



2019  
№ 5 (113)

# НЕФТЬ И ГАЗ

ISSN 1562-2932

Подписной индекс 75602



**20 СЕНТЯБРЯ 2019 ГОДА  
С УЧАСТИЕМ ПРЕМЬЕР-МИНИСТРА АСКАРА МАМИНА  
И МИНИСТРА ЭНЕРГЕТИКИ КАНАТА БОЗУМБАЕВА  
СДАН В ЭКСПЛУАТАЦИЮ ПЕРВЫЙ В РЕСПУБЛИКЕ  
ЗАВОД ПО ПРОИЗВОДСТВУ СМАЗОЧНЫХ МАТЕРИАЛОВ**

**СОГЛАШЕНИЕ О СОВМЕСТНОЙ РАБОТЕ ПОДПИСАЛИ  
ПРЕДСЕДАТЕЛЬ ПРАВЛЕНИЯ АО «НК» КАЗМУНАЙГАЗ»  
АЛИК АЙДАРБАЕВ И ПРЕЗИДЕНТ ПАО «ЛУКОЙЛ» ВАГИТ АЛЕКПЕРОВ**

# ВНИМАНИЕ!

## НАЧАЛАСЬ ПОДПИСКА НА 2020 ГОД



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

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

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

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



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

Журнал издается на казахском, русском и английском языках, с периодичностью **6 номеров в год**.  
Тираж 2000 экземпляров.

Стоимость годовой подписки:  
Онлайн-версия журнала – **15 тыс. тенге**  
Печатная версия журнала (без почтовых расходов) – **15 тыс. тенге**.



**Приглашаем Вас к сотрудничеству:**

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

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

«Роспечать»: 8 (492) 921–25–50;  
АО «Казпочта»: 8 (727) 261–61–12;  
ТОО «Агентство «Евразия-пресс»:  
8 (727) 382–34–87;  
ТОО «Эврика-пресс»: 8 (727) 233–76–10.  
ТОО «Астана-пресс»: 8 (7172) 37–30–67,  
8 (701) 533–91–46



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



8 (727) 291 31 71



[nnk32@mail.ru](mailto:nnk32@mail.ru)  
[neftgas@inbox.ru](mailto:neftgas@inbox.ru)




**НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЖУРНАЛ**



**МУНАЙ МЕН ГАЗ**  
**НЕФТЬ И ГАЗ**  
**OIL AND GAZ**

**5 (113) 2019**



Главный редактор  
академик НаDIR Каримович НАДИРОВ

Редакторы научных проектов  
Елена СОЛОДОВА  
Михаил ТРОХИМЕНКО

Редактор по спецпроектам  
Алма КЕНЖЕБЕКОВА

Арт-директор  
Ольга КУДРИНА

Ген.менеджер по рекламе и развитию  
Сахида ЗАИТОВА

#### УЧРЕДИТЕЛИ:

© Министерство науки и высшего образования РК,  
АО «Национальная компания «ҚазМұнайГаз»,  
Научно-инженерный центр «Нефть» НИА РК,  
ОО «Казахстанское общество нефтяников-геологов»

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

ИЗДАЕТСЯ с января 1999 г.

ПЕРИОДИЧНОСТЬ – 6 раз в год

#### ПРЕДСТАВИТЕЛИ В ГОРОДАХ:

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

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

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

Уральск – Оксана ДЕМЕНТИЕВСКАЯ  
8 7122-53-70-57, 8 701 650 85 76;  
Oksana\_dem@list.ru

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

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

## РЕДАКЦИОННАЯ КОЛЛЕГИЯ:

У.С. КАРАБАЛИН, зам. гл. редактора,  
академик НИА РК  
(г. Астана)

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

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

А.У. АЙТКУЛОВ, член-кор., НИА 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)

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

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

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

Г.А. МЕДИЕВА, академик НИА РК  
(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 НИА 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)



**ҚАЗАҚСТАН МҰНАЙЫНА 120 ЖЫЛ**

Мемлекет басшысы  
**Қ-Ж.Тоқаевтың** Қазақстанның мұнай астанасына сапары .....6

**А.С. Айдарбаевтың** Қазақстан мұнайының 120 жылдығымен құттықтауы .....8

КОНГ – Қазақстан мұнайына 120 жыл .....10

Қарашұңғыл – қазақ жеріндегі алғашқы мұнай кен орны .....11

**ГЕОЛОГИЯ**

**Н.Г. Матлошинский.**  
 Қазақстан Республикасының бассейндеріндегі мұнай-газ перспективаларын іске асыру жолдары туралы .....15

**Х.Б. Абилхасимов.**  
 Каспий маңы шұңғымасы: антиклинальды емес тұтқыштарды заманауи сейсмикалық барлау әдістерімен анықтау. ....30

**Г.В. Воронов, Н.Е. Куантаев.**  
 Каспий маңы шұңғымасының оңтүстік бөлігіндегі тұзүсті кешенінің мұнай-газ перспективаларына жаңа көзқарас .....49

**ГЕОХИМИЯ**

**Е.Ш. Сейтхазиев, Е.Т. Тасеменов.**  
 Леспе газ үлгілеріндегі көміртектің молекулалық және изотоптық құрамы .....64

**GALEX ИННОВАЦИЯЛЫҚ ТЕХНОЛОГИЯЛАРЫ**

**А.И. Бажал, А.М. Барак.**  
 SWIT – Тұтқыр мұнай кенішін игеру кезінде сукелімін тоқтату технологиясы .....80

**А.И. Бажал, А.М. Барак.**  
 SWELT айтқысыз мүмкіндіктері өндірістік сынақтармен расталған .....88

**МҰНАЙ-ХИМИЯ**

**К.Д. Досумов, Д.Х. Чурина, Г.Е. Ергазиева, Б.Т. Ермагамбет.**  
 Парниктік газдарды кәдеге жаратудың каталитикалық жүйесі .....102

**ЭКОНОМИКА**

**А.А. Сатыбалдин, О.И. Егоров.**  
 Қазақстанның мұнай-газ кешеніндегі құрылымдық өзгерістер оның тиімділігі мен бәсекеге қабілеттілігін арттырудың басым бағыты ретінде .....127

**АҚПАРАТТЫҚ ТЕХНОЛОГИЯЛАР**

**Е. Питолин.**  
 Мұнай-газ саласындағы қауіпсіздік моделі .....140

**ӘЛЕУМЕТІК МӘСЕЛЕЛЕР**

«Эмба мұнайгаз» АҚ әлеуметтік жауапкершілігі .....143

**ЖАҢА КІТАПТАР**

**ҚАЗАҚСТАННЫҢ МҰНАЙ-ГАЗ СЕКТОРЫ** .....147

**ҚАЗАҚСТАННЫҢ МҰНАЙ-ГАЗ СЕКТОРЫ** .....148

**ДҮНИЕЖҮЗІЛІК МҰНАЙ КОМПАНИЯЛАРЫ ЖАҢАЛЫҚТАРЫ** ....154

## КАЗАХСТАНСКОЙ НЕФТИ 120 ЛЕТ

Визит Главы государства  
**К-Ж.Токаева** в нефтяную столицу  
Казахстана.....6

**А.С. Айдарбаевтың** Қазақстан  
мұнайының 120 жылдығымен  
құттықтауы .....8

КОНГ – Казахстанской  
нефти 120 лет .....10

Карашунгул – первое месторождение  
нефти на казахской земле ..... 11

## ГЕОЛОГИЯ

**Н.Г. Матлошинский.**  
О путях реализации перспектив  
нефтегазоносности бассейнов  
Республики Казахстан .....15

**Х.Б. Абилхасимов.**  
Прикаспийская впадина:  
выявление неантиклинальных  
ловушек современными  
методами сейсморазведки. ....30

**Г.В. Воронов, Н.Е. Куантаев.**  
Новый взгляд на перспективы  
нефтегазоносности надсолевого  
комплекса южной части  
Прикаспийской впадины .....49

## ГЕОХИМИЯ

**Е.Ш. Сейтхазиев, Е.Т. Тасеменов.**  
Молекулярный и изотопный  
состав углерода в образцах  
попутных газов.....64

## ИННОВАЦИОННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ GALEX

**А.И. Бажал, А.М. Барак.**  
SWIT – технология блокирования  
водопритока при разработке  
залежей вязкой нефти .....80

**А.И. Бажал, А.М. Барак.**  
Беспрецедентные возможности  
SWELT подтверждены  
промысловыми испытаниями .....88

## НЕФТЕХИМИЯ

**К.Д. Досумов, Д.Х. Чурина,  
Г.Е. Ергазиева, Б.Т. Ермагамбет.**  
Каталитические системы  
утилизации парниковых газов .....102

## ЭКОНОМИКА

**А.А. Сатыбалдин, О.И. Егоров.**  
Структурные преобразования  
в нефтегазовом комплексе  
Казахстана как приоритетное  
направление повышения его  
эффективности  
и конкурентоспособности .....127

## ИНФОРМАЦИОННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ

**Е. Питолин.**  
Модель безопасности  
в нефтегазовой отрасли .....140

## СОЦИАЛЬНЫЕ ПРОБЛЕМЫ

Социальная ответственность  
компании АО «Эмбаунайгаз».....143

**НОВЫЕ КНИГИ** .....147

**НЕФТЕГАЗОВЫЙ  
СЕКТОР КАЗАХСТАНА**.....148

**НОВОСТИ НЕФТЯНЫХ  
КОМПАНИЙ МИРА**.....154

## KAZAKHSTAN OIL CELEBRATES 120 YEARS

Visit of the Head of State K.Zh. Tokaev to the oil capital of Kazakhstan.....	6
Congratulation message from A.S.Aidarbayev on 120th anniversary of Kazakh oil .....	8
KONG – Kazakh oil achieved 120 years of production .....	10
Karashungul – the first oil field on Kazakh land .....	11

## GEOLOGY

<b>N.G. Matloshinsky.</b> On the ways to implement the prospects of oil and gas potential in the basins of the Republic of Kazakhstan.....	15
<b>Kh.B. Abilkhasimov.</b> Pre-Caspian Basin: Detection of non-anticlinal traps by modern methods of seismic survey .....	30
<b>G.V. Voronov, N.E. Kuantayev.</b> A new look at the prospects of oil and gas potential of the supersalt complex in the southern part of the Pre-Caspian basin .....	49

## GEOCHEMISTRY

<b>E.Sh. Seitkhaziev, E.T. Tassemenov.</b> Molecular and Isotopic Composition of Carbon in Associated Gas Samples .....	64
---	----

## GALEX INNOVATIVE TECHNOLOGIES

<b>A.I. Bazhal, A.M. Barak.</b> SWIT – technology for blocking water inflow in the development of viscous oil field .....	80
<b>A.I. Bazhal, A.M. Barak.</b> SWELT’s unprecedented capabilities, proven by the field trials .....	88

## PETROCHEMISTRY

<b>K.D. Dosumov, D.Kh. Churina, G.E. Ergazieva, B.T. Yermagambet.</b> Greenhouse gas catalytic systems.....	102
--	-----

## ECONOMICS

<b>A.A. Satybaldin, O.I. Yegorov.</b> Structural transformations in the oil and gas complex of Kazakhstan as a priority direction of improving its efficiency and competitiveness.....	127
--	-----

## INFORMATIONAL TECHNOLOGIES

<b>E. Pitolin.</b> Safety model in the oil and gas industry .....	140
--	-----

## SOCIAL ISSUES

Social Responsibility of Embamunaigas JSC .....	143
--	-----

<b>NEW BOOKS</b> .....	147
------------------------	-----

<b>OIL &amp; GAS SECTOR OF KAZAKHSTAN</b> .....	148
---	-----

<b>NEWS OF THE GLOBAL COMPANIES</b> .....	154
---	-----

## ВИЗИТ ГЛАВЫ ГОСУДАРСТВА К-Ж. ТОКАЕВА В НЕФТЯНУЮ СТОЛИЦУ КАЗАХСТАНА



**Г**лава государства **Касым-Жомарт Токаев** посетил с рабочим визитом Атырау, где провел расширенное совещание по развитию нефтегазовой отрасли и принял участие в торжественном мероприятии по случаю празднования 120-летия казахстанской нефти.

Касым-Жомарт Токаев начал свой рабочий визит в Атыраускую область с посещения ТОО «Жигермунай-сервис». Затем Глава государства провел расширенное совещание по развитию нефтегазовой отрасли.

В своем выступлении Касым-Жомарт Токаев подчеркнул, что топливно-энергетический комплекс играет большую роль в экономике Казахстана. Президент, отметив важность дальнейшего развития нефтегазовой

отрасли, поставил перед Правительством и местными исполнительными органами ряд конкретных задач.

Важным направлением модернизации экономики президент назвал развитие нефтегазохимической отрасли.

– Нефтегазохимическая отрасль оказывает высокий мультипликативный эффект на другие отрасли экономики. Доля потребления углеводородного сырья нефтегазохимической сферой в мире составляет 34%, а в Казахстане всего 0,2%. Реализация проектов по производству полипропилена и полиэтилена могла бы дать ежегодный прирост ВВП (валовой внутренний продукт), в среднем в 1,0%, – считает глава государства.

Президент также затронул вопросы геологоразведки в Казахстане. По его словам, следует качественно восполнять запасы минерального сырья путем усиления геологоразведочных работ.

– Мы усовершенствовали законодательство в этой сфере. Теперь надо сделать практические шаги в данном направлении. Поручаю правительству разработать до 1 марта 2020 года Программу геологической разведки с учетом долгосрочного прогноза спроса на минерально-сырьевые ресурсы в мире, – сказал Глава государства.

По мнению Касым-Жомарта Токаева, одним из драйверов роста и диверсификации экономики является нефтесервисная индустрия. Глава государства рекомендовал в этом вопросе обратиться к опыту Норвегии, где доходы от нефтесервиса превысили доходы от экспорта углеводородов.

Кроме того, Глава государства подчеркнул важность эффективного использования природных ресурсов, защиты экологии.


– Развитие топливно-энергетического сектора должно идти без ущерба окружающей среде. Чистая окружающая среда – важное условие благополучия казахстанцев и здоровья нации. Внедрение инновационных технологий играет важную роль в





повышении эффективности использования природных ресурсов. Мы законодательно обязали недропользователей направлять 1% от доходов на научно-технические разработки, – отметил Президент.

По его мнению, необходимо проработать конкретные и прозрачные механизмы использования этих средств и определить для этого соответствующую институциональную инфраструктуру.

В ходе расширенного совещания с докладами также выступили министр энергетики **Канат Бозумбаев**, министр экологии, геологии и природных ресурсов **Магзум Мирзагалиев**, председатель Правления АО «ФНБ «Самрук-Казына» **Ахметжан Есимов**, президент российской нефтегазовой компании ПАО «Лукойл» **Вагит Алекперов**, и руководители компаний «Тенгизшевройл», «NCOC» и «Карачаганак Петролеум Оперейтинг». 



## «ҚАЗМҰНАЙГАЗ» ҰК АҚ БАСҚАРМА ТӨРАҒАСЫ А.С. АЙДАРБАЕВТЫҢ ҚАЗАҚСТАН МҰНАЙЫНЫҢ 120 ЖЫЛДЫҒЫМЕН ҚҰТТЫҚТАУЫ



### Құрметті әріптестер!

**Б**иыл бәріміз үшін айрықша мереке! Қазақстан мұнайына – 120 жыл толды! Баршаңызды «ҚазМұнайГаз» ұлттық компаниясының және жеке өзімнің атымнан осы мерейтоймен шын жүректен құттықтаймын. Бұл ардагерлер мен мұнай-газ саласында еңбек етіп жүрген жандардың, жалпы қазақ халқының ортақ жетістігі!

1899 жылы Қарашүнгілде алғаш рет мұнай фонтаны атқылады. Ғасырдан астам уақыт ішінде мұнай-газ өнеркәсібі қалыптасып, қарыштап дами түсті. Ірі кен орындары ашылды. Мұнайшылардың бірнеше ұрпағы алмасты.

Еліміз Тәуелсіздік алғалы бері мұнай-газ саласы жаңа кезеңге қадам басып, өндіріс өрледі. Жер байлығын игеруге отандық және шетелдік инвесторлар тартылып, қомақты қаржы құйылды. Әлемнің алпауыт компанияларымен әріптестік қарым-қатынас орнатылды. Бүгінге дейін салаға шамамен 200 млрд. АҚШ доллары тартылды.

Бұл өндіріс тиімділігін арттыру мен инфрақұрылымды дамытуға, сол арқылы мұнай-газ өнеркәсібін жаңа деңгейге шығаруға мүмкіндік берді.

Нәтижесінде, салада жағымды өзгерістер орын алды. Өндіріске озық технология енгізілді, мұнайшылар игілігі үшін тұрмыстық нысандар бой көтерді, әлеуметтік инфрақұрылым жақсарды. Өткен жылдар мен бүгінгі өндірістің ахуалын мүлдем салыстыруға келмейді. Жер мен көктей! Кәсіпорындар заманауи жабдықпен қамтылып, жұмысшылар үшін барлық жағдай жасалған.

Жиырма сегіз жылда «қара алтынды» өндіру көлемі үш еседен астамға ұлғайды.

Былыр Қазақстанда 90 миллион тонна мұнай өндірілді! Бұл рекордтық көрсеткіш!

Бүгінгі таңда еліміз мұнай өндірісі бойынша дүниежүзінде 13-ші орында тұр.

Мұнай-газ саласын аяққа тұрғызып, ілгері дамытуда Қазақстан Республикасының Тұңғыш Президенті – Нұрсұлтан Әбішұлы Назарбаевтың алар орны бөлек. Елбасының қажырлы еңбегі мен саяси жігерінің арқасында еңсемізді тік көтеріп, талай биікті бағындырдық. Біз мұны жоғары бағалаймыз әрі есімізден шығармаймыз.

Мұнай-газ кешені ел экономикасының қозғаушы күшіне айналып, халықтың тұрмыс-тіршілігін жақсартуға өлшеусіз үлес қосты.

Осы жерде «ҚазМұнайГаздың» ұлттық оператор ретінде орны ерекше. 2002 жылы құрылған компания жүктелген стратегиялық міндеттерді ойдағыдай орындап, алдыңғы қатардан көрініп келеді. Қазіргі таңда «ҚазМұнайГаз» 80 мыңнан астам адамды жұмыспен қамтып отыр.

Қызметкерлер үшін қауіпсіз әрі қолайлы еңбек жағдайлары жасалды. Себебі, жұмысшының өмірі мен денсаулығы қашанда бірінші орында. Бұған қоса, мамандарды дамыту, олардың біліктілігін арттыру ісіне де айрықша көңіл бөлінуде.

Соның арқасында жоғары өндірістік және қаржылық көрсеткіштерге қол жеткізіп отырмыз. Атап айтқанда:

Отандық үш мұнай өңдеу зауыттарын жаңғырту жұмыстары ойдағыдай жүзеге асты. Нәтижесінде ішкі нарықтағы жанармай сұранысы толығымен өтелді. Мұнай өнімдерінің саны да, сапасы да артуда.

Газ тасымалдау инфрақұрылымы кеңейіп, халықты көгілдір отынмен қамтамасыз ету жұмыстары жалғасын тауып келеді. Елордамыз – Нұр-Сұлтан қаласын газбен қамтитын «Сарыарқа» магистральді құбырының құрылысы аяқталуда.

Оның үстіне, батыс елдерінің жанармай нарығына жол аштық. Румыниядағы қос зауытымыз қазақстандық мұнайды өңдеп, Еуропаның мемлекеттеріне жеткізіп отыр.

Өндіріс заманға қарай жаңарып, жаңғыртылуда. Кен орындары цифрлық жүйеге өтуде.

Геологиялық барлау жұмыстары қарқын алып, ресурстық базаны кеңейту шаралары жүргізілуде.

Экологиялық жобалар іске асырылып жатыр.

Бүгінгі күні бәрімізді тамыры тереңге жайылған қазақстандық мұнайдың тарихы біріктіріп отыр.

Осы жетістіктердің астарында адам еңбегі, қажырлы күш, айқын мақсат пен өз жұмысына берілген жандардың ұстанымы жатыр. Бұл үлкен ұжымдық жұмыс, бірнеше мамандық иелерін бір арнаға тоғыстырған еңбек. Бұрғылаушылар мен технологтар, геологтар мен инженерлер, қаржыгерлер, экономистер және «қара алтынды» барлау мен өндіруге атсалысатын барлық маман иелері, яғни Сіздердің әрқайсыңыз саланың дамуына өз үлестеріңізді қосып келесіздер.

Әрқайсыңыз білімді әрі тәжірибелі мамансыздар. Алға қойған міндетті орындап, күрделі мәселенің шешімін дер кезінде тауып, жүктелген жауапкершілікті абыроймен атқарып келесіздер.

Адал еңбектеріңіз үшін зор алғысымды білдіремін. Қашанда биіктен көріне беріңіздер. Жұмыстарыңызға табыс, отбасыларыңызға бірлік-береке тілеймін.

Келешегіміз жарқын болып, еліміз гүлдене берсін! 🌍



**К**азахстанским обществом нефтяников-геологов в рамках празднования 120-летия со дня получения первого фонтана казахстанской нефти – Карашунгул, был проведен ряд мероприятий на уровне республиканского и областных масштабов.

1 сентября 2019 года Атырауский университет нефти и газа им. Сафи Утебаева при поддержке ТОО «Тенгизшевройл» и ТОО «Эмбамунайгаз» провел конференцию «Казахстанская нефть: прошлое, настоящее и будущее».

При поддержке акимата Атырауской области и АО «Эмбамунайгаз» в г. Атырау был установлен памятник Сафи Утебаеву – первому начальнику знаменитого объединения «Казахстаннефть», на открытии которого приняли участие заместитель акима Атырауской области **Крамбаев А.У.**, заместитель председателя Ассоциации «KAZENERGY» **Карабалин У.С.**, заместитель председателя Правления по геологии и разведке АО «Национальная компания «КазМунайГаз» **Исказиев К.О.**, председатель Правления АО «Эмбамунайгаз» **Жаксыбеков А.Е.**, дочь Сафи Утебаева **Светлана Сафиевна**.

На открытии памятника Сафи Утебаеву, 110-летие которого отмечается в этом году, выступил Президент Казахстанского Общества Нефтяников-Геологов **Куандыков Б.М.**

5–6 сентября ТОО «КМГ Инжиниринг» совместно с филиалом «Каспиймунайгаз» при поддержке акимата Атырауской области, Министерства энергетики РК, Национальной компании «КазМунайГаз» провело Международную научно-практическую конференцию «Современные методы разработки месторождений с трудноизвлекаемыми запасами и нетрадиционными коллекторами». В работе конференции приняли участие представители ведущих компаний Казахстана, России, Азербайджана.

Министерство Энергетики РК и Ассоциация «KAZENERGY» вручили Юбилейные медали к 120-летию казахстанской нефти многим ветеранам нефтяной отрасли. 🇰🇿



**Карабалин У.С. и Куандыков Б.М.  
в музее Сафи Утебаева**



**Церемония открытия памятника**



## КАРАШУНГУЛ – ПЕРВОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ НЕФТИ НА КАЗАХСКОЙ ЗЕМЛЕ

**В** 1874 году горный инженер Д. Кирпичников по поручению уральского губернатора обследовал выходы нефти на *Карашунгуле, Доссоре и Иманкаре*. Его отчет опубликован в «Горном журнале» (1874 г., том IV). Профессиональная информация «с первых рук» о карашунгульском проявлении нефти достойна внимания и уважения:

*«...месторождение нефти находится в местности, носящей название Кара-Шунгуль. Эта местность лежит на юге от Нижне-Эмбенского укрепления, верстах в 80 (85,3 км) от последнего, верстах в 15 (16 км) от восточного берега Каспийского моря, между урочищами Тулюс, Толтор-Чеку и Джар-Чеке. Эта местность песчаная, неровная, представляющая из себя то, что называют барханами. Она возвышается над всеми окружающими урочищами, в середине же этого возвышения находится соленое озеро с нефтяными источниками. Самое озеро имеет в длину 300 саж. (548 м), в ширину 200 саж. (365 м). Посредине озера находятся два гипсовых возвышения, разрабатываемые киргизами для могильных насыпей».*

*Это место у киргизов называется аулие, святое место, вследствие чего около озера и находится большое количество мазаров. Вытекающая из южного берега озера нефть известна киргизам с давних пор, они употребляют ее как лекарство для скота, мажут скот при появлении на нем кожных болезней. Для добычи нефти, киргизами вырыто несколько ям, в которые и скапливается нефть. В продолжении суток в эти ямы накапливается около 1 ведра нефти, которая плавает маслянистым слоем сверх воды, выступающей в эти же ямы. Нефть слонится по слою песчаника, толщиной в  $\frac{3}{4}$  аршина (53 см), который пропитался твердыми составными частями нефти и образовал из себя асфальт. Этот слой углубляется в южный берег озера и имеет 10 саж. (18 м) ширины. Направление этого слоя и*



Озеро Карашунгул в 1898 году



Выход нефти из-под земли, 1898 г.

*вытекание нефти на берегу озера указывают, что источник нефти лежит вне озера, южнее его. Чтобы открыть выход нефти, нужно рыть колодец на южной части возвышенности, окружающей озеро...»*

*«Нефть, набранная в ямах, вырытых киргизами, была испробована относительно выхода из нее керосина, и оказалось, что взятый образчик дает 19,4% керосину, тогда как Кавказская нефть отделяет около 40% керосину... . Взятый образчик нефти имеет буро-желтый цвет, с удельным весом 0,869. Запах очень неприятен, что зависит, между прочим, от содержания сернистого водорода. Кипение начинается при 195°Ц. После отгона керосина, собранного при температуре между 195 и 310°, остается остаток, годный для получения парафина, и может быть употреблен как смазочное масло для колес, машин и проч.»*

Через 20 лет после исследований

*Д. Кирпичникова, Ю.Т. Лебедев* во время своих поездок по казахским степям обратил внимание на глубокую впадину рядом с урочищем Карашунгул, обнаружив там прямо на поверхности земли богатейшие запасы глауберовой соли, асфальта, гудрона и других ценных ископаемых. Следующей весной *Ю.Т. Лебедев* возвел на Карашунгуле временную постройку, нанял рабочих и стал проводить разведку.

Вскоре нашлась компания предпринимателей, которая купила у *Ю.Т. Лебедева* за 26 тысяч рублей его находку и право производить разведку. Постройки и инвентарь *Ю.Т. Лебедева* были непригодны для ведения дела в крупном масштабе, поэтому компания во главе с Н.Н. Леманом начала изыскания только в мае 1899 года. Образцы карашунгульской нефти были предварительно проанализированы: результаты были блестящие – содержание горючих веществ до 73% (бакинская нефть – только 58%).

Согласно статье в «Оренбургском вестнике» (1900 г.): «Заложено было несколько разведочных буровых скважин, и вот в одной из них, когда инструмент на глубине 160 футов встретился с твердой каменной породой, **15 ноября 1899 года** забил нефтяной фонтан на 10 аршин (7 м, М.Т.) в высоту. Фонтан этот оказался очень бурным – с 4 часов вечера и до 6 часов утра следующего дня он ослабевал и опять усиливался 63 раза – и заставил поспешно выселиться из близлежащих зданий всех служащих, но зато он показал, что нефть не только найдется для отопления паровых котлов, но здесь возможен и самостоятельный нефтяной промысел. Определить количество нефти, которое может быть добываемо для эксплуатации

из этой первой буровой скважины, пока невозможно, так как скважина заложена разведочная, 4-х дюймовая, между тем как эксплуатационная скважина – в 18–20 дюймов. Нефть от этого фонтана собирается пока в соседней котловине, где ее ценные составные части улетучиваются, а остаток расходуется, далеко, конечно, не вполне, на отопление печей; для этой цели ее покупают даже на Жилую Косу.

*Несколько странным кажется на первый взгляд то обстоятельство, что рядом же есть скважина, доведенная до несравненно большей глубины, и все-таки не дающая фонтана».*

Таким образом, фактически было открыто первое нефтяное месторождение на казахской земле. Однако, несмотря на то, что на площади Карашунгул было пробурено 19 поисковых скважин средней глубиной более 70 м, доказать промышленную значимость выявленного месторождения не удалось.

***Несмотря на это, карашунгульский первый фонтан легкой нефти оказался предвестником будущих фантастических успехов казахстанской нефтянки.***



Озеро Карашунгул, август 2019 г. (фото Якова Федорова)

**В канун 120-летия казахстанской нефти, эмбинские нефтяники посетили историческое урочище Карашунгул.** В поездке приняли участие руководители АО «Эмбаунайгаз», представители Северо-Каспийского проекта – компании NCOС, ветераны отрасли, пенсионеры и работники ЭМГ, корреспонденты республиканских и областных СМИ и блогеры.



Делегация эмбинских нефтяников на месторождении Карашунгул



В ходе посещения местности, присутствующие почтили молитвой память предков. После чего, у исторического памятника – стеллы на месте скважины-первооткрывательницы прошла торжественная церемония, в ходе которой собравшиеся отметили значимость первого нефтяного фонтана на казахской земле.

Завершилось мероприятие традиционным поминальным асо. 🕌



Карашунгул. Памятник первому нефтяному фонтану



Участники торжественной церемонии



Руководители и сотрудники АО «Эмбаунайгаз».  
Фото для истории

*По просьбе Редакции материалы предоставил Кайрат Адилбеков – заместитель председателя Правления по геологии и разработке АО «Эмбаунайгаз». Использован информативный блог Якова Федорова – <https://yvision.kz/post/839965>. Композиция, редакция и дизайн Михаила Трохименко – редактор научных проектов.*



# О ПУТЯХ РЕАЛИЗАЦИИ ПЕРСПЕКТИВ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ БАССЕЙНОВ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН



**Н.Г. МАТЛОШИНСКИЙ\***,  
кандидат геол.-мин. наук,  
технический директор

ТОО «Reservoir Evaluation Services»  
Республика Казахстан, 050044, г. Алматы, ул. Ахмедиярова, 24

*Повышение привлекательности недр Республики для инвестиций с целью наращивания УВ потенциала связывается с рядом условий, реализация которых должна проводиться на основе возобновления регионального изучения бассейнов, для получения целостного представления об их потенциале в свете учения об углеводородных системах (УВС). По Прикаспийской впадине предлагается провести ремастеринг всех старых региональных профилей, их переобработку и переинтерпретацию, как подготовку надежной региональной основы ГРП. Методику поисков на доступных глубинах залежей в надсолевом комплексе, в том числе и крупных, предлагается отработать, опираясь на МОГТ ЗД, проведенный на большой площади с полным охватом нескольких куполов и мульд. Аналогичные работы для получения целостного представления о перспективах с учетом специфики строения предлагается проводить и в других бассейнах.*

**КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА:** перспективы нефтегазоносности, программные продукты, интегрированные исследования, углеводородные системы, региональное изучение, целостные представления, отработка методики.

\*Автор для переписки. E-mail: nmatloshinskiy@gmail.com, nikolay.matloshinskiy@reservoir.kz

## ҚАЗАҚСТАН РЕСПУБЛИКАСЫНЫҢ БАССЕЙНДЕРІНДЕГІ МҰНАЙ-ГАЗ ПЕРСПЕКТИВАЛАРЫН ІСКЕ АСЫРУ ЖОЛДАРЫ ТУРАЛЫ

**Н.Г. МАТЛОШИНСКИЙ**, геология-минералогия ғылымдарының кандидаты, техникалық директор

«Reservoir Evaluation Services» ЖШС  
24 Ахмедиярова к-сі, Алматы қаласы, Қазақстан Республикасы 050044

*Көмірсутегі талшығының (КТ) әлеуетін арттыру мақсатында инвестициялар үшін Республика жер қойнауының тартымдылығын арттыру бірқатар шарттармен байланысты, олардың жүзеге асырылуы көмірсутегі жүйелерінің теориясы тұрғысынан олардың әлеуеті туралы тұтас көзқарас алу үшін бассейндерді аймақтық зерттеуге негізделуі керек. Каспий маңы шұңғымасында барлық ескі аймақтық бейіндерді қайта құру, оларды қайта өңдеу және геологиялық барлау жұмыстары үшін сенімді аймақтық негіз ретінде қайта түсіндіру ұсынылады. Тұзүсті кешеніндегі жетімді кен тереңдікте, оның ішінде МОГТ 3Д негізіндегі ірі кен орындарын бірнеше күмбездер мен мұльдаларды толығымен қамтыған үлкен аумақтарда іздеу әдістемесін әзірлеу ұсынылады. Құрылымның ерекшелігін ескере отырып, келешек туралы тұтас көзқарас алу үшін басқа бассейндерде де ұқсас жұмыстар жүргізу ұсынылады.*

**НЕГІЗГІ СӨЗДЕР:** мұнай және газ перспективасы, бағдарламалық өнімдер, кіріктірілген зерттеулер, көмірсутек жүйелері, аймақтық зерттеу, тұтас көзқарастар, әдістемені. сынау.

## THE WAYS OF THE OIL AND GAS PROSPECTS REALIZATION IN RK BASINS

**N.G. MATLOSHINSKIY**, technical director of LLP «Reservoir Evaluation Services»

ОО «Reservoir Evaluation Services»  
Республика Казахстан, 050044, г. Алматы, ул. Ахмедиярова, 24

*Increasing the attractiveness of the Republic's basins for investment in order to increase hydrocarbon potential is associated with a number of conditions, which must be implemented on the basis of renewed regional study of basins, in order to obtain a holistic view of their potential, based on hydrocarbon systems approach. For Precaspian basin, it is proposed to remaster all the old regional seismic profiles, re-process them and re-interpret them to prepare a reliable regional basis for geological exploration. To developing the method of exploration at the available depths in the post-salt complex, including large ones, based on the 3D CDP, conducted over a large area with full coverage of several salt domes and troughs. The similar works to obtain a holistic view of the prospects, taking into account the specifics of the structure, is proposed to be carried out in other basins.*

**KEY WORDS:** Oil and gas potential, software products, integrated research, hydrocarbon systems, regional studies, holistic views, method development

**С**овременная ситуация с наращиванием перспектив нефтегазоносности в различных бассейнах РК может быть определена одним словом – тревожная. Месторождения в старых добывающих районах (бассейнах), таких как: Прикаспийский, Южно-Мангышлакский, Устюртско-Бузачинский, Южно-Тургайский еще продолжают выявляться. Однако выявление месторождений носит преимущественно случайный характер и не подчинено какой-либо систематической логике их доосвоения. В новых и не очень новых бассейнах восточной, большей части Республики, первые, полученные результаты, возможно за исключением Зайсана, никакого серьезного продолжения не получили и работы там, по сути, замерли. Из не очень новых бассейнов южной части Республики (Аральский, Сырдарьинский, Чу-Сарысуйский) в плане прироста запасов тоже пока продвижения нет. Из того большого количества структур, которые во всех бассейнах намечались в канун нового тысячелетия (*рисунок 1*), открытий, кажется, могло быть значительно больше. Причиной сложившейся эффективности поисков является недостаточная подготовленность объектов. И если раньше в известных нефтегазоносных регионах достаточно было иметь структурную ловушку, чтобы практически гарантировать открытие залежи, то сейчас ситуация существенно изменилась. Фонд структурных ловушек в хорошо изученных бассейнах практически исчерпан, а в новых бассейнах наличие ловушки еще ничего не гарантирует. То же относится и к надсолевому комплексу Прикаспийской впадины. Здесь первостепенное значение имеет наличие путей поступления нефти в эти ловушки и их надежность. Таким образом, подготовка объектов в новых условиях, где доминирующую роль начинают играть ловушки неструктурного или комбинированного типа, а миграция УВ не очевидна, требует всестороннего изучения углеводородных систем.

Когда речь идет о привлечении инвестиций в нефтегазовую отрасль, радуясь тому, что многие бюрократические барьеры расчищаются, и Республика становится более привлекательной, нужно отдавать себе отчет на какие перспективы приглашаются инвесторы. Обычная практика такого рода состоит в том, что государство готовит почву для инвестиций.

Вряд ли правильно рассчитывать на частных инвесторов в деле решения накопившихся проблем с освоением еще неоткрытых залежей УВ. И только принятием законов, пусть даже и самых прогрессивных, сложившуюся ситуацию в ближайшей перспективе не поправить. Еще немалые, а возможно даже гигантские, запасы нефти и газа скрываются в недрах Республики, и это особых сомнений не вызывает [2]. Нужны иные подходы к освоению остаточных ресурсов старых бассейнов, и к оптимизации освоения новых.

Как минимум, есть три условия повышения эффективности ГРП: 1) хорошая техническая и технологическая оснащенность процесса изучения; 2) использование новейших достижений геологической науки, и 3) эффективная организация труда вовлеченных в изучение специалистов. Что касается вооруженности современными техникой и технологиями, то многие сервисные компании стремятся обходиться дешевыми средствами, предназначенными для иных целей, которые они просто приспособливают. Дешевые средства дают им преимущество в тендерах, где главное – поменьше потратить денег на исследования, и в итоге, вместо продвижения

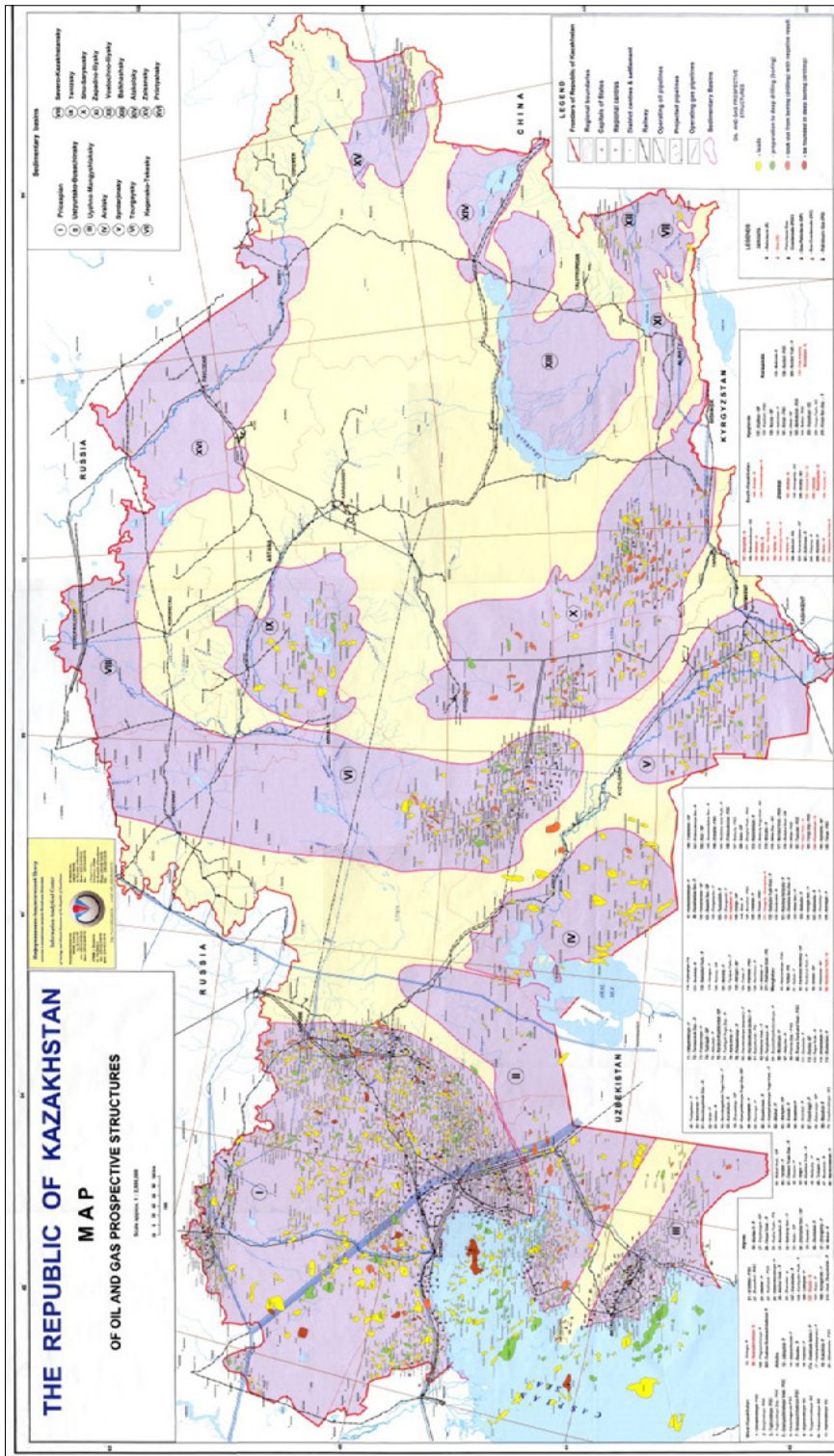


Рисунок 1 – Карта перспективных на нефть и газ структур Республики Казахстан, ИАЦ РК, 1999 г.



вперед, наблюдается топтание на месте, так как дешевыми средствами серьезного изучения добиться не возможно.

Современные программные средства позволяют решать широкий спектр задач по изучению конкретного геологического разреза и проводить целенаправленные поиски перспективных объектов. Вряд ли можно заменить другими такие программные средства, как: GeoProbe, PaleoScan, GeoTeric, CycloLog, IC, Stratimagic и др. (рисунки 2). Объединение их в технологические цепочки позволяет максимально приблизиться к пониманию отражения в сейсмическом разрезе резервуара месторождения или перспективного объекта, и как это отражение меняется в пространстве.



**Рисунок 2 – Программные средства, освоенные в ТОО «Reservoir Evaluation Services» в виде различных технологических цепочек**

Вместе с седиментологическими исследованиями ядра и каротажа, детальный анализ атрибутов, сейсмофаций и инверсия позволяют выявить и закартировать в пространстве геологические тела, отвечающие формированию отложений в определенный период времени, благодаря разнопорядковым колебаниям уровня моря. За счет построения зависимости величины сейсмического отклика от таких геотел с характеристиками коллекторов, включая и результаты разработки месторождений, в конечном итоге имеется возможность построения карт, отражающих многие детали строения резервуара месторождения. Пример таких возможностей в виде решения частных задач, картирования русловой системы, или определения площадного развития коллекторов, приведен на рисунках 3–6.

Кроме современной техники и технологий необходимы современные подходы, вооружение современными знаниями. В нашей практике достаточно широко применяются современные достижения геологической науки, такие как седиментологические модели осадконакопления, стратиграфия последовательностей (сиквенс-стратиграфия), тектоника плит и палеотектонические исследования, бассейновое моделирование и др. Однако в недостаточной степени привлекается учение об углеводородных системах – Petroleum systems [5, 6], благодаря которому выдвигается необходимость изучения всех аспектов УВ от генерации, миграции до аккумуляции и сохранности [3].

Если раньше основное внимание уделялось процессам аккумуляции, и при этом эффективность ГРП обеспечивал поиск ловушек в пределах зон накопления,



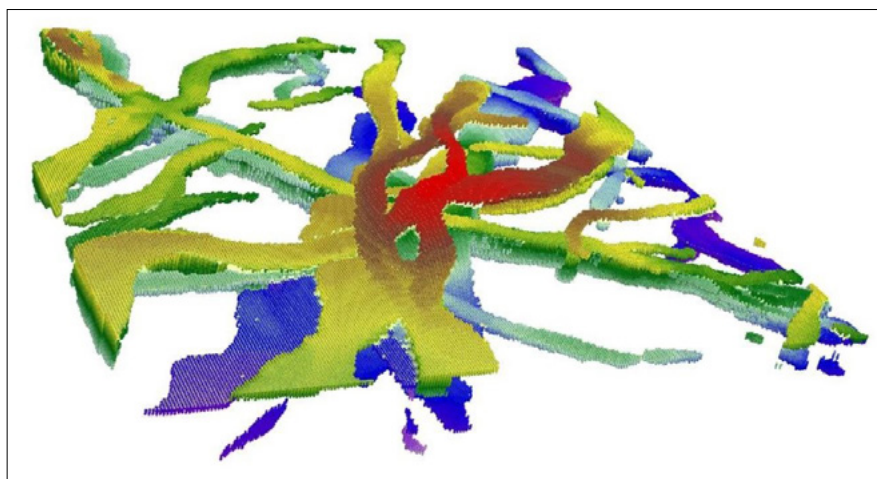


Рисунок 3 – Тургайский прогиб. Пример выделения комплекса русел флювиальной системы, как комбинированной ловушки УВ в юрских акшабулакских отложениях (акшабулакский горизонт).

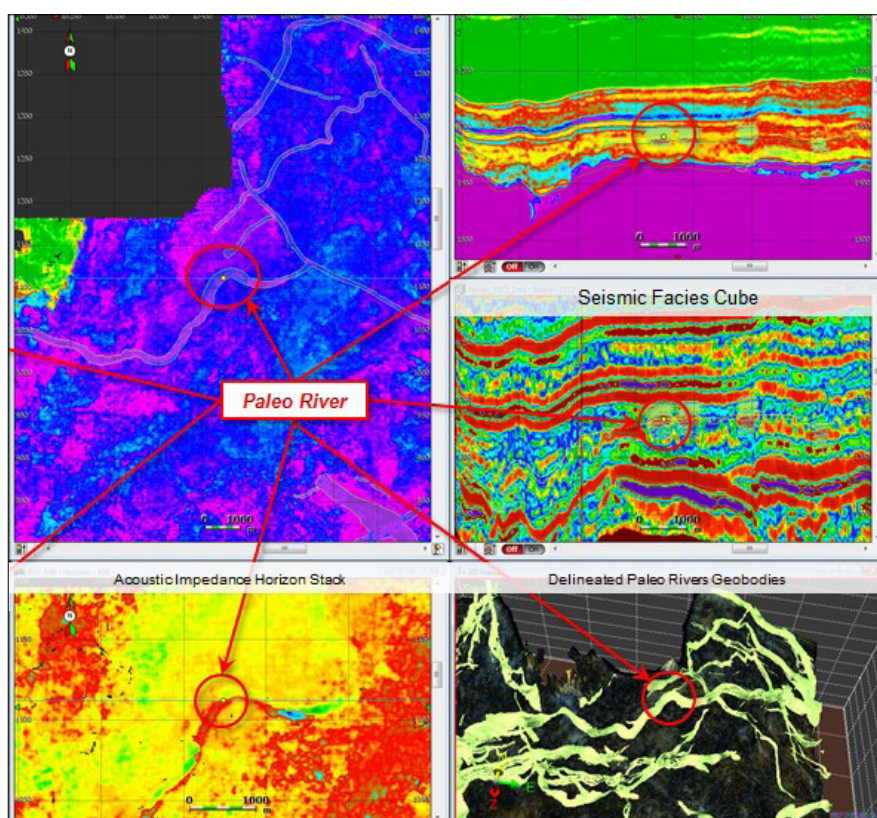


Рисунок 4 – Пример картирования русловой системы в юрских отложениях Южно-Тургайского прогиба

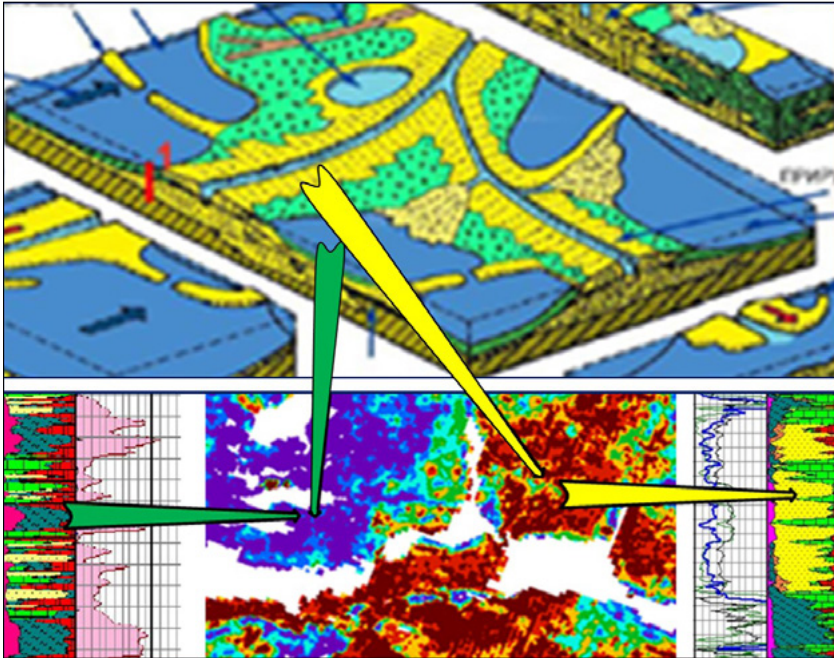


Рисунок 5 – Пример картирования коллекторов флювиальной обстановки осадконакопления

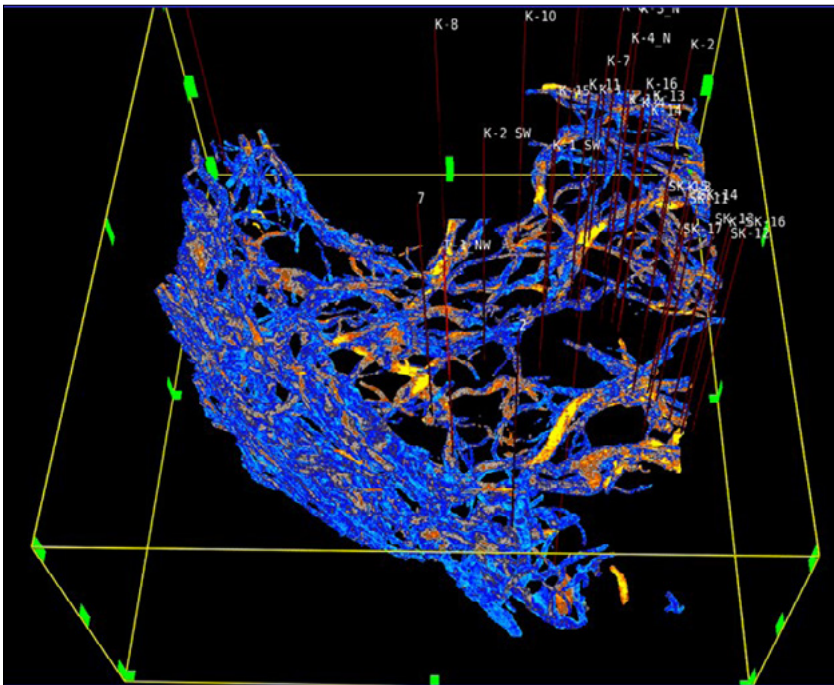


Рисунок 6 – Пример объемного выделения русловой системы и характера изменения в ней атрибута Sweetness

то в нынешних условиях серьезное внимание должно быть уделено генерации и миграции. Последовательность вхождения генерирующих толщ в нефтяное и газовое окно, характер распределения УВ на путях миграции с широким проявлением дифференциального улавливания, определяют характер залежей. Изменение нефти по мере продвижения в верхние этажи осадочного чехла с достижением давления насыщения и выделением газа в свободную фазу, наряду с другими физико-химическими особенностями динамики сложных по составу флюидов, дают дополнительные сведения их преобразования на путях миграции. Изучение геохимических аспектов проблемы от сопоставления УВ и экстрактов ОВ потенциальных материнских толщ до биомаркеров в нефтях, указывающих на характер и степень преобразованности исходного ОВ, позволят надежно определиться с УВ-системой, что становится важным подспорьем для поисков.

Определившись с наличием условий для генерации УВ и ее этапностью, выявив направления миграции, будет относительно несложно, опираясь на современные возможности высокоточной обработки сейсмике, особенно 3Д, и интегрированной интерпретации сейсмических и скважинных данных, выявлять потенциальные объекты на этих путях. В значительной мере успешности могут способствовать данные прямого сейсмического моделирования, или моделирования замещением (fluid substitution). Опираясь на них, можно будет выделить и обосновать все кандидаты в перспективные объекты.

Таким образом, для каждого из бассейнов необходимо четко определиться с УВ-системой, то есть определить все ее элементы: нефтематеринские отложения и очаги генерации; этапность созревания и пути миграции; места аккумуляции и природные резервуары; неотектонику и ее влияние на особенности сохранности. Это большая и серьезная работа, которая потребует немалых усилий, однако по мере ее решения успешность ГРП будет возрастать, поскольку будет достигнуто понимание всех стадий жизни УВ в данном конкретном бассейне или его части.

В плане организации эффективного изучения нужно отметить, что в геолого-разведочном деле, если чему-то и можно верить, то только фактам. Каждый факт, необходимо проверять на оселке существующих представлений, и другого выхода нет. Также необходимо учитывать, что нет факта, который не встроен в какую бы ни было сложную конструкцию представлений о нефтегазоносности рассматриваемого участка. Самое важное в работе – построить внутренне непротиворечивую концепцию, объяснить происхождение, строение и распределение потенциальных резервуаров, заполненных УВ на путях миграции последних или в зонах аккумуляции, взвесить геологические риски и наметить самые перспективные направления освоения содержащихся в резервуарах ресурсов.

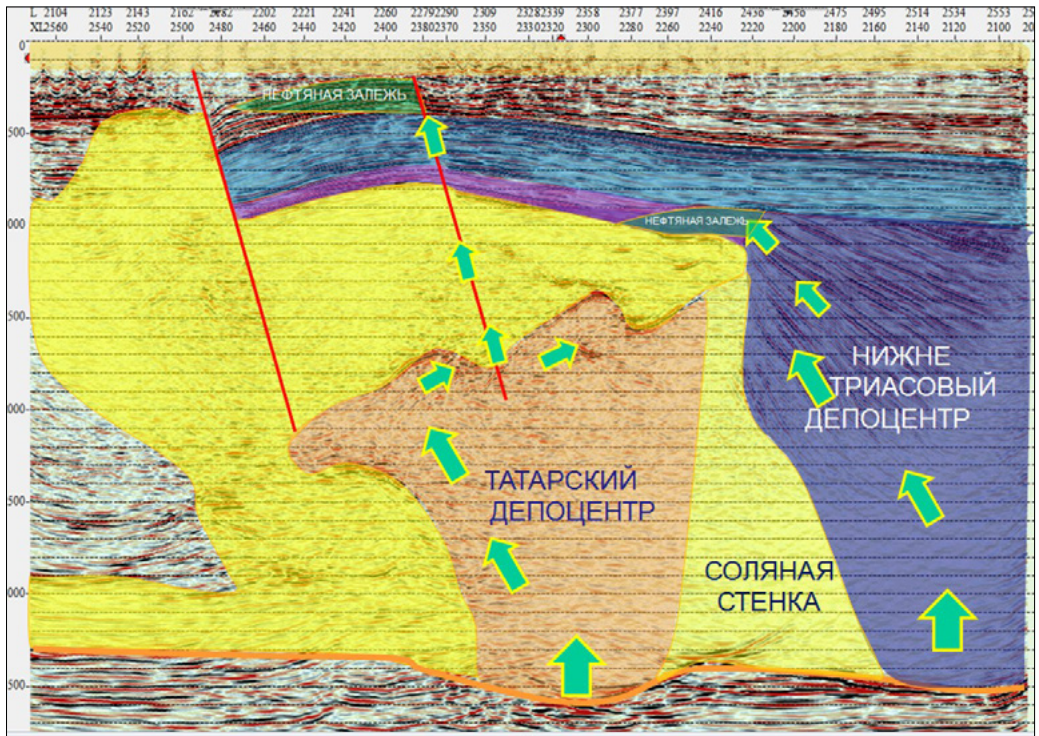
Геологическая наука, опираясь преимущественно на эмпирику (наблюденные факты), достигла значительных успехов (сиквенс-стратиграфия, плитотектоника, УВ-системы и др.). Тем не менее, многие вопросы по-прежнему не имеют однозначного решения. Особенно, в случае практического применения достижений науки для повышения эффективности ГРП в пределах конкретного участка недр. Обычно существующие на данном уровне представления являются компромиссом между неоднозначностью имеющихся геолого-геофизических данных и существующими



взглядами. И к ним нужно относиться не как отражениям объективной реальности, а всего лишь как определенным приближениям к этой реальности.

В качестве иллюстрации к вышесказанному на *рисунке 7* приведен вариант интерпретации строения одного из соляных куполов Прикаспийской впадины. Четких представлений о строении соляных куполов на глубинах более 2 км до сих пор нет, в силу объективных причин – слабой разрешенности в этой части сейсмических материалов. Однако с повышением разрешающей способности сейсморазведки такие модели будут построены. Очевидно, что они должны будут интегрировать в себя все многообразие представлений и дать ответы на вопросы об особенностях строения и развития куполов и развитии в их пределах бессолевого окна, ловушек и коллекторов. На *рисунке 7* показано представление о строении куполов, опирающееся на развитие депоцентров осадконакопления над бессолевыми окнами, закономерно сменяемыми в плане и разделенными соляными стенками.

Условный характер представлений определяет очень важный элемент ГРП – возможность обучения в процессе работ. Возможно, в нем заключена гарантия, что отрасль не останется без сырьевой базы. В ходе самих работ происходят обучение и сервисные компании, и недропользователи, накапливают бесценный опыт ведения



**Рисунок 7 – Разрез соляного купола Прикаспийской впадины с новым представлением его строения на основе положения бессолевого окна и закономерного смещения разновозрастных депоцентров, разделенных соляной стенкой. Стрелками показаны возможные пути миграции УВ.**



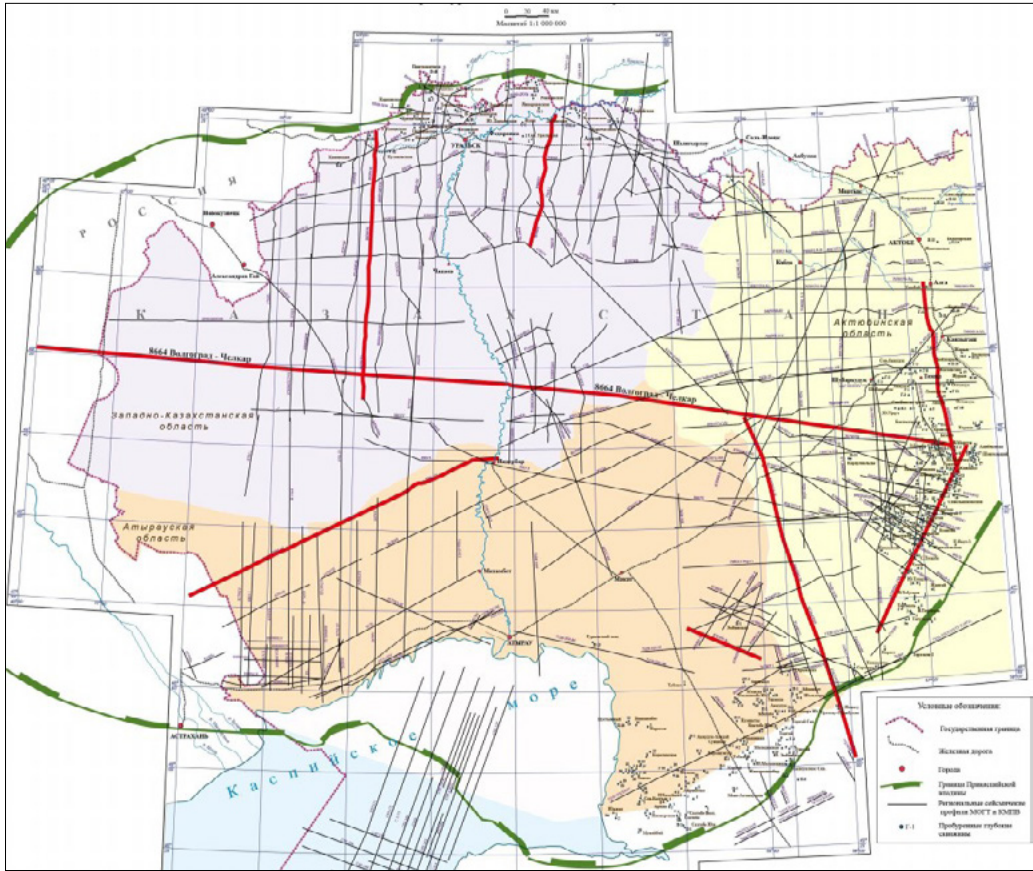
работ, притом у каждого он свой. Полученный опыт весьма ценная составляющая ГРП и, хоть не сразу все им делится, по большому счету, никто здесь ничего скрыть не может, и со временем наработки становятся известными широкому кругу специалистов. Обучение очень важный элемент, в различных дискуссиях, на конференциях проходит его оттачивание. Но еще больше было бы пользы от проведения региональных исследований и широкого обсуждения их результатов.

Региональные работы призваны готовить не столько новые площади, сколько крупные зоны нефтегазоаккумуляции, которыми являются структуры второго порядка. В силу своего характера региональные работы формируют целостные представления о строении тех или иных бассейнов, сводя в единое целое разрозненные и фрагментарные по своей сути результаты, полученные на локальных участках недропользования. Без понимания строения бассейнов и их нефтегазоносности в целом, трудно ориентировать работы в пределах каждого из участков в правильном направлении. Ответственность государственных структур здесь очень высока, именно они должны в полной мере способствовать повышению эффективности ГРП на конкретных участках. Такая помощь должна опираться не на субъективный опыт, пусть даже самых достойных, а на объективную основу – изучение региональных закономерностей нефтегазоносности каждого из бассейнов.

Очень важный момент организации труда вовлеченных в изучение специалистов заключается в опоре на частную инициативу. Мировой опыт показывает, что излишнее государственное регулирование приводит к застою. Открыв широкий доступ к данным, позволив всем, кто считает себя способным, и может работать эффективно, включиться в процесс на основе государственно-частного партнерства, государство может существенно улучшить ситуацию в отрасли. Всемирная поддержка конкуренции, исключение протекционизма, поощрение налоговыми послаблениями небольших компаний в приобретении и освоении современных программных продуктов для повышения эффективности работы, вот те направления, где государственные структуры могли бы продемонстрировать свою ответственность за результаты.

Ниже на примере Прикаспийской впадины показана возможность и необходимость завершения этапа региональных работ, начатых в конце прошлого века. Казалось бы, Прикаспийская впадина, уж чем-чем, а региональными исследованиями изучена в неплохой степени. Однако отработка относительно современной сети региональных профилей в 1980–1990 гг. прошлого века не была доведена до конца, не все запланированные профили были отработаны, и это привело к довольно хаотичному их расположению (*рисунок 8*).

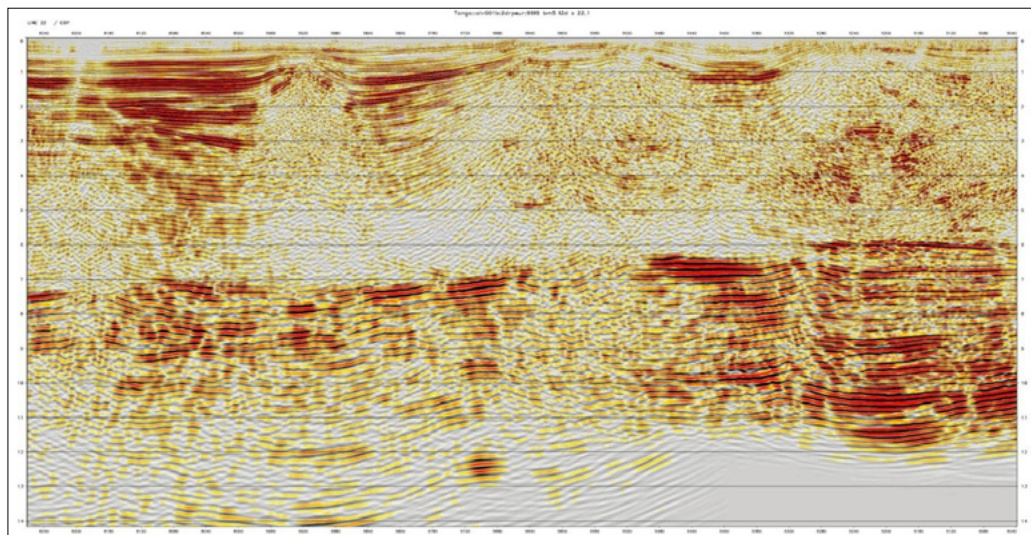
Профили обрабатывались по старым программам, по технологии временной миграции после суммирования (PoSTM). Данные не были переобработаны по технологии PSDM (глубинной миграции до суммирования), очень важной для понимания строения подсолевой толщи. Полученные полевые материалы до сих пор хранятся на бобинах в не очень подходящих условиях, не перезаписаны на новые современные носители, и могут быть безвозвратно утеряны. Тестовая обработка двух перезаписанных профилей, в частности, профиля 8609XXII, проведенная в ТОО «RES» в рамках подготовки к проекту «Евразия» (2017 г), показала возмож-



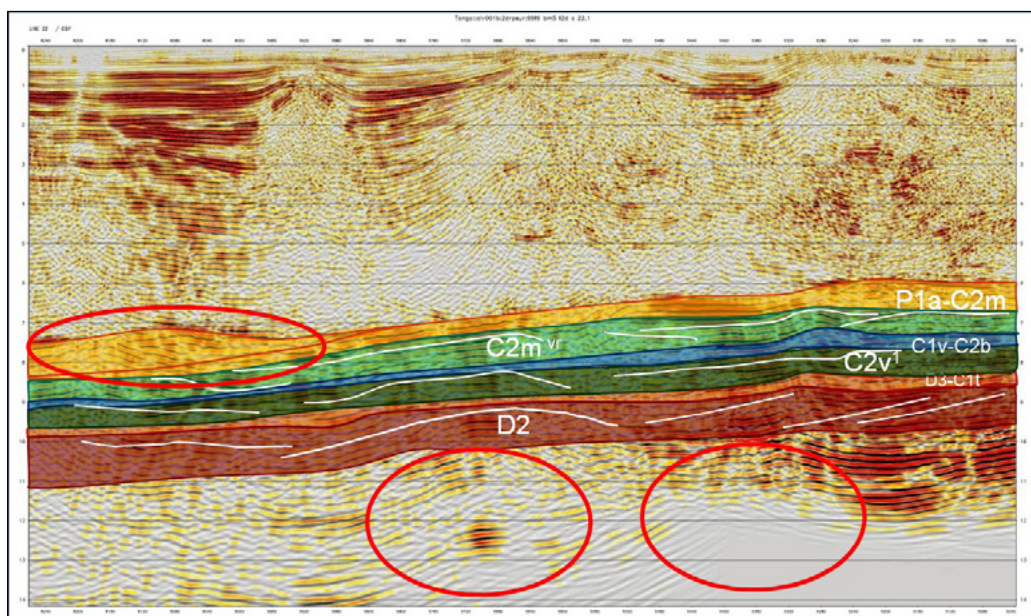
**Рисунок 8 – Схема региональных профилей Прикаспийской впадины**  
 (по Б.М. Куандыкову, М.Ш. Назарову и др.).  
 Синим цветом выделен профиль тестовой переобработки

ность извлечения из этих данных ценной информации о строении внутренних частей впадины (рисунки 9 и 10).

Таким образом, нужно перезаписать все имеющиеся региональные профили, отработанные с кратностью 24 и выше, переобработать их и проинтерпретировать на новом уровне, возможно даже в двух-трех подходящих организациях. На все это понадобятся относительно небольшие ассигнования, но отдача от них может быть стратегически важной. Такая работа позволила бы создать реальный каркас опорных данных изучения УВ систем впадины. На первом этапе можно решать вопросы характера заполнения глубоководной подсолевой ее части, поскольку современная, плоскопараллельная модель, отражает только низкое качество сейсморазведочных данных, на которых модель построена (рисунки 11). В результате был бы построен структурный каркас подсолевого комплекса. Бассейновое моделирование на его основе осветило бы особенности генерации и миграции УВ на фоне формирования соляных куполов и возникновения бессолевых окон.

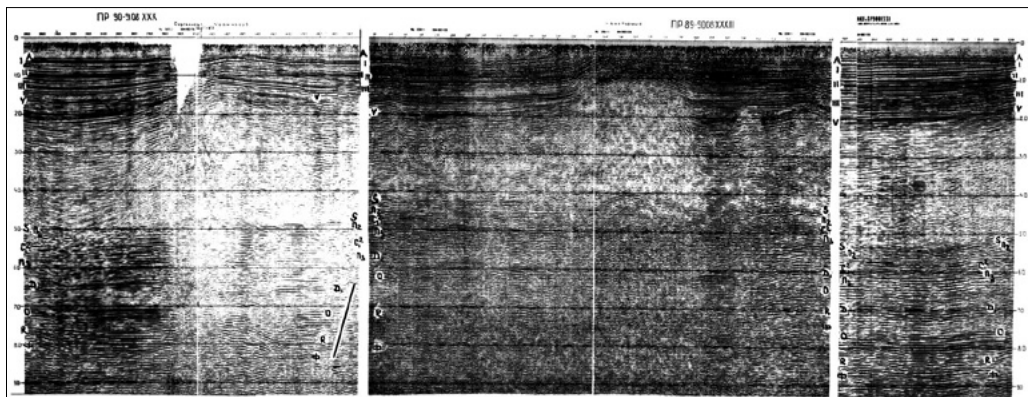


**Рисунок 9 – Фрагмент регионального профиля 8609XXII, переобработанного в ТОО «RES» (PSDM) в рамках проекта «Евразия», тест, 2017 г. (на карте рисунок 8, северо-западный профиль), без интерпретации**



**Рисунок 10 – Фрагмент регионального профиля 8609XXII с результатами предварительной интерпретации**





**Рисунок 11 – Западный Прикаспий. Сопоставление волнового поля подсолевого мегакомплекса на различных участках внутренней части впадины (по материалам Уральской ГФЭ, 1991)**

Кроме того, был бы изучен характер строения солянокупольной части впадины, и особенности развития соляных куполов разного типа и разного уровня генерации совместно с осадконакоплением надсолевого комплекса. Следовательно, относительно небольшие затраты на изучение привели бы к радикальному повороту в познании одного из самых богатых УВ регионов Республики, чьи перспективы могут служить гарантом обеспечения ресурсами на многие десятки лет вперед.

По итогам регионального изучения необходимо было бы выбрать полигон для проведения сейсморазведки МОГТ 3Д на обширной площади (более 1,5–2 тыс. км<sup>2</sup>) для того, чтобы отработать механизм поисков нефти в надсолевых отложениях. Критерии выбора участка 3Д должны отвечать нескольким требованиям, но очень важно, чтобы полигон охватывал разные по степени уже выявленных перспектив части впадины, например, южную нефтегазоносную и северную менее перспективную. По результатам такого площадного поискового изучения решались бы задачи отработки методики выявления и подготовки конкретных объектов в пределах системы куполов, влияния бессолевых окон на характер нефтегазоносности и подготовки участков для передачи недропользователям.

За счет работы с потенциальными недропользователями в дальнейшем можно было бы вернуть затраченные средства. А в случае обнаружения и разработки новых месторождений государство получило бы в виде налогов и других платежей несоизмеримо больше. Такие инвестиции были бы беспроигрышными. Тогда можно было бы сказать, что доосвоение УВ потенциала впадины проводится на систематической основе и направлено, кроме всего прочего, и на открытие крупных и гигантских скоплений УВ, поскольку огромные ресурсы, приходящиеся на Прикаспийскую впадину [2] невозможно вместить только в мелкие ловушки.

В качестве гигантских скоплений УВ могли бы выступать не только еще неизвестные новые подсолевые крупные ловушки, но и отдельные мульды Прикаспийской впадины. Впервые такая идея была высказана замечательным казахстанским геологом К.Х. Бакировым с соавторами [1] еще в начале девяностых годов прошлого




века, но дело так с места и не сдвинулось. И хотя сама идея является необычным взглядом на вещи, она становится все более и более привлекательной. Формирование гигантских скоплений в изолированных карбонатных постройках, куда нефть и газ мигрировали из окружающих слабопроницаемых нефтематеринских толщ, по сути, не отличается от миграции УВ в надсолевой комплекс через бессолевые окна на огромных просторах внутренних частей впадины. В масштабе геологического времени через бессолевые окна могли мигрировать гигантские количества УВ, которые впадина была в состоянии генерировать [3].

Не так уж и много известно, где УВ, если они попадали в надсолевой комплекс через окна, могли скопиться. Можно только догадываться, что количество нефти, которое мы имеем в меловых и юрских отложениях, представляет собой очень небольшую часть общего количества УВ надсолевого комплекса. Особенности формирования триасовых и татарских отложений также не очень хорошо изучены, особенно в депоцентрах их седиментации, то есть в мульдах, где накопились огромные толщи различных частей этих отложений. Про особенности строения нижней (казанско-уфимской) части верхнепермских отложений и развития в них коллекторов, кроме потенциальных рифогенных раннеказанских отложений, также имеется не очень много данных. Нет никакого представления о способности УВ, внедряющихся в надсолевые толщи под высоким давлением, формировать новые или улучшать имеющиеся резервуары трещинного типа, в том числе за счет естественных гидроразрывов.

Региональные работы ожидают и другие бассейны, где они должны проводиться с полным учетом специфики строения и развития этих бассейнов. Наибольший интерес в этих бассейнах должны представлять очаги генерации УВ, которые могут быть установлены в ходе изучения УВ-системы всем арсеналом доступных средств. Своего решения ожидает палеозойская проблема Республики. Палеозой распространен на огромных пространствах, слагая фундамент и, частью, переходный комплекс молодых платформ. Если палеозойские отложения могли участвовать в формировании нефти, что показали геохимические исследования нефти месторождения Узень [4], они, по всей вероятности, могли, при наличии коллекторов, формировать нефтяные залежи. Естественно, что развитие коллекторов в палеозое может быть связано с наименее измененными породами. Крупные скопления могли образоваться в крупных структурах, где развиты коллекторы, хотя о внутренней структуре палеозоя известно очень немного. Огромные деньги, которые собираются потратить на бурение очень рискованных единичных скважин для изучения палеозоя, лучше было бы потратить на проведение сейсморазведочных работ МОГТ 3Д на участках, выбранных по региональным исследованиям и по ним уже принимать решение о бурении скважин, на подготовленные объекты.

В заключение необходимо отметить, что без проведения серьезного современного изучения всех бассейнов РК на хорошей научной основе трудно ожидать новых серьезных открытий, а тем более выявления крупных скоплений УВ. Если ситуацию кардинально не изменить, со временем может быть серьезный провал в обеспечении отрасли УВ ресурсами. Намеченные предложения направлены на дальнейшее изучение нефтегазоносности бассейнов Республики и, в особенности,

Прикаспийской впадины для подготовки надежной почвы для инвестиций, с одной стороны, и наращивания ресурсной базы с другой. 

### ЛИТЕРАТУРА

- 1 Бакиров К.Х., Курманов С.К., Чимбулатов М.А. и др. Вертикальная миграция углеводородов и прогноз крупных перспектив промышленной нефтегазоносности перм-триасового комплекса отложений Прикаспийской впадины. – Алма-Ата – Актюбинск, 1992. – 215 с. [Bakirov K.H., Kurmanov S.K., Shymbulatov M.A. and others. Vertical migration of hydrocarbons and forecast of large-scale prospects of industrial oil and gas potential of permafrost complex of Caspian depression deposits. – Alma-Ata-Aktyubinsk, 1992. – 215 p.]
- 2 Карабалин У.С. Ресурсный потенциал недр Казахстана: состояние, проблемы, инновационный вектор развития и реальные перспективы // Нефть и газ. – 2015. – № 3. – С. 15–24. [Karabalin U.S. Resource potential of subsoil of Kazakhstan: state, problems, innovative vector of development and real prospects // Oil and gas. – 2015. – № 3. – P. 15–24.]
- 3 Матлошинский Н.Г., Адилбеков К.А. Углеводородные системы – основа стратегии успешных поисков месторождений нефти и газа (на примере Прикаспийской впадины) // Нефть и газ. – 2019. – № 4. – С. 32–46. [Matloshinsky N.G., Adilbekov K.A. Hydrocarbon systems – the basis of the strategy of successful exploration of oil and gas fields (on the example of the Caspian depression) // Oil and gas. – 2019. – № 4. – P. 32–46.]
- 4 Нугманов Б.Х., Агleshов Р.М., Крупин А.А. Проблемы строения и нефтегазоносности глубокозалегающих объектов палеозоя Южного Мангышлака. Углеводородный потенциал и перспективы его освоения. Нефть и газ // – 2018. – № 2. – С. 60–75. [Nugmanov B.H., Agleshov R.M., Krupin A.A. Problems of structure and oil and gas potential of deep-lying Paleozoic objects of southern Mangyshlak. Hydrocarbon potential and prospects for its development. Oil and gas // – 2018. – № 2. – P. 60–75.]
- 5 Magoon L.B., Dow W.G. The petroleum system//The petroleum system – from source to trap. Chapter 1, 1994, AAPG Memoir 60. Tulsa. P. 3–24.
- 6 Petroleum systems of the United States. (US Geological Survey bulletin; 1870) Editor: Magoon. Leslie B.USGPO. – Washington, 1988. – 69 p.

УДК 553.98.061: 552.54.73. (470.4+574.1)

## ПРИКАСПИЙСКАЯ ВПАДИНА: ВЫЯВЛЕНИЕ НЕАНТИКЛИНАЛЬНЫХ ЛОВУШЕК СОВРЕМЕННЫМИ МЕТОДАМИ СЕЙСМОРАЗВЕДКИ



**Х.Б. АБИЛХАСИМОВ,\***  
доктор геол.-мин. наук,  
академик Академии минеральных ресурсов РК,  
генеральный директор

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

*Наличие подводных конусов выноса и палеорусловых отложений, сформированных в пределах глубокого шельфа и склона бассейна стало возможным благодаря возможности использования современных методов обработки и интерпретации данных сейсморазведки 3Д, что позволяет по-новому взглянуть на перспективы выявления неантиклинальных ловушек нефти и газа в терригенных отложениях Прикаспийской впадины, как надсолевого комплекса, так и подсолевого.*

*Это направление поисковых работ лишь частично реализовано для выявления перспективных объектов неструктурного типа в мезозойском комплексе осадочных бассейнов. Важнейшее значение имеет проведение литолого-фациальных исследований в комплексе с расчетом погоризонтных палеосрезов куба 3Д и расчета карт сейсмических атрибутов, приведенных к рельефу поверхности изучаемого горизонта.*

*Детальная сейсмическая информация, обеспечивающая надежную межскважинную корреляцию крайне необходима для выявления коллекторов в разрезах скважин, в трассировании разломов и дифференциации по амплитуде, разности абсолютных отметок ВНК.*

*Цель работы: проведение интерпретации сейсмических фаций для перспективных интервалов разреза, которая основывается на результатах экспериментирования, приведет к улучшению выявления пластов-коллекторов.*

\*Автор для переписки. E-mail: khairly@mail.ru

**КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА:** Прикаспийская впадина, неантиклинальные ловушки, подсолевой и надсолевой комплексы, фации палеорек, палорусел и конусов выноса, сейсморазведочные работы 3Д, сейсмические атрибуты.

## КАСПИЙ МАҢЫ ОЙПАТЫ: СЕЙСМИКАЛЫҚ БАРЛАУДЫҢ ЗАМАНАУИ ӘДІСТЕРІ АРҚЫЛЫ АНТИКЛИНАЛДЫ ЕМЕС ТҰТҚЫШТАРДЫ АНЫҚТАУ

**Х.Б. АБИЛХАСИМОВ**, геол.-мин. ғыл. докторы, ҚР Минералды ресурстар академиясының академигі

«ГЕО-Мунай XXI» ЖШС

Қазақстан Республикасы, 050050, Алматы қ. Панфилов к-сі 110, 205 кеңсе

3Д сейсмикалық барлау деректерін өңдеу мен интерпретациялаудың заманауи әдістерін қолданудың арқасында алаптың терең қайраңы мен беткейінің шөгінде құрылған су асты шығару конусының және палеоарналық шөгінділердің пайда болуы мүмкін болды, бұл тұзүсті, сондай-ақ тұзасты кешендерінің Каспий маңы ойпатының терригенді шөгінділерінде мұнай мен газдың антиклиналды емес тұтқыштарын анықтаудың мүмкіншіліктеріне жаңадан қарауға мүмкіндік береді.

Шөгінді алаптардың мезозой кешенінде құрылымсыз түрдегі перспективалы нысандарды анықтау үшін арналған барлаудың осы бағыты тек қана ішінара жүзеге асырылған. 3Д текшенің эргоризонттық палеоқимасын және зерттелген көкжиектің бет бедеріне келтірілген сейсмикалық атрибуттардың картасын ескере отырып, кешенде литологиялық – фациалды зерттеулерді жүргізу маңызды рөл атқарады.

Ұңғымааралық корреляцияны қамтамасыз ететін толық сейсмикалық ақпарат ұңғыма қималарындағы коллекторларды анықтау, жарылуларды және амплитуда бойынша дифференциацияларды, су-мұнай жанасу абсолют белгілерінің айырмаларын трассалау үшін аса қажет.

Мақсаты: Жасалынған тәжірибелердің нәтижелеріне негізделген перспективалы қима аралықтарына сейсмикалық фацияларды интерпретациялауды жүргізу қабат-коллекторларды анықтауды жақсартуға әкеледі.

**НЕГІЗГІ СӨЗДЕР:** Каспий маңы ойпаты, антиклиналды емес тұтқыштар, тұзүсті және тұзасты кешендер, палеоөзен, палеоарна және шығару конусы фациялары, 3Д сейсмикалық барлау жұмыстары, сейсмикалық атрибуттар.

## PRE-CASPIAN DEPRESSION DETECTION OF NON-ANTI-CLINAL TRAPS BY MODERN METHODS OF SEISMIC SURVEY

**Kh.B. ABILKHASIMOV**, Doctor of Geology and Mineralogy Sciences, Academician of the Academy of Mineral Resources of the Republic of Kazakhstan

«GEO-Munai XXI» LLP

Republic of Kazakhstan, 050050, Almaty, 110 Panfilov st., office 205

The presence of abyssal cones and paleo-sedimentary deposits formed within the deep shelf and the basin slope was made possible by the use of modern methods for processing and interpreting 3D seismic survey data, which makes it possible to take a fresh look at the prospects for identifying non-anticlinal oil and gas traps in terrigenous sediments of the Pre-Caspian depression, as above-salt complex, and subsalt.

This kind of search works is only partially implemented to identify promising non-structural



objects in the Mesozoic complex of sedimentary basins. Of paramount importance is the carrying out of lithofacies studies in combination with the calculation of horizon-oriented paleo slices of the 3D cube and the calculation of seismic attribute maps reduced to the surface relief of the studied horizon.

Detailed seismic information that provides reliable cross-well correlation is essential for identifying reservoirs in well sections, in tracing faults and differentiating in amplitude, the difference in the absolute elevations of OWC.

Objective: to carry out the interpretation of seismic facies for promising cut intervals, which is based on the results of experimentation, will lead to improved detection of reservoir beds.

**KEYWORDS:** Pre-Caspian Depression, non-anticlinal traps, subsalt and above-salt complexes, paleorek facies, palousel and dejection cones, 3D seismic survey, seismic attributes.

**И**спользование современных методов обработки и интерпретации данных сейсморазведки 3Д позволяют по-новому взглянуть на перспективы нефтегазоносности терригенных отложений Прикаспийской впадины. Такими объектами являются конуса выноса и палеореки.

**Подсолевой комплекс.** На юго-востоке Прикаспия фонтанные притоки нефти и нефтепроявления ранее получены из карбонатно-терригенных пород верхневизейских отложений, из известняков башкирского яруса и газопроявления из терригенных пород среднего визе нижнего карбона, приуроченных, главным образом, к структурным или стратиграфическим ловушкам. Нефтегазоносность артинских отложений связана в прибрежно-морской зоне с русловыми промоинами и конусами выноса. Отмечено, что повышенными коллекторскими свойствами обладают отложения русловых промоин и конусов выноса, представленные песчаниками и алевролитами с незначительным количеством глинистого цемента, как правило, гидрослюдисто-каолинит-хлоритового состава с незначительным содержанием смешаннослойных минералов.

Русла древних рек, выполненные песчаными и песчано-галечниковыми образованиями и перекрытые глинистыми отложениями пойм, представляют собой благоприятное сочетание хорошо проницаемых и непроницаемых пород, необходимое для формирования скоплений углеводородов. В связи с этим песчаные тела аллювиального генезиса представляют большой интерес при поисках залежей нефти и газа в ловушках литологического типа.

Осадконакопление в реках происходило в условиях меняющихся скоростей турбулентного водного потока, неоднородного русла, меняющегося рельефа. Все это приводило к сложному распределению участков интенсивного размыва русла в зоне наибольших скоростей потока (стрежневая зона реки) и накоплению продуктов размыва в зоне ослабленных течений, где формировались русловые отмели.

Распределение осадков в русле связано с тем, что продукты разрушения, об разуемые в зоне размыва, неравномерно разносятся по дну реки в зависимости от скорости течения, размера и веса обломков. Наиболее крупные из них, которые река не способна перемещать, остаются на месте или перемещаются на небольшие расстояния, более мелкие выносятся к противоположному берегу поперечным течением и, по мере ослабления водной струи, оседают. Еще более мелкие увлекаются потоком

вниз по течению реки на большие расстояния, а глинистые частицы переходят во взвешенное состояние и находятся в таком состоянии длительное время.

Таким образом, в русле реки происходит размыв и разрушение одного борта и наращивание противоположного, куда переносится основная масса образовавшегося обломочного материала. В результате этого постоянно действующего процесса русло реки постепенно перемещается в боковом направлении (боковая эрозия), образуя петлеобразные изгибы-меандры.

Реконструкция условий формирования песчаных тел позволяет прогнозировать их фациальный состав, морфологию и выявлять закономерности пространственного размещения. Все это имеет большое значение при картировании литологических и структурно-стратиграфических залежей нефти и газа.

Артинский этап седиментации на территории юго-восточного борта Прикаспийской синеклизы проходил в более подвижной тектонической обстановке, чем в ассель-сакмарское время. Рельеф на континенте был сильно расчленен, о чем свидетельствуют более грубые осадки, которые выносились в огромном количестве в морской бассейн, формируя мощные конусы выноса (рисунк 1). Выделяются, по данным бурения и геофизики, несколько конусов выноса: Тортайский, Шолькаринский, Молодежно-Восточно-Табынайский, Арман-Аиыршагильский.

На основании моделей седиментации может быть условно выделена проградационная клиноформа, сложенная артинскими сероцветными породами с конгломератами, разделенные зонами отсутствия клиноформ, связанных с маломощными пачками терригенных артинских отложений. Выделенная клиноформа захороняет карбонатный бортовой уступ. Нижнепермский артинский терригенный сейсмокомплекс легко опознается на временных разрезах и с ним связана богатая информация

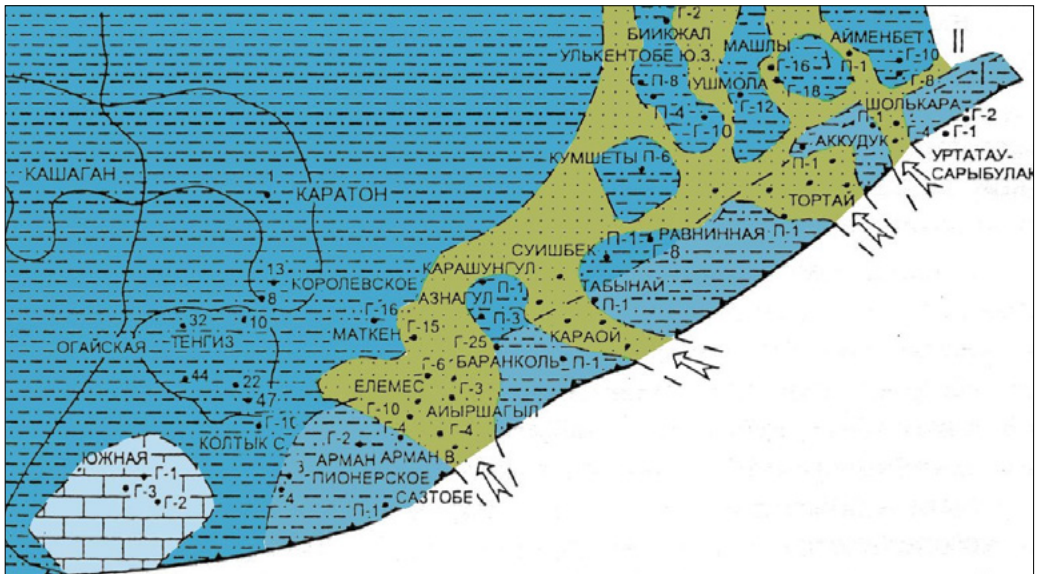


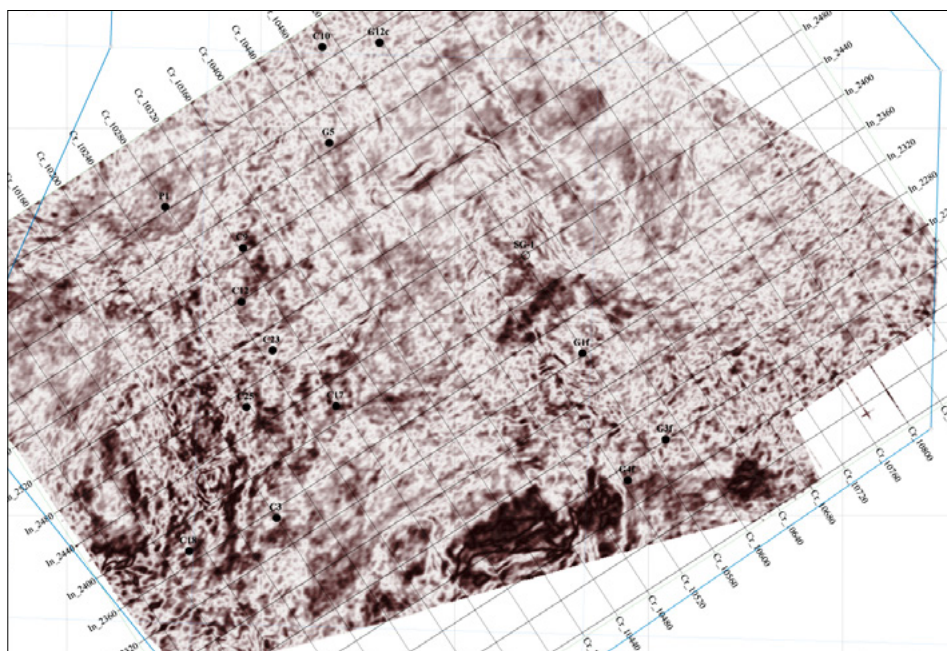
Рисунок 1 – Схематическая литолого-фациальная карта артинских отложений юго-востока Прикаспийской впадины (Абилхасимов Х.Б., 2010 г.

об особенностях геологического разреза и его литологическом составе [1, 2]. Наиболее ярко в волновом поле проявляется косослойная толща бокового наращивания, хорошо изученная бурением и сейсморазведкой на площадях Тортай, Равнинная, Молодежная. Мощность толщи достигает 800–1100 м.

Как правило, на временных разрезах наиболее отчетливо видно наличие седиментационных уступов артинской терригенной толщи, которые влияли на условия осадконакопления в течение всего раннепермского времени. Бровка уступа проявляется в виде подклинивания горизонта  $\Pi_1$  под вышележащие отражающие горизонты. Следует отметить основную особенность волнового поля в рассматриваемой зоне – это резкая смена волновых полей на небольших расстояниях при продвижении с северо-запада на юго-восток.

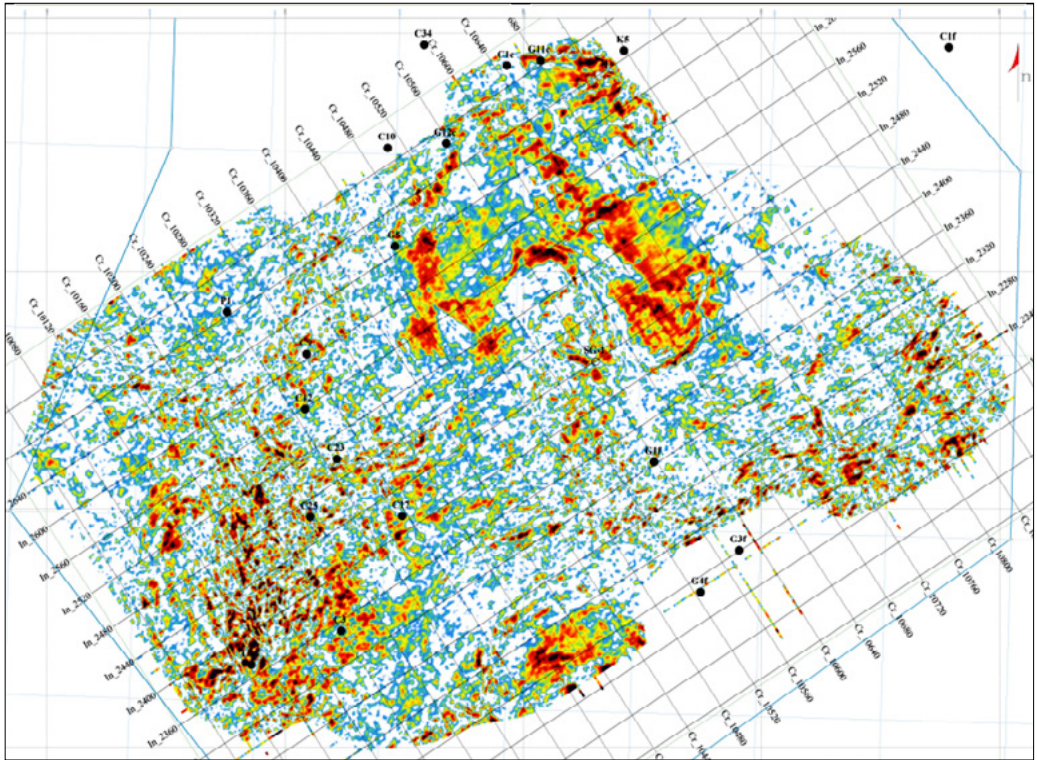
Во внутреннюю часть Прикаспийской впадины отражающий горизонт  $\Pi_1$  подклинивается под горизонт  $\Pi'_1$  до полного выклинивания, что подтверждается данными бурения отсутствием артинских отложений в районе площади Табынай, Молодежная (рисунок 2). Нижележащие отложения верхнего и среднего карбона имеют полифациальное строение от карбонатного на юге до глинисто-терригенного на северо-западе и характеризуются отражающими горизонтами  $\Pi_2$ ,  $\Pi'_2$ , занимающие временной интервал. Размеры седиментационных объектов типа палеорек, образовавшихся в среднем-верхнем палеозое, достигают десятков и сотен километров.

Анализ сейсмических атрибутов по срезам куба 3Д дает дополнительную информацию о строении изучаемых толщ.



**Рисунок 2 – Фрагмент Южно-Эмбинского поднятия (структура Жусальсай). Палеосрез куба 3Д по поверхности основной границы несогласия в кровле подсолевого комплекса**



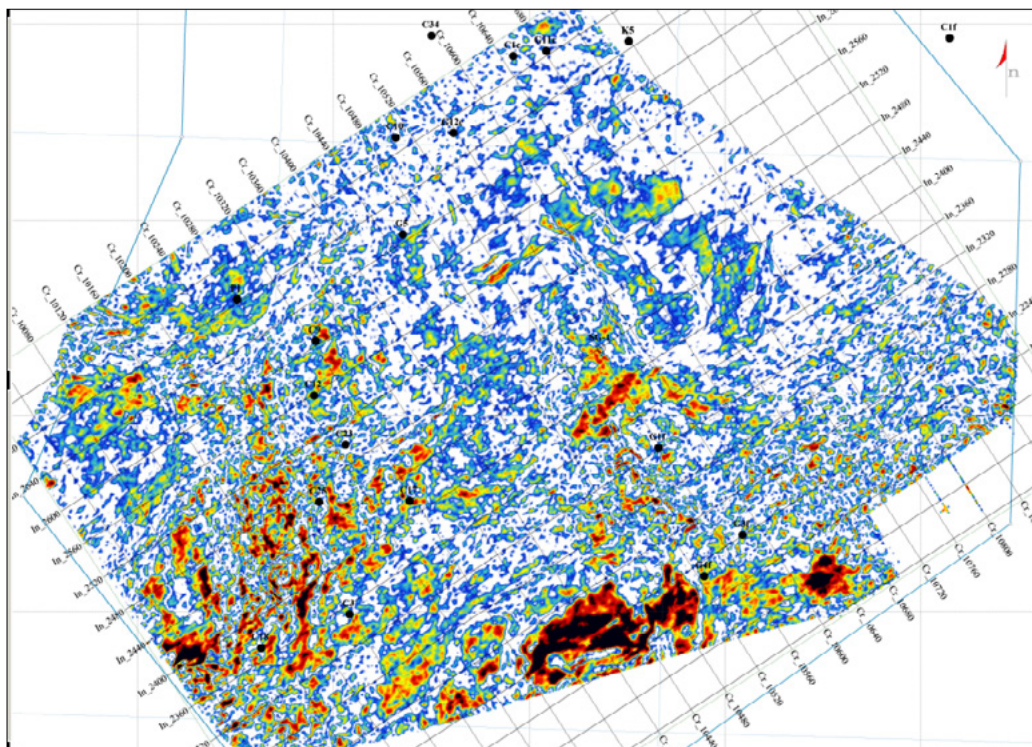


**Рисунок 3 – Структура Жусальсай. Карта атрибута среднеквадратической амплитуды по отражающему горизонту  $P_1$  в интервале +10 мс**

Учитывая значительные глубины залегания изучаемых толщ и сильное влияние вышележащих надсолевых и солевых осадков на характеристики сейсмических волн, приведенная интерпретация выполнена с учетом возможных ограничений, особенно в зоне залегания соленосных кунгурских отложений. На срезе атрибута среднеквадратической амплитуды по горизонту  $P_1$  выделяется зона высоких значений в северо-восточной части. Эта зона имеет сложную форму, совпадающую в общих чертах с конфигурацией бессолевого окна в межкупольной мульде. Зона повышенных амплитуд хаотичного распределения, расположенная в юго-западной части площади, интереса не представляет. Определенный интерес представляет зона низких амплитуд, расположенная в центральной и восточной частях площади. Ее границы могут быть определены условно по характеру контакта с соседними зонами. Одним из вариантов интерпретации может быть предположение о наличии в разрезе отложений дельтового или склонового типа, которые характеризуются менее упорядоченной и слоистой структурой, чем плотные глубоководные глинистые осадки.

На *рисунке 4* приведена карта атрибута среднеквадратической амплитуды по несогласию в отложениях нижней перми. Характер распределения атрибутов изменился довольно существенно, что свидетельствует об изменчивости обстановки седиментации, что бывает характерно для отложений дельт и русловых потоков.





**Рисунок 4 – Структура Жусалысай. Карта атрибута среднеквадратической амплитуды по несогласию в отложениях нижней перми**

Зона пониженных амплитуд в центральной и северной частях площади приобрела несколько иную конфигурацию, чем на предыдущей карте, что может служить свидетельством о перемещении депоцентра со временем. В приведенном случае на структуре Жусалысай регистрируется только небольшая часть крупной осадочной системы нижнепермского времени, которая принадлежит к части палеоруслу, которое протягивается в пределах так называемого Адайского блока Биикжальской тектонической ступени.

В пределах юго-восточного борта Прикаспийской впадины бурение велось, главным образом, с целью выявления карбонатных построек в среднекаменноугольных отложениях. Однако разрезы оказались терригенными, преимущественно глинистыми. Малоамплитудные поднятия, выявленные сейсморазведочными работами, образованы за счет аккумуляции глинистых и карбонатно-глинистых пород на тектонически-приподнятых блоках.

В этой и других зонах юго-восточного борта Прикаспийской впадины необходимо изменить стратегию поисков залежей углеводородов с целью опознания ловушек неантиклинального типа в нижнепермских и каменноугольных отложениях.

Ресурсный потенциал резервуаров, связанных с подводными конусами выноса, ранее не оценивался. Такие глубокозалегающие объекты в Прикаспийской впадине до настоящего времени не подтверждены бурением. Поэтому о перспективах этих

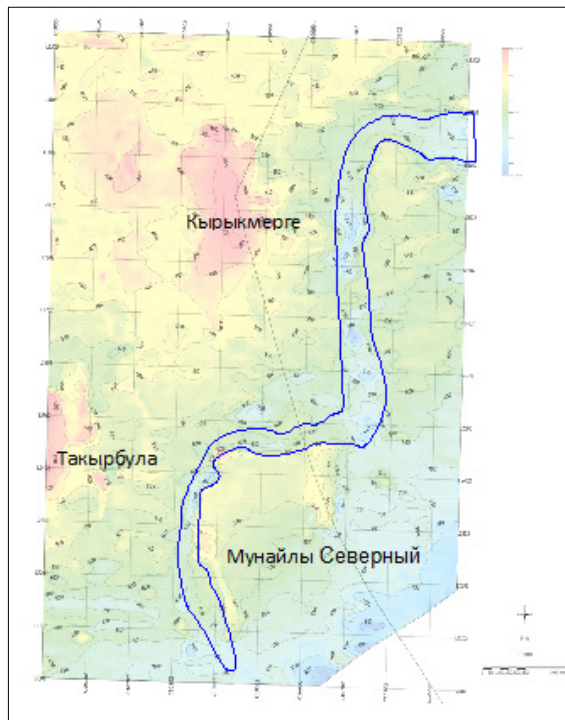


Рисунок 5 – Биикжальская тектоническая ступень. Адайский блок.  
Прогноз возможных палеорусел. Карта мощности между горизонтами  $P_3$  –  $P_2^d$

структур и их ресурсном потенциале можно судить, исходя исключительно из общетеоретических соображений, широко используя метод аналогий. Мировой опыт нефтепоисковых работ свидетельствует, что с подобными структурами могут быть связаны большие по размерам месторождения углеводородного сырья.

О возможном наличии подобных подводных конусов выноса в пределах Восточно-Европейской платформы, описано Н.К. Фортунатовой (2007). Она выделяет два типа этих образований, соответствующих различным стадиям развития седиментационного бассейна. Подводные конусы первого типа формируются в пределах глубокого шельфа и склона бассейна в процессе выноса органогенно-обломочного материала из зоны рифообразования по межрифовым каналам. Подводные конусы второго типа (глинисто-карбонатные) формируются в регрессивный тектоно-седиментационный этап развития палеобассейна.

*Это новое высокоперспективное направление крупных скоплений углеводородов для Прикаспийской впадины. Огромный потенциал подсолевых отложений только частично реализован в подсолевом карбонатном комплексе. Не менее значительная часть его, вероятно, связана с рассматриваемыми конусами выноса и палеоруслами.*

**Надсолевой комплекс.** Как показывает, современная практика поисковых работ для выявления перспективных объектов неструктурного типа в мезозойском комплексе осадочных бассейнов, важнейшее значение имеет проведение литоло-

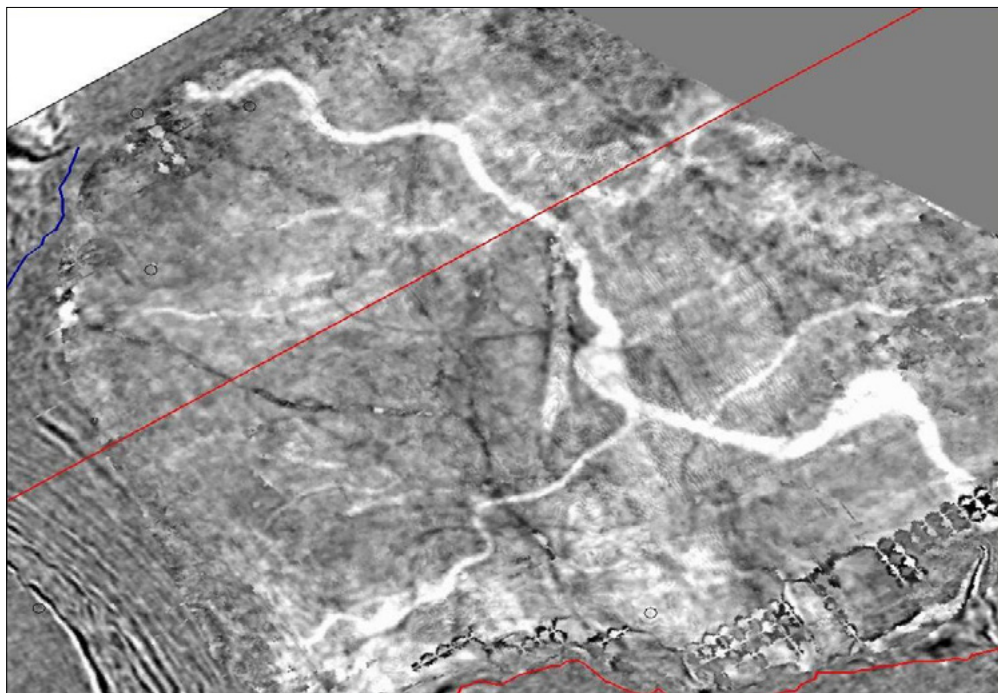
го-фациальных исследований в комплексе с расчетом погоризонтных палеосрезов куба 3Д и расчета карт сейсмических атрибутов, приведенных к рельефу поверхности изучаемого горизонта.

Ниже приведем примеры выявления ловушек неструктурного типа, проведенных лично автором на месторождениях Жубантам и Копа для постановки поискового бурения.

Ловушки неструктурного типа обычно интерпретируются по характерной форме записи на погоризонтных срезах куба 3Д в виде протяженных линейных объектов извилистой формы и на вертикальных разрезах в виде сейсмофаций типа «канал» (рисунк 6).

На палеосрезе сейсмического куба 3Д отчетливо интерпретируются объекты, предположительно связанные с руслами палеорек. Набор палеосрезов рассчитывался вдоль поверхности опорных горизонтов с заданным шагом (10 м).

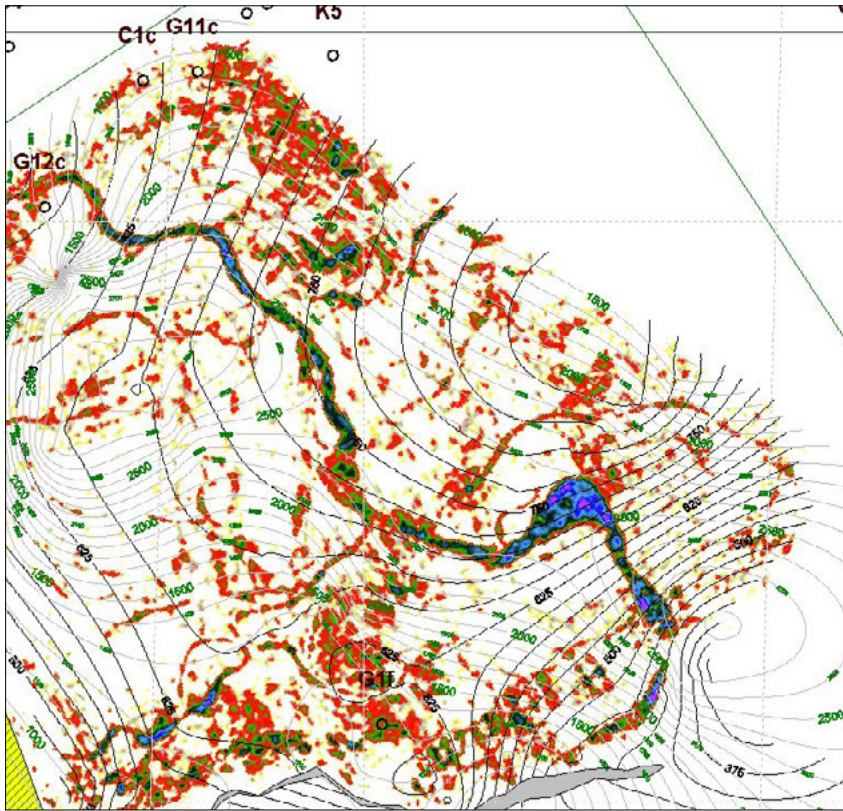
Анализ палеосрезов сейсмических кубов подтвердил наличие перспективных песчаных объектов, связанных с отложениями потоков. Качество данных сейсморазведки 3Д достаточно для картирования геометрии таких тел, однако проводить количественный прогноз коллекторских свойств на основании сопоставления с динамическими параметрами сейсмической записи, на данном этапе преждевременно, поскольку отсутствуют скважинные данные и каротажные характеристики интервалов возможного залегания палеорусел и каналов.



M=1:80000

**Рисунок 6 – Структура Жубантам.  
Палеосрез куба 3Д, приведенный к поверхности горизонта J<sub>1</sub>В (+10МС)**





M=1:80000

**Рисунок 7 – Структура Жубантам. Карта акустического импеданса по горизонту верхнеюрских отложений (тестовая оценка)**

Тестовые испытания технологии сейсмической амплитудной инверсии показали возможность количественного прогноза, но при этом необходима постановка целенаправленных исследований на основе детальной интегрированной интерпретации данных ГИС и сейсморазведки.

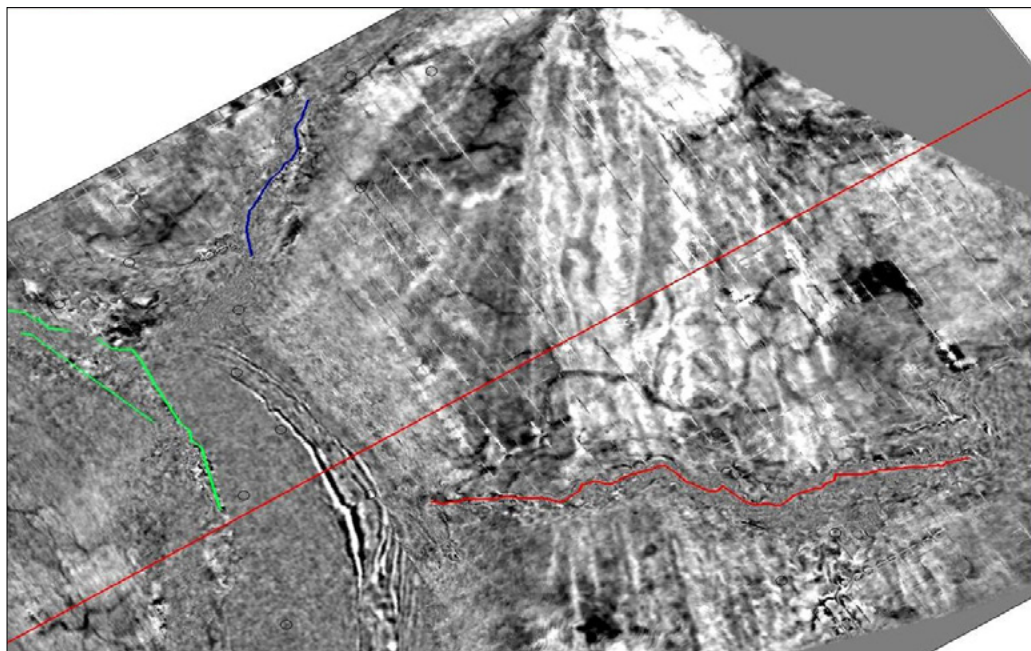
В результате анализа данных сейсморазведки 3Д с использованием палеосрезов куба и карт сейсмических атрибутов на площади работ были выявлены объекты, имеющие характерную веерообразную форму в плане и холмообразную форму сейсмофаций в разрезе (рисунок 8).

Помимо палеорек, на структуре Жубантам были выявлены и закартированы объекты, имеющие холмообразную форму, которые четко отображаются в волновом поле на картах атрибутов и на палеосрезках сейсмического куба.

Возможным вариантом интерпретации такого типа объектов может быть дельтовый комплекс фаций, который рассматривается как долгоживущая система осадконакопления на склоне бассейна с достаточно сложной историей развития.

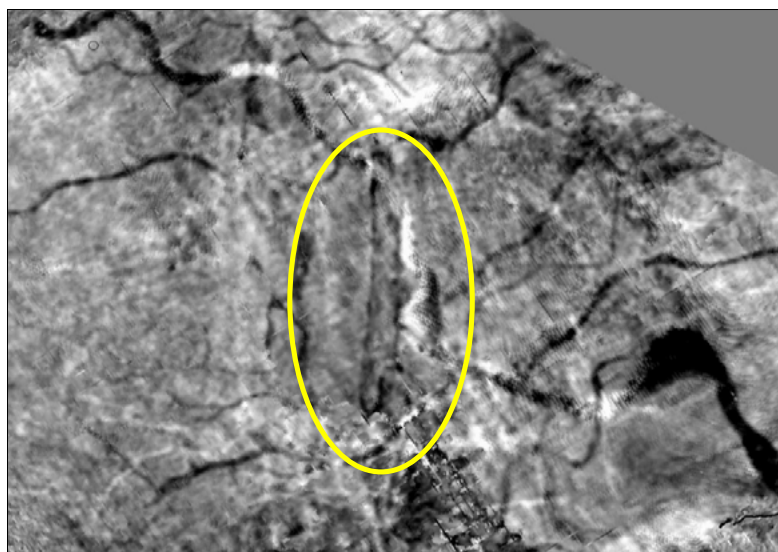
Образование дельты обусловлено сочетанием двух основных факторов: выносом реками значительных масс обломочного материала и его переработкой морскими





M=1:80000

**Рисунок 8 – Структура Жубантам. Палеосрез куба 3Д, приведенный к поверхности горизонта II (+83МС)**



M=1:80000

**Рисунок 9 – Структура Жубантам. Пример выделения холмообразного объекта на палеосрезе по горизонту III (-71 МС)**

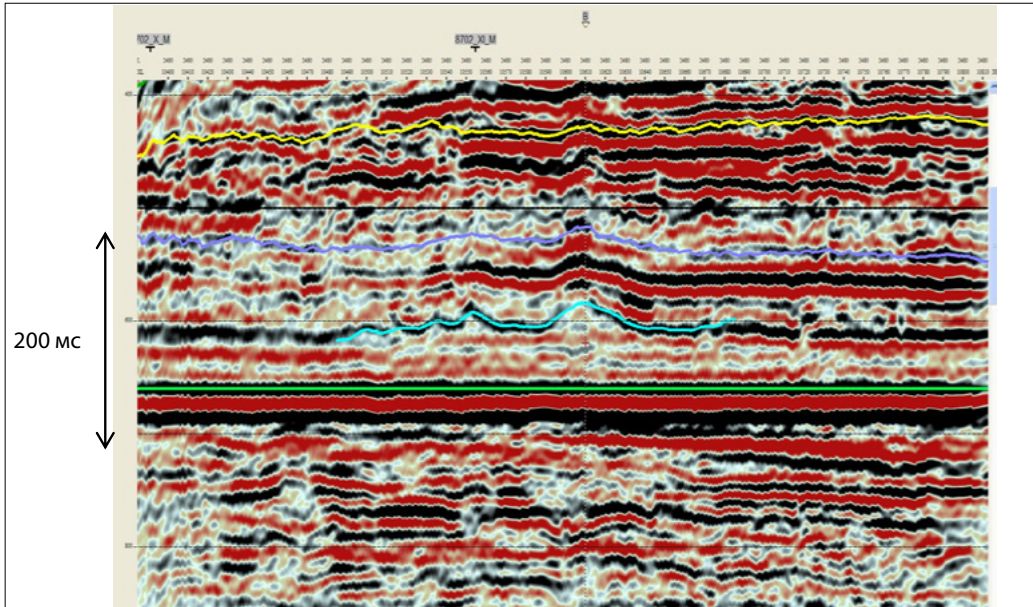


Рисунок 10 – Структура Жубантам. Вертикальный разрез куба 3Д по линии inline 2480, приведенный к поверхности горизонта (разрез отмечен зеленой линией)

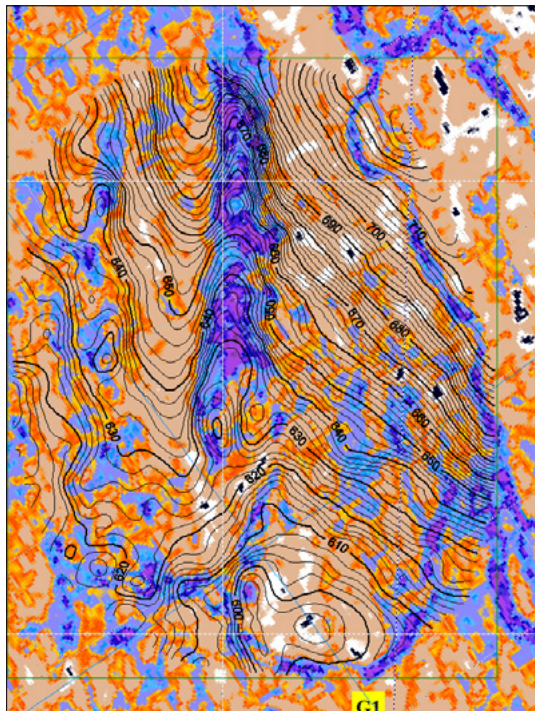
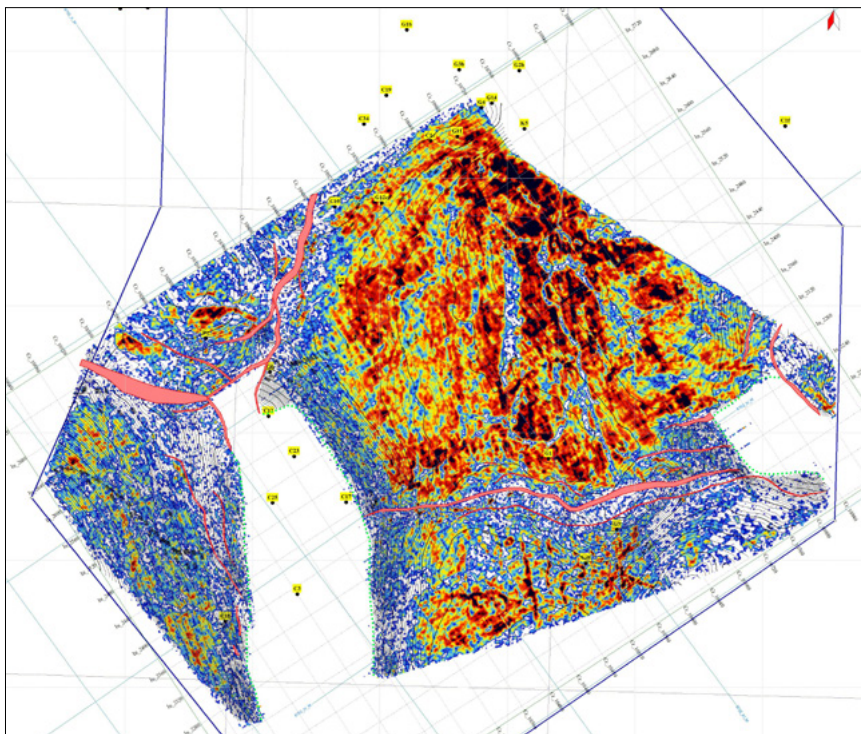


Рисунок 11 – Структура Жубантам. Карта изохрон по поверхности холмообразного объекта, совмещенная с картой параметра среднеквадратической амплитуды

M=1:50000



волнениями и течениями. При этом на характер дельты и ее отложений влияют рельеф дна водоема, тектонические движения и климатическая обстановка.



M=1:100000

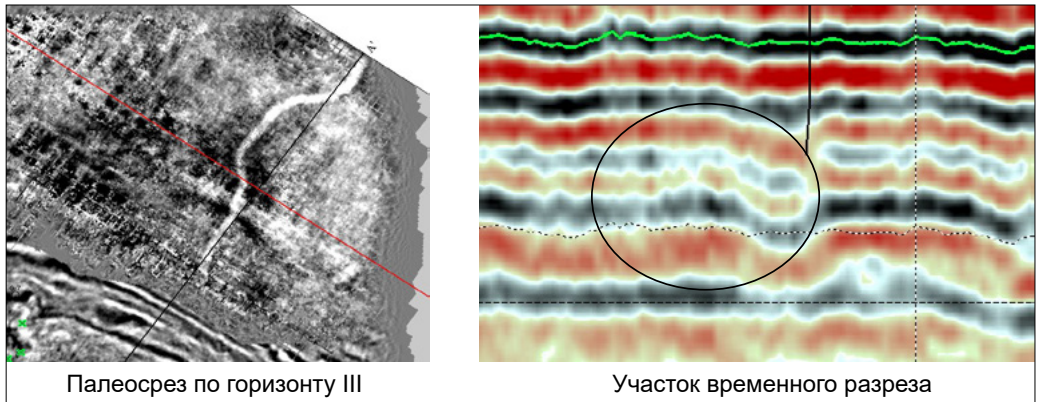
**Рисунок 12 – Структура Жубантам. Карта сейсмического атрибута (СКА) по горизонту верхнеюрских отложений. Дельтовый комплекс**

Схематически формирование дельты представляется следующим образом. При впадении реки в море (или озеро) скорость ее течения резко падает, обломочный материал осаждается и образуется аккумулятивная линза осадков, залегающая на морских отложениях. Поскольку море не успевает разрушить эту линзу, в следующий этап река течет уже по ней, ее поверхность выходит выше уровня воды и покрывается наземными, преимущественно речными, отложениями, а основная часть переносимого рекой обломочного материала отлагается на обращенном к морю склоне образованной ранее линзы и прилегающей к ней части морского дна.

Дельтовые отложения формируются в различных условиях и сложены разнообразными осадками – от континентальных до морских включительно. Тем не менее, они представляют собой единое целое в генетическом отношении. В пределах дельтового комплекса выделяются следующие палеогеографические зоны: зона нижнего течения реки (аллювиальная равнина); надводная часть дельты; подводная часть дельты (авандельта), которая подразделяется на подводную равнину и подводный склон; морское мелководье, т. е. мелководная часть шельфа, на котором располагается дельта.

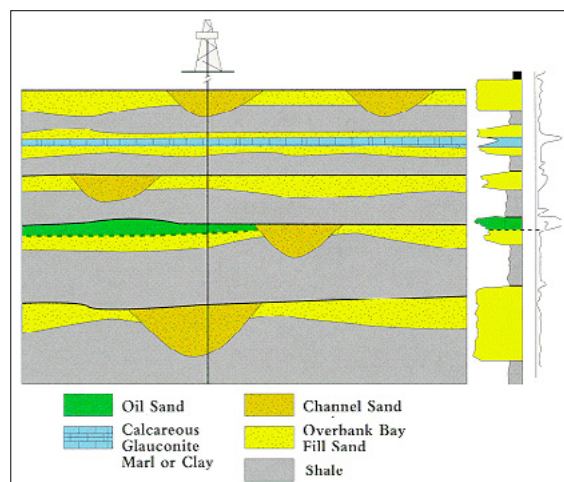
Наличие данных сейсморазведки 3Д высокого качества позволяет ввести в рассмотрение такие перспективные ловушки углеводородов, как русла палеорек, каналы стока осадочного материала на склонах бассейна, турбидитные и мутьевые потоки.

На *рисунке 13* приведен один из серии палеосрезов сейсмического куба 3Д, на котором отчетливо интерпретируется линейный объект, предположительно связанный с руслом палеореки. Набор палеосрезов рассчитывался вдоль поверхности опорного горизонта III с заданным шагом (10 м). На временном разрезе данный объект интерпретируется в виде характерной сейсмофазии типа «канал», ширина которого составляет 150–200 м, местами достигая 300 м.



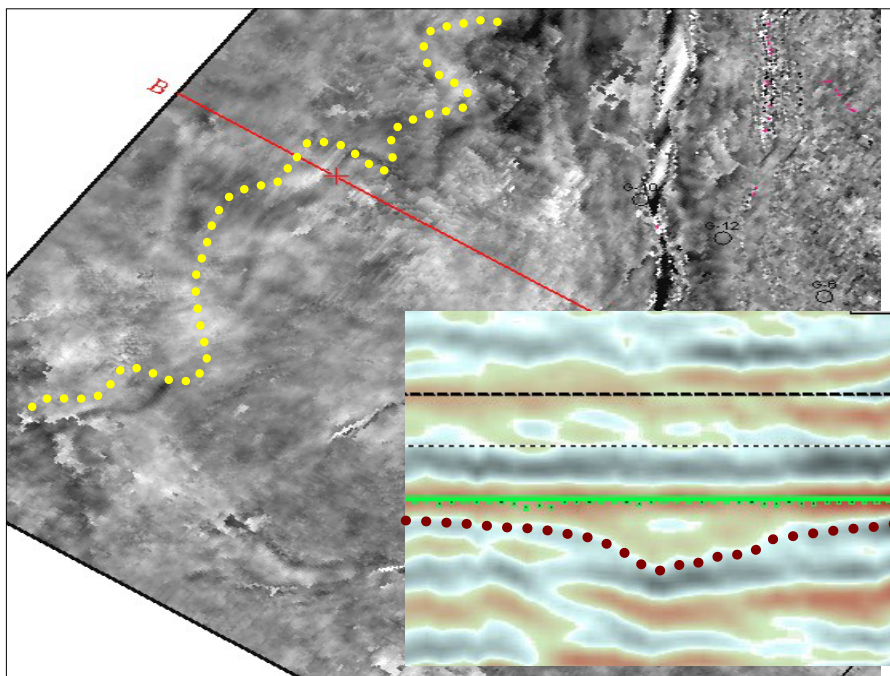
**Рисунок 13 – Пример интерпретации палеорусла в меловых отложениях в северной части площади Копя**

Геологическая модель ловушки в таких условиях выглядит достаточно простой и представляет собой серию врезанных палеодолин, каждая из которых имеет собственные характеристики (*рисунк 14*).



**Рисунок 14 – Принципиальная геологическая модель ловушек, связанных с палеоруслами**





**Рисунок 15 – Положение русла палеореки в меловом комплексе в западной части площади Копя**

Анализ набора палеосрезов позволяет определить положение русла палеореки и установить пространственный диапазон его миграции в течение геологического времени. Для точного определения литологических характеристик и выявления участков залегания пористых осадков в перспективных структурных условиях необходимо провести дополнительные работы по реконструкции палеотопографии и прогнозированию литофаций.

Детальное изучение перспективных неструктурных объектов возможно на основе использования сейсмических атрибутов и акустического импеданса, позволяющих прогнозировать местоположение песчаных участков разреза.

В ходе проведенных исследований на этапе поисковых работ на площади Копя был выполнен пробный расчет куба акустического импеданса с целью оценки возможности прогнозирования литологического состава продуктивной части юрского и мелового разрезов. Некоторые результаты приведены ниже.

На разрезе акустического импеданса отчетливо выделяются интервалы разрезов с пониженными значениями акустического импеданса, которые могут быть ассоциированы с менее плотными пористыми осадочными разностями, чем вмещающие глинистые породы. В случае благоприятного сочетания литологических и акустических характеристик песчаных и глинистых пластов имеется возможность выполнить количественный расчет пористости и построить карты залегания коллектора на площади месторождения.

Результаты бурения на площади Копя показали, что продуктивные горизонты

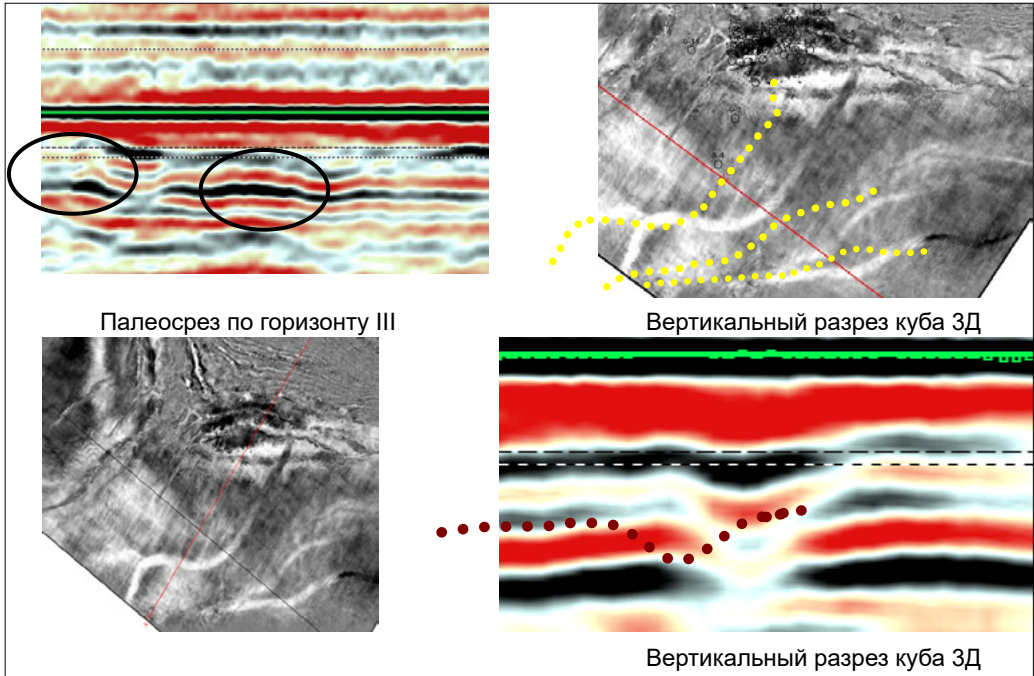


Рисунок 16 – Интерпретация системы палеорек в меловом комплексе в западной части площади Копя

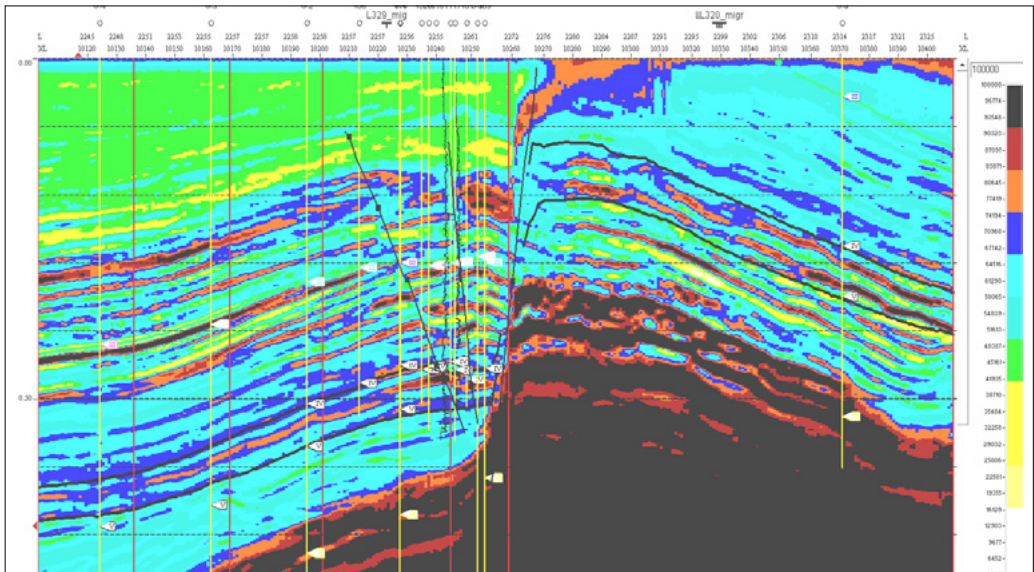


Рисунок 17 – Разрез акустического импеданса через сводовую часть месторождения Копя



Рисунок 18 – Разрез акустического импеданса через предполагаемое русло палеореки в южной части площади Копя

юрской и меловой систем состоят из чередования пластов песчано-алевритовых пород, с прослоями глин. Пласты-коллекторы сложены средне-\* и мелкозернистыми песками, алевритами, и иногда слабосцементированными песчаниками и алевритами. В пределах верхней части осадочного чехла юрского возраста установлено наличие многочисленных перспективных объектов, ассоциируемых с русловыми отложениями палеорек и каналов на всей площади Копя.

Следует отметить, что полученные данные позволили автору спроектировать поисковую скважину на конкретный участок палеорусла, выявленного в нижнеюрских отложениях. В скважине Г-118 нефтенасыщенность керна в интервале 651–692 м составляла более 85%. Литологические исследования и заключения по ГИС подтвердили вскрытие отложений русловой фации. При испытании нижнеюрского продуктивного горизонта в этом интервале скважина дала фонтанирующий приток безводной нефти более 60 м<sup>3</sup>/сут., при средних дебитах в ранее пробуренных скважинах от 5 до 24 м<sup>3</sup>/сут. Скважина Г-1 (дебит до 80 м<sup>3</sup>/сут из нижнеюрских отложений), первооткрывательница месторождения Копя, как оказалась, находится в этом палеорусле.

На данный момент, месторождение разрабатывается только в центральном блоке который ограничивается серией разломов. Однако, данные 3Д сеймики показывают наличие палеорусел как в юрском, так и в меловом комплексе южнее действующего горного отвода, а также в западном блоке. В северо-восточном блоке, помимо

юрско-меловых, отмечены палеоруслу верхнетриасового возраста. Сопоставление результатов интерпретации данных сейсморазведки 3Д и данных бурения позволяет сделать вывод, что, в целом, геологическая модель продуктивных горизонтов получила существенное уточнение. В пределах верхней части осадочного чехла юрского возраста установлено наличие многочисленных перспективных объектов, ассоциируемых с русловыми отложениями палеорек.

## ВЫВОДЫ


1. Использование современных методов обработки и интерпретации данных сейсморазведки 3Д позволяет уточнить детали структуры и литологического состава продуктивных горизонтов в осадочном разрезе.

2. Доказана возможность прогнозирования пористых интервалов разреза по данным сейсморазведки 3Д и ГИС на основе использования технологии «сейсмическая инверсия».

3. Применение технологии временной миграции до суммирования позволило получить материалы сейсморазведки высокого качества, что позволяет уточнить структуру склонов соляного купола и связанных с ним перспективных ловушек углеводородов.

4. Примененные глубинная миграция Beam и миграция Кирхгофа показывают улучшение качества изображения и увеличение соотношения сигнал/помеха на разрезах Beam миграции, что позволяет выполнить более надежную интерпретацию данных.

5. Использование томографии позволило уточнить латеральные и вертикальные изменения скорости.

Таким образом, наличие высококачественных данных сейсморазведки 3Д позволяет ввести в рассмотрение новые перспективные объекты, связанные с руслами и долинами палеорек, линзами и песчанистыми баррами, а также существенно уточнить строение поисковых объектов как в надсолевом, так и в подсолевом комплексах. 

## ЛИТЕРАТУРА

- 1 Жолтаев Г.Ж., Абилхасимов Х.Б. Перспективы поисков неантиклинальных ловушек в подсолевых отложениях юго-востока Прикаспийской синеклизы // Геология нефти и газа. – 1991. – № 6. – С. 14–17. [Zholtaev G. J., Abilkasymov H. B. Of Prospects searching for non-anticlinal traps in subsalt sediments in the southeastern Precaspian syneclise // Oil and gas geology. – 1991. – № 6. – P. 14–17.]
- 2 Абилхасимов Х.Б., Нуралиев Б., Воронов Г.В., Конысов А.К. Возможность прослеживания и уточнения границ песчаных тел на юго-востоке Прикаспийской синеклизы по сейсмическим материалам // Известия Академии наук КазССР. – 1991. – № 2. – С. 64–66. [Abilkasimov H.B., Nuraliev B., Voronov G.V., Konysov A. K. The Ability to monitor and Refine the boundaries of the sand body in the South-East Caspian sea basin according to seismic materials // Reports of the Academy of Sciences of the Kazakh SSR. – 1991. – № 2. – P. 64–66.]
- 3 Абилхасимов Х. Б. Особенности формирования природных резервуаров палеозо-



- йских отложений Прикаспийской впадины и оценка перспектив их нефтегазоносности. – М., 2016. – 280 с. [Abilkasimov H.B. Formation of natural reservoirs of Paleozoic deposits of the Caspian basin and assessment of prospects of oil and gas. – М., 2016. – 280 p.]
- 4 Антоновская Т.В. Условия формирования и нефтегазоносность неантиклинальных ловушек среднедевонско-турнейских отложений Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции. Автореферат диссертации на соискание ученой степени канд. геол.-мин. наук. – М.: ВНИГНИ, 2009. [Antonovskaya T.V. Conditions of formation and oil and gas potential of non-anticline traps of the middle Devonian-tournaisian deposits of the Timan-Pechora oil and gas province. The dissertation on competition of a scientific degree of Cand. GEOL.-min. Sciences. – Moscow: VNIGNI, 2009.]
  - 5 Отчет о результатах переинтерпретации данных сейсморазведочных работ 3Д МОГТ на площадях Кырыкмерген и Мунайлы Северный на блоке Адай (контрактная территория ТОО «OCEAN PETROLEUM»). (Авторы: Семенов В.Ф., Жангиров А., Абилхасимов Х.Б. и др.). Алматы, 2017. [Report on the results of the re-interpretation of data of seismic acquisition 3D seismic acquisition in the area Kirkmere and Munaily North on the block construct (the contract area LLP «OCEAN PETROLEUM»). (Authors: Sementsov V. F., Jangirov A., Abilkasimov H. B., etc.). Almaty, 2017.]
  - 6 Савич А. И., Мельник Е. В. Перспективы нефтегазоносности турнейских клиноформ Висимской впадины и Соликамской депрессии // Вестник Пермского национального политехнического университета. Геология, нефтегазовое и горное дело. – 2018. – № 1(17). С. 5–11. [Savich A. I., Melnik E. V. Prospects of oil and gas potential of tournaisian clinoforms of Visim Depression and Solikamsk depression // Perm Journal of Petroleum and Mining Engineering. – 2018. – № 1(17). P. 5–11.]
  - 7 Сафонов А.А., Кондратьева О.О., Федотова О.В. Поиск неантиклинальных ловушек углеводородов методами сейсморазведки. – М.: Научный мир, 2011. – 512 с. [Safonov A.A., Kondrat'eva O.A., Fedotova O.V. Searching for non-anticlinal hydrocarbon traps seismic methods. – Moscow: Scientific world, 2011. – 512 p.]
  - 8 Фортунатова Н.К. Седиментационные модели карбонатных конусов выноса – новых нефтегазопроисловых объектов // Геология нефти и газа. – 2007. – № 2. – С. 61–68. [Fortunatova N.K. Sedimentation models of carbonate removal cones – new oil and gas exploration objects // Geology of oil and gas. – 2007. – № 2. – P. 61–68]
  - 9 Шиманский В.В., Танинская В.Н., Колпенская Н.Н., Низяева И.С., Васильев Н.Я. Седиментационное моделирование при прогнозе и поисках неструктурных ловушек // Геология нефти и газа. – 2016. – № 3. – С. 55–65. [Shimansky V.V., Taninskaya V.N., Kolkenskaya N.N., Nizyaeva I.S., Vasil'ev N.I. Sedimentation modeling in the prediction and search of unstructured traps // Oil and gas geology.. – 2016. – № 3. – P. 55–65.]
  - 10 Яковлев А.В., Набока О.М., Коробков В.Ф. и др. Литолого-петрографическая характеристика и коллекторские свойства терригенных пород по скважинам площади Копы. – Актобе: ОАО «АктюбНИГРИ», 2005. [Yakovlev A.V., Naboka O.M., Korobkov V.F. et al. Lithological and petrographic characteristics and reservoir properties of terrigenous rocks in the wells of the Kopa area. – Aktobe: JSC «Aktuelnosti», 2005.]

УДК: 553.98(574)



# НОВЫЙ ВЗГЛЯД НА ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ НАДСОЛЕВОГО КОМПЛЕКСА ЮЖНОЙ ЧАСТИ ПРИКАСПИЙСКОЙ ВПАДИНЫ



**Г.В. ВОРОНОВ<sup>1</sup>**,  
старший научный сотрудник АО  
«Атырауский университет нефти и газа  
им. С.У. Утебаева»



**Н.Е. КУАНТАЕВ<sup>2\*</sup>**,  
кандидат геол.-мин. наук, академик  
Академии минеральных ресурсов РК,  
директор алматинского филиала КONGU

<sup>1</sup>АО «Атырауский университет нефти и газа им. С.У. Утебаева»,  
Республика Казахстан, 060001, г. Атырау, ул. Баймуханова, 45а

<sup>2</sup>Алматинский филиал Казахстанского Общества Нефтяников-Геологов  
Республика Казахстан, 000510, г. Алматы, ул. Байкадамова, 2-Б

*Рассматривается вопрос перспектив нефтегазоносности надсолевого комплекса Прикаспийской впадины, проанализирован региональный характер залегания и условий осадконакопления в юрско-меловой толще. Представленный авторами взгляд учитывает не только влияние соляной тектоники, но и палеогеоморфологические процессы и их влияние на размещение месторождений в пределах соляных куполов и межкупольных мульд. На основании анализа сейсмических данных МОГТ сделан прогноз новых возможных типов ловушек углеводородов, связанных с прогнозируемыми дельтовыми и палеорусловыми отложениями валанжина и триаса в надсолевом комплексе и предложено новое направление геологоразведочных работ на надсолевой комплекс.*

**КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА:** нефтегазоносность, надсолевой комплекс, миграция УВ, палеогеоморфология, палеорусла, новый тип ловушек.

\*Автор для переписки. E-mail: nyseke@mail.ru

## КАСПИЙ МАҢЫ ОЙПАТЫНЫҢ ОҢТҮСТІК БӨЛІГІ ТҰЗҮСТІ КЕШЕНІНІҢ МҰНАЙГАЗДЫЛЫҒЫ ТУРАЛЫ ПЕРСПЕКТИВАҒА ЖАҢА КӨЗҚАРАС

**Г.В. ВОРОНОВ**<sup>1</sup>, аға ғылыми қызметкер, «С.У. Утебаев атындағы Атырау мұнай және газ университеті» АҚ

**Н.Е. ҚУАНТАЕВ**<sup>2</sup>, геология-минералогия ғылымдарының кандидаты, ҚР Минералдық ресурстар академиясының академигі, Мұнайшы-Геологтардың Қазақстандық Қоғамы Алматы филиалының директоры

<sup>1</sup>«Атырау Мұнай және газ университеті АҚ С. У. Өтебаев»,  
Қазақстан республикасы, 060001, Атырау қ., Баймұханов к-сі, 45а

<sup>2</sup>Қазақстан мұнайшы-геологтар қоғамының Алматы филиалы  
Қазақстан Республикасы, Алматы қ., Байкадамов к-сі, 96А

*Каспий маңы ойпатының тұз үсті кешенінің мұнайгаздылығы мәселесі қарастырылуда және юра-бор қалыңдығындағы шөгіндінің орналасуы мен шарттарының аймақтық сипаты талданды. Авторлардың көзқарасы бойынша, тұзды тектониканың әсері ғана емес, сонымен қатар палеогеоморфологиялық үрдістері және олардың тұз күмбездері мен күмбезаралық мұльд шегінде кен орындарын орналастыруға әсері де ескеріледі. ЖТНӘ (жалпы тереңдік нүкте әдісі) сейсмикалық деректерін талдау негізінде, тұз үсті кешенінде валанжин мен триастың болжамды дельталық және палеоарналық шөгінділерімен байланысты көмірсутекті тұтқыштарының жаңа ықтималды типтеріне болжам жасалды және тұз үсті кешеніне геологиялық барлау жұмыстарының жаңа бағыты ұсынылды.*

**НЕГІЗГІ СӨЗДЕР:** мұнайгаздылық, тұз үсті кешені, көмірсутектер көші, палеогеоморфология, палеоарналар, тұтқыштардың жаңа типтері.

## NEW INSIGHTS INTO PETROLEUM POTENTIAL OF THE POST-SALT SEQUENCE IN THE SOUTH OF THE PRECASPIAN BASIN

**G.V. VORONOV**<sup>1</sup>, Chief Scientist, S.U. Utebayev Atyrau Oil and Gas University

**N.E. KUANTAYEV**<sup>2</sup>, Candidate of Geological Sciences, Academician of the Academy of Mineral Resources of Kazakhstan, Director of the Almaty Branch of the Kazakhstan Association of Petroleum Geologists

<sup>1</sup>JSC «Atyrau University of oil and gas. S.U. Utebaev»,  
45A Baymukhanova str., Atyrau, 060001, Republic of Kazakhstan

<sup>2</sup>Almaty branch of Kazakhstan Society of Petroleum Geologists  
2-B Baykadamova str., Almaty, 000510, Republic of Kazakhstan

*The subject of perspectives of the oil and gas bearing potential of the post-salt complex of the Pre-Caspian Depression is addressed, the regional nature of depositing and of the conditions of sedimenting in the Jurassic-Cretaceous massive is analyzed. The opinion presented by the authors is not limited only to the effect of the salt tectonics but also studies the paleogeomorphologic processes and their effect on the disposition of fields within the boundaries of salt domes and interdometroughs. On the basis of the analysis of the CDPM data the forecast of new possible types*

*of traps of hydrocarbons associated with forecast delta and paleochannel sediments of Valanginian and Triassic in the post-salt complex is made; a new direction of geological exploration activities at the post-salt complex is proposed.*

**KEY WORDS:** *oil and gas bearing potential, the post-salt complex, migration of hydrocarbons, paleogeomorphology, paleochannels, new type of traps.*

**П**рикаспийская впадина (ПВ) является одной из старейших нефтегазоносных провинций земного шара, история нефтяной промышленности которой насчитывает уже более 100 лет. До 1970-х годов эксплуатация месторождений Прикаспийской впадины была связана с надсолевым комплексом, где была установлена нефтегазоносность геологического разреза от верхней перми до неогена. Хотя верхнепермская и триасовая толщи характеризуются аномально увеличенной толщиной осадков (3600 и 2500 м, соответственно) и установлена их спорадическая нефтегазоносность, основной объем нефти традиционно добывается из отложений юры и мела. В настоящее время работающие на нефтегазовых месторождениях надсолевого комплекса нефтяные компании, в основном, используют запасы нефти и газа, выявленные еще в советский период, но в связи с длительной их эксплуатацией наблюдается сокращение объемов добычи. Восполнение нефтегазовых запасов в надсолевых отложениях возможно только при открытии новых месторождений углеводородов с выходом на новые площади в зонах возможного крупномасштабного нефтегазонакопления, на нетрадиционные геологические объекты и комплексы, а также на более глубоких отметках. Для решения этой задачи необходимо пересмотреть сложившийся стереотип о детальной изученности надсолевого разреза и обосновать идею о нереализованном потенциале пород триаса, юры и мела. Необходимо провести ревизию и критический анализ всей имеющейся геолого-геофизической информации по надсолевому комплексу с позиции сегодняшнего дня, используя возросший уровень геолого-геофизических исследований и, обратив внимание на возможности выявления новых и нетрадиционных видов ловушек нефти и газа: неантиклинальные, структурно-седиментационные, «подкарнизные», экранированные склоном соли, литологически ограниченные, поднятия в межкупольных депрессиях и др.

В надсолевом комплексе ПВ выявлены регионально нефтеносные верхнепермско-триасовая, среднеюрская и нижнемеловая толщи, с которыми связаны промышленные месторождения нефти. Надсолевые отложения юрско-мелового возраста залегают на сравнительно небольших глубинах, что значительно облегчает их разведку, и отличаются высокими качествами нефти. За годы освоения надсолевого комплекса поисково-разведочными работами из более чем 1500 соляных куполов охвачено около 250 соляных куполов и 35 межкупольных поднятий [1]. По состоянию на 2002 год открыто 92 месторождения [2]. Основная часть разрабатываемых месторождений находится в южной части Прикаспийской впадины и большая их часть относится к разряду мелких. С 1970-х годов произошла переориентация поисково-разведочных работ на подсолевые отложения и надсолевой комплекс начал изучаться попутно. Поэтому надсолевой комплекс характеризуется недостаточной



изученностью, так как основной объем поисково-разведочных работ был проведен в 1930–1970 гг., когда методы МОВ и МОГТ были несовершенны. Также из всех возможных типов ловушек солянокупольного структурного этажа в Прикаспийской впадине, главным образом, разведывались площади, приуроченные к сводовым частям соляных куполов. При этом бурение проводилось обычно до глубин 1–2 км, реже 3 км.

В настоящее время целенаправленное проведение сейсмических работ МОГТ с использованием методов высокочастотного возбуждения и приема сигналов позволяет получать обширную информацию по изучению надсолевых отложений, на основе которой возможны не только структурные, но и сейсмостратиграфические и литологические построения, выделение новых возможных ловушек нефти и газа и т. д.

Тектоническое строение надсолевого комплекса Прикаспийской впадины, история ее геологического развития, классификация, механизм образования солянокупольных структур и вопросы перспектив нефтегазоносности описаны в многочисленных работах *Г.Е.-А. Айзенштадта, П.Я. Аврова, Э.К. Азнабаева, К.Х. Бакирова, З.Е. Булекбаева, Ю.М. Васильева, Ю.А. Воложа, Т.Н. Джумагалиева, И.Б. Дальяна, В.С. Днепров, В.С. Журавлева, Г.Ж. Жолтаева, А.К. Замаренова, Н.А. Калинина, С.Л. Колтыпина, Н.В. Неволлина, В.Л. Соколова, О.С. Туркова, М.М. Чарыгина, Я.С. Эвентова, А.Л. Янишина* и многих других исследователей [3–11]. Все эти исследования проводились до 1960–1970-х годов и после переориентации направления геологоразведочных работ на подсолевой комплекс практически прекратились. С тех пор комплексного геологического анализа всех новых геолого-геофизических данных с целью установления общих закономерностей строения и нефтегазоносности надсолевого комплекса до сего времени не проводилось. Это было связано с тем, что общая экономическая эффективность поисковых работ, несмотря на приход инвестиционных иностранных компаний с применением современной техники и технологий, осталась весьма низкой. Поэтому и наблюдается устойчивый спад практического интереса к надсолевым отложениям.

Основной причиной низкой эффективности геологоразведочных работ в надсолевом комплексе многие геологи считают недостаточное выяснение закономерных связей выявленных месторождений с региональной структурой надсолевого комплекса, осложненной интенсивной солянокупольной тектоникой. Вследствие этого имеется целый ряд региональных структурных схем, отличающихся методикой выделения регионального структурного плана, но все они слабо разработаны и несут ощутимый элемент субъективности. Выделенные на них структуры второго порядка не совпадают ни в плане, ни по размерам. Поэтому одни и те же месторождения попадают то в приподнятые зоны, то в зоны склонов и прогибов. Вероятно, отсутствие четкой и определенной связи продуктивных соляных куполов с региональной структурой Прикаспийской впадины обусловлено тем, что в условиях резкой локальной разобщенности надсолевых отложений в ячеистых структурах межкупольных зон, окруженных по периметру соляными грядами, вершины которых залегают на глубинах 0,5–2,0 км, исключается возможность далекой миграции углеводородов и делается невозможным их переток из одной межкупольной мулды в другую.

Важным моментом проблемы нефтегазоносности надсолевого комплекса является вопрос источника надсолевой нефти и путей ее миграции и аккумуляции. В настоящее время никем не отрицается возможность формирования надсолевых залежей за счет подсолевых УВ, однако спорным остается вопрос о надсолевых источниках УВ и о масштабах вертикальной миграции. В условиях интенсивной солянокупольной тектоники и как бы «сотового» залегания надсолевых отложений между прорванными соляными куполами, а также погруженными, латеральная миграция могла осуществляться лишь в пределах данной межкупольной зоны (ванны). Формирование соляных куполов, по мнению большинства исследователей, происходило одновременно с осадконакоплением («прерывисто-непрерывно») [8, 9]. Это ограничивает допущение, что источником надсолевых УВ для зон регионального нефтегазонакопления на востоке и юге впадины могли являться внутренние глубоко погруженные надсолевые части Прикаспийской впадины с более благоприятными для нефтегазообразования условиями. В связи с этим возможности формирования месторождений нефти неизбежно ограничиваются размерами отдельных мульд и количеством возможной ее генерации. Составленная по данным комплексной интерпретации гравитационного поля, сейсморазведки и бурения структурная карта по кровли соли для всей Прикаспийской впадины показывает, что площади самых крупных мульд не превышают 1000 км<sup>2</sup>. В среднем площадь мульд колеблется от 150 до 250 км<sup>2</sup>. Оценка возможных размеров залежей, формирующихся за счет юрско-триасовых отложений в пределах мульды, могут обусловить формирование запасов до 25–35 млн т в крупнейших мульдах и до 5 млн т в остальных мульдах [2]. Приложение этой модели к обширным мульдам, где на подсолевых породах залегают терригенные пермо-триасовые отложения, позволяет предположить, что в них могут быть залежи нефти и газа разных типов. Их формирование предполагается по следующей схеме. Углеводороды из верхней части подсолевого разреза прорываются в терригенную толщу пермо-триаса через «окна», в которых толщина кунгура, сложенного ангидритово-доломитово-терригенной пачкой невелика (рисунки 1). Углеводородная смесь продолжает мигрировать латерально и вертикально, оставляя в ловушках жидкую часть. Синклиальная форма межкупольных мульд, неравномерное распределение давления, максимального в их центральной части и убывающего к периферии, наличие ловушек в бортовых зонах, сформировавшихся еще в ходе осадконакопления, – все это создает предпосылки для начала движения первоначально рассеянной нефти и газа вверх по региональному восстанию пластов – от центральной части бассейна к его периферии и формированию залежей. Так, видимо, образовались залежи в верхнепермских и триасовых песчаниках, экранированных соляным штоком, на Кенкияке, Сагизе и Каратобе. Подобным образом могли образоваться и залежи в антиклинальных складках внутри пермо-триасовых межкупольных мульд типа Сайгак. Такой же механизм возможен и при формировании надсолевых залежей на юге и юго-востоке Прикаспия. Наконец, следуя этой модели, можно предположить, что газопроявления в палеогене и даже плиоцене были отзвуком разгрузки подсолевых газоконденсатных систем, последним этапом их дифференциации. Конечно, изложенная модель пока гипотетична, но в общей проблеме оценки перспектив нефтегазоносности Прикаспия она заслуживает внима-

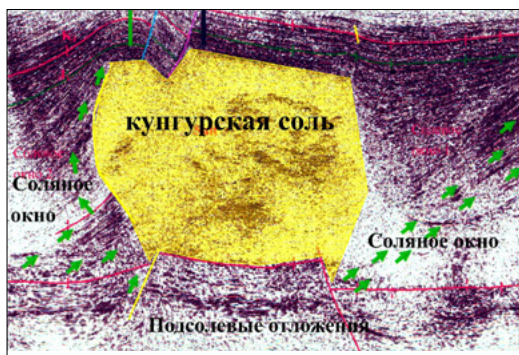


Рисунок 1 – Модель миграции нефти

толще с проведением для каждой рассматриваемой мулды детального сейсмо-стратиграфического и палеотектонического анализа и, возможно, с применением бассейнового моделирования. Очевидно, что выявленные особенности развития этих систем и будут определять дифференциацию межкупольных мульд по степени их перспективности.

Опыт геолого-разведочных работ за последнее десятилетие по изучению и поиску залежей нефти и газа в верхнепермско-триасовых и нижнемеловых (валанжин) отложениях Прикаспийской впадины, показывает на наличие благоприятных возможностей для **целенаправленного** открытия нефтяных залежей, приуроченных к структурно-литологическим и стратиграфическим несогласиям (месторождение Сайгак), новым структурно-седиментационным объектам в отложениях среднего триаса, расположенных на крайней периферии соляных куполов и над карнизной частью [13], и в отложениях валанжина в сводовых частях соляных куполов, где обнаружены условия для формирования ловушек нефти (рисунки 2, 3).

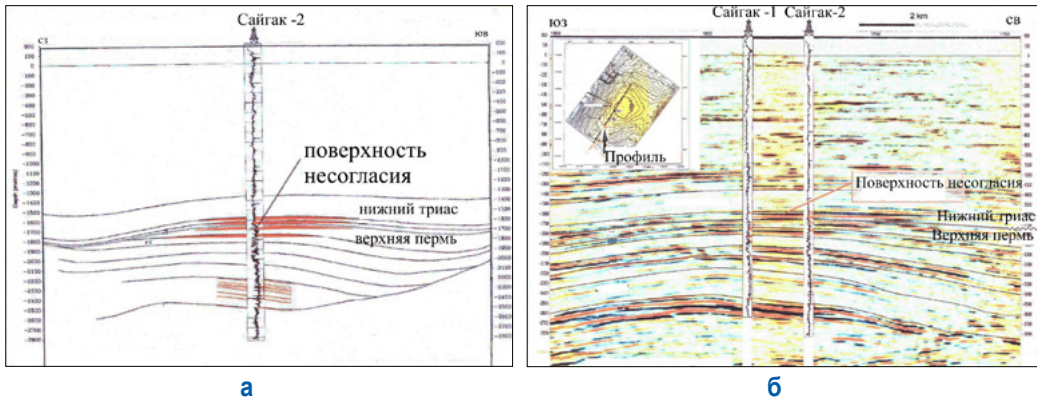
Естественно, что основой для успешного поиска новых перспективных объектов являются данные сейсморазведки МОГТ, технологический прогресс и развитие которой значительно улучшили качество получаемых сейсморазведочных данных, что дало возможность глубже заглянуть в эту толщу и выявить перспективные объекты в них.

Месторождения нефти и газа в триасовых отложениях и отложениях валанжина связаны с ловушками, имеющими довольно сложное строение, что предопределяет новые требования к подготовке объектов, когда необходимо не только картировать структурную поверхность резервуара, но и определять зоны распространения, замещения, выклинивания и т. п. перспективных пластов. Общая направленность обработки для получения качественных временных разрезов МОГТ должна заключаться в достижении максимально возможных соотношений сигнал/помеха и разрешенности сейсмической записи – выделение и прослеживание на временных разрезах особенностей волнового поля, которые характеризуются меньшими соотношениями сигнал/помеха с сохранением истинного соотношения амплитуд, с получением таких временных разрезов, где достаточно уверенно и достоверно прослеживались бы отражающие границы, приуроченные к нефтегазоперспективным интервалам разреза, что положительно сказывается на геологической

ния и проверки. Многие исследователи поддерживают такую модель образования надсолевой нефти [3, 7, 8, 11–13].

Согласно такому подходу, поновому представляется перспектива нефтегазоносности огромной территории внутренней части впадины. Исходя из этого, стратегия выделения наиболее перспективных объектов для бурения должна определяться выявлением региональных и локальных путей миграции углеводородов в надсолевой





**а** **б**  
 Рисунок 2 – Месторождение нефти Сайгак.  
 а – геологическая модель, б – временной разрез

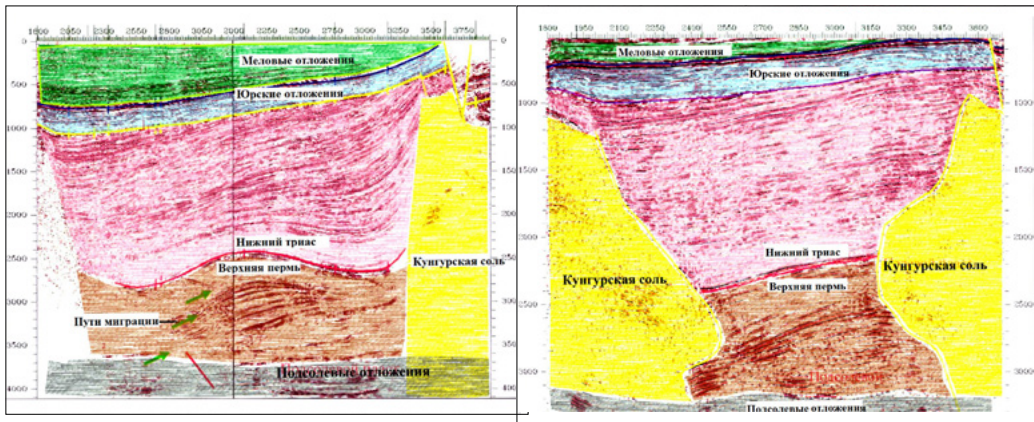
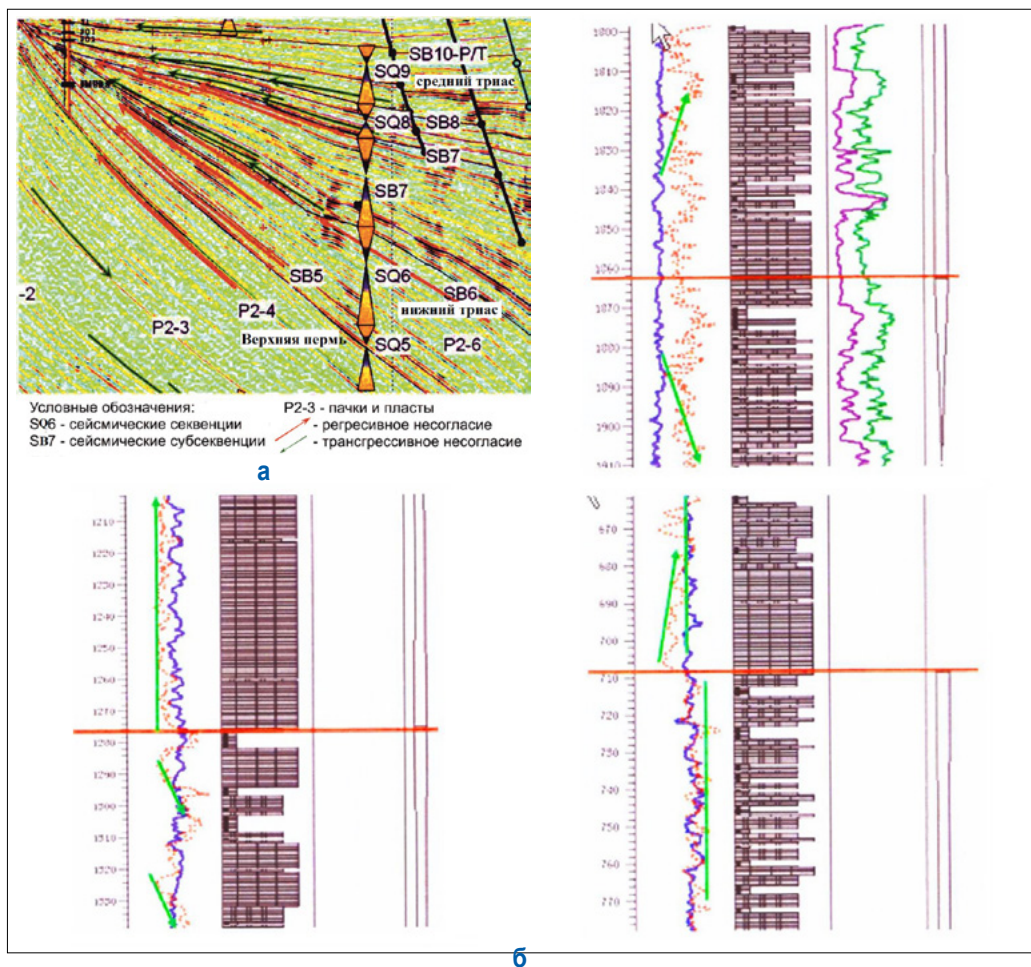


Рисунок 3 – Временные разрезы через прогнозируемый объект, аналогичный месторождению Сайгак

информативности сейсморазведочных данных, особенно для последующего атрибутивного анализа.

В процессе исследований должны решаться задачи выделения сеймостратиграфических комплексов в триасовом и юрско-меловом интервале осадочного чехла на основе интерпретации сейсмических временных разрезов, выделение и изучение сейсмических фаций, прогноз зон, благоприятных для заложения поисковых скважин в триасовых отложениях. Сейсмофациальный анализ, проведенный для каждого сеймостратиграфического комплекса в межкупольных зонах, позволяет выявить объекты, с которыми связаны основные перспективы поиска ловушек (рисунки 4, 5). Данная методика прогнозирования и картирования структурно-седиментационных ловушек в среднем триасе, привела к открытию ряда месторождений на Южной Эмбе (Таскудук Западный, Ащиколь Южный, Жантерек Северный и др.), где в отложениях среднего триаса по данным ГИС и опробования, установлено до десяти продуктивных горизонтов, связанных, вероятно, с дельтовыми отложениями [14].

Открытые в последние десятилетия нефтегазовые залежи на месторождениях



**Рисунок 4 – Выделение: а – сейсмических секвенций по данным сейсморазведки; б – фаций и субфаций по данным ГИС**

Сазанкурак, Мынтеке Южный, С. Нуржанов, Боранколь позволяют рассматривать валанжинские отложения как неосвоенный потенциал надсолевого комплекса. Впервые продуктивность валанжинского горизонта установлена в 1978 году открытием нефтегазового месторождения Кисимбай на Эмбе. Развита валанжинские отложения, причем спорадически, в южной и юго-восточной частях Прикаспийской впадины (месторождения Кисимбай, С. Нуржанов, Боранколь, Тасым, Сазанкурак, прямые признаки на площадях Табынай, Каракыз), на остальной части – эродированы. В разрезе валанжина выделяется верхняя – терригенная, средняя – карбонатная, доломитизированная с пропластками ангидритов и нижняя карбонатная пачки. Пористость коллектора валанжинской толщи на месторождении Сазанкурак, достигает 40%.

Месторождения нефти и газа в отложениях валанжина также связаны с ловушками, имеющими довольно сложное строение резервуара, связанного с палеорусло-

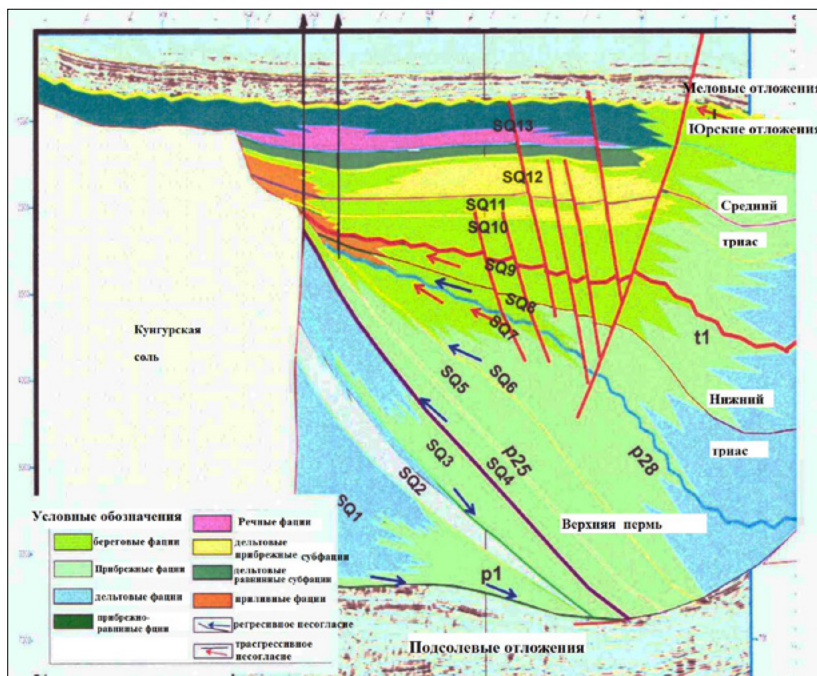
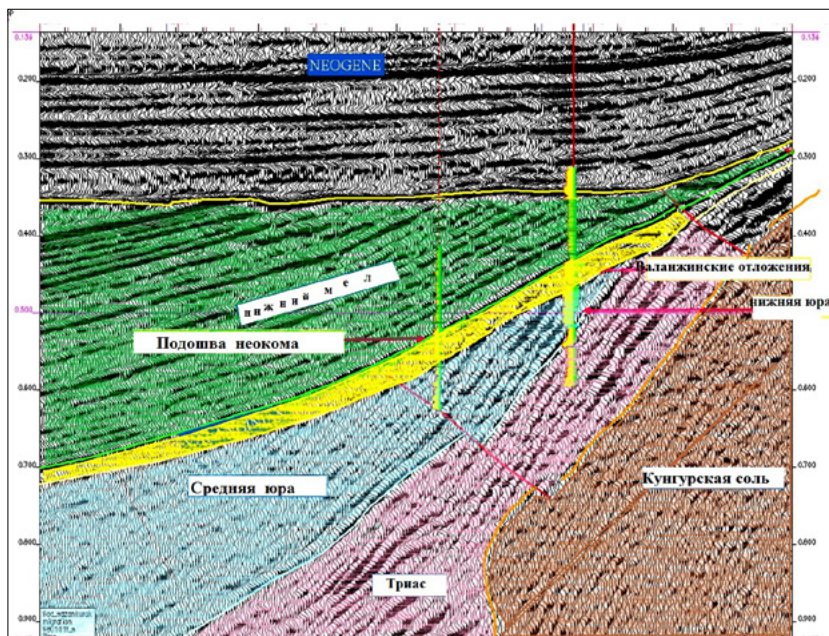


Рисунок 5 – Принципиальная схема сейсмofациального анализа надсолевого комплекса

выми фациями, что предопределяет новые требования к подготовке объектов: необходимо не только картировать структурную поверхность резервуара, но и определять зоны распространения, замещения, выклинивания и т. п. перспективных пластов пород, что предопределяет необходимость более детальной и целенаправленной обработки сейсмических данных. При целевом изучении отложений валанжина для выявления характерных геофизических признаков и критериев при выделении и прогнозировании новых объектов необходимо получать такие временные разрезы, где достаточно уверенно и достоверно прослеживались бы отражающие границы, приуроченные к нефтегазоперспективным интервалам разреза. Такие разрезы были получены при объектно-ориентированной обработке на месторождении Сазанкурак (рисунок б).

Оптимизация методики обработки данных сейсморазведки позволила получить новые результаты по разделению сейсмической записи в интервале регистрации отложений валанжина с выделением сейсмических отражений, соответствующих несогласным границам раздела в юрской толще и в отложениях валанжина, характерных для зон развития палеорусел. Установлены закономерности в сочетании морфологических элементов структур, сейсмоморфологическом облике проявления ловушек в валанжине, их аномальном проявлении в полях сейсмических параметров. С учетом разработанных сейсмических критериев прогноза ловушек в валанжине был проанализирован доступный сейсмический материал по южной части Прикаспийской впадины. Результаты анализа показали, что имеется еще очень большой





**Рисунок 6 – Отображение отложений валанжина на временном разрезе через месторождение Сазанкурак**

потенциал выявления нефтегазовых месторождений в южной части Прикаспийской впадины. Примеры возможных ловушек в валанжине приведены на рисунках 7, 8.

Имеющееся качество временных разрезов вполне достаточно не только для построения адекватной структурной модели (определения скоростей, глубин, выделения и трассирования зон выклинивания, тектонических нарушений), но и проведения интерпретационной обработки для прогнозирования геологического разреза в условиях стратиграфического несогласия и литологического выклинивания.

Проведенный анализ по изучению и поиску перспективных объектов в отложениях валанжина показывает наличие благоприятных возможностей для целенаправленного открытия в них новых нефтяных залежей. Была построена схема распространения отложений валанжина, где могут быть выявлены перспективные объекты, аналогичные выявленным месторождениям (рисунок 9).

Сейсмофациальный анализ, проведенный для каждого сеймостратиграфического комплекса в межкупольных зонах, позволил выявить объекты, с которыми связаны основные перспективы поиска перспективных ловушек в надсолевом комплексе (см. рисунок 5) и выделить фациальные обстановки, благоприятные для формирования зон коллекторов. Палеофациальный (палеогеоморфологический) анализ показал наличие в межкупольных зонах дельтовых палеорусел и в их пределах частую быструю смену литофаций от песчаных до существенно глинистых, что предполагает широкое распространение литологических ловушек и генетически связанных с ними неструктурных ловушек УВ руслового типа. Для детализации строения выявленных палеорусел необходимо путем сейсмофациального анализа сейсморазведки МОГТ 3Д с применением различного набора параметров для опре-



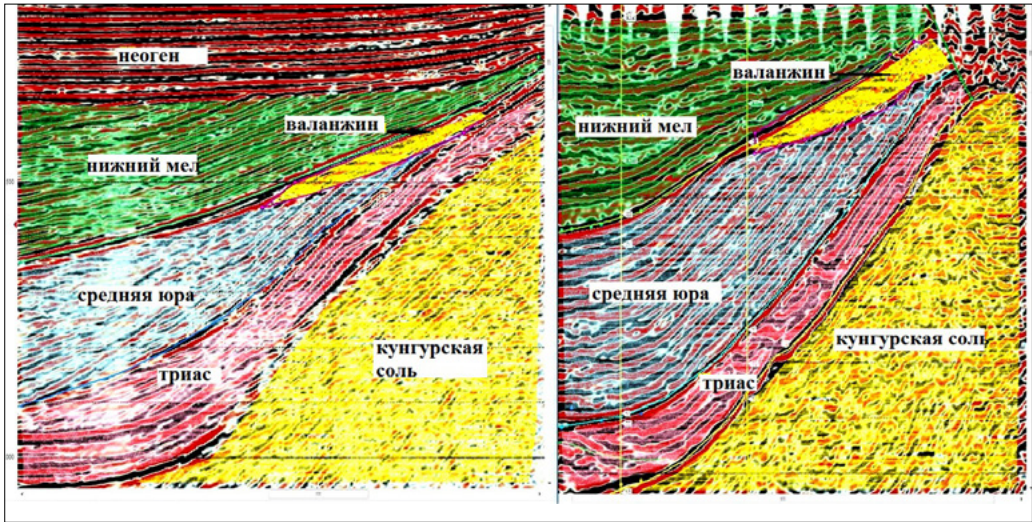


Рисунок 7 – Сопоставление временных разрезов с месторождением в валанжине (слева) и прогнозируемой ловушки (справа)

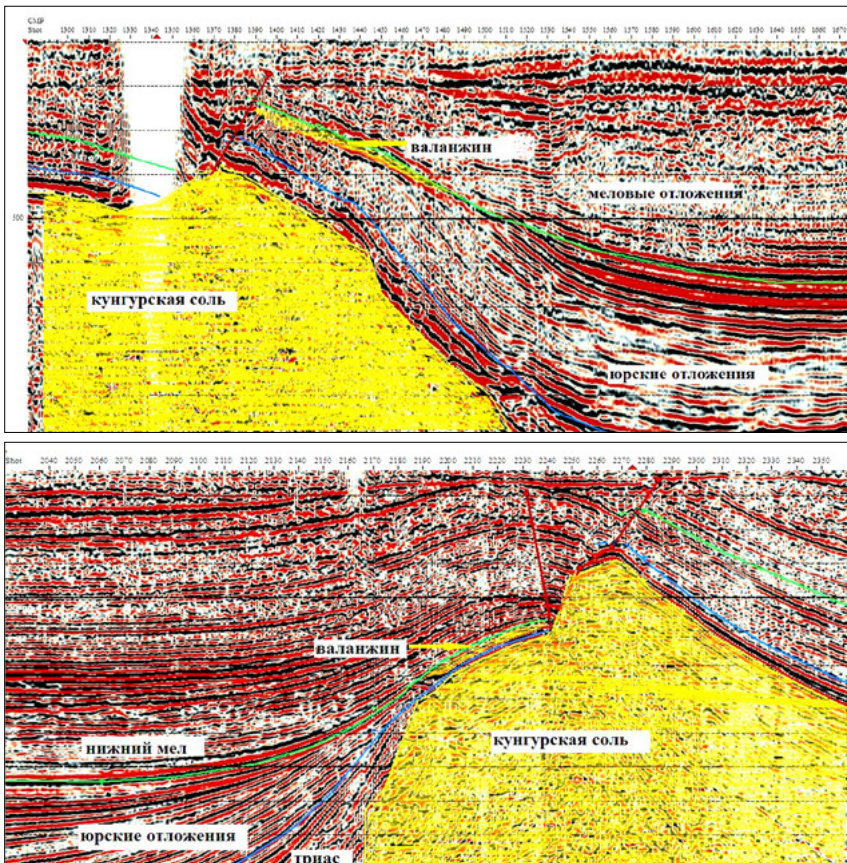


Рисунок 8 – Временные разрезы с примером прогнозируемых ловушек в валанжине



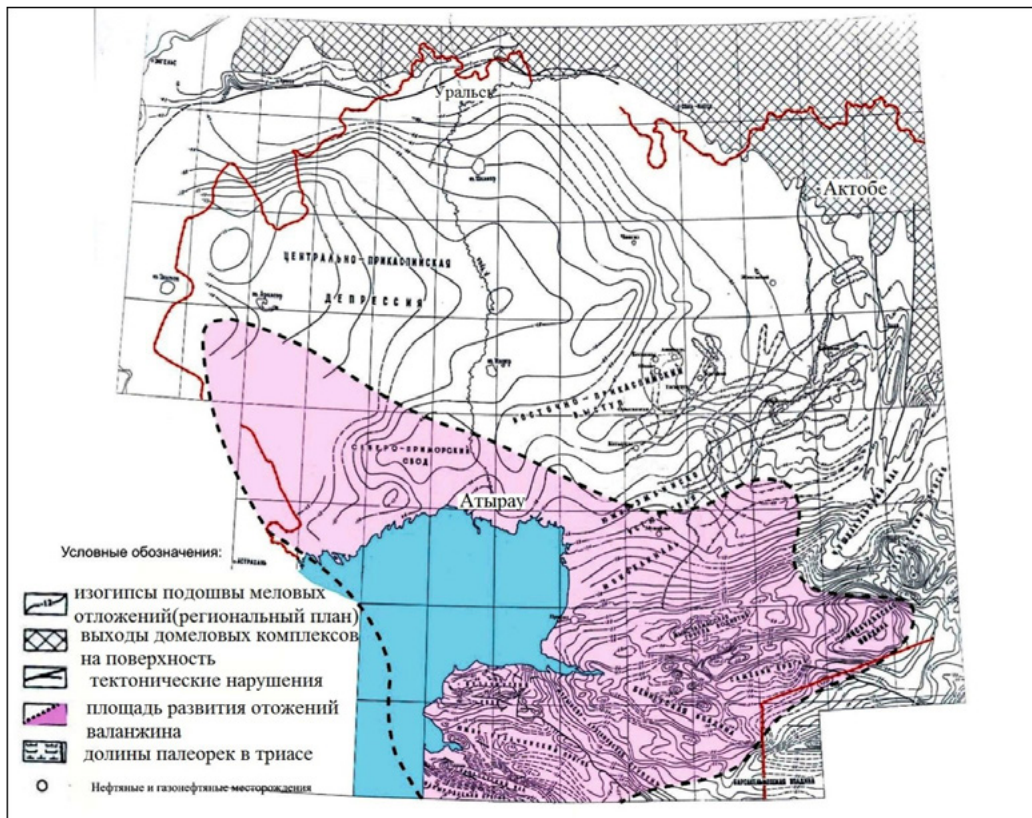


Рисунок 9 – Схема распространения перспективных отложений валанжина

деления различных блоков фаций в интервале временного разреза, сопоставимом с развитием пласта, выделить и закартировать эти фациальные неоднородности.

Выявление палеорусел в межкупольных зонах показывает, что палеогеоморфологический фактор, несомненно, повлиял на формирование благоприятных зон коллекторов и связанных с ними ловушек. В то же время даже при благоприятном сочетании структурного, литологического и палеогеоморфологического факторов не всегда русловые отложения представляли собой ловушку на соляном куполе или оказывались на пути миграции УВ. Для подтверждения результатов сейсмофациального анализа мы привлекли данные палеогеоморфологического анализа, проведенного для всей территории Прикаспийской впадины (рисунок 10) [15]. Самым характерным элементом геоморфологической обстановки в юрское время были палеодолины, которые при слиянии образовали обширную дельтовую область, в три раза превосходящую современную дельту Волги и захороненную в настоящее время под водами современного Каспия. В таких крупных геоморфологических областях, как дельта р. Волги, с ее авандельтовой частью и озерно-морской бассейн, погребенных в пределах акватории Северного Каспия, по-видимому, существовали необходимые термобарические условия для генерации УВ. Об этом свидетельствуют исследо-

вания масштабов генерации УВ в мезозойских отложениях Каспийского моря. Сопоставление палеогеоморфологической карты юрского комплекса (рисунок 10) со схемой распространения перспективных отложений валанжина (см. рисунок 9) показывает, что все ранее выявленные месторождения расположены в наземной части юрской дельтовой зоны палеорек Прикаспия, а на полуострове Бузачи (Каражанбас и др.) приурочены к Бозашинскому своду, выраженному в юрском рельефе возвышенностью. Среднеюрские отложения, субконтинентальные на Южной Эмбе, а на Бозашинском своде континентальные, нельзя признать благоприятными для продуцирования УВ. Но указанные месторождения могли образоваться за счет сравнительно недалекой (до 100 км) миграции УВ из дельтово-авандельтовой области и озерно-морского бассейна [15]. Миграция могла осуществляться в ловушки как в пределах дельты, так и в соседние палеорусловые участки. Палеодолины и русловые протоки, состоящие из коллекторов повышенной емкости, служили проводящими каналами, обеспечивающими миграцию УВ между межкупольных мульд.

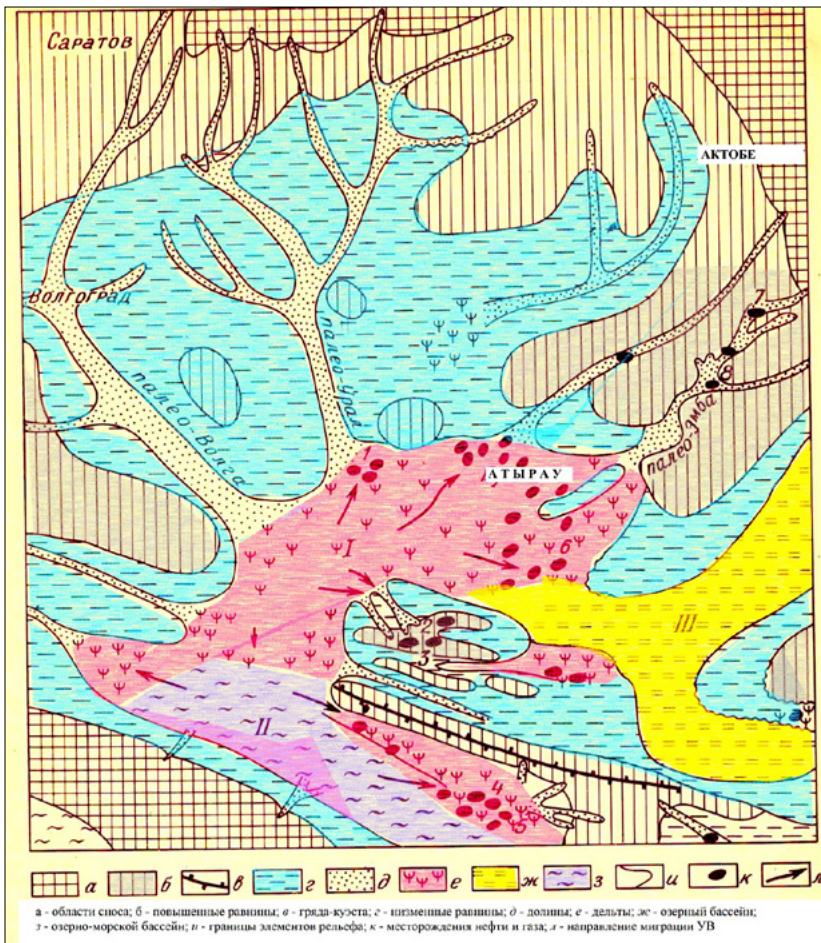


Рисунок 10 – Палеогеоморфологическая схема юрского комплекса Прикаспийской впадины (по Р.Г. Панкиной и др., 1981)

Изложенный материал – первая попытка авторов совместно проанализировать геолого-геофизические и палеогеоморфологические данные есть надежда, что результаты проведенных исследований могут оказать существенную помощь при установлении генезиса нефтей, определении путей миграции УВ и оценке перспектив нефтегазоносности надсолевого комплекса в слабо изученных районах южной и центральной части Прикаспийской впадины. Все это будет направлено на достижение реального результата, способствующего поддержанию и увеличению уровня добычи УВ из надсолевых отложений.

Таким образом, анализ новых, выполненных в последние годы геолого-геофизических исследований в южной и центральной части Прикаспийской впадины, позволяет несколько иначе, чем это было сделано ранее, представить геологическое строение надсолевых отложений и распространение в них ловушек нового типа – дельтовых и палеорусловых систем в триасе, валанжине и юрско-меловом комплексе, по-новому рассмотреть перспективы их нефтегазоносности и дальнейшее направление геологоразведочных работ. **Данная стратегия выделения перспективных дельтовых и палеорусловых объектов в надсолевом комплексе является приоритетной для открытия месторождений нефти и газа на небольших глубинах.** Проведенные исследования позволяют сделать следующие выводы и рекомендации.

1. На размещение месторождений в надсолевом комплексе ПВ значительное влияние оказали не только региональная и солянокупольная тектоника, но и палеогеоморфологические процессы, допускающие миграцию УВ на достаточно большие расстояния.


2. Перспективы нефтегазоносности надсолевых отложений в ПВ связываются с ловушками-резервуарами дельтового и палеоруслового типа, промышленная нефтегазоносность которых уже доказана. Согласно сделанному прогнозу, ловушки-резервуары нового типа будут иметь распространение практически на всей территории ПВ, где имели место активные процессы галокинеза.

3. Открытие ряда месторождений нефти и газа, связанных с палеорусловыми отложениями валанжина свидетельствует о рождении нового направления ГРП в ПВ, которое позволяет подтвердить выводы о том, что надсолевой комплекс еще не исчерпал свой потенциал.

4. Для эффективного развития этого направления работ необходимо продолжить изучение надсолевого комплекса в центральной и южной части ПВ и совершенствование геолого-геофизических методов, которые будут успешно решать задачи картирования дельтовых зон и палеорусел в отложениях валанжина и юрско-мелового комплекса.

Такой подход будет способствовать повышению объективности и обоснованности оценок прогнозных ресурсов надсолевого комплекса Прикаспийской впадины и снижению геологоразведочных рисков, повышению инвестиционной привлекательности слабо изученных районов и интереса недропользователей к их разведке, учитывая их незначительные глубины. Приведенные данные позволяют не только по-новому пересмотреть перспективы надсолевого комплекса в целом, но и меняют представление о механизме формирования надсолевых месторождений



и характере распределения в них коллекторов, что является новым направлением геологоразведочных работ в Прикаспийской впадине. 

### ЛИТЕРАТУРА

- 1 Кожевников И.И., Айзенштадт Г.Е.-А. Надсолевой комплекс Северного Прикаспия – перспективы, методика освоения // Нефтяная геология, геофизика и бурение. – 1985. – № 8. – С.15–18.
- 2 Даукеев С.Ж., Воцалевский Э.С., Шлыгин Д.А и др. Глубинное строение и минеральные ресурсы Казахстана. Том 3. Нефть и газ. Алматы, 2002. – 248 с.
- 3 Волож Ю.А., Милетенко Н.В., Куантаев Н.Е. и др. Перспективы развития нефтегазопромысловых работ в надсолевом комплексе Прикаспийской впадины // Недра Поволжья и Прикаспия. – 1997. – Вып. 14. – С. 7–11.
- 4 Кононов Ю.С. О концепции нефтегазгеологических исследований в Прикаспии // Недра Поволжья и Прикаспия. – 1998. – Вып. 16. – С. 11–18.
- 5 Семенович В.В. Нефтегазоносность надсолевых отложений Прикаспийского нефтегазосного бассейна // Недра Поволжья и Прикаспия. – 1997. – Вып. 14. – С. 11–16.
- 6 Акулов А.А. Турков О.С., Семенович В.В. Типы ловушек надсолевого комплекса Прикаспийской впадины и их нефтегазоносность // Геология нефти и газа. – 1994. – № 9. – С. 7–12.
- 7 Волож Ю.А., Дмитриевский А.Н, Леонов Ю.Г. и др. О стратегии очередного этапа нефтепоисковых работ в Прикаспийской нефтегазосной провинции // Геология и геофизика. – 2009. – Т.50. – № 4. – С. 341–362.
- 8 Волож Ю.А., Воцалевский Э.С., Живодеров А.Б. и др. Проблемы нефтегазоносности надсолевых отложений Прикаспийской впадины // Изв. АН КазССР. Сер. Геологическая. – 1989. – № 4. – С. 3 – 15
- 9 Айзенштадт Г.Е.-А., Антонов К.Е. Формирование соляных куполов и залежей нефти Южной Эмбы – М.: Гостопиздат, 1963. – 251 с.
- 10 Дальян И.Б., Головкин А.Ю., Клоков Ю.В. О выборе площадей надсолевых отложений восточного Прикаспия для нефтепоисковых работ // Уральский геологический журнал. – 2003. – № 4. – С. 145–154
- 11 Дальян И.Б. Геологические особенности нефтепроявлений и залежей в надсолевых отложениях восточного Прикаспия // Уральский геологический журнал. – 2001. – № 3. – С. 89–101.
- 12 Кунин Н.Я., Андреев А.П., Волож Ю.А. и др. Перспективы нефтегазоносности надсолевых отложений Прикаспийской впадины // Известия АН СССР. Серия геологическая. – 1976. – № 7. – С. 21–31.
- 13 Ескожа Б.А., Воронов Г.В., Куантаев Н.Е. и др. Результаты и направления дальнейшей реализации нефтегазового потенциала надсолевых отложений юга Прикаспийской впадины // Известия НАН РК. – 2007. – № 6. – С. 33–49
- 14 Воронов Г.В., Куантаев Н.Е., Ян Хуайи. Критерии выделения и опыт прогнозирования ловушек в триасовых отложениях юга Прикаспийской впадины // Труды ОНГК. – 2014. – Вып. 4. – С. 226–233.
- 15 Панкина Р.Г., Проничева М.В., Кирюхин Л.Г. и др. Образование нефтяных залежей юрского продуктивного комплекса в Прикаспийской впадине и на п-ове Бузачи // Геология нефти и газа. – 1981. – № 6. – С. 31–35.

## МОЛЕКУЛЯРНЫЙ И ИЗОТОПНЫЙ СОСТАВ УГЛЕРОДА В ОБРАЗЦАХ ПОПУТНЫХ ГАЗОВ



**Е.Ш. СЕЙТХАЗИЕВ<sup>1\*</sup>**,  
зав. лабораторией геохимических  
исследований нефти, воды и породы



**Е.Т. ТАСЕМЕНОВ<sup>2</sup>**,  
директор департамента  
геологоразведочных работ

<sup>1</sup>ТОО «КМГ Инжиниринг» «Каспиймунайгаз»,  
Республика Казахстан, 060011, г. Атырау, Сельский округ Геолог, село Бирлик,  
промышленная зона Телемунара, стр. 4

<sup>2</sup>«Эмбаунайгаз» АҚ,  
Республика Казахстан, 060011 г. Атырау, ул. Ш. Валиханов, 1

*Представлены результаты и интерпретация компонентного и изотопного анализа углерода в пяти пробах газа месторождений С. Нуржанов и Прорва Западная. Результаты исследований показали, что пробы газов С. Нуржанов и Прорва Западная имеют термогенный источник и их ОВ осаждалось в морской среде (тип керогена II). Для газов месторождения С. Нуржанов характерен более изотопно-тяжелый метан. Также пробы газов из месторождения Прорва Западная являются попутным нефтяным газом, в то время как пробы из месторождения С. Нуржанов по составу близки к газовым конденсатам. Исследованные пробы небиодegradированные, резкое утяжеление изотопного состава углерода пропана и н-бутана на фоне их гомологов не наблюдалось. Несмотря на то, что исследованные пробы газа характеризуются достаточно близким изотопным составом углерода  $C_1-C_5$ , по характеру изотопно-фракционных кривых, а также на основании данных молекулярного состава газа, эти пять проб можно разделить на две группы. 1-я группа – газы месторождения*

\*Автор для переписки. E-mail: Seitkhasiyev.Y@llpcmg.kz

*С. Нуржанов* характеризуются высокой долей кислых компонентов  $\text{CO}_2$  и  $\text{H}_2\text{S}$ . Углеводороды  $\text{C}_1$ - $\text{C}_4$  образуют практически прямую линию в координатах  $\delta^{13}\text{C} - 1/n$ , что позволяет говорить о том, что пробы месторождения С. Нуржанов имеют один источник происхождения. 2-я группа – это газы месторождения Прорва Западная – близки как по компонентному составу, так и по форме изотопно-фракционных кривых – наблюдается некоторое облегчение метана.

**КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА:** компонентный состав газа, изотопный состав газа, фракционирование Релзя.

## ІЛЕСПЕ ГАЗ ҮЛГІЛЕРІНДЕГІ КӨМІРТЕКТІҢ МОЛЕКУЛАЛЫҚ ЖӘНЕ ИЗОТОПТЫҚ ҚҰРАМЫ

**Е.Ш. СЕЙТХАЗИЕВ**<sup>1</sup>, «КМГ Инжиниринг» «Каспиймунайгаз» тау-жынысы, су және мұнайды геохимиялық зерттеу зертханасының меңгерушісі

**Е.Т. ТАСЕМЕНОВ**<sup>2</sup>, АО «Ембімұнайгаз» геологиялық барлау жұмыстары департаментінің директоры

<sup>1</sup>«КМГ Инжиниринг» «Каспиймунайгаз»,  
Қазақстан Республикасы, 060011, Атырау қ., Геолог селолық округы, Бірлік селосы,  
Телемұнара индустриалды аймағы, 4-ғимарат

<sup>2</sup>«Эмбамунайгаз» АҚ,  
Қазақстан Республикасы, 060011, Атырау қ., Ш. Уалиханов көшесі, 1

Бұл мақалада С. Нұржанов және Батыс Прорва кен орындарынан алынған 5 газ үлгілеріндегі компоненттің нәтижелері мен интерпретациясы және көміртектің изотопиялық анализі келтірілген. Зерттеу нәтижелері, С. Нұржанов пен Батыс Прорва кен орындарынан алынған газ үлгілерінің термогенді көзден алынғанын және олардың органикалық заттары теңіздік ортада тұнғандығын көрсетті: Нұржанов газдары изотопы ауырлау метанға ие. Батыс Прорвадағы газ үлгілері ілеспе мұнай газы екенін, ал Нұржанов үлгілері газ конденсатына жақын екенін көрсетті. Газ үлгілері биодеграцияланбаған, өйткені пропан мен n-бутанның көміртегі изотоптық құрамын гомологтарының изотопты күрт салмақтануы байқалмады. Зерттелген газ үлгілерінің  $\text{C}_1$ - $\text{C}_5$  изотоптық құрамының ұқсастығына қарамастан, изотоптық-фракциялық қисықтардың табиғаты мен молекулалық құрамдарын негізге ала отырып, осы 5 газ үлгісін 2 топқа бөлуге болады: 1-топ: С. Нұржанов газдары  $\text{CO}_2$  және  $\text{H}_2\text{S}$  қышқылдық компоненттерінің жоғары үлесімен және сипатталады. Көмірсутектер  $\text{C}_1$ - $\text{C}_4$   $^{13}\text{C} - 1/n$  координаталарында түзу сызық түзеді, бұл олардың шығу тегі бір екенін көрсетеді. 2-ші топ: Батыс Прорва газы жоғары азот концентрациясына ие және изотоптық-фракциялық қисықтар түрінде – метан изотобының жеңілдігі байқалады.

**НЕГІЗГІ СӨЗДЕР:** газ компонентінің құрамы, газ изотоптық құрамы, Релей фракциясы.

## MOLECULAR AND ISOTOPIC COMPOSITION OF CARBON IN ASSOCIATED GAS SAMPLES

**Y.SH. SEITKHAZIYEV**<sup>1</sup>, Head of laboratory of geochemical studies of oil, water and rock samples «KMG Engineering» «Caspimunaigas»

**E.T. TASEMENOV**<sup>2</sup>, «Embamunaygas» Exploration Department Director



<sup>1</sup>«KMG Engineering» «Caspimmunaygas»,  
Republic of Kazakhstan, 060011, Atyrau, st. Rural district Geologist, Birlík village,  
Telemnar industrial zone, building 4

<sup>2</sup>JSC «Embamunaygas»,  
Republic of Kazakhstan, Atyrau city, Vallyikhanov street 1,

*This article presents the results and interpretations of the component and isotopic analysis of carbon in 5 gas samples from S. Nurzhanov and Western Prorva fields. The research results showed that the gas samples of S. Nurzhanov and Western Prorva are of thermogenic origin and their OM was deposited in marine condition. Nurzhanov gases are characterized by more isotopically heavy methane. Western Prorva gases are oil-associated, while the S. Nurzhanov samples are close in composition to gas condensates. Gas samples are not biodegradable, as a sharp enrichment of the carbon isotopic composition of propane and n-butane with  $\delta^{13}\text{C}$  compared to their homologs was not observed. Despite the fact that the studied gas samples are characterized by a fairly close isotopic composition of carbon  $\text{C}_1\text{-C}_5$ , according to the nature of the isotope-fractional curves, as well as on the basis of the molecular composition of the gas, these 5 samples can be divided into 2 groups: 1st group: gases Nurzhanovs characterized by a high concentration of acidic components of  $\text{CO}_2$  and  $\text{H}_2\text{S}$ . Hydrocarbons  $\text{C}_1\text{-C}_4$  form an almost straight line in the coordinates  $\delta^{13}\text{C} - 1/n$ , which suggests that they have one source of origin. 2nd group: West Prorva gas contains high nitrogen concentration and in the shape of the isotope-fractional curves some enrichment of methane with light isotope was observed.*

**KEY WORDS:** gas component composition, gas isotopic composition, Rayleigh fractionation.

**М**олекулярный и изотопный анализы как нефти, так и газа, приобретают большую популярность в исследовательских институтах ближнего и дальнего зарубежья в связи с тем, что данные исследования позволяют характеризовать палеоусловия органического вещества (ОВ), в которых образовались углеводороды (УВ). Однако, несмотря на высокую степень изученности и продолжение разведочных исследований в Южной части Прикаспийской впадины, до сих пор отсутствует общепринятое представление об источниках и генетических особенностях газов на этих месторождениях, в связи с тем, что данные анализы новые для части недропользователей. По результатам биомаркерного анализа, нефти месторождений С. Нуржанов и Прорва Западная были схожи, с некоторым различием. Целью данного исследования является проведение компонентного и изотопного анализа углерода в пяти пробах газов С. Нуржанов и Прорва Западная для определения типа газа, термической зрелости, осадконакопления ОВ и выявления генетической связи между газовыми залежами. Новизной данного исследования является то, что аналогичные исследования не проводились для газов данных месторождений. Изученные образцы были получены из триасовых и юрских отложений месторождений (рисунки 1).

Компонентный состав газов определен на газовом хроматографе «Хроматэк-Кристалл–5000» (ГОСТ 31371.3–2008). Данный ГОСТ устанавливает метод определения компонентного состава газа, содержащего углеводороды и неуглеводородные компоненты (рисунки 2).

Изотопные измерения углерода двуокиси углерода, полученной на установке сожжения, выполняли на масс-спектрометре «DELTA Plus» (Thermo Fisher Scientific).



Рисунок 1 – Обзорная карта месторождений С. Нуржанов и Прорва Западная (пункты отбора проб газов)

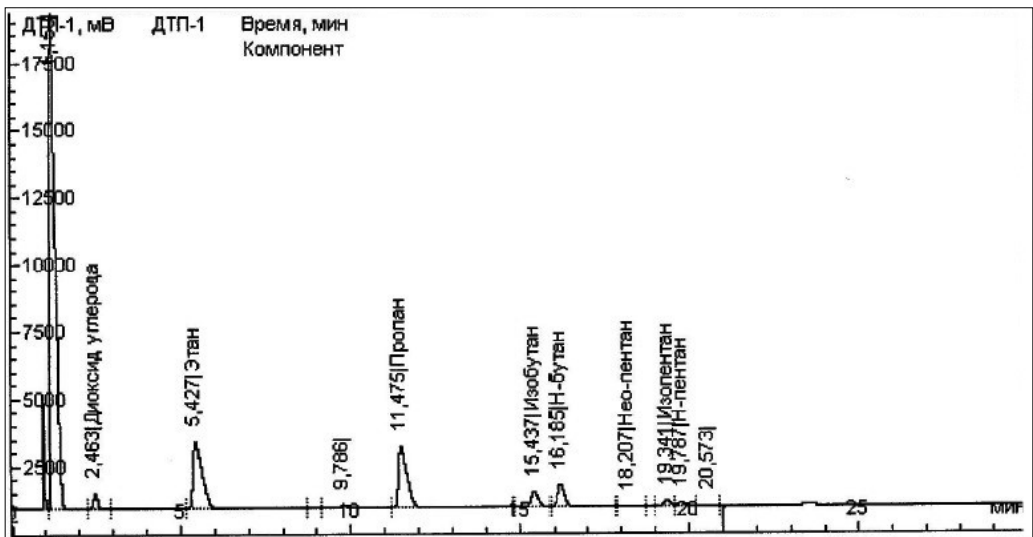


Рисунок 2 – Хроматограмма компонентного анализа газа месторождения Прорва Западная

В качестве стандартных образцов использовали международный газовый стандарт двуокиси углерода TEX–843С и международный стандартный образец масла IAEA NBS22 (рисунок 3).

Пробы газов были отобраны на устье скважин пробоотборником. Исследования газов проводились в лаборатории геохимических исследований нефти, воды и породы «КМГ Инжиниринг» «Каспиймунайгаз». Для интерпретации геохимических данных газов использовалось программное обеспечение PIGI (Великобритания).

Результаты компонентного и изотопного составов углерода в исследованных газах представлены в *таблице*.

Природный газ представляет собой естественную смесь углеводородов различного состава. При анализах углеводородных газов главными компонентами являются метан, этан, пропан, бутан и пентан, структурные и молекулярные формулы которых представлены на *рисунке 4*.

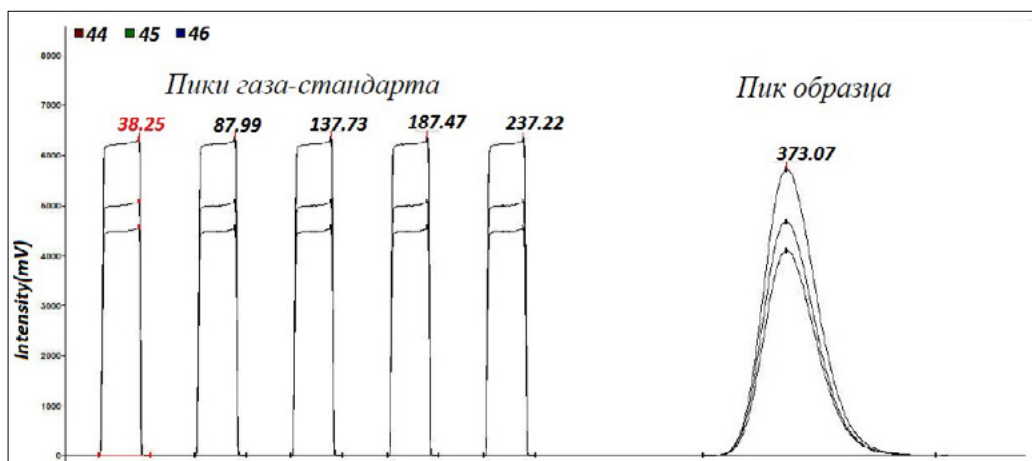


Рисунок 3 – Типичная хроматограмма записанная по ионному току m/z 44, 45, 46

Алкан	Молекулярная формула	Структурная формула	Шаростержневая модель молекулы
Метан	$CH_4$	$\begin{array}{c} H \\   \\ H - C - H \\   \\ H \end{array}$	
Этан	$C_2H_6$	$\begin{array}{c} H & H \\   &   \\ H - C & - C - H \\   &   \\ H & H \end{array}$	
Пропан	$C_3H_8$	$\begin{array}{c} H & H & H \\   &   &   \\ H - C & - C & - C - H \\   &   &   \\ H & H & H \end{array}$	
Бутан	$C_4H_{10}$	$\begin{array}{c} H & H & H & H \\   &   &   &   \\ H - C & - C & - C & - C - H \\   &   &   &   \\ H & H & H & H \end{array}$	
Пентан	$C_5H_{12}$	$\begin{array}{c} H & H & H & H & H \\   &   &   &   &   \\ H - C & - C & - C & - C & - C - H \\   &   &   &   &   \\ H & H & H & H & H \end{array}$	

Рисунок 4 – Молекулярные формулы, структурные формулы и 3-Д структуры газов  $C_1$ - $C_5$



Таблица – Результаты компонентного и изотопного составов углерода в исследованных газах

Месторождение	Прорва Западная	Прорва Западная	С. Нуржанов	С. Нуржанов	С. Нуржанов
Скважина	301	439	547	353	502
Возраст вмещающих отложений	Триас-III	Триас-III	Юра-II	Триас-III	Триас
Глубина, м	3185–3190	3196–3202	2792.5–2798	3120–3140	3089–3094, 3125–3131
Дата отбора проб					
<b>Изотопный состав углерода в исследованных газах(ед. измерения:промилле ‰)</b>					
$^{13}\text{C}_1$	-47.73	-48.33	-44.00	-43.60	-44.50
$^{13}\text{C}_2$	-32.55	-33.41	-32.58	-32.21	-32.80
$^{13}\text{C}_3$	-27.26	-29.54	-28.11	-27.72	-29.50
$^{13}\text{C}_4$	-27.49	-30.63	-29.35	-26.97	-27.70
$^{13}\text{C}_4$	-26.54	-28.97	-26.97	-26.32	-26.40
$^{13}\text{C}_3\text{-C}_2$	5.28	3.87	4.46	4.49	3.31
$^{13}\text{C}_2\text{-C}_1$	15.18	14.92	11.42	11.38	11.71
$^{13}\text{C}_5$	-27.19	-29.26	-27.30	-26.50	-26.31
$^{13}\text{C}_5$	-27.46	-29.19	-26.56	-25.23	-26.32
<b>Компонентный состав исследованных газов (ед. измерения: моль %)</b>					
Метан	81.28	76.37	78.1	87.54	84.77
Диоксид углерода	0.98	0.94	6.71	5.64	4.97
Этан	8.72	9.64	5.26	5.12	4.93
Сероводород	–	–	5.14	3.70	–
Пропан	3.83	6.52	2.44	1.13	1.89
Изо-бутан	0.68	1.13	0.47	0.21	0.46
Н-Бутан	0.97	1.59	0.81	0.38	0.80
Изобутан/н-бутан	0,70	0,71	0,58	0,55	0,57
Нео-пентан	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Изопентан	0.24	0.36	0.25	0.12	0.08
Н-пентан	0.20	0.25	0.19	0.10	0.06
Кислород	0.01	0.01	0.00	0.01	0.00
Азот	3.02	3.13	0.62	0.84	1.16
Н-гексан	0.04	0.05	0.05	0.08	0.03
Бензол	0.00	0.00	0.01	0.03	0.00
Н-гептан	0.01	0.01	0.01	0.20	0.02

Углеводородные газы, состоящие в основном из метана, называются сухими (метан >95%), газы со значительным содержанием тяжелых УВ называются жирными (метан <95%). По результатам компонентного состава газов, значения метана варьируют от 76,37% до 87,54% в пробах, соответственно – газы жирные (см. таблица). Неуглеводородные газы  $\text{CO}_2$ ,  $\text{H}_2\text{S}$  и  $\text{N}_2$  также присутствуют в некоторых пробах. В отличие от газов Прорвы Западной, газы С. Нуржанов харак-

теризуются высокой долей кислых компонентов  $\text{CO}_2$  и  $\text{H}_2\text{S}$ . Такие кислые газы обычно тесно связаны с результатами термохимического восстановления сульфатов (thermochemical sulfate reduction or TSR), которое происходит в карбонатных резервуарах, где температура пласта составляет выше  $90^\circ\text{C}$ . В глинистых резервуарах такие кислые газы редко встречаются, так как глины содержат достаточно железа (iii), которое вступает в реакцию с  $\text{H}_2\text{S}$ , образуя пирит. Согласно [10], пластовая температура в триасовых отложениях С. Нуржанов достаточно высокая ( $98^\circ\text{C}$ ) для TSR. Биомаркерный анализ нефти С. Нуржанов и Прорвы Западной указал на карбонатность нефтематеринской породы, которая тоже генерировала идентичные серосодержащие компоненты, такие как дибензотиофен, метилдибензотиофен [8]. Поэтому, предполагается, что присутствие кислых газов С. Нуржанов может быть больше связано с резервуарными условиями, чем с генетикой ОБ.

По сравнению с газами месторождения С. Нуржанов, газы месторождения Прорва Западная содержат относительно высокую концентрацию азота (см. таблица). Азот, содержащийся в газовых и газоконденсатных залежах, также может иметь различное происхождение: биогенное и небольшое его количество – глубинное. Относительно высокие концентрации азота в газах Прорвы Западной могут быть связаны с особенностью материнской породы, их идентичные значения могут указывать на хорошую фильтрацию коллектора. Концентрация азота в газах С. Нуржанов возрастают по мере увеличения залегания пласта от 0,62 до 1,16 моль. Такое увеличение обычно связано с термической зрелостью, так как со зрелостью содержание азота в газах увеличивается.

Молекулярные составы легко подвергаются изменению при воздействии вторичных процессов. В связи с этим, изотопные составы углерода в газах более устойчивы к изменениям и их результаты позволяют характеризовать газы более достоверно.

### ИЗОТОПНЫЙ АНАЛИЗ УГЛЕРОДА В ГАЗАХ

УВ, в том числе газ, состоят, в основном, из атомов углерода и водорода. В ядре атома углерода находятся шесть протонов и шесть или семь нейтронов, в зависимости от палеоприроды (рисунок 5). Поэтому углерод имеет два стабильных изотопа –  $^{12}\text{C}$  (легкий), который имеет шесть нейтронов и  $^{13}\text{C}$  (тяжелый), который состоит из семи нейтронов. Соотношения этих изотопов определяются в отношении к международному стандарту углерода из мелового белемнита (PDB). Результаты выражены в виде значений  $\delta^{13}\text{C}$  (промилле, ‰). Знак «–» указывает на то, что образец содержит меньше  $\delta^{13}\text{C}$ , чем стандарт, что он легче. Знак «+» обозначает – тяжелее стандарта.

Молекулярный и стабильный углеводородный состав углеводородных газов из коллекторов свидетельствует о типе газов, осадконакоплении ОБ и термической зрелости. Однако вторичные процессы, влияющие на углеводородные газы после их первичной генерации и вытеснения из источника, могут значительно изменить их исходные молекулярные и стабильные изотопные составы. Эти изменения могут быть в результате миграции, смешения с газами других источников и биодеградации [1].

Изотопные значения углерода в жирных компонентах газа ( $\text{C}_2+$ ) полезны для определения генезиса газа, так как они более редко меняются под воздействием

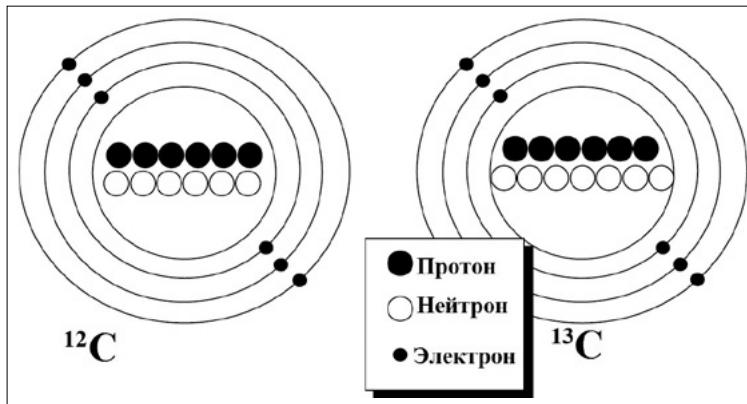


Рисунок 5 – Сравнение конфигурации протона, нейтрона и электрона в стабильных изотопах углерода

вторичных процессов, чем метан. В связи с этим они дают более достоверную информацию об источнике и термической зрелости.

**А. Тип газа.** По изотопному и молекулярному составу метана можно определить источник газа – *биогенный газ* или *газ термогенного генезиса*. Метан, выделяемый в качестве конечного продукта анаэробными бактериями, называется биогенным (или бактериальным). Такой газ образуется при низких температурах и слабо обогащен  $\delta^{13}\text{C}$ , со значением  $\delta^{13}\text{C}$  метана  $-60\%$ . Так как в результате бактериальной деятельности, образуется очень высокая концентрация метана с мизерной концентрацией микробного этана, пропана и бутана, соответственно, соотношения  $\text{C}_1\text{H}_4/\text{C}_2\text{H}_6 + \text{C}_3\text{H}_8 + \text{C}_4\text{H}_{10}$  в газах обычно очень высоки. Термогенные газы непосредственно связаны с крекингом нефти в керогене, или их можно разделить на две группы: газ, добываемый из угля, полученный из земных гумусовых ОВ, и попутный нефтяной газ, полученный из морских сапропелевых ОВ. Метан, выделяемый из терригенных источников (тип керогена III), обычно более обогащен тяжелым изотопом  $\delta^{13}\text{C}$ , по сравнению с метаном морского происхождения, так как с термической зрелостью керогена типа III происходит ароматизация гетероатомных компонентов, которая приводит к освобождению метильных групп ( $-\text{CH}_3$ ) из циклических компонентов и образованию больше метана [2, 3]. На основе этого был построен график Бернарда по зависимости соотношения  $\text{C}_1/\text{C}_2\text{-C}_4$  от значения  $\delta^{13}\text{C}$  метана (рисунок 6). По расположению значений все исследованные газы месторождений С. Нуржанов и Прорва Западная имеют термогенный генезис. Смешение с бактериальным генезисом не наблюдается.

**Б. Среда осадконакопления.** Фракционирование изотопов зависит от типа организмов, наличия и изотопной характеристики субстрата и, таким образом, стабильные изотопные отношения могут предоставить информацию о среде, где происходило накопление ОВ [6].

График зависимости соотношения  $\text{C}_1/\text{C}_2\text{-C}_4$  от значения  $\delta^{13}\text{C}$  метана (рисунок 7) также выгоден для определения среды накопления ОВ. По значениям все пробы находятся в зоне морского происхождения (см. рисунок 7).



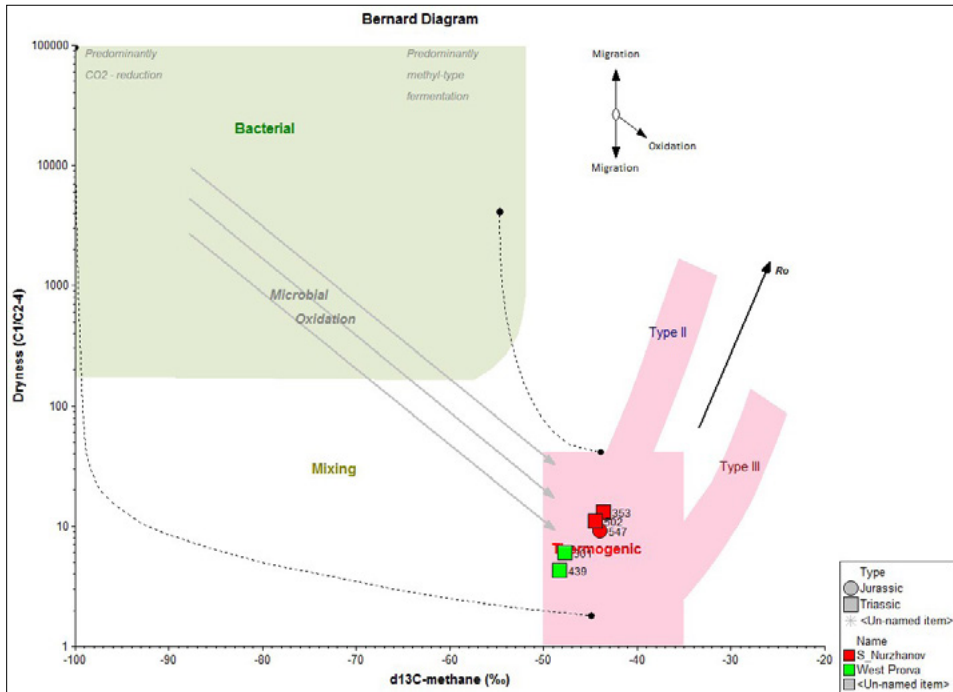


Рисунок 6 – Типизация газа по диаграмме Бернарда

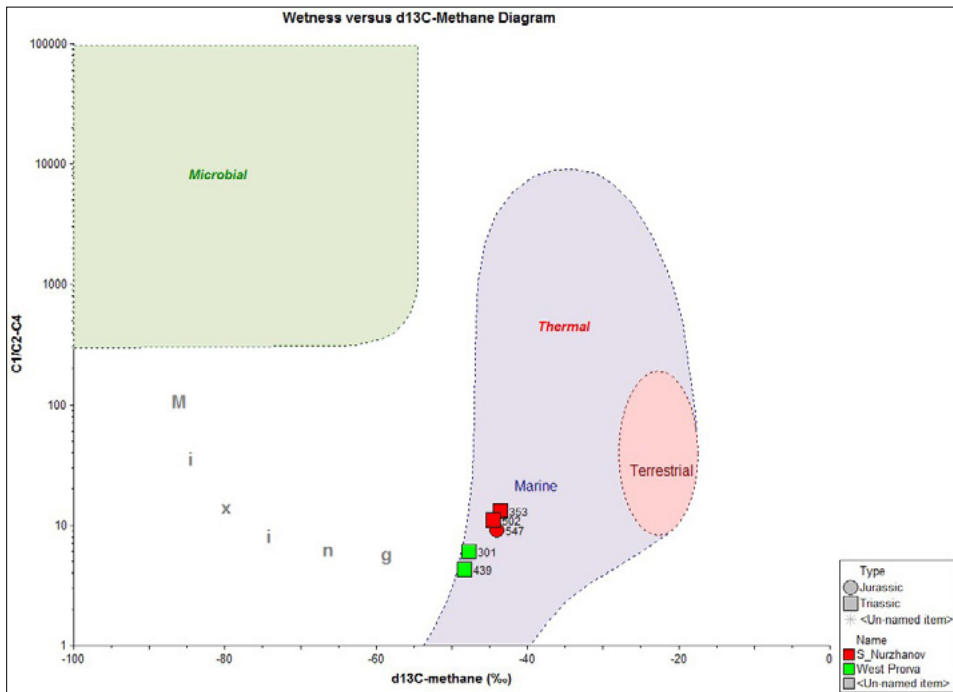


Рисунок 7 – График зависимости состава газа от δ13C метана в газе

Результаты биомаркерного анализа нефти этих месторождений также указали на морскую среду накопления ОВ [8].

**В. Тип термогенных газов.** Исследованные газы Прорвы Западной находятся в зоне нефтяного попутного газа (oil-associated gas), в то время как газы С. Нуржанов находятся в зоне газового конденсата (рисунк 8).

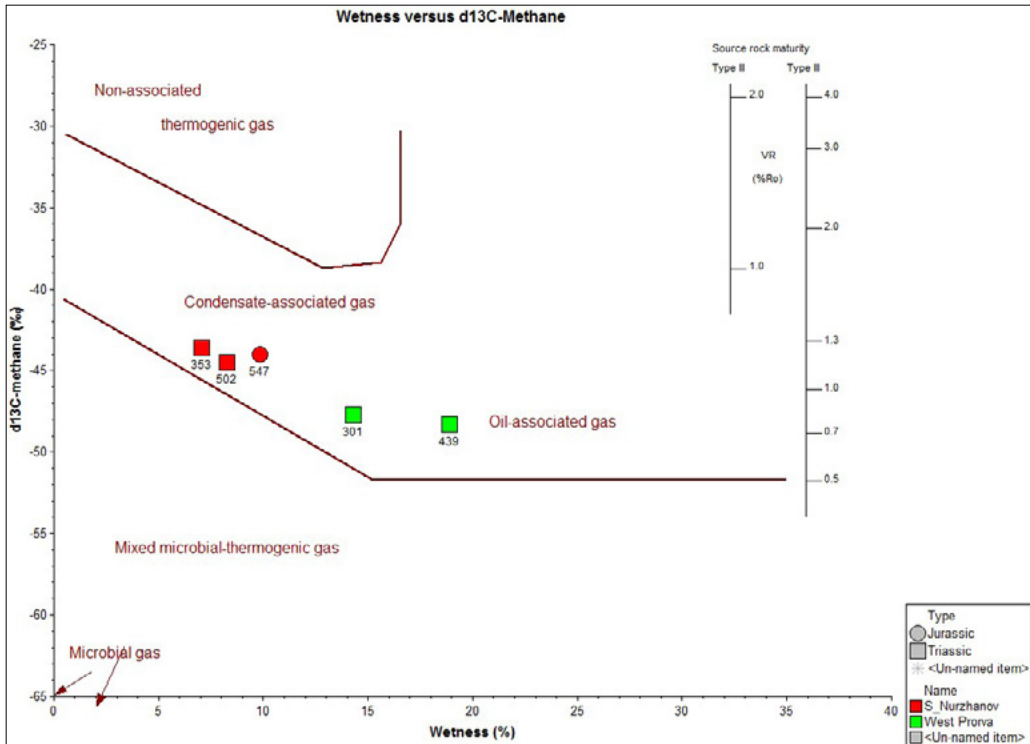


Рисунок 8 – График зависимости  $\delta^{13}\text{C}$  метана от влажности газа для характеристики газов

**Г. Термическая зрелость.** С увеличением термической зрелости значения  $\delta^{13}\text{C}$  увеличиваются (т. е., становятся более тяжелыми или менее отрицательными) вследствие генерации углеводородов. Это связано с тем, что для разрыва связей между самыми легкими (и наиболее часто встречающимися) изотопами требуется немного меньше энергии; например, связь  $^{12}\text{C}$ – $^{12}\text{C}$  является более слабой, чем связь  $^{12}\text{C}$ – $^{13}\text{C}$ . Выделяемые углеводороды изотопно легки по отношению к керогену, в то время как остаток керогена становится все более тяжелым (процесс, который можно назвать фракционированием Рэлея). Согласно данной модели, остаточный газогенерирующий кероген обогащается тяжелым изотопом со зрелостью (рисунк 9) [4, 5].

Метан и этан обычно выходят вместе, когда генерируются одновременно из одной нефтематеринской породы. Разница в изотопных составах этана и метана более низка в газах типа III, чем в газах типа керогена II. Такая разница возрастает с термической зрелостью.

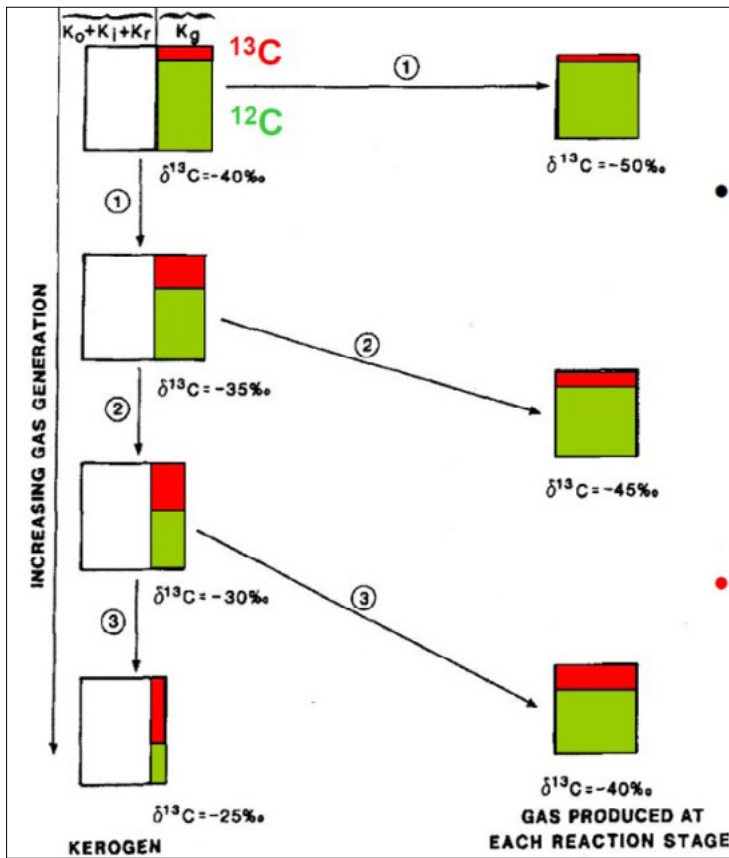


Рисунок 9 – Модель Рэля для фракционирования газов

Изотопный состав углерода метана используется для определения термической зрелости ОВ, но его изотопный состав может меняться в результате смешения с газом биогенного генезиса. Поэтому  $\delta^{13}\text{C}_{\text{этан}}$  более выгоден для термической зрелости, так как его смешение с бактериальным газом не влияет на его изотопные значения. На основе этих значений был построен график зависимости  $\delta^{13}\text{C}_{\text{метан}}$  от  $\delta^{13}\text{C}_{\text{этан}}$ , который выгоден не только для определения термической зрелости ОВ, а также выявления смешения газов разного термального происхождения, типа керогенов и разной зрелости. Интересным феноменом было то, что для газов С. Нуржанов характерен более изотопно-тяжелый метан, чем для газов Западной Прорвы, хотя по значению  $\delta^{13}\text{C}_{\text{этан}}$  все исследованные газы имеют почти близкие термические зрелости (рисунок 10). Все пробы образовались из морской нефтематринской породы с отражательной способностью витринита ( $R_0$ ) 1,0%. Исследованные газы сгенерировались из типа кероген II, на что указывает их близкое расположение к линии.

Подводя итоги, можно предположить, что газы С. Нуржанов более термически зрелые, чем газы Прорвы Западной. Результаты биомаркерного анализа тоже указа-

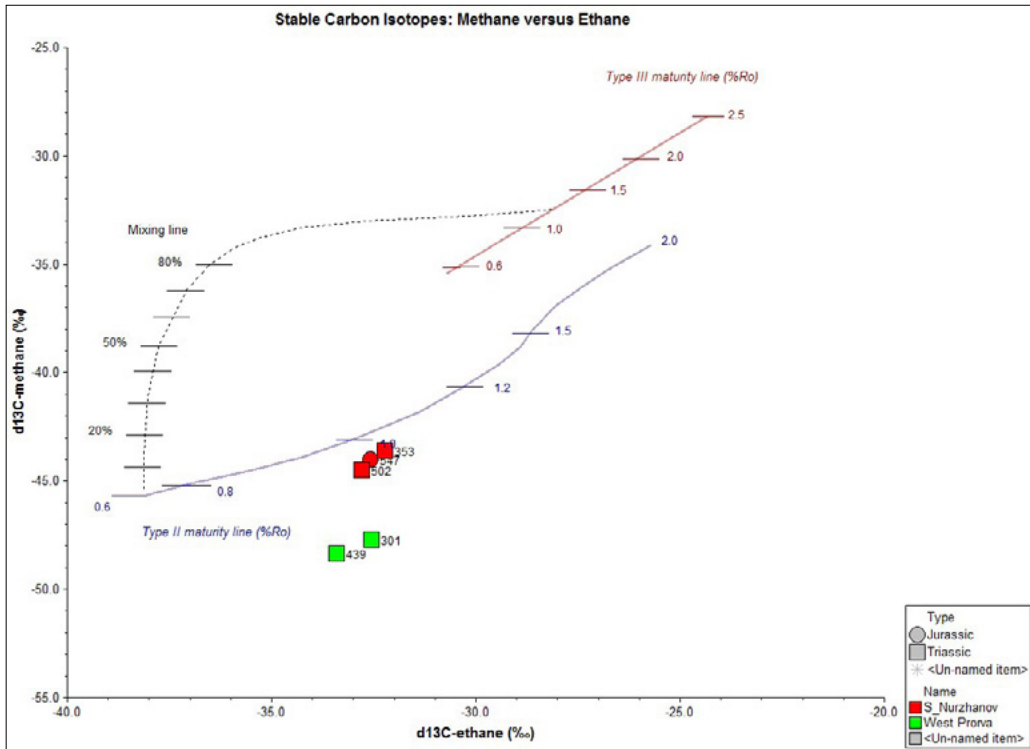


Рисунок 10 – График зависимости изотопных составов метана и этана в газе С. Нуржанов для определения термической зрелости и типа керогена

ли на относительно высокую зрелость даже юрской нефти С. Нуржанов (скважина № 505) чем нефти триасовых отложений на Прорве Западной (скважина № 406) [8]. Изотопный анализ углерода в сырой нефти  $\delta^{13}\text{C}_{\text{нефть}}$  также свидетельствует об относительно большей термической зрелости исследованных нефтей С. Нуржанов, чем Прорвы Западной [8].

**Д. Биодеградация.** Газы также подвергаются биодеградации, особенно в зоне водогазового контакта или в мелких резервуарах. Бактерии съедают легкие изотопы пропана и остаток газа становится тяжелее (меньше отрицательные значения). Но, как видно на *рисунке 11*, пробы небиодеградированные, так как резкое утяжеление изотопного состава углерода пропана и н-бутана на фоне их гомологов не наблюдалось.

**Е. Корреляция «газ-газ».** Для проведения корреляции «газ-газ» полезна диаграмма Чанга (*см. рисунок 11*), согласно которой углеводороды  $\text{C}_1\text{-C}_4$ , имеющие один источник происхождения, должны образовывать прямую линию в координатах  $\delta^{13}\text{C} - 1/n$  ( $n$  число атомов углерода в молекуле). Несмотря на то, что исследованные пробы газа характеризуются достаточно близким изотопным составом углерода  $\text{C}_1\text{-C}_4$ , по характеру изотопно-фракционных кривых, а также на основании данных молекулярного состава газа, пять проб можно разделить на две группы: 1-я группа



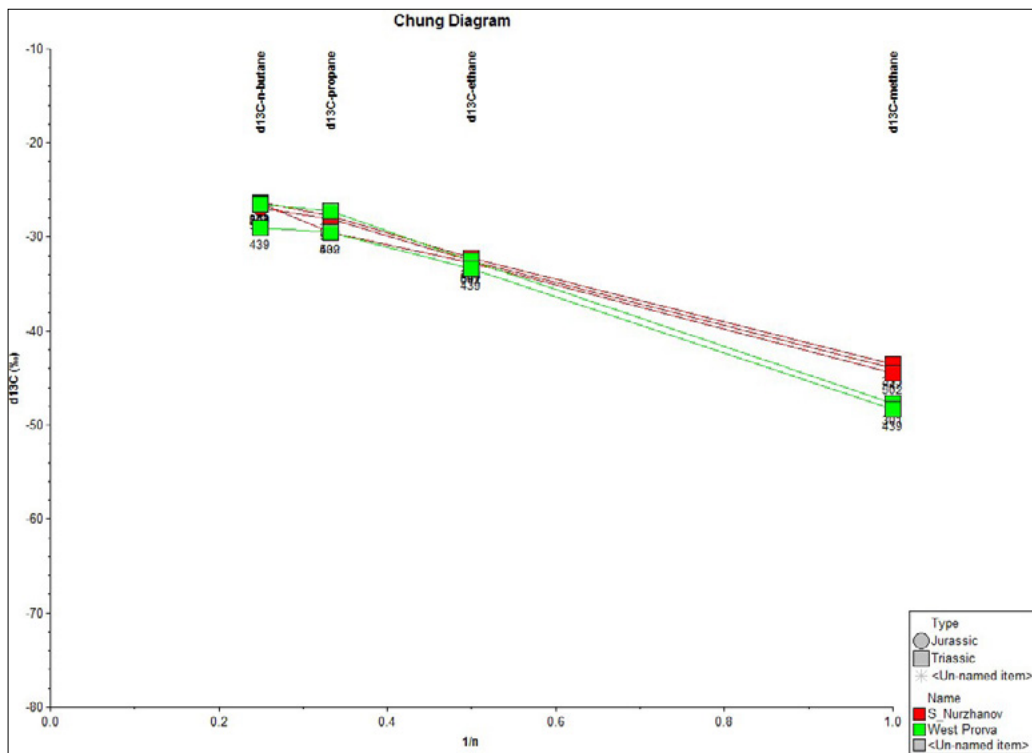


Рисунок 11 – Диаграмма Чанга

– газы С. Нуржанов характеризуются высокой долей кислых компонентов  $\text{CO}_2$  и  $\text{H}_2\text{S}$ . Углеводороды  $\text{C}_1$ - $\text{C}_4$  образуют практически прямую линию в координатах  $\delta^{13}\text{C} - 1/n$ , что позволяет говорить о том, что они имеют один источник происхождения. 2-я группа – газы Прорвы Западной близки как по компонентному составу (близкие соотношения изо-/н- $\text{C}_4$ ), так и по форме изотопно-фракционных кривых – наблюдается некоторое облегчение метана. Согласно [8], нефти С. Нуржанов и Прорвы Западной отличаются распределением терпанов, хотя в исследованных нефтях установлены идентичные распределения стеранов и ароматических компонентов, лишь с некоторыми различиями.

**Ж. Миграция.** Перемещение газов по порам и трещинам горных пород происходит обычно через диффузию газов. Несколько исследований [4] показали, что при миграции легкие изотопы более подвижны и склонные к миграции, чем тяжелые изотопы [5]. Традиционно придерживались, что изотопный состав мигрировавшего метана  $\text{CH}_4$  не изменится с миграцией. Но мигрировавший газ обычно более обогащен  $\delta^{12}\text{C}$  [5].

Изотопные значения в газах месторождения Прорва Западная различаются между собой по конфигурации звезд (рисунок 12): относительно менее отрицательные значения (изотопно более тяжелые)  $\text{C}_1$ - $\text{C}_3$  изотопных гомологов в газе из скважины

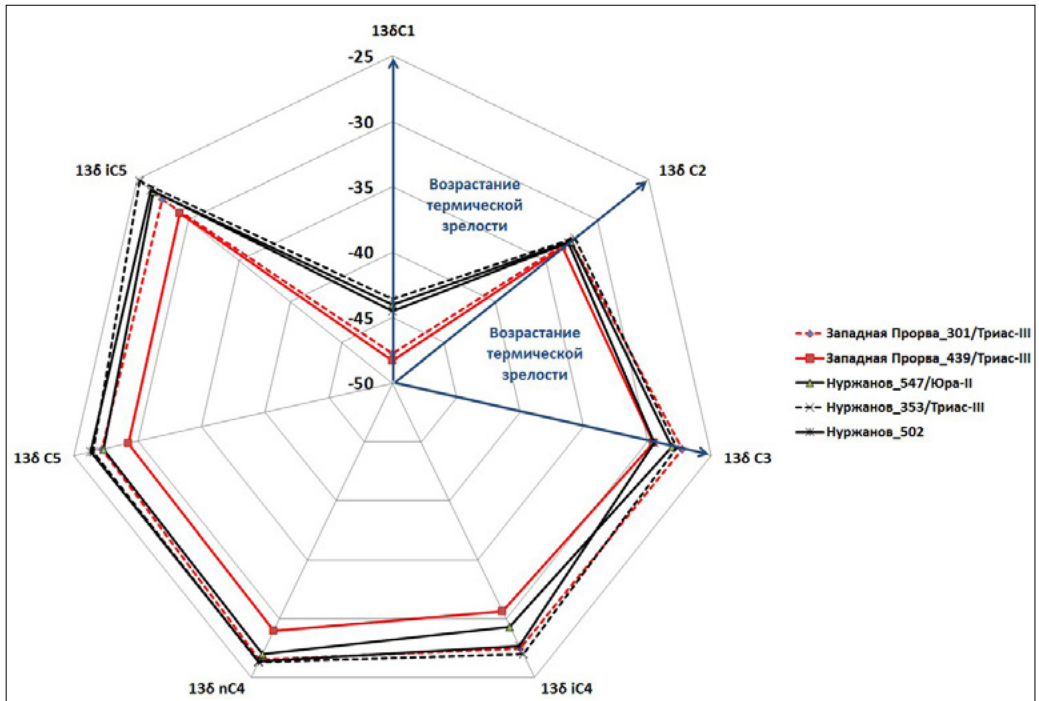


Рисунок 12 – Звездная диаграмма газов С. Нуржанов и Прорвы Западной по изотопным значениям углерода

№ 301 (синий цвет), по сравнению с газом из скважины № 439, указывают на то, что газ нижнего горизонта термически более зрелый, чем газ из верхнего горизонта.

Такой же сценарий характерен для газов С. Нуржанов. Основываясь на данном наблюдении, можно допустить существование вертикальной миграции газа на этих месторождениях. Данное наблюдение хорошо согласуется с результатом биомаркерного анализа нефти [8].

Молекулярная форма изобутана – сферальная (молекулярный диаметр–0,5 нм), а н-бутана – линейная (молекулярный диаметр–0,43 нм). Обычно  $nC_4$  мигрирует быстрее, чем  $i-C_4$ , потому что его диаметр меньший. Но если поры горных пород мизерные, то влияние диаметра на скорость миграции незначительное [7]. Тогда, наоборот,  $i-C_4$  мигрирует быстрее за счет своей шарообразной формы. Значения соотношения  $i-C_4/nC_4$  для газов Прорвы Западной схожие (0,70–0,71), что может указывать на хорошие фильтрационные каналы между двумя пластами для диффузии газов. Данное соотношение также показало узкий диапазон для газов С. Нуржанов (0,55–0,58). Разные значения данного соотношения в газах С. Нуржанов и Прорвы Западной, вероятно, свидетельствуют о разности их генезиса.

Вероятно, тектоническое нарушение f1 на месторождении Прорва Западная между кпиновидной и северной частями хорошо способствует диффузии газов (рисунок 13).

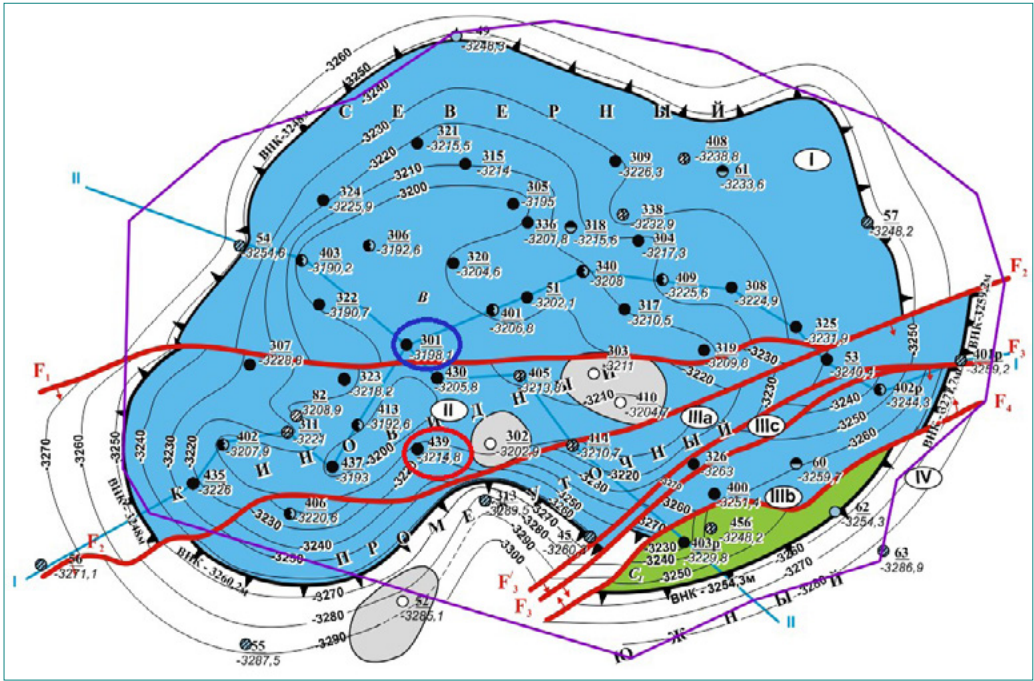


Рисунок 13 – Расположение исследованных скважин месторождения Прорва Западная

### ЗАКЛЮЧЕНИЕ

На основании представленных результатов и интерпретации компонентного и изотопного анализа углерода пяти проб газа месторождений С. Нуржанов и Прорва Западная видно, что газы С. Нуржанов характеризуются высокой долей кислых компонентов  $\text{CO}_2$  и  $\text{H}_2\text{S}$ , в то время как газы Прорвы Западной содержат высокие концентрации азота. Газы месторождений также отличались по соотношению  $i\text{-C}_4/n\text{-C}_4$ . По изотопному составу углерода, для газов С. Нуржанов характерен более изотопно-тяжелый метан, хотя остальные гомологи изотопов не выявили закономерных изменений. Пробы газов на Прорве Западной являются попутным нефтяным газом, в то время как пробы С. Нуржанов по составу близки к газовым конденсатам. Общими чертами газов является то, что исследованные пробы небиодegradированные, имеют термогенный источник и их ОВ накапливалось в морской среде.

Таким образом, по характеру изотопно-фракционных кривых, а также на основании данных молекулярного состава газа, можно утверждать, что газы месторождений С. Нуржанов и Прорва Западная генетически разные. По конфигурациям звездной диаграммы выявлено, что газы на исследованных месторождениях мигрировали вертикально. ⚙

## ЛИТЕРАТУРА

- 1 Bernard, B.B. Natural gas seepage in the Gulf of Mexico" Earth Planetary Science Letters. –1976. – № 31 (1). – P. 48–54.
- 2 Berner. Primary cracking of algal and landplant kerogens: Kinetic models of isotope variations in methane, ethane and propane // Chemical Geology. – 1995. – № 126(3–4) – P. 233–245.
- 3 Clayton. Effect of maturity on carbon isotope ratios of oils and condensates // Organic geochemistry. – 1991. – № 17(6). – P. 887–900.
- 4 Krooss, B.M. et al. The quantification of diffusive hydrocarbon losses through cap rocks of natural gas reservoirs– a reevaluation // AAPG. – 1992. – Bulletin № 76(3). – P. 403–406.
- 5 Schoell, M. The hydrogen and carbon isotopic composition of methane from natural gases of various origins // GeochemicaetCosmochimicaActa. – 1980. – № 44. – P. 649–661.
- 6 Schoell. "Genetic characterization of natural gases" AAPG. – 1983 – Bulletin № 67(12). – P. 2225–2238.
- 7 Miao Zhongying, Cheng Jianfa, Wang Jing, Wang Guannan, Zhang Chen, Li Wei. Application of butane geochemistry of natural gas in hydrocarbon exploration// Petroleum Science. – 2012. – № 9. – P. 455–462.
- 8 Сейтхазиев Е.Ш., Тасеменов Е.Т., Досмухамбетов А.К, Абсалыамов Д.Б. Генетические типы нефтей продуктивных отложений Южной части Прикаспийской впадины // Современные методы разработки месторождений с трудноизвлекаемыми запасами и нетрадиционными коллекторами // Материалы международной научно-практической конференции. – 2015. – Т. 2. – С. 416–428. [Seithaziev E. Sh., Tasemenov E. T., Dosmukhambetov A.K., Absalyamov D.B. The Genetic types of oils productive deposits of the southern part of the Caspian depression // Modern methods of development of fields with hard to recover reserves and unconventional reservoir // Materials of international scientific-practical conference. – 2015. – Т. 2. – P. 416–428.]



УДК 622.32

## SWIT – ТЕХНОЛОГИЯ БЛОКИРОВАНИЯ ВОДОПРИТОКА ПРИ РАЗРАБОТКЕ ЗАЛЕЖЕЙ ВЯЗКОЙ НЕФТИ



**А.И. БАЖАЛ,**  
академик

Украинской нефтегазовой академии,  
главный научный консультант



**А.М. БАРАК\*,**  
президент

GALEX Energy Corporation  
Houston, USA

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

*Технология контроля обводненности нефтескважин SWIT – это волновая технология, частный случай применения технологии SWEPT, защищенной патентами США и Украины.*

*Суть технологии заключается в создании при помощи управляемых капиллярных процессов устойчивого нефтенасыщенного ареала в разрабатываемом пласте вокруг добывающей скважины, блокирующего поступление к ней воды, но открывающего путь для поступления к ней нефти. Технология использует исключительно механическое волновое воздействие без применения химических реагентов. Технология является безопасной для персонала, окружающей среды, оборудования, целостности ствола скважины.*

*В статье на примере залежи М–1 участка Молдабек Восточного месторождения Кенбай в Атырауской области РК рассмотрены два случая ликвидации обводненности нефтяных скважин на раннем этапе эксплуатации: посредством депрессионной воронки и подтягивания в нее воды из водоподпирающего слоя; через водопроводящий канал из водонагнетательной в нефтескважину, образованный трещиной разрыва в результате ППД закачкой воды в пласт.*

**КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА:** SWIT, SWEPT, Galex, обводнение добычи на ранней стадии, блокирование водопритока, нефтенасыщенность.

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

## SWIT – ТҰТҚЫР МҰНАЙ КЕНІШІН ӨНДЕУ БАРЫСЫНДА ҚОЛДАНЫЛАТЫН СУКЕЛІМІН БҰҒАТТАЙТЫН ТЕХНОЛОГИЯ

**А.И. БАЖАЛ**, Украина мұнай-газ академиясының академигі, бас ғылыми кеңесші  
**А.М. БАРАК**, президент Galex Energy Corporation

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

*SWIT мұнай өндіруші ұңғымалардың суланғандығын басқару технологиясы – АҚШ пен Украина патенттерімен қорғалған толқынды технология, SWEPT технологиясын пайдаланудың дара үлгісі.*

*Осы технологияның мәні – бақыланатын капиллярлық үдерістерін қолдану арқылы өндіруші ұңғыманың айналасындағы өндіріліп жатқан қабатта оған судың баруын бұғаттайтын, бірақ мұнайдың келетін жолын ашатын тұрақты мұнайқанық ареалды құру. Технология химиялық заттарды пайдаланусыз тек механикалық толқындардың әсер етуді қолданады. Технология қызметкерлерге, қоршаған ортаға, жабдыққа, ұңғыма оқпанының тұтастығына қауіпсіз.*

*Мақалада, Қазақстан Республикасының Атырау облысындағы Кенбай кен орнының Шығыс Молдабек учаскесінің М–1 кеніші мысалында, пайдаланудың бастапқы кезеңінде мұнай ұңғымаларының суланғандығын жоюдың екі жағдайлары қарастырылған: депрессиялық ойыңқы және оған сутіреулік қабаттан суды тарту арқылы; су айдау ұңғымасынан өндіруші ұңғымаға қабатқа суды айдау арқылы қаттық қысымды қолдау кезінде жарылудың жарығынан туындаған сүеткізуші канал арқылы.*

**НЕГІЗГІ СӨЗДЕР:** SWIT, SWEPT, Galex, өндірудің бастапқы сатысында суландыру, сукелімін бұғаттау, мұнайқанықтық.

## SWIT – WATER INFLUX BLOCKING TECHNOLOGY IN VISCOUS OIL FIELDS DEVELOPMENT

**А.И. БАЖАЛ**, academician of the Ukrainian oil and gas Academy, chief scientific adviser  
**А.М. БАРАК**, President, Galex Energy Corporation

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

*SWIT is a technology of water cut control in in oil producing wells. It is a special case of application of SWEPT – a impulse wave technology patented in USA and Ukraine.*

*The principal of the SWIT technology is in using controlled capillary forces to create a sustainable hydrophobic layer in the prebore zone of the production formation around the producing well that would bloc transition through it of water but would open the way to admit transition through it by oil. The technology is using only mechanical wave treatment without any involvement of chemical products. The technology is safe for personnel, environment, equipment, wellbore.*

*The article is using an example of M–1 deposit of MoldabekVostochniy member of Kenbay oil field located in Atyrau region of Kazakhstan to illustrate two mechanisms of early water breakthrough into production of wells and the reservoir in general. The water influx happens firstly through water coning from the water aquifer as the result of depression created by oil production; secondly by water channels into a oil producing well from water injection well. The water is injected into the formation in order to maintain formation pressure in the oil producing zone. But instead it quickly*

*forms fracture into a producing wells so the water flows directly into the producing well through the fracture channel. The article demonstrates the method of termination of water transition into a producing well at both cases/*

**KEYWORDS:** SWIT, SWEPT, Galex, water cut at early production stage, termination of water inflow, oil saturation.

**П**роблема обводненности нефти на ранней стадии эксплуатации является одной из наиболее распространенных в индустрии нефедобычи. Особенно сильно эта проблема проявляется при разработке залежей высоковязкой нефти с естественным водонапорным режимом, либо там, где заводнение (внутри- или законтурное) является выбранным методом ППД. Показательным примером такого положения в Казахстане является залежь М-1 участка Молдабек Восточный месторождения Кенбай.

Подсчитанные начальные запасы нефтей горизонта М-1 составляют (тыс. т): балансовые – 40742; извлекаемые – 15441 (К.Ж. Нурғалиев и А.Г. Имандосов, доклад на «АтырауГео–2017»; [1]). Таким образом, промышленно продуктивный горизонт М-1 является наиболее крупным по запасам нефтей месторождения Кенбай.

В горизонте М-1 выделяются три продуктивных пласта (А, Б, В), со своими самостоятельными флюидалными контактами. К горизонту приурочены нефтегазовые и нефтяные залежи. Наиболее выдержанными по площади и разрезу являются пласты А и Б.

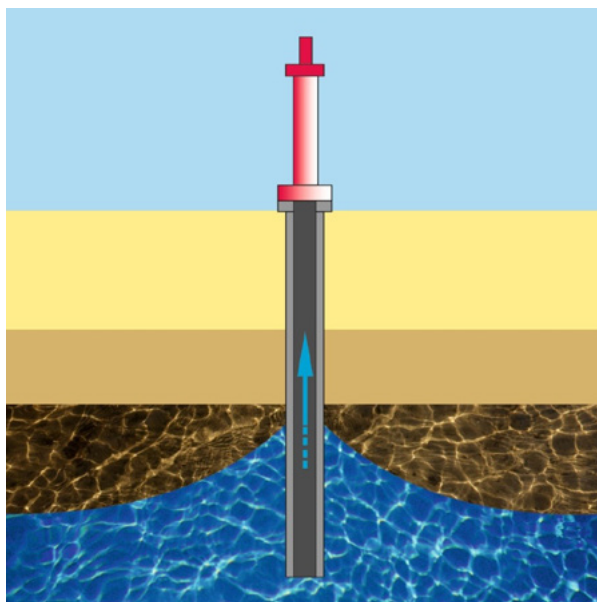
Залежи пластовые, водоплавающие. Естественный водонапорный режим слабый. Нефть деградированная, окисленная, относится к категории тяжелой с удельным весом до 926 кг/м<sup>3</sup> и вязкостью 204–1876 мм<sup>2</sup>/с при температуре 20°С. Залежь была введена в эксплуатацию на основании «Технологической схемы разработки», выполненной НИПИмунайгаз (г. Актау) и утвержденной НТС АО «Эмбаунайгаз» в 1998 году. Принятая обратная 9-точечная схема разработки изначально определяет систему ППД, где одна водонагнетательная скважина поддерживает добычусьми добывающих скважин. Нагнетание воды производилось внутриконтурно. На месторождении пробурено 93 добывающих и 25 нагнетательных скважин. За 12 лет добычи нефти извлечено менее 200 тыс. тонн нефти, то есть 1,2% от утвержденных извлекаемых запасов, или 0,45% от геологических. Литологически пласты А и Б горизонта М-1 представлены неоднородными по емкостно-фильтрационным характеристикам мелкозернистыми песчаниками с широким разбросом параметров по пористости и проницаемости. В естественном строении пласты разделены на бессистемно расположенные и горизонтально ориентированные линзовидные высокопористые пропласткис низкой степенью глинизации. Исходная нефтенасыщенность в таких линзах может превышать 85%. Эти линзовидные пропластки облечены пропластками с более плотным песчаником и с более высокой степенью глинизации. Естественно, что нефтенасыщенность и фильтрационные свойства плотных пропластковкратно более низкие.

Понятно, что при условии, когда, как на Молдабеке Восточном, вязкость нефти превышает вязкость воды в 900 и более раз, вода в пласте во столько же раз более

мобильна и при подходе ее к перфорационным отверстиям в колонне добывающей скважины она будет добыта в первую очередь. К этому можно добавить тот факт, что при освоении каждой скважины она все же работала нефтью и частично истощила прискважинную зону пласта. То есть, поровое давление в нефтесодержащих порах снизилось, тогда как водосодержащие поры сохранили первичное давление. Откуда бы ни поступила вода, она сразу становится преобладающей жидкостью в пластовом флюиде.

Для условий Молдабека Восточного поступление воды к скважине может происходить из двух направлений.

Во-первых, снизу из водосодержащей части пласта в результате депрессии, созданной при первичном отборе нефти (рисунки 1). Учитывая малоподвижность нефти в пласте, объем нефти, отобранный при первичном освоении скважин из прискважинной зоны, образует зону низкого пластового давления – депрессию, которая компенсируется из окружающего пространства пласта. В случае, когда ВНК (водонефтяной контакт) находится на достаточно близком расстоянии от нижних отверстий перфорации, вода в состоянии достичь их в течении очень короткого времени и стать основным компонентом добываемой жидкости, заменив в ней нефть.



**Рисунок 1 – Иллюстрация депрессионной воронки, ведущей к интенсивному обводнению нефтяной скважины из водонасыщенной зоны пласта**

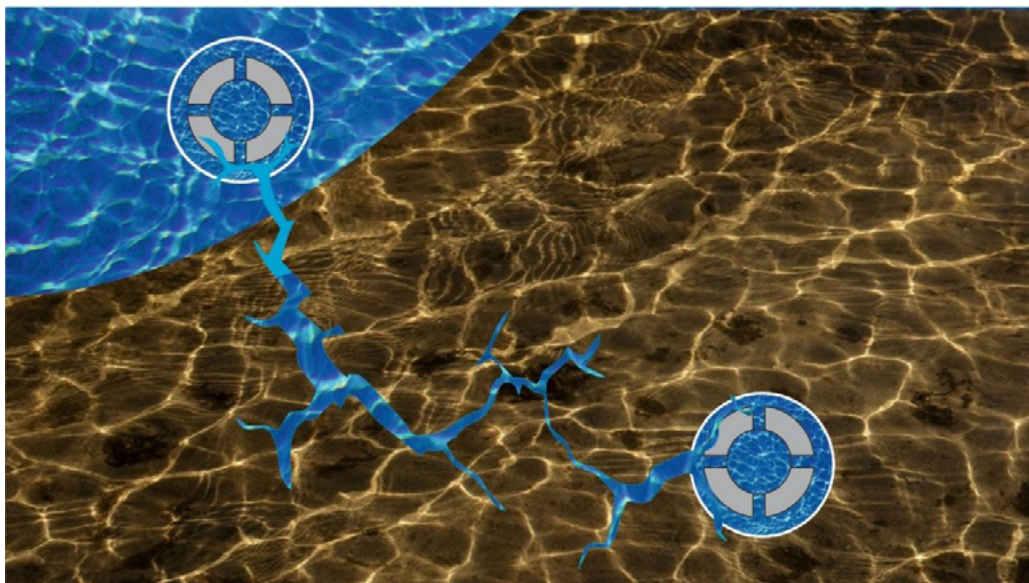
Во-вторых, вода к добывающей скважине может поступать из нагнетательной скважины. Девятиточечная схема предполагает большое давление и объем воды нагнетания в нагнетающей скважине, что неминуемо приводит к гидроразрыву пласта в зоне нагнетания. Очевидно, что траектория трещин разрыва будет развиваться в направлении наименьшего сопротивления, которым является пропласток



с наилучшими фильтрационными характеристиками – пористостью и проницаемостью. Если в этом пропластке имеется работающая добывающая скважина, то можно с уверенностью утверждать, что трещина разрыва из нагнетательной скважины достигнет этой добывающей скважины. Таким образом, формируется прямой канал, по которому вода из нагнетательной скважины попадает в добывающую скважину под давлением, существенно превышающем пластовое. Обводненность такой скважины очень быстро достигает 100%. Эксплуатация скважины, добывающей только воду, нецелесообразна, поэтому добычу из такой скважины прекращают, хотя запасы ее практически остаются неизвлеченными. *Рисунок 2* схематично иллюстрирует эту динамику. Скважина, находящаяся в нефтенасыщенной зоне, добывает исключительно воду, подходящую к ней через канал, образованный трещиной разрыва. Зона вокруг скважины быстро обводняется, образуя олеофобный ареал, блокирующий подход нефти к дырам перфорации. Эксплуатация скважины прекращается, а запасы нефти теряют шанс быть извлеченными.

Таким образом, запасы нефти по такой скважине оказываются «похороненными», то есть они и в будущем не могут быть извлечены без специальных мер, таких, например, как боковой ствол, по возврату их в категорию извлекаемых запасов. Но и боковой ствол может дать краткосрочное решение проблемы в силу тех же причин и обводняется так же быстро, как и основной ствол.

Ситуация усугубляется еще и тем, что созданный водопроводящий канал от нагнетательной скважины продолжает поставлять воду в линзу с высокими емкостными характеристиками и, поскольку давление в канале значительно больше



**Рисунок 2 – Иллюстрация обводнения добывающей скважины из водонагнетательной. Канальное соединение водонагнетательной скважины с добывающей. Вокруг добывающей скважины образуется ареал водонасыщенности, препятствующий поступлению в скважину нефти**

давления в массиве пласта, обводнять его, снижая такой важный показатель, как нефтенасыщенность. Это делает нецелесообразным и такой технологический прием, как боковой ствол или загущение сетки скважин. Иначе говоря, неизвлеченные запасы нефти, не будучи извлечены, выбывают из категории извлекаемых запасов.

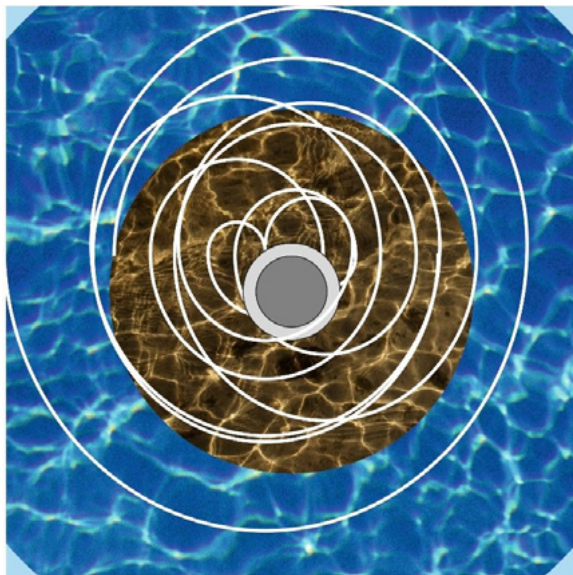
В условиях Молдабека Восточного механизм обводнения от водонагнетательной скважины является более существенным фактором, чем обводнение по депрессионной воронке из подпирающего водяного пласта, поскольку водонасыщение нефтенасыщенной зоны, прилегающей к водоподводному каналу, продолжается и после остановки добычи из обводненной скважины.

Предлагаемая к рассмотрению технология SWIT разработана с целью блокирования обводненности нефтяных скважин за счет создания вокруг скважины зоны повышенной нефтенасыщенности, прерывающей к добывающей скважине поступление воды из любого направления. По отношению к нефти эта зона создает условия для предпочтительного подхода к скважине. В случае, как на Молдабеке Восточном, когда скважина уже обводнилась и в зоне вокруг скважины вода заместила нефть, образовав зону водонасыщенности, технология SWIT позволяет вытеснить воду из пор, заменив ее на нефть, либо другую олеофильную среду.

Наша компания в 2012–2013 гг. провела работы опытно-промышленные испытания технологии SWEPT предыдущей генерации на залежи М–1 участка Молдабек Восточный. В процессе работ нам удалось понять вышеизложенный физический механизм проблемы обводненности скважин и найти путь к ее разрешению. Нам удалось кратковременно ограничить водоприток в обрабатываемую технологией скважину. В результате этого технологического воздействия продукция скважины кратковременно изменилась от 100% воды на 100% нефти. Условия работы были осложнены тем, что в нескольких сотнях метров от скважины воздействия работала водонагнетательная скважина и полученный эффект был в течение суток подавлен агрессией воды нагнетания. В первые сутки после воздействия среднее содержание воды в нефти из этой скважины составило 20%. В последующие двое суток обводненность нефти вновь достигла 100%. То есть, восстановился канал, связывающий водонагнетательную скважину с добывающей, на которой производилось технологическое воздействие.

Разработка технологии блокирования водопритока волновым воздействием при разработке месторождений вязкой нефти успешно завершена в США. Была создана технология SWIT, являющаяся частным случаем применения технологии SWEPT [2]. Суть технологии заключается в создании в прискважинной зоне обводненной скважины замкнутого ареала нефтенасыщенности. Для этой цели скважину заполняют олеофильной средой, например, подготовленной нефтью. Далее при помощи импульсных волн расчетных параметров в близлежащей зоне пласта создаются условия для капиллярного массопереноса нефти из скважины в поровое пространство пласта. Настройка волнового генератора производится из расчета создания мениска поверхностного натяжения в порах и капиллярах, прилегающих к скважине таким образом, чтобы обеспечить вектор перемещения жидкости из скважины в направление пласта. Расход нефти, поглощенной пластом подтвердит правильность расчетных параметров волновой обработки. При восстановлении отработки сква-

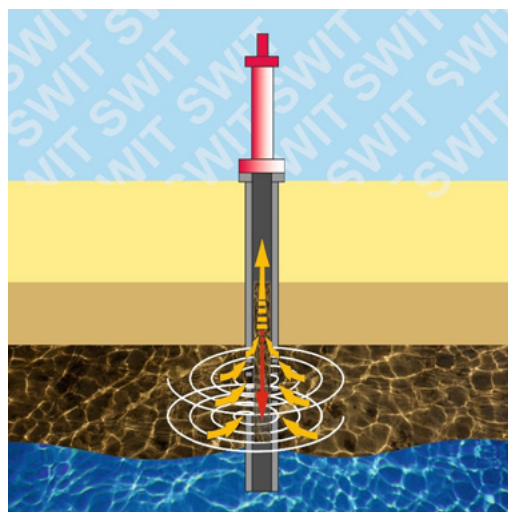
жины общий дебит скважины уменьшится, но при этом обводненность продукции будет минимальной. С течением времени дебит скважины увеличится. Это связано с расширением капиллярных каналов, соединяющих нефтесодержащую часть залежи со скважиной. В случае, если обводненность прилегающей зоны добывающей скважины приняла необратимые размеры, как это показано на *рисунке 3*, то добыча из скважины прекратится полностью. В этом случае необходимо применить технологию повышения пластового давления в нефтесодержащей зоне пласта и мобильности нефти – технологию S-BTF.



**Рисунок 3 – Иллюстрация ситуации, когда вокруг добывающей скважины создан ареал нефтенасыщенности, но пласт вокруг скважины полностью обводнен. Восстановления добычи нефти не происходит**

Когда созданный ареал нефтенасыщенности вокруг скважины достигнет нефтенасыщенной зоны пласта, и этот пласт обладает достаточной энергией для создания драйва движения нефти в пласте, то образуется движение нефти в сторону добывающей скважины. *Рисунок 4* иллюстрирует эту ситуацию.

Для восстановления миграции нефти из пласта в сторону добывающей скважины после длительного периода нахождения нефти в пласте в состоянии покоя требуется выполнение условия наличия в пласте достаточной энергии для движения нефти. При этом, зачастую, требуется создать условия для начала движения. Это связано с образованием в системе порода-нефть тиксотропных связей, которые необходимо разрушить. Для этого при помощи технологии SWEPT пласту сообщают импульсы длинных силовых волн. Такие волны в состоянии не только разрушить тиксотропные связи, но и создать локальные очаги избыточного порового давления и снизить вязкость нефти. Это позволит эффективно увеличить мобильность нефти, преодолеть сопротивление страгивания, обеспечить начало движения.



**Рисунок 4 – Иллюстрация восстановления добычи нефти из прежде обводненной скважины. Обводнение было результатом подъема воды в депрессионную воронку скважины из подпирающего водяного пласта**

Технологией SWIT эффективно решается задача блокирования водопритока в поровом микрокапиллярном пространстве пласта. Однако при наличии водоподводящего канала, образованного трещиной разрыва и находящегося под давлением от водонагнетательной скважины, такой блок будет быстро разрушен и скважина вновь обводнится. Это было подтверждено при предыдущем ОПИ технологии в 2012 году. Нагнетание воды как метод ППД при освоении горизонта М–1 должно быть исключено. Оно не решает задачи эффективной добычи нефти, разрушает залежь, приводит к потере запасов нефти в пласте. Создание избыточной энергии в нефтенасыщенной зоне пласта может осуществляться при помощи технологии S-VTF, применяемой в совокупности с технологией SWIT.

***Комплексный и системный подход выбора и оптимизации технологий в применении к зоне М–1 участка Молдабек Восточный обеспечит условия для ее эффективной и прибыльной эксплуатации, позволит не только вернуть утраченные запасы нефти, но и увеличить их.*** 🌐

## ЛИТЕРАТУРА

- 1 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. [Nadirov N. K., Trokhimenko M.S., Shestoperova L.V., Zhumalieva K. K. Heavy oils – unconventional hydrocarbon raw materials (knowledge, resources, problems, prospects) // Oil and Gas. – 2018. – № 1. – P. 16–41.]
- 2 Бажал А.И., Барак А.М. Волновая активация продуктивного нефтяного пласта (технология SWEPT) // Нефть и Газ. – 2013. – № 5. – С. 17–28 [Bazhal A.I., Barak A.M. Wave activation of a productive oil reservoir (SWEPT technology) // Oil and Gas. – 2013. – № 5. – P. 17–28.]



УДК 622.32

## БЕСПРЕЦЕДЕНТНЫЕ ВОЗМОЖНОСТИ SWELT ПОДТВЕРЖДЕНЫ ПРОМЫСЛОВЫМИ ИСПЫТАНИЯМИ



**А.И. БАЖАЛ,**  
академик

Украинской нефтегазовой академии,  
главный научный консультант



**А.М. БАРАК\*,**  
президент

GALEX Energy Corporation  
Houston, USA

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

*SWELT – это технология волновой стимуляции трубопроводной транспортировки вязких и сверхвязких нефтей и других жидкостей, которая была подтверждена в ходе пробных испытаний на месторождении Wardlaw, штат Техас.*

*Для проведения испытаний был построен испытательный стенд, являющийся уменьшенной репликой участка трубопровода. В качестве проб нефти были взяты фактические пробы вязкой нефти из месторождения Wardlaw 18 API, 105 сп; и 16 API, 145 сп. Результаты тестирования являются неоспоримым подтверждением SWELT как технологии прорывного значения в отрасли трубопроводной транспортировки нефти.*

*SWELT применяет волны определенных характеристик для воздействия на вязкую и ультравязкую нефть и природный битум, во время транспортировки их по трубопроводам. Результатом обработки является резкое снижение гидравлического сопротивления прокачиваемой через трубопровод нефти на контакте с внутренней поверхностью труб, что решает ряд проблем. В частности, SWELT предоставляет следующие резолюции и возможности:*

- *умножение объема транспортируемых нефтей, природного битума и пр. Чем больше гидравлическое сопротивление в базовом случае прокачки, тем больше эффект;*

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

- снижение потребного давления подпора;
- сокращение количества подпорных станций на протяженности трубопровода и увеличение расстояния между подпорными станциями;
- отсутствие необходимости в подогреве нефти с целью ее разжижения для обеспечения прокачиваемости при транспортировании по трубопроводу.

Кроме того, SWELT обеспечивает дополнительные силовые импульсы в направлении движения нефти, что усиливает эффективность применения этой технологии.

**КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА:** SWELT, волновое стимулирование транспортировки нефти, транспортировка вязкой нефти трубопроводами, волновая транспортировка жидкостей, трубные волны, GALEX Energy Corporation.

## SWELT АЙТҚЫСЫЗ МҮМКІНДІКТЕРІ ӨНДІРІСТІК СЫНАҚТАРМЕН РАСТАЛҒАН

**А.И. БАЖАЛ**, Украина мұнай-газ академиясының академигі, Бас Ғылыми Кеңесші  
**А.М. БАРАК**, Президент, Galex Energy Corporation

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

SWELT – тұтқырлы және ультра тұтқырлы мұнайды және басқа да сұйықтықтарды құбыржелісі арқылы тасымалдауды толқынды ынталандыру технологиясы болып табылады, бұл Техас штаты Wardlaw кен орнында байқау сынағы барысында расталды.

Сынақты өткізу үшін, құбыржелісі участкесінің кішірейтілген көшірмесі болып табылатын сынау қондырғысы салынды. Мұнай сынамасы ретінде Wardlaw 18 API, 105 сп: и 16 API, 145 сп кен орнынан тұтқыр мұнайдың нақты сынамалары алынды. Сынақ нәтижелері, мұнайдың құбыржелісі арқылы тасымалдау саласында SWELT-тің серпінді технология екендігінің талассыз растауы болып табылады.

SWELT, тұтқырлы және ультра тұтқырлы мұнай және табиғи таушайырдың құбыр желісі арқылы тасымалдауы кезінде, оларға әсер ету үшін белгілі сипаттамалардың толқындарын қолданады. Өңдеу нәтижесі құбырдың ішкі бетімен жанасуы кезінде мұнай құбыр желісі арқылы сорылатын гидравликалық кедергінің күрт төмендеуі болып табылады, бұл бірқатар мәселелердің шешімі. Атап айтқанда, SWELT келесі шешімдер мен мүмкіндіктерді ұсынады:

- тасымалданатын мұнай, табиғи таушайыр және т.б. көлемін арттыру. Айдаудың негізгі жағдайында гидравликалық кедергі неғұрлым көп болса, әсер соғұрлым жоғары болады;
- тіременің қажетті қысымын азайту;
- құбыр желісі ұзақтығындағы тірежелі станциялардың көлемін қысқарту және тірежелі станциялардың арақашықтығын ұлғайту;
- құбыр желісі арқылы тасымалдау барысында айдауды қамтамасыз ету үшін мұнайды сұйылту мақсатында жылытудың қажеттілігі жоқ.

Сонымен қатар, SWELT, бұл технологияның қолдану тиімділігін арттыратын мұнай қозғалысы бағытына қарай қосымша қуат импульстарын қамтамасыз етеді.

**НЕГІЗГІ СӨЗДЕР:** SWELT, мұнайды тасымалдауды толқынды ынталандыру, тұтқыр мұнайды құбыр желісі арқылы тасымалдау, сұйықтықтарды толқынды тасымалдау, құбыр толқындары, GALEX.

## UNPRECEDENTED POTENTIALS OF SWELT VERIFIED IN FIELD TESTING TRIAL

**A.I. БАЖАЛ**, academician of the Ukrainian oil and gas Academy, chief scientific adviser  
**A.M. BARAK**, President, Galex Energy Corporation

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

*SWELT – is a technology of wave enhanced pipeline transportation of viscous and ultra-viscous oil and other liquids has been proven in a stand trial testing in Wardlaw field, Texas. Because the testing stand was a scaled down replication of a section of a pipeline and the oil was actual viscous oil from Wardlaw field of 18 API and 16 API the testing results came as undeniable proof of the breakthrough caliber of SWELT to the industry of pipeline oil transportation.*

*SWELT – applies waves of certain characteristics to viscous and ultra-viscous oil and natural bitumen when they are transported via pipelines. The result of the treatment comes as dramatic reduction of hydraulic resistance of the pumped through the pipeline oil, which resolves series of problems. In particular, SWELT provides the following resolutions and possibilities:*

- *multiplication of volume of transported oil, natural bitumen, etc. The greater the hydraulic resistance in the base case of pumping, the greater the effect achieved with SWELT treatment;*
- *reduction of pumping pressure at the booster pump of the pipeline;*
- *reduction of quantity of booster stations along the pipeline and increase of distances between the booster stations;*
- *reduction in needs to heat the pipeline in purpose of reduction of viscosity of the transported liquid.*

*Besides, SWELT delivers additional pushing force in direction of pumping that provides for additional increase of the volume of transported fluid, or further reduction of pumping pressure.*

*SWELT does not involve any chemicals, does not change the composition of the transported substance. The technology is safe for personnel, environment and the equipment.*

*Technology SWELT is proprietary to GALEX Energy Corporation.*

**KEY WORDS:** *SWELT, wave treatment of pipeline transported oil, wave enhanced transportation of liquids, pipe waves, Galex Energy Corporation.*

**16** –17 сентября этого года в Техасе, США, успешно завершились промышленные испытания технологии SWELT – волновая транспортировка нефти по трубопроводам. О технологии SWELT мы писали в предыдущем номере издания «Нефть и газ», № 4, 2019.

В результате испытаний было получено подтверждение беспрецедентных возможностей прокачки по трубопроводам объемов нефти, в разы превышающих базовые объемы.

Для испытания технологии был построен промышленный стенд, имитирующий участок трубопровода в уменьшенной пропорции (*рисунок 1-а*). В частности, для испытательного стенда был взят 70-метровый интервал труб с наружным диаметром 3 дюйма (75 мм) и толщиной стенки 1/8 дюйма (3 мм). На *рисунке 1-б* показана принципиальная схема стенда.

## Основные параметры стенда:

- Длина линейного участка трубопровода  $L = 70$  м.
- Внутренний диаметр трубопровода  $D = 69$  мм.
- Давление в трубопроводе 15 psi (1 bar = 1 тех. атм).

Испытания проводились с двумя пробами нефти, отвечающим следующим параметрам:

Проба 1: 18 API; 105 sp

Проба 2: 16 API; 145 sp

Время замера, соответственно, две минуты для **пробы–1** и три минуты для **пробы–2**.

## Процедура тестирования

1. Заполнить 70 м труб пробой нефти под давлением 15 psi. Убедиться, что в трубе нет воздуха.

2. Открыть задвижку в приемную емкость. Через 2 (3) минуты закрыть задвижку. Замерить объем принятой нефти.

3. Запустить SWELT. Одновременно повторить процедуру 2.

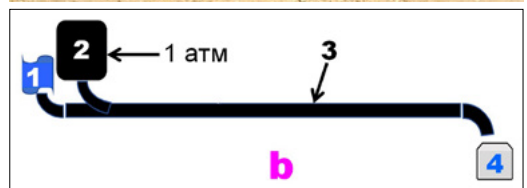
4. Повторить процедуры 2 и 3 несколько раз. Зафиксировать данные замеров.

5. Заменить пробу–1 на пробу–2. Повторить процедуры 1 по 4.

Ниже приведены результаты тестирования (*таблица*) и графики замеров (*рисунок 2*).

**Анализ результатов тестирования технологии SWELT на двух типах нефти при давлении прокачки 15 psi (1 bar) позволяет сделать следующие выводы.**

1. SWELT обеспечивает большой эффект при прокачке более тяжелой и вязкой нефти. Это обосновывается тем обстоятельством, что SWELT снижает, вплоть до полного нивелирования, гидравлическое сопротивление на границе прокачиваемой нефти и внутренней поверхности труб.



**Рисунок 1 – Промысловый стенд SWELT. Нефтяной промысел Wardlaw (Техас, США).**

**a** – технологический стенд SWELT, фото сделано 17 сентября 2019 года;

**b** – принципиальная схема стенда: 1 – SWELT генератор, 2 – герметичный нефтяной резервуар, 30 bbls под  $P=15$  psi (1 bar = 1 атм), 3 – трубопроводная линия, 70 м, 3» линии (2 3/4» ID), 4 – емкость для сбора (приема) нефти



Таблица – Промысловый стенд SWELT. Нефтяной промысел Wardlaw (Техас, США).  
Результаты тестирования

TEST TRIALS :		Baseline, gal	SYVELT, gal	Change, %
Date: 9/16/2019 Oil: 18 API; 105 sp Test time: 2 min Pressure: 15 psi	TEST 1	65	110	69
	TEST 2 60 80 33			
	TEST 3	60	95	58
	TEST 4	60	100	67
	TEST 5	60	95	58
	TEST 6	60	105	75
	Average			66
		Baseline, gal	SVVELT, gal	Change, %
Date: 9/17/2019 Oil: 16 API; 145 sp Test time 3 min Pressure 15 psi	TEST 2	45	95	111
	TEST 3	45	90	100
	TEST 4	45	90	100
	TEST 5	45	85	89
	TEST 6	45	95	111
	TEST 7	45	90	100
	TESTS	45	90	100
	TEST 9	45	95	111
	TEST 10	45	90	100
<b>Testing Procedure:</b>	Average			102

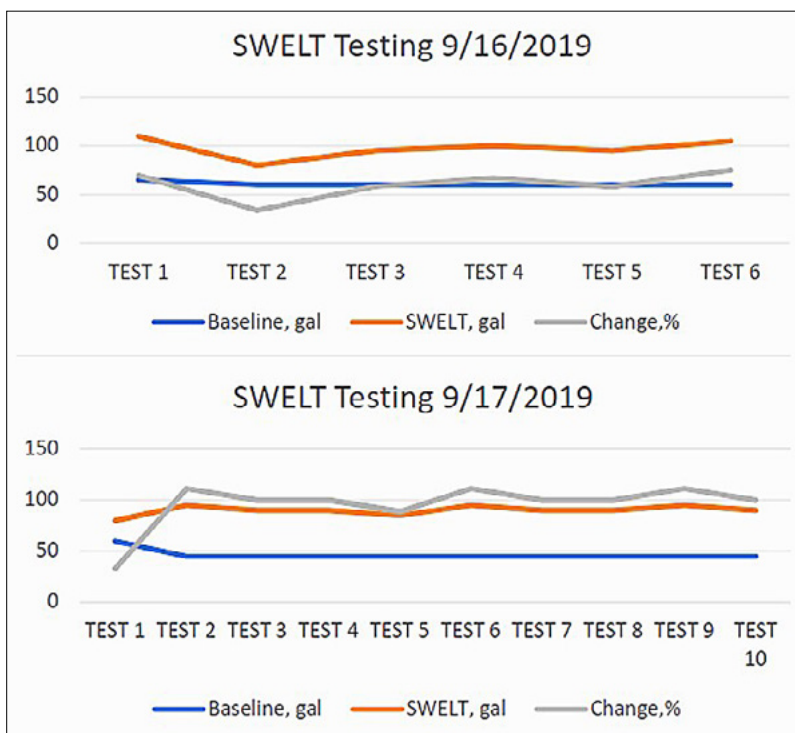


Рисунок 2 – Промысловый стенд SWELT. Нефтяной промысел Wardlaw (Техас, США).  
Графики тестирования

2. Для пересчета прогноза эффективности на условия реального трубопровода применяется формула Дарси-Вайсбаха, первоначально разработанная для потока в трубе:

$$h_f = f \frac{L}{D} \frac{V^2}{2g},$$

где:  $h_f$  – потери на трение,  $f$  – коэффициент трения Дарси-Вайсбаха,  $L$  – длина трубы,  $D$  – диаметр трубы,  $V$  – средняя скорость потока,  $g$  – гравитационное ускорение.

Соотношение  $L/D$  для стенда составляет  $70/0,07=1000$ . Для сравнения в трубопроводе ТМХ (Trans Mountain Pipeline), диаметр трубы составляет 24", или 600 мм (0,6 м). Примем расстояние между ближайшими подпорными станциями 60 км (60 000 м). Соотношение  $L/D = 100\,000$ , то есть в 100 раз выше, чем в условиях нашего тестирования.

Попытка увеличить объем прокачки нефти по трубопроводу повышением давления прокачки приведет к росту гидравлических потерь на трение в квадратичной зависимости от скорости потока.

Компенсировать рост гидравлических сопротивлений возможно только кардинально снизив  $f$  – фактор гидравлического сопротивления Дарси-Вайсбаха. Проведенный тест подтвердил возможность достижения этого технологией SWELT.

Минимизация фактора гидравлического сопротивления Дарси-Вайсбаха « $f$ » практически означает то, что гидравлические сопротивления в трубопроводе более не играют никакой роли и не являются ограничивающим фактором в интенсивности и объеме прокачки по трубопроводу нефти.

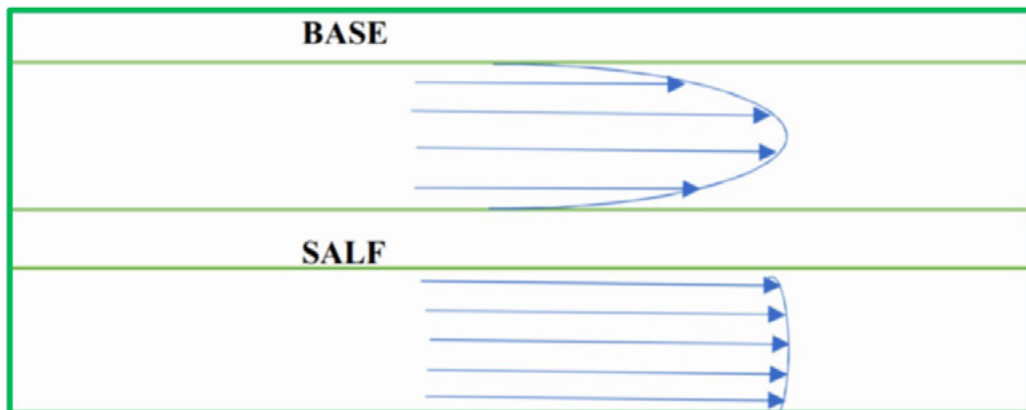
3. Можно сделать обоснованный вывод о том, что при успешном снятии гидравлических сопротивлений на всем участке трубопровода эффективность применения SWELT возрастет в разы и может ограничиваться такими факторами, как производительность насоса. В каждом конкретном случае прогнозные оптимизированные значения объемов и условий транспортировки нефти по трубопроводу будут определены проектом, выполненным под конкретные условия и оптимизированными эмпирическими значениями прокачки, достигнутыми в процессе отработки технологии на опытном участке трубопровода.

4. Дальнейший рост эффективности прокачки связан с совершенствованием технологии SWELT и возможностями дальнейшего уменьшения гидравлического сопротивления на границе жидкость – внутренняя поверхность трубы. Это возможно при наличии достоверной информации для проектирования воздействия.

5. Тот факт, что SWELT – это технология ударно-волнового воздействия, обуславливает неприменение химреагентов. Это позволяет избежать затрат на химреагенты, их закачку и выделение из нефти в конце прокачки, а тот факт что большинство из них являются водорастворимыми, то и из воды в прокачиваемой нефти.

6. В настоящее время в индустрии мидстрим широко применяются технологии DRA (Drag Reducing Agents). Большинство из реагентов DRA являются токсичными, требующими особых условий действий с ними. Это создает экологические риски и риски безопасности для персонала.

7. Если принцип действия DRA направлен на снижение вязкости прокачиваемой нефти путем снижения сил поверхностного натяжения во всем массиве прокачиваемой жидкости, то SWELT снимает сопротивление на границе потока нефти в трубе со стенкой трубопровода по его внутренней поверхности. На *рисунке 3* показаны сравнительные эпюры распределения скорости потока внутри трубопровода в варианте DRA, обозначенном «BASE», и SWELT.



*Рисунок 3 – Промысловый стенд SWELT. Нефтяной промысел Wardlaw (Техас, США). Эпюры распределения скоростей потока*

8. Потенциал эффективности SWELT в разы превышает возможности DRA. SWELT, в отличие от DRA, не изменяет композитный состав и структуру прокачиваемой нефти, не требует обводнять нефти водным раствором, не создает трудностей очищения нефти от воды и химреагентов по завершении прокачки, не создает экологических рисков и рисков опасности работы с токсичными химреагентами. SWELT обеспечивает естественную лубрикацию стенок трубопровода, что уменьшает его износ и увеличивает межремонтный период.

*Услуги трубопроводным компаниям с применением технологии SWELT оказываются GALEX, либо дочерней сервисной компанией GALEX RockStream, LLC. При заключении договоров применяется следующий 3х-этапный порядок оказания услуг.*

1. **Проектирование.** GALEX, на основании данных, полученных от заказчика, разрабатывает проект воздействия SWELT, который включает рекомендации по оптимизации конструкции трубопровода.

2. **Опробование SWELT на выбранном участке трубопровода.** Этот этап включает строительство опытного образца SWELT, организацию воздействия на прокачку, получение и оптимизацию результатов.

3. **Полное исполнение договора.** Включает сервис по оказанию услуг SWELT в соответствии с проектом и дополнениями к нему.

**Мы протестируем прокачку ВАШЕЙ нефти на стенде SWELT в ВАШЕМ присутствии. Вы сами убедитесь в беспрецедентных возможностях технологии SWELT. Обращайтесь.** 📍

УДК 622.32

## UNPRECEDENTED POTENTIALS OF SWELT VERIFIED IN FIELD TESTING TRIAL



**A.I. BAZHAL,**  
академик

Украинской нефтегазовой академии,  
главный научный консультант



**A.M. BARAK\*,**  
президент

GALEX Energy Corporation  
Houston, USA

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

*SWELT – is a technology of wave enhanced pipeline transportation of viscous and ultra-viscous oil and other liquids has been proven in a stand trial testing in Wardlaw field, Texas. Because the testing stand was a scaled down replication of a section of a pipeline and the oil was actual viscous oil from Wardlaw field of 18 API and 16 API the testing results came as undeniable proof of the breakthrough caliber of SWELT to the industry of pipeline oil transportation.*

*SWELT – applies waves of certain characteristics to viscous and ultra-viscous oil and natural bitumen when they are transported via pipelines. The result of the treatment comes as dramatic reduction of hydraulic resistance of the pumped through the pipeline oil, which resolves series of problems. In particular, SWELT provides the following resolutions and possibilities:*

- *multiplication of volume of transported oil, natural bitumen, etc. The greater the hydraulic resistance in the base case of pumping, the greater the effect achieved with SWELT treatment;*
- *reduction of pumping pressure at the booster pump of the pipeline;*
- *reduction of quantity of booster stations along the pipeline and increase of distances between the booster stations;*
- *reduction in needs to heat the pipeline in purpose of reduction of viscosity of the transported liquid.*

\* Author for correspondence. E-mail: alex.barak5@gmail.com



Besides, SWELT delivers additional pushing force in direction of pumping that provides for additional increase of the volume of transported fluid, or further reduction of pumping pressure.

SWELT does not involve any chemicals, does not change the composition of the transported substance. The technology is safe for personnel, environment and the equipment.

Technology SWELT is proprietary to GALEX Energy Corporation.

**KEY WORDS:** SWELT, wave treatment of pipeline transported oil, wave enhanced transportation of liquids, pipe waves, Galex Energy Corporation.

## SWELT АЙТҚЫСЫЗ МҮМКІНДІКТЕРІ ӨНДІРІСТІК СЫНАҚТАРМЕН РАСТАЛҒАН

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

**А.М. БАРАК**, Президент, Galex Energy Corporation

Galex Energy Corporation,

3033 Chimney Rock Road, Suite 605, Houston, TX, 77056, USA,

info@galexenergy.com; www.galexenergy.com

SWELT – тұтқырлы және ультра тұтқырлы мұнайды және басқа да сұйықтықтарды құбыржелісі арқылы тасымалдауды толқынды ынталандыру технологиясы болып табылады, бұл Техас штаты Wardlaw кен орнында байқау сынағы барысында расталды.

Сынақты өткізу үшін, құбыржелісі участкесінің кішірейтілген көшірмесі болып табылатын сынау қондырғысы салынды. Мұнай сынамасы ретінде Wardlaw 18 API, 105 сп: и 16 API, 145 сп кен орнынан тұтқыр мұнайдың нақты сынамалары алынды. Сынақ нәтижелері, мұнайдың құбыржелісі арқылы тасымалдау саласында SWELT-тің серпінді технология екендігінің талассыз растауы болып табылады.

SWELT, тұтқырлы және ультра тұтқырлы мұнай және табиғи таушайырдың құбыр желісі арқылы тасымалдауы кезінде, оларға әсер ету үшін белгілі сипаттамалардың толқындарын қолданады. Өңдеу нәтижесі құбырдың ішкі бетімен жанасуы кезінде мұнай құбыр желісі арқылы сорылатын гидравликалық кедергінің күрт төмендеуі болып табылады, бұл бірқатар мәселелердің шешімі. Атап айтқанда, SWELT келесі шешімдер мен мүмкіндіктерді ұсынады:

- тасымалданатын мұнай, табиғи таушайыр және т.б. көлемін арттыру. Айдаудың негізгі жағдайында гидравликалық кедергі неғұрлым көп болса, әсер соғұрлым жоғары болады;

- тіременің қажетті қысымын азайту;

- құбыр желісі ұзақтығындағы тірежелі станциялардың көлемін қысқарту және тірежелі станциялардың арақашықтығын ұлғайту;

- құбыр желісі арқылы тасымалдау барысында айдауды қамтамасыз ету үшін мұнайды сұйылту мақсатында жылытудың қажеттілігі жоқ.

Сонымен қатар, SWELT, бұл технологияның қолдану тиімділігін арттыратын мұнай қозғалысы бағытына қарай қосымша қуат импульстарын қамтамасыз етеді.

**КІЛТ СӨЗДЕР:** SWELT, мұнайды тасымалдауды толқынды ынталандыру, тұтқыр мұнайды құбыр желісі арқылы тасымалдау, сұйықтықтарды толқынды тасымалдау, құбыр толқындары, GALEX.

## БЕСПРЕЦЕДЕНТНЫЕ ВОЗМОЖНОСТИ SWELT ПОДТВЕРЖДЕНЫ ПРОМЫСЛОВЫМИ ИСПЫТАНИЯМИ

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

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

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

*SWELT – это технология волновой стимуляции трубопроводной транспортировки вязких и сверхвязких нефтей и других жидкостей, которая была подтверждена в ходе пробных испытаний на месторождении Wardlaw, штат Техас.*

*Для проведения испытаний был построен испытательный стенд, являющийся уменьшенной репликой участка трубопровода. В качестве проб нефти были взяты фактические пробы вязкой нефти из месторождения Wardlaw 18 API, 105 сп; и 16 API, 145 сп. Результаты тестирования являются неоспоримым подтверждением SWELT как технологии прорывного значения в отрасли трубопроводной транспортировки нефти.*

*SWELT применяет волны определенных характеристик для воздействия на вязкую и ультравязкую нефть и природный битум, во время транспортировки их по трубопроводам. Результатом обработки является резкое снижение гидравлического сопротивления прокачиваемой через трубопровод нефти на контакте с внутренней поверхностью труб, что решает ряд проблем. В частности, SWELT предоставляет следующие резолюции и возможности:*

- *умножение объема транспортируемых нефтей, природного битума и пр. Чем больше гидравлическое сопротивление в базовом случае прокачки, тем больше эффект;*
- *снижение потребного давления подпора;*
- *сокращение количества подпорных станций на протяженности трубопровода и увеличение расстояния между подпорными станциями;*
- *отсутствие необходимости в подогреве нефти с целью ее разжижения для обеспечения прокачиваемости при транспортировании по трубопроводу.*

*Кроме того, SWELT обеспечивает дополнительные силовые импульсы в направлении движения нефти, что усиливает эффективность применения этой технологии.*

**КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА:** *SWELT, волновое стимулирование транспортировки нефти, транспортировка вязкой нефти трубопроводами, волновая транспортировка жидкостей, трубные волны, GALEX Energy Corporation.*

**A** field test trial of SWELT, technology of wave enhanced oil transportation via pipelines was successfully completed on September 16th, 17th of this year, in Texas, US. We wrote about SWELT technology in previous issues of the magazine «Neft i Gaz» # 4, 2019. As a result of the tests trial it was proven that SWELT presents unprecedented opportunities of transporting via pipelines much greater volumes of oil than the base volumes.

To test the technology, a field modular was built to simulate a scaled down section of the pipeline (*pic. 1-a*). In particular, a 70-meter interval of pipeline with an OD of 3 inches (75 mm) with a wall thickness of 1/8 inches (3 mm) was used for the test stand. *Pic. 1-b* shows the modular diagram

**Main specs of the stand:**

- Length of the flowline L – 70 м
- ID D – 69 мм
- Pressure in the flowline 15 psi (1 bar = 1 atm)

Two samples of oil were tested with respective parameters:

Sample 1: 18 API; 105 sp

Sample 2: 16 API; 145 sp



**Pic. 1 – Test modular SWELT. Oil field Wardlaw (Texas, USA).**

**a** – The photo was taken on September 17, 2019; **b** – Principal schematic of the test modular SWELT. 1 – SWELT generator, 2 – sealed reservoir,  $V=30$  bbls;  $P=15$  psi ( $1 \text{ bar} = 1 \text{ kg/cm}^3$ ), 3 – flowline, 70 m, 3" OD ( $2\frac{3}{4}$ " ID), 4 – oil receiving tank

Recording time for sample–1 was 2 minutes; sample 2 – 3 minutes.

### **Testing procedures:**

1. Fill 70 m flowline with oil of respective sample. Build pressure 15 psi. Make sure there is no air left in the pipe.

2. Open end valve. In 2 (3) minutes close the valve. Measure and record volume of oil received.

3. Start SWELT generator. Simultaneously repeat procedure 2.

4. Repeat procedures 2 and 3 several times. Make records.

5. Change oil sample–1 to oil sample–2. Repeat procedures 1 thru 4.

The recorded results are shown in the table and pic. 2 below.

Analysis of SWELT test results on two types of oil at 15 psi (1 bar) pumping pressure allows us to draw the following conclusions.

1. SWELT provides a greater effect when pumping heavier and more viscous oil. This is justified by the fact that SWELT reduces, down to complete leveling, hydraulic resistance on the boundary of pumped oil and the inner surface of the pipes.

To estimate the performance forecast on the terms of the real pipeline, the Darcy-Weisbach equation is used, in the version for flow in the pipe:

$$h_f = f \frac{L}{D} \frac{V^2}{2g}$$

where:  $h_f$  – hydraulic friction losses,  $f$  – Darcy-Weisbach friction factor,  $L$  – pipe length.  $D$  – diameter of the pipe,  $V$  – average flow velocity,  $g$  – gravitational acceleration.

The L/D ratio for the stand is 70/0.07/1000. For comparison, in the TMX (Trans Mountain Pipeline), the diameter of the pipe is 24" or 600 mm (0.6 m). Assume the distance between the nearest booster stations 60 km (60,000 m). The L/D ratio is 100,000, which is 100 times greater than in our testing trial.

Attempting to increase the volume of oil pumping through the pipeline by increasing pumping pressure will increase hydraulic friction losses in a quadratic dependence on the flow rate.

Table – Test modular SWELT. Oil field Wardlaw (Texas, USA). Testing Results

TEST TRIALS :		Baseline, gal	SYVELT, gal	Change,%
Date: 9/16/2019 Oil: 18 API; 105 sp Test time: 2 min Pressure: 15 psi	TEST 1	65	110	69
	TEST 2 60 80 33			
	TEST 3	60	95	58
	TEST 4	60	100	67
	TEST 5	60	95	58
	TEST 6	60	105	75
	Average			66
		Baseline, gal	SVVELT, gal	Change,%
Date: 9/17/2019 Oil: 16 API; 145 sp Test time 3 min Pressure 15 psi	TEST 2	45	95	111
	TEST 3	45	90	100
	TEST 4	45	90	100
	TEST 5	45	85	89
	TEST 6	45	95	111
	TEST 7	45	90	100
	TESTS	45	90	100
	TEST 9	45	95	111
	TEST 10	45	90	100
<b>Testing Procedure:</b>	Average			102

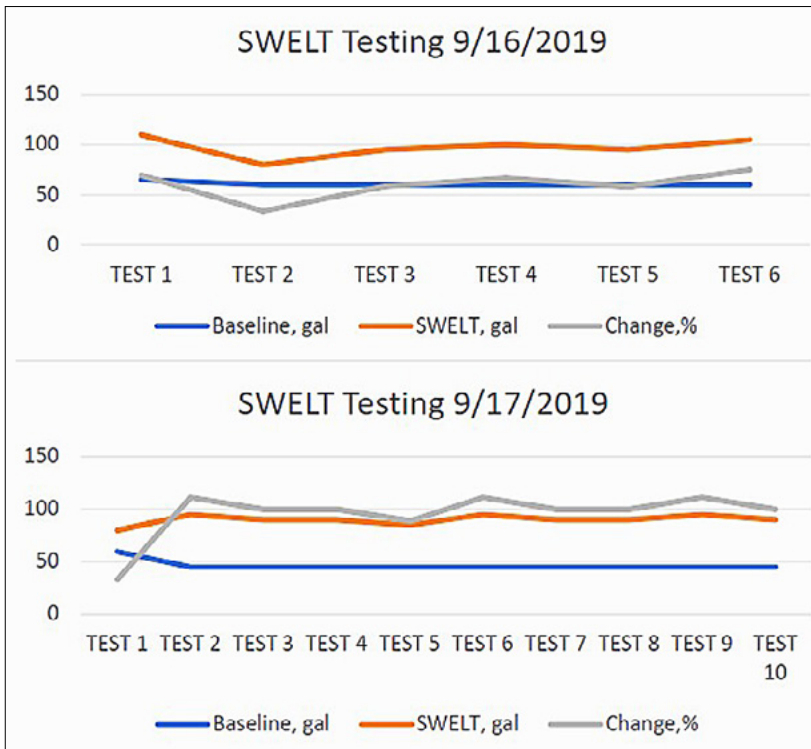


Fig. 2 – Test modular SWELT. Oil field Wardlaw (Texas, USA). Test Charts



Compensation for the growth of hydraulic friction can only be achieved by drastic reduction of  $f$  – the Darcy-Weisbach factor of hydraulic friction. The test trial confirmed the feasibility of achieving this by SWELT technology.

2. Minimizing the Darcy-Weisbach « $f$ » – hydraulic resistance factor practically means that hydraulic resistance in the pipeline no longer plays any role and is no limiting factor in the intensity and volume of pumping oil in pipeline, should SWELT technology is properly planned and applied.

3. In a practical case it can be reasonably concluded that if hydraulic resistance is successfully removed throughout the actual pipeline, the efficiency of SWELT use will increase significantly. The throughput volume may be limited by other factors such as pump performance. In each case, the projected optimized values of oil volumes and conditions for transporting oil through the pipeline will be determined by a proper design that is performed under specific conditions and optimized by the imperial pumping values achieved in the process of customization of the technology and further refinement on the experimental section of the pipeline.

4. Further increase in pumping efficiency is associated with the improvement of SWELT technology and the possibility of further reduction of hydraulic resistance on the boundary of the liquid-ID surface of the pipe. This is achievable if reliable data is available to design the impact.

5. The fact that SWELT is a impulse-wave technology causes the non-use of chemical agents. This avoids the cost of chemical agents, their injecting into and removal from the oil at the end of pumping. The fact that most of those chemicals are water soluble, there is no cost neither hassle dewatering the pumped oil.

6. DRA (Drag Reducing Agents) technologies are now widely used in the mid-stream industry. Most of the DRA chemicals are toxic and require special handling to deal with them. This creates environmental and safety hazards for staff. SWELT is free from this issues.

7. If the DRA principle is aimed at reducing the viscosity of the pumped oil by reducing surface tension in the entire array of pumped liquid, SWELT removes resistance at the boundary of the oil flow in the pipe with the pipeline wall on its inner surface. The *pic. 3* shows the comparison diagrams of the flow velocities inside the pipeline in the DRA version, marked as baseline, and SWELT



**Pic. 3 – Test modular SWELT. Oil field Wardlaw (Texas, USA). Fluid Velocity Diagram**

8. The efficiency potential of SWELT is times greater than that of DRA. SWELT, unlike DRA, does not change the composition and structure of pumped oil, does not require water solution to water, does not create difficulties to clean oil from water and chemicals at the end of pumping, does not create ecological risks and risks dangers of working with toxic chemical agents. SWELT provides a natural lubrication of pipeline walls, which reduces its wear and extends the inter-repair period.

Services to pipeline companies using SWELT technology are provided by GALEX, or by GALEX's affiliate RockStream, LLC. The following 3-stage service delivery procedures are applied in the conclusion of contracts:

1. Design. GALEX, based on customer data, is developing the SWELT treatment design and plan, which include recommendations for optimizing the pipeline adjustment;

2. SWELT testing on selected pipeline site. This phase includes the construction of a SWELT prototype, the organization of the impact on pumping, the receipt and optimization of results;

3. Full execution of the contract. Includes SWELT service in accordance with the contract and additions to it.

**We will test the pumping of YOUR oil at the SWELT stand in YOUR squat. You will judge the opportunity of using SWELT services for your business.**

**Please contact us.** 

УДК: 544,478; 544,41

## КАТАЛИТИЧЕСКИЕ СИСТЕМЫ УТИЛИЗАЦИИ ПАРНИКОВЫХ ГАЗОВ



**К. ДОСУМОВ<sup>1,2</sup>**,  
доктор химических наук,  
профессор, академик НАЕН РК,  
член-корр. НИА РК



**Д.Х. ЧУРИНА<sup>1\*</sup>**,  
кандидат химических наук,  
старший научный сотрудник



**Г.Е. ЕРГАЗИЕВА<sup>2</sup>**,  
кандидат химических наук,  
ведущий научный сотрудник



**Б.Т. ЕРМАГАМБЕТ<sup>3</sup>**,  
доктор химических наук, профессор,  
академик международной академии  
информатизации, директор института  
химии и технологии угля

<sup>1</sup>Центр физико-химических методов исследования и анализа  
Казахского национального университета им. аль-Фараби,  
Республика Казахстан, 050012, г. Алматы ул. Тoleби 96А

\*Автор для переписки. E-mail: dina.churina@gmail.com

<sup>2</sup>Институт проблем горения,  
Республика Казахстан, 050012, г. Алматы ул. Богенбай батыра 172

<sup>3</sup>Институт химии и технологии угля,  
Республика Казахстан, 01000, г. Нур-Султан, ул. Ақжол, дом 26, офис 308

*Описаны современные каталитические системы процесса утилизации парниковых газов ( $CH_4 + CO_2$ ) до промышленно важного продукта – синтез-газа. Приведены литературные и собственные данные, полученные на катализаторах с различными металлическими компонентами активной фазы, оксиды металлов переменной валентности: NiO,  $La_2O_3$ , CuO,  $MoO_3$ , MgO,  $V_2O_5$ ,  $WO_3$ , CoO,  $Cr_2O_3$ , ZnO,  $ZrO_2$ ,  $CeO_2$ ,  $Fe_2O_3$  и др. системах, модифицированных различными добавками. Рассмотрено влияние природы носителей на направление реакции утилизации парниковых газов. Описаны новые методы приготовления и обработки катализаторов с целью получения катализаторов с хорошей низкотемпературной активностью, повышенной стабильностью, устойчивых к углеотложению. Комплексом физико-химических методов установлены причины улучшения эффективности и стабильности катализаторов.*

**КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА:** утилизация парниковых газов, диоксид углерода, синтез-газ, катализатор.

## ЖЫЛЫЖАЙ ГАЗДАРЫН ӨҢДЕЙТІН КАТАЛИТИКАЛЫҚ ЖҮЙЕЛЕР

**К. ДОСЫМОВ**<sup>1,2</sup>, химия ғылымдарының докторы, профессор, Қаз ҰЖФА академигі, ҚР ҰИА корреспондент мүшесі, лаборатория жетекшісі.

**Д.Х. ЧУРИНА**<sup>1</sup>, химия ғылымдарының кандидаты, аға ғылыми қызыметкер.

**Г.Е. ЕРҒАЗИЕВА**<sup>2</sup>, химия ғылымдарының кандидаты, жетекші ғылыми қызыметкер.

**Б.Т. ЕРМАҒАМБЕТ**<sup>3</sup>, химия ғылымдарының докторы, профессор, ХИА академигі, Көмір химиясы және технологиясы институтының директоры.

<sup>1</sup>ель Фараби атындағы Қазақ ұлттық университетінің «Физика-химиялық зерттеу әдістері және талдау орталығы» Қазақстан Республикасы, 050012, Алматы қ, Төле би көш, 96А үй

<sup>2</sup>Жану проблемалар институты,  
Қазақстан Республикасы, 050012, Алматы қ, Богенбай батыр көш., 172 үй

<sup>3</sup>Көмір химиясы және технологиясы институты,  
Қазақстан Республикасы, 01000, Нур-Султан қ, Ақжол көш, 26 үй, 308 кеңсе

*Бұл шолуда өндірістік маңызы зор өнім – синтез-газға дейін жылыжай газдарын ( $CH_4 + CO_2$ ) өңдеу процесіне арналған заманауи каталитикалық жүйелер сипатталған. Әр түрлі қоспалармен модифицирленген каталитикалық жүйелерде және құрамында ауыспалы валентті металл оксидтері: NiO,  $La_2O_3$ , CuO,  $MoO_3$ , MgO,  $V_2O_5$ ,  $WO_3$ , CoO,  $Cr_2O_3$ , ZnO,  $ZrO_2$ ,  $CeO_2$ ,  $Fe_2O_3$ , активті фазаның әр түрлі металлды компоненттері бар катализаторларда алынған әдеби және өзіміздің мәліметтер келтірілген. Жылыжай газдарын өңдеу реакциясының бағытына катализатордың активті фазасының және тасымалдағыш табиғатының әсері қарастырылған. Төменгі температурада белсенді, жоғарғы каталитикалық белсенділікке ие, көміртектенуге тұрақты катализаторлар алу мақсатында оларды дайындау және өңдеудің жаңа әдістері сипатталған. Физика-химиялық әдістерді кешенді қолдана отырып катализатор тұрақтылығының және эффективтілігінің жақсару себептері анықталған.*



**НЕГІЗГІ СӨЗДЕР:** жылыжай газдарын өңдеу, көміртегі диоксиді, синтез-газ, катализатор.

## CATALYTIC SYSTEMS FOR GREENHOUSE GAS UTILIZATION

**DOSSUMOV K.**<sup>1,2</sup>, Doctor of Chemical Sciences, Professor, Academician of the National Academy of Natural Sciences of Kazakhstan, Corresponding Member of the National Engineering Academy of Kazakhstan, Head of Laboratory

**CHURINA D.Kh.**<sup>1</sup>, Ph.D. (Chemistry), Candidate of Chemical Sciences, Senior Researcher

**YERGAZIYEVA G. Ye.**<sup>2</sup>, Ph.D. (Chemistry), Candidate of Chemical Sciences

**ERMAGAMBET B.T.**<sup>3</sup>, d.ch.s., professor, Academician of the International Academy of Informatization, Director of Institute of Coal Chemistry and Technology

<sup>1</sup>Center of Physical Chemical Methods of Research and Analysis of al-Farabi Kazakh National University Republic of Kazakhstan, 050012, Almaty, Toleby st. 96A

<sup>2</sup>Institute of Combustion Problems  
Republic of Kazakhstan, 050012, Almaty, Bogembay batyr st., 172

<sup>3</sup>Institute of Coal Chemistry and Technology  
Republic of Kazakhstan, 01000, Nur-Sultan, Akzhol st., 26, office 308

*This review describes modern catalytic systems for the process of greenhouse gas utilization ( $CH_4+CO_2$ ) to an industrial important product – synthesis gas. Literature and proprietary data obtained on catalysts containing various metal components of the active phase, oxides of metals of variable valency: NiO,  $La_2O_3$ , CuO,  $MoO_3$ , MgO,  $V_2O_5$ ,  $WO_3$ , CoO,  $Cr_2O_3$ , ZnO,  $ZrO_2$ ,  $CeO_2$ ,  $Fe_2O_3$ , etc. are given on catalytic systems, modified by various additives. The influence of the nature of the carriers on the direction of the reaction of greenhouse gas utilization is considered. New methods for the preparation and processing of catalysts (SHS, ultrasonic deposition, sonochemistry method, plasma treatment, etc.) have been described with the aim of obtaining DRM catalysts with good low-temperature activity, enhanced catalytic stability, resistant to coal deposition. The reasons for improving the efficiency and stability of catalysts have been established using a complex of physical chemical methods.*

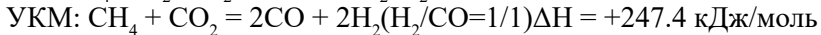
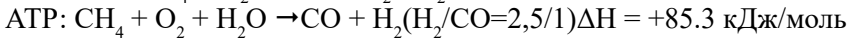
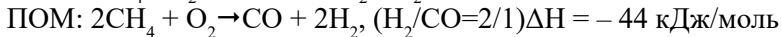
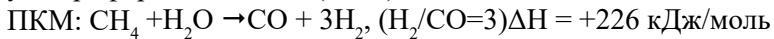
**KEY WORDS:** green house gas utilization, carbon dioxide, synthesis gas, catalyst.

## ВВЕДЕНИЕ

Влияние антропогенной деятельности на глобальный климат связано с действием нескольких факторов, из которых наибольшее значение имеет увеличение количества атмосферного углекислого газа, а также некоторых других газов (метана, закиси азота, хлорфторуглеродов и др.), которое усиливает парниковый эффект в атмосфере. Основные источники поступления газа в атмосферу это сжигание ископаемого топлива – угля, газа и нефтепродуктов. Поступление  $CO_2$  в атмосферу столь велико, что его прекращение в ближайшие десятилетия представляется технически неосуществимым. Кроме того, объем потребления энергии в развивающихся странах начинает быстро расти. Постепенный рост количества парниковых газов в атмосфере уже оказывает заметное влияние на климат Земли, изменяя его в сторону потепления. В этой связи утилизация парниковых газов в ценные продукты становится одной из актуальных эколого-экономических проблем. Для этой цели широко применяются

каталитические технологии с использованием нанофазных, модифицированных катализаторов, менее подверженных закоксовыванию, и не содержащих в своем составе благородные металлы. Наиболее актуальна утилизация парниковых газов ( $\text{CH}_4 + \text{CO}_2$ ) до промышленно важного продукта – синтез-газа, состоящего из смеси  $\text{CO}$  и  $\text{H}_2$  в различных соотношениях, который является альтернативным источником сырья для нефтехимической промышленности, используется для получения водорода, в производстве метанола, синтезе Фишера-Тропша, оксосинтезе и восстановлении железной руды в металлургии [1]. Он также эффективен в энергетике для производства тепла и электроэнергии на газотурбинных, парогазовых установках и др.

Существует несколько каталитических технологий получения синтез-газа разного состава: паровая конверсия метана (ПКМ), парциальное окисление метана (ПОМ), автотермический риформинг (АТР) и углекислотная конверсия метана (УКМ) или сухой риформинг метана (СРМ):



Паровой риформинг ПКМ – основной промышленный способ получения синтез-газа из природного газа, однако его недостаток связан с повышенной температурой процесса и высоким соотношением  $\text{H}_2/\text{CO}=3$ , непригодного для синтеза Фишера-Тропша [2]. В ПКМ часто добавляют кислород для поддержания высокой температуры и улучшения окисления метана. Этот комбинированный вариант риформинга метана называется автотермическим риформингом метана [3]. ПОМ и АТР дают хорошее отношение  $\text{H}_2/\text{CO}$ , но требуют особых мер предосторожности и находятся на стадии лабораторных испытаний [4]. УКМ или «сухой» риформинг метана – СРМ, представляет особый интерес, т. к. позволяет утилизировать одновременно два парниковых газа –  $\text{CH}_4$  и  $\text{CO}_2$ . Основные проблемы УКМ – низкая активность катализаторов и их неустойчивость к зауглероживанию [5], в результате чего они теряют свою эффективность.

## ВЛИЯНИЕ НОСИТЕЛЕЙ

В промышленности преимущественно используются катализаторы на носителях, что связано с экономией дорогостоящих компонентов и относительной легкостью формирования пористой структуры носителя. В качестве носителей применяются в основном синтетические, которые по сравнению с природными имеют ряд преимуществ: постоянный химический состав, возможность регулирования пористой структуры, позволяющей получать высокоактивный катализатор, получение катализатора заданной формы [6]. Природные сорбенты не нашли широкого применения, т. к. они не имеют постоянного состава в зависимости от уровня залегания в месторождении и для их стандартизации требуется трудоемкая дополнительная обработка, однако они применимы в экологических и др. целях в качестве адсорбентов [7]. Носители играют существенную роль в свойствах каталитической системы как в отношении активности, так и направленности действия. Нами исследовано влияние природы

носителей ( $\theta$ - $\text{Al}_2\text{O}_3$ ,  $\gamma$ - $\text{Al}_2\text{O}_3$ , 5A, 4A, 3A и 13X) на направление реакции утилизации парниковых газов при объемной скорости реакции  $1500 \text{ ч}^{-1}$ , соотношении метана с диоксидом углеродом  $\text{CH}_4:\text{CO}_2=1:1$  в температурном интервале  $600\text{--}900^\circ\text{C}$  [8]. В *таблице 1* приведены данные при оптимальной температуре  $800^\circ\text{C}$ . Среди испытанных носителей наиболее эффективен  $\gamma$ -оксид алюминия, на котором конверсия  $\text{CH}_4 = 20\%$ , концентрация образовавшихся водорода и CO достигает до 0.6 и 2.9 об. %, соответственно.

**Таблица 1 – Влияние природы носителя на выход синтез газа**

Носители	Конверсия $\text{CH}_4$ и $\text{CO}_2$ , в %		Продукты реакции, в об. %	
	$X_{\text{CH}_4}$	$X_{\text{CO}_2}$	$C_{\text{H}_2}$	$C_{\text{CO}}$
$\gamma - \text{Al}_2\text{O}_3$	20	20	0.6	2.9
цеолит 5A	10	9	0.1	2.8
цеолит 3A	15	15	0.3	2.5
$\theta - \text{Al}_2\text{O}_3$	18	18	0.5	3.1
цеолит 4A	9	8	0.1	2.5
цеолит 13X	17	17	0.4	3.6
HY	20	13	0.6	2.7
HZSM-5	13	17	0.3	3.0

Среди цеолитов наиболее активны 13X и HY, где конверсия метана = 17 и 20%. По активности конверсии  $\text{CH}_4$  в синтез-газ, изученные носители располагаются в следующей последовательности:  $\gamma\text{-Al}_2\text{O}_3$  (20%) > HY (20%) >  $\theta\text{-Al}_2\text{O}_3$  (18%) > 13X (17%) > 3A (15%) > HZSM-5 > 5A (10%) > 4A (9%).  $\text{Al}_2\text{O}_3$ , по сравнению с синтетическими цеолитами, являются более кислым носителем [9]. Для подтверждения зависимости активности от кислотности  $\text{Al}_2\text{O}_3$  был пропитан небольшим количеством фосфорной кислоты с последующей сушкой ( $300^\circ\text{C}$ ) и прокаливанием ( $500^\circ\text{C}$ ). В результате увеличение содержания  $\text{P}_2\text{O}_5$  от 0 до 0.5 % повысило активность  $\text{Al}_2\text{O}_3$  в реакции УКМ, выход  $\text{H}_2$  возрос от 0.6 до 0.8, а CO – от 2.9 до 4.7 об.%. Дальнейшее увеличение концентрации  $\text{P}_2\text{O}_5$  до 3% ведет к снижению выхода синтез-газа, т. к. образовавшиеся активные центры кислого характера в определенных концентрациях положительно влияют на эффективность носителя.

Получение пористого  $\text{Al}_2\text{O}_3$  стандартным методом и его применение в катализаторе на основе Ni в  $\text{CH}_4/\text{CO}_2$  риформинге для производства синтез-газа рассмотрено в [10]. Четыре носителя (SH0.01, SH0.02, SH0.03 и SH0.05) синтезированы стандартным методом по сравнению с коммерческим носителем  $\gamma\text{-Al}_2\text{O}_3$  (SH0), и соответствующие NiO/ $\text{Al}_2\text{O}_3$  катализаторы – SHC0.01, SHC0.02, SHC0.03, SHC0.05 и SHC0, получали методом осаждения гидролизом. По BET объемы пор всех носителей составляли  $\sim 0.41 \text{ см}^3/\text{г}^{-1}$ , а носитель SH0.02 имел площадь поверхности до  $477 \text{ м}^2/\text{г}^{-1}$  и средний диаметр пор 3.3 нм. Установлено ( $\text{NH}_3$ -ТПД), что SH0.02 имеет слабую поверхностную кислотность. SHC0.02 хорошо представлен дисперсией NiO и размер ее Ni = 5.8 нм (XRD). Доля площади пика восстановления NiO в SHC0,02

в общей площади составила 86% по  $H_2$ -ТПВ. Таким образом, катализатор SHC0.02 наиболее активен и селективен. Конверсия метана=75–95%, конверсия  $CO_2$ =5–95%, селективность по  $H_2$ =70–85%.

Высокоупорядоченные мезопористые углеродные материалы, полученные из синтезированных на основе диоксида кремния SBA-15 и KIT-6 и модифицированных лантаноидами в процессе утилизации парниковых газов (рисунки 1) [11] показали, что активность и стабильность катализаторов на основе Ce и La, нанесенных на мезопористый углерод, выше, чем у аналогичных, нанесенных на диоксид кремния (таблица 2). Так начальная активность ( $A_0$ ) 5-La/ $C_{SBA-15}$  и 5-Ce/ $C_{SBA-15}$ =5.4 и 7.2 mmol/g.min, а активность через 1 час реакции 1.0 и 3.8 mmol/g.min, соответственно в то время, как для 5-La/SBA-15 и 5-Ce/SBA-15  $A_0$ =4.6 и 5.0 mmol/g.min, а активность через 1 час реакции ( $A_1$ )–0.6 и 2.4 mmol/g.min. Такая же картина характерна для 5-La/ $C_{KIT-6}$  и 5-Ce/ $C_{KIT-6}$ , где  $A_0$ = 8.3 и 10.3, а  $A_1$ =3.3 и 5.2 mmol/g.min против 3.7

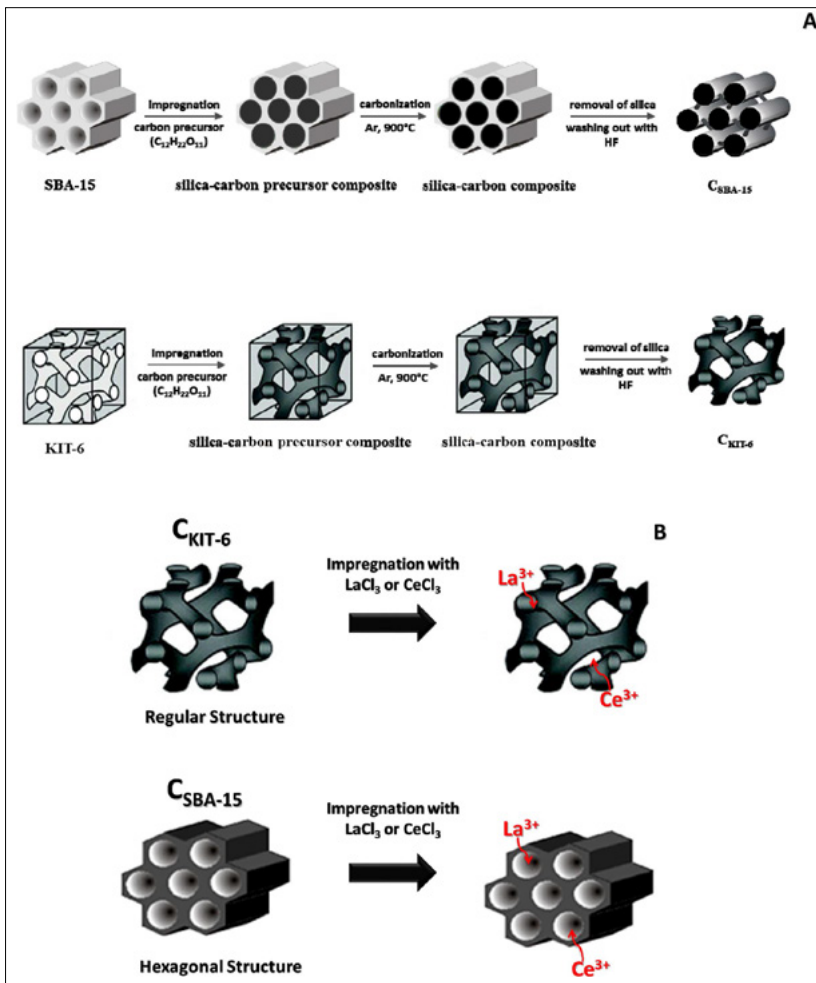


Рисунок 1 – Схема синтеза мезопористых углеродных (A) и катализаторов на основе La- и Ce(B) [11]



и 3.5 ( $A_0$ ) и 0.6 и 1.0 mmol/g.min ( $A_1$ ) для 5-La/KIT-6 и 5-Ce/KIT-6. Эти результаты связаны с более основной поверхностью KIT-6 и SBA-15 и повышенным вкладом мезопористой структуры подложек на основе углерода.

**Таблица 2 – Обобщенные параметры каталитической активности для реакции сухого риформинга метана. Начальная активность ( $A_0$ ), активность через 1 ч реакции ( $A_1$ )**

Образцы	$A_0$ , mmol/g.min	$A_1$ , mmol/g.min
SBA-15	1.0	0.0
5-La/SBA-15	4.6	0.6
5-Ce/SBA-15	5.0	2.4
$C_{SBA-15}$	0.5	0.0
5-La/ $C_{SBA-15}$	5.4	1.0
5-Ce/ $C_{SBA-15}$	7.1	3.8
KIT-6	1.0	0.0
5-La/KIT-6	3.7	0.6
5-Ce/KIT-6	3.5	1.0
$C_{KIT-6}$	0.5	0.0
5-La/ $C_{KIT-6}$	8.3	3.3
5-Ce/ $C_{KIT-6}$	10.3	5.2

Таким образом, наиболее эффективными носителями каталитических систем для реакции утилизации парниковых газов являются оксиды алюминия, в частности  $\gamma$ - $Al_2O_3$  и мезопористые углеродные материалы. В некоторых случаях увеличению эффективности носителей способствует повышение кислотности.

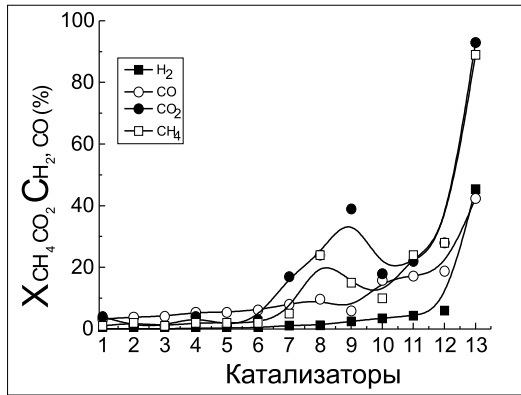
## ВЛИЯНИЕ ПРИРОДЫ АКТИВНОЙ ФАЗЫ

По литературным данным, в процессе утилизации парниковых газов  $CH_4$  и  $CO_2$  с получением синтез-газа в качестве катализаторов зачастую используются Ni и Co. Однако недостатком Ni является его склонность к углеотложению. Для катализаторов УКМ важным свойством является устойчивость к коксообразованию. Увеличение содержания Ni от 15 до 25 масс. % приводит к коксованию Ni- $Al_2O_3$  нанокатализатора, полученного ультразвуковым осаждением [12]. Конверсия  $CH_4/CO_2=75:80\%$ . Поэтому содержание никеля должно не превышать критический объем.

Катализаторы, содержащие оксиды металлов переменной валентности: NiO,  $La_2O_3$ , CuO,  $MoO_3$ , MgO,  $V_2O_5$ ,  $WO_3$ , CoO,  $Cr_2O_3$ , ZnO,  $ZrO_2$ ,  $CeO_2$ ,  $Fe_2O_3$  на эффективном носителе –  $\gamma$ - $Al_2O_3$  приготовлены и изучены нами в процессе УКМ [8, 13]. При оптимальной температуре 800°C (рисунк 2) на катализаторах, содержащих оксиды La, Mg, W, Zn, Zr и Ce наблюдаются низкие выходы  $H_2$  и CO. Конверсия метана=1–2%. Начиная с  $Fe_2O_3/\gamma$ - $Al_2O_3$  до CuO/ $\gamma$ - $Al_2O_3$  конверсия  $CH_4$  увеличивается от 4 до 28% и одновременно в продуктах реакции повышается концентрация  $H_2$  и CO. Среди изученных образцов наиболее активен NiO/ $\gamma$ - $Al_2O_3$ , выходы  $H_2$  и CO = 45.4 и 42.4 об. % при конверсии  $CH_4$  – 89%. На микрофотографии  $Al_2O_3$

(СЭМ) эффективного 3% NiO/ $\gamma$ -Al<sub>2</sub>O<sub>3</sub> катализатора до и после реакции наблюдаются аморфные фазы слоистой формы (рисунок 3). Основная доля частиц имеет размер в интервале 50–150 нм. Под влиянием реакционной среды на поверхности NiO/ $\gamma$ -Al<sub>2</sub>O<sub>3</sub>, испытанного в УКМ, происходит образование углеродных нитей, а также равномерное распределение частиц на поверхности носителя (рисунок 3 с). XRF методом показано, что до и после испытания NiO/ $\gamma$ -Al<sub>2</sub>O<sub>3</sub> содержание оксидов алюминия и никеля остаются неизменными и составляют 96.7 и 3.0 масс. %. Это свидетельствует об отсутствии уноса активной фазы катализатора во время реакции. Содержание других примесей не превышает 0.01 – 0.32%.

Наночастицы никеля на смешанных оксидах Ce<sub>1-x</sub>Zr<sub>x</sub>O<sub>2</sub>, приготовленные различными методами, а также Ni-ZrO<sub>2</sub> и Ni-CeO<sub>2</sub> испытаны в процессе утилизации CH<sub>4</sub> и CO<sub>2</sub>. Конверсия CH<sub>4</sub>/CO<sub>2</sub>/Ar составила 60/75 при CH<sub>4</sub>/CO<sub>2</sub>/Ar=10:10:80%, W=12 мл/мин, T=600°C [14]. Приготовление смешанных оксидов путем совместного осаждения привело к получению катализаторов с более высокой поверхностью, чем чистые ZrO<sub>2</sub> или CeO<sub>2</sub>. Образование твердых растворов Ce<sub>1-x</sub>Zr<sub>x</sub>O<sub>2</sub> в зависимости от использования поверхностно-активного вещества (ПАВ) показано XRD анализом. Активность катализатора, полученного совместным осаждением без ПАВ сопоставима с Ni-ZrO<sub>2</sub>, т. е. активность сильно зависит от метода приготовления и от полученного фазового состава, а не от номинального состава. Конверсия CH<sub>4</sub> на Ni-ZrO<sub>2</sub> была как на Ni-Ce<sub>1-x</sub>Zr<sub>x</sub>O<sub>2</sub>, т. е. 56.7% изначально (57.4% на Ni-Ce<sub>1-x</sub>Zr<sub>x</sub>O<sub>2</sub>) и 46.5% через 3 часа в потоке (47.7%). Однако образование нитчатого углерода на Ni-Ce<sub>1-x</sub>Zr<sub>x</sub>O<sub>2</sub> уменьшалось в 100 раз. Количество образовавшегося CO<sub>2</sub> (ТПО) на Ni-ZrO<sub>2</sub>, ~ в 10 раз выше, чем на Ni-CeO<sub>2</sub>, и



1-La<sub>2</sub>O<sub>3</sub>; 2-MgO; 3-WO<sub>3</sub>; 4-ZnO;  
5-ZrO<sub>2</sub>; 6-CeO<sub>2</sub>; 7-Fe<sub>2</sub>O<sub>3</sub>; 8-Cr<sub>2</sub>O<sub>3</sub>; 9-CoO;  
10-V<sub>2</sub>O<sub>5</sub>; 11-MoO<sub>3</sub>; 12-CuO; 13-NiO

Рисунок 2 – Зависимость выхода синтез-газа в реакции УКМ от природы оксидных катализаторов, нанесенных на  $\gamma$ -Al<sub>2</sub>O<sub>3</sub>

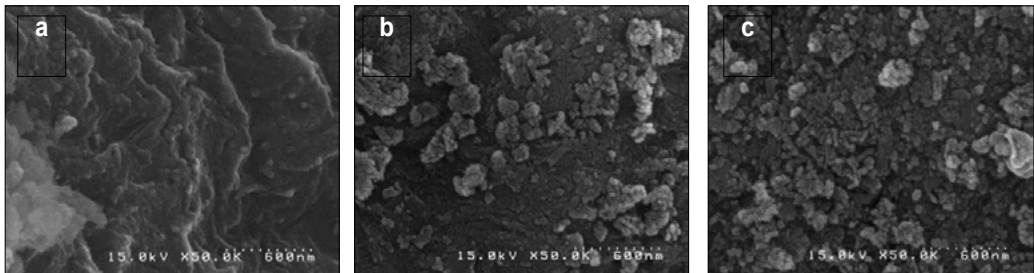


Рисунок 3 – Микрофотографии СЭМ: а –  $\gamma$ -Al<sub>2</sub>O<sub>3</sub>; б – NiO/ $\gamma$ -Al<sub>2</sub>O<sub>3</sub> до реакции; в – NiO/ $\gamma$ -Al<sub>2</sub>O<sub>3</sub> после реакции

~ в 100 раз больше, чем на  $\text{Ni-Ce}_{1-x}\text{Zr}_x\text{O}_2$ , что является огромным преимуществом катализатора  $\text{Ni-Ce}_{1-x}\text{Zr}_x\text{O}_2$  по сравнению с  $\text{Ni-ZrO}_2$ .

На катализаторах с низким содержанием Co и Ni на оксиде алюминия в УКМ [15] конверсия метана на Ni при  $\text{CH}_4/\text{CO}_2=60$  равна 66%, конверсия на Co при  $\text{CH}_4/\text{CO}_2=73-82\%$ . Co катализатор дезактивируется в течение первых минут реакции из-за образования  $\text{CoAl}_2\text{O}_4$ , но Ni(1) и Co (2.5) проявляют высокую удельную активность превращения  $\text{CH}_4$ , высокую стабильность и низкое количество осажденного углерода, что сохраняется при 1073 К. В процессе утилизации  $\text{CH}_4$  и  $\text{CO}_2$  отмечена высокая активность биметаллического катализатора 4Ni-1Co/SBA-15 (Ni/Co:4/1) при  $\text{CH}_4$  (73%),  $\text{CO}_2$  (89%) и 750°C [16].

Ni/Co монометаллические и биметаллические на  $\gamma\text{-Al}_2\text{O}_3$  катализаторы в процессе УКМ [17] показали, что как Ni, так и 2Ni-1Co более активны, чем другие катализаторы, конверсия  $\text{CH}_4$  составила 20-100%, а  $\text{CO}_2$  - 30-80%. Причиной такой активности явилась однородность и небольшой размер частиц активного компонента, достигнутый методом приготовления, что обеспечило большую удельную поверхность. Высокая активность Co-содержащих катализаторов в УКМ отмечена также в ряде работ, данные по которым приведены ниже в других разделах обзора.

Таким образом, наиболее активными в процессе утилизации  $\text{CH}_4$  и  $\text{CO}_2$  являются Ni и Co-катализаторы как в монометаллическом, так и в биметаллическом состоянии. В ряде работ наночастицы этих металлов, нанесенные на смешанные окислы, проявляют высокие каталитические свойства. Активность катализаторов в значительной степени зависит от метода приготовления и от полученного фазового состава.

## НОВОЕ В ПРИГОТОВЛЕНИИ КАТАЛИЗАТОРОВ

Интерметаллические системы на основе Ni и Al, а также образцы  $\text{Ni}_3\text{Al}$ , модифицированные переходными металлами: Co, Nb, Ti, Cr, Mo, W, получены методом самораспространяющегося высокотемпературного синтеза – СВС [18] и изучены в реакции УКМ в синтез-газ. Система  $\text{Ni}_3\text{Al}+5\%\text{Mo}$  показала наибольшую конверсию исходных реагентов:  $\text{CH}_4$ -83%,  $\text{CO}_2$ -99%, стабильную работу в течение долгого времени и образование на поверхности катализатора в ходе взаимодействия с реакционной средой карбида молибдена –  $\text{Mo}_2\text{C}$ , являющегося катализатором реакции УКМ.

Получение синтез-газа путем утилизации  $\text{CH}_4$  и  $\text{CO}_2$  на катализаторах на основе никеля и перовскита, приготовленных методом пропитки (CP-соосаждение) и золь-геля (SG), изучено в [19]. По активности они располагаются в следующем ряду:  $\text{LaNiO}_3(\text{CP}) > 10\%\text{Ni}/\text{ZrO}_2\text{-Al}_2\text{O}_3 > \text{LaNiO}_3(\text{SG}) > 10\%\text{Ni}/\text{K}_2\text{O-Al}_2\text{O}_3 > 10\%\text{Ni}/\text{MgO-Al}_2\text{O}_3 > \text{LaCoO}_3(\text{CP}) > \text{LaCoO}_3(\text{SG}) > 10\%\text{Ni}/\text{CeO}_2\text{-Al}_2\text{O}_3 > 0\%\text{Ni}/\text{Al}_2\text{O}_3 > 5\%\text{Ni}/\text{Al}_2\text{O}_3 > 20\%\text{Ni}/\text{Al}_2\text{O}_3$ . На  $\text{LaNiO}_3$  (CP) конверсия  $\text{CH}_4$ -86%, выход  $\text{H}_2$ -63%, CO-66%; на  $10\%\text{Ni}/\text{CeO}_2\text{-Al}_2\text{O}_3$  конверсия  $\text{CH}_4$ -71.08%, выход  $\text{H}_2$ -65.4%, CO-88.9%. Показано (XRD и BET) сильное взаимодействие Ni и промотора ( $\text{ZrO}_2$ ) на носителе, которое предотвращает агрегацию металлических частиц и увеличивает сопротивление коксованию. 25% нанокристаллические Ni-M- $\text{Al}_2\text{O}_3$  (M= $\text{CeO}_2$ ,  $\text{La}_2\text{O}_3$  и  $\text{ZrO}_2$ ) катализаторы получены [20] методом совместного осаждения с помощью ультразвукового об-

лучения. Конверсия  $\text{CH}_4/\text{CO}_2=85:70\%$ .  $25\%\text{Ni-CeO}_2\text{-Al}_2\text{O}_3$  сохраняет активность после 15 ч работы при  $700^\circ\text{C}$ . Ультразвуковой синтез и физико-химические характеристики  $\text{Ni-Co/Al}_2\text{O}_3\text{-MgO}$  нанокатализаторов, промотированных  $\text{MgO}$ , в риформинге  $\text{CH}_4/\text{CO}_2$ , рассмотрены в [21]. Выходы  $\text{H}_2$  и  $\text{CO}=5\%$  и  $95\%$ , конверсия  $\text{CH}_4$  и  $\text{CO}_2$  составляют 20 и  $95\%$ . Для сравнения,  $\text{Ni-Co/Al}_2\text{O}_3\text{-MgO}$ -нанокатализатор с  $\text{Al}_2\text{O}_3/\text{MgO}=1.5$  был получен также методом пропитки. По данным XRD, FESEM, PSD, ВЕТ и FTIR, среди приготовленных методом сонохимии образцов  $\text{Ni-Co/Al}_2\text{O}_3\text{-MgO}$  с  $\text{Al}_2\text{O}_3/\text{MgO}=5$  имеет более высокую дисперсию, лучшую морфологию, меньший размер кристалла, активную фазу распределения и более высокую удельную поверхность по сравнению с пропиткой. Средний размер частиц на поверхности составляет  $\sim 45$  nm. Почти  $97\%$  частиц имеют размер менее 100 nm. Распределение наночастиц в интервале 15–90 nm, из них  $78\%$  – между 15–60 nm. Удельная поверхность  $\text{Ni-Co/Al}_2\text{O}_3\text{-MgO}$  с  $\text{Al}_2\text{O}_3/\text{MgO}=5$  (метод сонохимии) $=48.9$  м<sup>2</sup>/г по сравнению с  $36.5$  м<sup>2</sup>/г (метод пропитки).  $\text{Ni-Co/Al}_2\text{O}_3\text{-MgO}$  с  $\text{Al}_2\text{O}_3/\text{MgO}=5$  с лучшими текстурными свойствами каталитически эффективен: выход  $\text{CO}-92\%$  ( $87\%$  метод пропитки), а выход  $\text{H}_2-87\%$  ( $75\%$  – метод пропитки) при  $800^\circ\text{C}$ .

Катализаторы на основе Ni, приготовленные методом совместного осаждения, прокаленные при  $800^\circ\text{C}$  для получения шпинельных структур  $\text{NiM}_2\text{O}_4$  с M-Cr, Mn и Co испытаны без предварительной обработки  $\text{H}_2$  [22]. Образование шпинельных фаз, характерно только для Ni-Cr и Ni-Mn (XRD и LRS). В УКМ активны три катализатора; их активность изменяется в ряду:  $\text{Ni-Cr}>\text{Ni-Co}>\text{Ni-Mn}$ . На Ni-Cr конверсия  $\text{CH}_4$  и  $\text{CO}_2=90\%$ , селективность по  $\text{H}_2=99\%$ , коксообразование ( $4\%$ ), что связано с его пористой природой, размером кристаллитов и присутствием  $\text{Cr}_2\text{O}_3$  ( $61\%$ ), способствующего стабилизации активных участков Ni на поверхности. Наибольшее осаждение кокса найдено для катализатора на основе Mn, из-за его высокого содержания на поверхности и низкой дисперсии Ni. Конверсия  $\text{CH}_4$  и  $\text{CO}_2$  изучена при нетепловом разряде плазмы на катализаторе при комнатной температуре и  $300^\circ\text{C}$  [23]. В присутствии гелия в газовой фазе происходит передача заряда и энергии от частиц гелия  $\text{He}^+$  или  $\text{He}_2^+$  к  $\text{CH}_4$  и  $\text{CO}_2$ , ведущее к образованию вибрирующих  $\text{CH}_4^+$  и  $\text{CO}_2^+$ , что увеличивает их активность и ограничивает осаждение углерода. Избыток  $\text{CO}_2$  при  $\text{CO}_2/\text{CH}_4=2.3$  влияет на конверсию  $\text{CH}_4$ , на стеклянных шариках он  $=19\%$  по сравнению с  $11.5\%$  при  $\text{CO}_2/\text{CH}_4=0.4$ . Сочетание катализатора с разрядом не изменяет трансформацию реагентов при комнатной температуре, а при  $300^\circ\text{C}$  конверсия  $\text{CH}_4$  почти на всех катализаторах увеличивается в три раза. Характер материала мало влияет на конверсию  $\text{CO}_2$ , когда реакция протекает в плазме при комнатной температуре. Конверсия  $\text{CH}_4$  выше на катализаторах и регулярно растет с  $10\%\text{La}_2\text{O}_3/\text{Al}_2\text{O}_3$ , достигая  $50\%$ , а конверсия  $\text{CO}_2$  незначительно увеличивается на  $10\%\text{La}_2\text{O}_3/\text{Al}_2\text{O}_3$  (от 10 до  $12\%$ ). В заданных условиях протекает активация метана частицами кислорода: высокая конверсия  $\text{CH}_4$  и селективность по  $\text{CO}$  достигаются при использовании смеси  $\text{CH}_4$  и  $\text{O}_2$  при плазменном разряде на  $\text{La}_2\text{O}_3/\text{Al}_2\text{O}_3$  при  $300^\circ\text{C}$ . Реакция между частицами кислорода, образующимися при диссоциации  $\text{CO}_2$  в газовой фазе пополняет поверхностный кислород, который реагируют с метаном.

Метод приготовления имеет большое значение для получения эффективных катализаторов утилизации  $\text{CH}_4$  и  $\text{CO}_2$ . Приготовление методом самораспростра-



нящегося высокотемпературного синтеза – СВС показало хорошие результаты. Ультразвуковой синтез Ni-Co/Al<sub>2</sub>O<sub>3</sub>-MgO нанокатализаторов в риформинге CH<sub>4</sub>/CO<sub>2</sub> также проявил высокие выходы H<sub>2</sub> и CO=5% и 95% при конверсии CH<sub>4</sub> и CO<sub>2</sub>=20 и 95%. Сочетание химических методов приготовления катализаторов (пропитка, золь-гель метод и т. д.) с физическими зачастую являются эффективным. В этом направлении проводится большое количество исследований, которые постоянно совершенствуются и пополняются новыми.

### МОДИФИЦИРОВАННЫЕ КАТАЛИЗАТОРЫ

Модифицирование катализаторов различными добавками широко применяется для улучшения каталитических свойств – активности, селективности, стабильности, устойчивости к углеотложению. Влияние цинкового промотора на каталитические свойства CoZn(x)/ZrO<sub>2</sub> (x=0–3 мас. %) в сухом риформинге метана [24] показало, что добавление 2 мас. % Zn к Co/ZrO<sub>2</sub> улучшает каталитические свойства, а дальнейшее увеличение концентрации Zn имеет противоположный эффект. По результатам XPS и TGA поверхностные Co-частицы на Co/ZrO<sub>2</sub> и CoZn(2%)/ZrO<sub>2</sub> были окислены CO<sub>2</sub>, однако Co/ZrO<sub>2</sub> катализатор окисляется быстрее и в большей степени, чем CoZn(2%)/ZrO<sub>2</sub>. Следовательно, Co/ZrO<sub>2</sub> быстрее дезактивировался из-за потери активных центров окислением, а промотированный цинком катализатор был более стабильным, так как окисление Co подавлялось образованием сплава Co-Zn. Конверсия CH<sub>4</sub>/CO<sub>2</sub>=70:85 % [24]. На рисунке 4 показана конверсия CH<sub>4</sub> и CO<sub>2</sub>, реагирующих в течение 1 ч и 20 ч, а также соответствующая скорость дезактивации реагентов. Наибольшая конверсия CH<sub>4</sub> (69%) наблюдается на CoZn(2%)/ZrO<sub>2</sub>. Значения конверсии после 20 ч проявляли аналогичную тенденцию, как после реакции в течение 1 часа.

Конверсия CO<sub>2</sub> была выше, чем конверсия CH<sub>4</sub> из-за побочной реакции водяного газа (RWGS). Соотношение H<sub>2</sub>/CO всех CoZn(x)/ZrO<sub>2</sub> ~ 0.8. Для всех цинксодержа-

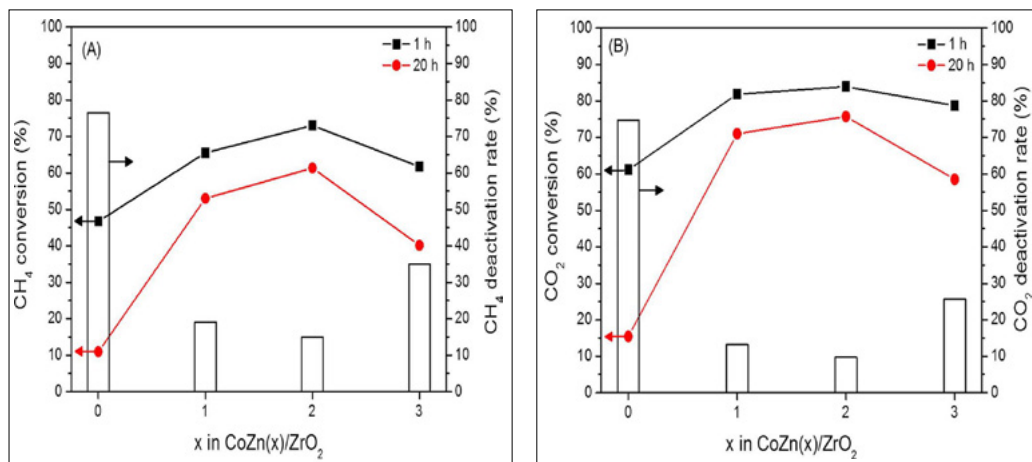
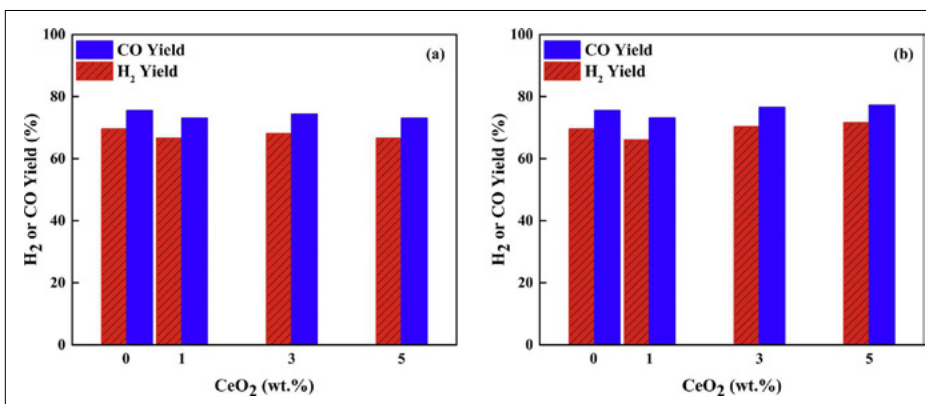


Рисунок 4 – Конверсия CH<sub>4</sub>(А) и (В)CO<sub>2</sub> на CoZn(x)/ZrO<sub>2</sub> катализаторах риформинга с различным содержанием Zn. Условия реакции: 0.05 г катализатора, T=850°C, объемная скорость SV=60000 см<sup>3</sup>/гкат/ч и CH<sub>4</sub>/CO<sub>2</sub>/H<sub>2</sub> (об.%)=40/40/20 [24]

щих катализаторов  $\text{CoZn}(x)/\text{ZrO}_2$  характерна более низкая скорость дезактивации, чем для  $\text{Co}/\text{ZrO}_2$ . Катализатор  $\text{CoZn}/\text{ZrO}_2$  имеет относительно высокую устойчивость, так как окисление металлического  $\text{Co}$   $\text{CO}_2$  эффективно подавлено образованием сплава  $\text{Co-Zn}$ .

Модифицированные никелевые катализаторы  $4\text{Ni}/\text{Al}_2\text{O}_3$  [25] с содержанием железа (2–12% масс.) испытаны в УКМ в течение 24 часов. В течение первых 7–8 часов значительно снизилась коксуемость (выход углерода=0.25–0.5%) по сравнению с немодифицированным  $\text{Ni}$  (4% масс.). При  $820^\circ\text{C}$ , соотношении  $\text{CO}_2/\text{CH}_4=1.5$  и  $W$  метана= $1000 \text{ ч}^{-1}$  выход  $\text{CO}$  достигает 97% об., конверсия  $\text{CH}_4$ –99%, селективность по  $\text{H}_2$ –91%. Константы скорости и энергии активации реакции равны 93–95 кДж/моль для  $4\text{Ni}/3\text{V}_2\text{O}_5/\text{Al}_2\text{O}_3$  и  $4\text{Ni}/5\text{Co}/\text{Al}_2\text{O}_3$ , что свидетельствует об их высокой активности. При УКМ на  $\text{Ni}$  катализаторах с различным содержанием  $\text{V}_2\text{O}_5$  (1–4% масс.) выходы  $\text{H}_2$  и  $\text{CO}$  составили  $C_{(\text{H}_2)}=89$ –91 об.%,  $C_{(\text{CO})}=91$ –96 об.%. Оптимальным является  $\text{Ni}$  катализатор с 4% железа.

В качестве модифицирующих добавок часто используются редкоземельные элементы, в частности церий. При промотировании  $\text{CeO}_2$  нанокатализаторов  $\text{Ni-MgO-Al}_2\text{O}_3$  (12.5 мас.%  $\text{Ni}$ ) в УКМ процессе конверсия  $\text{CH}_4/\text{O}_2=70/70\%$  меняется в зависимости от содержания  $\text{Ce}$  [26]. Выход синтез-газа 75–80%. Выходы  $\text{H}_2$  и  $\text{CO}$  на катализаторах с различным содержанием  $\text{CeO}_2$  при  $700^\circ\text{C}$  показаны на *рисунке 5а и 5б*. Увеличение содержания  $\text{Ce}$  не влияет на выход  $\text{H}_2$  и  $\text{CO}$ . Однако выход  $\text{CO}$  был выше, чем выход  $\text{H}_2$  для всех образцов из-за получения  $\text{CO}$  и потребления  $\text{H}_2$  реакцией обратного переноса водяного газа.  $\text{Ce-Ni-MgO-Al}_2\text{O}_3$  стабилен в течение 700 мин. Катализаторы, приготовленные методом пропитки – IMP, более стабильны, чем приготовленные методом совместного осаждения – COP. Конверсия  $\text{CO}_2$  на катализаторах с содержанием  $\text{Ce}$  от 0 до 5% составляла 77–80%, а конверсия  $\text{CH}_4$  – от 75 до 80 % в течение 700 мин. Наиболее стабилен  $\text{Ce}(3\%)\text{-Ni-MgO-Al}_2\text{O}_3$  (метод IMP); потеря в конверсии  $\text{CH}_4$  с течением времени составляла 0.2%.



**Рисунок 5 – Выход  $\text{H}_2$  и  $\text{CO}$  на катализаторах  $\text{Ce}(x)\text{-NMA}$  с различным содержанием оксида церия, приготовленных (а) COP и (б) IMP методами.**

**Условия реакции:  $\text{CO}_2/\text{CH}_4=1$ ;  $\text{GHSV}=1.8 \times 10^4$  мл/(ч.г кат). IMP-метод пропитки, COP– метод совместного осаждения [26]**

Снижение активности Ce(5%)-Ni-MgO-Al<sub>2</sub>O<sub>3</sub> (метод COP) составляет ~1% из-за спекания и образования кокса на поверхности. Профили ТПВ показали, что добавление церия улучшило каталитическую восстанавливаемость за счет снижения окислительно-восстановительного потенциала. Кроме того, катализаторы CeO<sub>2</sub>-Ni-MgO-Al<sub>2</sub>O<sub>3</sub> обладали более высокой активностью, чем Ni-MgO-Al<sub>2</sub>O<sub>3</sub>, так CeO<sub>2</sub> (3 мас.%Ce) активировал Ni-MgO-Al<sub>2</sub>O<sub>3</sub>. Продукты конверсии увеличиваются с ростом температуры от 550 до 700°C из-за эндотермического характера реакции утилизации CH<sub>4</sub> и CO<sub>2</sub>. Катализаторы, приготовленные методом пропитки, более стабильны и устойчивы к отложению кокса, благодаря улучшению дисперсии Ni и взаимодействия металл-носитель. ТПО и СЭМ использованных промотированных катализаторов выявило более низкую степень образования углерода на Ce-промотированных образцах. Соотношение CO<sub>2</sub>/CH<sub>4</sub> и GHSV влияет на каталитические свойства, рост CO<sub>2</sub>/CH<sub>4</sub> с 0.5:3 до 3:0.5 увеличил конверсию CH<sub>4</sub> и уменьшил CO<sub>2</sub> конверсию и молярное отношение H<sub>2</sub>/CO.

Ряд катализаторов Ni-Mo/CeZr-MgAl, с разной массовой долей CeZrO<sub>2</sub> получен методом двухступенчатого соосаждения и исследован в риформинге CH<sub>4</sub>-CO<sub>2</sub> при 800°C, атмосферном давлении и W газа 60 л/чг кат [27]. Два катализатора (0% и 10%CeZrO<sub>2</sub>) испытаны при 900°C для определения баланса между осаждением углерода и элиминированием. Физико-химические исследования показали, что, по сравнению с катализатором без добавления CeZrO<sub>2</sub>, образование примеси Ce<sub>0.8</sub>Zr<sub>0.2</sub>-MgAl(O) полезно для активации CH<sub>4</sub>. Испытание на стабильность 10% CeZrO<sub>2</sub> в течение 220 ч выявило, что циркуляция Ce<sup>4+</sup>/Ce<sup>3+</sup> может исключить кокс и продлить стабильность при температуре выше 900°C, что связано с механизмом осаждения углерода и элиминации на катализаторах из оксидов металлов Ni-Mo/CeZr-MgAl (рисунок 6). Конверсия CO<sub>2</sub>/CH<sub>4</sub> = 94–98%.

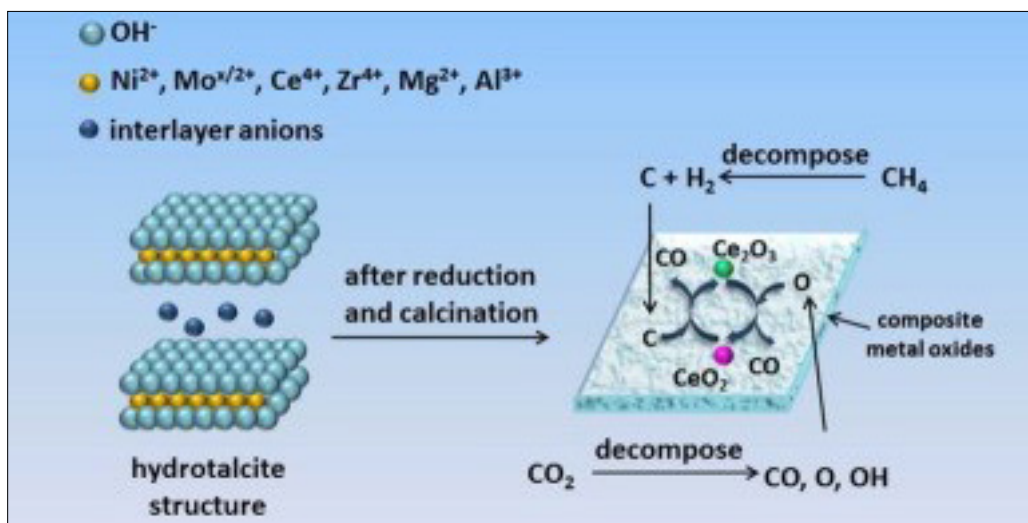


Рисунок 6 – Изменение катализаторов после восстановления и прокалывания и механизм осаждения углерода и его устранения на Ni(Mo)/(CeZr)MgAl(O) оксидных катализаторах [27]

Модификация природными смешанными редкоземельными элементами ( $\text{La}_2\text{O}_3$ ,  $\text{CeO}_2$ ,  $\text{Pr}_6\text{O}_{11}$ ,  $\text{Nd}_2\text{O}_3$ ,  $\text{Sm}_2\text{O}_3$ ,  $\text{Eu}_2\text{O}_3$ ,  $\text{Gd}_2\text{O}_3$ ,  $\text{Tb}_2\text{O}_3$ ,  $\text{Y}_2\text{O}_3$ )-PЗЭ кобальтовых катализаторов конверсии  $\text{CH}_4/\text{CO}_2$  в синтез-газ [28] усиливает способность к спеканию металлического Co и улучшает антикоксую эффективность катализаторов посредством синергетического эффекта смешанных PЗЭ. Модифицированный PЗЭ 20% Co/ $\gamma$ - $\text{Al}_2\text{O}_3$  высокоактивен и стабилен к низкоуглеродным образованиям при  $800^\circ\text{C}$  в течение 320 часов.  $C_{\text{CH}_4}$ =20–90%,  $C_{\text{CO}_2}$ =20–90%, селективность по  $\text{H}_2$ =60–100%, селективность по CO=70–100%.

Базовые топливные элементы  $\text{La}_{0.8}\text{Sr}_{0.2}\text{Ga}_{0.8}\text{Mg}_{0.2}\text{O}_3$  (LSGM), инфильтрированные различными металлическими катализаторами (Ni, Co, Ni-Cu, Ni-Co LSGM0) испытаны [29] в реакции УКМ ( $\text{CH}_4 + \text{CO}_2 \rightarrow 2\text{CO} + 2\text{H}_2$ ). Каталитическая активность в конверсии  $\text{CH}_4$  и  $\text{CO}_2$  соответствует порядку Ni~Ni-Co>Co>Ni-Cu. Как Ni, так и Ni-Co в течение 50 ч в потоке  $\text{CH}_4/\text{CO}_2=1.5$  при  $800^\circ\text{C}$  не проявили дезактивации, что определяет их стабильность к осаждению кокса.

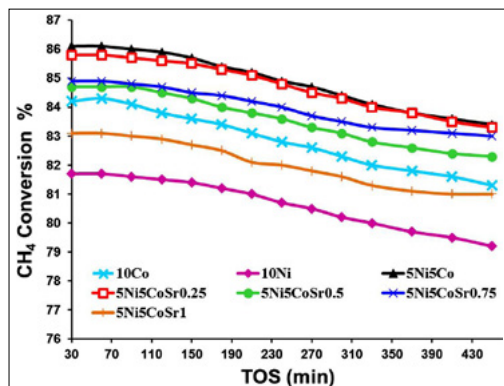
Влияние распределения пор на характеристики инверсионных катализаторов  $\text{CeO}_2/\text{Co}_3\text{O}_4$ , приготовленных с применением поверхностно-активного вещества (ПАВ) PEG 20000 в риформинге  $\text{CH}_4/\text{CO}_2$  [30] показало, что размеры кристаллитов  $\text{CeO}_2$  и  $\text{Co}_3\text{O}_4$  постепенно уменьшались с понижением молярного отношения Ce/Co (XRD), что указывает на благоприятное для образования небольших  $\text{Co}_3\text{O}_4$  и  $\text{CeO}_2$  кристаллитов низкого Ce/Co мольного соотношения. Большая часть  $\text{Co}_3\text{O}_4$  (ТПВ) превращалась в металлический Co при предварительной обработке при  $650^\circ\text{C}$ . Углерод осаждения представляет собой активный углерод, который можно удалить посредством реакции выделения углерода во время реформирования  $\text{CO}_2/\text{CH}_4$  (TG). Активные группы  $\text{Co}^\circ$  больших размеров могут эффективно предотвращать окисление металлических частиц и замедлять дезактивацию  $\text{CeO}_2/\text{Co}_3\text{O}_4$ .

Катализаторы Ni-M/MgO (M-Cu или Fe), полученные путем импрегнирования носителя MgO и методом совместного осаждения (Ni-M-Mg)2Al изучены в реакциях риформинга  $\text{CH}_4/\text{CO}_2$  и  $\text{CH}_4/\text{H}_2\text{O}$  [31]. Конверсия  $\text{CH}_4$ =82–93%, выход  $\text{H}_2$ =95–100%, выход CO=60–86%, конверсия  $\text{CO}_2$ =0.2–2%. Показано наличие  $\text{Ni}_x\text{Mg}_{1-x}\text{O}$  ( $x=0.05$  или 0.1),  $\text{NiAl}_2\text{O}_4$  и/или  $\text{MgAl}_2\text{O}_4$  (XRD). Образование NiO не наблюдалось на всех катализаторах, что подтверждает наличие твердых растворов. Отмечена высокая активность (с конверсией  $\text{CH}_4$  и выходом  $\text{H}_2$  и CO до 90%) и хорошее сопротивление образованию кокса. ТПО и ТЕА методами выявлено четыре типа кокса: виды  $\text{CH}_x$ , поверхностный углерод, карбид никеля и углеродные нанотрубки. Покрытие коксом уменьшалось в присутствии Fe или Cu из-за образования сплавов Ni-Fe или Ni-Cu. Наличие Mg в каталитической композиции уменьшает образование кокса в виде нанотрубок.

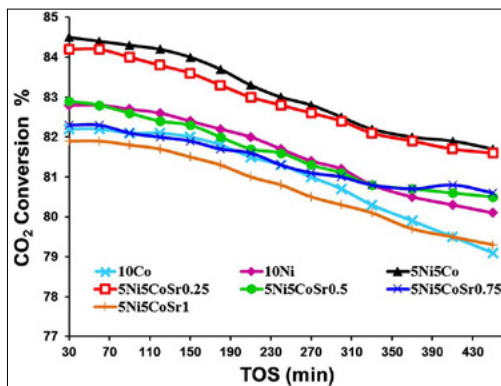
Взаимодействие Ni и Co в биметаллических катализаторах приводит к более высокой активности и меньшему образованию углерода в реакции УКМ в сравнении с монометаллическими Ni и Co [32]. 5 мас.%Ni+5 мас.%Co-катализаторы на  $\gamma$ - $\text{Al}_2\text{O}_3$ , промотированные Sr (0–1 мас.%), приготовленные методом импрегнирования, исследованы в реакции УКМ при: атмосферном давлении,  $\text{CO}_2/\text{CH}_4/\text{N}_2=17/17/2$ , F/W=60 мл/мин. гкат.,  $500$ – $700^\circ\text{C}$ . Добавление стронция к Ni-Co/ $\text{Al}_2\text{O}_3$  увеличило устойчивость к образованию кокса при небольшом снижении в метанообразовании,



что связано с их улучшенной основностью. Наилучшая стабильность по коэффициенту дезактивации и меньшее количество осаждения углерода (TGA), достигались при использовании 0.75 мас.% Sr в Ni-Co-катализаторе, т. е. 5Ni<sub>5</sub>CoSr<sub>0.75</sub>. Начальная и конечная конверсия CH<sub>4</sub> (рисунок 7) и CO<sub>2</sub> (рисунок 8) изменялись от 86.1 к 83.4% и от 84.5 к 81.7%, соответственно для непромотированных Ni-Co катализаторов и от 81.7 к 78.2% и от 83.8 к 80.8% для монометаллического Ni катализатора.



**Рисунок 7 – Зависимость конверсии CH<sub>4</sub> от времени на 5% Ni–5% Co/γ-Al<sub>2</sub>O<sub>3</sub> катализаторах с различным содержанием Sr при 700°C; F/W= 60 мл/мин г кат**



**Рисунок 8 – Зависимость конверсии CO<sub>2</sub> от времени на 5%Ni–5%Co/γ-Al<sub>2</sub>O<sub>3</sub> катализаторах с различным содержанием Sr при 700°C; F/W= 60 мл/мин г кат**

Промотирующая роль Ag в Ni-CeO<sub>2</sub> в реакции сухого риформинга CH<sub>4</sub>-CO<sub>2</sub> при различных условиях, показана в [33]. Ni/CeO<sub>2</sub> нестабилен к образованию кокса и восстановлению поверхности. Совместная подача H<sub>2</sub> может влиять на долгосрочную стабильность Ni/CeO<sub>2</sub>. Ag значительно снижает внутреннюю каталитическую активность Ni/CeO<sub>2</sub>, а также повышает долговременную стабильность за счет уменьшения осаждения кокса. Ag применим в качестве промотора в различных реакционных условиях. Изменение площадей поверхности по БЭТ невелико при добавлении Ag (таблица 3).

**Таблица 3 – Площадь поверхности свежих катализаторов и количество осажденного кокса на использованных катализаторах [33]**

Катализаторы	(м <sup>2</sup> /г)	Содержание кокса (%)		
		100 ч нормальные условия	100 ч H <sub>2</sub> нормальное состояние совместной подачи	100 ч суровое состояние
Ni/CeO <sub>2</sub>	13.6	3.189	2.917	7.24
Ni/CeO <sub>2</sub> -3Ag	9.8	0.251	0.035	2.23
Ni/CeO <sub>2</sub> -6Ag	14.1	0.961	1.199	0.9
Ni/CeO <sub>2</sub> -24Ag	10.9	0.097	-	0.73

Элементный анализ выявил равномерное распределение всех элементов для обжиговых образцов Ni/CeO<sub>2</sub>-3Ag и Ni/CeO<sub>2</sub>-6Ag, но обнаружено Ag-зонирование для Ni/CeO<sub>2</sub>-24Ag (XRD). По результатам кинетических исследований взаимодействие Ag-Ni сильнее, чем Ag-CeO<sub>2</sub> даже в восстановительной среде, 0.3 моль% Ag повышает энергию активации от 91 до ~140 кДж/моль; высокая концентрация Ag не влияет на энергию активации. Роль Ag заключается в блокировке участков на поверхности Ni, связанных с зародышеобразованием и ростом количества углерода, ингибирование Ag способствует сжиганию образовавшегося кокса. Кроме того Ag изменяет тип кокса, образованного на поверхности Ni, из неустойчивого и/или инкапсулирующего углерода до легко газифицируемых аморфных углеродистых пород. Конверсия CH<sub>4</sub> и CO<sub>2</sub> = 60–95%.

При УКМ на Ni-In/SiO<sub>2</sub> [5] конверсия CH<sub>4</sub> и CO=20–80%. Образование кокса на 3 мас.% Ni/SiO<sub>2</sub> устраняется полностью при добавлении 2 мас.% индия. Взаимодействие двух металлов, наличие и равномерное распределение NiIn и Ni<sub>2</sub>In, легированных наночастицами, после восстановления при 700°C доказано TPR, CO-ТПД, XPS, HAADF-STEM, HRTEM и EDX методами. Анализ решетчатых краев одиночных частиц (HRTEM) выявил их одинаковую кристаллическую природу (рисунок 9).

Обнаружены частицы, характеризующие присутствие интерметаллических соединений Ni-In. Длительные (24 ч) испытания УКМ при 675°C выявили стабильность обоих катализаторов, значения конверсии выше в случае биметаллического катализатора, наблюдалось небольшое увеличение среднего размера частиц (5.1 нм и 4.7 нм), которые находятся в диапазоне, где образование углерода не ожидается. Атомы индия ингибируют образование мультинитей и препятствуют осаждению наноструктур углерода. Выявлено изменение электронной структуры Ni в Ni-In/SiO<sub>2</sub> (XPS) после восстановления и наличие биметаллических частиц с поверхностным составом Ni<sub>1.2</sub>In, что связано с обогащением In на поверхности. Высокая активность и устой-

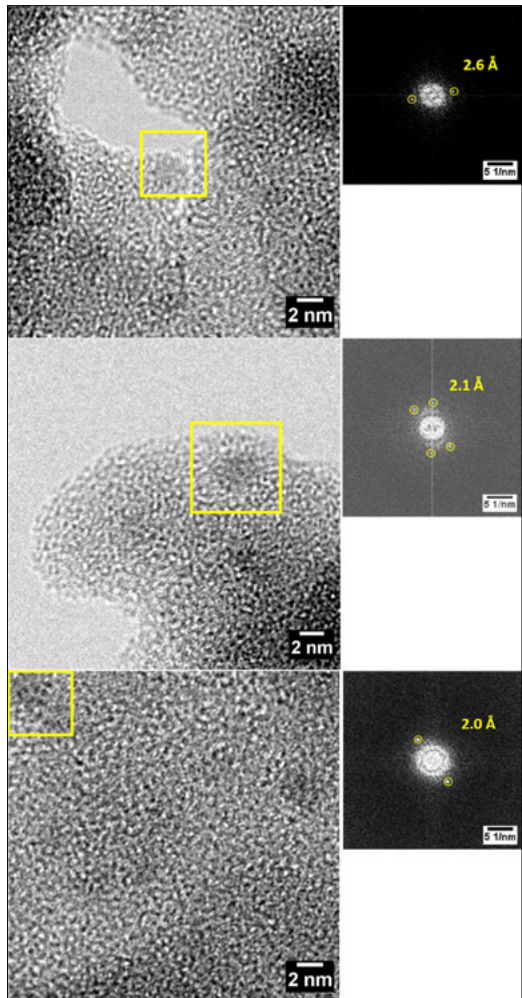


Рисунок 9 – Микрофотографии HRTEM катализатора Ni-In/SiO<sub>2</sub> и соответствующее быстрое Фурье преобразование (БФП) выбранных областей [5]

чивость к углероду Ni-In/SiO<sub>2</sub> являются следствием структурных и электронных эффектов индия.

Ni на ZrO<sub>2</sub> со средним диаметром частиц 1–2 нм синтезировали путем связывания Ni<sub>2</sub><sup>+</sup> в 5,11,17,23-тетрагидрокси-2,8,14,20-тетра(н-децил)резорцин арен (пирогаллол арена) в виде Ni для утилизации CH<sub>4</sub> и CO<sub>2</sub> [34]. Ni/ZrO<sub>2</sub> (1.1 нм) показал хорошую стабильность в УКМ и сохранял почти 90% начальной активности через 60 часов потока. Активность Ni катализаторов (Ni=1%, 2%, 5%) на ZrO<sub>2</sub> составила (1.19 0.04) mol<sub>CH<sub>4</sub></sub> s<sup>-1</sup> mol<sup>-1</sup><sub>surfNi</sub>. Наиболее стабилен 1%Ni/ZrO<sub>2</sub>; 2% и 5% Ni/ZrO<sub>2</sub> теряли активность после 900 мин. на 72 и 75%. Высокая стабильность 1%Ni/ZrO<sub>2</sub> объясняется тем, что почти все атомы Ni расположены на границе раздела и периметра до ZrO<sub>2</sub>, это привело к более высокой доступности O<sub>2</sub> из активированного CO<sub>2</sub> на поверхности Ni-ZrO<sub>2</sub>, что облегчало конверсию поверхностного углерода в CO.

Повышенная стабильность Co катализаторов на модифицированном фосфором Al<sub>2</sub>O<sub>3</sub> для сухого риформинга CH<sub>4</sub> отмечена в [35]. Конверсия CH<sub>4</sub>–54.9 и CO<sub>2</sub>–71.1%. С увеличением содержания фосфора до 2 мас.% конверсия CH<sub>4</sub> и CO<sub>2</sub> уменьшается до 44.8% и 62.8%, соответственно. Активность мезопористых Ni, Co и Ni-Co-катализаторов на SBA–15-носителях, исследована в УКМ [16]. Добавление Co в Ni-катализаторы на SBA–15 препятствовало агломерации частиц никеля из-за образования сплава NiCo и значительно уменьшило образование кокса. Биметаллический катализатор 4Ni–1Co/SBA–15(Ni/Co:4/1) показал хорошую активность с высоким содержанием CH<sub>4</sub> (73%) и CO<sub>2</sub> (89%) при 750°C. Изотерма адсорбции-десорбции N<sub>2</sub> всех катализаторов указывает на их мезопористую структуру. Катализаторы Ni-Co имеют характерную сотовую структуру (TEM).

Монометаллические Ni, Co и биметаллические двойные гидроксиды Ni/Co синтезированы *in situ* на поверхности γ-Al<sub>2</sub>O<sub>3</sub>, затем они разлагались и восстанавливались струей атмосферной плазмы H<sub>2</sub>/Ag до получения катализаторов УКМ [17]. Конверсия CH<sub>4</sub> = 20–100%, а CO<sub>2</sub> – 30–80% на Ni и 2Ni–1Co. Однородная дисперсия и небольшой размер частиц активного компонента, достигнутый методом осаждения *in situ* и γ-Al<sub>2</sub>O<sub>3</sub> обеспечили большую удельную поверхность для Ni/Co катализаторов. Осаждение инертного углерода (TG-DTA) было основной причиной дезактивации катализаторов.

Нами исследовано окисление метана в синтез-газ на оксидах металлов переменной валентности (Mn, La, Ce, Co, Cr и Ni), нанесенных на γ-Al<sub>2</sub>O<sub>3</sub> [13], модифицированных добавками (MoO<sub>3</sub> и La<sub>2</sub>O<sub>3</sub>) при варьировании соотношения окислителей исходной реакционной смеси. Среди исследованных катализаторов наиболее эффективен 3%Ni/γ-Al<sub>2</sub>O<sub>3</sub> в реакции утилизации CH<sub>4</sub> и CO<sub>2</sub>. На эффективном 3%NiO-MoO<sub>3</sub>/γ-Al<sub>2</sub>O<sub>3</sub> при оптимальных параметрах процесса (T=850°C, W=1000 ч<sup>-1</sup> и CH<sub>4</sub>:CO<sub>2</sub>:O<sub>2</sub>:H<sub>2</sub>O=2:1:0.5:1) концентрации целевых продуктов H<sub>2</sub> и CO составляют 59 и 33 об.%, при этом конверсия метана=98%. Модифицирование NiO/Al<sub>2</sub>O<sub>3</sub> MoO<sub>3</sub> ведет к увеличению дисперсности катализатора – образуются наночастицы с размерами 5–6.8 нм. Введение в состав 3%NiO/γ-Al<sub>2</sub>O<sub>3</sub> оксидов La и Mo увеличивает его устойчивость к коксоотложению. Данные изменения положительно влияют на активность 4%NiOMoO<sub>3</sub>/Al<sub>2</sub>O<sub>3</sub> катализатора в УКМ.

В ряде работ в качестве катализаторов УКМ использованы металлы платиновой

группы, промотированные добавками. Катализаторы Pt-CeO<sub>2</sub>-ZrO<sub>2</sub>/MgO (Pt-Ce/MgO) с 0.8 вес.%Pt, 3.0 вес.%CeO<sub>2</sub> и 3.0 вес.%ZrO<sub>2</sub> приготовлены способом влажной пропитки [36] и испытаны в конверсии CH<sub>4</sub>-CO<sub>2</sub> в синтез-газ. Pt-Cz/MgO-IE (D), полученный с использованием ионообменной смолы, имеет более правильную структуру, меньшие размеры частиц и более прочную основность, чем Pt-Cz/MgO из коммерческого MgO. При 1073 К и атмосферном давлении Pt-Cz/MgO-IE (D) более активен и стабилен, чем Pt-Cz/MgO при объемной скорости газа 36000 мл/(г·ч), стехиометрическим сырьем CH<sub>4</sub> и CO<sub>2</sub>.

Низкотемпературный сухой риформинг метана на катализаторах на основе родия и кобальта и стабилизация активной фазы в мезопористом SBA-15 изучены в [37]. Два носителя – непористые (SiO<sub>2</sub>) и мезопористые (SBA-15) были пропитаны Co (12 мас.%) для изучения эффекта удержания на каталитические характеристики. Дальнейшее увеличение активности получено добавлением небольших количеств Rh (0.2 и 0.5 мас.%) в катализатор Co/SBA-15. Удержание Co в мезопорах SBA-15 благотворно влияет на активность и стабильность, уменьшенные наночастицы оказываются более устойчивыми к спеканию под потоком. Rh играет роль дополнительной активной фазы и способствует стабилизации Co в мезопорах, восстанавливая его при более низкой температуре, что позволяет избежать миграции металлов на поверхность зерен кремнезема. В случае отработанного катализатора Co<sub>12</sub>/SBA-15 методом HRTEM обнаружена значительная миграция Co вне поры, связанная с последующим спеканием наночастиц, что ведет к образованию внешних частиц с диаметрами 10–30 нм (рисунки 10 a-c). Для уменьшенных Co наночастиц внутри пор их средний размер также увеличивается до 11.6 нм, а для оксидов кобальта до восстановления и каталитического пробега, он = 8.6 нм. Форма и расположение металлических наночастиц более стабильны в Rh<sub>0.2</sub>Co<sub>12</sub>/SBA-15, где активная металлическая фаза преимущественно поддерживалась внутри пор после каталитического пробега (рис. 10 a'-c').

Изучение ab initio-механизма реакции утилизации CH<sub>4</sub> и CO<sub>2</sub> на основе легированных пирохлором катализаторов показало, что Rh-замещенные катализаторы цирконата пирохлора лантана (LRhZ) активны и стабильны при высоких температурах, необходимых для УКМ [38]. Дальнейшее улучшение этих катализаторов, механизм реакции УКМ на LRhZ определен использованием теории функционала плотности (ДПФ). Моделирование показывает, что включение Rh уменьшает барьеры активации, включая барьеры для двух скоростей, ограничивающих скорости (оксигенация CH<sub>2</sub> и дегидрирование

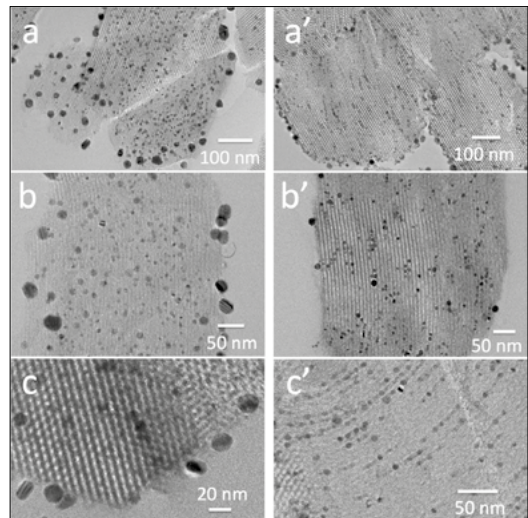


Рисунок 10 – Типичные ТЕМ-изображения катализаторов отработанного (a-c) Co<sub>12</sub>/SBA-15 и (a'-c') Rh<sub>0.5</sub>Co<sub>12</sub>/SBA-15 [37]



СНО), что делает плоскость (111) каталитически активной для УКМ. Медленные стадии находятся на пути дегидрирования/оксигенации  $\text{CH}_4$ , что согласуется с экспериментом.

Производство синтез-газа путем УКМ с помощью стратегии рекуперации тепла [39] проведено на катализаторах –  $\text{Ru}/\text{ZnLaAlO}_4$ ,  $\text{La}_{3.5}\text{Ru}_{4.0}\text{O}_3$ ,  $\text{Pt}/\text{HAPIWIRu}/\text{Mg}_3(\text{Al})\text{O}$ ,  $\text{PtRu}/\text{Al}_2\text{O}_3$  для разработки риформинг-установки генерирования синтез-газа.

УКМ включает эндотермическую реакцию и для ее поддержания требуется дополнительная энергия. Согласно концепции промышленной рекуперации тепла, энергия, необходимая для облегчения утилизации  $\text{CH}_4$  и  $\text{CO}_2$ , была извлечена из отработанного тепла. После реакции отходы тепла внутри риформинга использовались для внутренней рекуперации тепла для предварительного нагрева реагентов ( $\text{CO}_2 + \text{CH}_4$ ) с уменьшением количества энергии, необходимой для риформинга. Скорость подачи  $\text{CH}_4 = 1\text{--}2.5$  NL/мин, мольное отношение  $\text{CO}_2/\text{CH}_4 = 0.43\text{--}1.22$ . Высокотемпературный газ из реакции риформинга, применен для облегчения внутренней рекуперации тепла и предварительного нагрева реагентов; так эффективность риформинга и конверсия  $\text{CO}_2$  были подняты. Теоретический анализ равновесия показал, что термическая эффективность риформинга увеличилась с ростом молярного отношения  $\text{CO}_2/\text{CH}_4$ . Общий выход  $\text{H}_2$  составил  $0.017\text{--}0.019$  моль/мин.

Утилизация парниковых газов  $\text{CH}_4$  и  $\text{CO}_2$  изучена на катализаторах на основе  $\text{Rh}:\text{Rh}/\text{La}$ ,  $\text{Rh}\text{-P}/\text{La}$ ,  $\text{Rh}/\text{PA}$ ,  $\text{Rh}/\text{AlPO}_4$ , модифицированных фосфором для повышения их устойчивости к отравлению серой при  $T = 400\text{--}900^\circ\text{C}$  [40]. Катализаторы получены: путем диспергирования P с Rh на La-стабилизированном  $\gamma\text{-Al}_2\text{O}_3$ ; стабилизацией  $\gamma\text{-Al}_2\text{O}_3$  фосфором и диспергированием Rh; диспергированием Rh на аморфном носителе  $\text{AlPO}_4$ . На лучшем катализаторе конверсия  $\text{CO}_2$  достигала до 100%, выход водорода – до 100%.

Катализаторы  $\text{RS}(\text{Ru}/\text{SiO}_2)$ ,  $\text{ZS}(\text{ZrO}_2\text{-SiO}_2)$ ,  $\text{RZS}(\text{Ru}/\text{ZrO}_2\text{-SiO}_2)$  и  $\text{CRZS}(\text{Co-Ru}/\text{ZrO}_2\text{-SiO}_2)$  испытаны в УКМ-реакции при  $800^\circ\text{C}$  и различных объемных скоростях [41]. RS и ZS малоактивны в реакции УКМ, но RZS и CRZS показали высокие конверсии  $\text{CH}_4$  и  $\text{CO}_2$ : 86.6%  $\text{CH}_4$  и 98.8%  $\text{CO}_2$  и  $\text{H}_2/\text{CO} = 1.03$  на RZS. На CRZS такая же конверсия  $\text{CH}_4$  и  $\text{CO}_2$ , но  $\text{H}_2/\text{CO}$  немного меньше. RS имеет крупные наночастицы (6.3 нм), а RZS-намного меньшие – 1.4 нм. TPR и XANES методы также подтверждают наличие сильного взаимодействия металлической подложки между Ru и  $\text{ZrO}_2$ . Образование кокса на RZS подавлялось и он имел высокую активность даже при объемной скорости 120000 мл/гкал·ч.  $\text{CH}_4$  преобразование через 20 часов несколько уменьшилось от 0.92 до 0.79 моль  $\text{CH}_4/\text{г кат}\cdot\text{час}$ . Активность CRZS была высокой при меньшей объемной скорости 20 000 мл/гкал·ч, но наблюдалось сильное образование кокса. Небольшое количество Ru (0.13 вес. %) на  $\text{ZrO}_2$ , проявило каталитическую активность и стабильность в реакции УКМ без Co.

Интерметаллические соединения исследованы в качестве катализаторов утилизации  $\text{CH}_4$  и  $\text{CO}_2$  [42]. Интерметаллический  $\text{Ni}_3\text{Al}$  – современное техническое соединение с определенной структурой, строгим порядком в кристаллической решетке, известном как суперсплав, превосходит коммерческие сплавы, особенно для высокотемпературных процессов, характеризуется высокой теплопроводностью и прочностью на растяжение и сжатие, коррозионной стойкостью в атмосфере с кис-

лородом и углеродом до 1100°C, высокотемпературной износостойкостью, низкой плотностью. Ni<sub>3</sub>Al-матрица активна в УКМ при 800–900°C, но подвергается частичной дезактивации из-за осаждения углерода в виде графитовых слоев и нитевидного углерода, количество которого достигало 12%. Присутствие Ru и особенно Pt в Ni<sub>3</sub>Al усиливает каталитическую активность с ростом содержания Ru и Pt. Наблюдаемый порядок конверсии CH<sub>4</sub> и CO<sub>2</sub> на легированных Ni<sub>3</sub>Al-катализаторах: Pt/Ni<sub>3</sub>Al-3>Ru/Ni<sub>3</sub>Al-3>Pt/Ni<sub>3</sub>Al-2>Pt/Ni<sub>3</sub>Al-1≥Ru/Ni<sub>3</sub>Al-2>Ru/Ni<sub>3</sub>Al-1>Ni<sub>3</sub>Al. Наиболее активный Pt/Ni<sub>3</sub>Al-3 не подвергался дезактивации из-за коксования и сохранял активность и стабильность в течение 120 часов.

Влияние переходных металлов на свойства La-Ca-M-(Al)-O (M=Co, Cr, Fe и Mn) перовскитовых оксидов при парциальном окислении метана с использованием трубчатого реактора с неподвижным слоем исследовано в [43]. Порошковые оксиды структуры перовскита La<sub>0,5</sub>Ca<sub>0,5</sub>MO<sub>3-d</sub> (M=Co, Cr, Fe, Mn) получены методом полимеризации, оценены комплексом физико-химических методов. При частичном окислении, протекающем в два этапа: полное окисление и образование CO<sub>2</sub> и H<sub>2</sub>O; на втором – все окисленные продукты окисления CH<sub>4</sub> реакции риформинга с выходом CO и H<sub>2</sub>. Общее окисление и две реакции риформинга протекали по двум типам: активный центр, образованный ионами переходных металлов, кислородными вакансиями и оксидными ионами. Каталитическая система La-Ca-Co-Al-O разлагалась при парциальном окислении метана (ПОМ) в композит, имеющий прочносвязанные наночастицы кобальта на поверхности подложки, состоящей из La<sub>2</sub>O<sub>3</sub>, CaO и Al<sub>2</sub>O<sub>3</sub>, катализирующей ПОМ с высокой конверсией метана (20–100%) и селективностью по водороду (80%) при 800°C.

Сухой риформинг метана на активированных самарием Ni и Co/SBA-15 [44] протекает с конверсией CH<sub>4</sub>=10–60%, CO<sub>2</sub>=15–70%. Ni и Co/SBA-15, промотированные 1% мас. Sm (XRD и TEM), имели наименьший размер частиц NiO и Co<sub>3</sub>O<sub>4</sub> и самую высокую дисперсию. В УКМ Sm способствовал наивысшей степени конверсии на Ni/SBA-15 (CH<sub>4</sub>~58%, 700°C), но на модифицированном самарием Co/SBA-15 значительно снижалась каталитическая активность (конверсия CH<sub>4</sub>~25%, 700°C). Положительный эффект Sm на активность Ni/SBA-15 объясняется меньшим размером NiO частиц, более высокой дисперсией NiO и более низкой тенденцией к осаждению углерода. Отрицательный эффект Sm на Co/SBA-15 обусловлен окислением Co до неактивной фазы и спеканием частиц Co при высоких температурах.

Алюминат кобальта с содержанием Co от 18.32% до 45.85% синтезирован золь-гель-методом и исследован в качестве носителя кислорода катализатора утилизации CH<sub>4</sub> и CO<sub>2</sub> по одновременным окислительно-восстановительным реакциям в вертикальном кварцевом реакторе [45]. Выходы H<sub>2</sub> и CO до 100%. Разработанные катализаторы соответствовали инициированию окисления CH<sub>4</sub> при температурах 700–900°C. Последовательное окисление-восстановление CH<sub>4</sub> и CO<sub>2</sub> вызвало новый механизм реакции получения синтез-газа путем восстановления катализатора метаном и регенерации с помощью CO<sub>2</sub>. Устойчивость катализатора до 30 ч непрерывной реакции со средним выходом H<sub>2</sub> и CO=97.2% и 99.7%. Количество CH<sub>4</sub>, конвертированного в осажденный углерод=1.9%. Подчеркнута возможность получения синтез-газа через одновременное окисление-восстановление CH<sub>4</sub> и CO<sub>2</sub>.

Фазовый одностадийный синтез мезопористого катализатора Ni-Mg-Al производства синтез-газа с использованием связанного процесса риформинга метана [46] показал, что Ni существуют в катализаторе в виде шпинели  $NiAl_2O_4$ . По полученным результатам конверсия  $CH_4 \sim 100\%$ , конверсия  $CO_2 \sim 65\%$ , селективность по  $H_2 \sim 93\%$ . В работе [47] также исследован  $NiAl_2O_4$ , приготовленный методом совместного осаждения, в получении синтез-газа путем сухого риформинга метана.  $NiAl_2O_4$  высоко активен для получения водорода при конверсии метана и  $CO_2$  при  $750^\circ C = 84$  и  $90$  мол.%.

Показано [48], что активация как  $CH_4$ , так и  $CO_2$  при низкой температуре ( $\sim 300^\circ C$ ), термодинамически осуществима на эффективном катализаторе УКМ. Конверсия  $CH_4$  и  $CO_2$  при  $300^\circ C \sim 60$  и  $50\%$  на катализаторах на основе Ni. Первоначальная конверсия  $CH_4$  на  $Ni/BaTiO_3-Al_2O_3$ ,  $Ni/BaTiO_3$  и  $Ni/Al_2O_3$  при  $690^\circ C$  была 88, 80 и 86%. Стабильность катализатора улучшена путем ограничения Ni в отверстиях мезопоры носителя или путем удержания промотора в сетчатой баарьерной среде. Промоторы могут увеличить восстановление Ni, образовать низкотемпературный активный участок и тем самым повысить эффективность катализаторов. Помимо носителя и промотора, температура прокаливания и восстановления, порядок загрузки активной фазы на носитель и размер частиц Ni будут влиять на характеристики катализатора при низких температурах.

## ВЫВОДЫ

Рассмотрено влияние различных каталитических свойств на целевую реакцию утилизации парниковых газов  $CH_4$  и  $CO_2$  (УКМ или СРМ) с целью обобщения литературных данных последних лет для разработки соответствующего катализатора. В перспективе углекислотная конверсия метана с применением катализаторов будет использована для сокращения выбросов парниковых газов и производства экологически чистых химикатов и топлива. Основными проблемами являются образование углерода и спекание, что, в свою очередь, приводит к дезактивации катализаторов УКМ. На свойства и устойчивость катализаторов к дезактивации влияют активный металл, носитель, промотор, структура и способы их получения. Одним из важных свойств катализаторов УКМ является взаимодействие активного металла с носителем с образованием твердых растворов ( $NiAl_2O_4$ ,  $MgAl_2O_4$ ,  $LaNiO_3$ ,  $LaSrCoO_3$  и др.), которое приводит к высокой дисперсии и небольшому размеру активных металлов, что обеспечивает превосходную каталитическую активность, а также устойчивость к спеканию и образованию углерода. Это свойство намного важнее в реакции УКМ из-за высокой температуры реакции ( $> 750^\circ C$ ) и большего источника углерода по сравнению с обычной реакцией риформинга.

Помимо образования твердых растворов, дисперсности и размера частиц, важными свойствами катализаторов утилизации  $CH_4$  и  $CO_2$  являются основность, накопление кислорода, восстанавливаемость, пористость и площадь поверхности, которые в первую очередь связаны с природой носителя. Использование синтетических носителей основного характера для реакции УКМ имеет преимущество, т. к. они ускоряют активацию слабокислого  $CO_2$ , окисляя поверхностный углерод.

Накопление  $O_2$  для носителей способствует активации  $CO_2$ , увеличивая количество подвижного кислорода на поверхности катализатора, способствующего устранению образования углерода путем окисления C до CO.

Таким образом, из приведенного литературного обзора можно сделать заключение, что для процесса утилизации парниковых газов  $CH_4$  и  $CO_2$  с получением синтез-газа наиболее оптимальными являются катализаторы на основе оксида никеля и NiO в сочетании с другими оксидами ( $Co_2O_3$ ,  $MoO_3$ , PЗЭ), нанесенные на  $Al_2O_3$ . Модифицирование этих катализаторов добавками P, Ce, Zr, In, Ag и др. промоторами улучшает их эффективность и устойчивость к углеотложению вследствие сильного взаимодействия между никелем и промотором, ведущему к увеличению дисперсии никеля, образованию сплавов Ni-Me, где в активной фазе он сильно диспергирован. Эти факторы приводят к более высокой активности и меньшему образованию углерода.

Для коммерциализации процесс рекомендуется проводить на никельсодержащем промотированном катализаторе в интервале температур  $700-850^\circ C$ , объемной скорости  $1000-15000 \text{ ч}^{-1}$ , соотношении в исходной реакционной смеси  $CH_4:CO_2=1:1$ , при атмосферном давлении. При данных условиях конверсия метана и диоксида углерода в синтез-газ близка к равновесной и составляет  $88-97\%$  и  $94-99\%$ , соответственно.

Применение новых методов приготовления и обработки катализаторов (СВС, ультразвуковое осаждение, метод сонохимии, плазменная обработка и др.) в ряде случаев также способствует повышению активности и стабильности катализаторов вследствие изменения модификации взаимодействия металл-носитель.

*Работа была поддержана грантами МОН РК: №№ AP05132114 и BR05236359.*

## ЛИТЕРАТУРА

- 1 Dossunov K., Yergaziyeva G. Ye., Myltykbayeva L. K., Asanov N.A. Effect of Co, Ce, and La Oxides as Modifying Additives on the Activity of an NiO/ $\gamma$ - $Al_2O_3$  Catalyst in the Oxidation of Methane to Give Synthesis Gas // Theor. Exp. Chem. – 2016. – Vol. 52. – P. 119–122.
- 2 Iglesias I., Baronetti G., Marino F., Int. Ni/Ce<sub>0.95</sub>M<sub>0.05</sub>O<sub>2-d</sub> (M = Zr, Pr, La) for methane steam reforming at mild conditions // Int. J. Hydrogen Energy. – 2017. – Vol. 42. – P. 29735–29744.
- 3 Luneau M., Gianotti E., Meunier F.C., Mirodatos C., Puzenat E., Schuurman Y., Guilhaume N. Deactivation mechanism of Ni supported on Mg-Al spinel during autothermal reforming of model biogas // Appl. Catal. B-Environ. – 2017. – Vol. 203. – P. 289–299.
- 4 Figen H.E., Baykara S.Z. Hydrogen production by partial oxidation of methane over Co based, Ni and Ru monolithic catalysts // Int. J. Hydrogen Energy. – 2018. – Vol.40. – P. 7439–7451.
- 5 Johanna Károlyia, Miklós Németha, Claudio Evangelisti. Carbon dioxide reforming of methane over Ni-In/SiO<sub>2</sub> catalyst without coke formation // Journal of Industrial and Engineering Chemistry. – 2018. – Vol. 58. – P. 189–201.
- 6 Основные требования при подборе и синтезе катализаторов Источник: <http://refleader.ru/otrrnaatyrna.html>
- 7 Надиров Н.К. Теоретические основы активации и механизма действия природных сорбентов в процессе осветления растительных масел – М.: Пищевая промышленность, 1973. – 352 с.



- 8 K. Dossumov, Y.G. Yergaziyeva, L.K. Myltykbayeva, M.M. Telbayeva. Dry Reforming of Methane on Carriers and Oxide Catalysts to Synthesis-Gas // Eurasian Chemical-Technological Journal. – 2018. – Vol. 20. – P.131–136.
- 9 G.D. Chukin, M.: Printing house Paladin, LLL «Printa» 2010 288 p. (in Russian).
- 10 Wenlong Mo, Fengyun Ma, Yuee Liu, Jingmei Liu, Mei Zhong, Aisha Nulahong. Preparation of porous  $\text{Al}_2\text{O}_3$  by template method and its application in Ni-based catalyst for  $\text{CH}_4/\text{CO}_2$  reforming to produce syngas // International Journal of Hydrogen Energy. – 2015. – Vol. 40. – P. 16147– 16158.
- 11 Joanna Goscianska, Robert Pietrzak, Juan Matos. Catalytic performance of ordered mesoporous carbons modified with lanthanides in dry methane reforming // Catalysis Today. – 2018. – Vol. 301. – P. 204–216.
- 12 Farnaz Rahbar Shamskar, Mehran Rezaei, Fereshteh Meshkani. The influence of Ni loading on the activity and coke formation of ultrasound-assisted co-precipitated Ni- $\text{Al}_2\text{O}_3$  nanocatalyst in dry reforming of methane // Iran International Journal of Hydrogen Energy. – 2017. – Vol. 42. – P. 4155–4164.
- 13 Mansurov Z.A., Dossumov K., Yergaziyeva G.Y., Erezhep N. Catalytic purification of gaseous emissions from sulfur oxides, greenhouse gases – methane and carbon dioxide// Works of collections 35<sup>th</sup> Annual Tech. Meeting on Air Cleaning and Contamination Control, April 24–25, 2018, Tokyo, Japan. P. 82–85
- 14 Astrid Wolfbeisser, Onsulang Sophiphun, Johannes Bernardi, Jatuporn Wittayakun, Karin Föttinger, Günther Rupprechter. Methane dry reforming over ceria-zirconia supported Ni catalysts // Catalysis Today. – 2016. – Vol. 277. – P. 234–245.
- 15 D. San Jose´-Alonso, M.J. Illa´n-Go´mez, M.C. Roma´n-Marti´nez. Low metal content Co and Ni alumina supported catalysts for the  $\text{CO}_2$  reforming of methane // Spain International Journal of Hydrogen Energy. – 2013. – Vol. 38. – P. 2230–2239.
- 16 Berna Erdogan, Huseyin Arbag, Nail Yasyerli. SBA–15 supported mesoporous Ni and Co catalysts with high coke resistance for dry reforming of methane // International Journal of Hydrogen Energy. – 2017. Vol. 42, issue 30. – P. 1 –10.
- 17 Xiaoqing Zhang, Chunhui Yang. Ni-Co catalyst derived from layered double hydroxides for dry reforming of methane // International Journal of Hydrogen Energy. – 2015. – Vol. 40. – P.16115 –16126.
- 18 Галактионова Л.В. Автореферат диссертации на соискание ученой степени канд. хим. наук. Физико-химическое изучение интерметаллических систем на основе Ni и Al и их активность в реакции углекислотной конверсии метана в синтез-газ. Томск, 2009.
- 19 Sandeep K. Chawla, Milka George, Femina Patel, Sanjay Patel. Production of synthesis gas by carbon dioxide reforming of methane over nickel based and perovskite catalysts. Procedia Engineering. – 2013. – 51. – P. 461–466.
- 20 Farnaz Rahbar Shamskar, Fereshteh Meshkani, Mehran Rezaei. Preparation and characterization of ultrasound-co-precipitated nanocrystalline Ni- $\text{Al}_2\text{O}_3$  catalysts treated with La, Ce, Zr, for the dry reforming reaction // Journal of  $\text{CO}_2$  Utilization.– 2017.-Vol. 22. – P. 124–134.
- 21 Seyed Reza Yahyavi, Mohammad Haghghi, Sirous Shafiei, Mozaffar Abdollahifar, Farhad Rahmani. Ultrasound-assisted synthesis and physicochemical characterization of Ni-Co/ $\text{Al}_2\text{O}_3$ –MgO nanocatalysts enhanced by different amounts of MgO used for  $\text{CH}_4/\text{CO}_2$  reforming // Iran Energy Conversion and Management. – 2015. – Vol. 97. – P. 273–281.
- 22 Karima Rouibah, Akila Barama, Rafik Benrabaa, Jesus Guerrero-Caballero, Tanushree Kane, Rose-Neolle Vannier, Annick Rubbens, Axel Lofberg, Dry reforming of methane

- on nickel-chrome, nickel-cobalt and nickel-manganese catalysts//International Journal of hydrogen energy.–2017.-Vol.42. – P. 29725 –29734.
- 23 David Yap, Jean-Michel Tatibouët, Catherine Batiot-Dupeyrat. Catalyst assisted by non-thermal plasma in dry reforming of methane at low temperature // Catalysis Today. – 2018. – Vol. 299. – P. 263–271.
  - 24 Jung-Hyun Park, Suyeon Yeo, Tae-Jin Kang, Hye-Ree Shin, Iljeong Heo, Tae-Sun Chang. Effect of Zn promoter on catalytic activity and stability of Co/ZrO<sub>2</sub> catalyst for dry reforming of CH<sub>4</sub>//Journal of CO<sub>2</sub> Utilization. – 2018. – Vol. 23. – P. 10–19.
  - 25 Елкин А.Б. Диссертация на соискание ученой степени канд. хим. наук. Углекислотная конверсия метана на модифицированном никелевом катализаторе. Москва, 2015.
  - 26 Ehsan Akbari, Seyed Mehdi Alavi, Mehran Rezaei. Ce<sub>02</sub> promoted Ni-MgO-A<sub>1203</sub> nanocatalysts for carbon dioxide reforming of methane // Iran Journal of CO<sub>2</sub> Utilization. – 2018. – Vol. 24. – P. 128–138.
  - 27 Chao Li Peng-Jia Tan, Xiao-Dong Li, Ya-Li Du, Zhi-Hua Gao, Wei Huang. Effect of the addition of Ce and Zr on the structure and performances of Ni–Mo/CeZr–MgAl(O) catalysts for CH<sub>4</sub>–CO<sub>2</sub> reforming // Fuel Processing Technology. – 2015. – Vol. 140. – P. 39–45.
  - 28 Shanghong Zeng, Lei Zhang, Xiaohong Zhang, Yan Wang, Hui Pan, Haiquan Su. Modification effect of natural mixed rare earths on Co/g-Al<sub>2</sub>O<sub>3</sub> catalysts for CH<sub>4</sub>/CO<sub>2</sub> reforming to synthesis gas // China International Journal of Hydrogen Energy.– 2012. – Vol. 37. – P. 9994–10001.
  - 29 Elisabetta Di Bartolomeoa, Francesco Basolia, Igor Luisettob, Simonetta Tutib, Francesca Zurloa, Zahra Salehia, Silvia Licoccia. Ni and Ni-Co La<sub>0.8</sub>Sr<sub>0.2</sub>Ga<sub>0.8</sub>Mg<sub>0.2</sub>O<sub>3</sub>– infiltrated cells in H<sub>2</sub> and CH<sub>4</sub>/CO<sub>2</sub> mixture // Applied Catalysis B: Environmental. – 2016. – Vol. 191. – P. 1–7.
  - 30 Shanghong Zeng, Xiaojuan Fu, Tiezhuang Zhou, Xiaoman Wang, Haiquan Su. Influence of pore distribution on catalytic performance over inverse CeO<sub>2</sub>/Co<sub>3</sub>O<sub>4</sub> for CH<sub>4</sub>/CO<sub>2</sub> reforming// Fuel Processing Technology. – 2013. – Vol. 114. – P.69–74.
  - 31 Djaidja, H. Messaoudi, D. Kaddeche, A. Barama. Study of Ni-M/MgO and Ni-M-Mg/Al (M=Fe or Cu) catalysts in the CH<sub>4</sub>-CO<sub>2</sub> and CH<sub>4</sub>-H<sub>2</sub>O reforming // International Journal of Hydrogen Energy. – 2015. – Vol. 40. – P. 4989– 4995.
  - 32 Ahmed Al-Fatesh. Suppression of carbon formation in CH<sub>4</sub>–CO<sub>2</sub> reforming by addition of Sr into bimetallic Ni–Co/c-Al<sub>2</sub>O<sub>3</sub> catalyst //Journal of King Saudi University – Engineering Sciences. – 2015. – Vol. 27. – P. 101–107.
  - 33 Mingjue Yua, Yi-An Zhua, Yong Lub, Gangsheng Tongc, Kake Zhua, Xinggui Zhou. The promoting role of Ag in Ni-CeO<sub>2</sub> catalyzed CH<sub>4</sub>-CO<sub>2</sub> dry reforming reaction // Applied Catalysis B: Environmental. – 2015. – Vol. 165. – P. 43–56.
  - 34 Yu Lou, Matthias Steib, Qi Zhang, Konrad Tiefenbacher. Design of stable Ni/ZrO<sub>2</sub> catalysts for dry reforming of methane // Journal of Catalysis. – 2017. – Vol. 356. – P. 147–156.
  - 35 Jung-Hyun Park, Suyeon Yeo, Tae-Jin Kang, Iljeong Heo, Kwan-Young Lee, Tae-Sun Chang. Enhanced stability of Co catalysts supported on phosphorus-modified Al<sub>2</sub>O<sub>3</sub> for dry reforming of CH<sub>4</sub> // Fuel. – 2018. – Vol. 212. – P. 77–87.
  - 36 Min Yang, Haijun Guo, Yansheng Li, Qiong Dang. CH<sub>4</sub>-CO<sub>2</sub> reforming to syngas over Pt-CeO<sub>2</sub>-ZrO<sub>2</sub>/MgO catalysts: Modification of support using ion exchange resin method // Journal of Natural Gas Chemistry. – 2012. – Vol. 21. – P. 76–82.
  - 37 N.El Hassana, M.N. Kaydouha, H. Geageaa, H.El Zeina, K. Jabboura, S. Casale. Low temperature dry reforming of methane on rhodium and cobaltbased catalysts: Active phase stabilization by confinement in mesoporous SBA–15 // Applied Catalysis A: General. – 2016. – Vol. 520. – P. 114–121.

- 38 Felipe Polo-Garzon, Ming He, David A. Bruce. Ab initio derived reaction mechanism for the dry reforming of methane on Rh doped pyrochlore catalysts // *Journal of Catalysis*. – 2016. – Vol. 333. – P. 59–70.
- 39 Cheng-Hsun Liao, Rong-Fang Horng. Experimental study of syngas production from methane dry reforming with heat recovery strategy // *International Journal of Hydrogen Energy*. – 2017. – Vol. 42. – P. 25213–25224.
- 40 Stefano Cimino, Luciana Lisi, Gabriella Mancino. Effect of phosphorous addition to Rh-supported catalysts for the dry reforming of methane // *International Journal of Hydrogen Energy* 2017. – Vol. 42. – P. 23587–23598.
- 41 Ho Seok Whang, Min Seok Choi, Jinkyu Lim, Chanyeon Kim, Iljeong Heo, Tae-Sun Chang, Hyunjoon Lee. Enhanced activity and durability of Ru catalyst dispersed on zirconia for dry reforming of methane // *Catalysis Today*. – 2017. – Vol. 293–294. – P. 122–128.
- 42 Larisa A. Arkatova, Nikolai G. Kasatsky, Yury M. Maximov, Oleg V. Pakhnutov, Alexander N. Shmakov. Intermetallides as the catalysts for carbon dioxide reforming of methane // *Catalysis Today*. – 2018. – Vol. 299. – P. 303–316.
- 43 Jaroslav Cihlar Jr., Radimir Vrba, Klara Castkova, Jaroslav Cihlar. Effect of transition metal on stability and activity of La-Ca-M-(Al)-O (M=Co, Cr, Fe and Mn) perovskite oxides during partial oxidation of methane // *International Journal of Hydrogen Energy*. – 2017/ – Vol. 42. – P. 19920–19934.
- 44 Zahra Taherian, Mardali Yousefpour, Mohammad Tajally, Behnam Khoshandam. Catalytic performance of Samaria-promoted Ni and Co/SBA-15 catalysts for dry reforming of methane // *International Journal of Hydrogen Energy*. – 2017. – Vol. 42. – P. 24811–24822.
- 45 Yee Jie Wong, Mei Kee Koh, Mehrnoush Khavarian, Abdul Rahman Mohamed. Investigation on cobalt aluminate as an oxygen carrier catalyst for dry reforming of methane // *International Journal of Hydrogen Energy*. – 2017. – Vol. 42. – P. 28363–28376.
- 46 Qinhong Wei, Xinhua Gao, Guoguo Liu, Ruiqin Yang, Haibo Zhange, Guohui Yang, Yoshiharu Yoneyama, Noritatsu Tsubaki. Facile one-step synthesis of mesoporous Ni-Mg-Al catalyst for syngas production using coupled methane reforming process // *Fuel*. – 2018. – Vol. 211. – P. 1–10.
- 47 Rafik Benrabaa, Akila Barama, Hamza Boukhrouf, Jesus Guerrero-Caballero, Annick Rubbens, Elisabeth Ordes-Richard, Axel Loeffberg, Rose-Noelle Vannier. Physico-chemical properties and syngas production via dry reforming of methane over NiAl<sub>2</sub>O<sub>4</sub> catalyst // *International Journal of Hydrogen Energy*. – 2017. – Vol. 42. – P.12989–12996.
- 48 Ye Wang, Lu Yao, Shenghong Wang, Dehua Mao, Changwei Hu. Low-temperature catalytic CO<sub>2</sub> dry reforming of methane on Ni-based, catalysts: A review // *Fuel Processing Technology*. – 2018. – Vol. 169. – P.199–206.

## СТРУКТУРНЫЕ ПРЕОБРАЗОВАНИЯ В НЕФТЕГАЗОВОМ КОМПЛЕКСЕ КАЗАХСТАНА КАК ПРИОРИТЕТНОЕ НАПРАВЛЕНИЕ ПОВЫШЕНИЯ ЕГО ЭФФЕКТИВНОСТИ И КОНКУРЕНТОСПОСОБНОСТИ



**А.А. САТЫБАЛДИН<sup>1</sup>,**

директор Института экономики КН  
МОН РК, академик НАН РК, доктор  
экономических наук, профессор



**О.И. ЕГОРОВ<sup>2\*</sup>,**

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

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

*В статье рассматривается необходимость структурных преобразований в промышленности страны в направлении увеличения доли нефтегазоперерабатывающих и нефтехимических производств. Предпосылки для этого имеются и весьма основательные. В статье отмечается, что ресурсы и качественные характеристики жидких углеводородов и попутного газа свидетельствуют о целесообразности их переработки с целью выделения группы индивидуальных углеводородов с последующим их превращением в десятки наименований товарных продуктов, имеющих высокий спрос в национальной экономике и в качестве экспортного потенциала.*

*Все отмеченное может служить обоснованием для развития в Казахстане новых отраслей промышленности перерабатывающего профиля, основой технологических процессов которых должно стать комплексное использование углеводородных ресурсов с учетом их физико-химических характеристик, что будет способствовать повышению эффективности и конкурентоспособности новых производств.*

**КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА:** нефтегазовый комплекс, качество углеводородных ресурсов, нефтепереработка и газохимия, комплексное использование, конкурентоспособность.

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



## ҚАЗАҚСТАННЫҢ МҰНАЙ ЖӘНЕ ГАЗ КЕШЕНІНІҢ ҚҰРЫЛЫМДЫҚ ӨЗГЕРУЛЕРІ ОНЫҢ ТИІМДІЛІГІ МЕН БӘСЕКЕГЕ ҚАБІЛЕТТІЛІГІН АРТТЫРУДЫҢ БАСЫМДЫҒЫ РЕТІНДЕ

**А.А. САТЫБАЛДИН**<sup>1</sup>, ҚР БҒМ ҒК Экономика институтының директоры, ҚР ҰҒА академигі, экономика ғылымдарының докторы, профессор

**О.И. ЕГОРОВ**<sup>2</sup>, ҚР БҒМ ҒК Экономика институтының аға ғылыми қызметкері, экономика ғылымдарының докторы, профессор

ҚР Білім және ғылым министрлігі Ғылым комитетінің Экономика институты  
Қазақстан Республикасы, 050010, Алматы қ., Құрманғазы к-сі, 29

*Мұнай және газды қайта өңдеу және мұнай-химия салаларының үлесін арттыру бағытында елдегі өндірістегі құрылымдық өзгерістердің қажеттілігі қарастырылады. Бұлар үшін өте берік алғышарттар бар. Бұл мақалада сұйық көмірсутектер мен ілеспе газдың сапалық сипаттамалары оларды кейіннен халық шаруашылығының әртүрлі салаларында және экспорттау әлеуеті ретінде жоғары сұранысқа ие болатын ондаған тауарлы өнімге айналатын жеке көмірсутектер тобына өңдеудің орындылығы атап айтылады.*

*Барлық атап көрсетілгендер Қазақстанда жаңа өндірістердің тиімділігі мен бәсекеге қабілеттілігін арттыруға мүмкіндік беретін жаңа өңдеумен айналысатын өнеркәсіп салаларының негіздемесі, физикалық-химиялық сипаттамаларын ескере отырып, көмірсутек ресурстарын кешенді пайдаланатын технологиялық үдерістердің негізі бола алады.*

**НЕГІЗГІ СӨЗДЕР:** мұнай-газ кешені, көмірсутек ресурстарының сапасы, мұнай өңдеу және газ химиясы, кешенді пайдалану, бәсекеге қабілеттілік.

## STRUCTURAL TRANSFORMATIONS IN THE OIL AND GAS COMPLEX OF KAZAKHSTAN AS A PRIORITY DIRECTION OF IMPROVING ITS EFFICIENCY AND COMPETITIVENESS

**A.A. SATYBALDIN**<sup>1</sup>, Director of the Institute of Economics of The Committee of Science of the Ministry of Education and Science of Republic of Kazakhstan, Academician of the National Academy of Sciences of Kazakhstan, Doctor of Economics, Professor

**O.I. EGOROV**<sup>2</sup>, Chief Researcher of the Institute of Economics of The Committee of Science of the Ministry of Education and Science of Republic of Kazakhstan, Doctor of Economics, Professor

Institute of Economics of The Committee of Science  
of the Ministry of Education and Science of Republic of Kazakhstan  
Republic of Kazakhstan, 050010, Almaty, 29 Kurmangazy st.

*The necessity of structural changes in the country's industry in the direction of share increase of oil and gas processing and petrochemical industries is being considered. There are solid prerequisites for that. The article notes in particular that the qualitative characteristics of liquid hydrocarbons and associated gas indicate the expediency of their processing in order to single out a group of individual hydrocarbons with their subsequent transformation into dozens of commodity products having high demand in various sectors of the national economy and as an export potential.*

*All noted can serve as a justification for the development of new industries of processing profile in Kazakhstan, the basis of technological processes which should be the integrated use of hydrocarbon resources, taking into account their physico-chemical characteristics, which will contribute to improving the efficiency and competitiveness of new industries.*

**KEY WORDS:** oil and gas complex, quality of hydrocarbon resources, oil refining and gas chemistry, integrated use, competitiveness.

**З**а годы независимости Республики Казахстан нефтегазовая отрасль добилась значительных успехов. И хотя экономика страны в ближайшие годы, по-видимому, сохранит свою сырьевую направленность, размеры балансовых запасов углеводородов и их ценность позволяют считать их базисом устойчивого развития страны. Наличие крупного природно-ресурсного потенциала обуславливает особое место Казахстана среди индустриально развитых стран, а эффективное его использование становится одной из важнейших предпосылок энергетической безопасности страны.

Признавая в целом как положительный фактор нарастающий вектор в суммарной добыче углеводородного сырья в Казахстане, следует сказать, что сложившаяся ситуация является характерной практически для всех нефтедобывающих компаний, осуществляющих свою деятельность в стране. И даже в условиях мировых кризисных процессов, когда большинство отраслей национальной экономики резко снижали свои производственные показатели, в нефтегазовом секторе экономики страны последние оставались практически на уровне предыдущих благоприятных лет (таблица 1).

**Таблица 1 – Динамика основных показателей добычи и транспортировки жидких углеводородов**

Показатели	2010 г.	2012 г.	2014 г.	2017 г.	2018 г.
Добыча нефти и газового конденсата в Казахстане, млн т	79,5	79,2	80,8	86,0	90,3
Суммарный объем экспорта нефти, млн. т	68,0	68,2	62,4	70,0	71,5
Удельный вес экспорта в объеме добычи, %	86,8	86,1	77,1	81,5	80,0
Объем транспортировки нефти и газового конденсата по направлениям, млн. т					
Атырау – Самара	15,3	15,4	15,5	15,7	15,0
Атырау – Алашанькоу	10,1	10,4	11,0	11,8	16,0
Каспийский Трубопроводный Консорциум	29,9	27,9	33,0	38,0	40,0
Оренбургский газоперерабатывающий завод (газоконденсат)	2,0	0,8	1,0	0,7	0,8
Через порт Актау	9,3	7,0	9,6	7,0	7,0
По железной дороге	6,0	7,0	7,0	7,0	7,0

*Примечание:* таблица составлена по материалам годовых отчетов АО «НК Казмунайгаз»

Тем не менее, с позиции объективности оценки ситуации, нельзя не отметить тот факт, что, несмотря на практически стабильное развитие нефтяного сектора Казахстана, доходы от реализации нефти на мировых рынках в ходе проведения экспортных операций в значительной степени снизились за счет постоянного колебания мировых цен, диапазон которых находился за ряд последних лет от 110 до 30-40 долларов за один баррель.

Следует особо отметить, что в государственных структурах, отвечающих за экономику и технологическое развитие нефтегазового сектора, до настоящего времени игнорируется решение такой проблемы, как возможность повышения его эффективности и конкурентоспособности за счет использования качественных характеристик добываемой нефти и попутного газа на различных месторождениях.

Углеводородное сырье, добываемое в Казахстане на целом ряде месторождений, характеризуется высоким качеством. Так, например, из нефтей эмбинских месторождений в минувшие годы вырабатывалась уникальная горюче-смазочная продукция. Средние и тяжелые нефти месторождений Эмбинского района содержат достаточно высокий процент масляных фракций, характеризуются незначительным присутствием серы, смол и других соединений [1].

Нефти ряда месторождений Мангыстау-Устюртской нефтегазоносной провинции содержат ванадий и никель, извлечение которых предопределяется их высокой значимостью.

Нефть Тенгизского, Кашаганского и газоконденсат Карачаганакского месторождений отличаются повышенным содержанием легких фракций и сернистых соединений, что обуславливает выделение из них кроме топлив различного назначения значительных объемов газовой серы, меркаптанов и другой продукции, потребности в которой велики, особенно в нефтехимической отрасли.

Столь обширный набор конечных и промежуточных продуктов, которые можно получать из углеводородного сырья, создают предпосылки для расширения добычи и переработки сырья с применением инновационных технологий.

В конечном итоге, сложившееся направление развития экономики страны в последние годы, хотя и способствовало обеспечению очередного всплеска в области нефте- и газодобычи, оставило на прежнем уровне решение проблемы наращивания потенциала перерабатывающего комплекса, с которым связываются перспективы оздоровления государственного бюджета, размеры инвестиций, направляемых на создание перерабатывающих производств и разветвленной инфраструктуры.

В этой связи необходимость структурных преобразований в промышленности страны в направлении увеличения доли нефтегазоперерабатывающих и нефтехимических производств сегодня практически не вызывает сомнений. Предпосылки для этого имеются и весьма основательные. Здесь же необходимо отметить, что качественные характеристики попутного газа свидетельствуют о целесообразности его переработки с целью выделения группы индивидуальных углеводородов с последующим их превращением в десятки наименований товарных продуктов, имеющих высокий спрос в различных секторах национальной экономики [2].

Все отмеченное служит обоснованием для развития в Казахстане новых отраслей промышленности перерабатывающего профиля, основой технологических

процессов которых должно стать комплексное использование углеводородных ресурсов с учетом их физико-химических характеристик, что будет способствовать повышению эффективности и конкурентоспособности новых производств.

Можно привести некоторые примеры развития нефтехимических комплексов в некоторых странах мира. Так, в КНР (г. Нанкин) строительство нефтехимического комплекса, выпускающего 600 тыс. тонн этилена в год продолжалось три года. На строительство аналогичного предприятия в Германии (г. Лейне) потребовалось также три года, что позволило в этих странах обеспечить внутренний рынок конкурентоспособной продукцией и увеличить экспортный потенциал. Освоив значительные объемы инвестиций (бюджет каждого из этих объектов составил около 4 млрд. долларов), экономика и Германии, и Китая реализовала открывшуюся возможность увеличения своего экспортного потенциала. Совсем недавно в Узбекистане и Туркменистане были введены в действие газоперерабатывающие комплексы. Что это может означать для Казахстана?

Однозначно, это свидетельствует о том, что в направлении развития нефтехимии и газохимии Казахстан имеет значительное отставание, обусловленное, в первую очередь, отсутствием постоянного контроля за выполнением постановлений правительства, относящихся к строительству первого интегрированного газохимического комплекса, модернизации нефтеперерабатывающих заводов. Именно работы на этих объектах перерабатывающего сектора превратились в своеобразный «долгострой», вследствие чего экономика страны в определенной степени не получила ожидаемого темпа развития, не были в необходимой мере обеспечены внутренние потребности в топливе, экспортный потенциал нефтехимической продукции остался на прежнем уровне [3].

Справедливости ради нельзя не отметить, что в этом направлении уже получены определенные положительные результаты. Так, в 2017–2018 гг. сданы в эксплуатацию объекты, входящие в программу модернизации нефтеперерабатывающих заводов; в г. Актау была запущена установка по производству модифицированного битума мощностью 120 тыс. тонн в год; на Тенгизе осуществлена отгрузка последней партии накопленных запасов серы и подготовлены условия для увеличения объемов добычи нефти.

К слову сказать, неоднократно поднимающийся в различных сферах страны вопрос о необходимости строительства 4-го НПЗ, практически до настоящего времени так и не получил достаточно обоснованной аргументации. В настоящее время, когда в промышленную разработку введено крупное 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 установленным стандартам. 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 [4, 5].

Развитие нефтехимической промышленности означает создание в перспективе собственных производств по выпуску синтетических каучуков для резинотехнической и шинной промышленности, химических волокон, различных композиционных и полимерных материалов. Формирование такого комплекса технологически увязанных производств позволит выпускать высокотехнологичные и наукоемкие виды продукции, которые, в свою очередь, вызовут ускоренное развитие других отраслей реального сектора экономики страны.

Поэтому весь комплекс проблем, возникающих при развитии нефтегазовой отрасли, должен своевременно решаться поэтапно – с момента начала геолого-поисковых и разведочных работ до ввода в эксплуатацию месторождения и строительства объектов переработки углеводородных ресурсов. Такая стратегия может быть успешно реализована в процессе формирования нефтехимических кластеров на системной основе [6].

Для обеспечения технологической конкурентоспособности отраслей реального сектора экономики необходима реализация кластерной инициативы в их развитии. Воплощение в жизнь этого направления позволит увеличить производственные показатели компаний, снизить их издержки и издержки обслуживающих компаний, будет способствовать возрастанию инновационной восприимчивости таких отраслей реального сектора как нефтеперерабатывающая, нефтехимическая, горно-металлургическая, агропромышленная [7].

В условиях мировой глобализации высокую конкурентоспособность страны могут обеспечить не отдельные (пусть даже крупные и технологически развитые) фирмы, а кластеры хозяйствующих субъектов, связанных между собой тесными экономическими взаимоотношениями. Концепция кластерного развития получила мировое признание, а опыт наиболее развитых стран убеждает в перспективности кластерного подхода к развитию экономики.

Предпосылки для этого реально существуют в регионах Западного Казахстана, где имеются, во-первых, значительные объемы добычи нефти и газа, во-вторых, введенные в эксплуатацию в прежние годы мощности по нефтегазопереработке и нефтехимии, в-третьих, в достаточной степени развитая инфраструктура. Все это будет способствовать в пределах кластера созданию большой системы взаимосвязанных по сырью, финансовым и трудовым ресурсам производств, территориально расположенных в западных областях. Более того, реализация кластерной инициативы именно здесь создает предпосылки для возрождения таких крупных объектов нефтегазопереработки и нефтехимии, как завод пластмасс (г.Актау),

АО «Полипропилен» и нефтеперерабатывающий завод (г. Атырау), Новоузенский и Жанажолский газоперерабатывающие заводы [8].

В Законе Республики Казахстан от 9 января 2012 года № 534-IV «О государственной поддержке индустриально-инновационной деятельности» дается свое определение кластера. «Инновационный кластер – объединение субъектов научной и (или) научно-технической деятельности, элементов индустриально-инновационной инфраструктуры, призванных стимулировать индустриально-инновационную деятельность путем взаимодействия и совместного использования имеющихся возможностей, обмена знаниями и опытом, эффективной передачи технологий, налаживания устойчивых партнерских связей и распространения информации» [9].

Развитие собственной разветвленной базы нефтегазопереработки и нефтехимии необходимо республике, во-первых, в связи с прогнозируемым ростом добычи углеводородов, во-вторых, вследствие того, что конечная продукция этих производств – от индивидуальных углеводородов до полимерных материалов представляет собой достаточно выгодную статью экспорта, о чем свидетельствует постоянно растущий спрос на нее на мировых рынках.

В настоящее время доля нефтехимических и химических производств, работающих на потребительском рынке республики, ниже 20%. В экономически развитых странах этот показатель достигает 50-60% и понятно почему: в периоды снижения цен на нефть такая диверсификация позволяет избегать резких падений доходов. Например, компания «Экссон Мобил» лидирует в производстве 5 из 7 основных нефтепродуктов. А, в целом, ведущие мировые нефтяные компании владеют сегодня 75% мировых мощностей производства этилена.

В Казахстане же, по-прежнему, приоритетом остается развитие нефтяного бизнеса, ориентированного на экспорт углеводородов. В этой связи слабо осуществляется модернизация нефтеперерабатывающих предприятий республики, вследствие чего основной объем их продукции составляют автобензин, дизтопливо и мазут, в то время как нефть, поставляемая на зарубежные заводы, проходит стадии глубокой переработки. Иностраные компании, активно участвовавшие в приватизации предприятий сырьевого сектора республики, не участвуют в реализации проектов, относящихся к нефтехимии.

Что касается государства, то развитие нефтехимии, по-видимому, рассматривается им как стратегически важное на долгосрочную перспективу направление: реализация даже принятых программ оставляет желать лучшего. Так, за прошедшие годы положительных изменений в нефтехимической отрасли Казахстана не произошло: строится лишь несколько заводов по переработке газа. Однако, здесь инвесторов интересует только подготовительный этап для экспорта очищенного углеводородного сырья, и потому значительная часть газа по-прежнему просто сжигается. Реализуемые в Казахстане проекты, как и раньше, направлены на увеличение добычи сырья, а не на его переработку. В частности, в Карачаганакской интегрированной компании (КИО), комментируя вопрос о возможной реализации проекта, предусматривающего строительство ГПЗ и предприятий нефтехимии, не отнесли его к ближайшему будущему.

Формируемый в Южном регионе Казахстана кластер, который в официальных документах называется и «хлопковым», и «текстильным», может явиться, по нашим расчетам, реальным прообразом сочетания нефтехимических производств (Шымкентский НПЗ) и текстильных предприятий. Вырабатываемая нефтехимическая продукция позволит широко использовать синтетические волокна в выпуске широкого ассортимента текстильных и тканых материалов.

Реализация этой концепции, когда возникают плотные связи между нефтехимическими и текстильными предприятиями, тем более, что сырьевые ресурсы для них территориально сосредоточены в одном регионе, дает основание для возможностей создания кооперативных связей в рамках «текстильно-химического кластера».

Динамика развития мирового рынка текстильной промышленности свидетельствует о сокращении в экспорте доли государств Западной Европы и США и одновременно о выходе на передовые позиции производителей из Индии, Монголии, Вьетнама, Китая и других азиатских стран, способных создать единую производственную цепочку, звенья которой географически приближены друг к другу. Таким образом, текстильная индустрия становится своего рода ареной противостояния признанных авторитетов отрасли и новичков, подтверждающих свои амбиции неплохими результатами, активно инвестирующих в технологии и оборудование. Глобализация, стремительно растущая конкуренция со стороны развивающихся стран, необходимость постоянных капиталовложений в модернизацию производства создают новые условия игры на рынке текстильной промышленности.

Развитие промышленности химических волокон решает важнейшие задачи увеличения ресурсов текстильного сырья и расширения ассортимента текстильных изделий. Ткани и изделия из современных химических волокон по многим потребительским свойствам превосходят текстильные изделия из хлопчатобумажных волокон и полноценно заменяют натуральные шелковые и шерстяные ткани. Область применения химических волокон все более расширяется, особенно за счет производства изделий технического назначения: корда для автомобильных и авиационных шин, электроизоляции, защитных средств химической аппаратуры. Из химических волокон производятся также канаты, стропы, рукава, транспортные ленты; высокопрочные рыболовные сети и снасти; негорючие и химически стойкие ткани для бензиновых баков, масло- и бензопроводящих шлангов двигателей автомобилей и самолетов; негорючие ткани для обивки самолетов, автобусов, танков, подводных и надводных кораблей; спасательные костюмы пожарной службы, легкие и прочные волокнистые материалы для парашютов; медицинские материалы и принадлежности.

При комплексном использовании углеводородных ресурсов Казахстана возможно получение высоких экономических результатов, о чем свидетельствуют такие данные: суммарная оценка продукции, получаемой в результате глубокой переработки нефти и газа крупных месторождений Казахстана, может достигать величины в 4–7 раз превышающей результат от реализации сырья.

В числе приоритетных проектов нефтехимических производств, способных комплексно использовать нефтегазовое сырье, могут быть реализованы следующие:

1. Строительство нефтеперерабатывающего завода в Мангистауском регионе

на базе основательно выработанных месторождений Узень, Жетыбай, тяжелых высоковязких нефтей Бузачинского района и других при условии внедрения инновационных технологий добычи остаточных и трудноизвлекаемых нефтей.

2. Строительство газоперерабатывающего комплекса вблизи г. Аксай, сырьем для которого могут явиться углеводородные ресурсы месторождений Западно-Казахстанской области.

3. Реконструкция Шымкентского нефтеперерабатывающего завода должна способствовать не только увеличению глубины переработки нефти и повышению качества производимых видов топлива. В технологической части Шымкентского НПЗ целесообразно создать производство синтетических материалов (синтетических волокон, нитей, тканей), что в совокупности с формируемым в южном регионе хлопково – текстильным кластером позволит наладить выпуск широкого ассортимента совершенно новых для казахстанского рынка готовых изделий [10].

4. Форсированное строительство интегрированного нефтехимического комплекса в п. Карабатан Атырауской области с тем, чтобы к моменту выхода на доо-статочно большие объемы добычи Кашаганского нефтегазового месторождения он технологически был бы готов к приему сырья для глубокой переработки.

5. Строительство нового нефтеперерабатывающего завода в п. Карабатан, исходным сырьем для которого послужит нефть Кашагана.

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 из 6 млрд. м<sup>3</sup> газа реально может быть получено в виде высококачественного исходного сырья до 300 тыс. т полиэтилена, столько же полипропилена, до 400 тыс. т бутана.

Нефтяные компании ведущих стран мира давно оценили преимущества использования природного и попутного газов 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.

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 темпов решения которой зависит во многом состояние всей экономики республики, на текущий момент и далекую пер-

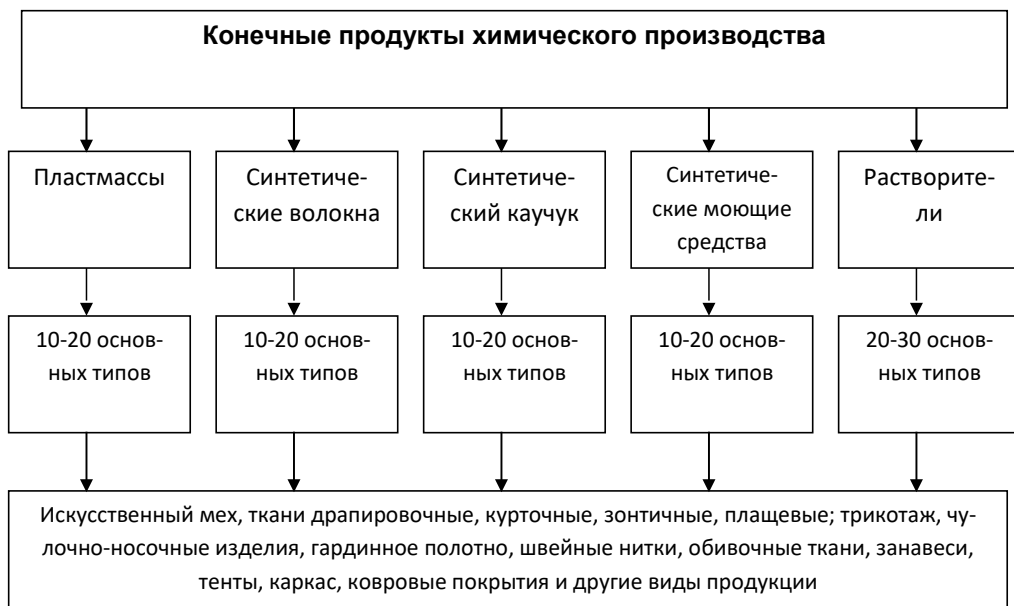


спективу, может быть названо интенсивное развитие нефтегазоперерабатывающих комплексов непосредственно в районах добычи ресурсов.

Создание таких комплексов на Мангистау, в Атырауской (вблизи г. Атырау) и Западно-Казахстанской (в г. Аксай) областях позволит 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 [11].

Развитие газохимии и нефтепереработки в регионе имеет реальные предпосылки, учитывая выявленный здесь потенциал углеводородных ресурсов. На базе сырья месторождения Карачаганак и ряда перспективных структур – Тепловская, Гремяченское, Дарьинское экономически целесообразно реализовать проект строительства газохимического комплекса в Запвдно-Казахстанской области.

Результатом формирования нефтехимических комплексов в регионах Казахстана должно стать получение товарной продукции в виде широкого ассортимента полимерных изделий, пользующихся большим спросом на внутреннем и внешнем рынках. Изменение цен на продукцию нефтехимии, произведенную за счет внедрения высоких технологических переделов, может колебаться в широком диапазоне в сравнении с полученной выручкой от продажи сырой нефти – от 270% до 600 и 860% (в соответствии с *рисунком 1*). Это свидетельствует о том, что в зависимости от выбранной технологической схемы переработки промежуточных продуктов нефти – и газохимии может быть выработан широкий ассортимент инновацион-



*Примечание* – составлено авторами

**Рисунок 1 – Диапазон получения полимерной продукции**

ной для Казахстана продукции, определенная часть которой увеличит экспортный потенциал страны и, соответственно, поступления в государственный бюджет ( для подтверждения этого достаточно отметить, что цена единицы конечной продукции достигает 2500 и более долларов). [12].

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.

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 и эффективности. Следовательно, стратегия экономического развития отечественной нефте-газопереработки и нефтехимии должна быть направлена на получение необходимого импульса для инновационного развития.


Результатом такого направления развития экономики региона явится увеличение номенклатуры вырабатываемой продукции, в том числе и экспортоориентированной, повышение ее конкурентоспособности, что позволит сохранить достаточно высокий рейтинг Казахстана как нефтедобывающей страны, но и повысить его значимость за счет увеличения перерабатывающего сектора [13].

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.

Сравнение экономических результатов, полученных от продажи нефти импортерам, показывает насколько волатильность цен на углеводородное сырье, отмечающаяся на мировых рынках, влияет на размер выручки. Наибольшие объемы сырой нефти направляются в некоторые европейские страны, в то время как остальные потребители импортируют из Казахстана сравнительно небольшие объемы сырьевых ресурсов.

Экспортный потенциал нефтехимической продукции представляет собой незначительную величину. Достаточно сказать, что за последние годы тот небольшой ассортимент ее – пластмасса и изделия, произведенные на ее основе, обеспечивают получение валютной выручки в размере 52 – 60 млн долл. США в год. Пожалуй, единственным продуктом нефтехимического назначения, ориентированным на экспорт, являются ароматические углеводороды – бензол и параксилл, вырабатываемые на Атырауском НПЗ. В результате проведенной его модернизации, производимые на нем ароматические соединения экспортируются в КНР в следующих объемах:

бензол 133 тыс. т и параксилон 496 тыс.т. При средней цене на мировых рынках бензола в 280 – 350 долл. США за 1 тонну и параксилон в 480 – 500 долл. США за 1 тонну суммарная выручка от их экспорта составляет примерно 295 млн долл. США.

Изложенные пути эффективного и комплексного использования углеводородного сырья дают все основания полагать, что вывоз на мировые рынки сырьевых ресурсов, как бы благоприятно не складывалась мировая конъюнктура, чреват многими непредсказуемыми последствиями. Одним из них являются происходящие колебания мировых цен на нефть. Однако, в период установления благоприятной конъюнктуры происходит соответствующий рост цен на продукты нефтепереработки и нефтехимии. Именно такая тенденция наблюдается в течение ряда последних лет и, судя по траектории развития мирового нефтебизнеса, будет продолжена в ближайшие годы. 

## ЛИТЕРАТУРА

- 1 Карабалин У.С., Тулеев А.К. Новые вызовы и перспективы глобального нефтяного рынка // Нефть и газ. – № 4. – 2016.– С. 11–21. [Karabalin U.S., Tukeev A.K. New challenges and prospects of the global oil market // Oil and gas. – № 4. – 2016. – P. 11–21.]
- 2 Сатыбалдин А. А. Экономическая безопасность и социальная стабильность общества Казахстана: основные составляющие и приоритеты // Материалы международной научно-практической конференции Экономика Казахстана: от настоящего к будущему». – ИЭ КН МОН РК. – 2019. – С.16-40. [Satybaldin A.A. Economic security and social stability of the society of Kazakhstan: the main components and priorities // Materials of the international scientific and practical conference Economy of Kazakhstan: from the present to the future”. – IE-MES. – 2019. – P. 16-40.]
- 3 Егоров О.И. Нефтепереработка и нефтехимия в Казахстане: приоритеты развития // Нефть и газ. – 2014. – № 2.– С. 43–54. [Egorov O.I. Oil refining and petrochemistry in Kazakhstan: development priorities // Oil and gas. – 2014. – № 2. – P. 43–54.]
- 4 Егоров О.И., Жумагулов Р.Б., Аманиязова Г.Д. Экономическое сотрудничество Казахстана с мировыми нефтяными компаниями // Вестник Национальной инженерной академии РК. – 2015. – № 1.– С. 102–111. [Egorov O.I., Zhumagulov R.B., Amanniyazova G. D. Economic cooperation of Kazakhstan with international oil companies // Bulletin of National engineering Academy of Kazakhstan. – 2015. – № 1. – P. 102-111.]
- 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 Портер М. Конкурентная стратегия: Методика анализа отраслей и конкурентов. – М.: Альпина Паблицер, 2011. – 454 с. [Porter M. Competitive strategy: Techniques for analyzing industries and competitors. – M.: Alpina Publisher, 2011. – 454 p.]
- 7 Афанасьев М., Мясникова Л. Мировая конкуренция и кластеризация экономики // Вопросы экономики. – 2005. – № 4. – С. 75–86. [Afanasyev M., Myasnikova L. Global competition and clustering economy // Economy Questions. – 2005. – № 4. – P. 75-86.]
- 8 Стратегический план развития Министерства нефти и газа на 2011-2015 годы. – Астана, 2009. [Strategic development plan of the Ministry of oil and gas for 2011-2015. – Astana, 2009.]
- 9 Государственная программа индустриально-инновационного развития Республики Казахстан на 2015-2019 годы. Режим доступа: <http://continent-online.com>. [State

- program of industrial-innovative development of the Republic of Kazakhstan for 2015-2019. Access mode: <http://continent-online.com>.]
- 10 Сармурзина Р.Г., Айдарғалиева Ш.А. Основные направления развития нефтехимических производств в Казахстане // Нефть и газ. – 2006. – № 2. – С.54. – 56. [Sarmurzina R.G., Aidargaliev Sh.A. The Main directions of development of petrochemical plants in Kazakhstan // Oil and gas. – 2006. – № 2. – P. 54. – 56]
  - 11 Ауелбаев Б.Л. Факторы успеха нефтяной промышленности // Регион: экономика и социология. – 2010. – № 4.– С. 24–29. [Auelbaev B.L. Success Factors of the oil industry // Region: Economics and sociology. – 2010. – № 4.– P. 24-29.]
  - 12 Ергалиев Г.М. Внешние рынки нефти и экспортный потенциал Республики Казахстан // Вестник Университета. – 2018. – № 7. – С. 35–40. [Ergaliev G.M. External markets of oil and export potential of the Republic of Kazakhstan // Bulletin of the University. – 2018. – № 7. – P. 35-40.]
  - 13 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? // Oil and gas. – 2019. – № 1. – P. 25 – 27.]



## МОДЕЛЬ БЕЗОПАСНОСТИ В НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ



**Евгений ПИТОЛИН,**  
управляющий директор  
Kaspersky  
в Казахстане, Центральной Азии и Монголии

050010, Республика Казахстан,  
г. Алматы, Казыбек би, 20а (Медеуский район)

**Р**азработка стратегии защиты от киберугроз для нефтегаза – непростая задача, особенно для его промышленных систем и интернета вещей. В процессах проектирования, разработки, интеграции, использования и сопровождения таких систем принимает участие большое количество сторон.

Оценка рисков, связанных с атаками, у разных участников отличается, при этом безопасность для бизнеса определенных игроков может быть как отрицательным стимулом (увеличение времени выхода на рынок для продукта из-за необходимости реализовать требования безопасности), так и положительным (безопасный продукт – это еще и конкурентное преимущество с точки зрения маркетинга).

### ПОЧЕМУ И ЗАЧЕМ НУЖНА МОДЕЛЬ ЗРЕЛОСТИ БЕЗОПАСНОСТИ ИНТЕРНЕТА ВЕЩЕЙ

Так, производители продуктов для автоматизации технологического процесса до сих пор пытаются переложить ответственность за обеспечение безопасности своих продуктов на клиентов, утверждая, что их продукт должен быть использован в изолированной (от интернета, от офисной сети и т. д.) среде. При этом они упорно игнорируют объективную реальность, в которой большинство предприятий в погоне за увеличением эффективности своей работы оказываются не в состоянии эти требования выполнить.

С другой стороны, мы нередко слышим от представителей предприятий различных отраслей, что они не могут (или не хотят) применить те или иные меры (установить патч ОС, например) и средства безопасности (установить антивирус) к своим системам промышленной автоматизации (например, рабочему месту оператора) без подтверждения со стороны производителя продукта.

Поиск баланса бизнес-стимулов в случае безопасности приводит к стратегии «балансирования на грани». Чтобы удержать равновесие, каждая из сторон – производители определенных видов оборудования, программного обеспечения, системные интеграторы, поставщики услуг, посредники, владельцы предприятий – ищут оптимальный набор мер безопасности и пытаются не выйти за рамки бюджета.

### «ДОСТАТОЧНАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ»

Оценка необходимости обеспечения безопасности у различных организаций будет всегда разной. Даже при схожих рисках последствия возможных инцидентов для одних компаний могут быть более значимыми, чем для других.

В некоторых случаях кибератаки могут представлять существенную угрозу для организаций, даже если их прямой вины в инциденте нет. Например, для предприятия, отнесенного к КВОЙКИ, аварийные ситуации, вызванные кибератакой, недопустимы, даже если они обусловлены эксплуатацией незакрытых производителем уязвимостей.

### ЦЕЛЬ МОДЕЛИ ЗРЕЛОСТИ БЕЗОПАСНОСТИ ИНТЕРНЕТА ВЕЩЕЙ

Правильный выбор мер и средств обеспечения безопасности не всегда очевиден. Более того, локальные бизнес-цели и мотивированные ими решения по безопасности, принимаемые различными участниками процесса обеспечения безопасности (например, производителем и потребителем ОТ-продуктов и услуг) могут оказаться не только разными, но и несовместимыми.

Конечная цель модели зрелости безопасности интернета вещей нефтегазовой отрасли – обеспечить соответствие способов защиты от киберугроз реальным бизнес-потребностям. Задача – сформировать конкретное описание состояния «достаточной безопасности» для системы, помочь ответственным за безопасность этой системы лицам в нефтянке, сфокусироваться на наилучших способах достижения этого состояния и определить соответствующие меры защиты.

Зрелая с точки зрения безопасности система характеризуется достаточным набором мер защиты, которые не влияют негативно на ее функциональность. При этом определения «достаточности защиты» и понятия «негативно влиять на функциональность» для каждой системы свои.

На уровне бизнес-стейк холдеров формируется запрос на «защиту оборудования от хакерских атак». Основная проблема в том, что представители бизнеса почти всегда не являются специалистами в области информационной безопасности. Уязвимость оборудования к атакам может быть, к примеру, обусловлена неудачной архитектурой ПО. В долгосрочной перспективе может рассматриваться дорогостоящий перевод оборудования на альтернативную, более устойчивую к атакам, платформу. Текущие

версии также требуют технической поддержки и сопровождения, включая проверку на наличие уязвимостей и выпуск обновлений безопасности. Обратная связь с потребителем продуктов для получения информации об уязвимостях и инцидентах также требует содержания специализированного сервиса.

Для решения задачи выбора необходимых мер и средств защиты бизнесу требуется системный подход, который связывает приоритеты с целями безопасности и меры безопасности – непосредственно с ожидаемым эффектом. Поскольку способов сделать систему более безопасной (или компенсировать в достаточной степени ее небезопасность) довольно много, требуется эти способы упорядочить, чтобы можно было сделать выбор в пользу наиболее подходящих вариантов.

## РОЛЬ АРХИТЕКТУРЫ ВЫБОРА

С учетом различий в бизнес-потребностях и в условиях недостаточной информации о возможных кибератаках и неясного влияния этих атак на функционирование системы, вендор и клиент (а также другие заинтересованные организации и лица, например, регуляторы) могут считать разные сценарии атак более вероятными и потенциально опасными, и различные практики защиты – более приоритетными для реализации.

Оценка рисков, связанных с атаками, разнится на стороне вендора и клиента. Согласование приоритетов вендора и клиента, выбор мер защиты, полноты реализации этих мер и сроков реализации требует структурированного представления вариантов с возможностью хотя бы приблизительной оценки соотношения их эффективности и требуемых ресурсов, то есть архитектуры выбора.


Архитектура выбора – это систематизация вариантов, которая подталкивает людей к выбору способа действий и к началу этих действий, то есть в нашем случае – к созданию более безопасной системы.

## КАК РАБОТАЕТ МОДЕЛЬ ЗРЕЛОСТИ БЕЗОПАСНОСТИ ИНТЕРНЕТА ВЕЩЕЙ

### Иерархия практик обеспечения безопасности

Архитектурой выбора и ядром модели зрелости безопасности интернета вещей является иерархия практик обеспечения безопасности (securitypractices). Практикой обеспечения безопасности, к примеру, является реализация контроля доступа, защита данных при их хранении и передаче или управление обновлениями безопасности. Системный подход к выбору вариантов защиты поддерживается группированием практик по ожидаемому эффекту от их применения. Чтобы максимально упростить процесс выбора, на самом верхнем уровне группы практик объединяются в домены.

### Три верхнеуровневых домена безопасности включают:

- управление безопасностью и организационные меры (Governance),
  - обеспечение безопасности в силу конструкции (bydesign, Enablement)
  - укрепление безопасности (Hardening).
- Приоритет того или иного домена перед другим для вендора определяется потребностями бизнеса и особенностями системы. 



## СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ КОМПАНИИ



**С**тановление отечественной нефтегазовой отрасли, ведущей начало с первого фонтана нефти на эмбинской структуре «Карашунгул», неразрывно связано с историей нашей страны. В сентябре в Казахстане прошли мероприятия, приуроченные к празднованию 120-летнего юбилея казахстанской нефти, в которых принял участие Глава Государства Касым-Жомарт Токаев. О том, какие мероприятия были организованы в Атырау в рамках празднования юбилейной даты, как в компании – колыхтели отечественной нефтянки организован быт и досуг нефтяников-вахтовиков, о масштабной благотворительной деятельности эмбинцев – в интервью с заместителем председателя Правления по общим вопросам АО «Эмбаунайгаз» Салимжаном Жумашевичем НАКПАЕВЫМ.



– Салимжан Жумашевич, расскажите, пожалуйста, какие мероприятия были организованы компанией в рамках празднования 120-летнего юбилея казахстанской нефти?

– Прежде всего, пользуясь площадкой вашего профильного журнала, я поздравляю всех работников нефтегазового комплекса с 120-им юбилеем отрасли, желаю профессиональных успехов в реализации новых прорывных проектов, мира и семейного благополучия!

Нефтегазовая отрасль, начавшись с первого фонтана нефти в 1899 году на структуре Карашунгул, сегодня является локомотивом развития экономики страны и одним из основных источников пополнения Национального фонда. Здесь, на первых промыслах Эмбы, шло становление и развитие национальных кадров, потомки которых сегодня составляют оплот профессионалов отечественной нефтяной промышленности, и работают как в АО «Эмбаунайгаз», так и в других нефтегазовых компаниях страны, а также за пределами Казахстана.

Возвращаясь к теме юбилейных торжеств, отмечу, что в компании была разработана целая программа мероприятий, посвященных 120-летию казахстанской нефти. В нее вошли: открытый урок для учащихся выпускных классов школы в мкр Сарыкамьс г. Атырау, спартакиада работников компании, конкурс-выставка творческих работ детей наших сотрудников, интеллектуальный конкурс «Брейн-ринг» и тимбилдинг среди молодых работников Эмбы, приуроченный также к году Молодежи, турнир по казакша-курес «Мунайшы Барысы», спартакиада среди работников дочерних зависимых организаций АО «Национальная Компания «КазМунайГаз» и велопробег в г. Атырау, в котором приняли участие сотрудники аппарата управления



и производственных структурных подразделений компании. В рамках юбилея было организовано посещение исторической скважины на структуре «Карашунгул», где эмбинцы, гости из других нефтяных компаний и ветераны отдали дань памяти первым нефтяникам, стоявшим у истоков развития отрасли. В Атырау также состоялась серия праздничных мероприятий, организаторами которых выступили Министерством энергетики РК, АО «Национальная Компания «КазМунайГаз» и Ассоциация KAZENERGY при поддержке «АО «Эмбаунайгаз» и крупных нефтегазовых компаний Атырауской области. 1 сентября, на территории студенческого кампуса Атырауского университета нефти и газа состоялось открытие памятника одному из руководителей Эмбы, видному казахстанскому нефтянику, первооткрывателю месторождений Западного Казахстана – Сафи Утебаеву, имя которого с февраля текущего года присвоено этому профильному учебному заведению. В этот же день прошла международная научно-практическая конференция «Казахстанская нефть: прошлое, настоящее и будущее», посвященная 120-летию казахстанской нефти. А вечером на обновленной площади им. М. Утемисова и И. Тайманова для жителей и гостей нефтяной столицы был организован праздничный концерт – Open Air с участием звезд казахстанской эстрады и праздничным фейерверком.

5 сентября в Атырау состоялось расширенное совещание по вопросам нефтегазовой отрасли с участием Президента РК **Касым-Жомарта Токаева** и торжественное собрание, в ходе которого Глава государства наградил лучших работников нефтегазового комплекса.

**– В течении текущего года в журнале были опубликованы интервью с руководителями разных направлений деятельности АО «Эмбаунайгаз». Вы курируете очень важный блок вопросов, в частности все социальные аспекты жизнедеятельности предприятия и ее работников. Расскажите, какие условия сейчас созданы для работников вашего исторического предприятия?**

– Компания обеспечивает своим работникам высокую степень социальной поддержки. В данное время в АО «Эмбаунайгаз» работают около 5 000 человек, из которых около 70 сотрудников с ограниченными возможностями – II и III группы инвалидности. В рамках коллективного договора, подписанного в 2017 году между администрацией и профсоюзной организацией, для всех работников компании предусмотрен социальный пакет.

Одна из приоритетных задач для Компании – создание безопасных и комфортных условий труда и отдыха наших сотрудников. В рамках ее реализации, за последние 5 лет был введен в эксплуатацию ряд производственных и социальных объектов. В том числе общежитие на 30 мест на м/р Юго-Восточное Камышитовое, столовая на 50 мест на м/р Жанаталап, общежитие на 100 мест на м/р Кенбай, столовая на 50 мест на м/р Кисымбай и на 150 мест на м/р С. Балгимбаев. Для поддержки работников АО «Эмбаунайгаз», ведущих здоровый образ жизни, компания возмещает их затраты на приобретение абонементов для посещения бассейнов и тренажерных залов в г. Атырау. На базе вахтовых поселков всех нефтегазодобывающих управлений, созданы условия для здорового досуга нефтяников, тренажерные залы полностью оснащены необходимым оборудованием и инструментами. Если ранее библиотеками были оборудованы вахтовые поселки только крупных место-

рождений, то с прошлого года мини-библиотеки организованы на базе всех месторождений компании. Причем сбор литературы производился самими работниками компании. Еще один проект – дооснащение и оснащение имеющихся клубов при вахтовых поселках музыкальным инвентарем. В текущем месяце была запущена программа «Досуг для нефтяников», в рамках которой на базе месторождений каждого нефтегазодобывающего управления проводятся спортивные состязания по различным видам спорта и творческие конкурсы. Таким образом, мы вовлекаем нефтяников в спорт, поддерживаем в них спортивный дух, навыки состязательности и способствуем выражению творческих способностей.

Хочу отметить, что компания сегодня оказывает социальную поддержку пенсионерам компании, коих насчитывается около 2087 человек. Для них организована бесплатная годовая подписка на печатные периодические издания, ежегодно выделяется материальная помощь на санаторно-курортное лечение, предусмотрено возмещение затрат на приобретение лекарств.

**– АО «Эмбаунайгаз» – одна из ведущих компаний в нефтедобывающем регионе, исторически доказавшая высокую социальную ответственность. Компания постоянно поддерживает социально уязвимые семьи и тех, кто нуждается в помощи. Расскажите об этом более подробно.**

– С 1 октября 2012 по 2018 г. АО «Эмбаунайгаз» на выплату налогов и отчислений в бюджет более 897,1 млрд тенге, в том числе в 2018 году – 199,2 млрд тенге. За этот период на развитие социальной инфраструктуры Атырауской области было выделено более 4,3 млрд тенге, в том числе в 2018 году – 1,9 млрд тенге.

Дополнительно, в рамках контрактных обязательств, ЭМГ выделяет значительные финансовые средства на подготовку казахстанских специалистов: повышение квалификации сотрудников компании и оплату обучения казахстанских студентов в высших и средне-специальных учебных заведениях.

На оказание спонсорской и благотворительной помощи, в период с 2012 по 2018 годы, Компания выделила более 2 млрд тенге. За последние три года Компания поддержала более 170-ти общественных организаций, а также несовершеннолетних детей, страдающих тяжелыми заболеваниями.

Спонсорскую помощь от компании в период с 2015 по 2018 гг. получили: детский дом для детей-сирот и детей, оставшихся без попечения родителей им. С. Казыбаева; организация ветеранов Атырауской области и города Атырау, Атырауская областная больница – на приобретение медицинского оборудования для оснащения кабинета шоковой терапии. Дом престарелых и людей с ограниченными возможностями; Атырауский областной перинатальный центр – для приобретения акушерской кровати для родовспоможения; Атырауское городское общество инвалидов и мн. др.

С 2015 по 2018 гг. Компания ежегодно проводила мероприятия для социально-уязвимых слоев населения к международному Дню защиты детей и благотворительные елки. Ежегодно в новогодних детских утренниках принимали участие более 1000 детей из областных специализированных и лечебных учреждений. Среди физических лиц, которым была оказана помощь Компании – дети с онкологическими заболеваниями, ДЦП, болезнями опорно-двигательного аппарата, нуждающиеся в срочном оперативном лечении за пределами страны и последующей реабилитации.

Коллектив АО «Эмбаунайгаз» всегда отличался гражданской активностью и социальной ответственностью, границы которой не ограничены территорией области.

В 2015 году на средства, собранные работниками ЭМГ были капитально отремонтированы 4 дома для жителей г. Атырау, в семьях которых росли дети с ограниченными возможностями, и построен новый дом для одинокого пенсионера.

В 2016 году построен новый дом для многодетной семьи г. Атырау, в которой двое детей страдают серьезными заболеваниями.

В 2018 году, коллектив Компании оказал помощь жителям Зырянского района Восточно-Казахстанской области, пострадавшим от сильного паводка. На средства, перечисленные нефтяниками Эмбы в благотворительный Фонд «Наш город – Зыряновск», были приобретены четыре квартиры и три дома для жителей поселков Малеевск, Зубовск и окраин города Зыряновск, чьи дома не подлежали восстановлению.

В июне 2019 г. в восьми населенных пунктах пяти районов Атырауской области – в с. Курмангазы Курмангазинского района, в с. Исатай и пос. Аккистау Исатайского района, в ст. Жамансор и с. Мукур Кызылкогинского района, в г. Кульсары Жылыойского района, в пос. Доссор и Макат Макатского района прошли церемонии вручения ключей многодетным и малообеспеченным семьям от жилья, приобретенного на однодневную заработную плату работников АО «Эмбаунайгаз».

В июле 2019 г. коллектив ЭМГ принял участие в республиканской акции «Арыс. Біз біргеміз». На выделенную сотрудниками Компании добровольную помощь были приобретены и переданы комплекты школьной одежды для более 400 учащихся 16 школ из малообеспеченных многодетных семей г. Арыс, пострадавших в результате взрывов.

Поддержав пострадавших от взрывов, нуждающиеся семьи г. Арысь в сборе детей в школу, нефтяники решили оказать аналогичную помощь малообеспеченным многодетным семьям в г. Атырау и Атырауской области. В результате, на личные средства эмбаинских нефтяников в текущем году школьной одеждой и обувью были обеспечены 70 учащихся городских и районных школ из социально-уязвимых категорий населения.

В рамках реализации благотворительной акции наши специалисты посетили областные центры и ряд населенных пунктов всех районов Атырауской области. Списки нуждающихся в помощи семей были предоставлены районными акиматами. В эти списки вошли семьи, обратившиеся с письменными обращениями в Компанию, а также дети из многодетных малообеспеченных семей, которым коллектив ЭМГ в текущем году оказал помощь в приобретении жилья.

Подводя итоги, хотел бы отметить, что к 120-летию юбилею нефти Казахстана наша Компания подошла с весомыми достижениями. Мы гордимся, что АО «Эмбаунайгаз» вносит свой весомый вклад в развитие страны не только в виде солидных налоговых отчислений, но и занимается подготовкой кадрового резерва для нефтяной промышленности, оказывает социальную поддержку своим сотрудникам и пенсионерам, а также спонсорскую помощь социально – уязвимым слоям населения. Этой политики мы намерены придерживаться и впредь.

– Спасибо за интервью. 

**В** 2016 году вышла в свет монография **Х.Б. Абилхасимова** «*Особенности формирования природных резервуаров палеозойских отложений Прикаспийской впадины и оценка перспектив их нефтегазоносности*» (М.: Издательский дом Академии Естествознания, 2016. – 244 с.)

В монографии приведены результаты комплексного анализа и обобщения геолого-геофизической информации, проведенных в последние годы, что позволило осуществить уточнение внутреннего строения, обоснование новых объектов в палеозойском комплексе, переоценку перспектив нефтегазоносности и прогнозных ресурсов нефти и газа Прикаспийской впадины.

Прикаспийская нефтегазоносная провинция объединяет ряд нефтегазоносных областей и районов, имеющих определенное сходство и различие геологического строения и распределения основных нефтегазоносных горизонтов по разрезу и по площади развития подсолевых палеозойских отложений. Обоснованы области формирования источников сноса и минеральный состав сносимого терригенного материала.

Рассмотрены особенности нефтегазоносности палеозойских карбонатных платформ, в которых отмечается определенное пространственное распределение жидких и газообразных углеводородов по бортовым участкам впадины. Установлена региональная нефтегазоносность с преимущественной концентрацией запасов углеводородов в небольшом числе крупных месторождений в карбонатных резервуарах.

Проведена оценка результатов комплексного моделирования процессов нефтегазообразования и нефтегазона-



копления для определения основных факторов, влияющих на образование углеводородных залежей в палеозойском комплексе Прикаспийского осадочного бассейна.

Проведенное нефтегазогеологическое районирование Прикаспийской впадины и анализ разрезов нефтегазоносных комплексов, позволили выделить области и зоны развития продуктивных толщ, а также провести оценку их перспектив.

**Книга в 2018 г. была выставлена во Франции в г. Париже в Академии Естествознания и награждена «Золотой медалью» Парижского книжного салона «LIVREPARIS».** 🌐





## ИТОГИ РАЗВИТИЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ ОТРАСЛИ


**В** Акорде 14 августа 2019 г. министр энергетики РК **Канат Бозумбаев** доложил Президенту РК **Касым-Жомарту Токаеву** о развитии энергетической отрасли по итогам семи месяцев.

Объем добычи нефти составил 52,23 млн тонн, исполнение к плану – 101,2%. В том числе на долю трех крупных проектов приходится 31,6 млн тонн: на Кашагане – 7,2 млн тонн, Тенгизе – 17,5 млн тонн, Карачаганаке – около 6,9 млн тонн.


Также в секторе производства нефтепродуктов достигнут положительный баланс. Объем переработки составил 9,58 млн тонн. Производство нефтепродуктов выросло по бензинам на 10,8%, дизтопливу на 7,8%, авиатопливу в 2,2 раза.

По итогам прошедших семи месяцев объем добычи газа составил 33,1 млрд куб. метров или 101,8% к плану. Производство товарного газа – 19,6 млрд куб. метров или 104,8% к плану. Уровень газификации страны достиг 49,7%.

Производство битума составило 464 тыс. тонн или 103% к плану. Важным событием этого года в отечественной нефтегазохимии является начало промышленного производства ароматических углеводородов – бензола и параксилола на Атырауском НПЗ.

Президент РК **Касым-Жомарт Токаев** дал положительную оценку развитию сферы энергетики, а также поручил и в дальнейшем сохранять сформированную устойчивость в этом направлении. 

## ПРЕЗИДЕНТ ПОРУЧИЛ ПРАВИТЕЛЬСТВУ ПРОРАБОТАТЬ ВАРИАНТЫ ГАЗИФИКАЦИИ

**Д** ля Северо-Казахстанской области остро стоит вопрос газификации, заявил Президент **Касым-Жомарт Токаев** 14 сентября в ходе республиканского совещания по вопросам развития села и агропромышленного комплекса, передает пресс-служба Акорды. Глава государства, поручил Минэнерго и Правительству в целом совместно с акиматом детально проработать различные варианты газификации области и внести предложения в Администрацию Президента. 

## ПРЕЗИДЕНТ КАЗАХСТАНА НАГРАДИЛ ПРЕЗИДЕНТА ПАО «ТРАНСНЕФТЬ»

**П** резидент Казахстана **К-Ж. Токаев** наградил президента ПАО «Транснефть» **Н.П. Токарева** Орденом Дружбы II степени. Вручение состоялось 6 сентября 2019 г. в Атырауском государственном Университете им. Х. Досмухамедова в рамках праздничного мероприятия, посвященного 120-летию нефтегазовой отрасли Казахстана.

Транспортировка энергоресурсов является сферой эффективного многолетнего российско-казахстанского сотрудничества. Представители АО «КазТрансОйл» – национального нефтепроводного оператора Республики Казахстан и ПАО «Транснефть» и АО «КазТрансОйл» с 2015 года являются членами Международной ассоциации транспортировщиков нефти (МАТН). Компании принимают активное участие в работе Ассоциации, включая постоянные экспертные группы по энергоэффективности, поставкам и юридическим вопросам. 🌐

## ЦИФРОВАЯ МОДЕРНИЗАЦИЯ ШЫМКЕНТСКОГО НЕФТЕПЕРЕРАБАТЫВАЮЩЕГО ЗАВОДА

**К**омпания АВВ, мировой технологический лидер в области промышленной автоматизации и решений для энергетики, модернизирует один из крупнейших нефтеперерабатывающих заводов в Казахстане – Шымкентский – в рамках государственной программы «Цифровой Казахстан», направленной на ускорение экономического роста с помощью цифровых технологий.

Согласно прогнозам, цифровизация Шымкентского НПЗ на базе решений АВВ значительно повысит производительность и снизит эксплуатационные расходы, а также позволит операторам принимать более взвешенные решения на основе точных и оперативных данных.

Нефтеперерабатывающий завод в Шымкенте был введен в эксплуатацию в 1970 году. Завод эксплуатируется компанией «ПетроКазахстан Ойл Продактс» как совместное предприятие Китайской национальной нефтяной корпорации (CNPC) и АО «НК «КазМунайГаз» (KMG), национальной нефтегазовой компании Казахстана. 🌐



## АО «НК «КАЗМУНАЙГАЗ, МИНИСТЕРСТВО ЭНЕРГЕТИКИ РК И КОМПАНИЯ «ТОТАЛЬ» ПОДПИСАЛИ МЕМОРАНДУМ О СОТРУДНИЧЕСТВЕ

**30** июля 2019 года АО «НК «КазМунайГаз» (КМГ), Министерство энергетики Республики Казахстан и компания «TOTAL E/P Kazakhstan» подписали Меморандум о взаимопонимании в сфере цифровизации в нефтегазовой отрасли. Меморандум подписан в рамках визита министра экономики и финансов Франции **Брюно Ле Мэра** в Республику Казахстан.

В соответствии с подписанным документом стороны намерены оказывать содействие государственным органам и другим организациям в реализации государственной программы «Цифровой Казахстан» и дальнейшем процессе развития цифровизации нефтегазовой индустрии.

«Тоталь входит в топ–10 крупнейших нефтегазовых компаний мира. Поэтому их опыт в вопросах цифровизации нефтегазовой отрасли и применении современных технологий позволит Казахстану перенять лучшие практики с целью повышения эффективности операционной деятельности и увеличения показателей нефтегазовых активов. Подписанный меморандум позволит не только укрепить сотрудничество между двумя компаниями, но и значительно расширит его границы», – отметил заместитель председателя Правления КМГ по производству **Жакып Марабаев**. 🇰🇷

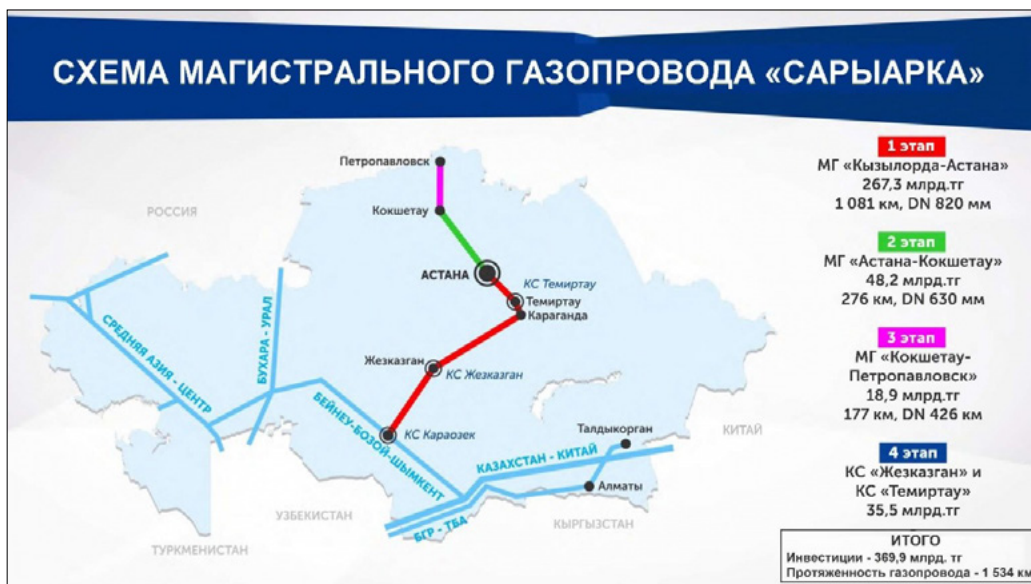


На фото: момент подписания меморандума

## МАГИСТРАЛЬНЫЙ ГАЗОПРОВОД «САРЫАРКА» ДОСТИГНЕТ СТОЛИЦЫ В ОКТЯБРЕ 2019 ГОДА

**П**редседатель правления АО «ФНБ «Самрук-Қазына» **Ахметжан Есимов** 22 августа 2019 г. посетил 820-й км (Ақмолинская обл.) трассы магистрального газопровода «Сарыарка». Газопровод «Сарыарка» берет начало от газопровода «Бейнеу-Бозой-Шымкент». Протяженность газопровода 1061 км, охват – 171 населенный пункт, численностью 1,7 млн человек. Строительство газопровода завершится в срок – октябрь 2019 года, передает пресс-служба «ФНБ «Самрук-Қазына».


Напомним, газопровод строится по поручению Первого Президента Казахстана – Елбасы **Нурсултана Назарбаева**. Он предназначен для газификации столицы Казахстана, центральных и северных регионов страны. АО «ФНБ «Самрук-Қазына» принимает участие в финансировании масштабного проекта, подрядчиком строительства выступает компания «КазСтройСервис», оператором – «Астана Газ КМГ».



## ЕЖЕГОДНЫЙ ОБЪЕМ ДОБЫЧИ НЕФТИ В КАЗАХСТАНЕ ДОСТИГНЕТ 105 МЛН ТОНН


**К** 2025 году ежегодный объем добычи нефти в Казахстане достигнет 105 млн тонн. Об этом в ходе празднования 120-летия казахстанской нефти сообщил министр энергетики **Канат Бозумбаев**.



«В нефтегазовой отрасли продолжается осуществление ряда крупномасштабных и долгосрочных инженерно-технических проектов. Так, в нефтедобыче основной прирост инвестиций в среднесрочный период и в объеме 44,5 млрд долларов США приходится на реализацию трех проектов: Проект будущего расширения Тенгиза (36,8 млрд долл. США), Проекты расширения 1-го этапа Кашагана (2 млрд долл. США), Проекты продления уровня добычи на Карачаганаке (4,5 млрд долл. США)», – рассказал министр. 


## КАЗАХСТАН ПОДПИСАЛ КОНТРАКТ С «ENI»

**АО НК «КазМунайГаз», Министерство энергетики Казахстана и Eni** подписали контракт на разведку и добычу углеводородного сырья на участке «Абай». В соответствии с подписанным контрактом основными минимальными обязательствами является бурение одной разведочной скважины и проведение 3D-сейсморазведочных работ на морском участке «Абай» казахстанского сектора Каспийского моря.

Напомним, в начале июля 2019 года был подписан протокол прямых переговоров, в рамках которого сторонами была достигнута договоренность о выплате в пользу Казахстана подписного бонуса и об обязательствах недропользователя по доле местного содержания. Данный проект для обеих компаний является важным шагом в расширении ресурсной базы. Ранее, 1 апреля 2019 года, компания «ЛУКОЙЛ» заключила контракт с Минэнерго РК и АО НК «КазМунайГаз» на разведку и разработку углеводородов на участке «Женис», расположенном в Каспийском море. 

## БЕЗ ВЫВОЗНЫХ ПОШЛИН

**П**резидент России **В. Путин** утвердил закон «О ратификации протокола о внесении изменений в Соглашение между правительством Республики Казахстан и правительством Российской Федерации о торгово-экономическом сотрудничестве в области поставок нефти и нефтепродуктов в Республику Казахстан от 9 декабря 2010 года». Казахстан со своей стороны ратифицировал договор еще 2 марта.

Протоколом предусматривается определение компетентными органами сторон списка нефтепродуктов, запрещенных или ограниченных к вывозу из России в Казахстан, а также перечень нефтепродуктов, запрещенных или ограниченных к экспорту из Казахстана за пределы таможенной территории ЕАЭС, путем заключения протокола между ними. Документ будет способствовать упрощению процедуры регулирования рынка нефти и нефтепродуктов между Россией и Казахстаном, позволит снять некоторые ограничения по их поставкам для российских компаний. Согласно изменениям стороны во взаимной торговле нефтью не применяют вывозные таможенные пошлины. Кроме того, в соответствии с законом, нефть, вывозимая с 1 января 2014 года из России в Казахстан, в целях учета подлежит таможенному декларированию в Российской Федерации, если она вывозилась за пределы ЕАЭС. 

## В КАЗАХСТАНЕ «ЛУКОЙЛ» ОТКРЫЛ ЗАВОД ПО ПРОИЗВОДСТВУ СМАЗОЧНЫХ МАТЕРИАЛОВ

**В** Казахстане открыли завод по производству смазочных материалов всемирно известной **корпорации «Лукойл»**, мощностью 100 тысяч тонн продукции в год, свыше 800 наименований масел, которые разрабатываются с применением инновационных молекулярных технологий, и получивших одобрение ведущих мировых автопроизводителей.


В церемонии открытия завода 20 сентября приняли участие Премьер-министр РК **Аскар Мамин** и президент ПАО «Лукойл» **Вагит Алекперов**, которые торжественно нажали символическую кнопку запуска. В приветственном слове Глава Правительства РК **Аскар Мамин** отметил, что открытие в Казахстане завода **компании «Лукойл»**, который в настоящее время инвестировал в углеводородный сектор страны 9,5 млрд долларов, соответствует текущему вектору развитию нефтегазовой отрасли страны, а именно – переходу от сырьевой направленности к выпуску продукции глубокой переработки.

«С открытием стратегически важного для экономики страны объекта, создано свыше 200 рабочих мест. Могу с большой уверенностью заявить, что дальнейшее совместное сотрудничество будет плодотворным и стабильным», – отметил Председатель Правления АО НК «КазМунайГаз» **Алик Айдарбаев**.

Завод по производству смазочных материалов расположился в поселке Байсерке Илийского района Алматинской области. Площадь участка – 50,2 га, площадь проектирования – 10,8954 га. Для полноценной работы на территории завода построены: административный и производственный корпус, котельная, резервуарный парк базового масла, сливо-наливные эстакады, комплекс очистных сооружений, насосная станция, скважина для водоснабжения. Ожидается, что с момента запуска завода ежегодные отчисления в бюджет страны могут достигать 10 млн долларов в год.

Представители завода на презентации заявили, что завод станет передовым и инновационным на всей территории СНГ. На заводе будут выпускаться моторные, трансмиссионные и индустриальные масла, в том числе последнего поколения.

Завод будет выполнять заказ потребителя в течение 24 часов. Современное оборудование обеспечит точность дозирования присадок и автоматизированное исполнение рецептур. Все строительно-инженерные работы при строительстве завода проходили исключительно силами казахстанских компаний. Завод расположился в непосредственной близости от транспортного коридора «Западная Европа – Западный Китай». Удачное расположение завода на перекрестке важнейших транспортных магистралей позволит экспортировать продукты не только в страны Центральной Азии, но и в Монголию, Афганистан, Китай. Проект завода полностью исключает возникновение экологических рисков. Кроме того, около 60% общей территории завода будет озеленено. Завод будет активно сотрудничать с местными ВУЗами, привлекать на практику молодых казахстанских специалистов.

В присутствии Премьер – Министра РК **Аскара Мамина** между ПАО «Лукойл» и АО «НК «КазМунайГаз» подписано соглашение «О совместных исследованиях участков на территории Республики Казахстан». 

## РОСТ ЦЕН НА НЕФТЬ ПРОГНОЗИРУЮТ ПОСЛЕ ИНЦИДЕНТА В САУДОВСКОЙ АРАВИИ

**А**така дронов на крупнейшее нефтеперерабатывающее предприятие в мире, которая произошла 14 сентября в Саудовской Аравии, привела к сокращению добычи нефти,

из-за этого цены на сырье пошли резко вверх. Аналитики предполагают, что стоимость нефти может достигнуть 100 долларов за баррель и считают происшествие нефтяной атакой века. 🌐

## КРУПНЕЙШИЕ ЧАСТНЫЕ КОМПАНИИ РОССИИ

**Ж**урнал Forbes составил рейтинг 200 крупнейших российских частных компаний. Его возглавил нефтяной гигант **ЛУКОЙЛ**, выручка которого в 2018 году оценивается в 8 трлн 36 млрд рублей.

На втором месте идет нефтяная компания «Сургутнефтегаз» (1 трлн

867 млрд рублей). Замыкает тройку лидеров Х5 **Retail Group**, которая управляет магазинами «Пятерочка», «Перекресток», «Лента» и другими (1 трлн 533 млрд рублей). На четвертом месте – «Магнит» (1 трлн 237 млрд рублей), на пятом – «Татнефть» (910,5 млрд рублей). 🌐



## ЯПОНИЯ ГОТОВА ЗАДЕЙСТВОВАТЬ СВОИ НЕФТЯНЫЕ РЕЗЕРВЫ

**Т**окио намерен избежать перебоев с поставками сырья. Токио выразил готовность задейство-

вать стратегические нефтяные резервы страны в случае необходимости. Об этом заявил министр экономики,

торговли и промышленности Японии **Иссю Сугавара**.

«Мы внимательно следим за ситуацией и за возможным влиянием на стабильность поставок нефти в Японию. В случае необходимости мы сможем сохранить необходимый уровень поставок, задействовав собственные резервы», – цитирует ТАСС комментарий министра по поводу ситуации на нефтяном рынке, сложившейся из-за инцидента, произошедшего на нефтяных объектах Saudi Aramco. 📌



## БРАЗИЛИЯ ВЕДЕТ ИССЛЕДОВАНИЯ ПО ДОБЫЧЕ НЕФТИ НА СУШЕ

**Б**разилия рассматривает возможность привлечения белорусских компаний к проекту по освоению новых месторождений нефти и добыче нефти, сообщил журналистам посол Бразилии в Беларуси **Пауло Фернандо Диас Ферес**. В Бразилии, отметил он, имеются достаточные запасы

нефти, страна обеспечивает собственные потребности в этом сырье. Сейчас рассматривается возможность добычи нефти на суше и в соседних с Бразилией государствах. Ведутся исследования по оценке новых залежей нефти и природного газа. 📌

## НОРВЕГИИ ПРЕДСКАЗАЛИ НЕФТЯНОЙ БУМ

**Н**орвегию ожидает сильнейший за 40 лет бум в добыче нефти. Данный инцидент может случиться в 2020 году, когда начнутся разработки гигантского месторождения **Johan Sverdrup** в Северном море, передает **RegTV.kz** со ссылкой на Bloomberg.

**Johan Sverdrup** открыли в 2010 году. Оно входит в пятерку крупнейших морских месторождений, когда-либо выявленных в Северном море. Его запасы оцениваются в 2,7 млрд баррелей, сообщает S&P Global.

Добытое на месторождении

сырье начнут грузить на танкеры уже в октябре этого года. Благодаря **Johan Sverdrup** добыча нефти в Норвегии взлетит до самого высокого с 1980-х годов уровня, пишет агентство.

Разработка следующего по величине после **Johan Sverdrup** месторождения нефти в Северном море – **Martin Linge** – запланирована на 2020 год.

Между тем аналитики утверждают, что бум в добыче нефти в Норвегии не продлится долго, поскольку запасы сырья на старых месторождениях, которые разрабатываются еще с 1970-х годов, истощаются. 📌



**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](mailto:neftgas@inbox.ru)**

**<http://neft-gas.kz>**

Подписано в печать 1.10.2019  
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.



**KIOGE**  
OIL&GAS KAZAKHSTAN



# Нефть и Газ

27-я Казахстанская  
международная выставка и  
конференция "Нефть и Газ"

30 сентября – 2 октября 2020  
Атакент, Алматы, Казахстан

подробная информация:  
[www.kioge.kz](http://www.kioge.kz)

