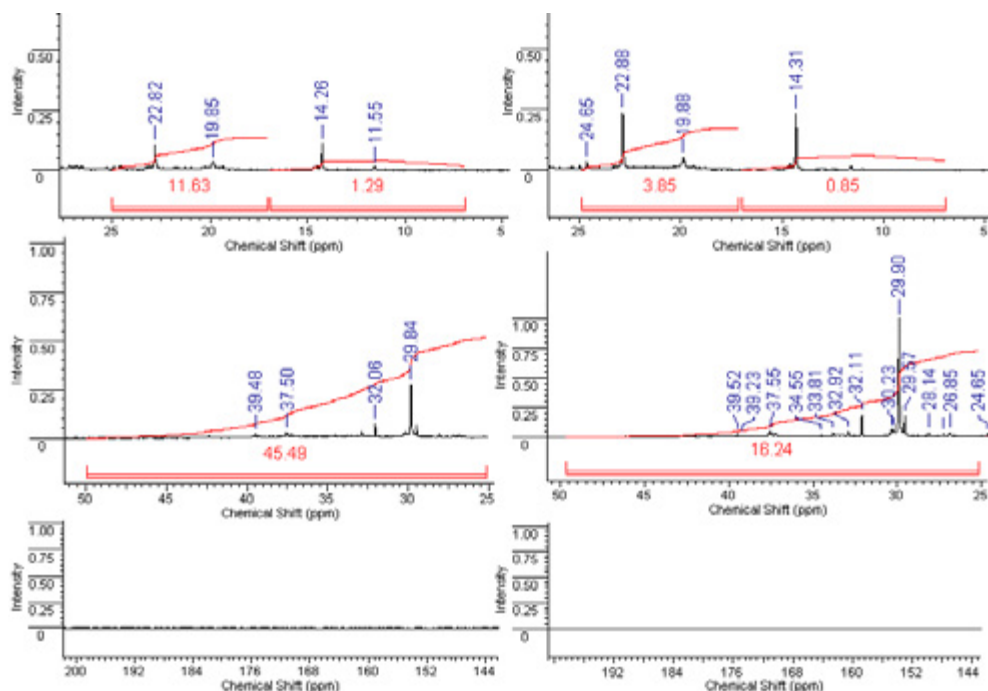


Рисунок 2 – Интегрированные участки ^{13}C ЯМР-спектров нефтей месторождений Каражанбас (а) и Жангурши (б)

- высокие содержания серы и металлов, концентрированных в остатках, не позволяют использовать их в процессах углубленной переработки (крекинг и гидрокрекинг) в установке замедленного коксования и битумной установке;
- требуется энергозатратная гидроочистка нефти и нефтепродуктов;
- нефть не может быть рекомендована к переработке в чистом виде без смешивания со значительной массой легкой (**тип 1**) и средней (**тип 2**) по ГОСТ Р 51858 – 2012 нефтей с высокими потенциалами и малыми серосодержаниями, не имеющих в элементном составе металлов.

По результатам аналитических исследований образца ВВН месторождения **Жангурши** дано следующее заключение.

Эта нефть обладает низким потенциалом (менее 20% масс.), высоким содержанием ненасыщенных полициклических соединений, в том числе, смол и асфальтенов, имеет в три раза большую коксуемость 10% остатка, чем металлизированная, высокосернистая ВВН месторождения **Каражанбас** и не может быть рекомендована к глубокой переработке по топливному варианту. Однако, она, имея масла с массовой долей более 30%, может быть использована в переработке по топливно-масляному варианту на индустриальные и промышленные масла, для получения базовых компонент моторных и приборных масел, гидравлических и электроизоляционных масел.

Сказанное свидетельствует, что если даже будут изобретены дешевые, регенируемые и стойкие к отрицательным воздействиям полициклов концерегенных соединений нафталина, фенол-фенильных групп, антрацена, фенантрена и других веществ совместно с серой, сероводородом и металлами перерабатывать на традиционных НПЗ не целесообразно, так как не будет достигнута приемлемая (72% масс.) глубина передела при экономически оправданных затратах. Данное заключение также вытекает из вывода МЭА, сделанного на основании полувековых исследований в рамках ММЭ–2000 и ММЭ–2030, охватывающих отдельно период с 1971 по 2000 год и период с 2001 по 2018 год.

Предлагаемая технологическая линия глубокой переработки тяжелых нефтей и нефтяных отходов по топливному варианту включает не одну установку, а представляет собой «Технологическую линию вакуумно–волновой конверсии углеводородного сырья магнитно–электрическим полем на моторные, судовые и энергетические топлива» в соответствии с техническими условиями [7, 8].

Названная технологическая линия состоит из трех основных блоков:

- преобразования высоковязких, сверхтяжелых, низкопотенциальных и содержащих большое количество гетероатомов УВС на топливо **жидкое дистиллятное (ТЖД)** марки «Тяжелое» (**Т**), «Среднее» (**С**), «Легкое» (**Л**) с потенциалами не менее 72%, 85% и 92% масс., соответственно; это **блок ТЖД**;
- фракционирования **ТЖД** на базовые компоненты автомобильных бензинов, керосина и дизельного топлива с выходом светлых фракций не менее 92% массовых независимо от его марок и 12% судовых топлив на модернизированных атмосферных колоннах [9]; при этом **ТЖД** марок **Т**, **С** и **Л**, соответственно, дает до 32% бензина и не менее 70% керосина и дизеля, равное количество трех фракций и не менее 60% бензина и до 42% дизеля с керосином;
- выпуска автомобильного бензина АИ–92, АИ–95 и АИ–98 евроклассов 4 и 5,

дизельного топлива евроклассов 4 и 5, судового топлива, отвечающего требованиям Международной морской конвенции, стандартам качества и норм экологичности.

Блок ТЖД является основным узлом данной Технологической линии и работает при температуре порядка +70°C, имея четыре стадии преобразования как один цикл. Все четыре стадии преобразования ВВН месторождения **Жангурши** исследовала Испытательная нефтяная лаборатория «SGS Kazakhstan» Ltd, аккредитованная в Казахстане и входящая в международную группу SGS. Результаты постадийного блока преобразования ВВН на ТЖД сведены в *таблицу 5*, отражающую повышение потенциала.

Таблица 5 – Результаты постадийного преобразования ВВН месторождения Жангурши

Показатели	Единица измерения	Стадии преобразования			
		I	II	III	IV
Содержание воды	масс. %	13.0	25.0	22.0	1.2
Концентрация хлористых солей (в пересчете на NaCl)	мг/л	>200.0	>200.0	>200.0	45.6
Содержание серы	масс. %	0.294	0.296	0.266	0.242
Максимальная (верхняя) температура текучести	°C	36	33	36	18
Кинематическая вязкость при +20°C	мм²/с	30.98	18.17	22.83	4.24
Фракционный состав	По ГОСТ 2177–99Б				
Температура начала кипения	°C	89	74	72	58
Перегоняется при t- 100°C	об. %	0.5	0.5	2.5	9.5
120°C	-//-	2.0	2.0	5.5	12.5
150°C	-//-	5.5	7.5	11.0	25.0
160°C	-//-	7.0	9.5	13.5	27.5
180°C	-//-	9.5	12.5	17.0	32.5
200°C	-//-	13.0	16.0	19.5	36.5
220°C	-//-	16.0	19.5	22.0	40.0
240°C	-//-	18.0	22.0	25.5	43.0
260°C	-//-	21.5	26.0	29.0	47.0
280°C	-//-	25.5	30.0	33.0	50.0
300°C	-//-	30.0	35.0	37.5	54.0
320°C	-//-	34.5	39.5	42.0	57.0
340°C	-//-	Na*	48.0	47.0	61.0
350°C	-//-	Na	Na*	52.0	64.0
360°C	-//-	Na	Na	57.0	69.0
Процент отгона	-//-	60.0	63.0	65.0	72.0
Температура конца кипения	°C	337	341	§	§

Примечание: тесты на фракционный состав проведены после обезвоживания проб.

В *таблице 5* значком **NA*** обозначен факт наблюдения дымообразования при наступлении температуры, принятой, несмотря на идущий процесс отгона, за температуру конца кипения; значком **§** обозначено, что не наблюдались дымообразование и прекращение процесса отгона без поднятия температуры, т. е. шел процесс отгона под действием остаточного тепла от нагрева системы до +360 °С, определяя тем самым фактически объем отгона, как процент отгона, до температуры конца кипения в +360 °С.

Для изучения в ЦНЛ «SGS Kazakhstan» были отгружены две цистерны ВВН **Жангурши** с общей массой 111,2 т по железной дороге на нашу промышленно-испытательную площадку, в сопроводительных документах которой ВВН обозначена как «Товарная нефть» **тип 4**, но без Паспорта качества. При приеме груза были отобраны по три образца нефти с каждой цистерны для текущих анализов в двух независимых аккредитованных химических лабораториях и в качестве арбитражного образца. Образцы были отобраны совместно приглашенными специалистами аккредитованных Лабораторий: «Испытательный Центр ПК «Сертис М» » и «Лаб. Хим. Сервис KZ» . На начало испытаний анализы не были сделаны указанными лабораториями. Обе лаборатории констатировали очень высокую вязкость и что они за трое суток не смогли обезвредить образцы. Не подозревая о наличии 13.0% воды и концентрации большого количества солей, что подтверждено анализом I стадии процесса Лабораторией SGS, мы ввели в сырье еще 12% технической воды, согласно технологическому режиму (см. анализы II стадии). Естественно, это ухудшило процесс и сказалось на результатах. Тем не менее, процесс шел и каждая последующая стадия только улучшала результаты предыдущей стадии. Согласно режиму, после III стадии нужно дренировать остаточную воду в объеме 6%, исходя из количества добавленной воды (12%) на II стадии и считая ее 4–5% усвоенной на этих двух стадиях. Нам удалось дренировать 20% воды, что для нас было шокирующим явлением (раньше такого никогда не наблюдалось). Обнаружив этот факт, мы обратились с протестом о расхождении углеводородной массы нефти от указанных в товарно-транспортных накладных 111,2 т на 14 т и о том, что отгружена неподготовленная сырая промысловая нефть с содержанием воды до 13% масс. Поставщик признал свою недобросовестность и подтвердил факт поставки сырой нефти с большим водосодержанием и механической примесью. Этот факт мы обнародовали только по причине проведения ответственных испытаний работоспособности данного блока Технологической линии. Конечно, результаты могли быть еще лучше, если бы не указанная недобросовестность поставщика.

Желая подчеркнуть значимость полученных, даже при таких условиях, результатов, в *таблицу 6* внесли их и соответствующие показатели для Международной эталонной нефти «Легкая» (**тип 1**) и российской биржевой нефти «Средняя» (**тип 2**) по ГОСТ Р 51858–2012 марки **Urals** [10].

В *таблицу 6* включен столбец ТЖД/Т* значений показателей ТЖД марки «Тяжелое» (ТЖД/Т) после длительного хранения в жаркий летний (два месяца), прохладный осенний (два месяца) и холодный зимний (два месяца) периоды. При этом наблюдалась потеря до 3,3% масс. за шесть месяцев хранения в условиях отсутствия улавливателей парогазовых летучих веществ. Об этом говорит тот факт,

что температура начала кипения ТЖД/Т, равная +58 °С, поднялась до +72 °С и снизилось содержание бензиновой фракции на указанные 3,3% масс., а также произошла дегазация. Однако, в целом, фракционный состав улучшился. Это позволило утверждать, что ТЖД/Т* значительно превосходит по своим показателям Мировую эталонную нефть на Лондонской бирже марки **Brent**.

Таблица 6 – Показатели качества ТЖД марок «Тяжелое», «Легкое» и «Среднее»

Показатели	Единица измерения	Значения			
		ТЖД/Т	ТЖД/Т*	Среднее	Легкое
Малосернистая	масс. %	0.24	0.24	до 0,6	до 0,6
Сернистая	Ppm	0.24	0.24	от 0.61– до 1.80	от 0.61 до 1.80
Плотность при +20°С	кг/м ³	843	845	850.1–870.0	830.1–850.0
Содержание вод группа I	масс. %	0.015	0.016	0.5	0.5
Концентрация хлористых солей (в пересчете на NaCl), -//- II	мг/л	23	25	100	100
Доля механических примесей, не более -//- II	масс. %	-	-	0.05	0.05
Доля сероводорода, не более, -//- II	ppm	-	-	20	20
Доля метил – и этилмеркаптанов, не более, -//- II	ppm	-	-	40	40
Фракционный состав:		По ГОСТ 2177–99 Б			
Перегоняется до t- 200°С	об. %	36.5	37.1	21	27
300°С	-//-	54.0	56.0	42	47
350°С	-//-	64.0	67.0	53	57
360°С	-//-	72.0	75.0	не нормируется	

По Технологическому регламенту процесса передела исходных ВВН и/или темных вторичных нефтепродуктов (мазут, газойль) и/или промышленных отходов с УВС (нефтешламы, битумы, кислые гудроны) на ТЖД/Т нужно проводить указанные выше четыре стадии, составляющие один цикл, и дополнительно повторить III и IV стадии с последующим хранением от 24 до 48 часов, т. е. более одних суток. Такое время работает на «успокоение» продукта с улучшением показателей, дегазацией, полным обезвоживанием и обессоливанием. Аналогичные технологические процессы производства ТЖД/С и ТЖД/Л из ВВН и других видов сырья занимают, соответственно, два и три полных цикла с повтором каждый раз III и IV стадии для коррекции результатов и достижения показателей их качества согласно ТУ СТО 53122499–001–2016 РФ [11]. Технические условия [11], разработанные профессором **А.А. Калыбай** ТЖД/Т/С/Л и регламентирующие технические характеристики, одобрены Федеральным агентством по техническому регулированию и метрологии Российской Федерации, получили положительную экспертную оценку **ФБУ «Ростест–Москва»** и внесены в Государственный Реестр РФ за № 200100103 12.12.2016 г.

Названные виды ТЖД сертифицированы Системой Государственной Сертификации ГОСТ Р, выдавшей Сертификат соответствия за № РОСС RU. ПШ 01. Н10628 от 22.12.2016 г. на основании Протоколов испытаний № 8920/15 от 19.12.2016 г. Испытательного Центра «ТЕСТ-ГРУПП» ФГУ «РОСТЕСТ-МОСКВА» [12].

Аналогичные тестовые испытания прошли ТЖД всех трех марок, выработанные из ВВН месторождения **Каражанбас** в 2018 году.

Технические характеристики ТЖД/Т/С/Л отвечают требованиям вышеуказанных ТУ СТО 53122499–001–2016 РФ, а также требованиям ТР ТС 013/2011 и на них распространяется Таможенный код Товарной номенклатуры Внешней экономической деятельности в случае поставки товара на экспорт за пределы территории Таможенного Союза. Эти результаты включены в *таблицу 7*.

В *таблицу 7* включен столбец по характеристикам экспортной нефти «Особо легкая» (тип 0) по ГОСТ Р 51858–2012 для сравнения их с характеристиками дистиллятных продуктов, полученных из ВВН месторождения Каражанбас. Повидимому, нефть этого месторождения является самым подходящим сырьем для производства остродефицитных в стране авиационного керосина и дизельного топлива марки «Зимнее». Преследуя эту цель, мы не старались формировать бензиновые фракции, напротив образовали фракции керосина и дизельного топлива. Об этом свидетельствует разгонка ТЖД «Тяжелое», где бензин составляет 7,5% масс., из которых 4% могут быть отнесены в керосиновые фракции. В целом такой дистиллят дает не менее 30% масс. авиакеросина и не менее 60% масс. дизельного топлива «Зимнее».

Данные *таблицы 7* также показывают, что протекают процессы:

- очистка дистиллятов от серы, металлов и оксидантов;
- очистка сырья от серы, металлов, солей, азота и кислорода с выделением их в отдельную продукцию;
- улучшение реологических свойств сырья путем снижения вязкости, температуры застывания, содержания парафина, температур начала и конца кипения;
- увеличение коэффициента баррелизации от 6,2 единиц до 7,8 единиц, тем самым поднимая рыночную цену ВВН.

Кроме того улучшение реологических свойств ВВН позволяет поднять пропускную способность нефтетранспортной трубы и снижать затраты по транспорту нефти.

Таким образом, приведенные результаты демонстрируют конкурентоспособность вакуумно-волновой конверсии (ВВК) как эффективного процесса. Из названия технологической линии следует участие в процессе электромагнитного поля, звуковых волн и вакуума. Вакуум создается не при помощи вакуумных насосов, а путем трансформации статического давления системы в динамическое, согласно закону Бернулли [13–18]. При этом давление системы кратковременно понижается до 100 мм ртутного столба и ниже. Этому фактору способствует также действие ударных волн разряжения и противодействие магнитного поля в диамагнитической среде нефти.

В зоне пониженного давления происходит разрыв компонентов жидкости и образуется зона кипящего слоя под колебательными воздействиями звуковых, магнитных и электрических полей. Такую зону принято называть **виброкипящим**

Таблица 7 – Показатели качества ТЖД марок «Тяжелое», «Среднее», «Легкое», выработанных из ВВН месторождения Каражанбас

Показатели (наименования из таблицы 5)	Единица измерения	Значения			
		ТЖД/л	ТЖД/с	ТЖД/т	Особо легкая
Содержание воды	масс.%	0.1	0.1	0.1	0.5
Концентрация хлористых солей (в пересчете на NaCl)	мг/л	20	35	50	100
Содержание парафина, не более	масс.%	0,4	0,5	0,6	6
Содержание серы, (малосернистая)	масс.%	0,1	0,3	0,5	до 0,60
Доля сероводорода, не более, (группа 1)	Ppm	10	10	10	20
Фракционный состав:	По ГОСТ 2177–99 Б				
Температура начала кипения	°С	54.2	93.0	112.3	не норми- руется
Перегоняется при t – 100°С	об.%	17.8	0.8	отсут.	-//-
120°С	-//-	25.0	3.9	0.7	-//-
150°С	-//-	36.2	8.1	3.4	-//-
160°С	-//-	37.9	9.5	4.3	-//-
180°С	-//-	41.4	12.3	5.6	-//-
200°С	-//-	53.6	22.0	8.2	не менее 30
220°С	-//-	60.8	31.1	12.3	не норми- руется
240°С	-//-	68.4	39.9	20.0	-//-
260°С	-//-	75.9	48.7	30.1	-//-
280°С	-//-	84.2	58.2	36.2	-//-
300°С	-//-	91.8	67.1	43.5	не менее 52
320°С	-//-	94.1	75.5	53.4	не норми- руется
340°С	-//-	96.4	82.4	63.3	-//-
350°С	-//-	97.5	87.8	68.2	не ме- нее 62
360°С	-//-	98.5	92.2	74.1	не норми- руется
Процент отгона	-//-	99.5	94.3	78.0	-//-
Температура конца кипения	°С	385	403	435	-//-

слоем, где и формируются парогазовые пузырьки, ограниченные поверхностями разрывов. Энергия сил поверхностных натяжений достаточно высока и в водной среде имеет величину порядка $13 \div 37$ кДж/моль [19, 20]. Она зависит от радиуса пузырька обратно его первой степени. Поэтому мы указали величину энергии поверхностного натяжения для микронного размера пузырьков, наиболее часто встречающихся в невязкой среде.

Литературных данных по величине энергии сил поверхностного натяжения для вязкой углеводородной среды нет. Поэтому проведем ее оценку. Для этого воспользуемся цифрами, полученными нашими авторами [16, 17]. Согласно их расчетам, поверхностная плотность электронов на поверхности разрыва микропузырьков микронным диаметром равна 10^{15} е/см². Этой концентрации достаточно для организации потока высокоэнергетических (10–100 кеВ) электронов за счет их эмиссии [16, 17].

Рассматривая эмиссионные процессы, следует учесть действия на них механохимического эффекта (МХЭ) и электрогидравлического эффекта (ЭГЭ), связанных с именами П.А. Ребиндера и Л.А. Юткина. Современная химия объединяет эти эффекты в физико–химию экстремальных воздействий, критерием которых является возникновение высокоактивных промежуточных состояний, влекущих за собой качественные изменения микро- и макрохарактеристик среды и появления новых свойств вещества [21, 22]. Такие характеристики и свойства не проявляют себя в обычных равновесных, тепловых и диффузионных процессах переработки нефтей. Перед схлопыванием от деформации энергия сил поверхностного натяжения достигает величины $140 \div 230$ кДж/моль, а высвобожденная энергия от разрыва поверхности – величины 494 кДж/моль. Этой энергии вполне достаточно для эмиссии высокоэнергетических электронов и организации их потока. В упомянутых работах [16–18] рассчитаны напряженность E электрического поля (10^7 В/см) и напряжение U внутреннего электрического поля пузырька (10^5 В). Энергия схлопывания пузырька, вызванного внешними факторами, и напряженность E , накладываясь друг на друга, вырывают не только поверхностные электроны, но также из следующих энергетических уровней. Поток эмиссионных электронов испытывает ускоряющие действия U , разгоняющего каждого из них со скоростями порядка 10^8 м/с. Кинетическая энергия электронов достигает величины $10^3 \div 10^5$ еВ и поток электронов с такой энергией вызывает разрыв химических С–С–связей углеводородных молекул и О–Н–связей молекулы воды. При этом образуются ион–радикалы, живущие в свободном состоянии не более 10^{-7} сек. и образующие насыщенные низкомолекулярные УВС.

Таким образом, углеводородное сырье, смешанное с активированной водой и доведенное до ультрадисперсной смеси, где капли и пузырьки воды в углеводородном массиве, капли и пузырьки нефти в водной среде имеют ограничивающие их поверхности разрыва сферической формы не более микронного размера, под действием вакуума, ударных волн разряжения, внешних электрического и магнитного полей испытывают интенсивные кавитации [13–18]. В указанных волновых полях гетероатомы, часть из которых акустически жестче, а часть, наоборот, акустически слабее чем смесь в целом, являются резонаторами. Они, являясь своеобразными концентратами (сера и металлы) и рассеивателями (азот, кислород и пары) волновой

энергии, освобождаются от окружающих атомов углерода, становясь свободными, согласно закону гравитационной устойчивости выпадают в осадки вместе с избыточной водой. В этом состоит весь механизм процесса ВВК.

Рассмотрим закономерности процесса гидроконверсии ВВН, смешанных с активированной водой. Необходимо отметить, что любая жидкость, в том числе нефть и вода, имеют пузырьки размером $(1 \div 10) \cdot 10^{-9}$ м (10^{-9} м = 1 нм). Они возникают под влиянием естественного космического потока частиц и излучения [21–23]. Пузырек имеет поверхность – границу, отделяющую его от окружающего массива и образованную из молекул жидкости. Следовательно, любую жидкость следует рассматривать как двухфазную среду, а ВВН – вообще, как трехфазную; нефть составляет жидкую фазу, пузырьки – газовую и твердые вещества (сера, металлы и соли) – твердую фазу. Значит, нефть с водой представляет трехфазное, многокомпонентное вещество, где микропузырьки и наноразмерные включения играют существенную роль для процесса ВВК. Таким образом, нужно добавлять в нефть такое количество воды, когда можно образовать из них гомогенную смесь, где вода дробится на капельки микрометрических размеров, ультрадисперсно и равномерно внедряется в углеводородное сырье. Гомогенно ультрадисперсную смесь можно создавать при помощи кавитации и ударных волн, с одной стороны, и действиями электрического и магнитного полей высокой интенсивности или методами экстремальных воздействий, как высоковольтные короткоимпульсные электрогидравлические разряды, с другой стороны.

Следовательно, комбинированные методы вакуумно-волновой конверсии (ВВК) используются для создания:

- каверн, их кавитации и действия ударных волн разряжения;
- воздействия электрического и магнитного полей.

Эти воздействия позволили нам открыть неизвестное явление низкотемпературного (до +70°C), энергоэффективного, ресурсоповышающего, экологически чистого передела высокомолекулярных УВС на насыщенные низкомолекулярные соединения, очищенные от гетероатомов и представляющие собой молекулы моторных и легких судовых топлив. Основные закономерности проявления данного явления таковы.

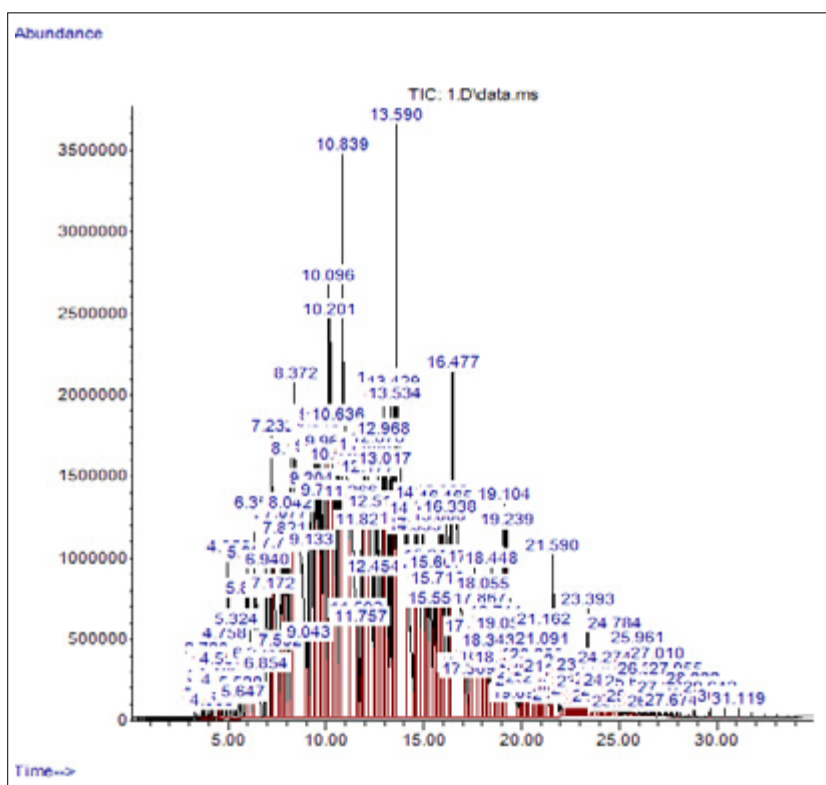
- Электроны пузырьков микронных и меньших размеров, расположенные на поверхностях разрывов в среде, концентрируют огромную энергию (порядка десятков, даже сотен кэВ) и имеют большую поверхностную плотность ($\approx 10^{15}$ е/см²).
- Эти электроны способны под малым воздействием (порядка 0,1 еВ) отрываться и образовывать поток высокоэнергетических частиц.
- Поток высокоэнергетических электронов разрывает химические С–С–связи углеводородных молекул и О–Н–связи молекул воды, образует множество активных ион–радикалов УВС и атомов водорода.
- Вновь образованные ион–радикалы УВС и атомы водорода, имея срок жизни в свободном состоянии менее 10^{-7} сек., рекомбинируют между собой и образуют насыщенные (предельные) низкомолекулярные УВС, представляющие, в целом, молекулы светлых фракций.
- Указанный поток высокоэнергетических электронов разрывает химические

С-ГА-связи, где ГА – это гетероатомы серы, металлов, кислорода и азота, образуя тем самым элементарные серу и металлы, кислород и азот, которые согласно закону гравитационной устойчивости выпадают в осадок вместе с обрабатывающей водой и уходят в атмосферу в виде газов кислорода и азота.

Результаты электрогидравлического эффекта (ЭГЭ) подтверждены на примере изучения нефтешламов с трубопровода Атасу-Алашанкол, со скважины № 5544 месторождения **Жанаозен** и Шымкентского НПЗ [24–25] и показана возможность переработки нефтешлама с использованием электрогидравлического эффекта с получением до 30% бензиновой фракции, улучшить реологические свойства и добиться хорошей очистки при помощи высоковольтных короткоимпульсных электрогидравлических разрядов.

Анализы, полученные на хромато-масс-спектрометре «Agilent Technologies 6890» (Детектор – масспектральный. Газ-носитель – гелий. Капиллярные колонки № J&N 122–1232 и Agilent 19091z-105 HP-1), показывают, что состав жидкой фракции составляют парафины, изопарафины, ароматические углеводороды, нафтены и эфирные соединения.

По данным спектров анализа, светлые фракции (рисунки 3, 4), обработанные ЭГ-ударами, сильно отличается от анализов светлой фракции без обработки ЭГ-ударами и по количеству, и по составу.



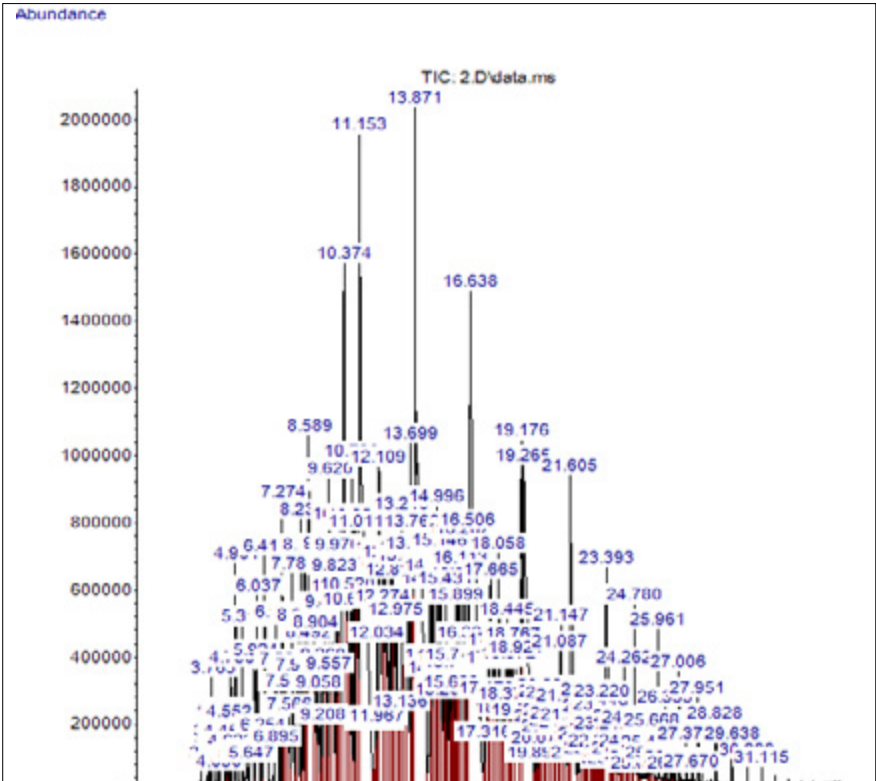



Рисунок 4 – Данные хромато-масспектрального анализа светлой фракции после ЭГ-обработки

Например, из обработанного ЭГ-ударами нефтешлама получили светлую фракцию, в составе которой находится 171 вид углеводородов, в то же время, полученная светлая фракция из нефтешлама, необработанного ЭГ-ударами, содержит 161 вид углеводородов, то есть на 10 видов углеводородов меньше. Здесь необходимо отметить, что по составу полученные светлые фракции существенно отличаются. Эфирных соединений в пробе светлой фракции, обработанной ЭГ-ударами, в два раза больше, чем в пробе без обработки. Ко всему этому нужно добавить, что при обработке ЭГ-ударами дополнительно получили различные углеводороды в газообразном состоянии, а также после обработки выделяется больше светлой фракции.

Авторы благодарят к.ф.-м.н. **Сейлханова Т.М.**, проводившего все анализы ВВН, результаты которых отражены в *таблицах 2–5* и на *рисунках 1 и 2*. 

ЛИТЕРАТУРА

- 1 Модель мировой экономики на период развития 2001–2030 годы / <https://www.iea.org/>
- 2 Отчет Международного энергетического агентства за 2015–2018 годы / <https://www.iea.org/>
- 3 Надиров Н.К. Высоковязкие нефти и природные битумы. В 5-ти томах. Т.1. – Алматы:

- 4 Нади́ров Н.К. Высоковязкие нефти и природные битумы. В 5-ти томах. Т.5. – Алматы: Ғылым, 2001. – 337 с. [Nadirov N.K. High viscosity oil and natural bitumen. In 5 volumes. Vol.1. – Almaty: Gylym, 2001. – P. 337.]
- 5 Уиллyam Л. Леффлер. Переработка нефти. Пер. сангл. – М.: Олимп-бизнес, 2001. – 367 с. [William L. Leffler. Oil processing. Per. with English. – M.: Olymp-biznes, 2001. – 367 p.]
- 6 Мановян А.К. Технология первичной переработки нефти и природного газа. – М.: Химия, 2001. – 586 с. [Manovan A.K. The Technology of primary processing of oil and natural gas. – Moscow: Khimiya, 2001. – 586 p.]
- 7 Технические условия ТУ 3689–001–38281705–2012 «Технологическая линия вакуумно-волновой конверсии углеводородного сырья магнитно-электрическим полем в топливо легкое, среднее и тяжелое дистиллятное жидкое (топливо жидкое: для специфических процессов переработки), бензины АИ-92, АИ-95 и АИ-98 Евроклассов 4 и 5, дизельное топливо Евроклассов 4 и 5, топливо судовое и топливо гидрогенизированное энергетической марки ТГЭ –40» . – М.: ФБУ «РОСТЕСТ–МОСКВА», 2012. – 26 с.
- 8 Сертификат соответствия № С-RU.АГ98. В. 05607 – ТР 1457858. Продукция «Нефтеперерабатывающее оборудование: Технологическая линия вакуумно-волновой конверсии углеводородного сырья магнитноэлектрическим полем на нефтехимические продукты и моторные топлива», отвечающая Техническим условиям ТУ 3689–001–38281705–2012, соответствует Требованиям Технического регламента о безопасности машин и оборудования, утвержденного Постановлением Правительства РФ от 15.09.2009 № 753.
- 9 Технические условия ТУ 3611–002–32281705–2013 «Вихреволновая дистилляционная колонна целевых нефтепродуктов КВД–40» . – М.: ФБУ «РОСТЕСТ–МОСКВА», 2013. – 35 с.
- 10 ГОСТ Р 51858 – 2012. НЕФТЬ. Общетеchnические условия – М.: ВНИПИ нефть, 2012. – 8 с.
- 11 Технические условия СТО 53122499–001–2016 «Топливо жидкое дистиллятное легкое, среднее и тяжелое (Топливо жидкое: для специфических процессов переработки)» – М.: ФБУ «РОСТЕСТ–МОСКВА», 2016. – 20 с.
- 12 Федеральное агентство по техническому регулированию и метрологии. Система сертификации ГОСТ Р. Сертификат соответствия № РОСС RU. ПЩ01. Н10628 – 2066970 продукции «Топливо жидкое дистиллятное легкое, среднее и тяжелое (Топливо жидкое: для специфических процессов переработки)» / Серийный выпуск, соответствует Требованиям нормативных документов ТУ СТО 53122499–001–2016. – М.: – 2016.-1 с.
- 13 Калыбай А.А. Энергоэффективная сверхглубокая гидроконверсия высоковязких углеводородов в моторные топлива // Нефть и газ. – 2014. – № 1. – С. 45–59. [Kalybay A.A. Energy-efficient ultra-deep hydroconversion of high-viscosity hydrocarbons into motor fuels // Neft i Gaz. – 2014. – № 1.- P. 45–59.]
- 14 Калыбай А.А., Жумагулов Б.Т., Нади́ров Н.К., Абжали А.К. Альтернативная технология эффективной переработки нефтяного сырья // Нефть и газ. – 2017. – № 3. – С. 88–104. [Kalybay A.A., Zhumagulov B.T., Nadirov N.K., Abzhali A.K. Alternativetehnology effective oil refining// Neft i Gaz. – 2017. – № 3. – P. 88–104.]
- 15 Калыбай А.А., Жумагулов Б.Т., Нади́ров 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. [Kalybay A. A., Zhumagulov B. T., Nadirov N. K., Abzhali A. K. Substantiation of expediency of construction of the fourth refinery with the effective technology of processing heavy crude oil // Neft i Gaz. – 2018. – № 4. – P. 67–77.]
- 16 A.A. Kalybai, B.B. Teltayev, A.K. Abzhali «Nanoenergetic materials and low carbon energetic on common resource and technological bases», X International Symposium «The Physics and Chemistry of Carbon and Nanoenergetic Materials», September 12–14, 2018, Almaty.
- 17 A.A. Kalybai, B.B. Teltayev, A.K. Abzhali «Nanoenergetic Materials and Low-Carbon Nanoenergetics: Regularities, Technology and Raw Materials», Eurasian Chemical – Technological Journal, 2019, в печати.
- 18 Teltayev B.B., Kalybai A.A., Izmailova G.G., Rossi C.O., Amirbayev E.D., Sivokhina E.S. «Increasing of low temperature stability of bitumen with the use of nanocarbon powder». X International Symposium «The Physics and Chemistry of Carbon and Nanoenergetic Materials», September 12–14, 2018, Almaty.
- 19 Физические величины. Справочник. Под ред. Григорьева И.С., Мелихова Е.З. – М.: Энергоиздат, 1991. – 150 с. [Physical magnitudes. Handbook. Ed. by I. S. Grigoriev, E. Z. Meylikhova – M.: Energoizdat, 1991. – 150 p.]
- 20 Краткий справочник физико-химических величин. Редактор К.П. Мищенко. – М.: Химия, 1974. – 330 с. [Brief reference book of physical and chemical quantities. Editor K. P. Mishchenko. – Moscow: Khimiya, 1974. – 330 p.]
- 21 Иванов Б.Н. Законы физики. – М.: Высшая школа, 1986. – 335 с. [Ivanov B. N. The laws of physics. – Moscow: Vysshaya shkola, 1986. – 335 p.]
- 22 Китайгородский А.И. Введение в физику. – М.: Физматгиз, 1959. – 704 с. [Kitaygorodsky A. I. Introduction to physics. – Moscow: Fizmatgiz, 1959. – 704 p.]
- 23 Парселл Э. Берклевский курс физики. Т.2. Электричество и магнетизм. Пер. с англ. – М.: Наука. – 1983. – 416 с. [Parsell E. Berkeley course in physics. Vol.2. Electricity and magnetism. Per. with English. – M.: Nauka, – 1983. – 416 p.]
- 24 Bodykov D. U., Abdikarimov M. S., Seitzhanova M. A., Nazhipkyzy M., Mansurov Z. A., Kabdoldina A. O., Ualiyev Zh. R. Processing of oil sludge with the use of the electrohydraulic effect // Journal of Engineering Physics and Thermophysics, 2017, № 5, V. 90.
- 25 Патент на полезную модель № 1668 РК. Способ переработки нефтяных шламов / Бодыков Д.У., Абдикаримов М.С., Мирталипов Р.Т., Алиев Е.Т., Салахов Р.Х., Мансуров З.А. От 15.09.2016. Бюл. № 11. [Patent for utility model № 1668 RK. A method of processing oil sludge / Badikov W. D., Abdikarimov M. S., Mitalipov R. T., Aliyev, E. T., Salakhov R. H., Mansurov Z. A. From 15.09.2016. Bul. № 11.]

ПРОБЛЕМЫ КИБЕРАТАК НА АВТОМАТИЗИРОВАННЫЕ СИСТЕМЫ УПРАВЛЕНИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИМ ПРОЦЕССОМ В НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ



Евгений ПИТОЛИН,
управляющий директор

KasperskyLab в Казахстане, Центральной Азии и Монголии
050010, Республика Казахстан, г. Алматы, Казыбекби, 20а

Современные предприятия нефтегазовой отрасли давно перешагнули черту, отделяющую физический мир машин и агрегатов от виртуального, превратившись, по сути, в киберфизические системы. Эти системы строят с использованием IT-технологий и объединяют при помощи каналов связи. Это многократно упрощает их эффективное использование, но делает их уязвимыми перед угрозой компьютерных атак.

Какие факторы оказывают значительное влияние на ландшафт угроз, на разработку, внедрение и использование организационно-технических мер защиты объектов нефтегаза?

Эволюция технологических процессов – необходимость производить новую, более сложную, продукцию изменяет требования к системам автоматизированного управления.

Изменение процессов управления производством – подъем функций мониторинга и управления на более высокие уровни иерархии (от технологической установки вниз в кабинет главного инженера наверху и далее).

Постоянно возрастающая техническая сложность систем управления технологическим процессом – как следствие – переход на новые технологии при разработке систем автоматизированного управления, которые

- разрабатываются третьей стороной;
- заимствуются из ИТ;
- используются большим количеством производителей.

Уменьшение времени жизни систем управления – это приводит к уменьшению длительности цикла разработки и поддержки продуктов для АСУ ТП, что накладывает дополнительные ограничения на возможные затраты для обнаружения и решения проблем кибербезопасности продуктов на стороне производителя.

Повышение степени автоматизации, избавление от ручного труда.

- Рост и развитие общего количества систем автоматизации и прочих информационных систем на производстве.
- Внедрение новых систем и технологий, позволяющих унифицировать мониторинг и управление ранее несвязанными объектами и системами.
- Увеличение количества поставщиков и подрядных организаций.

Увеличение уровня защищенности «традиционных» жертв киберпреступников.

- Рост количества и качества используемых средств защиты от традиционных атак, увеличение осведомленности потенциальных жертв и зрелости процессов обеспечения безопасности.
- Рост уровня экспертизы органов делает традиционные кибератаки все более рискованным видом нелегальной деятельности.
- Киберпреступники все более настойчиво ищут новые, менее защищенные цели.

Отсутствие очевидной повседневной угрозы – функциональной (технологическому процессу, оборудованию) и физической (людям и окружающей среде) безопасности, бизнесу нефтегазовых организаций.

- Многие организации при планировании и ведении своей деятельности из всего многообразия последствий кибератак учитывают только те, что потенциально ведут к уже смоделированным авариям с оцененным риском.
- Матрица этих рисков складывалась, как правило, под прессингом со стороны законодательно-нормативной базы и в условиях сложившейся во многих отраслях промышленности традиции.

Определяющее воздействие на список рисков предприятия и конкретного подразделения внутри предприятия оказывает также разделение ответственности между вертикалями управления на одном предприятии и между предприятиями в отрасли. При этом, как правило, речь идет об оцененных рисках возникновения критических ситуаций при случайном стечении негативных обстоятельств – исходя из теоретических обоснований и опыта практической эксплуатации оборудования. Таким образом, свести полностью планирование и реализацию организационно-технических мер киберзащиты к традиционным практикам функциональной и физической безопасности принципиально невозможно.

К сожалению, эту реальность большинство промышленных организаций признать пока не могут или не хотят. Целевые атаки на системы автоматизированного управления в нефтегазовой отрасли, в том числе и в РК, уже далеко не экзотика; при этом атаки, нацеленные на кражу денег, равно как и атаки вымогателей, также

становятся все более частыми. Так, системы «Лаборатории Касперского» автоматически исследуют и обрабатывают более 300 000 новых экземпляров подозрительного и вредоносного ПО ежедневно.

Угроза таких атак часто остается недооцененной представителями промышленных организаций, которые с ними не сталкивались на личном опыте, однако статистика предотвращенных попыток заражений промышленных систем автоматизации, которую мы публикуем в наших отчетах по РК и миру в целом, явно свидетельствует о том, что системы технологической сети нефтегаза доступны для массовых атак и случайных заражений, и, следовательно, могут быть целями злоумышленников, рассчитывающих получить выкуп за разблокировку.

Информация о проблемах информационной безопасности, обнаруженных уязвимостях, атаках и инцидентах во многих случаях считается конфиденциальной на всех уровнях экосистемы промышленного производства, поэтому доступ к такой информации для рядовой организации часто затруднен. Как следствие, недостаток информации, скрытность целевых атак, направленных на системы автоматизации, излишняя вера в системы противоаварийной защиты и неприятие объективной реальности (например, отрицание факта доступа в интернет или наличия случайных заражений компонентов АСУ ТП) сказываются негативно на оценке уровня угрозы владельцами и операторами промышленных предприятий и их персоналом.

Появившиеся в большом количестве производители новых специализированных средств защиты систем промышленной автоматизации (зачастую не имеющие достаточного практического опыта в разработке и применении средств защиты от традиционных IT-угроз) создали продукты, защищающие, возможно, не столько от реальных повседневных атак, сколько от синтетических сценариев.

Таким образом, в индустрии сложилась опасная, на наш взгляд, ситуация, когда усилия и бюджеты производителей и потребителей средств кибербезопасности могут тратиться не на решение первоочередной задачи – защиту от реальных (и все более частых) атак, а на защиту от синтетических сценариев и атак воображаемого будущего, измышленного производителями средств защиты без исследования объективной картины ландшафта повседневных угроз. 🇺🇸



УДК 330

ПРИОРИТЕТЫ ИННОВАЦИОННОГО РАЗВИТИЯ ЭКОНОМИКИ НЕФТЕГАЗОВЫХ РЕГИОНОВ КАЗАХСТАНА



О.И. ЕГОРОВ*,

доктор экономических наук, профессор,
главный научный сотрудник
Института экономики КН МОН РК



Р.Б. ЖУМАГУЛОВ,

доктор экономических наук,
академик Международной
инженерной академии

Институт экономики Комитета науки
Министерства образования и науки РК
Республика Казахстан, 050010, Алматы, ул. Курмангазы, 29

Одним из направлений инновационного развития нефтегазового комплекса, способным повысить его эффективность и конкурентоспособность, представляется решение комплекса вопросов по его реструктуризации. За счет этого может быть значительно увеличен удельный вес перерабатывающего сектора в общей структуре промышленного производства и выпуск товарной продукции с высокой долей добавленной стоимости.

Сбалансированность в использовании углеводородных ресурсов позволит определить конкретные потребности в исходном сырье нефтеперерабатывающих и нефтехимических комплексов, объемы экспортных поставок. Решение проблемы сбалансированности объемов добычи, экспорта и переработки углеводородного сырья, учитывающей его качественные параметры, сыграет свою положительную роль в изменении структуры экономики в сторону увеличения доли обрабатывающего сектора.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: нефтегазовый комплекс, углеводородные ресурсы, нефтеперерабатывающий и нефтехимический комплексы, качественные характеристики сырьевого потенциала.

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

ҚАЗАҚСТАННЫҢ МҰНАЙ-ГАЗ АЙМАҚТАРЫНЫҢ ЭКОНОМИКАСЫН ИННОВАЦИЯЛЫҚ ДАМУДЫҢ БАСЫМДЫҚТАРЫ

О.И. ЕГОРОВ*, экономика ғылымдарының докторы, профессор, ҚР БҒМ ҒК Экономика институтының бас ғылыми қызметкері

Р.Б. ЖҰМАҒҰЛОВ, экономика ғылымдарының докторы, Халықаралық Инженерлік академиясының академигі

Қазақстан Республикасы Білім және ғылым министрлігі
Ғылым комитеті «Экономика институты» РМҚК-ны
050010, Қазақстан Республикасы, Алматы қ., Курманғазы көш., 29,

Қазақстанның мұнай-газ өнеркәсібі жұмысының тиімділігі мен бәсекеге қабілеттілігін арттыруға мүмкіндік беретін даму бағытының бірі – оны қайта құрылымдау. Қайта құрылымдау арқасында өнеркәсіптік өндірістің жалпы құрылымында өңдеу өнеркәсібінің және қосымша құнның жоғары үлесімен шығарылатын тауарлық өнімдерді шығарудың үлесі артуы мүмкін.

Дамудың бұл бағыты көмірсутек ресурстарын пайдаланудағы теңгеріміне әкеліп, өз кезегінде ол мұнай өңдеу және мұнай-химия кешендерінің бастапқы шикізаттарының нақты қажеттіліктері мен экспорттық жеткізілімдер көлемін анықтауға көмектеседі.

Көмірсутегі шикізатының сапалық параметрлерін ескере отырып, оны өндіру, экспорттау мен өңдеу көлемінің теңгерілімі мәселесін шешу қайта өңдеуші кешеннің үлесін арттырып, өнеркәсіптік өндіріс құрылымын өзгертуде үлкен рөл атқарады.

НЕГІЗГІ СӨЗДЕР: мұнай-газ кешені, көмірсутек қорлары, мұнай өңдеу және мұнай-химия кешендері, шикізат әлеуетінің сапалық сипаттамасы.

PRIORITIES FOR THE INNOVATIVE DEVELOPMENT OF THE ECONOMY OF KAZAKHSTAN'S OIL AND GAS REGIONS

O.I. YEGOROV*, Doctor of Economic Sciences, Professor, Chief Researcher of the Institute of Economics of the Republic of Kazakhstan, Republic of Kazakhstan

R.B. ZHUMAGULOV, Doctor of Economics Sciences, academician of the international engineering Academy

The Institute of Economy
Kurmangazy st. 29, Almaty, Republic of Kazakhstan, 050010

One of the directions of development that can improve the efficiency and competitiveness of the functioning of Kazakhstan's oil and gas industry is restructuring. Due to the restructuring, the share of the downstream in the overall structure of industrial production and salable production with a high share of value added can be significantly increased.

Such direction of development will result in balance in use of hydrocarbonic resources that will allow to define specific needs for initial raw materials of oil and petrochemical complexes, volumes of export deliveries. The solution of the problem of balance of volumes of production, export and the processing of hydrocarbonic raw materials considering its qualitative parameters will play the positive role in change of structure of industrial production towards increase in a share of the downstream.

KEY WORDS: oil and gas complex, hydrocarbon resources, oil refining and petrochemical complexes, qualitative characteristics of raw material potential.

Эффективность средств, вкладываемых в развитие нефтегазовой отрасли Казахстана, в значительной степени снижается вследствие больших потерь углеводородных ресурсов. Попутный газ сжигается непосредственно на промыслах в факелах или выпускается в атмосферу, богатый различными индивидуальными фракциями мазут сжигается в топках, нефть, имеющая специфические качественные характеристики, перерабатывается на заводах, технологическая схема которых не предусматривает выработку широкого ассортимента продукции, содержащейся в поступающем сырье.

Имеющиеся реальные запасы нефтегазового сырья в Мангистауском регионе, на месторождениях Тенгиз и Карачаганак, на ряде перспективных площадей казахстанского шельфа Каспия, высокая нефтегазоносность которых подтверждена проведенными геологопоисковыми и разведочными работами, позволяют ставить вопрос о расширении перерабатывающего сектора в экономике страны. Имея все условия для реализации задач эффективного использования углеводородов, нефте- и газоперерабатывающие предприятия, заводы нефтехимического направления испытывают хроническую недозагруженность мощностей необходимым сырьем. Эта проблема может быть с успехом решена при условии создания собственных новых производств нефтегазоперерабатывающего направления. При этом станут реальными и перспективы расширения действующих предприятий этого профиля [1].

Созданные предпосылки для формирования таких комплексов в Мангистауской, Атырауской и Западно-Казахстанской областях позволят решать не только вопросы обеспечения топливом, химическим сырьем потребности этого региона, но и в значительной мере оздоровить экономику всей республики, осуществить выгодные коммерческие операции с другими странами, выйти на международный рынок. Залогом того является качественный состав углеводородных ресурсов, добываемых в Казахстане.

Известно, что сфера применения углеводородной продукции (полимерных материалов, синтетических волокон, пластификаторов и др.) настолько широка, что нет практически ни одной отрасли промышленности и социально-бытового сектора экономики, где бы они не использовались в качестве товарных изделий. Прочность, устойчивость к термическому и химическому воздействию, способность сохранять длительное время заданные параметры (свойства), сравнительная дешевизна и относительная легкость, доступность и достаточность необходимого сырья для получения их – вот те главные преимущества, которые позволяют успешно конкурировать синтетическим волокнам с другими материалами.

Таким образом, несмотря на высокую капиталоемкость строительства нефтегазоперерабатывающих и нефтехимических комплексов, это направление развития должно получить всемерную поддержку. Важность его, особенно для Казахстана, обуславливается предстоящим вводом ряда крупных месторождений углеводородного сырья и выходом на более крупные объемы добычи.

Главной проблемой для Республики Казахстан на предстоящий краткосрочный период, от решения которой могут зависеть темпы ее социально-экономического развития, является создание собственной современной базы переработки, сырьем для которой послужат ресурсы новых нефтегазовых месторождений. В этой связи,

для ее решения основным условием является необходимость мобилизации всех возможных инвестиционных ресурсов.

В процессе выделения индивидуальных углеводородов в нефтехимическом производстве реально может быть получено в виде высококачественного исходного сырья до 300 тыс. т полиэтилена, столько же полипропилена, до 400 тыс. т бутана (в соответствии рисунку 1).

Нефтяные компании ведущих стран мира давно оценили преимущества использования природного и попутного газа в качестве сырья для нефтехимической промышленности. Во-первых, при таком варианте отпадает необходимость вовлечения в процессы выделения индивидуальных углеводородов бензиновых фракций, становящихся из года в год все более дефицитными в связи с происходящим ростом выпуска автомобилей. Во-вторых, резко увеличивается эффективность добычи газообразных углеводородов за счет комплексности их использования. В-третьих, замена продуктов нефтепереработки на ресурсы газа для нефтехимической отрасли означает установление режима стабильного обеспечения ее исходным углеводородным сырьем [2].



Рисунок 1 – Выход товарной продукции при переработке газа (составлен авторами)

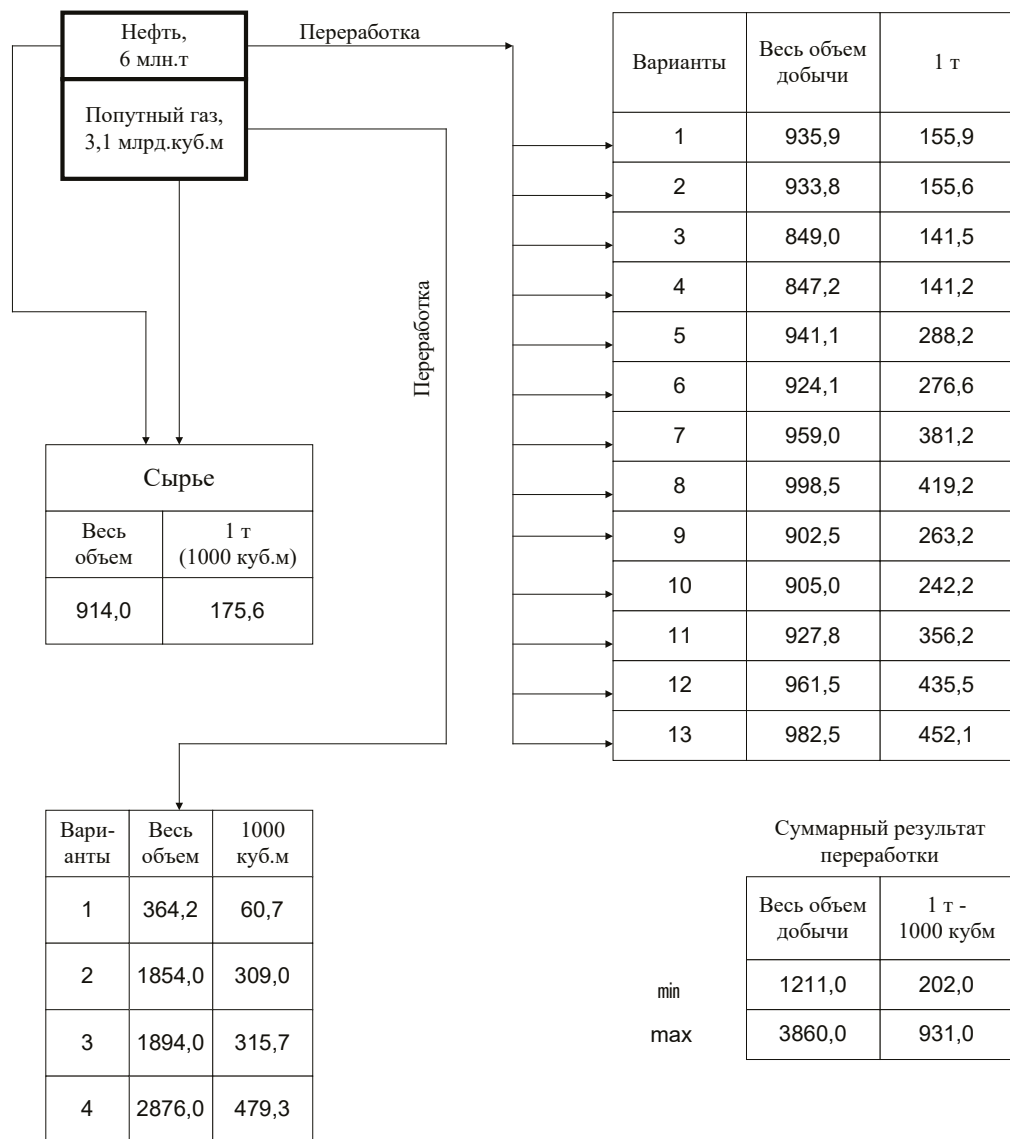
Высокая эффективность, достигаемая в результате широкого использования в перерабатывающих отраслях, еще раз подчеркивает всю важность вовлечения газовых ресурсов Казахстана в процессы химических преобразований. В связи с этим наиболее крупной проблемой, от масштабов и скорости решения которой зависит во многом состояние всей экономики республики на текущий момент и далекую перспективу, может быть названо интенсивное развитие нефтегазоперерабатывающего производства непосредственно в районах добычи ресурсов.

Формирование нефте- и газоперерабатывающих комплексов вблизи Тенгизского, Карачаганакского, Жанажолского месторождений наиболее целесообразно по ряду причин. Во-первых, отпадает необходимость транспортировать сырье, имеющее высокое содержание агрессивных сернистых соединений (сероводород, меркаптаны). Во-вторых, появляется возможность полного обеспечения индивидуальными углеводородами действующих в регионе заводов – в г. Актау завода пластмасс (поставка этановой фракции, бензола), в г. Атырау химического завода (загрузка мощностей этановой и пропановой фракциями), что повлечет за собой не только загрузку существующих мощностей, но и создаст реальные предпосылки для расширения производств. В-третьих, излишки индивидуальных углеводородов, товарная продукция могут быть реализованы как в западном и южном направлении, так и в восточном при примерно одинаковых расстояниях перевозки. В-четвертых, очищенный газ найдет своих потребителей непосредственно в Западном Казахстане, причем значительный его объем может быть направлен на энергетические и коммунально-бытовые нужды [3].

Осуществленные многовариантные расчеты (рисунк 2), характеризующие перспективы увеличения выхода нефтепродуктов за счет углубленной переработки нефти и газа, дают наглядное представление о реальной возможности увеличения экономических результатов (таблица).

Таблица – Экономическая оценка результатов переработки углеводородного сырья

	Варианты переработки			
	1 вариант	2 вариант	3 вариант	4 вариант
Вовлечено в переработку				
нефть, тыс. т	6000	6000	6000	6000
газ, млн м ³	3000	3000	3000	3000
Выход конечной продукции, млн. долл.				
переработка нефти	847,2	961,5	982,5	998,5
переработка газа	364,2	1854,0	1894,0	2876,0
Выход готовой продукции на 1 т (1000 м ³) переработанного сырья, долл.				
Нефть	141,2	435,5	452,1	419,2
Газ	60,7	309,0	315,7	479,3
Примечание: Таблица рассчитана авторами				



Примечание: Весь объем в млн долл., 1 т (1000 м³) в долларах

Рисунок 2 – Экономические результаты комплексной переработки нефти и газа

В каждом из вариантов первичной переработки нефти присутствуют такие продукты, которые, в свою очередь, представляют собой исходное сырье для следующих, более углубленных процессов отбора продукции. Речь идет о вакуумном газойле, гудроне, мазуте. В зависимости от того, какие проблемы необходимо решать при их вовлечении в деструктивные процессы, ассортимент конечных продуктов, выделенных из них, может существенно изменяться.

Однако в стратегии экономического развития суверенного Казахстана предпочтительно все основное внимание отдается увеличению добычи нефти и продаже ее за пределы страны. В конечном итоге, такое направление развития экономики, хотя и может способствовать очередному всплеску в области нефте- и газодобычи, оставит на прежнем уровне структуру перерабатывающего комплекса, к интенсивному увеличению потенциала которого и созданию наиболее приемлемых пропорций между нефтегазопереработкой и нефтехимией стремится любая страна – обладательница углеводородных ресурсов.

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 рынке. Изменение цен на продукцию нефтехимии, произведенную за счет внедрения высоких технологических переделов, может колебаться в широком диапазоне в сравнении с выручкой от продажи сырой нефти – от 270% до 600 и 860%.

Пропановая фракция находит использование, главным образом, в производстве полипропилена, спрос на который ежегодно увеличивается на 9%. Импорт пропиленов в страны Западной Европы составляет 195–200 тыс. т в год. Согласно прогнозным данным, среднегодовые темпы роста спроса на него в этом регионе составят 3%. Для стран азиатско-тихоокеанского региона аналогичный показатель соответствует 7%. Мировые мощности по производству полиэтилена высокой плотности составляют 23–24 млн т в год, линейного полиэтилена низкой плотности 16 млн. т в год. Потребление его составляет 21–22 в год и 13 млн т в год, соответственно.

Появление принципиально новых технологических процессов в области получения полимерных материалов, высококачественных видов топлива, новых химических веществ и соединений обусловило повышение спроса на углеводородное сырье, увеличение темпов развития нефтегазодобывающих и перерабатывающих производств. Благодаря прогрессу в разработке новых технологий по переработке первичных ресурсов (нефти, газа, конденсата), оно приобрело значение уникального источника получения исключительно широкой гаммы высокоэффективных видов продукции [5].

Поэтому экономическая оценка подходов при определении эффективности функционирования нефтегазового комплекса полного профиля сегодня претерпевает радикальную корректировку. Действительно, если извлеченное сырье имеет статус уникального, то и использоваться оно должно в качестве исходного ресурса для получения конечной готовой продукции. Только в этом случае можно говорить об экономном расходовании углеводородов, о реальных возможностях получения значительного эффекта.

В этой связи нелишне вспомнить тезис, содержащийся в многочисленных официальных документах о необходимости обеспечения экономической безопасности страны. Возникает естественный вопрос: о каком же стремлении к обеспечению экономической безопасности может идти речь, если в республике, в течение всего периода со дня обретения независимости, внутренний рынок топлива – наполовину, а нефтехимической продукции – практически полностью контролируется иностранными производителями. Отечественная же перерабатывающая сфера

– нефтегазопереработка и нефтехимия – из года в год сдают свои позиции в конкурентной борьбе, постоянно сокращают выпуск продукции из-за хронической нехватки сырьевых ресурсов.

На фоне эффективных результатов, получаемых вследствие рационального использования углеводородных ресурсов в ведущих нефтяных компаниях мира, Казахстан, имея столь мощную сырьевую базу, пока еще не может заявить о себе, как о государстве, нефтегазовое сырье которого используется с высокой степенью комплексности. Следовательно, стратегия экономического развития отечественной нефтегазопереработки и нефтехимии должна быть направлена в течение ближайшего периода на получение необходимого импульса для своего прогресса.

В настоящее время, когда в промышленную разработку введено крупнейшее по запасам углеводородного сырья месторождение – Кашаган, следует более обстоятельно подойти к решению этого вопроса. Завершение процессов модернизации трех НПЗ позволит увеличить объемы переработки нефти, что отразится на суммарной выработке топлива в стране. Однако, при той системе загрузки заводов исходным сырьем, которая сегодня практикуется, вряд ли можно ожидать высоких качественных результатов в вырабатываемых сортах топлив. Причина этому одна: смесь поставляемой нефти с разных месторождений содержит в своем составе ряд соединений, отрицательно влияющих на качественные параметры топлив, а именно, парафины, сернистые соединения, металлические примеси. В сложившейся ситуации целесообразность решения этой проблемы вполне назрела. 4-й НПЗ может быть построен в районе пос. Карабатан, где уже сооружается крупный газохимический комплекс. Сырьем для него может стать нефть Кашагана. В этом случае завод будет обеспечен однородной по качественным параметрам нефтью на десятилетия, что позволит при соответствующей технологии вырабатывать продукцию, удовлетворяющую установленные стандарты. Кроме того, газ, добываемый на месторождении, может быть использован здесь же на газохимическом комплексе. Таким образом, будет реализована задача увеличения комплексности использования нефтегазовых ресурсов, обеспеченность мощностей завода сырьем и выработка качественной топливной продукции.

Современная экономика Казахстана характеризуется высокой степенью разбалансированности. Разрыв связей между сырьевыми базами и переработкой, между переработкой и сбытом за годы реформ увеличился. Ведущие отрасли экономики, в которых в значительной степени должна была создаваться добавленная стоимость, зависят от поставок сырья из стран ближнего и дальнего зарубежья, хотя сами могли бы его производить в достаточных количествах.

Поэтому в инвестиционных программах развития, носящих региональный характер, должны иметь взаимосвязь многочисленные аспекты социально-экономических, технико-технологических, экологических проблем. Гармоничное и пропорциональное развитие хозяйства регионов нового освоения крупных запасов минерально-сырьевых и топливно-энергетических ресурсов возможно лишь в условиях соблюдения отраслевых и территориальных интересов. А они, соответственно, должны базироваться на учете интересов всех тех отраслей материального производства, для которых данный регион является источником поступления

на соответствующие предприятия значительных по объему ресурсов исходного сырья.

В этом процессе могут прослеживаться, по крайней мере, три сценария, кардинально отличающиеся друг от друга той совокупностью задач, которая требует первоочередной реализации.

1. Интенсификация развития нефтегазодобывающего производства. Извлекаемое при этом в возрастающих объемах сырье традиционно экспортируется в различные регионы, что в еще большей степени влияет на снижение комплексности его использования. Налицо моноотраслевое направление формирования структуры отрасли. Это означает, что все аспекты проблем социально-экономического развития будут реализованы исходя из остаточного принципа. Более того, в такой ситуации не получают должного развития ряд сопутствующих отраслей, промышленность строительных материалов, сфера использования имеющихся отходов действующих производств. Такая структура развития обречена на исключительно экстенсивный путь развития, характеризующийся весьма низкой отдачей осваиваемых средств, нарастанием диспропорций, потерей значительной части эффекта, определяемого потенциальными возможностями добываемых сырьевых ресурсов.


2. Сбалансированное состояние сырьевого и обрабатывающего потенциала отрасли осуществляется на основе вовлечения в ее структуру производств, непосредственно связанных с добычей и последующей переработкой углеводородного сырья. Это направление развития носит более прогрессивный характер, хотя и не отвечает полностью требованиям современности – гармоничному и пропорциональному развитию новообразованного комплекса. Недостатки здесь прослеживаются примерно те же, что и в предыдущем направлении.

3. Развитие всех составляющих звеньев осуществляется на основе рационального и комплексного использования первичных ресурсов, предполагающее взаимовязанный рост отраслей специализации, производственной и социально-бытовой инфраструктуры, вспомогательных и комплектующих производств. При таком направлении формирования хозяйственного комплекса появляется реальная возможность достижения гармоничного развития всех подсистем отраслей специализации, оптимизации объемов создаваемых мощностей по переработке соответствующих ресурсов, комплексного и рационального их использования.

Третий сценарий развития нефтегазовой отрасли является наиболее прогрессивным, поскольку вовлекаемые в процессы деструктивной переработки углеводородные ресурсы будут использоваться рационально и комплексно системой взаимосвязанных по сырью объектов, что придаст новый импульс развитию смежных производств. Результатом такого направления развития экономики региона явится увеличение номенклатуры вырабатываемой продукции, в том числе и экспортно-ориентированной, повышение ее конкурентоспособности, что позволит сохранить достаточно высокий рейтинг Казахстана как нефтедобывающей страны, но и повысить его значимость за счет увеличения перерабатывающего сектора. [6].

Решение проблемы устойчивого развития экономики Казахстана требует проведения серьезных структурно-организационных преобразований. Основным направлением реформирования на среднесрочную перспективу, по нашему мнению,

должно стать создание вертикально и горизонтально интегрированных региональных производственных комплексов на базе наиболее перспективных предприятий с дальнейшим выстраиванием вокруг них максимально полного производственного цикла и формированием единой сбытовой сети.

В экономической стратегии каждое государство определяет приоритетные отрасли, призванные стать точками роста. Однако от того, в каком направлении пойдет их развитие, зависят конечные показатели – эффективность, конкурентоспособность, степень участия в торговых операциях на мировых рынках. В этой связи при разработке перспектив развития отрасли представляется необходимым использование так называемого кластерного подхода, получившего широкое распространение в развитых странах. 

ЛИТЕРАТУРА

- 1 Карабалин У.С., Тулеев А.К. Новые вызовы и перспективы глобального нефтяного рынка // Нефть и газ. – 2016. – № 4. – С. 11–21. [Karabalin U.S., Tukeev A.K. New challenges and prospects of the global oil market // Neft i Gaz. – 2016. – № 4. – P. 11–21.]
- 2 Государственная программа индустриально-инновационного развития Республики Казахстан на 2015–2019 годы. [State program of industrial-innovative development of the Republic of Kazakhstan for 2015–2019.] <https://primeminister.kz>
- 3 Егоров О.И., Жумагулов Р.Б. Экономическое сотрудничество Казахстана с мировыми нефтяными компаниями // Вестник НИА РК. – № 1. – 2015. – С. 102–111. [Egorov O.I., Zhumagulov R.B. Economic cooperation of Kazakhstan with world oil companies // Vestnik NIA RK. – № 1. – 2015. – P. 102–111.]
- 4 Егоров О.И. Приоритеты развития нефтегазового комплекса Казахстана // Регион: экономика и социология. – 2016. – № 2 (90). – С. 222–234. [Egorov O. I. Priorities of development of oil and gas complex of Kazakhstan / / Region: ekonomika i sociologiya – 2016. – № 2 (90). – P. 222–234.]
- 5 Хомутов И. Нужен ли Казахстану четвертый НПЗ? // Petroleum. – 2016. – № 4. – С. 74–83. [Homutov I. Whether the fourth oil refinery Kazakhstan? // Petroleum. – 2016. – № 4. – P. 74–83.]
- 6 Надиров Н.К. Останется ли Казахстан на экономической обочине? // Нефть и газ. – 2019. – № 1. – С. 25–27. [Nadirov N.K. It will stay in Kazakhstan on the economic side? // Neft i Gaz. – 2019. – № 1. – P. 25–27.]

BLACK SEA OIL AND GAS – BACK TO THE ROOTS



Nicolae ILIAȘ^{1*},
Prof. Univ. Dr. Engineer,
Member of Technical Sciences
Academy of Romania,
Oil, Mine, Geonomy – President



Iulian OFFENBERG²,
Ph.D. candidate Engineer
Counselor of the Minister of Economy
on Mineral Resources

¹University of Petroșani,
Universității no.20, Hunedoara County, Romania, 332006

²Ministry of Economy,
Calea Victoriei, no.152, sector 1, Bucharest, Romania, 010096

The natural consequence of our country concern for oil exploration was that Romania has contributed decisively to achieving three world premieres. In 1857 was the first country in the world with oil production recorded in official statistics, followed by the United States in 1859, Italy in 1860, Canada in 1862 and Russia in 1863. In 1840 in Romania was developed the first refinery installation named the «gassing» from Lucăcești-Bacău. In 1856 Romania has the first city lighting with kerosene, the capital Bucharest. 50 years ago Romania stepped into a new epic technological daring this time in the extraction of oil and natural gas in offshore of the Black Sea. The remarkable engineering success crowned an exceptional school of oil and gas and a special body of engineers that has contributed to the development of new equipment in the country. Their effort and success deserves to be remembered generations as an example of good engineering practice and work. [4]

KEY WORDS: Black Sea, gas, Gloria, offshore, oil, Romania.

The beginnings for offshore oil and gas operations

The adventure of offshore oil and gas operations began in 1947 in the Gulf of Mexico when the US Company Kerr-McGee Oil Industries Incorporated drills in the open sea at a distance beyond the horizon. The success of this operation has determined that offshore oil activities take a spectacular development that led to the discovery of huge oil and gas reserves, so that today much of the oil produced worldwide come from this area.

*Автор для переписки. E-mail: iliasnic@yahoo.com; o2fnbrg@yahoo.com

Romanian projects in the Black Sea

The offshore oil and gas research in the Black Sea was started in 1967–1969 by Romanian specialists, within a couple of national priority programs developed to increase production of oil and gas; one for geophysical prospecting (mainly seismic) of the Romanian continental shelf and the other for offshore drilling operations.

In the next period, Romania started negotiations with several companies from US, UK, Norway, Canada, West Germany and France to purchase a license for building offshore rigs, equipped with drilling equipment manufactured in Romania to Galați Naval Shipyard. Documentations and negotiations, led by a panel of Romanian experts, from the Ministry of Petroleum, the Geological Committee, the Ministry of Machine Building and Import/Export Company, lasted until 1973. [1]

In a report presented to the leadership of State, the Ministry of Mines, Petroleum and Geology stated: *given our lack of experience in this field, to assimilate in the country the drilling rig for oil and gas operations and all facilities, equipment production and transport would be necessary to acquire a licenses and import parts, involving efforts in free currency. If a cooperation with a foreign experienced company is started geological research risks and all financial efforts are taken by that company, and development of research and putting in production of any deposits will be reduced to about half the time. Issues that occur less favorable in such cooperation are providing a share of oil production to compensate the risks, loan repayments in oil and reducing the amount of benefits for the Romanian side.* [2]

Within negotiations, representatives of foreign companies, that Romanian experts discussed in 1973, proposed sharing production in the Black Sea, similar to those used in Indonesia by 1970, for example 40–50% return on investment and extraction expenditure and 10–20%, for 10–20 years, to offset risks and lending rates. [1]



Fig. 1 Gloria rig [6]

direct support of the US government.

In May 1976, the Galați Naval Shipyard ended working to the first Romanian offshore oil and gas rig, having the name «Gloria». Gloria received its launch in November 1975, left the shipyard on the Danube River in the Black Sea and began drilling:

Based on the analysis made by Romanian specialists, state leadership has chosen collaboration with an American company that offered the best conditions, some of the funding, delivery of hydraulic lifting platform (own patent), engineering design, technical supervision during construction on site and training platforms for Romanian personnel (engineers, foremen, heads drillers, mechanics, electricians), benefiting from the

✓ first exploration drilling, carried out in the Black Sea, was well no. 1 – Ovidiu East to 84 m (of 90m maximum designed depth) sea water depth, reaching 5.006 m (of the 6.000m maximum designed depth). The probe provided a rich geological material but economically has been a sterile probe, it was abandoned;

✓ second exploration probe was drilled on the structure of the Midia perimeter; drilling reached a depth of 4000 m but encountered major difficulties (massive loss of circulation) and the well was finally abandoned;

✓ for the third location Gloria platform was placed in Lebăda perimeter, with sea depth approx. 50 m, located alongside Razim Lake, 80 km northeast of Constanța; probe confirmed and in May 7, 1987, the first extraction of oil from a reservoir in the Romanian Black Sea continental shelf held.

During the next period, a new company named «PETROMAR» was established and were built six more offshore drilling rigs, the total number reaching seven: Gloria (August 1976), Horizon (October 1981), Prometheus (September 1984), Fortuna (March 1985), Atlas (November 1985), Jupiter (June 1987) and Saturn (July 1988). In the same time, supply vessels, stronger maritime tugs, fixed production platforms were built. Many of drillings for exploration, exploitation, injection, deviated and horizontal probes, were made and were installed subsea oil pipes and production facilities to the Midia oil terminal.

But in spite of a lot of work made by specilists no gas were found in the Black sea. Gas remain a beautifull dream for our ancestors.

Policy and Strategy

Natural gas is a key element in the energy supply of the European Union, constituting one quarter of primary energy supply. Gas is used mainly to generate electricity, heating, feedstock for industry and fuel for transportation. According to Regulation No. 994/2010 of the European Parliament and the Council concerning measures to safeguard security of gas supply, to mitigate the effects of potential crises triggered by the disruption of gas supplies, Member States should facilitate the diversification of energy sources, supply routes and sources of gas supply.

As regards Romania, the state organized according to the principle of separation and balance of powers – legislative, executive and judicial – within the framework of constitutional democracy, Art. 1 par. (4) of the Constitution, the policies adopted must ensure security in the supply of hydrocarbons (gas and oil) reducing dependence on external suppliers, a main direction is to identify and exploit natural resources. A such policy can ensure energy independence and protection of national interests only by developing of oil fields in the Black Sea; offshore will help Romania to achieve this goal. In the same time, the adoption of a fair and stable regulatory framework is strategic imperative; political decisions will decide the future of this sector.

All the Black Sea riveran countries (Fig. 2) have exploration projects, Romania, Bulgaria and Turkey being most advanced.

The Black Sea offshore represents a historic opportunity which can deliver economic and social benefits, but these projects are subject of almost all risks for deep-sea offshore [7], as:

- ✓ high drilling costs, to 150–250 million dollars;
- ✓ from 20–25% success rate (Romania) to **without success (Bulgaria and Turkey);**

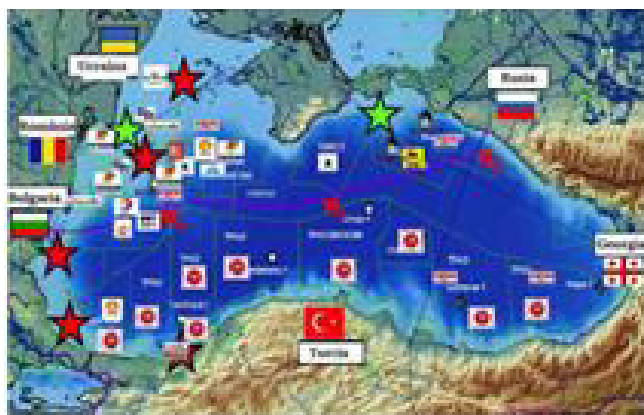


Fig. 2 Black sea riveran countries

porting of drilling platforms and oil and gas equipment;

- ✓ insufficiently known topography of the submarine relief;
- ✓ presence of hydrogen sulfide, at depths of more than 200 meters;
- ✓ anoxic environment which requires special and expensive equipment;
- ✓ presence of methane hydrates on the seabed, which is also unstable, with all the

consequence.

- ✓ exploitation of natural gas from oil perimeters «unsafe» under the Black Sea;
- ✓ increasing volumes stored in «safe» onshore deposits;
- ✓ implementation of security policies and development in regard with the national interest;
- ✓ meet the common objective of the European Union.

This is why in spite of this huge potential Black Sea oil and gas is still a most theoretical one, because important discoveries have, so far, been made only in the Romanian perimeters.

That is why realistic and reasonable optimism is necessary with regard to all the Black Sea offshore.

✓ high commercial risks, in the context of poor links to regional markets;

✓ undeveloped infrastructure;

✓ high geopolitical risk, regarding to Crimea and Eastern Ukraine, antagonistic atmosphere between NATO and Russia and tense relationship between Turkey and its Western allies.

✓ difficult access of big vessels through the Bosphorus, because is a closed sea,

✓ huge difficulties in trans-



Fig. 3 Black Sea Offshore projects

Romanian new offshore projects (Fig. 3)

From public informations provided by representatives of National Mineral Resources Agency, for romanian offshore shallow and deep sea projects are estimated volumes up to 200 billion cubic meters of natural gas, in perimeters held by [5]:

1. Black Sea Oil & Gas (Midia shallow and Pelican), Omv-Petrom (Histria and Neptun shallow),

2. ExxonMobil (*Neptun deep*), and

3. Lukoil (*Trident deep*).

In this conditions, from Black Sea offshore are expected 9 to 10 billion cubic meters of gas/year to be delivered in the national gas system for more than 20 years.

The most advanced project is developed by BSO&G named Midia Gas Development Project (MGD Project) comprises the gas fields Ana and Doina (discovered in 2007 and 1995 respectively), placed in shallow marine sandstone (shore face) reservoirs in the Midia Shallow area, where the water depths are of 70 meters, some 120 km offshore Romania. MGD Project consists of 5 production wells (4 platform wells at Ana field and 1 subsea well at Doina field) a subsea gas production system over the Doina well which will be connected through an 18 km pipeline with a production platform located over Ana field. A 121 km subsea pipeline will ensure the delivery of the gas from Ana platform to the shore, where a 4.1 km underground pipeline will connect to the new gas treatment plant. [5]

The biggest project is developed by ExxonMobil at Neptun deep, which would be by far the largest in Romania, 35 times larger than the largest existing reservoir, bigger than all the fields operated today by the largest domestic producers in Romania, OMV Petrom and Romgaz (the Romanian national gas company). Only this project will cover nearly half of proven gas reserves of Romania and would ensure a maximum continuous output of 6.5 billion cubic meters per year, about half of annual consuming. From another point of view, Neptune Deep project, if will start, would add to romanian domestic production more than four times the volume of gas imported in 2016, when Romania took from Gazprom 1.48 billion cubic meters of gas.

Analyzing the difficult road made by this industry in Romania, the dream of our ancestors to extract gas in the Black Sea is about to be fulfilled, and after 50 years, the Romanian Black Sea oil and gas offshore industry return to the roots, for a new beginning. 🌐

REFERENCES:

- 1 Seiceanu S., The beginnings of oil activities in the Black Sea – the action of some Romanian specialists courageous, competent and with patriotic dignity, Dacoromania, nr. 60, Alba Iulia, 2012.
- 2 Cârlea F., Exploitation of hydrocarbons in the Black Sea continental shelf – historic, from the Minister of Mines, Petroleum and Geology Report, Central Historical National Archives fund, the CC of RCP – Chancellery, file no. 56/1989, f. 71, Bucharest, 2018.
- 3 Ivănuș Gh., Pages from the history of Romanian industry development. Chemical, petrochemical and oil industry, Ed. AGIR, Bucharest, 2016, p.1–5.
- 4 Nicola S., Pages from the history of Romanian industry development. Chemical, petrochemical and refinery equipment manufacturing companies, Ed. AGIR, Bucharest, 2016, p.17.
- 5 <https://www.blackseaog.com/>
- 6 <https://www1.agerpres.ro/flux-documentare/2016/09/16/documentar-40-de-ani-de-la-inceperea-activitatii-platormei-de-foraj-marin-gloria--09-47-19>
- 7 <https://www.energynomics.ro/en/analysis/iuga-dudau-developing-the-offshore-gas-sector-is-a-historic-opportunity-for-romania/>

НЕФТЬ И ГАЗ ЧЕРНОГО МОРЯ – НАЗАД К ИСТОКАМ



Николае ИЛИАШ^{1*},
доктор технических наук,
профессор университета, академик
Академии технических наук Румынии,
руководитель секции
«Oil, Mine & Geonomy»



Юлиан ОФФЕНБЕРГ²,
кандидат технических наук,
советник по минеральным ресурсам
министра экономики

¹University of Petroșani,
Universității no. 20, Hunedoara County, Romania, 332006

²Ministry of Economy,
Calea Victoriei, no.152, sector 1, Bucharest, Romania, 010096

Естественным следствием обеспокоенности нашей страны о разведке нефти стало то, что Румыния внесла решающий вклад в достижение трех мировых премьер. В 1857 году была первой страной в мире, где официальной статистикой была зафиксирована добыча нефти, за ней последовали США в 1859 году, Италия в 1860 году, Канада в 1862 году и Россия в 1863 году. В 1840 году в Румынии была разработана первая нефтеперерабатывающая установка, получившая название «газификация» из Лукачешты-Бакзу. В 1856 году столица Румынии, Бухарест, стала первым городом, применившим керосин для внутригородского освещения. 50 лет назад Румыния сделала смелый шаг, вступив в новую эпическую технологическую эру, и на этот раз в добыче нефти и природного газа на шельфе Черного моря. Результатом такого удивительного успеха в инженерии стало создание уникальной школы нефти и газа и специальной группы инженеров, которая способствовала разработке нового оборудования в стране. Их усилия и успех заслуживают того, чтобы их запомнили будущие поколения как пример хорошей инженерной практики и работы [4].

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: Черное море, газ, Глория, морской комплекс, нефть, Румыния.

*Автор для переписки. E-mail: iliasnic@yahoo.com; o2fnbrg@yahoo.com

ҚАРА ТЕҢІЗДІҢ МҰНАЙ МЕН ГАЗЫ – БАСТАУЛАРҒА ҚАЙТА ОРАЛУ

Николае ИЛИАШ¹, техникалық ғылымдардың докторы, университет профессоры, Румыния Техникалық ғылым академиясының академигі, «Oil, Mine & Geonomy» («Мұнай, кен және геонмия») секциясының жетекшісі

Юлиан ОФФЕНБЕРГ², техникалық ғылымдардың кандидаты, экономика министрінің минералды ресурстар жөніндегі кеңесшісі

¹University of Petroșani,
Universităţii no. 20, Hunedoara County, Romania, 332006

²Ministry of Economy,
Calea Victoriei, no.152, sector 1, Bucharest, Romania, 010096

Еліміздің мұнай іздеуге қатысты алаңдаушылығының табиғи салдары Румынияның үш әлемдік премьерға қол жеткізуге шешуші үлес қосқандығы болды. 1857 жылы мұнай өндірудің ресми статистикасы бойынша әлемдегі бірінші ел атанып, оның артынан 1859 жылы Америка Құрама Штаттары, 1860 жылы Италия, 1862 жылы Канада, 1863 жылы Ресей ілесті. 1840 жылы Румынияда Лукачешты-Бакзуда «газдандыру» деп аталатын алғашқы мұнай өңдеу қондырғысы әзірленді. 1856 жылы Румынияның астанасы Бухарест қала ішін жарықтандыру үшін керосинді қолданған алғашқы қала болды. 50 жыл бұрын Румыния жаңа эпикалық технологиялық дәуірге батыл қадам жасады, және осы жолы ол Қара теңіз қайраңындағы мұнай мен табиғи газды өндіруге бағытталды. Инженерияда осындай таңғажайып табыстың нәтижесі ретінде елдегі жаңа жабдықтың әзірленуіне жағдай жасаған бірегей мұнай-газ мектебінің және арнайы инженерлер тобының құрылуы болды. Олардың күш салуы мен жетістіктері жақсы инженерлік тәжірибе мен жұмыс үлгісі ретінде болашақ ұрпақтың есінде қалуға лайықты [4].

НЕГІЗГІ СӨЗДЕР: Қара теңіз, газ, Глория, теңіз кешені, мұнай, Румыния.

OIL AND GAS OF THE BLACK SEA – BACK TO BASICS

Nicolae ILIAS¹, Prof. Univ. Dr. Engineer, Member of Technical Sciences Academy of Romania, Oil, Mine, Geonomy – President

Iulian OFFENBERG², Ph.D. candidate Engineer, Counselor of the Minister of Economy on Mineral Resources

¹University of Petroșani,
Universităţii no. 20, Hunedoara County, Romania, 332006

²Ministry of Economy,
Calea Victoriei, no.152, sector 1, Bucharest, Romania, 010096

The natural consequence of our country concern for oil exploration was that Romania has contributed decisively to achieving three world premieres. In 1857 was the first country in the world with oil production recorded in official statistics, followed by the United States in 1859, Italy in 1860, Canada in 1862 and Russia in 1863. In 1840 in Romania was developed the first refinery installation named the «gassing» from Lucacești-Bacău. In 1856 Romania has the first city lighting with kerosene, the capital Bucharest. 50 years ago Romania stepped into a new epic technological daring this time in the extraction of oil and natural gas in offshore of the Black Sea. The remarkable engineering success crowned an exceptional school of oil and gas and a special body of engineers that has contributed to the development of new equipment in the country. Their effort and success deserves to be remembered generations as an example of good engineering practice and work. [4]

KEY WORDS: Black Sea, gas, Gloria, offshore, oil, Romania

НАЧАЛО НЕФТЕГАЗОВЫХ ОПЕРАЦИЙ НА МОРСКОМ КОМПЛЕКСЕ

История морских нефтегазовых операций началась в 1947 году в Мексиканском заливе, когда американская компания Kerr-McGee Oil Industries Incorporated провела бурение в открытом море на расстоянии «за горизонтом». Успех этой операции дал понять, что морская нефтяная деятельность впечатляюще развивается, что это привело к открытию огромных запасов нефти и газа и, благодаря этому, сегодня большая часть нефти, добываемой во всем мире, поступает из этой области.

РУМЫНСКИЕ ПРОЕКТЫ В ЧЕРНОМ МОРЕ

Морские поиски нефти и газа в Черном море были начаты в 1967–1969 годах румынскими специалистами в рамках нескольких национальных приоритетных программ, разработанных для увеличения добычи нефти и газа; одна из них была ориентирована на геофизические исследования (в основном сейсморазведка) румынского континентального шельфа, а другая – на морское бурение.

В последующее время Румыния начала переговоры с несколькими компаниями из США, Великобритании, Норвегии, Канады, Западной Германии и Франции о приобретении лицензии на строительство морских буровых установок, оснащенных буровым оборудованием, производимым в Румынии, на военно-морской верфи в Галаце. Документирование и переговоры под руководством группы румынских экспертов из Министерства нефти, Геологического комитета, Министерства машиностроения и компании по импорту/экспорту продолжались до 1973 года [1].

В отчете, представленном руководству государства, Министерство горнодобывающей промышленности, нефти и геологии заявило: *учитывая наш недостаток опыта в этой области, для освоения в стране буровой установки для нефтегазовых операций и получения всех средств, оборудования для добычи и транспортировки, необходимо приобрести лицензии и импортировать запчасти, привлекая свободную валюту. Если сотрудничать с опытной зарубежной компанией, то все риски по геологическому изучению и все финансовые затраты будут покрыты данной компанией, а стоимость разработки и исследований, а также ввод в эксплуатацию любых месторождений будут сокращены примерно вдвое. Вопросы, которые считаются менее благоприятными в контексте такого сотрудничества – это – предоставление доли в добыче нефти для компенсации рисков, погашения долгов и уменьшение количества льгот для румынской стороны* [2].

В рамках переговоров, представителями иностранных компаний, с которыми румынские эксперты провели обсуждение в 1973 году, была предложена совместная добыча на Черном море, аналогичная той, которая проводилась в Индонезии в 1970 году, к примеру, окупаемость инвестиций около 40–50% и расходы на добычу 10–20% на протяжении 10–20 лет, чтобы компенсировать риски и ставки кредитования [1].

На основании анализа, проведенного румынскими специалистами, руководство страны выбрало сотрудничество с американской компанией, которая предложила лучшие условия, некоторое субсидирование, поставку платформы с гидравлическим подъемом (собственный патент), техническое проектирование, технический надзор

при строительстве на месте и учебные платформы для румынского персонала (инженеры, прорабы, буровики, механики, электрики), льготы от прямой поддержки правительства США.

В мае 1976 года на военно-морской верфи Галац закончилось строительство первой румынской морской буровой установки, названной «Глория» (рисунок 1).

«Глория» была принята к запуску в ноябре 1975 года, покинула верфь на реке Дунай и начала бурение в Черном море:

✓ первое разведочное бурение осуществлено в Черном море, на скважине № 1 – Овидиу Восточный при 84 м (при максимальной проектной глубине – 90 м) глубины морской воды, достигнув 5006 м (максимальная проектная глубина – 6000 м). Пробное бурение



Рисунок 1 – Буровая установка «Глория» [6]

первой скважины обеспечило получение богатых геологических материалов, но экономически результаты не представляли интереса и работы были прекращены;

✓ бурение второй скважины было осуществлено на структуре блока Мидия; скважина достигла глубины 4000 м, но в ходе бурения возникли значительные трудности (большие потери циркуляции раствора) и скважина в итоге была оставлена;

✓ для третьей локации платформа Глория была помещена на блоке Лебада, с глубиной моря около 50 м, неподалеку от озера Разим, в 80 км к северо-востоку от Констанцы; скважина подтвердила наличие нефтеносности и 7 мая 1987 г. началась первая добыча нефти из пласта-коллектора на румынском континентальном шельфе Черного моря.

В течение следующего периода была создана новая компания под названием «PETROMAR» и были построены еще шесть морских буровых установок, теперь их общее число достигает семи: Глория (август 1976 г.), Горизонт (октябрь 1981 г.), Прометей (сентябрь 1984 г.), Фортуна (март 1985 г.), Атлас (ноябрь 1985 г.), Юпитер (июнь 1987 г.) и Сатурн (июль 1988 г.). В то же время строились снабженческие судна, более мощные морские буксиры, стационарные платформы. Многие из скважин для разведки, эксплуатации, нагнетательные, наклонно-направленные и горизонтальные зонды, были созданы и установлены подводные нефтяные трубы и производственное оборудование для нефтяного терминала Мидия.

Но, несмотря на большой объем работ, проведенный специалистами, газ в Черном море не был найден. Газ остается красивой мечтой наших предшественников.

ПОЛИТИКА И СТРАТЕГИЯ

Природный газ является ключевым элементом для энергоснабжения Европейского Союза, составляющим четверть от основного энергетического снабжения. Газ

используется, главным образом, для производства электроэнергии, отопления, сырья для промышленности и топлива для транспорта. Согласно Правилам № 994/2010 Европейского Парламента и Совета относительно мер по обеспечению безопасности поставок газа, для смягчения последствий потенциальных кризисов, вызванных срывом поставок газа, государства-члены должны способствовать диверсификации источников энергии, маршрутов поставок и источников поставок газа.

Что касается Румынии, то государство организовано по принципу разделения и уравнивания баланса ветвей власти – законодательной, исполнительной и судебной, в рамках конституционной демократии, ст. 1, параграф (4) Конституции, а принятая стратегия должна обеспечить безопасность поставок углеводородов (газ и нефть), сократить зависимость от внешних поставщиков; главным направлением должно быть выявление и освоение природных ресурсов. Такая политика может обеспечить энергетическую независимость и защиту национальных интересов только путем разработки месторождений нефти в Черном море; причем морские месторождения помогут Румынии достигнуть этой цели. В то же время принятие справедливой и стабильной нормативно-правовой базы является стратегическим императивом; политические решения будут определять будущее этой отрасли промышленности.

Все страны, граничащие с Черным морем (*рисунк 2*) проводят разведочные проекты, а Румыния, Болгария и Турция – наиболее передовые из них.



Рисунок 2 – Страны, граничащие с Черным морем

Шельф Черного моря представляют собой историческую возможность, которая может обеспечить экономические и социальные выгоды, но эти проекты таят в себе практически все риски, характерные для глубоководного шельфа [7], такие как:

- ✓ высокие расходы на бурение, до 150–250 млн долл.;
- ✓ от 20–25% случаев

обнаружения (Румыния) до безуспешных попыток (Болгария и Турция);

- ✓ высокие коммерческие риски, в контексте отсутствия связи с региональными рынками;
- ✓ отсутствие развитой инфраструктуры;
- ✓ высокие геополитические риски, в Крыму и Восточной Украине, враждебная атмосфера между НАТО и Россией и напряженные отношения между Турцией и ее западными союзниками.

Есть также другие специфические риски в Черном море, такие как:

- ✓ затрудненный доступ больших судов через Босфор, потому что это закрытое море;

- ✓ огромные трудности в поставке буровых платформ и нефтегазового оборудования;
- ✓ недостаточно известный подводный рельеф;
- ✓ наличие сероводорода, на глубине более 200 метров;
- ✓ анаэробная среда, которая требует специального дорогого оборудования;
- ✓ наличие на морском дне гидратов метана, который также является нестабильным, со всеми последствиями.

Для Румынии начало морских нефтегазовых операций будет способствовать:

- ✓ эксплуатации природного газа из «небезопасных» нефтеносных блоков под Черным морем;
- ✓ увеличению объемов, хранящихся в «безопасных» наземных месторождениях;
- ✓ осуществлению политики безопасности и развития в связи с национальными интересами;
- ✓ достижению общих целей Европейского Союза.

Причиной того, что, несмотря на огромный потенциал Черного моря, нефть и газ по-прежнему скорее теоретические, является то, что важные открытия, до настоящего времени, были сделаны только в румынском секторе.

Именно поэтому, необходим реалистичный и разумный оптимизм в отношении всего шельфа Черного моря.

НОВЫЕ МОРСКИЕ ПРОЕКТЫ РУМЫНИИ (рисунок 3)

Общедоступная информация, представленная представителями Национального агентства минеральных ресурсов, гласит, что румынские шельфовые мелководные и глубоководные морские проекты оцениваются в объеме до 200 млрд м³ природного газа в секторах, занимаемых [5]: 1. Black Sea Oil & Gas (*Midia shallow and Pelican*), Omv-Petrom (*Histria and Neptun shallow*), 2. ExxonMobil (*Neptun deep*), and 3. Lukoil (*Trident deep*).

В этих условиях ожидается, что от 9 до 10 млрд м³ черноморского газа в год будут поставляться в национальную газотранспортную систему на протяжении свыше 20 лет.

Самый продвинутый проект разработан компанией BSO&G и назван Проект разработки газа Мидии (МГД Проект), который включает газовые месторождения Ана и Дойна (обнаружены в 2007 и 1995 г., соответственно),



Рисунок 3 – Румынские проекты на шельфе Черного моря

приуроченные к морским песчаным (прибрежная фация) резервуарам в области мелководья Мидия, где глубина воды составляет 70 метров, около 120 км шельфа Румынии. Проект МГД состоит из пяти добывающих скважин (четыре платформенные скважины на месторождении Ана и одна подводная скважина на месторождении Дойна) в системе добычи газа на Дойне, которая будет подключена через 18 км трубопровод с добывающей платформы, расположенной на месторождении Ана. Подводный трубопровод протяженностью 120 км позволит обеспечить поставку газа с платформы Ана на берег, где 4.1 км подземного трубопровода будет подключено к новой газоочистной установке [5].

Самый большой проект разрабатывается компанией ExxonMobil – *Neptune deep*, который будет крупнейшим в Румынии, в 35 раз больше, чем самый большой существующий резервуар, больше, чем все месторождения, эксплуатируемые на сегодняшний день крупнейшими внутренними производителями Румынии – OMV Petrom и Romgaz («Румынская национальная газовая компания»). Только этот проект покроет почти половину доказанных газовых запасов Румынии и обеспечит максимальную непрерывную добычу 6,5 млрд м³ в год, около половины годового потребления. С другой точки зрения, проект *Neptune Deep*, если он будет запущен, добавит к внутреннему производству Румынии объем, более чем в четыре раза превышающий объем импортируемого газа в 2016 году, когда Румыния получила от «Газпрома» 1,48 млрд м³ газа.

Анализ трудного пути, пройденного этой отраслью в Румынии, показывает, что мечта наших предшественников о добыче газа в Черном море близка к осуществлению, и, 50 лет спустя, нефть румынского Черного моря и газовая шельфовая промышленность возвращаются к истокам, к новому началу. 🌐

ЛИТЕРАТУРА

- 1 Seiceanu S., The beginnings of oil activities in the Black Sea – the action of some
- 2 Romanian specialists courageous, competent and with patriotic dignity, Dacoromania, nr. 60, Alba Iulia, 2012.
- 3 Cârlea F., Exploitation of hydrocarbons in the Black Sea continental shelf – historic, from the Minister of Mines, Petroleum and Geology Report, Central Historical National Archives fund, the CC of RCP – Chancellery, file no. 56/1989, f. 71, Bucharest, 2018.
- 4 Ivănuș Gh., Pages from the history of Romanian industry development. Chemical,
- 5 petrochemical and oil industry, Ed. AGIR, Bucharest, 2016, p.1–5.
- 6 Nicola S., Pages from the history of Romanian industry development. Chemical,
- 7 petrochemical and refinery equipment manufacturing companies, Ed. AGIR, Bucharest, 2016, p.17.
- 8 <https://www.blackseaog.com/>
- 9 <https://www1.agerpres.ro/flux-documentare/2016/09/16/documentar-40--de-ani-de-la-inceperea-activitatii-platforme-de-foraj-marin-gloria--09--47--19>
- 10 <https://www.energynomics.ro/en/analysis/iuga-dudau-developing-the-offshore-gas-sector-is-a-historic-opportunity-for-romania/>



ЕЛЮБАЕВ ЖУМАГЕЛЬДЫ САКЕНОВИЧ,

президент Казахстанской Ассоциации юристов нефтегазовой отрасли,
доктор юридических наук,

Почетный профессор Казахского национального университета им. аль-Фараби
и Евразийского национального университета им. Л.Н. Гумилева

Жумагельды Сакенович Елюбаев родился 4 марта 1954 года в совхозе «Кутузовский» Иртышского района Павлодарской области.

Свою трудовую деятельность он начал в 1971 году в Сибирском хлебоприемном предприятии в качестве слесаря по ремонту технологического оборудования.

С 1972 по 1975 год проходил срочную военную службу в морских частях пограничных войск Комитета государственной безопасности СССР на острове Сахалин. За образцовое выполнение воинского долга был награжден двумя почетными знаками «Отличник пограничных войск» первой и второй степени. В период военной службы вступил в ряды КПСС.

В 1975–1976 гг. работал водителем на Сибирском хлебоприемном предприятии.

С 1976 по 1981 год. обучался на рабфаке (подготовительное отделение), а затем на судебно-прокурорском факультете Свердловского юридического университета им. Р.А. Руденко (ныне Уральский государственный юридический университет).

После окончания университета до 1982 года работал инспектором отдела охраны общественного порядка в транспортной милиции в звании лейтенанта милиции.

В июне 1982 года Ж.С. Елюбаев был избран народным судьей Ивдельского городского народного суда Свердловской области,

С июня 1987 года и по настоящее время, профессиональная, научная, педагогическая и общественная деятельность Ж.С. Елюбаев связана с Республикой Казахстан.

В октябре 1991 года Ж.С. Елюбаев на сессии Верховного Совета Казахской ССР был избран судьей Верховного Суда Казахской ССР.

17 апреля 1996 года Ж.С. Елюбаев, распоряжением Президента РК, был назначен на должность заместителя Генерального прокурора Республики Казахстан.

В должности вице-министра юстиции, Ж.С. Елюбаев возглавлял и Квалификационную коллегию юстиции. Являясь председателем этой коллегии, Жумагельды

Сакенович внес неоценимый вклад в ее становление и развитие, как нового правового института подбора кадров в судебную систему, адвокатуру и нотариат.

Постановлением Правительства РК № 140 от 3 февраля 1997 года Ж.С. Елюбаеву был присвоен 6-ой квалификационный класс государственного служащего.

15 ноября 1997 года Ж.С. Елюбаев, по приглашению международной корпорации «Шеврон», становится генеральным менеджером договорно-правового департамента.

В 2002 году Ж.С. Елюбаев возглавил открытие Общественного Объединения «Казахстанская Ассоциация юристов нефтегазовой отрасли» (KPLA), президентом которой является до настоящего времени.

В 2004 году по инициативе Ж.С. Елюбаева был учрежден журнал «Недропользование и право», все эти годы он является главным редактором журнала.

В 2008 году, Ж.С. Елюбаев был приглашен на должность Управляющего правового советника Евразийского подразделения корпорации «Шеврон».

В 2010 году, Ж.С. Елюбаев успешно защитил докторскую диссертацию, его научные изыскания подкреплены изданными им работами, выпущено в свет тринадцать книг и опубликовано более 250 статей.

В 2005 году Ж.С. Елюбаев с Айгерим Бралиной, исполнительным директором KPLA, учредили Евразийский центр посреднического разбирательства, который, в свою очередь, учредил Международный коммерческий арбитражный суд (ICAC) и Третейский суд Евразийского центра посреднического разбирательства (ТС ЕЦПР).

В 2010 году Жумагельды Сакенович совместно со своей дочерью Абдуллаевой Жанар и другими членами семьи учредили юридическую фирму «YELYUBAYEV & PARTNERS», которая успешно вошла на рынок юридических услуг Казахстана. В 2012 году фирма объединилась с международной юридической фирмой «COLIBRI», которая впоследствии была переименована и получила новое название «Unicase».

В 2012 году Ж.С. Елюбаев поддержал инициативу молодых юристов и руководителей ведущих юридических фирм страны «САЛАНС», «Эквитас», «Грата», «Саят Жолши и Партнеры», «Olympex Advisers», «YELYUBAYEV & PARTNERS» и выступил одним из учредителей Республиканского общественного объединения «Коллегия коммерческих юристов «Kazakhstan Bar Association» (KazBar). Жумагельды Сакенович является заместителем Председателя Управляющего Совета KazBar. В 2013 году KazBar стал членом международной профессиональной организации юристов «International Bar Association» (IBA).

Ж.С. Елюбаев, в числе первых казахстанских юристов, стал членом весьма уважаемого в мире Королевского Института Арбитров (Member of the Chartered Institute of Arbitrators, «MCIArb»). Он также является членом Англо-Российской ассоциации юристов и арбитром ряда коммерческих арбитражей.

В 2011 году Американским биографическим институтом «за исключительную продуктивность в исследовании вопросов права» Жумагельды Сакенович был удостоен международной премии «Цицерон», а также его имя было внесено в библиографические сборники «Who is Who in the World» и «Who is Who in the Asia».

За существенный вклад в развитие правовой системы Республики Казахстан Ж.С. Елюбаев награжден орденами «Курмет» и «Парасат», медалями – «10 лет Конституции Республики Казахстан», «20 лет Независимости Республики Казахстан», «20 лет Конституции Республики Казахстан», «20 лет Прокуратуре Республики Казахстан», а также многими ведомственными медалями и знаками. ➡

Редакционная коллегия журнала «Нефть и газ» поздравляет юбиляра и желает ему крепкого здоровья и новых успехов на благо нашей страны!

ВСТРЕЧА ПРЕЗИДЕНТА КАЗАХСТАНА Н.А. НАЗАРБАЕВА С ПРЕЗИДЕНТОМ ПАО «ЛУКОЙЛ» ВАГИТОМ АЛЕКПЕРОВЫМ



19 февраля 2019 года в результате встречи Президент Казахстана **Н.А. Назарбаев** отметил положительную динамику и эффективность партнерских отношений между компаниями «КазМунайГаз» и «Лукойл».

Главе государства была представлена детальная информация о планах совместной реализации проекта «**Женис**» по разведке и добыче углеводородного сырья в казахстанской части Каспийского моря.

Президент «Лукойл» **В. Алекперов** проинформировал **Н.А. Назарбаева** о ходе строительства завода по выпуску смазочных материалов на территории Казахстана. Планируемая мощность предприятия, которое будет производить практически всю линейку смазочных материалов, составляет 100 тысяч тонн в год. 🌐

НОВАЯ ОРГАНИЗАЦИОННАЯ СТРУКТУРА АО «НК «КАЗМУНАЙГАЗ»

6 февраля 2019 года Совет директоров АО «НК «КазМунайГаз» (далее Компания) принял решение изменить организационную структуру Компании и разграничить процессы управления по ключевым бизнес-направлениям:

- геология и разведка,
- производство,
- производство и маркетинг нефти,
- транспортировка нефти, международные проекты и строительство газопровода «Сарыарка».

В новой структуре упразднена должность заместителя председателя правления по разведке, добыче и нефтесервису, вместо которой введены должности – заместитель председателя правления по производству и заместитель председателя правления по геологии и разведке. Вместо должности заместителя председателя правления по транспортировке, переработке и маркетингу нефти введены должности – заместитель председателя правления по переработке и маркетингу нефти и заместитель председателя правления по транспортировке нефти, международным проектам и строительству газопровода «Сарыарка». Кроме того упразднена должность управляющего директора по «Мангистаумунайгаз» и «Озенмунайгаз».

В связи с этим с 7 февраля 2019 года кураторами за развитие ключевых бизнес-направлений назначены профессионалы в соответствующих сферах.




Тиесов Данияр Суиншликович – заместитель председателя правления по переработке и маркетингу нефти, отвечает за выполнение ключевых производственных показателей.

Исказиев Курмангазы Орынгазиевич – заместитель председателя правления по геологии и разведке, отвечает за расширение ресурсной базы и эффективное управление запасами дочерних предприятий.



Берлибаев Данияр Амирбаевич – заместитель председателя правления по транспортировке нефти, международным проектам и строительству газопровода «Сарыарка», отвечает за экспорт и транспортировку нефти, дальнейшую переработку нефти на экспортных рынках, максимизацию стоимости для Компании, а также за реализацию стратегического проекта газификации «Сарыарка».



Марабаев Жакып Насибкалиевич – назначен заместителем председателя правления по производству. Он будет ответственным за достижение плановых показателей добычи нефти и газа, повышение эффективности организации и координации производственной деятельности. 



НОВОЕ РУКОВОДСТВО КОМПАНИИ «НОРТ КАСПИАН ОПЕРЕЙТИНГ КОМПАНИ Н.В.»

4 февраля 2019 г. г-н **Ричард Хоув** официально вступил в должность управляющего директора – первого руководителя компании «Норт Каспиан Оперейтинг Компани Н.В.» (НКОК). Ричард Хоув сменяет г-на **Бруно Жардэна**, который занимал пост управляющего директора НКОК с декабря 2015 года.

Ричард Хоув имеет степень бакалавра по инженерной механике Обернского университета (США), а также степени магистра по инженерной механике Технологического института Джорджии (США) и технологии нефтедобычи Университета Кертин (Австралия). В октябре 2017 г. г-н Хоув был назначен директором по производственным операциям «НКОК». Под его



руководством компания достигла рекордных показателей по технике безопасности, надежности и добычи на месторождении Кашаган. 🌐

ЕРМЕК МАРАБАЕВ НАЗНАЧЕН ЗАМЕСТИТЕЛЕМ УПРАВЛЯЮЩЕГО ДИРЕКТОРА «НОРТ КАСПИАН ОПЕРЕЙТИНГ КОМПАНИ Н.В.»



11 февраля 2019 **Ермек Марабаев** официально вступил в должность заместителя управляющего директора «Норт Каспиан Оперейтинг Компани Н.В.» (НКОК).

Ермек Марабаев имеет более чем 35-летний обширный опыт работы на руководящих должностях в компаниях казахстанской нефтегазовой сферы. Он выпускник Московского института нефти и газа им. Губкина по специальности «бурение нефтяных и газовых скважин», обладатель степени магистра делового администрирования Кингстонского университета Великобритании. В Северо-Каспийском проекте работает более 8 лет. 🌐

АО «НК КАЗГЕОЛОГИЯ»



4 февраля 2019 года решением совета директоров на должность председателя правления АО «Национальная геологоразведочная компания «Казгеология» назначен Абдыгалимов **Алмаз Абдрашевич**.

Абдыгалимов Алмаз Абдрашевич родился в 1974 году. В 2001 году окончил Казахский национальный технический университет имени К.И. Сатпаева по специальности «геология нефти и газа». Имеет 17-летний опыт работы в сфере разведки и добычи нефти и газа, а также консалтинга в области недропользования. 🌐

ВИЗИТ КАЗАХСТАНСКОЙ ДЕЛЕГАЦИИ В ИНДИЮ

С 10 по 12 февраля 2019 года казахстанская делегация во главе с Министром энергетики РК **К. Бозумбаевым**, в составе с заместителем Министра иностранных дел **Е. Кошербаевым**, представителями Комитета по инвестициям и Национальной компании «Казахинвест» приняла участие в международной конференции **RETROTECH-2019**, посвященной вопросам возобновляемых источников энергии, разработке технологий по раз-



ведке и добыче полезных ископаемых и др.

Министр энергетики РК **Канат Бозумбаев** провел переговоры с Министром нефти и природного газа Индии **г-ном Дармендра Прадханом**.

Переговоры казахстанской делегации прошли с Президентом Торгово-промышленной палаты индийских импортеров, руководством Конфедерации индийской промышленности и таких крупнейших компаний, как ONGC, CG Corporation, Jaypee Group, KUSUM Group, «Шимон групп», Sterling &

Wilson Pvt. Ltd, J M Baxi Group, Larson & Toubro Ltd и др., где были обсуждены вопросы участия индийских компаний в перспективных инвестиционных проектах в Казахстане. Также НК «Казахинвест» и крупнейший энергетический конгломерат Индии NTPC Limited подписали меморандум о взаимодействии в проектах по строительству солнечных электрических станций и участии индийской компании в проектах действующих угольных станций на территории РК. 📌

АО «НК «КАЗМУНАЙГАЗ» И АЗЕРБАЙДЖАНСКАЯ ГОСУДАРСТВЕННАЯ НЕФТЕГАЗОВАЯ КОМПАНИЯ «SOCAR» ПОДПИСАЛИ МЕМОРАНДУМ О ВЗАИМОПОНИМАНИИ




28 января 2019 года Председатель Правления АО «НК «КазМунайГаз» (НК КМГ) **Алик Айдарбаев** и президент азербайджанской нефтегазовой компании «SOCAR» **Ровнаг Абдуллаев** в Баку подписали меморандум о взаимопонимании.

Казахстанскую делегацию также представляли заместитель председателя правления по разведке, добыче и нефтесервисам НК КМГ Курмангазы Исказиев, генеральный директор АО «Казтрансойл» **Димаш Досанов**, генеральный директор Национальной морской судоходной компании «Казмортрансфлот» **Марат Орманов**.

Меморандум предусматривает перспективы сотрудничества в сфере геологоразведочных работ на Каспии, совместного исследования гео-

лого-геофизических материалов по разведке углеводородного сырья, в сфере логистики, трейдинга нефти и нефтепродуктов. В качестве первого конкретного проекта сотрудничества предусматривается транспортировка в Баку и последующая модернизация плавучей буровой установки «Сэтти», принадлежащей НК КМГ.

16 февраля 2019 года в Астане председатель Правления АО «НК «КазМунайГаз» **Алик Айдарбаев** и президент Азербайджанской государственной нефтегазовой компании «Socar» **Ровнаг Абдуллаев** подписали договор доверительного управления самоподъемной плавучей буровой установкой (СПБУ) между дочерними компаниями сторон – ТОО «KMG Drilling & Services» в лице генерального директора **А. Шукпутова** и «Caspian Drilling Company Ltd» в лице генерального директора **Ф. Ахундова**.

Основной целью договора является эксплуатация СПБУ на проектах, реализуемых азербайджанской стороной. Одним из проектов является использование СПБУ на структуре Абшерон, разрабатываемой компанией «British Petroleum». В рамках сотрудничества также предусмотрена модернизация СПБУ, что позволит обеспечить бурение разведочных скважин глубиной свыше **6 000 метров**. 

ИТОГИ РАБОТЫ МИНИСТЕРСТВА ЭНЕРГЕТИКИ ЗА 2018 ГОД И ЗАДАЧИ НА 2019 ГОД

ДОБЫЧА НЕФТИ

8 февраля 2019 г. министр энергетики РК **Канат Бозумбаев** сообщил, что добыча нефти в 2018 г. впервые в истории достигла рекордного объема – **90 млн 360 тыс. т.**

Это стало возможным благодаря росту добычи на месторождениях Кашаган (13,2 млн т), Тенгиз (28,6 млн т) и Карачаганак (12,2 млн т).

На проекте будущего расширения **Тенгиза**, стоимостью 36,8 млрд долл. США, установлен показатель по местному содержанию в 32% (12 млрд долл. США). Сегодня фактическое освоение – 19,2 млрд долл. США, по закупкам у отечественных компаний – 5,63 млрд долл. США или 29%. Более **46 тысяч** казахстанцев обеспечены работой.



На Кашагане достигнута стабильная добыча в **330 тыс. баррелей в сутки**. Объем добычи нефти в 2019 г. составит 13,5 млн т.. Ожидается увеличение закачки сырого газа с целью достижения уровня добычи в **450 тыс. баррелей/в сутки** к 2024 г.

По проекту **Карачаганак** достигнуты базовые договоренности о выплате компенсации (1,1 млрд долл. США в 2019–2021 гг.) и приросте доли республики до 2037 года на 360 млн долл. США при цене нефти 60 долл. США/баррель.

ДОБЫЧА ГАЗА

В 2019 г. добыто **55,5 млрд м³** (рост в **5%** к 2017 г.). План на 2019 год – 55,0 млрд м³.

Производство товарного газа увеличилось до **33,3 млрд м³/сутки** (рост на 5,4%) и **сжиженного газа** – до **3,1 млн тонн** с ростом на 7,3% к 2017 г. План на 2019 г. – **31,3 млрд м³** и **3,2 млрд м³**, соответственно.

Экспорт газа – **19,4 млрд м³** (рост на **12,7%** к 2017 г.). План на 2019 г. – 17 млрд м³.

В рамках экономического сотрудничества с Китаем налажен ежегодный объем экспорта газа до 10 млрд м³. В 2017 г. впервые был осуществлен экспорт газа в объеме **1,1 млрд м³**, а в 2018 г. экспортировано порядка **6 млрд м³**.

Увеличен объем **транзита газа** до **90,6 млрд м³**, (рост к 2017 г. – **7%**). На взаимовыгодных условиях начаты транзитные поставки газа через Узбекистан по маршруту трубопровода «Бухара-Урал» – газотранспортной системы Узбекистана – трубопровода «Газли-Шымкент».

Транзит газа через Узбекистан способствует газоснабжению южных регионов

страны и исполнению экспортных поставок в Китай. В 2018 году реализовано 46 проектов газификации на общую сумму 21 млрд. тенге (*в 2017 году – 17 проектов*).

Доступ к газу имеют порядка **9** млн человек. По итогам 2019 г. планируется выйти на уровень газификации в **50,5%**.

Благодаря **5-й социальной инициативе Главы государства Н.А. Назарбаева** реализуется проект газификации г. Астаны, Карагандинской и Акмолинской областей. Старт строительству магистрального газопровода «Сарыарка» дан в декабре прошлого года.

ПЕРЕРАБОТКА НЕФТИ

В 2018 г. полностью завершены проекты модернизации нефтеперерабатывающих заводов. Увеличены мощность и глубина переработки, качество нефтепродуктов соответствует европейским стандартам К-4, К-5. Объем переработки нефти, по сравнению с 2017 г., вырос на 8,6% и составил **16,4 млн т**. В текущем 2019 году планируется переработать **17,2 млн т**.

Для справки, объем переработки нефти (в млн. тонн):

АНПЗ – 5,4 (2018 – 5,27), ПК ОП – 5,4 (2018 – 4,73), ПНХЗ – 5,4 (2018 – 5,34), АО «Кондесат» – 0,22 (2018 – 0,23), ТОО «CASPI BITUM» – 0,77 (2018 – 0,82).

По итогам 2018 г. обеспеченность рынка отечественными нефтепродуктами достигла по бензину – 93,2%, по дизтопливу – 91,1%, по авиакеросину – 62%.

В 2019 г. обеспеченность рынка в отечественном бензине, дизельном топливе (*за исключением зимней марки минус 15-25°C*) и авиакеросине составит **100%**.

МОРСКИЕ НЕФТЕГАЗОВЫЕ ПРОЕКТЫ

Стимулирующие нормы Налогового кодекса РК **позволили «оживить»** статус **морских** проектов. Это вхождение крупнейшей итальянской нефтегазовой компании «ENI» в проекты «Исатай» и «Абай». В ноябре 2018 г. между ПАО «Лукойл» и АО «НК «КазМунайГаз» подписано соглашение о совместной деятельности по проекту «Женис». По проекту совместного освоения месторождений «Хазар» и «Каламкас-море» в 2019 г. от подрядчиков Минэнерго РК ожидается проект плана и бюджет освоения.


НЕФТЕГАЗОХИМИЧЕСКАЯ ОТРАСЛЬ

Полностью обеспечивается потребность казахстанской автодорожной отрасли битумом. В 2018 г. было произведено **830** тыс. т битума (на 14 % выше уровня 2017 г.). Экспорт битума налажен в Узбекистан, Таджикистан и Туркменистан.


На Атырауском НПЗ был начат выпуск бензола и параксилола, ориентированный на экспорт. В 2018 г. было произведено 14 тыс. т, в 2019 г. планируется 300–400 тыс. т.

В июне прошлого года в Атырауской области начато строительство крупного проекта по производству полипропилена мощностью 500 тыс. т в год, стоимостью 2,6 млрд долл. США. Запуск ожидается в 2021 г.


Второй «якорный» проект – производство полиэтилена мощностью 1,25 млн т

в год начат со стратегическим партнером мирового уровня компанией «Borealis». *Стоимость проекта – 6,5 млрд долл. США. Период строительства: 2021–2025 гг.*
Вклад в ВВП Казахстана от данных проектов оценивается в 1,5–2%. 


«КАРАЧАГАНАК ПЕТРОЛИУМ ОПЕРЕЙТИНГ Б.В.»: РЕКОРДНЫЙ УРОВЕНЬ НЕФТЕДОБЫЧИ

Компания «Карачаганак Петролиум Оперейтинг Б.В.» в 2018 г. достигла рекордного уровня добычи, который составил 148 млн баррелей в нефтяном эквиваленте стабилизированных и нестабилизированных жидких углеводородов, неочищенного и топливного газа. В конце 2018 г. партнеры по Карачаганаку подписали соглашение о санкционировании проекта снятия производственных ограничений по газу Карачаганакского перерабатывающего комплекса (проект СПОГ). Основная цель проекта СПОГ – максимальное увеличение добычи жидких углеводородов, что принесет значительную экономическую прибыль, как Казахстану, так и компаниям-партнерам. На сегодня партнерами по Карачаганаку инвестировано 24 млрд долл. в его разработку, при этом сумма прямых выплат в бюджет РК составила 17 млрд долл. Всего за период с 1998 года на проведение природоохранных мероприятий КПО направила 380 млн долл.. В прошлом году показатель утилизации газа на Карачаганаке составил 99,94%, что является достижением мирового класса. 

КАЗАХСТАН В МАРТЕ 2019 ГОДА НАЧНЕТ ЭКСПОРТ НЕФТЕПРОДУКТОВ

Министр энергетики РК **Канат Бозумбаев** на отчетной встрече с общественным советом при Министерстве энергетики РК сообщил, что с этого года Казахстан кроме обеспечения собственным бензином и дизтопливом начнет экспорт нефтепродуктов в соседние страны, кроме дизтоплива. Это стало возможным в результате проведенной модернизации трех казахстанских НПЗ, с выпуском нефтепродуктов стандартов К-4 и К-5. 

«KMG INTERNATIONAL»: НОВЫЕ ОПЕРАЦИОННЫЕ РЕКОРДЫ

5 февраля 2019 г. «KMG International» (KMGI) по итогам деятельности KMGI за 2018 г. сообщило, что операционная прибыль (EBITDA) KMGI достигла **249,7 млн долл. США**, чистая прибыль – **86 млн долл. США**. Это стало возможным за счет увеличения объемов переработки сырья и выпуска готовой продукции, роста продаж нефтепродуктов в Румынии и регионе, расширения региональной распределительной сети в Румынии, Молдове, Болгарии и Грузии, где было открыто порядка 200 новых точек продаж (включая АЗС, экспресс-станции, скиды и резервуары). 

CERAWEEK – НЕФТЯНОЙ ДАВОС. В ХЬЮСТОНЕ ПРОШЛА КОНФЕРЕНЦИЯ CERAWEEK 2019

CERAWeek проводится всегда в феврале или марте и является главным событием мирового нефтяного и энергетического бизнеса.

Организатор — Кембриджская консалтинговая ассоциация энергетиков IHS Cambridge Energy Research Associates (IHS CERA).

В 2019 году форум под названием CERAWeek, который еще называют нефтяным Давосом, прошел в период с 11 по 15 марта в Хьюстоне (столица нефтяного штата Техас, США).

Алекс Барак – активный член Редколлегии нашего издания поделился своими впечатлениями о столь значимом событии.

Общий тон CERAWeek 2019 отличался от предыдущих форумов духом некоторой тревоги и неопределенности, царящими в индустрии последнего времени. Эти неопределенность и тревога обусловлены такими факторами, как инициированный президентом Трампом пересмотр торговых взаимоотношений США и Мира, в частности США и Китая, и влияние этого процесса на рост мировой экономики; стремительно нарастающая добыча нефти в США, в особенности в Пермском бассейне; приближающееся обсуждение в Конгрессе США концепции NOPEC (читай «Не-OPEC», в противовес OPEC); вынужденное сокращение добычи странами OPEC+, мера, предпринимаемая нефтедобывающим сообществом, за исключением США, по предупреждению бесконтрольного перепроизводства нефти и поддержанию приемлемого уровня цен на нефть; все

возрастающей геополитической напряженности в мире, также все очевиднее продиктованной теми же причинами, и уже приведшей к вытеснению из пула нефтеэкспортеров таких стран, как Иран и Венесуэла, а такие страны как Ливия, Нигерия и Алжир – к состоянию неустойчивой стабильности; все более возрастающего давления со стороны экологов и их политических сторонников и заказчиков по сокращению использования ископаемых (нефть, газ и уголь) источников энергии.

Во вступительном интервью агентству CNBC один из наиболее авторитетных мировых экспертов нефтеиндустрии **Дэн Ёргин (Dan Yergin)** отметил все эти факторы, при этом изящно уйдя от вопроса прогноза ближайшего будущего цен на нефть. Однако при этом он отметил, что инвесторы американских нефтесланцев, вложившие сотни миллиардов долларов в добычу нефти в Пермском и других сланцевых бассей-



нах, уже не удовлетворяются ростом объемов добычи, а хотят вернуть свои инвестиции с прибылью. Уклончивый, но достаточно прозрачный ответ на «секрет Полишинеля» о том, что рост добычи из сланцевых залежей требует высоких цен на нефть для обеспечения безубыточности нефтедобычи. Иначе говоря, если ОПЕК+ снимет ограничения и позволит странам добывать нефть по возможностям, если Иран и Венесуэла восстановят и реализуют свой потенциал добычи и экспорта, то мир захлебнется от переизбытка предложения нефти над спросом, цены обрушатся, что приведет к краху американских нефтесланцев в их сегодняшней конфигурации, глобальному кризису нефтеиндустрии и катастрофическим последствиям для экономик ряда стран.

Вряд ли такой поворот событий может устроить американских сланцевиков и нефтеэкспортеров из ОПЕК+, однако есть также понимание неустойчивости сложившегося на рынке равновесия сил. Прямо с площадки CERAWeek от руководства ОПЕК прозвучала недвусмысленная угроза о том, что если концепция NOPEC будет принята Конгрессом США, то ограничения на добычу стран ОПЕК будут сняты. Последствия очевидны.

Незадолго до начала CERAWeek 2019 из левого крыла Демократической партии США прилетела «Новая Зеленая Доктрина». Доктрина предписала экономике США отказаться от ископаемых источников энергии и перейти на возобновляемые к 2025 году. Доктрину озвучила молодая и пассионарная, как Долорес Ибаррури, Александрия Оказио Кортес. Казалось бы, можно только улыбнуться такой неглубокости, но на выручку пришел Майкл Блумберг, рас-

судительный и авторитетный политик, успешный бизнесмен-миллиардер, просто мудрый и порядочный человек и признанный патриот своей страны. Он предложил воспринять Доктрину в качестве ответственной цели, стоящей перед правительством и страной, и призвал объединиться для достижения этой цели.

И вот уже с трибуны CERAWeek раздаются призывы, исходящие от руководителей крупнейших нефтяных компаний (Gretchen Watkins, President Shell Oil Company, Executive VP Unconventional, Vicki Hollub, CEO, Occidental, Michael Wirth, CEO, Chevron), контролировать и ужесточить регулирование выбросов метана и углекислого газа, сжигания попутного газа; умножить усилия компаний по снижению воздействия на окружающую среду.

Нетрудно усмотреть за этой широкой лозунгов истинные причины таких заявлений. В мире с возрастающим темпом происходит коренное переустройство энергетического рынка и игроки нешуточно бьются за сохранение себя на этом поле. Понятно, что места хватит не всем. Понятно, что переизбыток предложения энергоресурсов налицо. Понятно, что жертв не избежать. Борьба идет как между державами, где США уверенно побеждают, так и внутри США, где крупные компании либо поглощают, либо выдавливают более мелкие.

Особое и стремительно возрастающее значение в этой гонке на выживание занимают инновационные технологии. США не пугает высокая себестоимость сланцевой нефтедобычи сегодня. Технологии исторически отзываются на потребности рынка, а рынок

инновационных экономик, каковыми традиционно владеют США и, нетрадиционно, – Китай, непременно обеспечит стимулы для всплеска инновационной активности. Не случайно эта сессия CERAWeek привлекла такое большое количество инновационных компаний. Наряду с гигантами инновационности, такими компаниями как Amazon, Apple, Microsoft и им подобных, на площадке форума продемонстрировали свои достижения представленные во множестве разработчики технологий, решающих конкретные задачи отрасли. Так, например, компания JP3 разработала и внедрила технологию непрерывного мониторинга композиции потока нефти и газа с разделением на фракции. Компания репортировала очень существенный рост в 2018 и прогнозирует взрывной рост в этом, 2019 году [<https://ondemand.ceraweek.com/detail/video/6014806294001/ceraweek-conversations-with-matt-thomas>].

Технологии служат цели сокращения затрат на добычу, процессинг, транспортировку углеводородов, увеличения эффективности единичных операций и процесса в целом. Компания Exxon уже объявила о достижении снижения себестоимости добычи сланцевой нефти до \$15. Если это подтвердится, то это прорыв. Exxon, BP, Chevron, Shell, Oxy, ConocoPhillips – гиганты, которые могут себе позволить работу на грани прибыльности на протяжении длительного времени, увеличивают объемы работ в Пермском бассейне. Малые и средние компании такого себе позволить не могут и должны освободить площадку. Они будут поглощены более сильными и эффективными. Такова диалектика рынка.

Одним из драйверов индустрии

нефтедобычи и нефтеэкспорта, пожалуй, вторым по значению после роста добычи в США, является рост импорта углеводородов Китая. Будучи третьим по величине потребителем углеводородов, после США и Евросоюза, Китай является чемпионом по темпам роста импорта энергоресурсов. При этом собственные ресурсы углеводородов в Китае колоссальны. Однако для их реализации требуются технологии, которыми Китай пока не обладает. Но активная работа в этом направлении ведется. Китай наращивает инновационную активность в стремлении к самообеспечению себя энергоресурсами, или хотя бы снижению импорта. Пионерами в этом выступают компании CNPC и SINOPEC. Десятки миллиардов долларов направлены на эти цели. Уже есть успехи. Нефтеэкспортеры встревожены.

Падение цены на нефть и переустройство мировой нефтеиндустрии неизбежны. Вероятность того, что ценовой крах произойдет уже завтра, весьма велика – слишком много случайных факторов в этом уравнении. Достаточно небольшого сбоя в неустойчивом балансе интересов и этот баланс распадется как карточный домик. ОПЕК, со всеми ее +++, не сможет это предотвратить, а главным участникам он, по большому счету, на руку. Несомненно, что через полгода–год этот баланс, после завершения раунда слияний и поглощений, восстановится. На каком уровне цен – будет зависеть от порога безубыточности добычи нефти в Пермском бассейне и успехов Китая в снижении импорта энергоносителей. Рынок явно находится в замешательстве в преддверии этого. Вот в такой атмосфере неопределенности и прошла неделя CERAWeek. 🌐

ЖЫЛКАЙДАРОВ САЙЛАУ ЕСЖАНОВИЧ

25 марта 2019 года на 78 году скончался известный геологоразведчик, Почетный разведчик недр Республики Казахстан, исполнительный директор Общественного фонда «Мунайшы» имени Н.А. Марабаева.

Сайлау Есжанович родился 23 июня 1941 года в селе Тамерлановка Южно-Казахстанской области (ныне Туркестанской области).

После окончания Казахского Политехнического Института в 1962 году начал свою трудовую деятельность в геологических организациях, прошел путь от простого коллектора до главного геолога Мангыстауского управления разведочного бурения, параллельно совмещая основную работу с общественной деятельностью являясь секретарем парткома крупного объединения «Мангышлакнефть».

С приобретением Казахстаном независимости Сайлау Есжанович занимал ответственные должности в Министерстве Энергетики и Топливных Ресурсов и Министерстве Геологии нашей молодой республики, был руководителем ряда нефтегазовых компаний занимающихся недропользованием в Казахстане. Результаты его самоотверженного труда, несомненно, займут достойное место в летописи развития нефтегазовой отрасли Мангистауской области на известных месторождениях Узень, Жетыбай, Каламкас, Каражанбас и других.

Последние несколько лет Сайлау Есжанович являлся бессменным исполнительным директором Общественного фонда «Мунайшы» имени Н.А. Марабаева.

Мы знали Сайлау Есжановича как высококвалифицированного специалиста и талантливого руководителя геологической службы. Он был для нас образцом скромности, большого трудолюбия и отзывчивости, пользовался огромным уважением не только среди своих коллег, но и руководства нефтегазового комплекса нашей республики. За весомый вклад в геологоразведке и плодотворную деятельность Сайлау Есжанович неоднократно был отмечен правительственными наградами Республики Казахстан: Орденом «Курмет», медалями «За заслуги в развитии нефтегазовой отрасли Республики Казахстан» и «100-летия казахстанской нефти» и многими нагрудными знаками и дипломами.

В связи с кончиной Сайлау Есжановича известного геолога-нефтяника, высококвалифицированного специалиста и талантливого руководителя геологической службы все геологи-нефтяники Республики Казахстан выражают глубокое соболезнование всем близким, родным и друзьям. Уход из жизни Сайлау Есжановича является невосполнимой потерей для нас и всей геологической и нефтяной ответственности нашей страны.

Светлая память о Жылкайдарове Сайлау Есжановиче навсегда останется в наших сердцах.

Казахстанское Общество нефтяников-геологов



**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

е-mail: neftgas@inbox.ru

<http://neft-gas.kz>

Подписано в печать 29.03.2019
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

СТАТЬИ РЕЦЕНЗИРУЮТСЯ

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

Языки издания: казахский, русский, английский.



В журнале «Нефть и газ» принимаются статьи по следующим разделам и тематикам: геология, бурение, добыча, транспортировка, переработка, нефтехимия, нанотехнологии, цифровые технологии, экология, экономика и др.

СТАТЬИ должны предоставляться в электронном виде и содержать:

- **Индекс УДК**
- **Название статьи** (не более 45 знаков), которое должно быть конкретным, лаконичным и отражать основную суть исследования.
В начале статьи дается краткий обзор мировой и отечественной литературы со ссылкой на источники, показывается принципиальная новизна и актуальность предлагаемого материала.
- **Цветное фото автора (ов)**
- **Сведения об авторе (авторах):** Ф.И.О. авторов, ученая степень, звание, должность, организация или 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.
- **Аннотация** с объемом до 250 слов, которая должна содержать принципиально новые результаты, полученные авторами. В аннотации не допускается использование ссылок, какие-либо сокращений.
- **Ключевые слова** (не более шести). Название статьи, сведения об авторах, аннотация, список литературы предоставлять на трех языках.
- **Список литературы** (с переводом на английский язык) в порядке упоминания в тексте по ГОСТу 7.1-2003: для монографий – фамилия, инициалы автора (ов), название, место издания, год, общий объем в страницах; для периодики – фамилия, инициалы автора (ов), название, место издания, год, номер, страницы

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

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

Материалы, опубликованные в других изданиях, не рассматриваются. Статьи, не получившие одобрения наших экспертов, не публикуются и не возвращаются.

Atyrau Oil&Gas

18-я Северо-Каспийская
Региональная выставка
"Атырау Нефть и Газ"

9-11 апреля 2019

Казахстан, Атырау

подробная информация:

www.oil-gas.kz

