



2019
№ 4 (112)

НЕФТЬ И ГАЗ

ISSN 1562-2932

Подписной индекс 75602

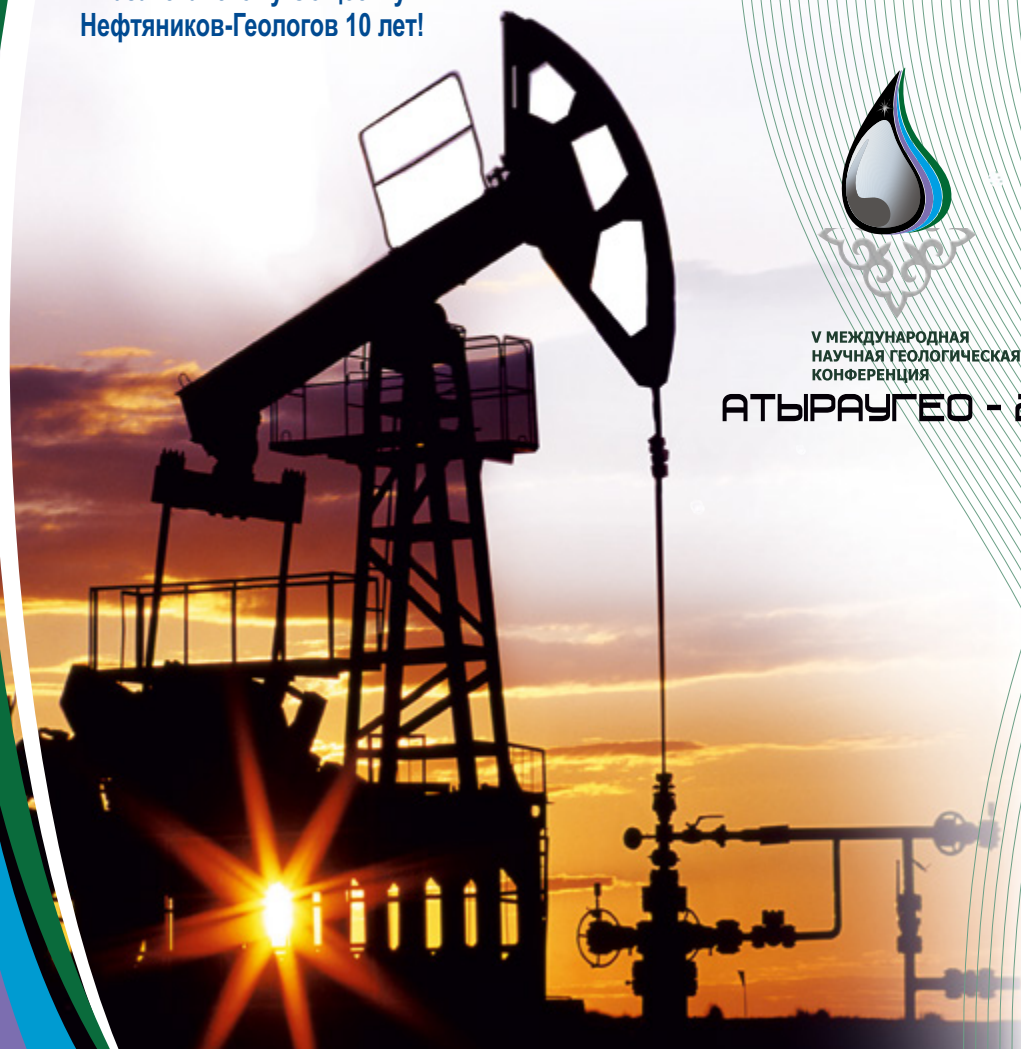


Казахстанскому Обществу
Нефтяников-Геологов 10 лет!



V МЕЖДУНАРОДНАЯ
НАУЧНАЯ ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ
КОНФЕРЕНЦИЯ

АТЫРАУГЕО - 2019



ВНИМАНИЕ!

ПРОДОЛЖАЕТСЯ ПОДПИСКА НА 2019 ГОД



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

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

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

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



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

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

Стоимость годовой подписки:
Онлайн-версия журнала – **18 тыс. тенге**
Печатная версия журнала (без почтовых расходов) – **15 тыс. тенге**.



Приглашаем Вас к сотрудничеству:

- подписаться на 2019 год;
- публиковать статьи;
- размещать имиджевую информацию и рекламу.

Подписку на журнал «Нефть и газ» (подписной индекс **75602**, <http://neft-gas.kz>) можно оформить через интернет на сайте: **www.postmarket.kz** в разделе **онлайн-подписка на газеты/журналы**, или по каталогам:
«Роспечать»: 8 (492) 921–25–50;
АО «Казпочта»: 8 (727) 261–61–12;
ТОО «Агентство «Евразия-пресс»: 8 (727) 382–34–87;
ТОО «Эврика-пресс»: 8 (727) 233–76–10.

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



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



8 (727) 291 31 71



nnk32@mail.ru
neftgas@inbox.ru



НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЖУРНАЛ



МУНАЙ МЕН ГАЗ
НЕФТЬ И ГАЗ
OIL AND GAZ

4 (112) 2019



Главный редактор
академик Надир 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 «КазМұнайГаз»,
Научно-инженерный центр «Нефть» НИА РК,
ОО «Казахстанское общество нефтяников-геологов»

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

ИЗДАЕТСЯ с января 1999 г.

ПЕРИОДИЧНОСТЬ – 6 раз в год

ПРЕДСТАВИТЕЛИ В ГОРОДАХ:

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

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

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

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

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

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

РЕДАКЦИОННАЯ КОЛЛЕГИЯ:

У.С. КАРАБАЛИН, зам. гл. редактора,
академик 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)

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

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)

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)

ӨЗЕКТИ

Н.Қ. Надиров.

«Қалаларға таза ауа» – Қазақстан Республикасы Ұлттық инженерлік академиясының энергоэкологиялық бастамасы.....6

У.С. Карабалин, А.К. Тукаев.

Заманауи мәселелердің аясындағы Қазақстан мұнай және газ саласының дамуы10

Кайрат Адилбеков:

«Ембімұнайгаз» АҚ: отандық мұнай-газ саласының бастауларында.....25

ГЕОЛОГИЯ

Н.Г. Матлошинский, К.А. Адилбеков.

Көмірсутегі жүйелері – мұнай және газ кен орындарын табысты барлауға арналған стратегияның негізі (Каспий Маңы Ойпатын мысалға ала отырып)32

Т.Р. Ахмедов.

3Д сейсмикалық барлау деректеріне сәйкес Абшерон түбегінің оңтүстігі мен оңтүстік-шығыс аймағындағы өндірілген кен орындарын игерудің мүмкіншіліктері47

А.Е. Абетов, О.В. Коломацкая.

Каспий Маңы Ойпаты: тектоникалық бұзылулар жүйелерін және Турне күрделі салынған коллекторындағы жарықшақтық аймақтарын белгілеуге арналған GeoTegic бағдарламалық жасақтаманы қолдану62

ӨНДІРУ

О.С. Герштанский.

Таяз кен орындарында мұнайберу жетілдірілуі: жаңа тәжірибелер, жаңа әдістер, инновациялық технологиялар.....74

Е.Ш. Сейтхазиев, Г.Г. Елтай, Ш.С.

Пангереева, Н.Д. Сарсенбеков. Өзен кен орнында бірлескен өндірілетін ұңғымаларды геохимиялық зерттеулерді қолдана отырып сандық түрде бөлу.87

GALEX ИННОВАЦИЯЛЫҚ ТЕХНОЛОГИЯЛАР

А.И. Бажал, А.М. Барак.

SWELT – Тұтқыр және ультракүлгін майды құбырлар арқылы тасымалдаудың технологиясы114

Н.К. Надиров.

Қазақстанда дамыту123

ЭКОЛОГИЯ

Табиғатқа қамқорлықпен жер қойнауын игеру (Карачаганак Петролиум

Оперейтинг Б.В.).....127

САНДЫҚ ТЕХНОЛОГИЯЛАР

Воробьев А.Е.

«ЕМБІМҰНАЙГАЗ» АҚ мұнай кәсіпорындарын сандық жүйеге көшірудің заманауи тәжірибесі131

Питолин Е.

2019 жылы өнеркәсіптік нысандарға кибершабуылдар142

ТАҒАЙЫНДАУЛАР

Мирзагалиев М.М......145

ОҚИҒАЛАР

Б.М. Қуандыков.

КОНГ-қа 10 жыл146

КОНГ ЖАНАЛЫҚТАРЫ.....151

КОНГ ЖАҢА КІТАПТАРЫ.....154

ҚАЗАҚСТАННЫҢ МҰНАЙ ЖӘНЕ ГАЗ САЛАСЫ155

ӘЛЕМ МҰНАЙ КОМПАНИЯЛАРЫНЫҢ ЖАҢАЛЫҚТАРЫ.....159

АКТУАЛЬНО

Н.К. Надиров.

«Чистый воздух городам» –
энерго-экологическая инициатива
Национальной инженерной академии
Республики Казахстан6

У.С. Карабалин, А.К. Тукаев.

Развитие нефтегазовой отрасли
Казахстана в контексте
современных проблем10

Кайрат Адилбеков:

АО «Эмбаунайгаз»: у истоков
Отечественной нефтегазовой отрасли25

ГЕОЛОГИЯ

Н.Г. Матлошинский, К.А. Адилбеков.

Углеводородные системы – основа
стратегии успешных поисков
месторождений нефти и газа (на примере
Прикаспийской впадины)32

Т.Р. Ахмедов.

Перспективы освоения выработанных
месторождений юга, юго-востока
Абшеронского полуострова по данным
сейсморазведки 3Д47

А.Е. Абетов, О.В. Коломацкая.

Прикаспийская впадина: применение
программного обеспечения GeoTegic
для выделения систем тектонических
нарушений и зон трещиноватости
в турнейских сложнопостроенных
коллекторах62

ДОБЫЧА

О.С. Герштанский.

Повышение нефтеотдачи на
неглубокозалегающих месторождениях:
опыт последних лет, новые способы,
инновационные технологии74

Е.Ш. Сейтхазиев, Г.Г. Елтай,

Ш.С. Пангереева, Н.Д. Сарсенбеков.
Количественное распределение нефти
совместно добывающих скважин на
месторождении Узень с использованием
геохимических исследований.87

ИННОВАЦИОННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ GALEX

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

SWELT – technology of wave enhanced
transportation of viscous and ultraviscous
oil via pipelines114

Н.К. Надиров.

Продвижение в Казахстане123

ЭКОЛОГИЯ

Разрабатывая недра с заботой
о природе («Карачаганак Петролиум
Оперейтинг Б.В.»).....127

ЦИФРОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ

Воробьев А.Е.

Современная практика
цифровизации нефтепромыслов
в АО «Эмбаунайгаз».....131

Питолин Е.

Кибератаки на промышленные
объекты в 2019 г.142

НАЗНАЧЕНИЯ

Мирзагалиев М.М......145

СОБЫТИЯ

Б.М. Куандыков.

10 лет КОНГ146

НОВОСТИ КОНГ151

НОВЫЕ КНИГИ КОНГ154

**НЕФТЕГАЗОВЫЙ
СЕКТОР КАЗАХСТАНА**155

**НОВОСТИ НЕФТЯНЫХ
КОМПАНИЙ МИРА**159

CURRENTLY TOPICAL

N.K. Nadirov.

«Clean Air to Cities» – an energy-ecological initiative of the National Engineering Academy of the Republic of Kazakhstan6

U.S. Karabalin A.K. Tukayev.

Development of the oil and gas industry of Kazakhstan in the context of modern problems10

Kairat Adilbekov:

Embamunaigas JSC: at the origins of the domestic oil and gas industry.....25

GEOLOGY

N.G. Matloshinsky, K.A. Adilbekov.

Hydrocarbon systems – the basis of the strategy of successful oil and gas deposit searches (on the example of the Pre-Caspian Depression)32

T.R. Akhmevod.

Prospects of mature field development of the south and southeast of the Absheronsky Peninsula in accordance with 3d seismic survey data47

A.YE. Abetov, O.V. Kolomatskaya.

Pre-Caspian depression: the use of GeoTeric software to trace systems of tectonic faults and fracture zones in Tournaisian complexly-built collectors62

PRODUCTION

O.S. Gershtansky.

Enhanced oil recovery at shallow deposits: recent years experience, new methods, innovative technologies74

Ye.Sh. Seytkhaziyev, G.G. Yeltay,

Sh.S. Pangereyeva, N.D. Sarsenbekov.
Quantitative distribution of oil jointly producing wells at the Uzen field using geochemical studies.87

GALEX INNOVATIVE TECHNOLOGIES

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

SWELT – technology of wave enhanced transportation of viscous and ultraviscous oil via pipelines 114

N.K. Nadirov.

Promotion in Kazakhstan..... 123

ECOLOGY

Developing the subsoil with care for nature (Karachaganak Petroleum Operating B.V) ...127

DIGITAL TECHNOLOGIES

Vorobyev A.Ye.

Modern practice of digitalization of oil fields at Embamunaigas JSC 131

Pitolin Ye.

Cyber attacks on industrial facilities in 2019..... 142

APPOINTMENTS

Mirzagaliyev M.M...... 145

EVENTS

B.M. Kuandykov.

KONG turns 10 146

KONG NEWS..... 151

KONG NEW BOOKS 154

OIL AND GAS SECTOR

OF KAZAKHSTAN 155

NEWS OF WORLDWIDE

OIL COMPANIES..... 159

«ЧИСТЫЙ ВОЗДУХ ГОРОДАМ» – ЭНЕРГО-ЭКОЛОГИЧЕСКАЯ ИНИЦИАТИВА НАЦИОНАЛЬНОЙ ИНЖЕНЕРНОЙ АКАДЕМИИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН



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

Ученые Национальной инженерной академии РК на протяжении многих лет занимаются проблемами экологии окружающей среды, связанные с развитием нефтяной промышленности, энергетики. Ученые и инженеры республики, задают новые подходы, изучают международный опыт, берут на вооружение инновационные технологии, производственные способы и современные модульные комплексы, которые создадут кардинальную экономию топлива, снизят эмиссию выхлопных газов автомобилей и, следовательно, обеспечат – чистый воздух нашим городам.

ИНЖЕНЕРНО-ТЕХНИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ НАСУЩНО НЕОБХОДИМОЙ ИНИЦИАТИВЫ «ЧИСТЫЙ ВОЗДУХ ГОРОДАМ»

В основу Инициативы положены научные открытия и изобретения, длительные испытания разработок, как казахстанских ученых, так и наших зарубежных партнеров. Мы убеждены в том, что при консолидации научных, производственных, административных и законодательных органов РК и при поддержке населения мы сможем добиться значительной очистки воздуха наших городов, распространить нашу **Инициативу** за пределы страны.

Весь мир озабочен проблемой эмиссии парниковых газов, ведущих к необратимым изменениям климата на планете Земля и, в конечном счете, непригодности планеты для жизни на ней людей. Основным компонентом парниковых газов является диоксид углерода – продукт эмиссии выхлопных газов двигателей внутреннего сгорания (ДВС), сжигания угля, природного и синтетического газа и других видов углеводородного топлива. Проблема усугубляется еще и тем, что вместе с общей эмиссией CO_2 в атмосферу попадает огромное количество вредных для человека компонентов сжигания углеводородных топлив, таких как бензин, дизельное топливо, керосин, мазут, природный и сжиженный газ. Эти компоненты приводят к отравлению людей, всплескам респираторных и онкологических заболеваний в местах, где людям и машинам приходится компактно сосуществовать.

Отравленный воздух городов – проблема, которой озабочено все мировое сообщество. Осознавая масштаб и критичность этой проблемы, правительства большинства стран уделяют ей особое внимание, выделяют огромные материальные ресурсы на разработку и согласование общих принципов и стандартов, поиск решений, анализ состояния и исследования всех аспектов проблемы, оценку влияния эмиссии на изменение климата, растущую разрушительную мощь природных катаклизмов, мониторинг выбросов в атмосферу индустриальной деятельностью разных стран. Мировое сообщество требует от загрязнителей атмосферы снижения эмиссии, облагает страны, производства и бизнесы, превышающие нормы, огромными штрафами, стимулирует производство альтернативных источников энергии взамен традиционных.

Однако до кардинального решения – замены ископаемых источников энергии альтернативными еще очень далеко. Поэтому, сегодня усилия должны быть сосредоточены не только в направлении замены традиционных источников энергии на экологически чистые, но и на немедленное сокращение эмиссии парниковых газов и выбросов в атмосферу вредных веществ от использования традиционных ископаемых видов энергии – **углеводородных топлив.**

У нас в стране, по степени загрязненности воздуха, город Алматы занимает первое место.

Главным поставщиком отравляющих веществ в атмосферу города является автотранспорт. По последним данным, ежегодно 80 тыс. тонн вредных выбросов (65% от общего объема загрязнения) осуществляется автомобилями. По данным акимата, в городе официально зарегистрировано порядка 500 тысяч автотранспортных средств и еще ежедневно в него въезжает 200–250 тысяч из пригородов. Вторым по значимости загрязнителем является ТЭЦ-2, работающая на угле. В итоге создается крайне неблагоприятная экология, которая, в буквальном смысле, отравляет жизнь людей, живущих и работающих в мегаполисе.

Еще в 1983 году в Докладах Академии наук СССР была опубликована статья (авторы Н.К. Надиров и В.М. Низовкин) «Терморекомбинация углеводородных систем». Впервые было установлено, что рекомбинированные активированные углеводородные топлива сгорают полностью, экономия их составляет 25–30% и почти исключаются вредоносные выбросы в атмосферу. В 2005 г. зарегистрировано научное открытие (авторы Н.К. Надиров и В.М. Низовкин) «Явление

рекомбинации (активации) систем углеводородных топлив» (диплом № 297 от 15.08.2005 г.).

Нашим партнером американской компанией «**Galex Energy Corporation**» (г. Хьюстон, США), президентом которой является господин Алекс Барак – активный автор и член редколлегии научного издания «Нефть и Газ», разработаны и подготовлены к широкому внедрению удобные, компактные, универсальные активаторы SALF, рекомбинирующие все виды углеводородных топлив от сжиженного газа до мазута. Организация масштабного внедрения этих устройств у нас в Казахстане позволит, впервые в мировой практике, решить две проблемы: радикальную экономию топлива и эффективную очистку атмосферы города.

Первое направление нашей Инициативы. В настоящее время, при поддержке руководства города, мы намерены испытать в реальных условиях **устройства SALF**, устанавливаемые в топливной системе двигателей внутреннего сгорания и сокращающие расход топлива на порядка 30%, при этом сгорают все тяжелые фракции топлива, которые в другом случае и являются главными загрязнителями воздуха. Для начала, устройства SALF можно установить на трех-четырех автомобилях с фиксированным расходом топлива, например, на междугородних автобусах, работающих на постоянных маршрутах. В течение двух-четырех недель необходимо отслеживать расход топлива и замерять эмиссию, сравнивая их с базовыми значениями. Полученная статистика позволит выдать достоверный и обоснованный прогноз эффективности сокращения расхода топлив и вредных выбросов, а также экономической эффективности при широком внедрении устройств в масштабах города и страны в целом, обосновать дальнейшие шаги в продвижении инициативы.

Установка активаторов SALF на ДВС автомобилей, всех других наземных, воздушных, надводных, подводных и стационарных ДВС позволила бы добиться реального и значительного сокращения эмиссии парниковых газов и вредных выбросов. Для этого потребуются координация усилий научных, производственных, административных и общественных органов. Ведь внедрены же в практику ремни безопасности, подушки безопасности, другие новшества. А достигаемая активацией экономия топлива и оздоровление атмосферы создают базу для бизнеса, привлечения в проект прямых инвестиций как отечественных, так и иностранных.

Мы работаем по многим направлениям, но вопрос очищения атмосферы и экономии топлива при помощи устройства SALF является для нас первоочередным. В нашей стране, впервые в мировой практике, имеется реальная возможность организовать масштабное производство и внедрение этих устройств для радикальной очистки атмосферы городов, экономии топлива и повышения качества жизни населения.

Вторым важным направлением является переход на жидкие моторные топлива.

Новый аким г. Алматы господин Бакытжан Абдирович Сагинтаев, будучи премьер-министром РК, по инициативе Национальной инженерной академии и АО «КазТрансГаз», утвердил «**Постановление № 797 от 29.11.2018 г. по расширению использования природного газа в качестве моторного топлива на 2019–2022 годы**».

В соответствии с этим Постановлением, в больших городах начали создавать автомобильные газонаполнительные компрессорные станции (АГНКС), которые производят только компримированный природный газ (КПГ – сжатый метан), использование которого в качестве газомоторного топлива (ГМТ) выгодно только для больших автобусов и неэффективно для легковых автомобилей из-за необходимости иметь топливные баки большого веса и объема. В итоге, производство КПГ на АГНКС становится нерентабельным.

Нами предлагается для повышения эффективной работы АГНКС применение дополнительной установки, которая будет вырабатывать помимо КПГ и сжиженный природный газ (СПГ) – бутановая фракция (СУГ) для газомоторного топлива, т. е. можно будет заправлять все типы автомобилей.

Российским предприятием ООО «НТФ» (г. Санкт-Петербург) и нашим ТОО «НТФ Инжиниринг» (г. Актобе) впервые в мире созданы эффективные модульные комплексы производства сжиженного газа, которые можно устанавливать как на АГНКС, так и на магистральных газопроводах, где есть необходимость, окупаемость меньше года.

Следовательно, совмещенный способ получения трех видов газомоторного топлива (КПГ, СПГ, СУГ), проводимый на каждой АГНКС, да еще с применением вышеуказанных активаторов, обеспечит им круглосуточную загрузку, сделает их рентабельными и обеспечит заправку всех видов транспорта.

Третье направление Инициативы, возможно, наиболее сложное. Кроме автотранспорта одним из источников загрязнения атмосферы города является ТЭЦ-2. Построенная в 1974 г., она сжигает уголь: ежедневно 3 тыс. т, в месяц 190 тыс. т, в год 2 млн 300 тыс. т. *Несложно оценить, как ТЭЦ-2 отравляет атмосферу города.*

Компания «Geliodor GP», директором которой является академический советник Национальной инженерной академии РК Ш.Е. Аракелян, и китайская компания **POWERCHINA** с мировым опытом и большими финансовыми возможностями имеют конкретные предложения по реконструкции ТЭЦ-2.

Компания POWERCHINA SEPCO1, имеющая большой мировой опыт предлагает построить **новую ТЭЦ-2** на газе. Более того, китайское предприятие готово привлечь финансирование за счет займа, осуществить проектирование и строительство ТЭЦ. 

Инициатива «Чистый Воздух Городам» – это научно обоснованная и подкрепленная конкретными практическими мероприятиями, забота о здоровой жизни нашего народа.

УДК 338.28



АТЫРАУГЕО - 2019

РАЗВИТИЕ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ КАЗАХСТАНА В КОНТЕКСТЕ СОВРЕМЕННЫХ ПРОБЛЕМ



У.С. КАРАБАЛИН¹,

доктор техн. наук, профессор, академик
Национальной инженерной академии
и Международной инженерной
академии, заместитель Председателя
Казахстанской ассоциации организаций
нефтегазового и энергетического
комплекса «KAZENERGY»



А.К. ТУКАЕВ^{2*},

советник генерального директора
АО «Казахский институт нефти и газа»

¹Объединение юридических лиц «Казахстанская ассоциация организаций
нефтегазового и энергетического комплекса «KAZENERGY»
Республика Казахстан, 010000, г. Нур-Султан,
пр. Кабанбай батыра, 19, блок В-15

²АО «Казахский институт нефти и газа»
Республика Казахстан, 050000, г. Алматы, пр. Абылай хана, 77

Нефтегазовая отрасль независимого Казахстана является одним из примеров активного взаимодействия усилий государства и корпоративного сектора. Данные процессы проходили на фоне значимых изменений в глобальной нефтяной сфере, включая аспекты спроса и предложения, трансформацию ресурсной базы и центров влияния, новые перспективы и т. д. В статье проведено исследование основных результатов развития отечественного нефтегазового комплекса за последние 28 лет в сравнении с ключевыми мировыми трендами в отрасли.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: нефть, тренд, рынок, развитие.

*Автор для переписки. E-mail: a.tukayev@king.kz

ЗАМАНАУИ МӘСЕЛЕЛЕРДІҢ АЯСЫНДАҒЫ ҚАЗАҚСТАН МҰНАЙ ЖӘНЕ ГАЗ САЛАСЫНЫҢ ДАМУЫ

У.С. КАРАБАЛИН¹, тех. ғыл. докторы, профессор, ҚР ҰИА және ХИА академигі, «KAZENERGY» Қазақстан мұнай-газ және энергетика кешені ұйымдарының қауымдастығы Төрағасының орынбасары

А.К. ТУКАЕВ^{2*}, «Қазақ мұнай және газ институты» АҚ бас директорының кеңесшісі

¹«KAZENERGY» Қазақстан мұнай-газ және энергетика кешені ұйымдарының қауымдастығы» заңды тұлғалардың бірлестігі

Қазақстан Республикасы, 010000, Нұр-Сұлтан,
Қабанбай батыр даңғылы, 19, В–15 блогы

²«Қазақ мұнай және газ институты» АҚ

Қазақстан Республикасы, 050000, Алматы қ. Абылай хан даңғылы 77

Тәуелсіз Қазақстанның мұнай-газ саласы мемлекет пен корпоративтік сектордың бірлесіп өзара белсенді әрекеттесуінің бір мысалы болып табылады. Бұл үдерістер жаһандық мұнай өнеркәсібіндегі сұраныс және ұсыным аспектілерінің, ресурстық базаның және әсер ету орталықтарының трансформациялануының, жаңа мүмкіншіліктердің және т.б. елеулі өзгерістердің аясында жүріп жатты. Мақалада осы саладағы басты әлемдік трендтермен салыстыра отырып жасалынған соңғы 28 жылдағы отандық мұнай-газ саласының дамуының негізгі нәтижелерін зерттеу қарастырылған.

НЕГІЗГІ СӨЗДЕР: мұнай, тренд, нарық, даму.

DEVELOPMENT OF OIL AND GAS INDUSTRY OF KAZAKHSTAN IN THE CONTEXT OF MODERN PROBLEMS

U.S. KARABALIN¹, Doctor of Technical Sciences, Professor, Academician of the NIA RK and IIA, Deputy Chairman of Kazakhstan Association of Oil, Gas and Energy Complex Organizations «KAZENERGY»

A.K. TUKAYEV^{2*}, Advisor to the Chief Executive Officer.

¹Association of legal entities «Kazakhstan Association of Oil, Gas and Energy Complex Organizations» KAZENERGY»

Republic of Kazakhstan, 010000, Nur-Sultan,
ave. 19 Kabanbai Batyr, Block B–15

² «Kazakh Institute of Oil and Gas» JSC

Republic of Kazakhstan, 050000, Almaty, ave. 77 Abylai khan

Oil and Gas industry of independent Kazakhstan is one of the examples of active effort interaction between the state and the corporate sector. These processes took place in the midst of significant changes in the global oil industry, namely aspects of supply and demand, transformation of the resource base and centers of influence, new perspectives, etc. The article presents study of main results of the development of the domestic oil and gas industry over the past 28 years in comparison with the key global trends of the industry.

KEY WORDS: oil, trend, market, development.

Осенью текущего года исполнится 120 лет с начала добычи нефти на территории Казахстана. Оценивая прошедший период можно отметить, что первый нефтяной фонтан на солянокупольной структуре Карашунгыл стал предвестником формирования энергетического потенциала и принципиально нового профиля нашей страны. Трансформация территориально-производственного комплекса Казахстана из сугубо аграрной направленности в диверсифицированную структуру экономики стала возможной, во-многом, благодаря нефтегазовым ресурсам. Более того, именно нефтегазовая отрасль стала через 90 лет основным финансовым источником становления нашего независимого государства и проведения социально-экономических реформ в республике.

Подтверждение этого демонстрируется основными макроэкономическими индикаторами республики. По итогам 2018 года отечественный нефтегазовый комплекс обеспечил более пятой части ВВП страны, две третьих поступлений в Национальный фонд, около 62% товарного экспорта, половину прямых иностранных инвестиций (рисунок 1) [1].

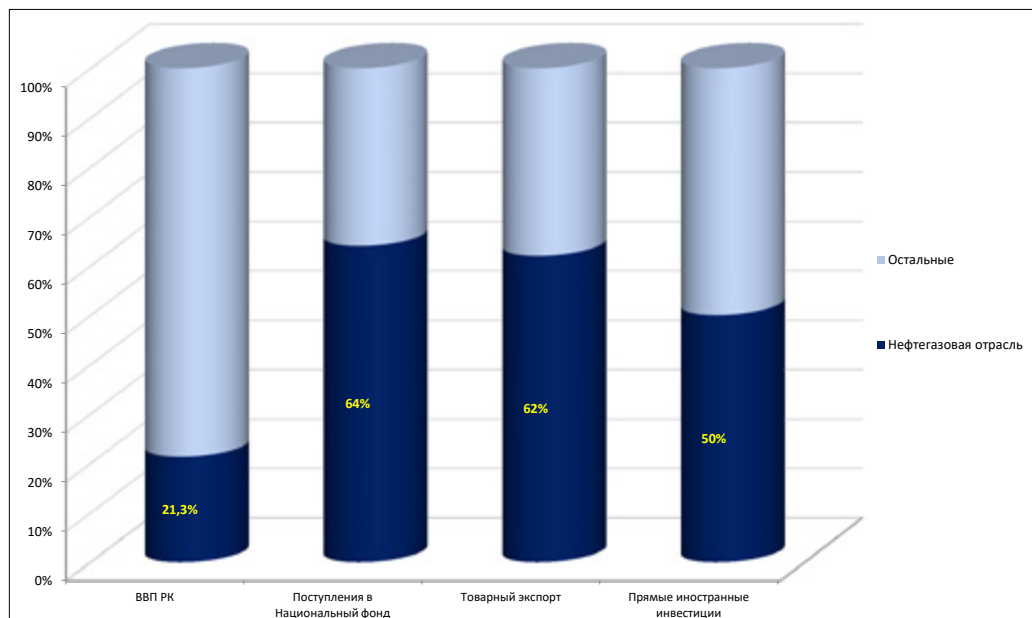


Рисунок 1 – Доля нефтегазовой отрасли в макроэкономических параметрах РК в 2018 году, %

При этом нефтегазовый комплекс суверенного Казахстана развивается в глобальном пространстве и с учетом общемировых процессов. В этой связи представляется возможным посмотреть на новейшую историю национальной отрасли через призму ключевых мировых трендов, зафиксированных в три последних десятилетия.

Вклад Казахстана в обеспечение мирового спроса

Базовой и долгосрочной тенденцией мирового рынка является рост спроса на углеводороды. По данным Международного энергетического агентства: если в 1960-е гг. на планете потреблялось порядка 30 млн баррелей нефти в сутки, то в 1990-е гг. – около 70 млн, а в XXI веке – уже 100 млн [2].

Долгосрочные прогнозы всех ведущих энергетических компаний мира также демонстрируют сохранение ведущей роли нефти и газа в структуре потребляемых энергоресурсов планеты в обозримой перспективе. Так, к примеру, по недавним исследованиям ВР, доля нефти и газа в спросе на энергоресурсы составит в 2040 г. более 53% (рисунок 2) [3].

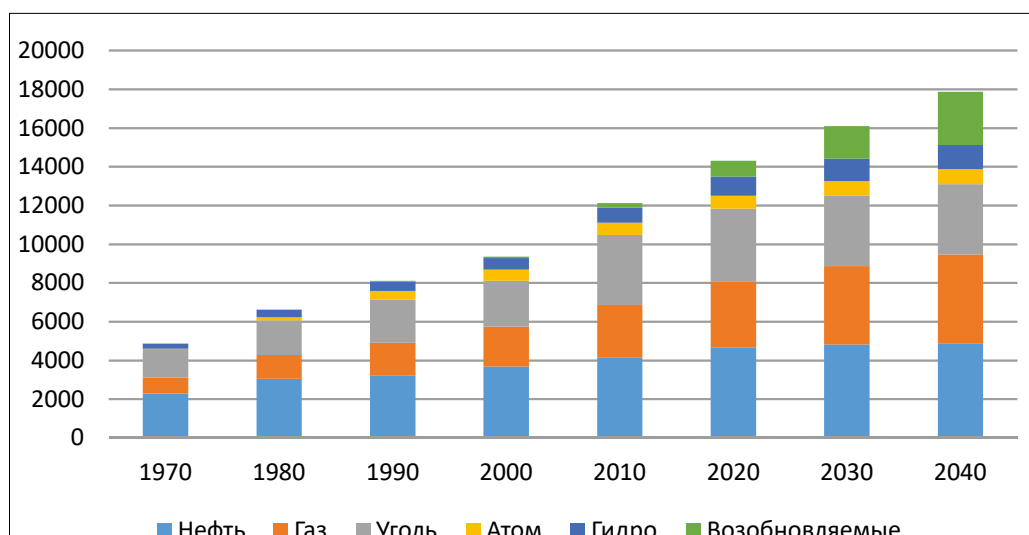


Рисунок 2 – Прогноз ВР по спросу на энергоресурсы в мире до 2040 г., (млн т нефтяного эквивалента)

Казахстан стал одним из важных участников процесса обеспечения энергоресурсами мировой экономики. По данным ВР, наше государство входит в ТОП–5 крупных стран, которые в период 1990–2018 гг. нарастили добычу нефти более чем в три раза (рисунок 3) [4]. По данным ОПЕК, по итогам прошлого года наше государство входит в ТОП–10 стран-экспортеров нефти [5].

Определяющий вклад в параметры казахстанской нефтедобычи за годы независимости внесли три проекта-супергиганта: Тенгиз, Карачаганак и Кашаган. В настоящее время совокупная доля этих проектов составляет порядка 60% всего производства нефти в республике (рисунок 4). Благодаря этим проектам был дан импульс формированию благоприятного инвестиционного климата в стране, росту заинтересованности в развитии казахстанской экономики со стороны крупнейших транснациональных корпораций мира.

Первопроходцем данного направления является проект ТШО, который реализуется совместно с компаниями Chevron, ExxonMobil и Lukarco. Если в 1993 г. объем

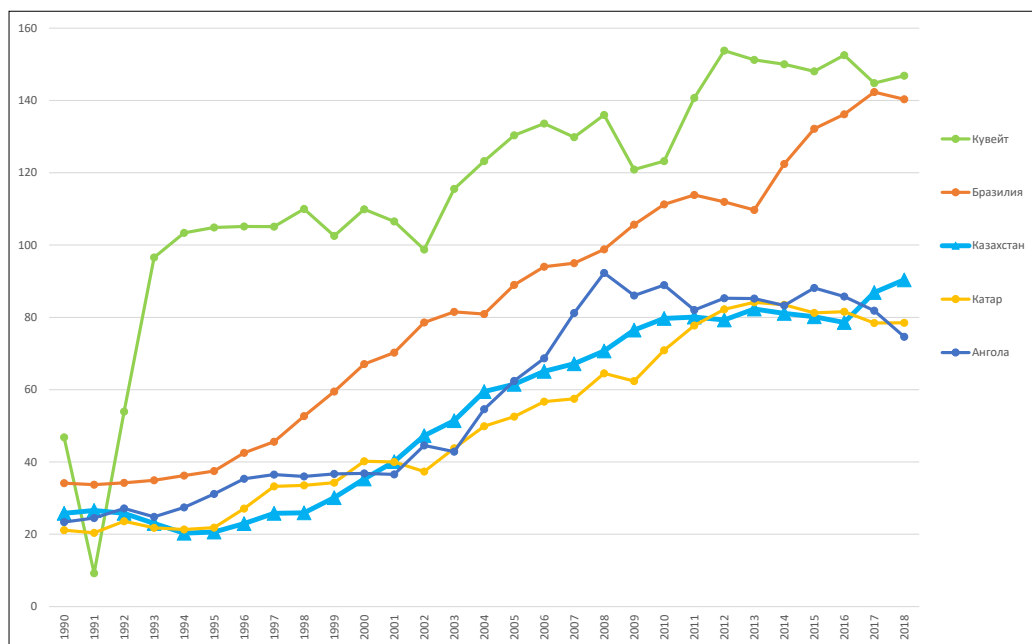


Рисунок 3 – Динамика добычи нефти и конденсата в 1990–2018 гг., по данным ВР, млн т

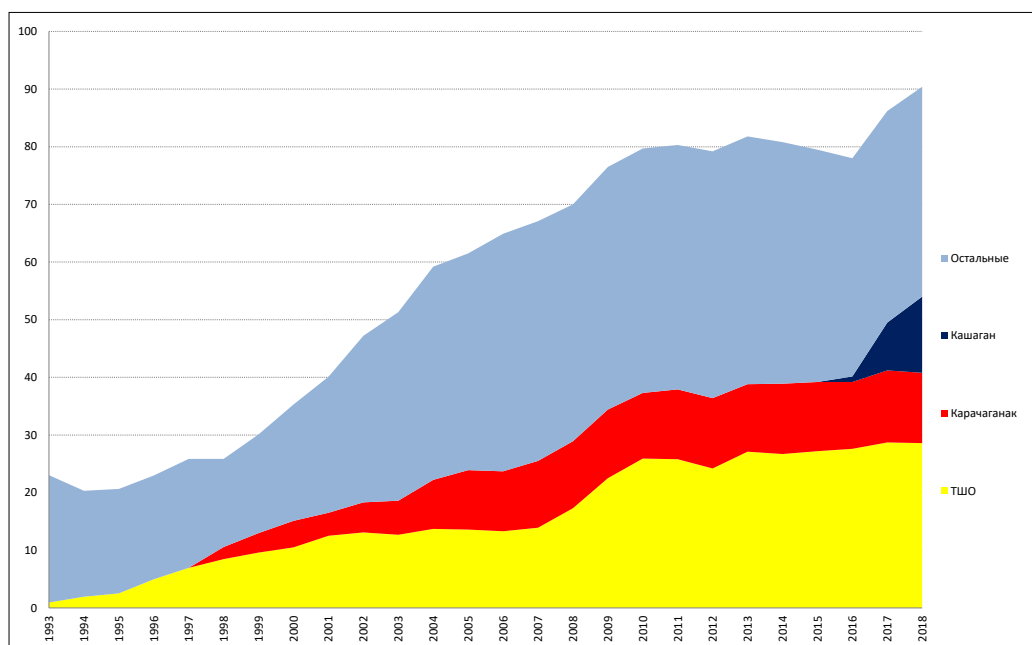


Рисунок 4 – Профиль добычи нефти и конденсата в Казахстане в 1993–2018 гг., млн т

добычи на Тенгизе составлял около 1 млн т нефти, то в последние годы превышает 28 млн т [6]. За последние 25 лет накопленный объем добычи по ТШО составляет более 430 млн т, прямые финансовые выплаты Казахстану превышают 140 млрд долл. США. И это далеко не предел. В ближайшие несколько лет будет завершен Проект будущего расширения/Проект управления устьевым давлением, который позволит увеличить годовой объем добычи до 39 млн т или 850 тыс. баррелей в сутки.

Начиная с 1998 года, важное значение для Казахстана играет месторождение Карачаганак. За 20 лет осуществления проекта добыча жидких углеводородов увеличилась в шесть раз и превысила 12 млн т в год, добыча газа выросла в восемь раз и составляет около 18 млрд м³ в год [7]. Накопленная прибыль Республики в виде доли от продукции и налогов превышает 30 млрд долл. США. В настоящее время в проекте, помимо казахстанской стороны, участвуют такие мировые гиганты, как Shell, Chevron, Eni и Лукойл. Так же, как и по проекту ТШО, в долгосрочной перспективе предусматривается рост и поддержание полки добычи.

Особую роль в развитии нефтегазовой отрасли Казахстана играет морское месторождение Кашаган. И здесь надо отметить другой мировой тренд – завершение периода легкоизвлекаемой нефти. По прогнозу ExxonMobil и Общества инженеров-нефтяников (SPE), к 2030 году только половина жидких углеводородов будет производиться из традиционных месторождений на суше (рисунки 5) [8].

Другая половина придется на низкопроницаемые коллектора, шельфовые и глубоководные месторождения и т. д. По данным Wood Mackenzie, морские проекты обеспечивают около 20% прироста запасов нефти на планете, начиная с 1990 года [9]. При этом практически каждое недавно открытое месторождение обладает набо-

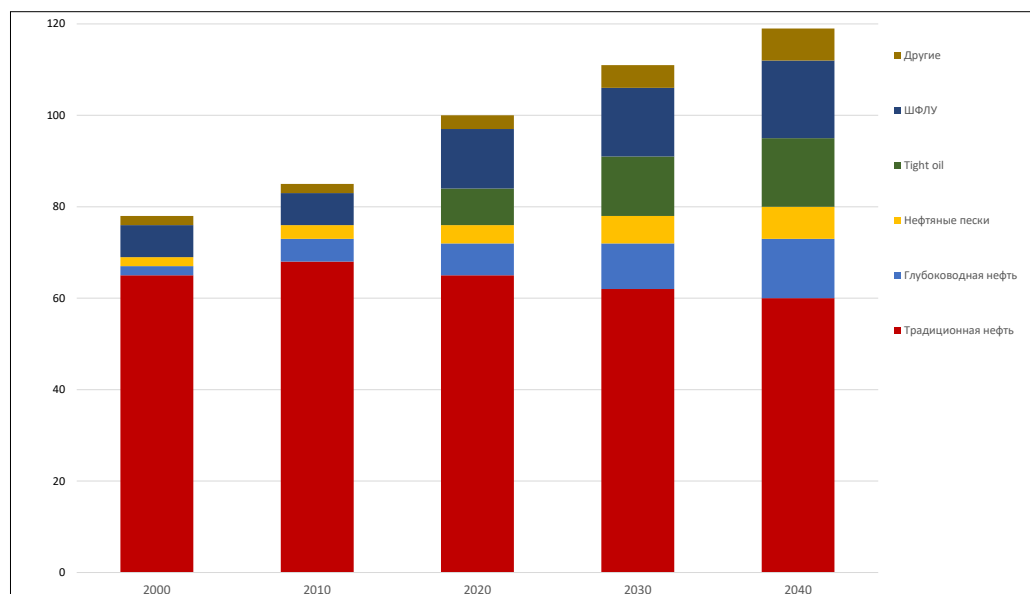


Рисунок 5 – Прогноз ExxonMobil и SPE по структуре производства жидких углеводородов в мире до 2040 года, млн баррелей в сутки

ром проблемных факторов, значительно увеличивающих финансовые и временные затраты для подготовки стадии коммерческой эксплуатации.

Не стал исключением и Кашаган. Уникальный комплекс сложностей при реализации проекта, необходимость принципиально новых технологических решений и значительных инвестиций, коллизии вокруг статуса Каспия и т. д. – не позволили приступить к масштабному освоению в сжатые сроки. Вместе с тем, решение сложнейших задач по месторождению позволило в настоящее время обеспечить добычу порядка 13 млн т нефти в год. В среднесрочной перспективе ожидается выход на уровень около 20 млн т. Кроме того, опыт Кашагана станет отправной точкой для реализации других потенциально крупных проектов на шельфе Каспия.

Значительным вкладом Казахстана в развитие мировой нефтегазовой отрасли может стать реализация проекта «Евразия». По текущим данным ВР, обеспеченность нефтью более 20 лет имеется только у дюжины стран мира с объемами добычи свыше 1 млн баррелей в сутки [4]. В это число входит и Казахстан с доказанными запасами порядка 4 млрд т. Но эта цифра может существенно вырасти.

В начале второго десятилетия XXI века в республике была проведена масштабная работа по комплексному исследованию всех осадочных бассейнов страны. В недрах Прикаспийской впадины, большая часть которой находится на территории Казахстана, могут содержаться гигантские углеводородные ресурсы. Прогнозируется, что их открытие – в т. ч. через проект «Евразия» – может увеличить ресурсный потенциал нашей страны более чем в три раза. При этом предусматривается переобработка геолого-геофизических материалов прошлых лет, проведение масштабных геофизических исследований по выделенным региональным профилям, бурение рекордной сверхглубокой (до 15 км) параметрической вертикальной скважины, применение самых инновационных геологических технологий и оборудования.

Представляется, что проект послужит созданию новой площадки для расширения международного научного, инженерного, инвестиционного и технологического сотрудничества в глобальном нефтегазовом пространстве. Кроме того, во-многом, благодаря «Евразии», в Казахстане подняты вопросы дополнительного стимулирования процессов геологоразведки, бурения сверхглубоких и глубоких скважин и реализации группы морских проектов, а также упрощен порядок получения льгот по низкорентабельным, с залежами высоковязкой нефти, обводненным месторождениям и т. д.

Инвестиции в Upstream

На фоне растущего спроса на углеводороды одним из значимых трендов мировой нефтегазовой отрасли в последние десятилетия является рост инвестиций в сферу разведка–добыча. Так, по данным Международного энергетического агентства, в 2000–2014 гг. объемы вложений в глобальный Upstream увеличились с 200 до 780 млрд долл США (рисунк 6) [10]. Падение цен на нефть в 2015–2016 гг. прервало данную тенденцию, снизив уровень годовых инвестиций почти в два раза. Вместе с тем, в последние годы мировой нефтегазовый комплекс близок к возобновлению позитивной тенденции. Если в 2018 году объем вложений составлял около 480 млрд долл. США, то в 2019 году ожидается более 500 млрд.

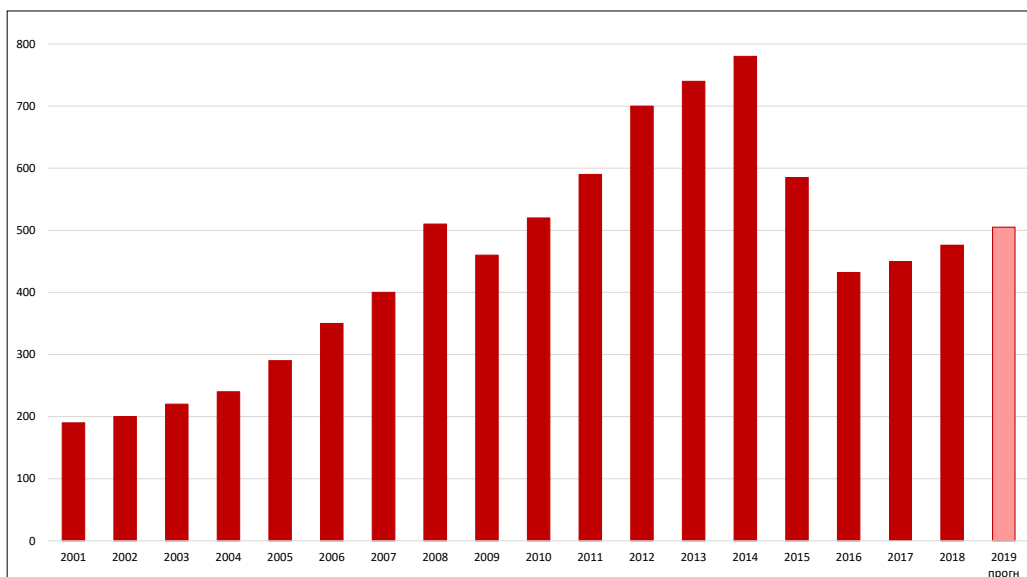


Рисунок 6 – Прогноз Международного энергетического агентства по инвестициям в мировой нефтегазовый Upstream в 2019 г., млрд долл США

Не отстает от глобальных трендов и нефтегазовая отрасль Казахстана. По итогам 2018 г. около 3% мировых инвестиций в глобальный Upstream пришлись на наше государство. Напомним, что доля нашей страны в мировой нефтедобыче около 2%.

При этом существенно усилилась роль отечественного добывающего комплекса в общем объеме прямых иностранных инвестиций в экономику Казахстана. По данным Национального банка РК, в 2018 году иностранные инвестиции в добычу нефти и газа в стране составили свыше 12 млрд долл США или порядка половины совокупного показателя по экономике Республики [11]. Такая динамика во многом обусловлена реализацией вышеупомянутых мегапроектов – ТШО, Карачаганак и Кашаган.

Повышение роли развивающихся стран

Последние 30 лет мировой истории характеризуются переформатированием углеводородного рынка в сторону государств, не входящих в ОЭСР.

Начиная с 1995 г. наблюдается последовательный рост потребления нефти со стороны развивающихся стран. В 2014 г. эти государства опередили ОЭСР по спросу на нефть, в 2017 г. – побили рекорд ОЭСР по максимальному показателю (рисунок 7) [2].

Определяющим фактором в такой динамике являются объемы спроса со стороны КНР и Индии. По данным Международного энергетического агентства: если 10 лет назад Китай потреблял менее 9 млн баррелей нефти в сутки, то в 2019 г. ожидается около 13,5 млн (рисунок 8). Похожая ситуация наблюдается в Индии, где за аналогичный период спрос вырос с 3 до 5 млн баррелей в сутки.

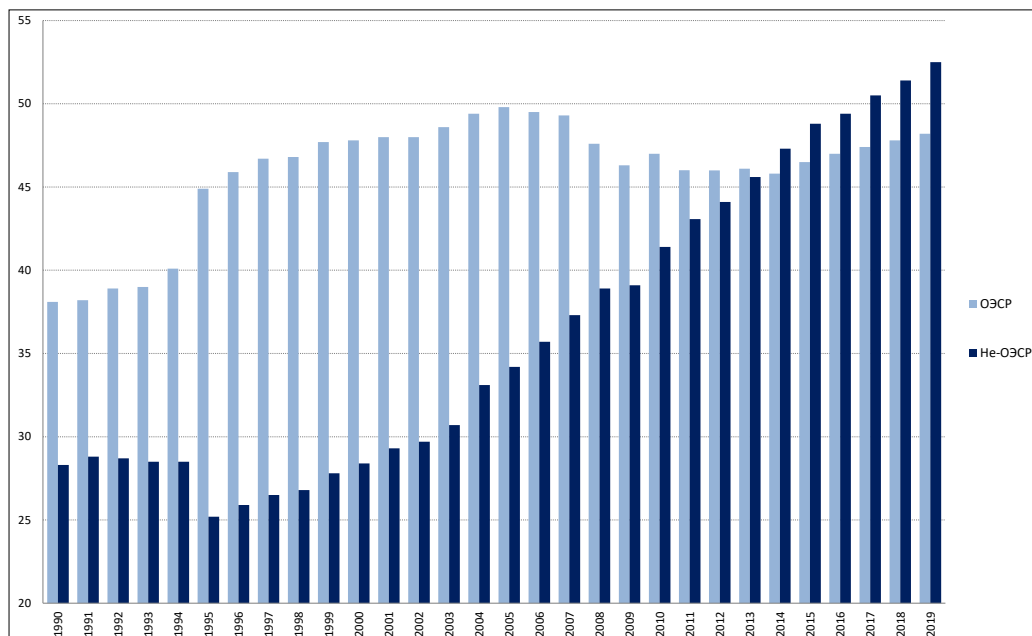


Рисунок 7 – Спрос на нефть в мире в 1990–2019 годы в разрезе групп стран, млн баррелей в сутки

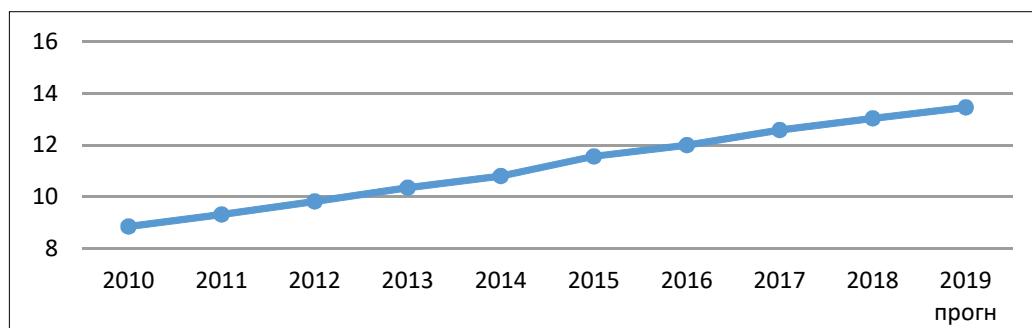


Рисунок 8 – Спрос на нефть в КНР, млн баррелей в сутки

С учетом данного тренда, важно, что Казахстан смог оперативно создать транспортную инфраструктуру для поставки и транзита углеводородов в соседний Китай и другие страны. За годы независимости у нас построена диверсифицированная система магистральных трубопроводов. Реализованы такие масштабные проекты, как КТК, строительство нефте- и газопроводов «Казахстан-Китай», позволяющие доставлять казахстанские углеводороды на потенциальные рынки сбыта Европы и Азии. При этом продолжается работа по расширению существующих мощностей.

Совсем недавно – в 2017 году завершен проект расширения КТК. В результате пропускная способность увеличилась до 67 млн т, из которых порядка 50 млн – это казахстанская нефть.

Работа по нефтепроводу «Казахстан-Китай» позволила соединить две обособленные – Западную и Восточную – нефтепроводные системы Республики и обеспечить поставки углеводородного сырья на динамично растущий рынок наших юго-восточных соседей. Сейчас осуществляются меры по удвоению пропускной способности – до 20 млн т.

Принципиально новой вехой экономики страны являются проекты газопроводов «Казахстан-Китай» и «Бейнеу-Бозой-Шымкент». В первом случае, наша страна приняла участие в одном из крупнейших газотранспортных проектов мира – Туркменистан–Узбекистан–Казахстан-Китай с суммарной мощностью трех ниток 65 млрд м³ в год. Через территорию нашей республики проложено более 1300 км трубопроводов.

По проекту ББШ достигнута проектная мощность в объеме до 2,5 млрд м³ в год. Сейчас принимаются меры по поэтапному увеличению мощности газопровода до 10 млрд м³ год. Реализация данного проекта позволила обеспечить газом южные регионы страны, проводить газификацию более 500 населенных пунктов, а также направлять излишки газа на экспорт в Китай.

Развитие национальных компаний

Еще 40–50 лет назад в нефтяном мире полностью доминировали транснациональные корпорации. Вместе с тем, в большинстве развивающихся государств, связанных с нефтегазовой отраслью, были созданы национальные компании, которые постепенно изменили структуру глобального рынка. В настоящее время доля национальных компаний в мировых запасах нефти и газа составляет около 80%, в добыче нефти – 58%, в производстве газа – 45%, переработке нефти – более 30%, инвестициях в Upstream – более 40% (рисунк 9) [12].

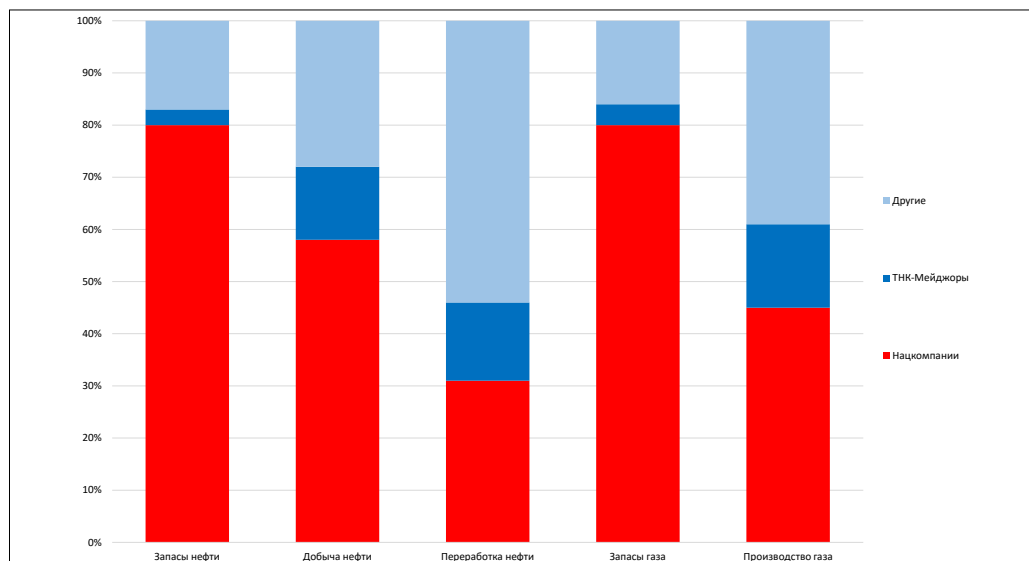


Рисунок 9 – Доли национальных компаний по секторам нефтегазового рынка мира в 2017 году, %

Естественно, что реструктуризация рынка не осталась без внимания крупнейших ТНК. Большинство компаний-мейджоров предприняли серьезные шаги по укрупнению деятельности, наращивая свои активы во всех секторах отрасли. В 1999 году завершилось слияние крупнейших американских компаний Exxon и Mobil. В 2000 году аналогичную сделку совершили французские компании Total и Elf Aquitaine. В 2001 году Chevron поглотила компанию Техасо. Чуть позже была проведена существенная модернизация компании Shell через слияние материнских Royal Dutch Petroleum Company и The Shell Transport and Trading Company.

Таким образом, в начале двадцать первого века глобальный нефтяной рынок подвергся комплексной трансформации, результатом которой стало резкое усиление влияния национальных компаний и активизация процессов слияния/поглощения среди ведущих транснациональных корпораций.

Соответствует мировым тенденциям и создание в 2002 году Национальной компании «КазМунайГаз». За время своего функционирования практически все базовые показатели отечественной компании выросли более чем в два раза (рисунки 10).

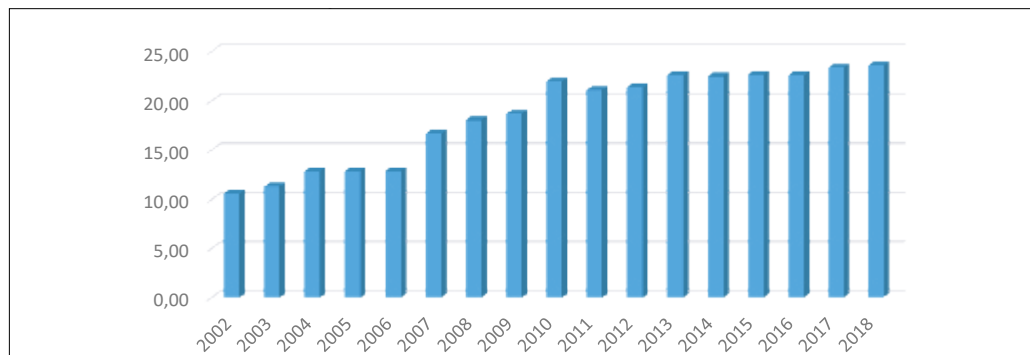


Рисунок 10 – Добыча нефти и конденсата АО «НК «КазМунайГаз» в 2002–2018 гг., млн т

По итогам 2018 года АО «НК «КазМунайГаз» обеспечивает: более четверти от общего объема добычи нефти и газоконденсата в Казахстане, около одной шестой части – от добычи природного и попутного газа в стране, почти две третьих – от общей транспортировки нефти магистральными нефтепроводами, порядка 80% – от транспортировки газа и переработки казахстанской нефти [13].

Развитие нефтехимии

В целом, наша Республика учитывает важнейшие тренды в структурировании мирового рынка и использует их в национальных интересах. Вместе с тем есть определенное отставание в вопросе формирования нефтегазохимического комплекса. Согласно данным индустриально-инновационного развития, текущие объемы экспорта базовой нефтехимии составляют очень незначительные величины. Доля производства нефтепереработки и нефтехимии в ВВП страны остается ниже 2%. Валовая добавленная стоимость и производительность труда в нефтегазохимии также имеют динамику, далекую от желательной.

При этом в настоящее время на планете идет процесс постепенного перехода от главенства транспортной сферы в применении нефти и газа – в сторону промышленности [14]. Емкость глобального химического рынка сейчас составляет порядка 4,5 трлн долл США, что сопоставимо с ВВП третьей страны мира – Японии. Между тем в ближайшие 15 лет ожидается удвоение размера данного рынка.

За последние сорок лет спрос на пластик в мире вырос практически в 10 раз, значительно опережая другие крупные виды промышленной продукции с высокой добавленной стоимостью. По данным Международного энергетического агентства, в ближайшие 30 лет производство базовой нефтехимии (олефины, ароматика и др.) в Азиатско-Тихоокеанском регионе достигнет 300 млн т в год против 160 млн т в настоящее время, в Северной Америке – произойдет рост с 60 до 90 млн т, на Ближнем Востоке – с 40 до 110 млн т (рисунк 11).

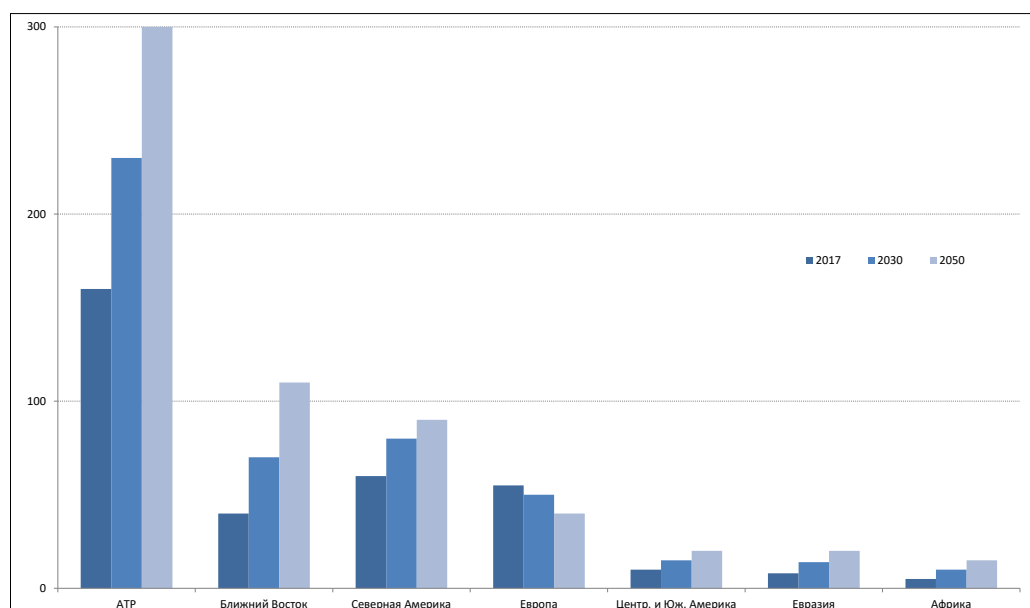


Рисунок 11 – Прогноз Международного энергетического агентства по производству базовых олефинов и ароматических углеводородов до 2050 г., млн т

По данным Дорожной карты развития нефтегазохимического комплекса в России, принятой в 2019 г., ожидаемые темпы прироста мирового производства в сегментах полиэтилена и полипропилена в период до 2025 г. будут опережать темпы прироста глобального ВВП [15]. Так, среднегодовой темп прироста производства полиэтилена в мире ожидается на уровне 4,2%, полипропилена – 4,6%.

Что же касается Казахстана, то сейчас в стране идет формирование технологической цепочки использования энергетических ресурсов – от геологоразведки до производства товаров с высокой добавленной стоимостью.

В рамках Государственной программы форсированного индустриально-инновационного развития проведена работа по модернизации трех казахстанских нефтеперерабатывающих заводов – в Атырау, Павлодаре и Шымкенте. Благодаря

проведенной работе, в 2019 г. в Казахстане, впервые за долгий период, отсутствует нехватка бензина и дизтоплива. Более того, мы способны экспортировать моторное топливо.

С учетом модернизации НПЗ в Казахстане реализуются инвестиционные проекты по созданию нефтегазохимических производств мирового уровня. В их числе, «Создание комплекса по производству ароматических углеводородов (бензола и параксилола) на Атырауском нефтеперерабатывающем заводе», «Строительство Интегрированного газохимического комплекса» в Атырауской области с обеспечением производства полипропилена и полиэтилена.

Представляется, что развитие казахстанской нефтегазохимии – это новая ступень в диверсификации экономики, внедрение передовых перерабатывающих технологий, создание современных инженерно-технических и рабочих мест, будущие поступления в бюджет республики. Такие проекты, как Интегрированный газохимический комплекс, способны стать новым центром притяжения для активизации технологического роста страны.

Сохранение баланса мирового рынка нефти

В последние годы мировой нефтяной рынок столкнулся с массовой экспансией биржевых и геополитических факторов. Вследствие этого, цены на нефть подвержены высокой волатильности, которой можно противодействовать только коллективными усилиями.

В этой связи важнейшим фактором глобального нефтяного комплекса стало Соглашение ОПЕК+. Благодаря этой новой странице в истории нефтяного рынка был остановлен обвал цен в 2015–2016 гг., сформированы возможности сглаживания диспаритета спроса и предложения, созданы механизмы сотрудничества (а не конфронтации) крупнейших нефтеэкспортирующих стран мира.

Несмотря на первоначальный скептицизм других участников рынка, успешно выполняется первая базовая задача ОПЕК+ по снижению уровня добычи (*рисунк 12*). Так, к примеру, по итогам января-апреля 2019 года консолидированное выполнение Соглашения составило 120%, т. е. существенно лучше планового уровня [16].

Вместе с тем, период раздумий в конце 2018 г. о новой договоренности опять подстегнул рост объемов коммерческих запасов нефти и нефтепродуктов в ОЭСР. А ведь это второй параметр, выбранный участниками соглашения для мониторинга глобального рынка. Между тем, благодаря Соглашению ОПЕК+, подписанному в конце 2016 года, уровень данных запасов в прошлом году снизился более чем на 240 млн баррелей. С учетом востребованности индикатора запасов в биржевых настроениях, представляется, что необходимо снова добиться траектории снижения названного показателя. Такой результат возможен при продлении Соглашения на второе полугодие 2019 года.

При этом важно, что Казахстан выбран в состав Мониторингового комитета Соглашения и является одним из значимых участников договоренности ОПЕК, последовательно выполняющим свои обязательства. Это демонстрирует, что роль Казахстана на глобальном рынке возрастает.

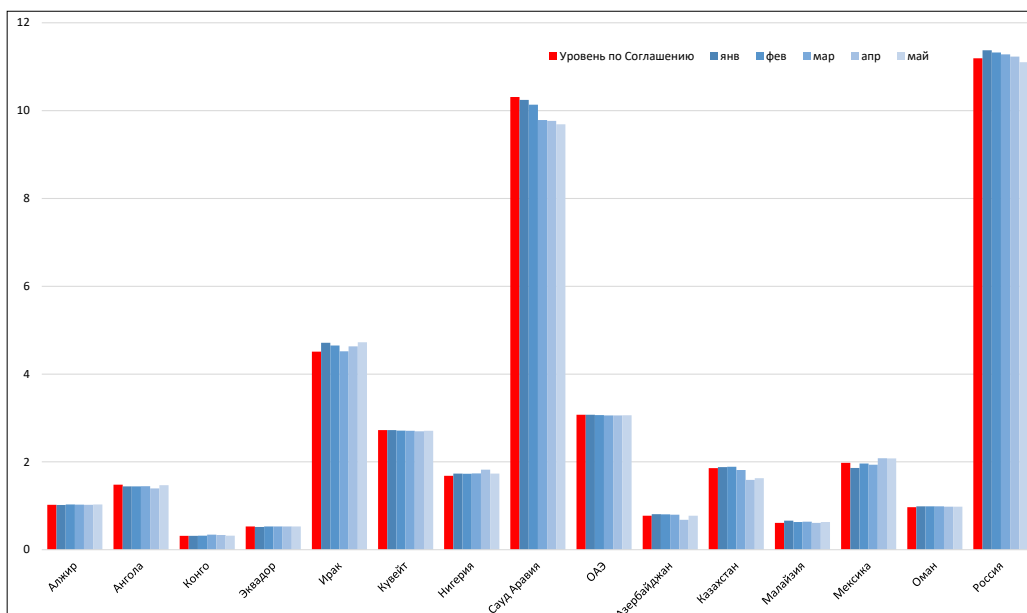


Рисунок 12 – Ход выполнения Соглашения ОПЕК+ по уровню добычи нефти основными участниками в 2019 г., млн баррелей в сутки

ВЫВОДЫ

Таковы только вкратце некоторые тренды мирового рынка и показатели казахстанского нефтегазового сектора, который развивается в соответствии с ключевыми мировыми тенденциями. На повестке дня стоят новые отраслевые вызовы: активизация геологоразведочной деятельности, новые фазы развития по мегапроектам ТШО, Карачаганак и Кашаган, развитие технико-технологической базы для увеличения нефтеотдачи на зрелых месторождениях, формирование нефтегазохимического комплекса и т. д.

Вместе с тем, хотелось бы также акцентировать внимание и на имидже нефтегазовой отрасли, которое в мире приобретает все более инновационный образ. К сожалению, существует обывательское мнение о сугубо сырьевом характере нашей отрасли. Кроме того, существуют стереотипы масштабного противостояния между традиционной и возобновляемой энергетикой.

Представляется, что в Казахстане надо шире пропагандировать высокотехнологичный и инновационный характер функционирования нефтегазовой сферы, в которой прогресс является приоритетной задачей для большинства современных отраслевых компаний.

Сейчас нефтегазовая отрасль – это важнейший элемент поддержки и глобального и национального экономического роста, это генератор технических открытий. Все современные процессы геологоразведки, добычи, транспортировки и переработки сопровождаются масштабной научно-исследовательской работой, использованием передовых подходов из других экономических секторов. Это космические техноло-

гии, достижения металлургии, машиностроение и робототехника, вычислительные мощности. Более того, нередко именно энергоресурсы служат катализатором прорыва в технологических укладах. Ставя себе такие ориентиры, нефтегазовая отрасль имеет дополнительный потенциал роста. Ведь, нефть была важнейшим ресурсом для человечества, является им и останется им еще долгое время. 

ЛИТЕРАТУРА

- 1 Данные Комитета по статистике Министерства национальной экономики Республики Казахстан. URL:<http://stat.gov.kz/> [Data of the Committee on statistics of the Ministry of national economy of the Republic of Kazakhstan. URL:<http://stat.gov.kz/>]
- 2 International Energy Agency: World Energy Statistics 2018. URL:<https://www.iea.org>
- 3 BP Energy Outlook: 2019 edition//BP p.l.c. 2019. – С.15.
- 4 BP Statistical Review of World Energy June 2019. URL:<https://www.bp.com/en/global/corporate/about-bp/energy-economics.html>
- 5 OPEC Annual Statistical Bulletin 2019//2019 Organization of the Petroleum Exporting Countries. – С.60.
- 6 Ассоциация KAZENERGY. Нефть и газ независимого Казахстана: Путь преобразований и перемен. – 2017. – С. 146–147. [KazEnergy Association. Oil and gas of independent Kazakhstan: the Way of transformations and changes. – 2017. – P. 146–147.]
- 7 Ассоциация KAZENERGY. Нефть и газ независимого Казахстана: Путь преобразований и перемен. – 2017. – С. 159. [KazEnergy Association. Oil and gas of independent Kazakhstan: the Way of transformations and changes. – 2017. – P. 159.]
- 8 Helge Hove Haldorsen. Invited Perspective: The Outlook for Energy: A View to 2040. URL:<https://www.spe.org/en/jpt/jpt-article-detail/?art=1485>
- 9 Global upstream activity and market fundamentals//Wood Mackenzie. April 2019. – С. 33.
- 10 World Energy Investment 2019//IEA 2019. – С. 83.
- 11 Валовый приток прямых инвестиций в Казахстан от иностранных прямых инвесторов по видам экономической деятельности резидентов//Национальный банк Республики Казахстан. 2019. URL: <https://nationalbank.kz>. [Gross inflow of direct investments in Kazakhstan from foreign direct investors by types of economic activity of residents//national Bank of the Republic of Kazakhstan. 2019. URL: <https://nationalbank.kz>.]
- 12 World Oil Review 2018//Eni.2018. – С. 6.
- 13 Годовой отчет АО «НК «КазМунайГаз» за 2018 год//АО «НК «КазМунайГаз». 2019. – С. 5. [Annual report of JSC NC «KazMunaiGas» for 2018//JSC NC «KazMunaiGas». 2019. – P. 5.]
- 14 The Future of Petrochemicals. Towards more sustainable plastics and fertilisers// International Energy Agency. 2018. – С. 71.
- 15 Распоряжение Правительства Российской Федерации от 28 февраля 2019 г. № 348–р. [The Order of the Government of the Russian Federation of February 28, 2019 № 348–р.]
- 16 A balanced oil market remains our focus – JMMC. URL:https://www.opec.org/opec_web/en/press_room/5509.htm

АО «ЭМБАМУНАЙГАЗ»: У ИСТОКОВ ОТЕЧЕСТВЕННОЙ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ



В рамках приближающегося празднования 120-летия казахстанской нефти, в прошлом номере мы начали цикл интервью с топ-менеджерами акционерного общества «Эмбаунайгаз». В этом номере мы беседуем с заместителем председателя Правления по геологии и разработке Кайратом Адилбековичем АДИЛБЕКОВЫМ.

– Кайрат Адилбекович, в этом году 120-летие нефтяной промышленности Казахстана, какие исторические этапы Вы отметили бы, прежде всего?

– История поисково-разведочных работ на нефть на территории Казахстана насчитывает более 120 лет. Как известно из истории, первые сведения о наличии нефти на территории нынешней Атырауской области были обнаружены в записках князя Александра Бековича-Черкасского, трижды, с 1714 года по 1717 год, организовавшего экспедиции, чтобы по указу царя «узнать получше побережья Каспийского моря». Карты и подробные описания результатов экспедиций Бековича-Черкасского, а также походы еще одного сподвижника царя (Петра Великого) Ивана Бухгольца (1671–1741), дали толчок серьезному изучению обширных территорий, расположенных в западной части казахских степей.

Согласно историческим данным, первым приступил к поисково-разведочным работам на нефтеносных участках Эмбы соль-илецкий адвокат Юрий Лебедев, который в 1892 году подает прошение «на высочайшее имя» о начале разведки нефти в урочище Карачунгул. Однако вскоре, Лебедев уступает право проведения работ отставному штабс-капитану Леману который с компаньонами создает первую на Эмбе нефтепромысловую компанию (контору) – «Леман и Ко». Именно с именем этой компании связано начало истории нефтедобычи в Казахстане. Так, в середине ноября 1899 года на площади Карачунгул из скважины № 7 был получен первый нефтяной фонтан. Это событие стало знаковым и для современного Казахстана, с него и началась новая эра древнего края.



Мировое внимание нефтеносные районы Казахстана привлекли после открытия в 1911 году крупного месторождения на площади Доссор. Два года спустя было открыто месторождение Макат. К 1914 году на месторождениях Доссор и Макат добывается свыше 200 тысяч тонн нефти.

В 1920 году для промышленного освоения нефтяных месторождений создается Управление нефтяными промыслами Урало-Эмбинского района, преобразованное в 1922 году в трест «Эмбанефть», который сосредоточил в своих руках эксплуатационное и поисковое бурение. Наряду с разработкой Доссора и Макаата трестом проводились поиски на ранее выявленных куполах, которые привели к открытию залежей нефти на Байшонасе, Сагызе, Искине, Кульсары, Косчагыл, соответственно. Тогда же была введена в эксплуатацию железная дорога Гурьев-Доссор, по которой вывозилась доссорская нефть.

Новый импульс развитию геологоразведочных исследований на территории Западного Казахстана был дан в 1925–1926 годах, тогда перед нефтяниками была поставлена конкретная задача: в течение 5–7 лет разведать структуры с признаками нефти и газа на площади 3500 квадратных верст на северных территориях (Темирский район Актюбинской области). В результате решения этой задачи открыты и разведаны месторождения Шубаркудук, Жаксымай.

Во второй половине 1920-х годов прошлого столетия нефтяники Эмбы начали применять роторное вращательное бурение, что способствовало развитию буровых работ, росту глубины скважин, темпа вскрытия и разведки нефтяных залежей. Вращательное бурение на Эмбе было применено впервые в СССР. Нефтяники Эмбы

первыми в СССР и Европе освоили на Доссоре и Макате сверхглубокое бурение того времени, до 2500–2800 м.

Форсирование поисково-разведочных работ и открытие ряда месторождений в 1930-годы диктовалось необходимостью создания прочной сырьевой базы нефтегазодобывающей промышленности, создавались лаборатории, открылся нефтяной техникум. Началось строительство нефтепровода Гурьев-Эмба-Орск.

Суровым испытанием для всей страны стала Великая Отечественная война. Безустанный труд нефтяников Эмбы, которые добывали тысячи тонн нефти и снабжали горючим армию, был весомым вкладом в победу над фашизмом. Большая потребность в качественном топливе в военные и послевоенные годы дала мощный толчок к развитию отечественной нефтедобывающей и нефтеперерабатывающей отрасли в целом. Был построен Гурьевский нефтеперерабатывающий завод. Казахстанскими добытчиками впервые в СССР был освоен вторичный метод добычи нефти. Были введены в разработку месторождения Сагиз, Жаксымай, Комсомольское, Кошкар. Сданы в эксплуатацию месторождения – Мунайлы, Бекбике и Каратон. Был освоен турбинный способ бурения.

1950-е годы ознаменовались как период активных геологоразведочных работ, в результате которых были открыты новые месторождения: Теренозек, Тажигали, Тюлюс, Караарна и др. Добыча нефти в Казахстане в те годы достигла уровня 1 млн тонн в год. В это же время нефтяники начали активно осваивать полуостров Мангышлак, где были организованы геолого-съемочные работы и бурение поисковых скважин на Узеньской и Жетыбайской структурах. И вот долгие годы кропотливой работы по поиску нефти увенчались успехом. 5 июля 1961 года на Жетыбае забил



мощный фонтан нефти. Так началась новая страница в освоении и развитии полуострова Мангышлак. Последующие открытия не заставили себя долго ждать. Уже через полгода ударил фонтан нефти и газа в Узени, потом открыли Тенге, Тасбулат, Карамандыбас.

В 1960-е годы стало внедряться скоростное турбинное бурение, значительно возросли технические возможности буровых станков. Были открыты и введены в разработку месторождения Карсак, Прорва, Мартыши, Танатар, Камышитовое Юго-Западное, Кенкияк.

После открытия крупнейших месторождений на юге Мангышлака – Узень и Жетыбайра звезданные запасы нефти увеличились в 20 раз, а годовая добыча – в 14 раз. Добыча нефти в Казахстане составила более 10 млн тонн в год. В 1965 году на Гурьевский нефтеперерабатывающий завод был отправлен первый эшелон мангышлакской нефти.

1970-е годы прошлого столетия можно смело назвать периодом крупных нефтяных открытий. В короткие сроки были открыты месторождения Каражанбас, Бузачи Северные, Каламкас. К 1974 году добыча нефти на Мангышлаке достигает 21 млн тонн в год, что выводит Казахстан на второе место в Советском Союзе.

Конец 1970-х и начало 1980-х гг. ознаменовались уникальными открытиями – выявлением на бортах Прикаспийской впадины супергигантских по запасам месторождений – Тенгиз, Карачаганак, приуроченных к подсоловым отложениям. Открытие подсоловой нефти на Тенгизе, Карачаганаке, Кенкияке, Алибекмоле, Королевском и других площадях многократно увеличило разведанные запасы нефти в республике в целом.

В это же время ведутся широкомасштабные геологоразведочные работы в Южном Тургае. В результате поисковых работ здесь разведано около 20 месторождений, наиболее крупным из них является месторождение Кумколь.

В начале 1990-х гг. прошлого столетия было очевидно, что крупные открытия, возможны только за счет освоения акватории Каспийского моря. В 1994–1996 гг. в акватории на площади более 100 тыс. км² проведены сейсмические исследования, изучено региональное строение казахстанского сектора Каспия, выявлено большое число локальных ловушек, в том числе Кашаган, Курмангазы, Каламкас-море и др., часть из которых была детализирована для постановки поискового бурения.

В июле 2000 г. была открыта нефть на Восточном Кашагане скважиной № 1. За Восточным Кашаганом последовали открытия – месторождения: Каламкас-море, Кайран, Актоты. Открытие в эти годы месторождения Кашаган стало самым грандиозным событием в сфере мировой энергетики.

– С 2015 года вы являетесь заместителем председателя Правления по геологии и разработке АО «Эмбаунайгаз». Какие важные решения приходилось принимать на данном посту? Каковы дальнейшие планы Акционерного общества по геологоразведочной деятельности?

– Наиболее актуальной проблемой для нас, геологов Эмбы является восполнение ресурсной базы нефти. По состоянию на начало текущего года остаточные извлекаемые запасы нефти АО «Эмбаунайгаз» составляют 74 млн тонн, при этом более 40% из них относятся к трудноизвлекаемым (это – запасы высоковязкой



нефти и запасы нефти в низкопроницаемых коллекторах). Остальные 60% остаточных извлекаемых запасов нефти, так называемые «активные запасы», приходится в основном на месторождения, находящиеся в завершающей стадии разработки, и характеризующихся высокой степенью выработанности (более 85%) и высокой обводненностью. При таком состоянии запасов нефти, поддержание годового уровня добычи нефти в объеме 2,8–2,9 млн тонн и, тем более увеличение для компании было сложной задачей.

Поэтому на протяжении последних пяти лет компания активизировала геолого-разведочные работы – были определены приоритетные направления для проведения поисково-разведочных работ как в пределах разрабатываемых месторождений, так и на перспективных структурах, в пределах разведочных блоков Тайсойган и Каратон-Сарыкамыс. Так, объемы финансирования геологоразведочных работ выросли от 3,2 млрд тенге (2015 г.) до 22,8 млрд тенге (2019 г.). При этом необходимо отметить, что главным показателем эффективности ГРП нами определены не финансовые затраты, а прирост запасов (коэффициент восполнения доказанных запасов – отношение прироста запасов к добыче).

Наши усилия, не прошли даром, достигнут положительный темп восполнения ресурсной базы углеводородов компании: открыты, разведаны и введены в эксплуатацию нефтегазовые месторождения Уз Восточный, Юго-Восточный Новобогат (надкарнизный), Новобогатинское Западное, Новобогатинское Центральное, С. Нуржанов (Северо-Западное крыло) и Уз Северный. При этом, коэффициент восполнения доказанных запасов нефти вырос от 89% (2015 г.) до 148% (2018 г.) и по итогам текущего года ожидаем значительный рост данного показателя (более 300%).



Была проведена большая работа по анализу исторических геолого-геофизических материалов по нашим контрактным территориям. По результатам данных работ были подобраны для расконсервации (восстановления) и повторного испытания ряд ранее пробуренных скважин на структурах Карасор Западный, Карасор, Акнияз и Атанак разведочного блока Каратон-Сарыкамыс и на структурах Матенкожа и Бажир разведочного блока Тайсойган. В начале текущего года провели испытание трех скважин структуры Карасор Западный и получили фонтанные притоки нефти из меловых горизонтов – отчет об оперативном подсчете запасов нефти представлен на государственную экспертизу. Испытание остальных скважин намечено на вторую половину текущего года и на 2020 год.

В рамках реализации программы ГРП, нами совместно с геологами НК «КазМунайГаз» обосновано проведение большого объема сейсморазведочных работ МОГИ 3Д (5600 км²) на слабоизученных северной, центральной и юго-восточной частях разведочного блока Тайсойган, обладающего перспективами новых более-менее значимых открытий на небольших глубинах (до 4000 м). Полевые сейсморазведочные работы начаты в феврале текущего года, планируем завершить до конца т. г.

Также, хочу отметить, что получено одобрение корпоративных органов НК

«КазМунайГаз» на бурение поисково-разведочной скважины глубиной 6000 м на отложения карбона и верхнего девона на структуре Каратон-Подсолевой, подготовленной нами по результатам сейсморазведочных работ МОГТ ЗД, проведенных в 2015–2016 гг. Высокая перспективность обнаружения нефти и газа на данной структуре подтверждена также заключениями независимых экспертов, в том числе профессорами Российского государственного университета нефти и газа им. И.М. Губкина.

– Кайрат Адилбекович, в канун юбилея нефти, как вы оцениваете вклад казахстанских геологов-нефтяников в развитие отрасли?

– Становление отечественной нефтяной отрасли стало возможным благодаря кропотливому и самоотверженному труду наших заслуженных ветеранов, имена которых золотыми буквами вписаны в историю казахстанской нефти.

Пик расцвета нефтепоисковой геологической науки в Казахстане пришелся на вторую половину прошлого столетия. В этот период выросла плеяда геологов-нефтяников, которые стояли у истоков принятия важных научно-технических решений, создали и внедрили в производство новые изобретения.

Такая слаженная работа способствовала открытию новых месторождений и позволила существенно увеличить минерально-сырьевую базу страны. В Прикаспийской впадине были открыты и введены в разработку крупные и уникальные месторождения: нефтегазоконденсатное Карачаганакское и нефтяное Тенгизское. В Тургайском прогибе – крупное нефтегазоконденсатное месторождение Кумколь и ряд других нефтегазовых месторождений. Развернулись нефтепоисковые работы в подсолевом комплексе прибортовых зон Прикаспийской впадины, началась подготовка к проведению морских геофизических исследований на Каспии.

Мы очень благодарны нефтяникам-ветеранам за их трудовой подвиг, мужество, стойкость, терпение и способность перенести все трудности, связанные с поиском и добычей «черного золота». Их жизнь и заслуги перед Отечеством являются достойным примером тем, кто пришел им на смену. Желаю всем нефтяникам-ветеранам отрасли крепкого здоровья и благополучия в семьях!

– Профессия геолога не простая, но очень нужная. Что бы вы посоветовали молодым начинающим геологам?

– Ввиду того, что основная часть нефтегазовых месторождений в Казахстане была разведана еще в советское время, сегодня остро стоит задача поиска и освоения новых месторождений.

Несмотря на то, что вузы в настоящее время выпускают большое количество специалистов в этой области, на рынке труда наблюдается дефицит квалифицированных геологов. Чтобы стать хорошим специалистом, необходимо освоить целый комплекс как инженерных, так и гуманитарных наук. В своей работе мы используем знание строения земной коры, литосферы, геологических процессов, эволюции органического мира, экологии и пр. Геолог должен знать методы разведки месторождений углеводородов, технологии бурения, испытания, эксплуатации скважин и методики их исследования. Поэтому молодым геологам я желаю активно изучать наряду с геологией и смежные науки, расширяя кругозор, что всегда поможет в нелегкой, но интересной работе. 🌐

Алма Кенжебекова



УГЛЕВОДОРОДНЫЕ СИСТЕМЫ – ОСНОВА СТРАТЕГИИ УСПЕШНЫХ ПОИСКОВ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА (НА ПРИМЕРЕ ПРИКАСПИЙСКОЙ ВПАДИНЫ)



Н.Г. МАТЛОШИНСКИЙ^{1*},
кандидат геол.-мин. наук,
технический директор



К.А. АДИБЕКОВ²,
зам. генерального директора
по геологоразведке

¹ОО «ReservoirEvaluationServices»

Республика Казахстан, 050044, г. Алматы, ул. Ахмедьярова, 24

²АО «ЭмбаМунайГаз»

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

На основе нового представления об углеводородных системах (УВС), которое успешно развивается в США с 1980-х годов прошлого века, сделана попытка выстроить модель нефтегазоносности надсолевого комплекса Прикаспийской впадины. На несложных расчетах показано, что ее нефтематеринские отложения способны генерировать гигантские количества УВ, небольшая часть из которых скопилась в карбонатных постройках. Большая часть непрерывно будет стремиться попасть в надсолевой комплекс через бессолевые окна. На сходстве механизмов миграции нефти в постройки и через окна дается оценка ее количества, мигрировавшего через Кенбайское окно. Основу успешных поисков составляет использование современных методов высокоточной обработки и интерпретации сейсмических и скважинных данных на путях миграции нефти, двигаясь ей навстречу. На куполах выделяется четыре уровня продуктивности, из которых в значительной степени освоен только первый (надсводовый), а остальные ожидают освоения.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: стратегия, успешность поисков, углеводородные системы, надсолевой комплекс, бессолевые окна, пути миграции, уровни продуктивности,

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

высокоточная обработка и современная интегрированная интерпретация, запасы и ресурсы.

КӨМІРСУТЕГІ ЖҮЙЕЛЕРІ – МҰНАЙ ЖӘНЕ ГАЗ КЕН ОРЫНДАРЫН ТАБЫСТЫ БАРЛАУҒА АРНАЛҒАН СТРАТЕГИЯНЫҢ НЕГІЗІ (КАСПИЙ МАҢЫ ОЙПАТЫН МЫСАЛҒА АЛА ОТЫРЫП)

Н.Г. МАТЛОШИНСКИЙ^{1*}, геол.-мин. ғыл. кандидаты, техникалық директор
К.А. АДИБЕКОВ², геологиялық барлау жөніндегі бас директордың орынбасары

¹

«ReservoirEvaluationServices» ЖШС
Қазақстан Республикасы, 050044, Алматы қ. Ахмедияров к-сі 24

²«ЭмбаМунайГаз» АҚ
Қазақстан Республикасы, 060002, Атырау қ., Уалиханов к-сі 1,

20–шы ғасырдың 1980–жылдарынан бері АҚШ-та сәтті дамып келе жатқан көмірсутегі жүйелерін (КЖ) жаңа түсіну негізінде Каспий маңы ойпатының тұзүсті кешенінің мұнайгаздылық моделін құрастыру бойынша әрекет жасалды. Қарапайым есептерде, оның мұнай-тудырушы түзілімдері көмірсутектердің үлкен мөлшерін өндіруге қабілеті көрсетілген, олардың аз бөлігі карбонатты құрылымдарда жинақталған. Көпшілігі тұзсыз терезелер арқылы тұзүсті кешенге кіруге ұмтылатын болады. Мұнайдың құрылыстарға жылыстау механизмдерінің ұқсастығын негізге ала отырып терезелер арқылы оның Кенбай терезесінен жылысқан санына баға беріледі. Табысты барлаудың негізі – мұнайдың жылыстауы жолдарында оларға қарсы жүру арқылы жоғары дәлдіктегі өңдеудің және сейсмикалық және ұңғымалық деректерді интерпретациялаудың заманауи әдістерін пайдалану. Күмбездерде өнімділіктің төрт деңгейі бар, олардың жоғары дәрежеде тек біріншісі ғана игерілген, ал қалғандары енді игерілетін болады.

НЕГІЗГІ СӨЗДЕР: стратегия, барлаудың табыстылығы, көмірсутегі жүйесі, тұзүсті кешені, тұзсыз терезелер, жылыстау жолдары, өнімділік деңгейі, жоғары дәлдіктегі өңдеу және заманауи біріктірілген интерпретация, қорлар мен ресурстар.

HYDROCARBON SYSTEMS – THE BASIS OF THE STRATEGY OF SUCCESSFUL OIL AND GAS DEPOSITS SEARCHES (ON THE EXAMPLE OF THE PRE-CASPIAN DEPRESSION)

N.G. MATLOSHINSKY^{1*}, PhD in Geology and Mineralogy, Technical Director
K.A. ADILBEKOV², Exploration deputy Director General

¹«Reservoir Evaluation Services» LLP
Republic of Kazakhstan, 050044, Almaty, 24 Akhmediyarov st.

²«EmbaMunaiGas» JSC
Republic of Kazakhstan, 060002, Atyrau, 1 Valikhanov st.

Based on a new understanding of hydrocarbon systems (HCS), which has been successfully developing in the USA since the 1980s of the 20th century, an attempt has been made to build a model of the oil and gas content of the Pre-Caspian Depression above-salt complex. Simple calculations have shown that its oil source deposits are capable of generating huge amounts of

hydrocarbons, a small part of which has accumulated in carbonate structures. Most part of it will continuously strive to get into the above-salt complex through salt-free windows. On the similarity of the mechanisms of oil migration into the buildings and through the windows, an estimate of its quantity migrated through the Kenbai window is given. The basis of successful searches is the use of modern methods of high-precision processing and interpretation of seismic and well data on the oil migration routes, moving towards it. Four levels of productivity are distinguished on the domes, of which only the first one (to a great degree) is developed, and the rest are expected to be developed.

KEY WORDS: *strategy, search success, hydrocarbon systems, above-salt complex, salt-free windows, travel paths, productivity levels, high-precision processing and modern integrated interpretation, reserves and resources.*

Стратегия представляет собой общий недетализированный план достижения сложной цели. Стратегия любого недропользователя, работающего в рамках жесткого лимита времени, должна опираться не просто на стратегию поисков, а на стратегию успешных поисков. Поиски новых месторождений нефти и газа в РК сталкиваются с рядом трудностей, основными из которых является истощение фонда структурных объектов в старых нефтяных регионах и слабая изученность новых регионов, промышленную перспективность которых, в ряде случаев, еще необходимо доказывать. Современные методы поисков и разведки месторождений, между тем, позволяют значительно повысить успешность поисков за счет новейших достижений в развитии сейсморазведки, в частности, и геологической науки, вообще.

Обоснованный выбор направлений разведки и применение современных ее методов, является необходимым условием достижения успеха. В этом и состоит стратегия успешных поисков, как способ достижения сложной цели, со всей ее неопределенностью и важностью для конкретного недропользователя. В основу правильного выбора может быть положено сравнительно новое направление в нефтяной геологии – углеводородные системы (УВС) [1–4].

Представление об углеводородных системах (УВС) появилось в США в конце прошлого века. Под УВС понимается совокупность пространственно-временных геологических и геохимических факторов, обусловивших возможность генерации, миграции и аккумуляции углеводородов. Динамическая генерирующая и концентрирующая углеводороды система, здесь, является функцией геологического пространства и времени. Ее реализацией в этих координатах и являются месторождения УВ, поиск которых проводится в процессе геологоразведочных работ.

Необходимым условием создания УВС является всестороннее изучение вопросов нефтяной геологии любого региона от генерации УВ до их миграции и аккумуляции (резервуары, коллекторы и покрышки), как базовых элементов, с изучением геологических процессов, создающих каждый из них. Как отмечает один из создателей данного направления – Лесли Магун (Leslie B. Magoon): УВС есть там, где эти базовые элементы установлены и изучены [4]. Однако он же считает, что далеко не все базовые элементы (генерация, миграция и аккумуляция) в одинаковой степени изучены даже для бассейнов Северной Америки, исследованных намного лучше других. В частности, вопросы миграции, касающиеся времени, характера, направлений и путей, изучены в малой степени, тогда как ловушки и резервуары изучены лучше других.

Как известно, в геологии выделяются два подхода: естественный – со всесторонним изучением явлений, объектов, и целевой, когда из множества признаков объектов выбираются те, что требуются для решения поставленной задачи [5]. Как справедливо отмечает академик А.Н. Дмитриевский, сторонники целевого подхода в геологии конструируют объект сами, в то время как сторонники естественного – изучают объект во всем созданном природой его многообразии. Предложенный им синтез обоих подходов в естественно-целевой подход на основе системного анализа позволяет использовать как целостное представление о природных системах, так и определенные установки для рационализации исследований.

Основной причиной сложности прогноза месторождений нефти и газа является разрыв между местом образования нефти, и местом ее нахождения. Новое направление УВС явилось тем недостающим звеном, которое соединяет месторождения углеводородов с местом их образования. На многочисленных примерах (в одном только Иллинойском бассейне установлено более 50 УВС [2]) создатели направления показали генетическую связь нефти залежей с ОВ нефтематеринской породы на основе современных геохимических анализов. Таким образом, можно считать завершенными дебаты по происхождению нефти и ее органическое происхождение не только не вызывает никаких сомнений, но позволяет более целенаправленно организовать процесс поисков УВ.

Ранее в этом случае срабатывал целевой подход, который ярко проявился в успешности поисков месторождений, приуроченных к ловушкам структурного типа. Успех достигался благодаря тому, что в подавляющем большинстве случаев, наличие такой ловушки в пределах нефтегазоносного региона, независимо от того, где и как нефть формировалась, практически гарантировало открытие залежей. Однако когда дело доходит до новых бассейнов с неглубоким залеганием осадочного чехла с еще не установленной или слабо изученной нефтегазоносностью, или до ловушек стратиграфического типа, часто даже комбинированного, такой уверенности нет. Высокий риск бурения скважин в таких условиях влечет за собой необходимость совершенствования прогнозных моделей и подходов и здесь, как нельзя кстати, приходится новое направление в геологической науке – УВС.

Рассмотрим особенности применения стратегии на основе УВС на примере Прикаспийской впадины, которая относится к достаточно освоенным и разведанным бассейнам. Известно, что признаки нефти в пределах Прикаспийской впадины распространены намного шире, чем выявленные месторождения. На *рисунке 1*, в качестве примера, приведена схема нефтегазоносности участка Лиман, из которой видно, что признаки нефти в его пределах распространены широко, однако месторождения выявлены только в его южной части. Месторождения нефти в традиционных ловушках большей части участка выявлены не были, несмотря на то, что пробурены многочисленные скважины как структурные, так и глубокие.

Для Прикаспийской впадины неравномерное распределение месторождений на фоне многочисленных признаков УВ явление достаточно типичное. Причин такого размещения залежей и признаков может быть несколько. Наиболее очевидной является наличие или отсутствие достаточного количества нефти (газа). Другой причиной может быть расформирование залежей в условиях тектонически

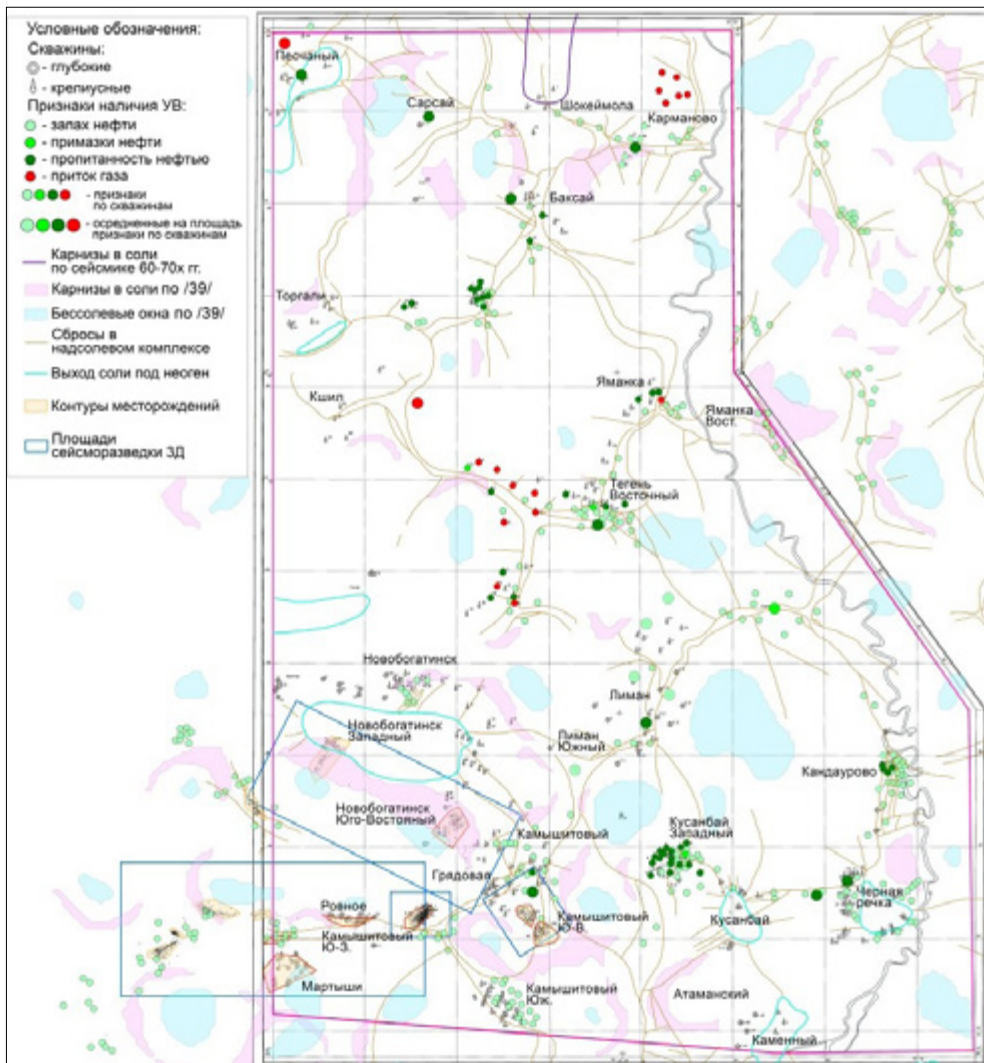


Рисунок 1 – Положение месторождений и признаков нефти на участке Лиман (по данным АО «Эмбаунайгаз» и материалам М. Трохименко, 1985)

активных присводовых частей куполов. Наконец, третьей причиной может быть недостаточная степень изученности, когда факторы, определяющие продуктивность, до конца неизвестны, и достигнутая изученность (разведанность) создает иллюзию закономерности, тогда как истинное распределение УВ может быть связано с горизонтами, располагающимися в других местах, в том числе, и на большей глубине.

В настоящее время большинство геологов считает, что основная масса нефти и газа надсолевых отложений имеет подсолевое происхождение [2, 6]. Часть исследователей допускает, что некоторое количество нефти и газа могли производить надсолевые отложения в глубоких мульдах, за счет триасовых и юрских потенциально нефтематеринских отложений [7, 2]. Сюда же может быть отнесен плиоценовый

газ, который, по всей видимости, отвечает стадии формирования биогенного газа. Однако оценки нефтегазоносности территории нужно выстраивать на факторе, который оказывает на нефтегазоносность наибольшее влияние, им и является миграция нефти из подсоловых отложений.

Подсоловому происхождению УВ не противопоставляется возможность их формирования и абиогенным путем за счет дегазации верхней мантии. Особенно активно абиогенное происхождение нефти стало продвигаться в последнее время [8, 9]. Практической пользы от этого направления для обнаружения реальных промышленных запасов УВ пока нет. Исключением является то, что такой подход укрепляет убежденность в неиссякаемости запасов УВ. Если все-таки генерация УВ такого рода происходит, то лучшего места для нее, чем погребенная часть палеозойского палеоокеана, каким является Прикаспийская впадина, с близким к поверхности расположением границы Мохо, придумать трудно. В этом случае эти УВ, вместе с генерированными в подсоловых отложениях, будут поступать через бессоловые окна в надсоловые отложения.

Для верной организации поисков важен сам факт поступления нефти через окна, а не все перипетии, которые с ней происходили на стадии генерации. Скорее всего, и биогенное происхождение может преподнести немало сюрпризов в этом плане от неравномерности распределения богатых органикой нефтепроизводящих толщ в различных по возрасту отложениях, до различных комбинаций с составом, – как самого органического вещества, так и вмещающих пород (катализаторы), способных повлиять на объемы и качество генерированных УВ.

На *рисунке 2* представлена схема нефтеносности Жанаталап-Камышитовой зоны в южной части участка Лиманный. Рассматриваемый участок является одним

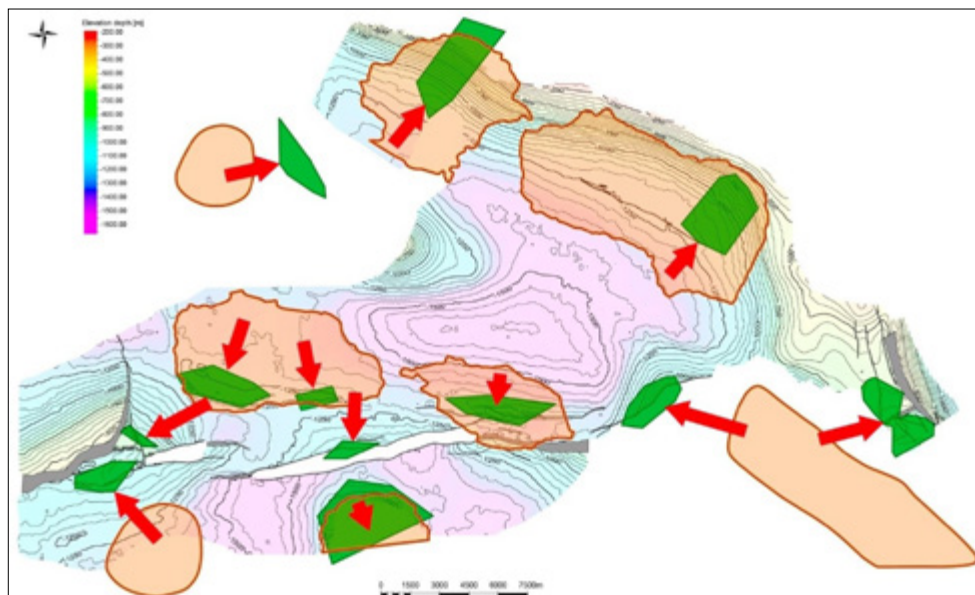


Рисунок 2 – Схема нефтеносности Жанаталап-Камышитовой зоны
(пояснения к рисунку в тексте)

из наиболее богатых по плотности размещения месторождений, чем и вызывает повышенный интерес к его изучению. Представленная схема включает структурную карту по подошве юры (отражающий горизонт V), положение бессолевых окон, выявленных по результатам интерпретации материалов 3Д, и по другим источникам (Матусевич А.В. и др.), положение месторождений и направления миграции.

Отчетливо прослеживается связь положения месторождений, с наличием окон, вблизи которых все они выявлены. Все месторождения, чье положение отмечено многоугольниками горных отводов, закрашенных зеленым цветом, расположены в тех частях куполов, к которым отложения в мульдах с бессолевыми окнами поднимаются. Или, иными словами, на погружении от каждого месторождения в мульду имеется бессолевое окно. Подобное соотношение установлено на месторождениях Кенбай, Ботахан, Уз и др. и, по-видимому, такое соотношение можно рассматривать как характерное для развития месторождений в надсолевом комплексе Прикаспийской впадины.

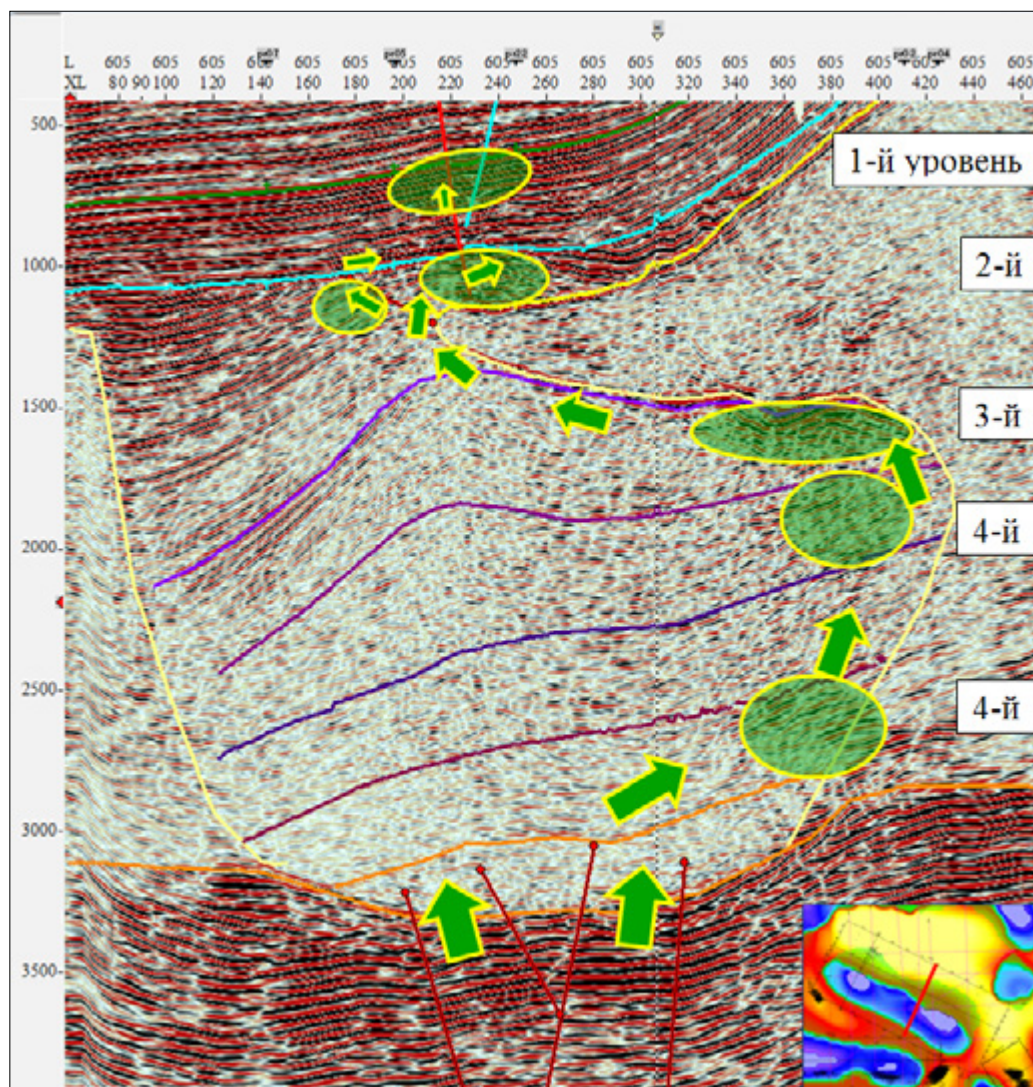
В свете сказанного актуальным становится изучение всей цепочки элементов УВ системы от генерации УВ, их миграции до аккумуляции и даже сохранности. Для изучения вопросов генерации сделано немало, но, в основном, там, где подсолевые отложения вскрыты скважинами, то есть в прибортовых зонах. Существуют различные прогнозные схемы генерации УВ подсолевыми отложениями, которые систематизированы в работе В.В. Пайразяна [2]. В тоже время эта проблема далека еще от своего решения на сколь-нибудь приемлемом уровне, и не только по причине отсутствия данных по глубоким подсолевым горизонтам впадины. Изучение нефтей надсолевого и подсолевого комплексов на современном уровне, по сути, только начато, благодаря появлению в РК современного геохимического лабораторного оборудования.

На *рисунке 3* приведен временной разрез поперек карнизной части купола Новобогатинский, на котором показано бессолевое окно и вероятные пути миграции нефти и газа через него в отложения, залегающие над окном межкупольной мульды. Рисунок демонстрирует, каким образом могут быть увязаны процессы миграции и аккумуляции УВ в пределах солянокупольных структур. Очевидно, что, мигрируя из подсолевых отложений через бессолевые окна, УВ будут сначала заполнять все ловушки в нижней части разреза, постепенно перемещаясь вверх.

Особый интерес этому процессу придает то, что, по результатам всех моделирований процессов генерации, подсолевые нефтегазоматеринские отложения (НГМО) большей частью прошли нефтяное окно и уже длительное время генерируют газ. Сказанное находит подтверждение в соотношении геологических запасов газа и УВ жидкости (нефть+конденсат) для подсолевых месторождений в карбонатных массивах внутренней части впадины (Тенгиз, Кашаган, Карачаганак), которое составляет 0,5 – 1,0, указывая на значительную роль в них газа.

Мигрирующий газ, как известно (закон дифференциального улавливания Гассоу), будет легко заполнять те ловушки, которые на предыдущем этапе были заполнены нефтью, и будет оттеснять нефть через критические перегибы вверх по восстанию в верхние горизонты.

Возможно тот факт, что в надсолевых отложениях подавляюще доминируют



**Рисунок 3 – Временной разрез через Новобогатинский карниз.
Характер миграции УВ из подсолевых отложений через окно в соли
(зелеными кружками показаны потенциальные залежи)**

нефтяные залежи, и является подтверждением указанного процесса и активного вытеснения газом нефти из ловушек нижних этажей продуктивности. То, что в нижних горизонтах могут быть развиты коллекторы, сомнений не вызывает. Если бы там не было коллекторов, не было возможности для отжатия седиментационной воды из терригенных нижнепермских отложений. Это отжатие происходит тогда, когда отложения мульд соприкасаются с подсолевыми породами в бессолевых мульдах, что видно на *рисунке 3*. Следствием является уменьшение толщины верхней части подсолевой нижней перми за счет ее уплотнения и увеличение скорости прохождения в этой толще волн.

С другой стороны можно предположить, что если газ всего лишь местами достиг верхних этажей, то он занял место нефти в ловушках нижних этажей. Следовательно, объем этих воображаемых ловушек может соответствовать объему нефти известных месторождений надсолевого комплекса. В противном случае, если бы миграция происходила напрямую, то газ уже вытеснил бы нефть из ловушек в зону гипергенеза, и во впадине в надсолевом комплексе доминировали бы газовые залежи, и было бы обилие залежей битума, чего на самом деле в широких масштабах не наблюдается.

Из представленной на *рисунке 3* модели миграции нефти из подсолевых отложений в надсолевые следует, что залежи нефти в массовом порядке освоены только для верхней его части, на глубину примерно до 1000 м (первый уровень). Более глубокое залегание (более 1000 м) триасовых ловушек в периферийной части куполов позволило перейти к массовому освоению интервала до 2000 м (второй уровень). Еще более глубокие горизонты, подкарнизные и у склонов соли (третий уровень) изучены на сравнительно небольшом количестве площадей.

Основной проблемой освоения более глубоких надсолевых горизонтов, включая и 4-й уровень, является представления о возможных резервуарах нефти на этих глубинах и коллекторах, с которыми они могут быть связаны, а также размеры ловушек, которые должны отвечать экономическим требованиям перехода на более глубокие горизонты. Для решения вопросов нефтегазоносности нижних этажей надсолевого комплекса (3–4 уровни) понадобится не только анализ сейсмических данных, но, очевидно, и бурение новых скважин в характерных и ключевых для изучения условиях.

Схема освоения различных уровней продуктивности надсолевого комплекса показана на примере самого крупного надсолевого месторождения Прикаспийской впадины – Кенбай (*рисунк 4*).

В его пределах пока установлены и находятся в разработке залежи двух уровней продуктивности: первого надсводового (Молдабек Восточный) и второго, краевого в среднетриасовых отложениях (Котыртас). Поиски подкарнизных скоплений под хорошо выраженным здесь карнизом пока к успеху не привели, несмотря на бурение двух глубоких скважин, вскрывших порядка 1000 м глинистых подкарнизных отложений. В тоже время современные сейсмические методы обработки и интерпретации позволили подготовить к бурению подкарнизный объект на данной площади, связываемый не с верхнепермскими глинистыми отложениями, а с песчаниками триаса. Кроме того в ее пределах выявлены отражения от верхнепермских, предположительно калиновских отложений, которые могут формировать ловушку значительных масштабов, при наличии в них коллекторов

Таким образом, представление о нефтегазоносности конкретного соляного купола, в данном случае, сначала было развито до представления о едином крупном месторождении Кенбай и имеет все шансы быть доведенным до представления о системе разноуровневых месторождений под названием Большой Кенбай, как показано на *рисунке 4*. Предполагаемые ловушки нижней части надсолевого разреза относятся к четвертому уровню. Про коллекторы этого уровня почти ничего неизвестно, кроме того, что ими, в частности, могут быть карбонатные калиновские отложения. Эти гипотетические ловушки на путях миграции будут заполняться в



Рисунок 4 – Уровни продуктивности надсолового комплекса Прикаспийской впадины и их трансформация с точки зрения масштабов месторождений

первую очередь, как нефтью на начальном этапе, так и газом в последующем, и в настоящее время они должны быть преобразованы газом в газоконденсатные залежи.

Про потенциал верхнепермско-триасовых отложений известный казахстанский геолог-нефтяник К.Х. Бакиров с коллегами в 1992 году писал: «Результаты изложенных исследований позволяют отказаться от существующей низкой оценки перспектив нефтегазоносности надкунгурских отложений Прикаспийской впадины и впервые обосновать высокие их перспективы, дать прогноз существования в отложениях верхнепермско-триасового структурного этажа ряда средних и крупных и отдельных гигантских по запасам нефти, газа и конденсата месторождений» (стр. 203) [10].

Стратегия успешных поисков месторождений нефти и газа в Прикаспийской впадине должна заключаться с одной стороны в поисках бессолевых окон и выявлении вероятных путей и направлений миграции УВ, чтобы знать, где нефть может локализоваться. С другой стороны – в поисках на этих путях ловушек самого разного типа и оценки их вероятного характера насыщения на основе всего мощного современного комплекса динамической интерпретации интегрированных данных сейсморазведки 2Д/3Д и скважинных данных. Ключом к успеху здесь является получение высококачественных результатов обработки сейсмических материалов с максимальным сохранением истинных амплитуд и широкое использование прямого сейсмического моделирования (Fluid Substitution) для отслеживания в сейсмических

материалах различных прямых признаков наличия в выявленных ловушках нефти и газа (ДНН). Проводить это нужно целенаправленно там, где есть основания ожидать поступление нефти из подсолевого комплекса.

Пример прямого использования данных сейсморазведки для прогноза нефтегазоносности приведен на *рисунке 5*. После высокоточной обработки сейсмических данных на основе структурного, седиментологического и динамического анализов в толще триасовых отложений были установлены геологические тела, представляющие собой пакеты триасовых отложений, экранированные тектонически и литологически. Впоследствии это было доказано успешным бурением скважин в пределах каждого из намеченных отдельных тел, показанных на рисунке теплой цветовой гаммой. Пробуренные до этого скважины на площади или вскрывали водоносные горизонты, или горизонты с вязкой окисленной нефтью.

Комплексная интерпретация сейсморазведочных и скважинных данных должна сопровождаться бассейновым моделированием для изучения развития УВ системы бассейна с тем, чтобы увязывать этапы генерации флюидов со временем формирования ловушек и бессолевого окон, как путей миграции флюидов разного фазового состава. Прогноз процессов миграции увязывается с наличием реальных флюидов на тех или иных крыльях куполов (нефть, газ, конденсат) для получения более полного представления и для целенаправленного поиска подтверждений в различных

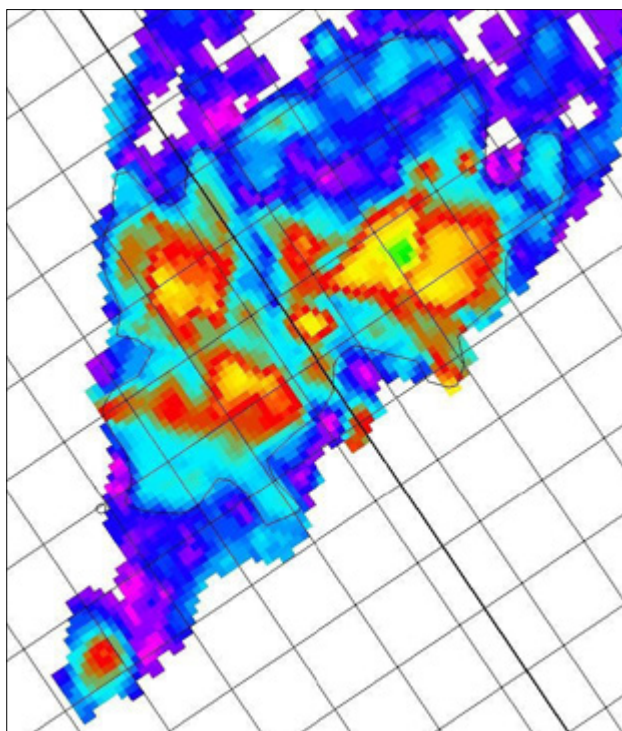


Рисунок 5 – Схема RMS-амплитуд по целевому триасовому горизонту одной из разведочных площадей с положением геологических тел (теплая цветовая гамма), отвечающих залежам легкой нефти

сейсмических атрибутах. Таким образом, прогноз нефтегазоносности надсолевых отложений сводится не только к поискам характерных триасовых объектов, а включает в себя изучение всего комплекса генерационно-миграционных процессов в их увязке с историей тектонического развития купола и прилегающей мульды.

Особого внимания заслуживают перспективы нефтегазоносности значительной северо-западной части впадины. В результатах широкого проведения здесь буровых работ в 1960 – 1970-е гг. XX века на многих куполах было пробурено порядка 180 скважин, большинство из которых было пробурено в одинаковых условиях на присводовые, полузамкнутые тектонически-экранированные ловушки [11]. В результате было выявлено несколько небольших нефтяных месторождений, при наличии многочисленных нефтепроявлений. Самым крупным оказалось месторождение Чингиз, в отложениях триаса над вторым уступом соли, единственный вскрытый бурением среднетриасовый объект. Одним из объяснений слабой нефтегазоносности верхней части надсолевого комплекса (уровень 1) было наличие казанской соли, как второго мощного флюидоупора [10].

Тем не менее, признаки нефти в пробуренных скважинах встречались очень часто, что указывает на миграцию нефти из ее генерационного этажа и показывает, что залежи могли быть сформированы. Местами перетоков нефти из подсолевого комплекса могли быть триасовые мульды, соответствующие триасовым депоцентрам, которые достигают подсолевых отложений. Остается открытым вопрос, где мигрировавшая в надсолевой комплекс нефть могла накопиться, таким образом, чтобы в юрско-меловую часть разреза попало совершенно незначительное ее количество. Похоже, что самым верным объяснением получения отрицательных результатов может быть неправильный выбор объектов для бурения, без учета положения бессолевых мульд и направлений перетоков и разных ловушек на их путях.

Значительную помощь в изучении УВС могут оказать современные геохимические исследования. Например, перспективы надсолевого комплекса Северной прибортовой зоны оценивались очень низко, поскольку признаков УВ здесь в ходе бурения многочисленных скважин, от картировочных до глубоких, установлено не было. В тоже время в северо-западном секторе СБЗ месторождения нефти и газа выявлены в Ново-Узеньском районе (Россия).

Настоящим прорывом явилось получение признаков нефти при испытании юрских отложений в скв. 1 Чижа Южная (В.Г. Григулецкий, 2015). Их современный геохимический анализ (ТОО «НИИ Каспиймунайгаз») показал, что нефть имеет высокую степень зрелости, вплоть до наличия в ней диамантоидов и по соотношению характерных показателей образовалась из карбонатно-глинистых палеозойских отложений. Все признаки указывали на то, что нефть имеет подсолевое происхождение, а значит, косвенно указывали на наличие бессолевых окон и возможность миграции нефти в надсолевые отложения и формирования в них залежей.

Нефтегазоносный потенциал Прикаспийской впадины всегда оценивался высоко, но общая оценка потенциала постоянно возрастала. Если во второй половине прошлого века она составляла порядка 10 млрд т, то к концу ее пришлось увеличивать вдвое, а в современных оценках, по результатам анализа бассейнов, она составляет уже 67 млрд т [12]. Основной слабостью объемно-генетических

расчетов является то, что они базируются на общих представлениях о параметрах нефтегазогенерирующих толщ и, как следствие, оценка постоянно растет по мере освоения потенциала и роста выявленных запасов.

Генерационный потенциал можно измерить локальными рифовыми массивами в толще глубоководных нефтегазоматеринских отложений. Поскольку УВ, которые были образованы вокруг этих месторождений, скопились в их коллекторах, то таким образом имеется возможность их количественно измерить. Идеальным объектом в этом плане является Тенгиз, практически изолированный со всех сторон, геологические запасы нефти которого немногим превышают 3 млрд т. Если допустить, что заполнение его происходило за счет прилегающих к нему нефтематеринских толщ и дальняя миграция в них крайне затруднена, то можно для расчетов площади принять кольцо вокруг объектов равное 10 – 15 км. При этом легко прийти к заключению, что около 1,5 – 2,0 тыс. км² генерационной площади впадины способно выработать около 3 млрд т нефти. Несложные расчеты показывают, что при таких допущениях нефтегазоматеринские отложения всей впадины (500 тыс. км²) способны произвести на порядок больше запасов нефти, чем указано в современной оценке потенциала впадины.

На *рисунке 6* приведена карта толщины подсолевого комплекса площади месторождения Кенбай с положением бессолевого окна. Миграция УВ через бессолевого окна происходила таким же образом, как и заполнение подсолевых карбонатных построек. Хотя пока нет надежных способов определения возраста бессолевых окон,

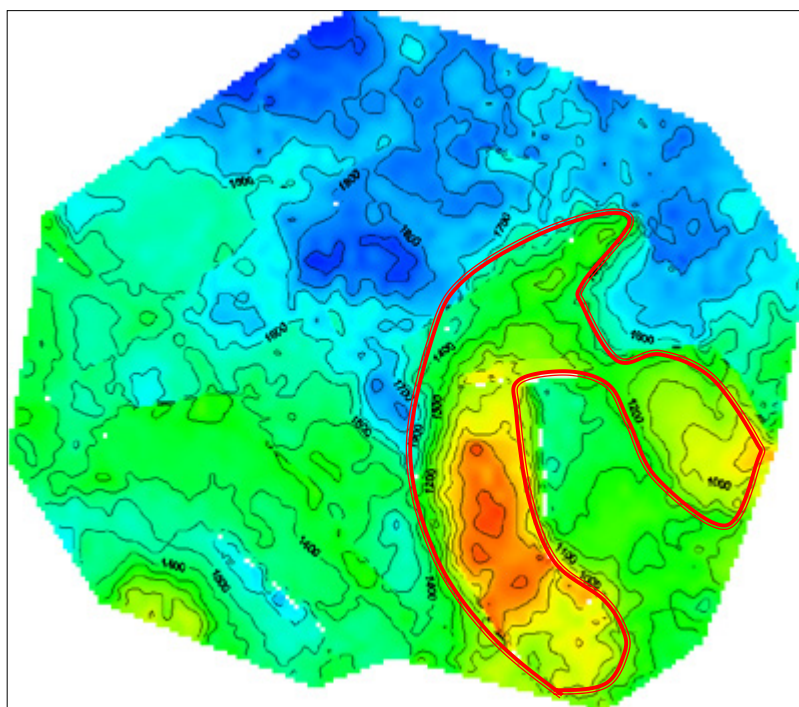


Рисунок 6 – Площадь Кенбай.

Положение бессолевого окна на карте толщины подсолевого комплекса

нефтяной характер залежей надсолевого комплекса указывает на то, что миграция происходила уже тогда, когда нефтематеринские отложения находились в нефтяном окне. При площади окна порядка 40 км² и, соответственно, нефтесборной площади порядка 500 км², легко оценить, что через окно могло мигрировать около четверти запасов месторождения Тенгиз.

Можно к полученным величинам потенциала впадины и миграционным возможностям относиться по-разному, но очевидно одно, вся направленность развития этого процесса показывает, что УВ потенциал впадины огромный.

Наверное, этим в первую очередь можно объяснить тот высокий интерес, с которым геологическая общественность относится к проекту Евразия. Стратегия освоения этого потенциала пока оставляет ожидать лучшего, хотя со стороны Государства в последнее время сделано немало для активизации ГПР за счет привлечения инвестиций. С точки зрения законодательной базы стратегии освоения, вопросов нет. Очевидно, что весь расчет в этом плане делается на потенциальных недропользователей, которые сами разберутся, где и как они будут оправдывать свои инвестиции.

Цель же настоящей работы – обратить внимание на имеющиеся огромные возможности выявления запасов нефти в надсолевом комплексе Прикаспийской впадины. Рассмотрение вопроса с точки зрения УВС, показало, что надсолевой комплекс, с его небольшими глубинами и высококачественными нефтями далеко еще не исчерпал своих возможностей. Двигаясь в обратном направлении, навстречу миграционному потоку и внимательно изучая все возможные ловушки в этой части комплекса, можно еще много нового открыть в УВ системе Прикаспийской впадины, вообще, и в ее надсолевом комплексе, в частности. Вооруженность современными методами геофизики, геологии и геохимии может быть хорошей гарантией высокой экономической эффективности таких поисков.

Статья создана на базе доклада, представленного 17.05.2018 года на Международном Форуме в г. Астана по геологоразведке нефти и газа, организованном ОО «KAZENERGY», – «Kazakhstan Geology Forum, Oil&Gas». 

ЛИТЕРАТУРА

- 1 Мурзин Ш.М. Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности акватории Среднего и Северного Каспия. Автореферат диссертации на соискание ученой степени к.г.-м. наук. – МГУ, 2010. – 18 с. [Murzin Sh.M. Geological structure and oil and gas potential of the middle and Northern Caspian. The dissertation on competition of a scientific degree of candidate of geological-mineralogical Sciences. – Moscow state University, 2010. – 18 p.]
- 2 Пайразян В.В. Углеводородные системы (бассейны древних платформ России). – М.: «Спутник+», 2010. – 153 с. [Pairazyan V.V. Hydrocarbon systems (pools of the ancient platforms of Russia). – Moscow: Sputnik+, 2010. – 153 p.]
- 3 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.
- 4 Petroleum systems of the United States. (US Geological Survey bulletin; 1870). Editor: Magoon, Leslie B. USGPO. – Washington, 1988.– 69 p.

- 5 Дмитриевский А.Н. Избранные труды в 7 т. Т.1. Системный подход в геологии: теоретические и прикладные аспекты. – М.: Наука, 2008. – 454 с. [Dmitrievsky A.N. Selected works in 7 vol. 1. Systems approach in Geology: theoretical and applied aspects. – M.: Science, 2008. – 454 p.]
- 6 Шлыгина Т.М., Шлыгин Д.А., Вейврек Д.А. Отложения нижнего-среднего девона Северной прибортовой зоны Прикаспийской впадины и их нефтегазоносный потенциал // Геология Казахстана. – 1998. – № 2. – С. 10. [Shlygina T.M., Shlygin D. A., Veivrek D. A. The deposits of the lower-middle Devonian Northern edge zone of the Caspian basin and their petroleum potential // Geology of Kazakhstan. – 1998. – № 2. – P. 10 p.]
- 7 Антипов М.П., Волож Ю.А. Особенности строения и нефтегазоносность надсолевого разреза Прикаспийской впадины // Прикаспийская впадина: актуальные проблемы геологии и нефтегазоносности. Тр. ОНГК. Вып. 1. Под ред.: Б.М. Куандыкова, К.М. Таскинбаева, М.С. Трохименко. – Атырау, 2012. – С. 131–152. [Antipov M.P., Volozh Yu.A. Structural features and oil and gas potential of the TRANS-salt section of the Caspian depression // Caspian depression: actual problems of Geology and oil and gas potential. Tr. The onkg. Issue. 1. Edited by: B. M. Kuandykov, K. M. Taskinbayev, M.S. Trohimenko. – Atyrau, 2012. – P. 131–152.]
- 8 Турков О.С. Двудликая богиня энергетики, или о двух теориях происхождения нефти // Нефть и газ. – 2013. – № 1. – С. 7–14. [Turkov O.S. Two-faced goddess of energy, or two theories of the origin of oil // Oil and gas. – 2013. – № 1. – P. 7–14.]
- 9 Турков О.С. Каспийский регион – идеальный полигон для решения проблем генезиса нефти и газа. Тр. ОНГК. – Вып.4. Под ред.: Б.М. Куандыкова, К.М. Таскинбаева, М.С. Трохименко. – Алматы, 2014. – С.49–54. [Turkov O. S. the Caspian region is an ideal testing ground for solving the problems of oil and gas Genesis. Tr. The onkg. – Issue.4. Edited by: B. M. Kuandykov, K. M. Taskinbayev, M. S. Trohimenko. –Almaty, 2014. – P. 49–54.]
- 10 Бакиров К.Х., Курманов С.К., Чимбулатов М.А. и др. Вертикальная миграция углеводородов и прогноз крупных перспектив промышленной нефтегазоносности пермотриасового комплекса Прикаспийской впадины. – Алма-Ата – Актобеск, 1992 – 215 с. [Bakirov K. H., Kurmanov S. K., Chimbulatov M. A. and others. Vertical migration of hydrocarbons and forecast of major prospects of industrial oil and gas potential of the Caspian basin permotrias complex. – Alma-Ata – Aktobe, 1992 – 215 p.]
- 11 Матлошинский Н.Г. Новые взгляды на оценку перспектив нефтегазоносности надсолевого комплекса Прикаспийской впадины // Геология Казахстана. – 1997. – № 3. – С. – 23–31. [Matloshinskiy N.G. New perspectives on the assessment of petroleum potential of pre-salt complex of pre-Caspian basin // Geology of Kazakhstan. – 1997. – № 3. – P. – 23–31.]
- 12 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.]
- 13 Матусевич А.В., Урдабаев А.Т., Атуов Р.К. Инновационная технология моделирования солянокупольных структур Прикаспийской впадины // Прикаспийская впадина: актуальные проблемы геологии и нефтегазоносности. Тр. ОНГК. – Вып.1. Под ред.: Б.М. Куандыкова, К.М. Таскинбаева, М.С. Трохименко. – Атырау, 2012. – С. 292–302. [Matusevich A.V., Urdabaev A.T., Autov R.K. Innovative technology modeling of salt dome structures of the Caspian depression // Caspian sea basin: actual problems of Geology and petroleum potential. Tr. The onkg. – Issue.1. Edited by: B.M. Kuandykov, K.M. Taskinbayev, M.S. Trohimenko. – Atyrau, 2012. – P. 292–302.]

УДК 550.834.048.05

ПЕРСПЕКТИВЫ ОСВОЕНИЯ ВЫРАБОТАННЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ЮГА, ЮГА-ВОСТОКА АБШЕРОНСКОГО ПОЛУОСТРОВА ПО ДАННЫМ СЕЙСМОРАЗВЕДКИ ЗД



Т.Р. АХМЕДОВ*,
доктор геол.-мин. наук, профессор

Азербайджанский государственный университет нефти и промышленности,
Азербайджан, 1010, г. Баку, проспект Азадлык, 20

Статья посвящена перспективам нефтегазоносности месторождений юга и юго-востока Абшеронского полуострова, находящихся в эксплуатации без малого целое столетие. Месторождение Зых расположено в южной части полуострова эксплуатируется с 1930-х гг., в настоящее время находится на поздней стадии разработки. Дается краткая история геолого-геофизической изученности месторождений Зых и Говсаны. Приводится литолого-стратиграфическая характеристика разреза в пределах площади Зых-Говсаны. Отмечается, что в тектоническом отношении площадь исследования Зых-Говсаны входит в Восточно-Апшеронский синклинорий и охватывает Зыхский участок Карачухур-Зыхской антиклинали и площадь Говсаны, частично, Бина-Говсанинскую синклиналь. Перечисляются нефтегазоносные горизонты каждого месторождения раздельно. Особо выделена роль малоамплитудных разрывных нарушений в формировании залежей нефти. Поставлены основные задачи исследований с широким использованием данных сейсморазведки ЗД. Анализ волновой картины осуществлен с использованием таких подходов к интерпретации, как сейсμο-фацциальный и секвенс-стратиграфический, с учетом достигнутого при обработке качества сейсмического материала. После анализа сейсмических кубов была выбрана и рекомендована к бурению первоочередная скважина – Зых–2. На сейсмических разрезах показаны ожидаемые ловушки в калинской свите продуктивной толщи нижнего плиоцена и миоцена.

*Автор для переписки. E-mail: akhmedov.tofik@bk.ru

Перечислены преимущества и рассмотрены результаты псевдоакустической инверсии, где детально изложена методика инверсии и приводятся примеры ее практической реализации. Отмечается, что узловыми процедурами инверсии являются оценка «исходного» сигнала и построение априорной геологической модели. Решение первой части задачи, т. е. оценка сигнала выполнялась в два этапа: на первом этапе осуществлялась привязка сейсмоданных к геологическому разрезу, а на втором этапе по результатам предварительной привязки выполнялась оценка «исходного» сигнала в окрестностях привязанных скважин по сейсмическим трассам.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: месторождение нефти и газа, сейсморазведка 3Д, калинская свита, миоцен, литолого-стратиграфическая характеристика, тектоника, псевдоакустическая инверсия.

ЗД СЕЙСМИКАЛЫҚ БАРЛАУ ДЕРЕКТЕРІНЕ СӘЙКЕС АПШЕРОН ТҮБЕГІНІҢ ОҢТҮСТІГІ МЕН ОҢТҮСТІК-ШЫҒЫС АЙМАҒЫНДАҒЫ ӨНДІРІЛГЕН КЕН ОРЫНДАРЫН ИГЕРУДІҢ МҮМКІНШІЛІКТЕРІ

Т.Р. АХМЕДОВ, геол.-мин. ғыл. докторы, «Геофизика» кафедрасының профессоры

Әзербайжан мемлекеттік мұнай және өнеркәсіп университеті,
Әзербайжан, 1010, Баку қ. Азаттық даңғылы, 20

Мақала Апшерон түбегінің оңтүстігі мен оңтүстік-шығыс аймағындағы ғасырлар бойы жұмыс істеп келе жатқан кен орындардың мұнайгаздылығының мүмкіншіліктеріне арналған. Зых кен орны түбектің оңтүстік бөлігінде орналасқан, ол өткен ғасырдың 1930 жылдарынан бастап қолданылады, қазіргі уақытта өңдеудің соңғы сатысында. Зых пен Говсан кен орындарының геологиялық-геофизикалық зерттеулерінің қысқаша тарихы берілген. Зых– Говсан аймағы шегінде қиманың литологиялық-стратиграфиялық сипаттамалары келтірілген. Тектоникалық тұрғыда Зых-Говсан зерттеу аймағы Шығыс Апшерон синклиниорияна кіреді және Карачухур-Зых антиклиналінің Зых учаскесін және Говсан аймағын, Бина-Говсанин синклиналин алып жатыр. Әрбір кен орының мұнай-газды қабаттары бөлек тізімделеді. Мұнай кенішін құру кезіндегі төмен амплитудалы үзілісті бұзылулардың рөлі ерекше аталып өтілген. 3Д сейсмикалық барлау деректерін кеңінен пайдаланатын зерттеулердің негізгі мақсаттары қойылған. Толқынды көріністі талдау интерпретацияларға өңдеу кезінде жеткен сейсмикалық материалдың сапасын ескере отырып сейсмофациалды және секвенс-стратиграфикалық тәрізді тәсілдері қолдану арқылы жүргізілді. Сейсмикалық текшелерді талдаудан кейін, Зых–2 алғашқы ұңғымасы таңдалып, бұрғылауға ұсынылды. Сейсмикалық қималарда төменгі плиоцен және миоцен өнімді қалыңдықтағы калин кен қабаттарында күтілген тұтқыштар көрсетілген.

Артықшылықтары айтылды, псевдоакустикалық инверсияның нәтижелері қарастырылды, мұнда инверсияның әдістері егжей-тегжейлі сипатталды және тәжірибе жүзінде іске асырудың мысалдары келтірілді. «Бастапқы» дабылды бағалау мен априорлы геологиялық модельді құру – түйіндік инверсия процедуралары екендігі аталынып өтілді. Мәселенің бірінші бөлігінің шешімі, яғни, дабыл екі кезеңмен бағаланды: бірінші кезеңде сейсмикалық деректер геологиялық қимаға байланыстырылады, ал екінші кезеңде алдын-ала жүргізілген байланыстырудың нәтижелерінің негізінде сейсмикалық трассалар арқылы байланыстырылған ұңғымалар маңайында «бастапқы» дабыл бағаланылады.

НЕГІЗГІ СӨЗДЕР: мұнай және газ кен орындары, 3D сейсмикалық барлау, калин кен қабаты, миоцен, литологиялық және стратиграфиялық сипаттамалары, тектоникасы, псевдоакустикалық инверсия.

PROSPECTS OF DEVELOPING THE MATURE FIELDS OF THE SOUTH AND SOUTHEAST OF THE ABSHERONSKY PENINSULA IN ACCORDANCE WITH 3D SEISMIC SURVEY DATA

T.R. AKHMEDOV, Doctor of Geology and Mineralogy Sciences, Professor of «Geophysics» Department

Azerbaijan State University of Oil and Industry
Azerbaijan, 1010, Baku, 20 Azadlyk Avenue

The article is devoted to the prospects of oil and gas content of the fields of the south and south-east of the Absheron Peninsula, which have been operating for nearly a century. The Zykhn field is located in the southern part of the peninsula. It has been exploited since the 1930s. of the last century, is currently in a late stage of development. A brief history of geological and geophysical study of the Zykhn and Govsany fields is given. The lithological-stratigraphic characteristics of the section within the Zykhn-Govsany area is given. It is noted that tectonically, the Zykhn-Govsany study area is included in the East Absheron synclinorium and covers the Zykhn section of the Karachukhur-Zykhn anticline, and the Govsany area, in part, the Bina-Hovsaninsky syncline. The oil and gas horizons of each field are listed separately. The role of low-amplitude faults in the formation of oil deposits is emphasized. The main research objectives are set with the extensive use of 3D seismic survey data. Wave pattern analysis was carried out using such interpretation approaches as seismic facies and sequence-stratigraphic, taking into account the quality of seismic material achieved during processing. After analyzing the seismic cubes, the primary well Zykhn-2 was selected and recommended for drilling. The seismic sections show the expected traps in the Kala suite of the lower-Pliocene and Miocene productive strata.

The advantages are listed and the results of pseudo-acoustic inversion are considered, where the technique of inversion is described in detail and examples of its practical implementation are given. It is noted that the nodal inversion procedures are the evaluation of the «original» signal and the construction of an a priori geological model. The solution of the first part of the problem, i.e. the signal was evaluated in two stages: at the first stage, the seismic data was tied to the geological section, and at the second stage, based on the results of the pre-referencing, the «initial» signal was estimated in the area of the associated wells by seismic traces.

KEY WORDS: oil and gas field, 3D seismic survey, Kala suite, Miocene, lithologic-stratigraphic characteristic, tectonics, pseudo-acoustic inversion.

Месторождения Говсаны и Зых, находящиеся в южной и юго-восточной частях Абшеронского полуострова эксплуатируются достаточно долгое время, некоторые объекты этих месторождений истощены и в настоящее время на месторождении Зых работает одна скважина [1]. Площадь Зых-Говсаны расположена в Сураханском районе юга, юго-восточной части Апшеронского полуострова, в непосредственной близости от восточной окраины г. Баку Республики Азербайджан (рисунки 1). Район работ густонаселенный: в западной и юго-восточной частях располагаются жилые городские массивы – селение Зых и поселки Гюнешли, Говсаны. В районе исследования имеются многочисленные промышленные объекты. Это небольшие заводы, электросеть, авторемонтные мастерские, гаражи, водоканалы, нефте- и водоотстойные сооружения и т. п.

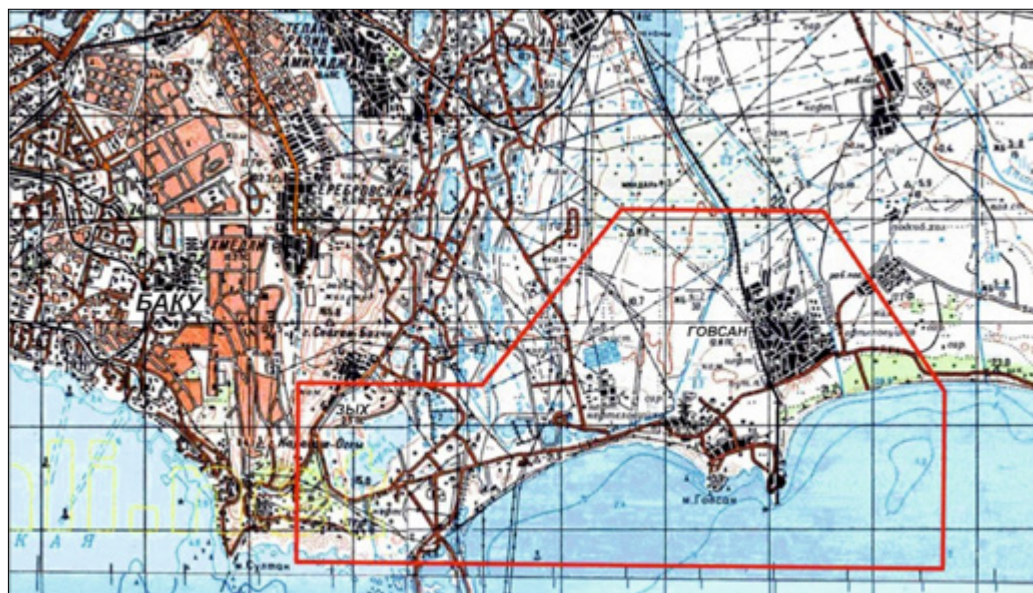


Рисунок 1 – Контур съемки МОГТ-3Д

Изучение рассматриваемого участка началось еще в XIX веке заложением разведочной скважины в пределах Сураханы-Карачухур (площадь Карачухур). В 1930-е гг. на исследуемой площади также были проведены съемки: геологическая масштаба 1:50 000, участками в более крупных масштабах; электроразведочная (1930–1934 гг.), гравиметрическая (1934–1941, 1950 гг.), газовая (1941–1945 гг., месторождение Говсаны). По результатам электроразведочных работ получено первое представление о тектонике Бина-Говсанинской синклинали, а по результатам газовой съемки на месторождении Говсаны были выделены аномальные зоны.

В 1937–1941, 1945–1949, 1949–1951, 1955 гг. выполнены сейсморазведочные работы методом отраженных волн (МОВ), в 1977–1978 гг. – методом общей глубинной точки (МОГТ). Отдельные профили отработаны в 1993 и 1999 гг. В 1996 г. и 2003–2004 гг. проводились детальные сейсморазведочные работы методом ОГТ трестом «Азер-нефтегеофизика» (нынешнее Управление Разведочной Геофизики). В 1993 году выполнены сейсморазведочные работы методом «суша-море», которые частично охватывали юго-восточную часть площади.

По результатам геолого-геофизических работ и глубокого бурения в пределах исследуемого участка открыты два месторождения: на западе – Зых и на восточной половине – Говсаны [4]. Бурение на площади Зых-Говсаны начато в 1930 гг. XX столетия. В 1935 г. открыто и введено в эксплуатацию месторождение Зых. Первооткрывательницей стала скважина 12, в результате бурения которой была получена промышленная нефть с IX горизонта балаханской свиты продуктивной толщи. В 1936–1940 гг. выявлены залежи нефти в свитах нижнего отдела ПТ (НКП, КС, ПК и КаС). На месторождении всего пробурено 235 скважин различного назначения, из них разведочных – 80 (из них одна скважина – в море), эксплуатационных – 154,

оценочных – 1. На 1.01.2001 г. ликвидировано 199 скважин, из них 93 по геологическим причинам, 106 – по техническим причинам. Основная часть бурения относится к 1940–1950 гг. В 1990-е гг. на месторождении пробурено девять скважин. По состоянию на 2001 год, в добывающем фонде числилось 10 скважин.

В 1932–1935 гг. на участке Говсаны трестом «Азнефтеразведка» было пробурено большое количество поисково-структурных скважин. По результатам полученного материала было выяснено моноклинальное залегание пластов. А в 1948 г. скважина 1308 в калинской свите продуктивной толщи было открыто и введено в промышленную разработку нефтяное месторождение Говсаны. Всего на месторождении пробурено 83 поисково-разведочные и эксплуатационные скважины: поисковых – 3, разведочных – 20, эксплуатационных – 45. На 1.01.2001 г. ликвидировано 45 скважин, в том числе 24 по геологическим причинам, 21 – по техническим причинам. В 1990-е гг. на месторождении пробурено 11 скважин. По состоянию на 2001 год в добывающем фонде числилось 11 скважин, две скважины числились как незавершенные строительством. Месторождение эксплуатируется только на суше, так как его морские границы, в силу недостаточной изученности, остаются неопределенными.

С целью изучения скоростной модели среды выполнены сейсмокаротажные исследования СК в скважине 60 площади Карачухур, в 1949–1950 гг. – в скважинах 156, 191 площади Зых и в скважинах 1310, 1508 площади Говсаны, а также ВСП в скважинах 1856 и 1867 Говсаны.

Литолого-стратиграфическая характеристика разреза в пределах площади Зых-Говсаны изучена по данным глубокого бурения. Здесь развиты в основном неогеновые отложения древнего Каспия – апшеронского и акчагыльского ярусов, продуктивной толщи и частично отложения понта. Ниже отложений понта залегают породы миоцена. Миоценовые отложения в пределах исследуемой площади бурением не вскрыты, следовательно, состав и свойства слагающих пород на данный момент не известны. На сейсмических разрезах прослежены отражающие горизонты к СГ-VI и СГ-V, отождествляемые ориентировочно с границами внутри и вверху миоцена, соответственно.

Площадь исследования Зых-Говсаны входит в Восточно-Апшеронский синклинорий и охватывает Зыхский участок Карачухур-Зыхской антиклинали, площадь Говсаны, частично Бина-Говсанинскую синклиналь.

Месторождение Зых открыто и введено в эксплуатацию в 1935 г. скважиной 12, вскрывшей балаханскую нефтяную залежь пласта IX (рисунк 2). Нефтеносность месторождения приурочена к восьми объектам продуктивной толщи: калинской (КаС), подкирмакинской (ПК), кирмакинской (КС), надкирмакинской глинистой (НКГ) и балаханской свит (пласты VI, VII, VIII, IX).

Месторождение Говсаны открыто в 1948 г. скважиной 1308, в которой из интервалов 3697–3694 м и 3709–3706 м (пласт КаС–2) был получен фонтанный приток нефти дебитом 56 т/сутки с водой – 118 т/сутки [2]. На месторождении нефтегазоносность установлена только в пластах калинской свиты. В отложениях калинской свиты выделяются три пласта: КаС–1, КаС–2 и КаС–3, которые в настоящее время являются эксплуатационными объектами. Основные нефтесодержащие пласты – КаС–2 и КаС–3, пласт КаС–1 нефтенасыщен не повсеместно. Это связано

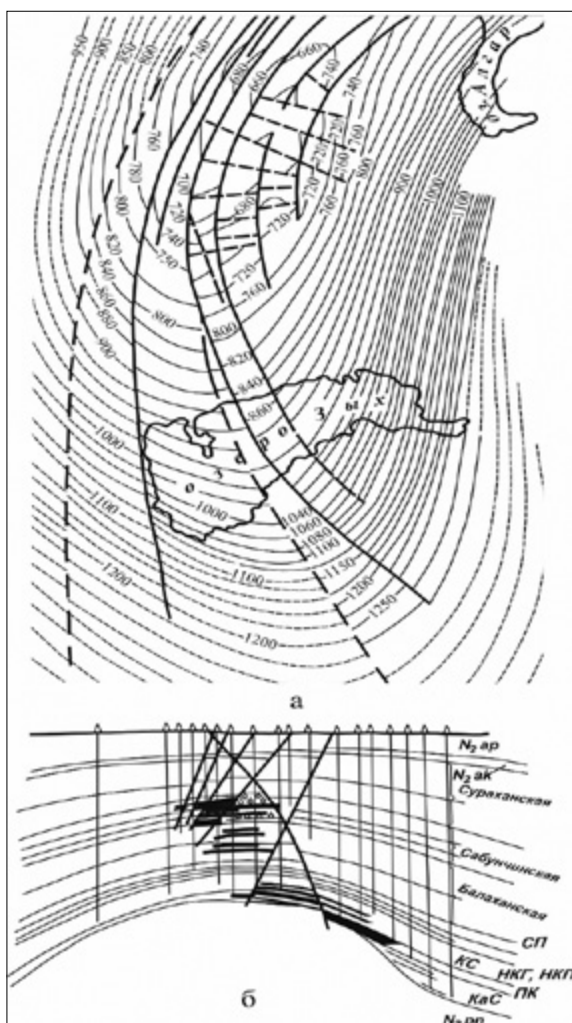


Рисунок 2 – Гарачухур-Зых: а – структурная карта по подошве горизонта сураханской свиты; б – геологический профиль

с литолого-фациальной изменчивостью пласта КаС–1, где нефть приурочена к небольшим песчаным линзам. Следует отметить, что имеющиеся данные глубокого бурения и сейсмический материал не позволяют определить детальную геологическую модель нефтяных ловушек в калинской свите площади Говсаны. Скопление нефти, предположительно, связывается с латерально-фациальным изменением и малоамплитудными разрывными нарушениями.

На Зыхском участке залежи нефти в нижних горизонтах продуктивной толщи, возможно, также контролируются малоамплитудными разрывными нарушениями [3]. Указанные проблемы могут быть решены детальным прослеживанием отдельных горизонтов и с помощью сейсмофациального анализа сейсморазведочных данных 3Д с четкой привязкой к нефтепромысловым данным.

Основными целями настоящих исследований являются: а) детализация геологических моделей Зыхской и Говсанинских структур; б) выявление и трассирование зон развития разрывных нарушений, а также областей разуплотнения пород в интервале всего разреза осадочного чехла; в) выявление нефтегазоперспективных объектов.

Основная часть. Таким образом, несмотря на то, что на исследуемой площади Зых-Говсаны пробурены многочисленные скважины и проведены геофизические работы различными методами, многие вопросы глубинной тектоники территории и условия формирования залежей нефти и газа до конца не выяснены. Самыми глубокими скважинами на месторождении Восточные Говсаны, которое находится восточнее и недалеко от месторождения Зых, являются 1855, 1856 и 1864. Так, при бурении скважины 1855, были вскрыты два пласта с высокими показаниями газа. Скважина 1856 также вскрыла песчаные пласты ниже установленной нефтеносности пластов группы КаС2+КаС3, и индексируемые как КаС4 и КаС5. Глубокая скважина 1864 вскрыла разрез, аналогичный разрезу в скважины 1855. Также установлено, что при вскрытии разреза ниже КаС3, пластовое давление достигает значений, которые относят к АВПД, а коэффициент аномалии давления достигает величины равной 2.0 и более. Напомним, что по международной (в т. ч. российской) классификации, к категории АВПД относится разрез, где пластовое давление превышает гидростатическое на 30% и более. При этом отметим, что по горно-геологическим условиям, пласты КаС4 и КаС5 несовместимы с вышезалегающими пластами КаС2–3 [4].

Месторождение Зых находится на поздней стадии разработки и в настоящее время имеет только одну действующую скважину. С целью расширения ресурсов данного месторождения были подготовлены рекомендации на бурение поисково-оценочных скважин: на месторождении Зых-2. Были подготовлены и проанализированы геолого-геофизические материалы по обоснованию выбора местоположения поисковых скважин. При выборе вариантов местоположения глубоких поисковых скважин на месторождении Зых был проанализирован весь объем сейсмического материала, а также кубы сейсмических атрибутов как моноатрибутов, так и комплексных.

При анализе волновой картины были использованы такие подходы интерпретации, как сейсмофациальный и секвенс-стратиграфический, с учетом достигнутого при обработке качества сейсмического материала. После анализа сейсмических кубов была выбрана и рекомендована к бурению первоочередная скважина – Зых–2 (рисунок 3).

На *рисунке 4* приводится сейсмогеологический разрез восточного крыла складки Зых, указываются ожидаемые ловушки, приуроченные к калинской свите (IIIa, IV) и миоцену (V, VI), которые могут быть вскрыты проектируемой скважиной [4].

Типы ловушек, которые ожидается вскрыть скважиной Зых–2 (рисунок 5).

В связи со сложной, не поддающейся однозначной интерпретации интерференционной записью в интервалах, соответствующих основным целевым объектам, было принято решение применить ПАК (псевдоакустическую) инверсию [5]. Такая инверсия, снимая интерференционные явления, позволяет получать непосредственное отображение геологических объектов на сейсмических разрезах (в рамках достигнутой разрешающей способности), а прямая калибровка ПАК-трасс данными

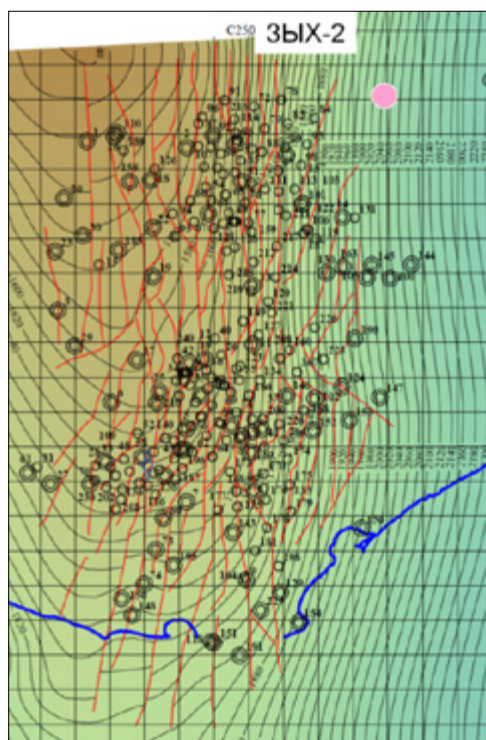


Рисунок 3 – Проектная скважина 2 на месторождении Зых

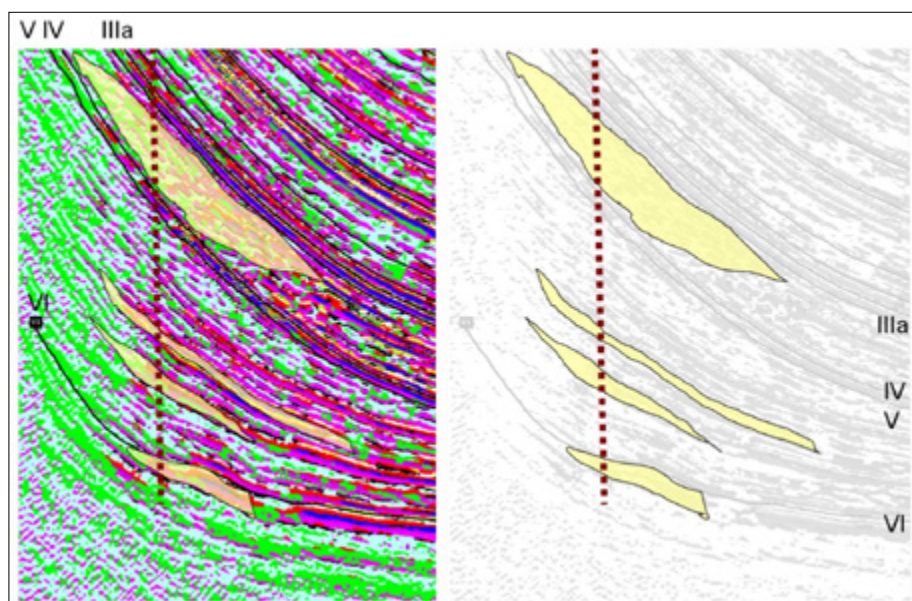


Рисунок 4 – Сейсмогеологический разрез, отображающий восточное крыло складки Зых: сейсмические горизонты, приуроченные к калинской свите (IIIa, IV) и миоцену (V, VI)

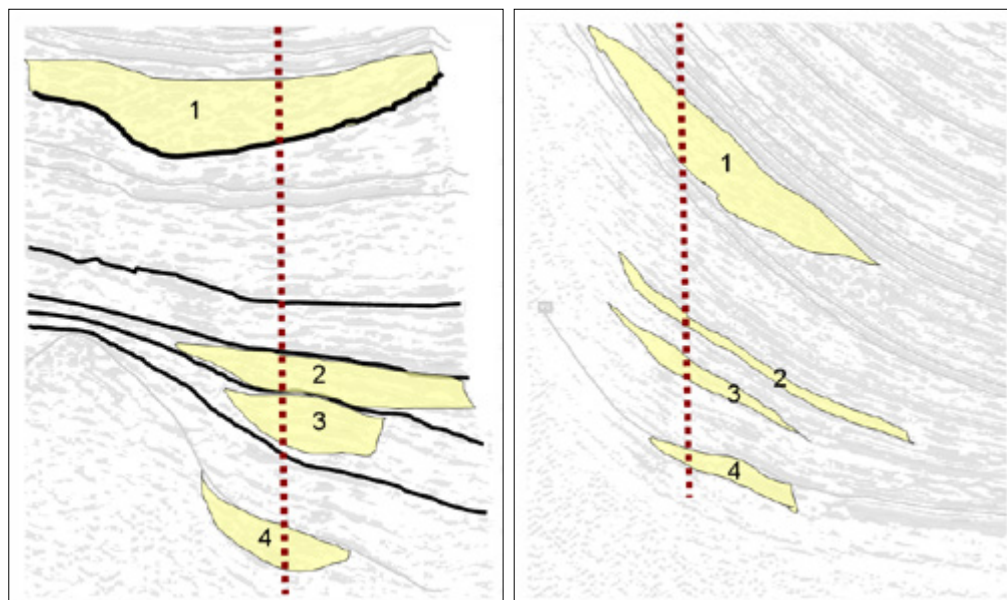


Рисунок 5 – Типы ловушек углеводородов: 1 – стратиграфическая, выклинивание вверх по восстанию (пласты калинской свиты); 2, 3 – стратиграфическая, замещение, экранирование глинистым диапиром (отложения миоцена); 4 – литологическая, кора выветривания

ГИС позволяет работать на уровне таких элементов пласта, как кровля и подошва (рисунок 6). Иными словами, ПАК-инверсия позволяет перейти от квазисинхронного сейсмического временного разреза к аналогу (с определенной степенью приближения) литологического разреза.

Инверсия выполнялась с использованием программного комплекса «Hamprson-Russel» в режиме детерминистической версии, базирующейся на использовании априорной геологической модели. Следует отметить, что при исследованиях мы столкнулись с «экстремальным» в практике сейсмических инверсий стечением неблагоприятных факторов: при наличии весьма значительного количества скважин, в которых был проведен акустический каротаж, использовать для построения априорной акустической модели удалось только пять, что обусловлено чрезвычайно низким качеством полученных данных [6, 7]. Это связано, по-видимому, с различными калибровками приборов, использовавшихся при проведении каротажных исследований. Выбирались скважины с примерно одинаковой дисперсией измеренных значений. Попытка привести наблюдаемые данные к некоторой осредненной дисперсии приемлемых результатов не дала. На некоторых скважинах приведение дало положительный результат (рисунок 7), на других – особых изменений не произошло, на третьих – значения скоростей продольных волн значительно превосходили допустимый диапазон для терригенных отложений.

Все скважины, по которым имелись данные, позволяющие оценить акустические характеристики разреза, наклонные со сложной траекторией ствола, ни одной

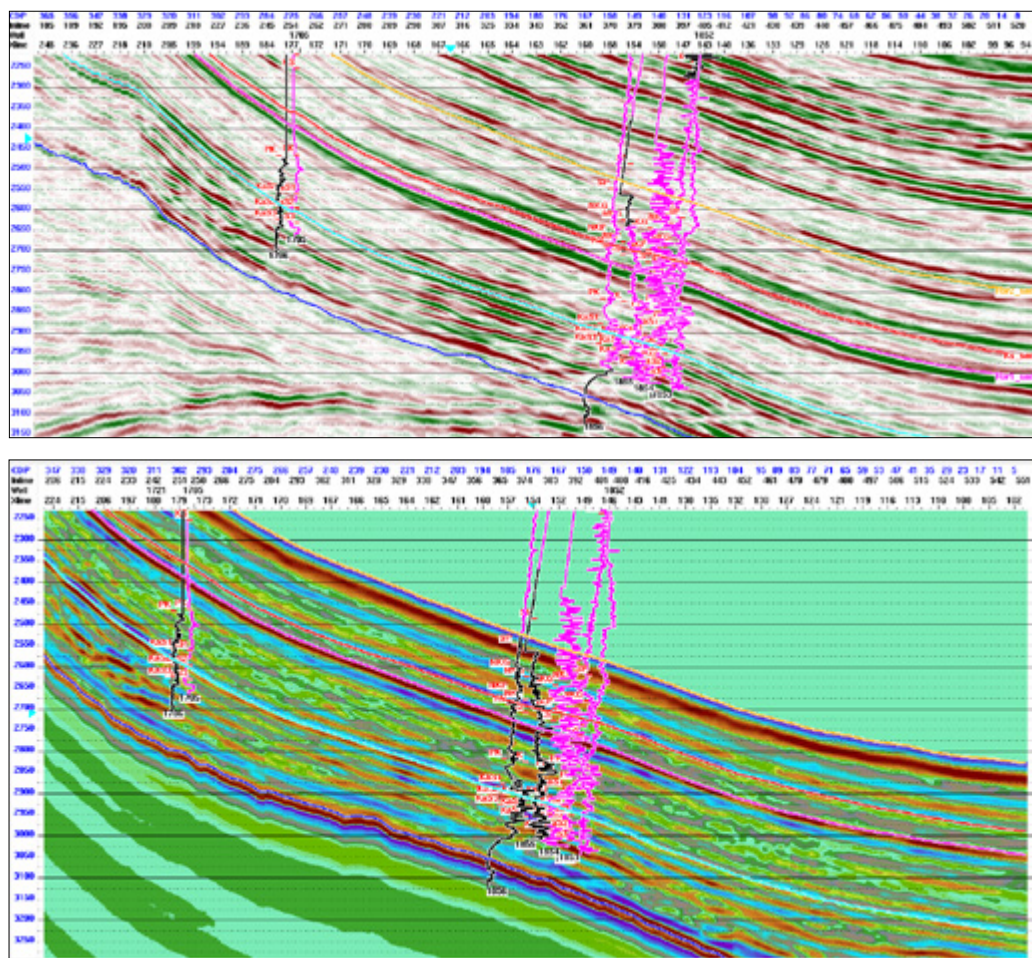


Рисунок 6 – Вертикальный временной и соответствующий ПАК-разрез в относительных импедансах по траверсу

вертикальной скважины ни в привязке, ни в инверсии не участвовало. Скважины распределены на площади работ предельно неблагоприятно: все скважины, которые удалось привлечь к инверсии, фактически сгруппированы на участке работ в трех точках (наклонные стволы кустов в лучшем случае, по сути, дублируют друг друга в некоторой ограниченной зоне), что не позволяло с приемлемой точностью восстановить низкочастотную компоненту акустических импедансов.

На площади работ лишь в одной скважине (1856) выполнены сейсмокаротажные исследования, захватывающие продуктивный интервал на месторождении Говсаны. И эта скважина является наклонной (рисунок 9).

В изучаемом разрезе фактически отсутствует реперный горизонт, надежно отождествляемый как по комплексу ГИС, так и на сейсмических вертикальных срезах.

Узловыми процедурами инверсии являются оценка «исходного» сигнала и построение априорной геологической модели.

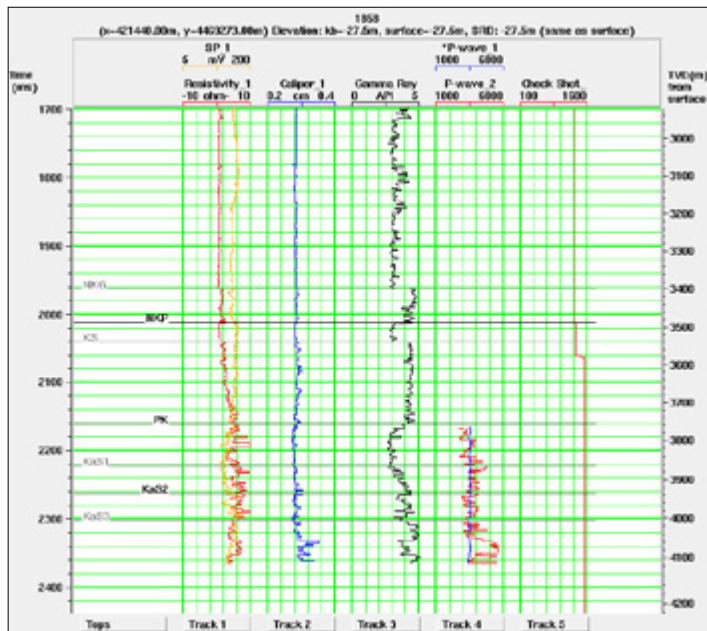


Рисунок 7 – Данные ГИС, полученные в скв. 1858 (на Тракс 4 синяя кривая – данные измерений АК в скважине, красная кривая – данные измерений АК, приведенные к средней дисперсии)

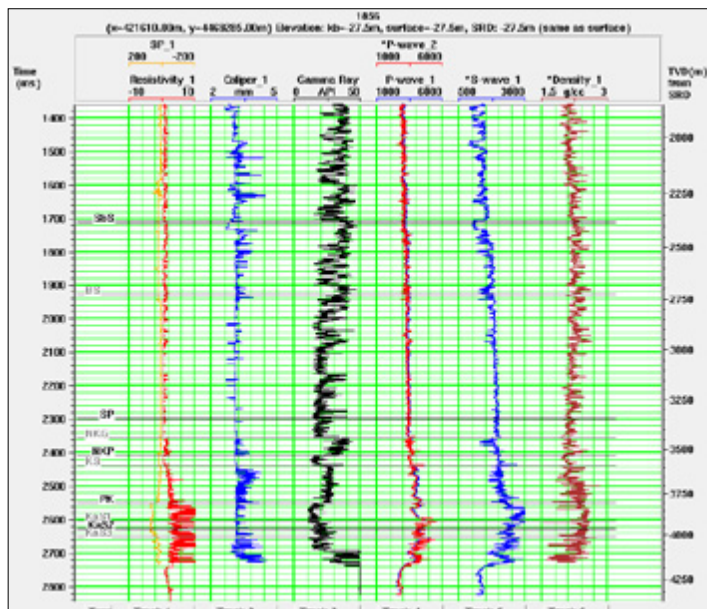


Рисунок 8 – Данные ГИС, полученные в скважине 1856 (на Тракс 4 синяя кривая – данные измерений АК в скважине, красная кривая – данные измерений АК, приведенные к средней дисперсии)

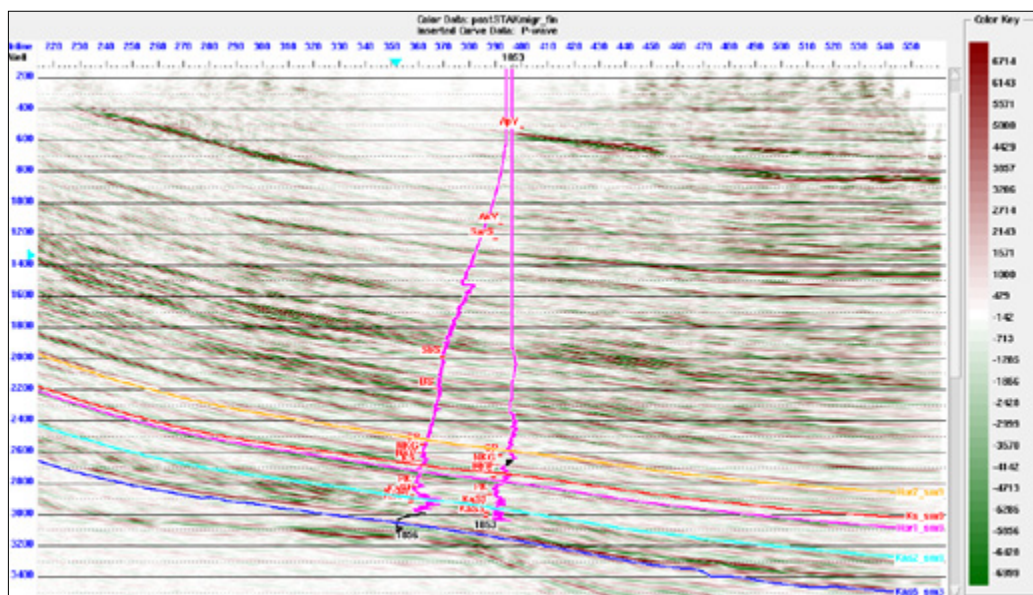


Рисунок 9 – Вертикальный разрез по кросснии 159

Оценка сигнала выполнялась в два этапа. На первой стадии производилась привязка сейсмических данных к геологическому разрезу. Привязка осуществлялась в широком окне, включающем весь целевой интервал. Чтобы избежать элементов подгонки и иметь представления о реальной надежности результатов инверсии при калибровках не использовался режим *Changdepth-timecurveonly*. Для начального приближения использовался нуль-фазовый сигнал, рассчитанный по сейсмическим данным в окрестностях скважины 1856. На этом этапе выполнялась калибровка данных АК за сейсмокаротаж с соответствующей коррекцией вертикального годографа за сдвиг по оси времен. На втором этапе по результатам предварительной привязки выполнялась оценка «исходного» сигнала в окрестностях привязанных скважин по сейсмическим трассам. Поскольку при привязке большинства скважин, в силу выше приведенных причин отмечался существенный элемент неоднозначности, оценка сигнала выполнена только в окрестностях скважины 1856, где имелся полный комплекс данных ГИС, необходимых для точной привязки: результаты ВСП, кривые плотностного и акустического каротажей. В результате за конечную оценку «исходного» импульса был принят сигнал, приведенный на *рисунке 10*, характеризующийся фазовым сдвигом 13° .

Для построения априорной геологической модели целевой интервал расчленяется на толстые слои с одинаковым характером слоистости (по рисунку заполняющих отражений). Эта толстослоистая модель используется для передачи корреляции в межскважинном пространстве при построении трехмерной априорной модели по данным ГИС. Последняя используется в качестве каркаса собственно при инверсии сейсмических трасс в псевдоакустические. Степень участия каркасной модели в инверсии регулируется соответствующими параметрами. Для оценки наличия

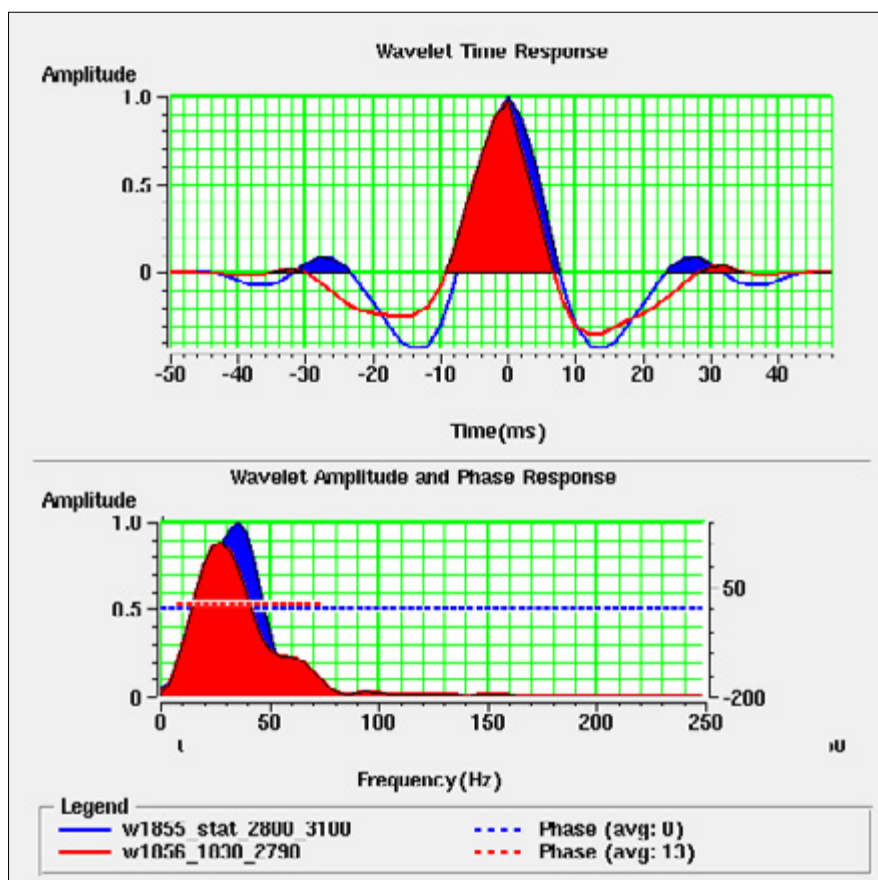


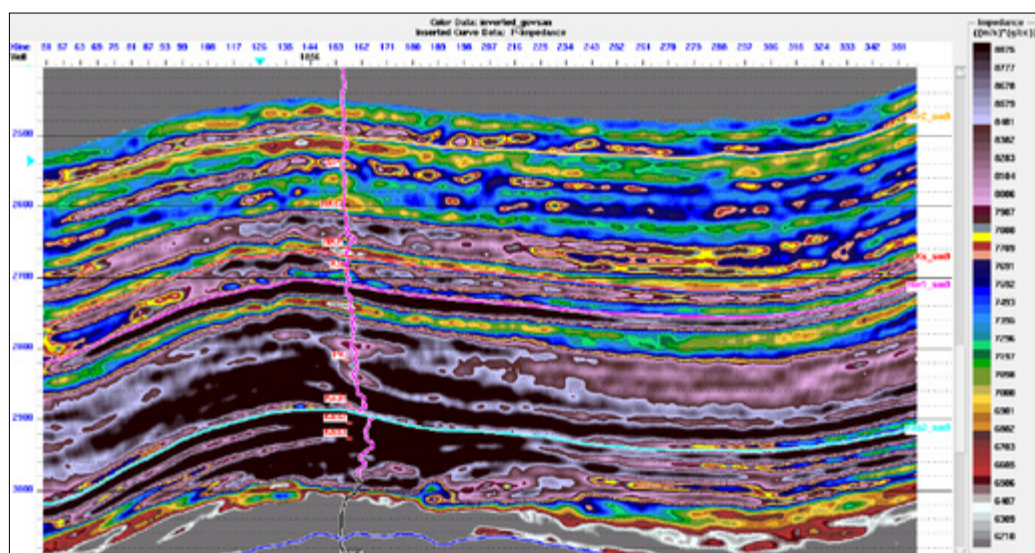
Рисунок 10 – Оценки импульса, рассчитанные в окрестностях скв. 1856: нуль-фазовый (синий) и окончательный (красный)

значимых искажений низкочастотной компоненты кривых акустических импедансов, приводящих к появлению в трехмерной модели «столбообразных» аномалий, строились карты средних значений импедансов в целевом интервале.

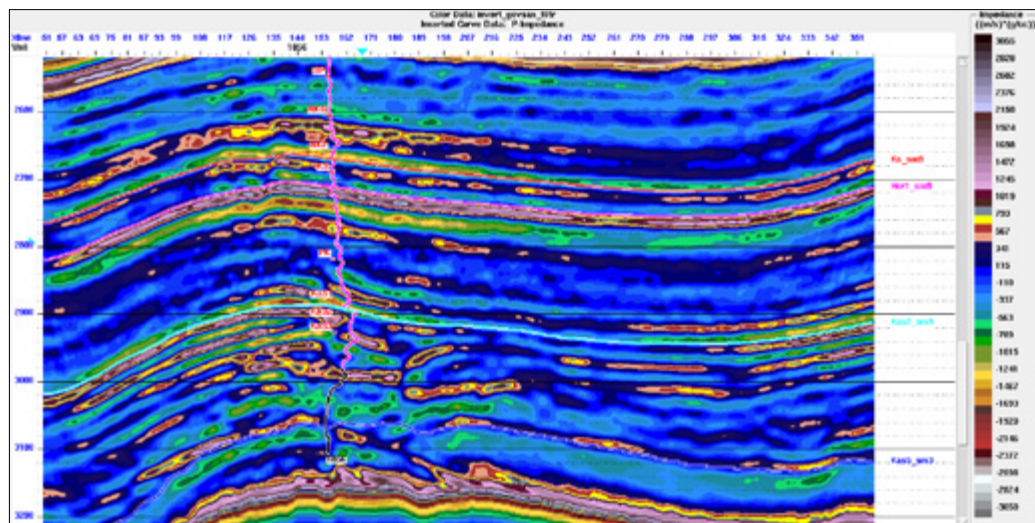
Далее выполнялась собственно инверсия. По результатам анализа пробного варианта инверсии было принято решение сделать отдельный просчет для месторождения Зых. Это обусловлено как некоторыми отличиями в качестве суммотрасс и, соответственно, прослеживаемости целевых отраженных волн на месторождении Зых, так и существенными различиями в геологическом строении рассматриваемых месторождений.

Решение об оптимальности инверсионной модели принимается на основе использования различных критериев сходимости, главным из которых является сопоставление результатов инверсии с исходными кривыми ГИС. Исследования показали, что качество восстановления низкочастотной компоненты в целевом интервале сравнительно невысокое, отмечаются значительные отклонения прогнозных кривых импедансов от эталона. Результат ожидаемый, обусловленный стечением неблаго-

приятных обстоятельств, отмеченных выше. В связи с этим принято решение: для дальнейших исследований использовать куб относительных псевдоимпедансов с удаленной низкочастотной составляющей. На *рисунке 11* приведено сопоставление вертикальных срезов кубов абсолютных акустических псевдоимпедансов (А) и относительных (Б) псевдоимпедансов по линии 364. Анализ данных показывает, что наиболее интересные интервалы разреза заключены между временами 2800 – 3100 мс.



а



б

Рисунок 11 – Сопоставление вертикальных разрезов абсолютных акустических псевдоимпедансов (а) и относительных (б) псевдоимпедансов по линии 364. Месторождение Говсаны

ВЫВОДЫ

Таким образом, исследования показали, что предпосылками нефтегазоносности на восточном склоне поднятия Зых являются существовавшие благоприятные региональные условия развития нефтяной системы. А также локальные благоприятные условия, которые заключаются в наличии толщи экранирования, вытянутой в субмеридиональном направлении. К отрицательным факторам мы относим наличие крутого восточного склона поднятия Зых. С учетом полученных результатов и аналитических данных поисковая скважина Зых–2 рекомендуется к бурению в проектное место.

На основании полученных результатов рекомендуется бурение на месторождении Говсаны, одной эксплуатационно-разведочной и двух поисковых скважин с отбором керна и проведением полного комплекса ГИС. 

ЛИТЕРАТУРА

- 1 Ализаде А.А. и др. Продуктивная толща Азербайджана. – М.: Недра, 2018. – С.5–54. [Alizade A.A. and others. Productive strata of Azerbaijan. – Moscow: Nedra, 2018. – P. 5–54.]
- 2 Ахмедов Т.Р. и др. Некоторые результаты на земной и скважинной сейсморазведки Говсанинского месторождения. Каротажник // Научно-технический Вестник. – 2012. – Вып. 6 (216). – С. 3–16. [Akhmedov T.R. etc. Some of the results of surface and borehole seismic Hovsan field. Logger // journal of Science and technology. – 2012. – Issue. 6 (216). – P. 3–16.]
- 3 Abdullayev N.R., Riley G.W., Bowman A.P., Regional controls on lacustrine sandstone reservoirs: the Pliocene of the South Caspian basin. In: O.W. Baganz, Y. Bartov, K.M. Bohacs, D. Nummedal (eds.). Lacustrine sandstone reservoirs and hydrocarbon systems. Tulsa: American Association of Petroleum Geologists Memoir 95. 2012 г.
- 4 Ахмедов Т.Р. О геологической эффективности сейсморазведки при изучении не антиклинальных ловушек Азербайджана разного типа // Известия Уральского государственного горного университета. – 2016. – Вып. 3 (43). – С. 41–45. [Akhmedov T.R. On the geological efficiency of seismic exploration in the study of non-anticline traps of Azerbaijan of different types // News of the Ural state mining University. – 2016. – Issue. 3 (43). – P. 41–45.]
- 5 Фрейзер Б., Андерс Б., Хосе К.А., Энтони К., Денис К. и др. Сейсмическая инверсия: читая между строк // Нефтегазовое обозрение. – 2008. Вып. 58. – С. 50–75. [Fraser B., Anders B., Hose K. A., Anthony K., Denis K. and others. Seismic inversion: reading between the lines // Oil and Gas review. – 2008. Issue. 58. – P. 50–75.]
- 6 Guliyev H.H., Aghayev Kh.B., Shirinov N.M. The research of the influence of the values of elastic parameters of geological medium on the basis of seismic and well data. Herald of Kyiv National University named after T. Shevchenko // Geology – 2010. – № 50. P. 10–16.
- 7 Мамедов П.З. О причинах быстрого прогибания земной коры в Южно-Каспийской впадине // Азербайджанское Нефтяное Хозяйство. – 2008. – № 1. – С. 9–15. [Mamedov P.Z. On the causes of rapid deflection of the earth's crust in the South Caspian basin // Azerbaijan Oil Industry. – 2008. – № 1. – С. 9–15.]

ПРИКАСПИЙСКАЯ ВПАДИНА: ПРИМЕНЕНИЕ ПРОГРАММНОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ GEOTERIC ДЛЯ ВЫДЕЛЕНИЯ СИСТЕМ ТЕКТОНИЧЕСКИХ НАРУШЕНИЙ И ЗОН ТРЕЩИНОВАТОСТИ В ТУРНЕЙСКИХ СЛОЖНОПОСТРОЕННЫХ КОЛЛЕКТОРАХ



А.Е. АБЕТОВ¹,
доктор геол.-мин. наук,
профессор,
зав. кафедрой «Геофизика»



О.В. КОЛОМАЦКАЯ^{2*},
магистрант кафедры
«Геофизика»,
геофизик

¹Satbayev University,
Республика Казахстан, 050013, г. Алматы, ул. Сатпаева, 22

²TOO «ReservoirEvaluationServices»
Республика Казахстан, 050044, г. Алматы, ул. Ахмедиярова, 24

В экспериментальном порядке изучены возможности современного программного обеспечения по выделению и трассированию тектонических нарушений и зон трещиноватости в турнейских отложениях одного месторождения углеводородов в Прикаспийской впадине.

В программном обеспечении GeoTeric, в автоматическом режиме были экстрагированы тектонические нарушения, тектонические нарушения и зоны трещиноватости из кубов цветового суммирования и спектральной декомпозиции, полученные по данным сейсморазведки МОГТ ЗД.

Наблюдается высокая степень корреляции параметров трещинной пористо-

*Автор для переписки. E-mail: olga.kolomatskaya@reservoir.kz

сти, определенных с использованием различных методов скважинной геофизики и лабораторных исследований (акустический каротаж, лабораторные анализы керн, интерпретация данных FMI) с латеральным распределением значений куба плотности трещинных коридоров по данным сейсморазведки МОГТ 3D.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: Прикаспийская впадина, турнейский ярус, пласт-коллектор, тектонические нарушения, трещиноватость, сейсморазведка МОГТ 3D, динамический анализ.

КАСПИЙ МАҢЫ ОЙПАТЫ: ТЕКТНИКАЛЫҚ БҰЗЫЛУЛАР ЖҮЙЕЛЕРІН ЖӘНЕ ТУРНЕ КҮРДЕЛІ САЛЫНҒАН КОЛЛЕКТОРЫНДАҒЫ ЖАРЫҚШАҚТЫҚ АЙМАҚТАРЫН БЕЛГІЛЕУГЕ АРНАЛҒАН GEOTERIC БАҒДАРЛАМАЛЫҚ ЖАСАҚТАМАНЫ ҚОЛДАНУ

А.Е. АБЕТОВ¹, Satbayev University «Геофизика» кафедрасының меңгерушісі, геол.-мин. ғыл. докторы, профессор

О.В. КОЛОМАЦКАЯ^{2*}, Satbayev University «Геофизика» кафедрасының магистранты, «Reservoir Evaluation Services» ЖШС геофизигі

¹Satbayev University,

Қазақстан Республикасы, 050013, Алматы қ. Сәтпаев к-сі 22

²«Reservoir Evaluation Services» ЖШС,

Қазақстан Республикасы, 050044, Алматы қ. Ахмедияров к-сі 24

Каспий маңы ойпатындағы бір көмірсутегі кен орнының турне түзілімдерінде тектоникалық бұзылулар мен жарықшақтық аймақтарын белгілеу және трассалау бойынша заманауи бағдарламалық жасақтаманың мүмкіндіктері эксперименталды түрде зерттелді.

Geoteric бағдарламалық жасақтамада тектоникалық бұзылулар, түсті жинақтау текшесі мен спектрлік декомпозициядан ОТНӨ 3D сейсмикалық барлау деректеріне сәйкес алынған тектоникалық бұзылулар және жарықшақтық аймақтар автоматты түрде алынып тасталынды.

ОТНӨ 3D сейсмикалық барлау деректеріне сәйкес жарықшақтық дәліздердің тығыздық текше мәндерін латералды үлестірумен ұңғымалық геофизиканың әр түрлі әдістерімен және зертханалық зерттеулер (акустикалық каротаж, жынысөзекті зертханалық талдаулар, FMI деректерін интерпретациялау) арқылы анықталған жарықшақ кеуектіктің параметрлерінің жоғары дәрежедегі корреляциясы байқалады.

НЕГІЗГІ СӨЗДЕР: Каспий маңы ойпаты, турне жікқабаты, қабат-коллектор, тектоникалық бұзылулар, жарықшақтық, ОТНӨ 3D сейсмикалық барлау, динамикалық талдау.

PRE-CASPIAN DEPRESSION USE OF GEOTERIC SOFTWARE TO MARK OFF TECTONIC FAULT SYSTEMS AND FRACTURE ZONES IN TOURNAISIAN COMPLEX-CONSTRUCTED COLLECTORS

A.Ye. ABETOV¹, Head of «Geophysics» Department of Satbayev University, Doctor of Geology and Mineralogy Sciences, Professor

O.V. KOLOMATSKAYA^{2*}, graduate student of «Geophysics» Department of Satbayev University, geophysicist of «Reservoir Evaluation Services» LLP

¹Satbayev University,
Republic of Kazakhstan, 050013, Almaty, 22 Satpaev st.,

²«Reservoir Evaluation Services» LLP,
Republic of Kazakhstan, 050044, Almaty, 24 Akhmediyarov st.,

The possibilities of modern software for marking off and tracing tectonic faults and fracture zones in Tournaisian deposits of one hydrocarbon field in the Pre-Caspian depression are studied experimentally.

Tectonic faults and fracture zones were extracted from the color-adding and spectral decomposition cubes, obtained from the 3D CDPM seismic survey data in the automatic mode of GeoTeric software.

There is a high degree of correlation of fracture porosity parameters determined using various methods of borehole geophysics and laboratory studies (acoustic logging, laboratory core analyzes, interpretation of FMI data) with lateral distribution of cube density values of fracture corridors according to 3D CDPM seismic survey data.

KEY WORDS: Pre-Caspian Depression, Tournaisian stage, reservoir bed, tectonic faults, fracturing, 3D CDPM seismic survey, dynamic analysis.

Освоение сложно-построенных резервуаров углеводородов, обладающих развитыми системами тектонических нарушений и зон интенсивной трещиноватости – это приоритетная задача современного геологоразведочного процесса. Ключевая роль в решении этой задачи отводится построению объемной геологической модели по данным сейсморазведки МОГТ–3Д.

Собственно построение объемной геологической модели состоит из двух этапов. Первый – это построение структурного каркаса месторождений углеводородов (УВ) с элементами тектонических нарушений. Второй – это определение фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) и литофаций, заполняющих этот каркас горных пород.

Построение структурного каркаса месторождений УВ и нефтегазоперспективных площадей включает в себя идентификацию разделяющих пласты границ на основе изменения значений акустических жесткостей геологической среды и выявление плоскостей тектонических нарушений, определяющих фрагментацию объектов моделирования.

Построение границ в каркасной модели в современном программном обеспечении не представляет особых сложностей, особенно если имеются данные бурения, а акустический импеданс обладает стабильно высокими значениями вдоль отражающих границ.

Ситуация осложняется в зонах тектонических нарушений и развития трещиноватости, которые критически важны на всех этапах геологоразведочного процесса, начиная от геологического моделирования и расчетов прогнозной добычи УВ и заканчивая планированием проектных траекторий скважин.

Для решения этой задачи были разработаны, внедрены и широко используются в настоящее время автоматические (полуавтоматические) методы прослеживания горизонтов, тектонических нарушений и зон трещиноватости, которые базируются на применении поверхностных и объемных сейсмических атрибутов, кубов когерентности и спектральной декомпозиции по данным сейсморазведки МОГТ–3Д [1–4].

В ходе их применения оценивается регулярность и прерывистость сейсмических волновых пакетов отраженных волн, которые характеризуют присутствие тектонических нарушений зон трещиноватости. При этом наиболее достоверные результаты интерпретации предполагают наличие данных полноазимутальных полевых сейсморазведочных работ с регистрацией продольных и поперечных волн (ЗС) [1–4].

Большое значение здесь имеют скважинные данные, по которым имеются результаты макроописания керна и лабораторных анализов образцов керна с определением ориентации трещиноватости, по которым можно откалибровать геометрические, частотные и амплитудные характеристики сейсмического куба, с целью прогноза латерального распределения зон трещиноватости и трещинных коридоров. Под зонами трещиноватости понимаются линейно-вытянутые участки с интенсивным характером нарушения когерентности отраженных волн, генерируемых деформированными геологическими средами.

Полученные результаты сопоставляются с результатами оценки наличия дискретных трещин и зон трещиноватости по скважинным данным. В состав последних желательно включать методы дипольного акустического каротажа, акустического и электрического скважинных сканеров.

В настоящее время мировые лидеры сервисных компаний достигли очевидного прогресса в разработке программ автоматического и полуавтоматического экстрагирования тектонических нарушений и зон трещиноватости.

Так, к примеру, к числу эффективных программных обеспечений с полным основанием можно отнести Geo Teric, в котором для прослеживания тектонических нарушений рассчитывается ряд кубов цветового суммирования и спектральной декомпозиции. Это разработка компании Foster Findlay Associates, представляющей программные решения для сейсморазведки МОГТ–ЗД анализа в нефтегазовой отрасли по всему миру.

Программа Geo Teric эффективно сочетает в себе объективный анализ данных и интерпретацию на основании опыта и знаний интерпретатора.

В качестве демонстрации возможностей этого программного обеспечения по одному из месторождений Прикаспийской впадины по подсолевым отложениям куб спектральной декомпозиции был совмещен с результирующим кубом основных тектонических нарушений, прослеженных в ручном режиме в программном пакете Geographix Discovery.

Результаты сравнительного анализа показывают, что все основные тектонические нарушения, прослеживаемые по кубам спектральной декомпозиции и выделенные вручную, пространственно совмещаются (*рисунок 1*).

Кроме куба основных тектонических нарушений в программном обеспечении GeoTeric можно рассчитать куб распространения зон трещиноватости (трещинных коридоров) путем сокращения числа итераций очистки и уменьшения длины фильтров при выявлении зон трещиноватости по СМУ (Cyan Magenta Yellow) – кубу цветовой суммы (*рисунок 2*).

На срезе куба трещинных коридоров с наложенными тектоническими нарушениями, выделенными в ручном режиме в программном пакете Geographix Discovery, контрастно проявляется вариабельность распределения этих коридоров

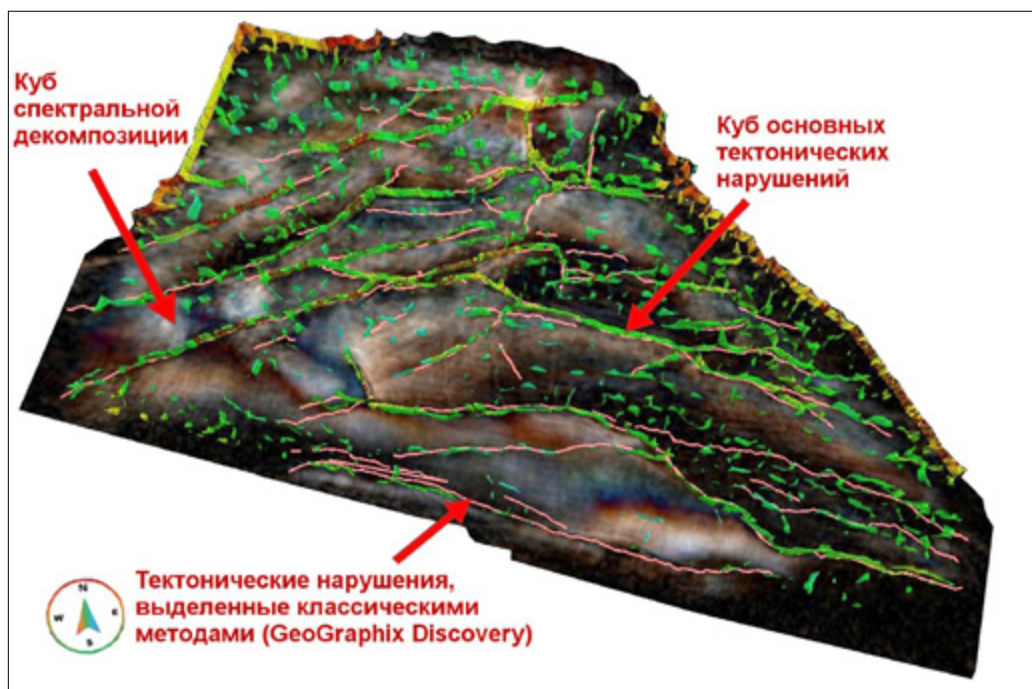


Рисунок 1 – Тектонические нарушения, выделенные вручную (розовый цвет) и по кубу спектральной декомпозиции (зеленый цвет), горизонт C_1t (15Hz, 17Hz, 20Hz)

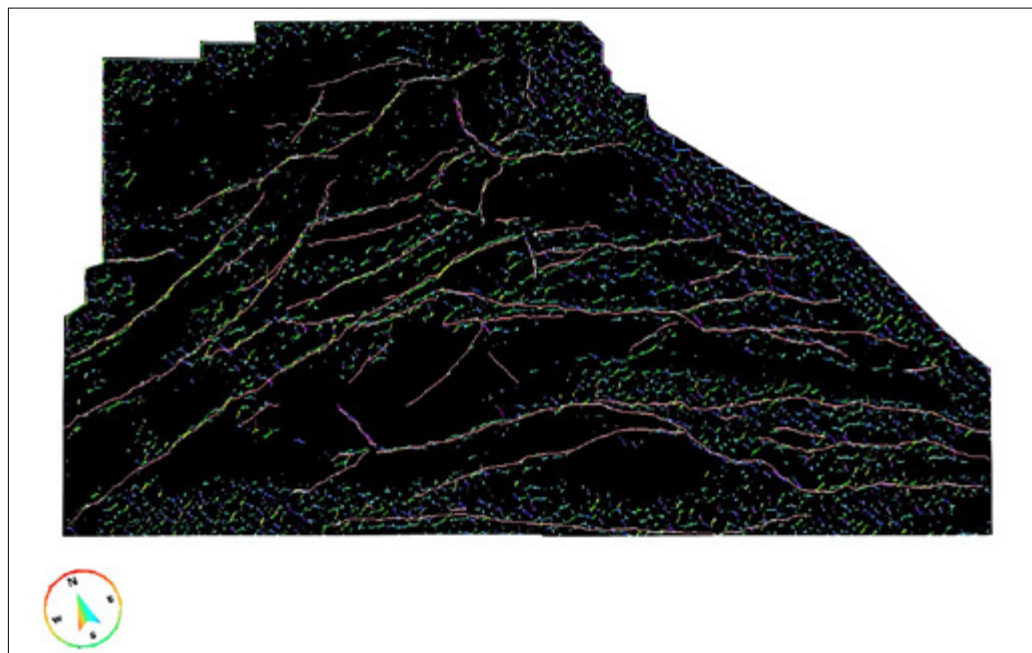


Рисунок 2 – Визуализация трещинных коридоров с наложенными тектоническими нарушениями, выделенными в ручном режиме (розовый цвет) по горизонту C_1t

по площади в полосе развития основных тектонических нарушений. Вместе с тем, на отдельных участках основных тектонических нарушений зоны трещиноватости не проявляются (рисунк 2).

Имеющееся несовпадение развития трещинных коридоров с независимо выделенными тектоническими нарушениями (рисунк 3) можно рассматривать как прямое свидетельство объективности плотности распространения трещиноватости на данном срезе глубин.

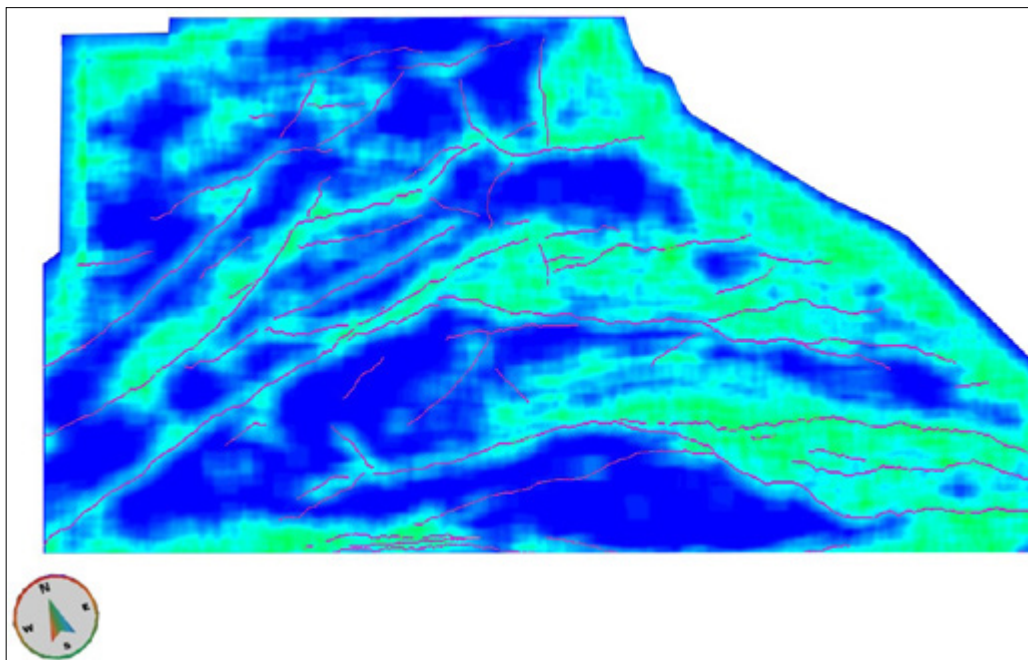


Рисунок 3 – Визуализация плотности трещинных коридоров с наложенными тектоническими нарушениями, выделенными в ручном режиме (розовый цвет) по горизонту C_1t

В противном случае, при полном совпадении участков повышенной плотности трещинных коридоров с положением всех тектонических нарушений, выделенных в ручном режиме, можно было бы полагать, что они отражают только визуальную картину их развития, исключая распространение тектонических нарушений с амплитудой за пределами разрешающей способности сейсморазведки МОГТ–3D.

В целях оценки достоверности полученных результатов интерпретации по сейсмическим данным в исследуемом интервале глубин (горизонт C_1t) были привлечены результаты лабораторного анализа образцов керна, данные ГИС (геофизические исследования скважин) и бурения (поглощение промывочной жидкости, увеличение скорости бурения и др.).

Необходимо отметить, что исследование образцов керна, помимолитолого-петрографической, биоостратиграфической характеристик, фильтрационно-емкостных свойств, включало также изучение возможного присутствия трещин.

Отобранные образцы кернa в кровле отложений C_1t представлены известняками и доломитами плотными слабопористыми и пористыми с редкими кавернами, стилолитизированными трещиноватыми. В разрезе отмечаются маломощные прослои глинистых пород.

Поры, в основном, межфрагментарные, реже внутриффрагментарные и выщелачивания. Трещины субгоризонтальные, субвертикальные шириной до 3,0 мм.

В результате лабораторных исследований образцов кернa были определены следующие параметры:

- величина раскрытости трещин;
- плотность трещин;
- коэффициент трещинной пористости;
- направленность и форма трещин (субвертикальные, субгоризонтальные);
- газопроницаемость.

Качественное и количественное подтверждение рассчитанных кубов распространения трещинных коридоров (на качественном уровне) и плотности трещинных коридоров (количественный уровень) получено путем их сопоставления с результатами определения трещинной пористости по скважинным данным.

В качестве исходных параметров были использованы результаты:

- расчетов трещинной пористости, определения количества и направления трещин по данным дипольного акустического каротажа (методики ВНИИГИС, ВНИИЯГ); акустического и электрического скважинных сканеров;
- прямого определения трещинной пористости в лабораторных условиях на образцах кернa;
- выявления трещиноватости при макроописании кернa.

Сопоставление среза в интервале 10 мс (около 30 м) от кровли горизонта C_1t по кубу средних значений трещинных коридоров с результатами оценки величины средней трещинной пористости для турнейских отложений по материалам ГИС (по методике ВНИИЯГ) показало четкую корреляционную зависимость расположения скважин с увеличенными значениями средней трещинной пористости на участках с нарушенностью когерентности сейсмических отражающих волн.

И, наоборот, скважины с низкой трещинной пористостью в анализируемом интервале разреза обособляются на участках с регулярным характером волновой картины (рисунк 4).

Корреляционная связь участков с увеличенной либо пониженной трещиноватостью по исследуемому интервалу глубин, выявленных по данным сейсморазведки и ГИС, приобретает более контрастные формы при использовании куба плотности трещинных коридоров. При этом коэффициент корреляции превышает значение 0,8 (рисунк 5–6).

Сопоставление куба плотности трещинных коридоров с результатами оценки трещинной пористости по ГИС, оцененной с использованием другой методики – ВНИИЯГ, показывает аналогичный тренд с высокими значениями коэффициентов корреляции (рисунк 7).

Результаты лабораторных анализов трещинной пористости по керну также хорошо коррелируются со значениями куба плотности трещинных коридоров

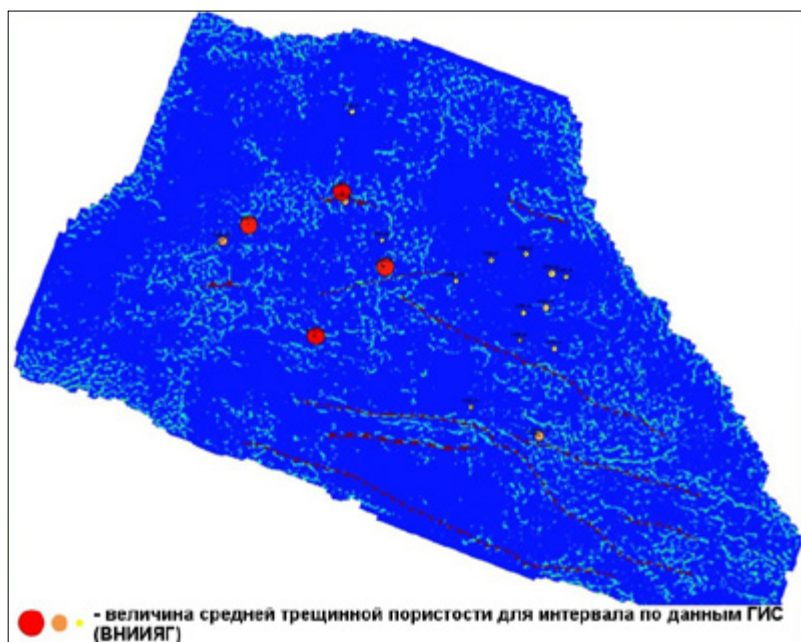


Рисунок 4 – Распределение средних значений трещинных коридоров в интервале 10 мс от кровли горизонта C_1t с наложенными скважинами, в которых была рассчитана трещинная пористость по методике ВНИИЯГ

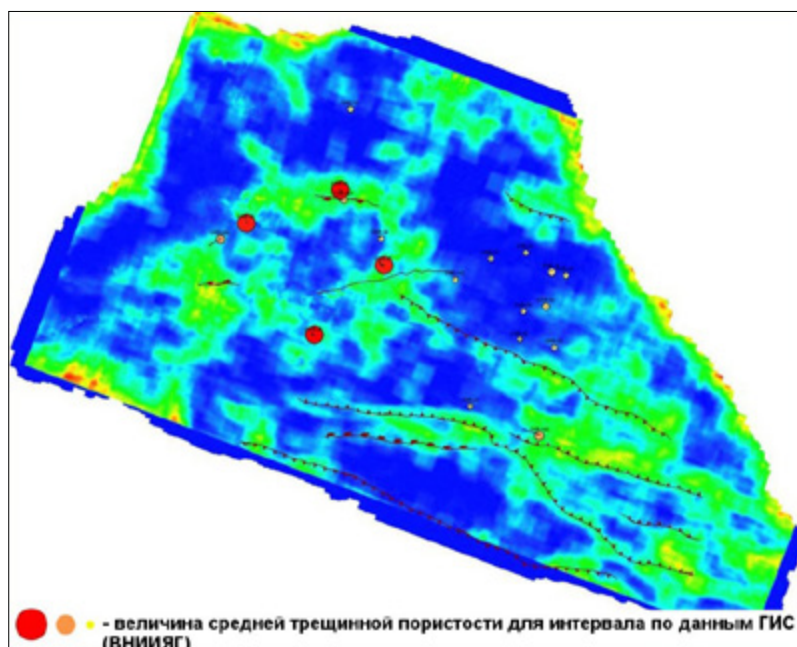


Рисунок 5 – Распределение средних значений плотности трещинных коридоров в интервале 10 мс от кровли горизонта C_1t с наложенными скважинами, в которых была рассчитана трещинная пористость по методике ВНИИЯГ

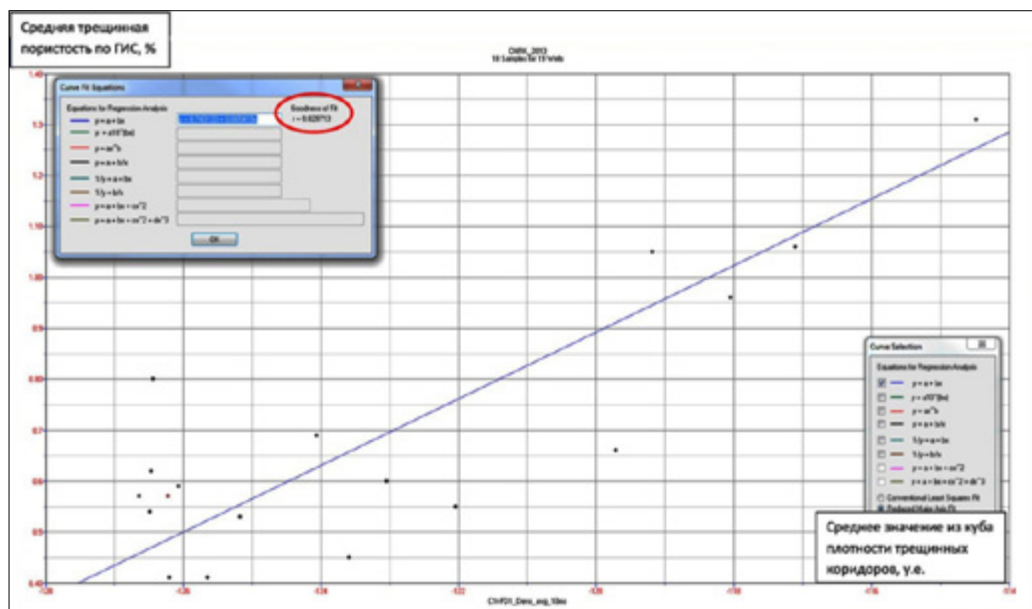


Рисунок 6 – Сопоставление средних значений плотности трещинных коридоров в интервале 10 мс от кровли горизонта C_1t и средних значений трещинной пористости для данного интервала по данным ГИС, рассчитанных по методике ВНИИГИС

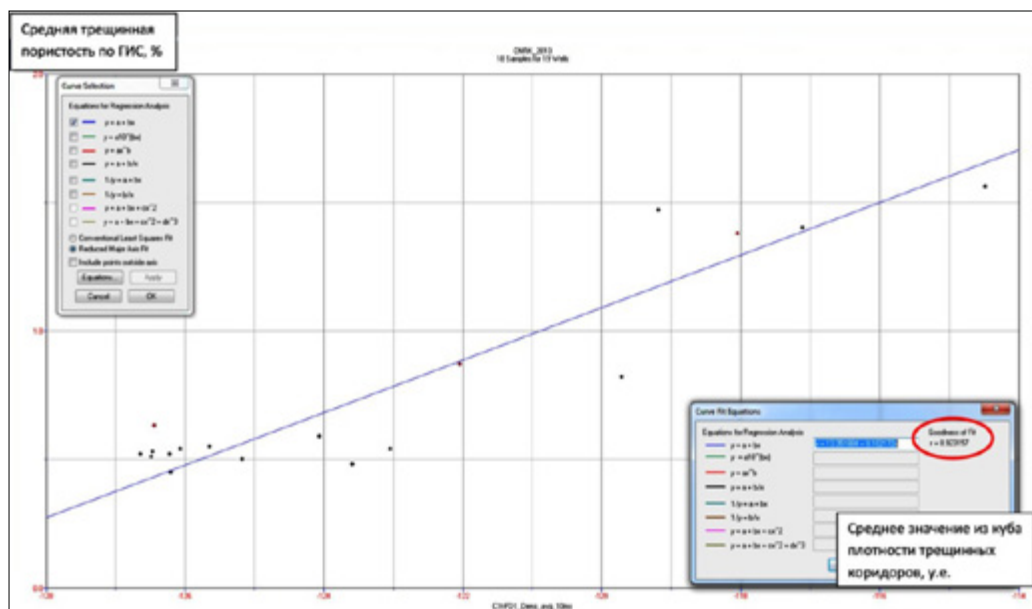


Рисунок 7 – Сопоставление средних значений плотности трещинных коридоров в интервале 10мс от кровли горизонта C_1t и средних значений трещинной пористости для данного интервала по данным ГИС, рассчитанных по методике ВНИИЯГ

(выделенных по сейсмическим данным) как при качественном, так и при количественном сравнении.

Кроме использования объемных атрибутов, для оценки трещиноватости часто применяют анализ кривизны поверхности отражающих горизонтов [5].

Сопоставление средних значений трещинной пористости по ГИС с результатами распределения сейсмического атрибута кривизны поверхности горизонта C_1t показывает практически идентичные значения распространения трещинных коридоров, что подтверждает выявленные ранее закономерности (рисунок 8).

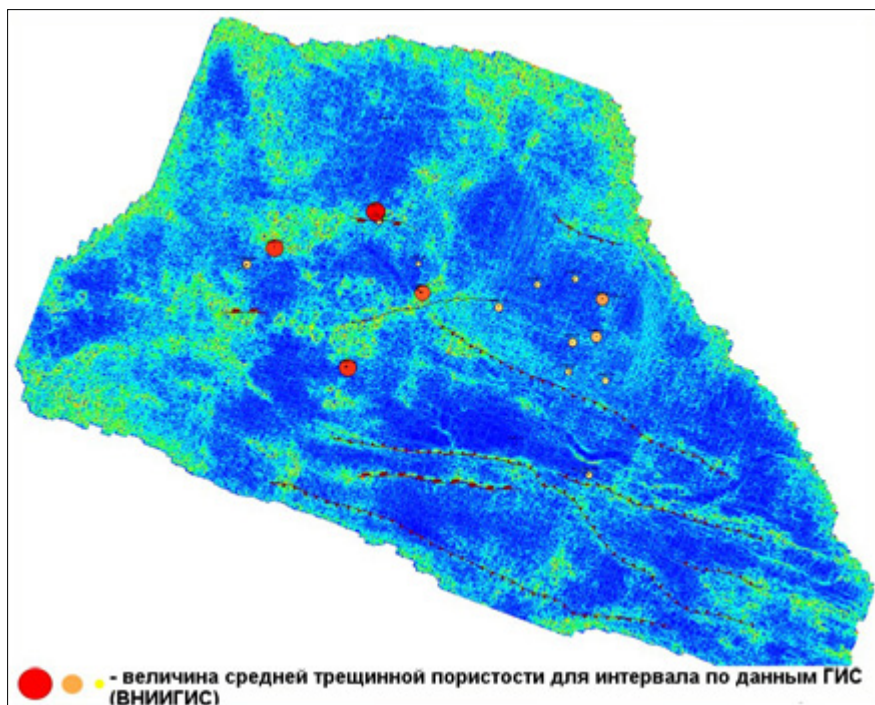


Рисунок 8 – Распределение сейсмического атрибута минимальной кривизны по горизонту C_1t

Для оценки преобладающих направлений трещинных коридоров был рассчитан куб трендов их направлений, в котором цветом кодируется направление протяженных участков с нарушенной корреляцией сейсмического волнового поля (рисунок 9).

Числовое значение цветового градиента 8-ми битной цветовой палетки 0–255 в данном кубе было пересчитано в числовое значение градусов направления трещинных коридоров 0–3600. Для каждой скважины в радиусе 100 метров было рассчитано среднее преобладающее направление, которое в значительной степени коррелируется с преобладающим азимутом по результатам интерпретации FMI (рисунок 10).

Несмотря на неидентичные величины трещинной пористости по ГИС при оценке различными методами (ВНИИГИС и ВНИИЯГ) закономерности пространственного распределения этой пористости в различных скважинах, вскрывших турнейские отложения, сохраняются независимо от методики оценки.

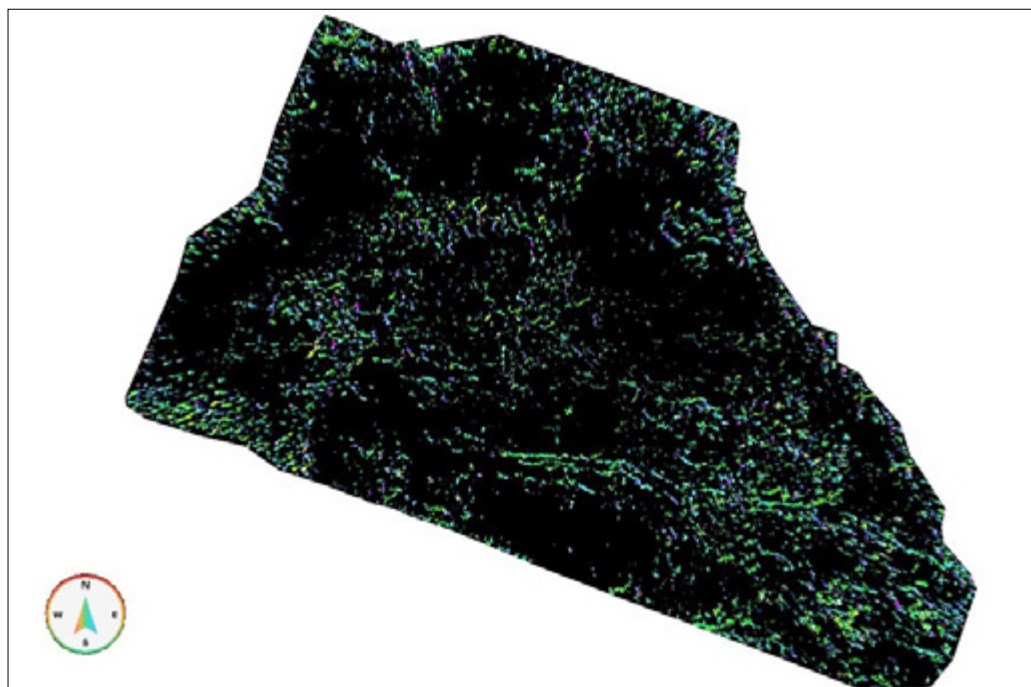


Рисунок 9 – Срез куба трендов направлений трещинных коридоров в интервале 40 мс от кровли горизонта C_1t (цвет кодирует направление)

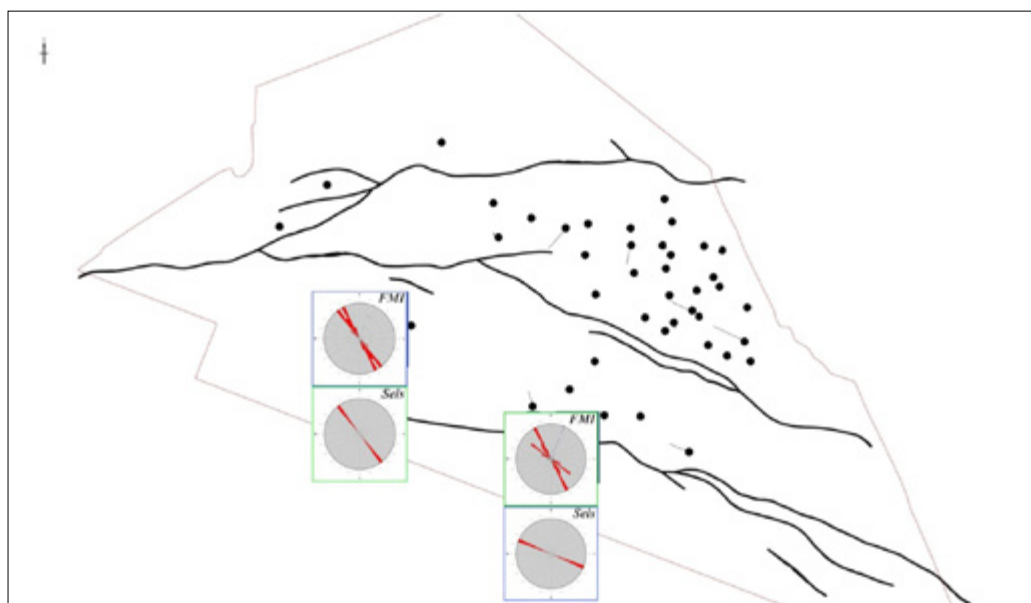


Рисунок 10 – Ориентированность направлений средних значений трещинных коридоров в интервале 40 мс от кровли горизонта C_1t и замеров азимута трещин по данным интерпретации каротажа FMI в скважинах в том же интервале

К слову сказать, латеральное распределение плотности трещинных коридоров хорошо согласуется с направлением движения пластовых вод в ходе эксплуатации турнейской залежи.

Таким образом, результаты выполненных исследований показывают, что для турнейских отложений наблюдается высокая степень корреляции параметров трещинной пористости, определенных с использованием различных методов скважинного и лабораторного анализа (акустический каротаж, лабораторные исследования керн, интерпретация данных FMI) с латеральным распределением значений куба плотности трещинных коридоров по данным сейсморазведки МОГТ-3Д. 

ЛИТЕРАТУРА

- 1 Птецов С.Н., Чайковская Э.В., Алексахин Ю.Г. и др. Прогнозирование зон трещиноватости в карбонатных резервуарах по данным 3Д сейсморазведки, специальным методам ГИС, керн и ГДИ // Тезисы докладов 12-й международной научно-практической конференции «Геомодель – 2012». Россия. Геленджик. 13–17 сентября 2010г. [Ptecov S. N., Chaykovskaya E. V., Aleksakhin, Y. G. et al. Prediction of fracture zones in carbonate reservoirs according to the 3D seismic survey, special methods of well logging, core and DRO // Abstracts of 12-th international scientific-practical conference «Geomodel – 2012». Russia. Gelendzhik. 13–17 September, 2010]
- 2 Птецов С.Н., Чайковская Э.В. Геофизическое обоснование прогнозирования трещиноватости по данным сейсморазведки 3Д, ГИС, ГДИ и керн // Тезисы докладов конференции Сочи–2011. [Ptecov S.N., Chaikovskaya E.V. Geophysical substantiation of fracture prediction based on 3D seismic data, GIS, GDI and core // Abstracts of Sochi–2011 conference..]
- 3 Птецов С.Н., Евсюков В.Г. Прогноз трещиноватости на основе тектонической интерпретации данных 3Д сейсморазведки, ВАР и FMI. Оценка достоверности прогнозов новыми скважинами // Тезисы доклада третьей международной научно-практической конференции для геологов и геофизиков «Калининград–2013». Россия. Калининград. 27–31 мая 2013г. [Ptecov S.N., Evsyukov V.G. Prediction of fracture based on the tectonic interpretation of data 3D seismic surveys, HAC and FMI. Estimation of reliability of forecasts by new wells // Abstracts of reports of the third international scientific-practical conference for geologists and geophysicists «Kaliningrad–2013». Russia. Kaliningrad. 27–31 may 2013.]
- 4 Птецов С.Н. Опыт прогнозирования плотности трещин в карбонатных резервуарах Тимано-Печерского региона по данным 3Д сейсморазведки и спец. методов ГИС. // Научно-образовательная лекция в Институте физики Земли им. О.Ю.Шмидта РАН. Москва. – 2014г. [Ptecov S.N. Experience in predicting crack density in carbonate reservoirs of the Timan-Pechora region according to 3D seismic data and spec. GIS techniques. // Scientific and educational lecture at the Institute of physics of the Earth. O. Yu. Shmidt RAN. Moscow, 2014.]
- 5 Левянт В.Б., Козлов Е.А., Хромова И.Ю. Методические рекомендации по использованию данных сейсморазведки для подсчета запасов углеводородов в условиях карбонатных пород с пористостью трещинно-кавернового типа. М.: ЦГЭ, 2010. – 250с. [Levyant V.B., Kozlov E.A., Hromova I.Y. Guidelines for the use of seismic data for the calculation of hydrocarbon reserves in carbonate rocks with porosity of the fractured-cavern type. M.: CGE, 2010. – 250 p.]

УДК 001.89+622.276.344(574)



АТЫРАУГЕО - 2019

ПОВЫШЕНИЕ НЕФТЕОТДАЧИ НА НЕГЛУБОКОЗАЛЕГАЮЩИХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ: ОПЫТ ПОСЛЕДНИХ ЛЕТ, НОВЫЕ СПОСОБЫ, ИННОВАЦИОННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ



О.С. ГЕРШТАНСКИЙ*,
доктор технических наук,
председатель Совета директоров АО «НИПИнефтегаз»

Республика Казахстан, 130000, г. Актау, 8 мкр., здание 38 «А»

Приведена краткая характеристика месторождений УВ Казахстана: глубина залегания, свойства и состав нефтей по регионам, запасы нефти, этапы разработки. Отмечено, что текущий коэффициент извлечения нефти (КИН) низкий, по большинству месторождений меньше 0,3, несмотря на применение различных методов увеличения нефтеотдачи. Однако более успешное применение методов увеличения нефтеотдачи (МУН) может существенно повысить КИН до 60–70%, указаны факторы, ограничивающие применение типовых МУН на месторождениях с высоковязкой нефтью.

Приведены роль и опыт АО «НИПИнефтегаз» в лабораторных и промысловых испытаниях и применении МУН на месторождениях с тяжелой и вязкой нефтью. Даны конкретные результаты применения МУН на конкретных месторождениях. Созданы и применяются интегрированные МУН; промышленно применяются полимерное заводнение и горячая вода, осуществляется гидродинамическое моделирование МУН и научное сопровождение опытно-промысловых работ.

В статье приводятся результаты применения полисахаридов для выравнивания профиля приемистости в водонагнетательных скважинах.

В статье даны рекомендации по разработке технологий по применению поверхностно-активных веществ (ПАВ) и полимеров для увеличения нефтеотдачи.

*Автор для переписки. E-mail: ge@nipi.kz

Даны рекомендации по подготовке воды, закачиваемой в нефтяные пласты, ее качеству, указывается на необходимость учета геолого-физической характеристики нефтяного пласта, состава и свойств насыщающих флюидов при подготовке закачиваемой воды.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: методы увеличения нефтеотдачи (МУН), высоковязкая нефть, коэффициент извлечения нефти (КИН), поверхностно-активные вещества (ПАВ), полимерное заводнение, моделирование разработки, тепловые методы.

ТЕРЕҢДЕУ ЖАТПАҒАН КЕНОРЫНДАРЫНДА МҰНАЙ БЕРУІН АРТТЫРУ: СОҢҒЫ ЖЫЛДАРДАҒЫ ТӘЖІРИБЕ, ЖАҢА ТӘСІЛДЕР, ИННОВАЦИЯЛЫҚ ТЕХНОЛОГИЯЛАР

О.С. ГЕРШТАНСКИЙ, техника ғылымдарының докторы, Директорлар кеңесінің төрағасы

«МұнайгазҒЗЖИ» АҚ ҚР Қазақстан, 130000, Ақтау қ., 8 ш/а, 38 «А» ғимараты

Мақалада Қазақстанның КС кен орындарының қысқаша сипаттамасы берілген: жайғасу тереңдігі, аймақтар бойынша мұнай қасиеттері мен құрамы, мұнай қорлары, игеру кезеңдері. Ағымдағы МШК төмен, көптеген кенорындар бойынша әртүрлі әдістердің қолданылуына, мұнай беруінің ұлғаюына қарамастан, 0,3-тен аз екендігі атап өтілді. Алайда, МБҰӨ неғұрлым табысты қолдану МШК-ны 60–70%-ға дейін айтарлықтай арттыра алады, тұтқырлығы жоғары мұнай кенорындарында типтік МБҰӨ қолдануды шектейтін факторлар көрсетілген.

«МұнайгазҒЗЖИ» АҚ-ның зертханалық және кәсіптік сынауларда және ауыр және тұтқыр мұнай кенорындарында МБҰӨ қолдануда рөлі мен тәжірибесі келтірілген. Нақты кен орындарда МБҰӨ қолданудың нақты нәтижелері берілген. Интеграцияланған МБҰӨ құрылды және қолданылады; полимерлі суландыру және ыстық су өнеркәсіптік қолданылады, МБҰӨ гидродинамикалық үлгілеу және тәжірибелік-кәсіптік жұмыстарды ғылыми сүйемелдеу жүзеге асырылады.

Мақалада су айдайтын ұңғымаларда қабылдағыштықтың бейінін теңестіру үшін полисахаридтерді қолдану нәтижелері келтіріледі.

Мақалада мұнай беруді ұлғайту үшін ББЗ және полимерлерді қолдану бойынша технологияларды игеру бойынша ұсыныстар берілген.

Мұнай қойнауқаттарына айдалатын суды дайындау, оның сапасы бойынша ұсынымдар берілді, айдалатын суды дайындау кезінде қанықтырғыш флюидтердің құрамы мен қасиеттерін мұнай қойнауқатының геологиялық-физикалық сипаттамасын есепке алу қажеттілігі көрсетіледі.

НЕГІЗГІ СӨЗДЕР: мұнай беруді ұлғайту әдістері (МБҰӨ), жоғары тұтқырлы мұнай, мұнайды шығару коэффициенті (МШК), беттік-белсенді заттар (ББЗ), полимерлі суландыру, игеруді үлгілеу, жылу әдістері.

OIL RECOVERY INCREASE AT SHALLOW DEEP-SEATED OILFIELDS: EXPERIENCE OF RECENT YEARS, NEW METHODS, INNOVATION TECHNOLOGIES

O.S. GERSHTANSKIY, Doctor of Engineering Science, Chairman of Board of Directors

JSC «NIPIneftegas», Republic of Kazakhstan, 130000, Aktau, microdistrict 8, building 38 «A»

The article describes a brief description of hydrocarbon fields of Kazakhstan: the occurrence depth, properties and composition of oil by regions, oil reserves, stages of development. It is noted

that current oil recovery coefficient is low, in most fields is less than 0,3, despite the use of various methods of oil recovery increase. However, more successful application of enhanced oil recovery methods can significantly increase the oil recovery coefficient to 60–70%, factors limiting application of typical enhanced oil recovery methods at high-viscosity oil fields are specified.

Role and experience of JSC «NIPIneftegas» in laboratory and field tests and application of enhanced oil recovery methods at heavy and viscous oil fields are described. Specific results of EORM application at specified fields are given. Integrated enhanced oil recovery methods are created and used; polymer water flooding and hot water are used industrially, hydrodynamic simulation of enhanced oil recovery methods and scientific support for pilot-field operations are carried out.

The article presents results of polysaccharide application for injectivity profile leveling in water-injection wells.

The article gives recommendations on development of application technologies of surface-active substances and polymers for oil recovery increase.

Recommendations on water treatment injected into oil formations are given, its quality is indicated the need for recording the geological-physical characteristics of oil reservoir, composition and properties of suturing fluids in the treatment of injected water.

KEY WORDS: *methods increasing oil recovery, Ultra-viscous oil, RF recovery factor, Surfactants, Polymer flooding, Reservoir modeling, Thermal methods.*

Республика Казахстан – одна из ведущих нефтедобывающих стран мира. Нефть в Казахстане начали добывать намного раньше, чем в Иране, Кувейте, Мексике, Норвегии, Саудовской Аравии. В настоящее время страна обладает крупнейшими месторождениями жидких углеводородов (УВ). Запасы нефти и газового конденсата составили примерно 5,3 млрд т (39,8 млрд баррелей). По запасам нефти Казахстан занял 12-е место в мире.

В Казахстане разведано и эксплуатируется порядка 200 месторождений, эксплуатация которых осложнена геолого-физическими условиями и особенностями нефти. Территориально выделяется шесть нефтяных провинций: Западно-Казахстанская, Актюбинская, Атырауская, Мангышлакская, Кызылординская, Восточно-Казахстанская.

В 2018 г. объем добычи нефти в Казахстане превысил 90 млн т/год. Основной вклад в общую добычу в разное время вносили и вносят крупные месторождения гиганты: в 1970–1980-е гг. минувшего века – Узень; последние 20–25 лет – Тенгиз, Карачаганак, Жанажол; на перспективу – шельфовое месторождение Кашаган, находящееся на начальном этапе развития.

Многие месторождения Казахстана осложнены условиями эксплуатации, находятся в поздней стадии разработки, отличаются специфическими особенностями нефтей. Так, нефти практически всех месторождений Западно-Казахстанской и Актюбинской областей содержат сероводород и меркаптаны. На Мангышлаке нефть значительного количества месторождений характеризуется высоким содержанием парафинов (Узень, Жетыбайская группа месторождений, Дунга), высокой вязкостью (Каражанбас, Бузачи Северные, Каражанбас Северный, Жалгызтубе, Жангурши). Многие месторождения приурочены к терригенным отложениям, залегающим на глубинах в интервале от 400 до 4000 м, коллекторские свойства которых неоднородны. В процессе разработки месторождений постепенно снижаются пластовые давления и закономерно ухудшаются фильтрационные характеристики пластов.

В настоящее время многие месторождения, даже те, которые находятся в эксплуатации длительное время, характеризуются низким текущим коэффициентом извлечения нефти (КИН).

По состоянию на 01.01.17 года, текущий КИН по месторождению Каражанбас составил 0,157 д. ед. при утвержденном КИН 0,3 д. ед., по месторождению Узень текущий КИН – 0,345 при утвержденном 0,447, однако, учитывая масштабы месторождения Узень остаточные извлекаемые запасы составляют порядка 100 млн т.

Аналогичная ситуация сложилась с выработкой запасов и на других месторождениях. Так, месторождение Тенге – текущий КИН на 01.07.2017 года составил 0,008 д. ед.; месторождение Жангизтобе – на 02.01.2018 года КИН – 0,050 д. ед.; месторождение Бузачи – на 01.01.2018 года – КИН в целом 0,07 д. ед.; месторождение Арман – на 01.01.2016 года – текущий КИН – 0,296 д. ед., при утвержденном – 0,346 д. ед.; месторождение Дунга – на 01.01.2018 года – КИН – 0,047 д. ед.; месторождение Каражанбас Северный – на 01.01.2017 года – КИН в целом 0,036 д. ед.

Невыработанные запасы этих месторождений следует отнести к трудноизвлекаемым. При этом многие месторождения занимают огромные площади, на них созданы мощные инфраструктуры, их обслуживают большая численность населения. Продление активной деятельности этих месторождений с огромными еще не выработанными запасами нефти – важнейшая государственная задача.

Министерством энергетики РК подготовлена Дорожная карта по внедрению мероприятий по увеличению нефтеотдачи и добычи нефти. Реализация Дорожной карты требует внедрения новых методов воздействия на пласт, призабойную зону скважин, повышения качества сточных вод, закачиваемых в пласт.

Промышленное использование различных методов увеличения нефтеотдачи (МУН), таких как гидродинамические, физико-химические, тепловые, микробиологические, комбинированные методы, которые в разное время были апробированы на месторождениях Казахстана, может существенно повысить КИН до 60–70%.

Например, месторождение Узень с температурой застывания нефти +32–38 °С в течение многих лет и десятилетий явилось полигоном для отработки различных МУН. Испытаны и внедрены технологии закачки горячей морской воды; циклическое заводнение, проведено разукрупнение объектов; уплотнение сетки скважин; избирательные системы повышенного давления (ИСПД), успешно проведено заводнение раствором ПАВ ОП–10, полимерными составами и др.

Месторождение Каражанбас явилось полигоном для отработки различных тепловых методов. Так, было реализовано в промышленном масштабе внутрипластовое горение (ВВГ) и закачка пара в пласт. На месторождении Каламкас – закачка загущенной воды и водогазовое воздействие (ВГВ).

Практически на всех месторождениях внедрено и продолжает применяться воздействие на призабойную зону пласта различными химическими составами и агентами (СКО, ГРП и др.), форсированные отборы (УЭЦН), применение потокоотклоняющих технологий (ПОТ), бурение и эксплуатация горизонтальных скважин (ГТ) и др.

В 1990-е и 2000-е гг. на фоне падения цены на нефть внедрение МУН сократилось.

В последние годы ситуация меняется к лучшему, интерес к МУН с каждым годом возрастает. Однако, применение МУН в большинстве случаев осуществляются без достаточной проработки и оценки эффективности и целесообразности применительно к условиям конкретного месторождения. Также зачастую не учитывается стадия разработки и степень выработки запасов нефти.

Так, тепловые методы подтвердили свою эффективность на ранних стадиях разработки месторождений тяжелой нефти, однако, с ростом обводненности до 70–80% и выше, эффективность их заметно снижается. Другими ограничивающими факторами по применению тепловых методов является потребность в значительных объемах пресной воды и газа для выработки пара.

Если для выработки пара на месторождении Каражанбас используется основной объем волжской воды и газ месторождения Каламкас, то организация паротеплового воздействия на соседних месторождениях: Бузачи Северные, Жалгызтобе, Каражанбас Северный ограничено отсутствием источников пресной воды и газа в достаточных объемах.

АО «НИПИнефтегаз», являясь автором проектов многих месторождений Казахстана, придает большое значение внедрению и совершенствованию МУН.

В институте создан научно-исследовательский лабораторный центр (НИЛЦ), оснащенный современным оборудованием для исследования горных пород, пластовых и дегазированных нефтей, нефтепродуктов, различных вод, попутного и природного газа, буровых растворов, химреагентов, проведения фильтрационных исследований на керне и др. Возможности НИЛЦ позволяют разрабатывать эффективные рецептуры, отрабатывать параметры на керновом материале и реальных промысловых средах конкретных месторождений. Достигнуты успехи в создании интегрированных методов увеличения нефтеотдачи (ИМУН), защищенные патентами РК [1–3].

Комплексные лабораторные исследования и аналитические работы по оценке целесообразности применения закачки горячей воды с температурой 90 и 140 °С были проведены АО «НИПИнефтегаз» на месторождении Бузачи Северные [4].

Как показали расчеты, при температуре горячей воды 100°C эффект проявляется через 3–5 лет непрерывной закачки. В настоящее время технология закачки горячей воды успешно реализуется на нескольких опытных участках месторождения. Анализ работы участков показал, что выработка существенно увеличилась и прирост составляет на сегодня порядка 12–15%. Но, в перспективе, с дальнейшим ростом обводненности возникает потребность поиска других способов МУН.

Как известно, при разработке месторождений тяжелой нефти другим эффективным методом для выравнивания профиля приемистости нагнетательной скважины, увеличения охвата пласта воздействием, обеспечения более равномерного фронта вытеснения и уменьшения прорывов воды применяют метод вытеснение нефти загущенной водой.

Однако, ранее опыт применения гелеполимерных систем (ГПС) ограничивался вязкостью нефти до 175 сП. Например, в Казахстане впервые в 1970–1980 гг. полимерное заводнение было успешно внедрено на опытных участках месторождений Узень и Каламкас.

Для оценки применимости данной технологии на месторождении Бузачи Се-

верные, нефть которого характеризуется значительно более высокой вязкостью (400–600 сП) АО НИПИнефтегаз в 2005–2009 гг. провело большую работу – от гидродинамического моделирования участка месторождения до опытно-промышленных испытаний (ОПИ).

В ходе работ был выбран опытный участок, разработана рецептура гелеполимерной системы с выбором эффективных компонентов и химреагентов, дана оценка качества сточной воды и предложена технология ее подготовки для использования при приготовлении ГПС, определены этапы закачки ГПС с различной концентрацией и продолжительностью, предназначенные для изоляции высокопроницаемых обводненных пластов, изменения направления фильтрационных потоков в продуктивном пласте, увеличения охвата продуктивных пластов воздействием и повышения конечного нефтеизвлечения.

В течение 15 месяцев были успешно проведены полевые работы по научному сопровождению ОПИ.

Положительный опыт реализации проекта гелеполимерного заводнения показал, что на юрских и меловых объектах месторождения Бузачи Северные наиболее оптимальным вариантом является трехэтапное гелеполимерное воздействие:

1 этап – изоляция суперколлекторов (трещин) водонабухающей смолой;

2 этап – выравнивание профиля приемистости (ВПП) «сильным» полимерным гелем;

3 этап – вытеснение вязкой нефти «слабым» полимерным гелем.

Компанией «Бузачи Оперейтинг Лтд» приобретено 10 комплектов полимерных установок, которыми в период 2008–2017 гг. выполнены опытные и промысловые работы по закачке в 14 ячейках нагнетательных скважин (47 (VI_J), 52 (VI_J), 663 (VI_J), 680 (цикл I, VI_J), 680 (цикл II, VI_J), 681 (VI_J), 682 (VI_J), 1010K (X_K), 6102 (VI_J), 6103 (цикл II, VI_J), 6153 (VI_J), 6153–3 (VI_J), 6157 (VI_J), 6164–3 (VI_J)), включая юрский и меловой объекты разработки.

В ареоле влияния 14 ячеек нагнетательных скважин находится 168 добывающих скважин, из которых 135 скважин (около 80%) показали реагирование: снижением или стабилизацией обводненности, ростом или стабилизацией дебита жидкости, ростом или стабилизацией дебита нефти. Все испытанные нагнетательные скважины показали выравнивание профиля приемистости, увеличения коэффициента охвата воздействия заводнением.

Технологический эффект скважин 1-й орбиты по каждой опытной ячейке начинается в первые два месяца начала цикла закачки полимеров. Средняя продолжительность одного цикла закачки гелеполимерной смеси в одну ячейку нагнетательной скважины составила 381 сутки. Средняя продолжительность технологического эффекта составила 29 месяцев, средняя степень выработки запасов выросла на 4%, среднее снижение обводненности – на 8%.

За период 2008–2017 гг. инвестиции в полимерный проект составили \$31,4 млн, в том числе расходы на научно-исследовательскую работу и лабораторные испытания – \$7,5 млн, на покупку химреагентов – \$11,1 млн, на покупку оборудования и материалов – \$12,8 млн. Операционные расходы составили \$26,5 млн. Суммарные налоговые выплаты – \$4,8 млн. Срок окупаемости вложенных средств на гелепо-

лимерное заводнение отдельных очагов нагнетательных скважин составляет 26–30 месяцев.

Результатами внедрения технологии стали:

- перераспределение фильтрационных потоков по площади и разрезу залежи;
- сдерживание прорыва вод из нагнетательных в добывающие скважины;
- подключение в разработку трудноизвлекаемых запасов.

На *рисунках 1 и 2* представлены динамика изменения фактической и прогнозной обводненности, а также кривая среднесуточной фактической и прогнозной добычи нефти.

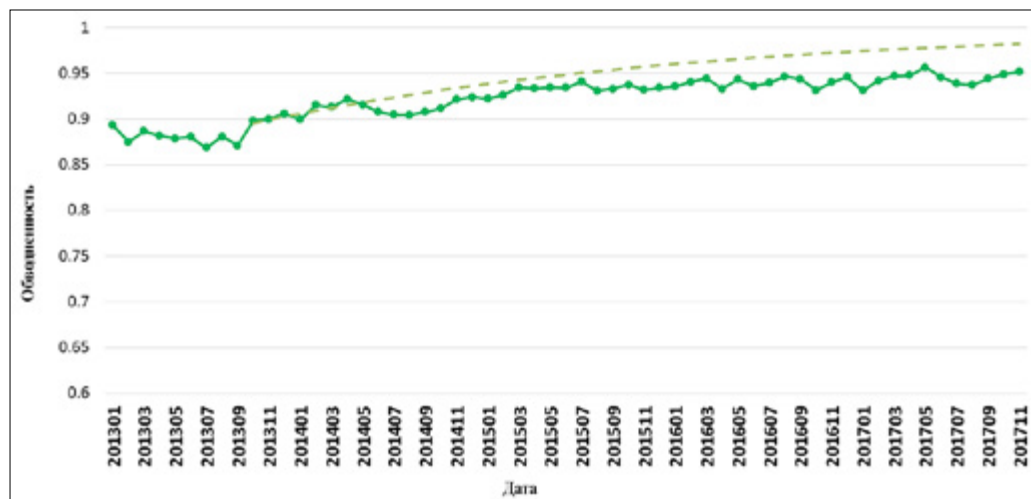


Рисунок 1 – Динамика изменения фактической и прогнозной обводненности на шести исследуемых участках (6102, 663, 681, 682, 680 и 6101)

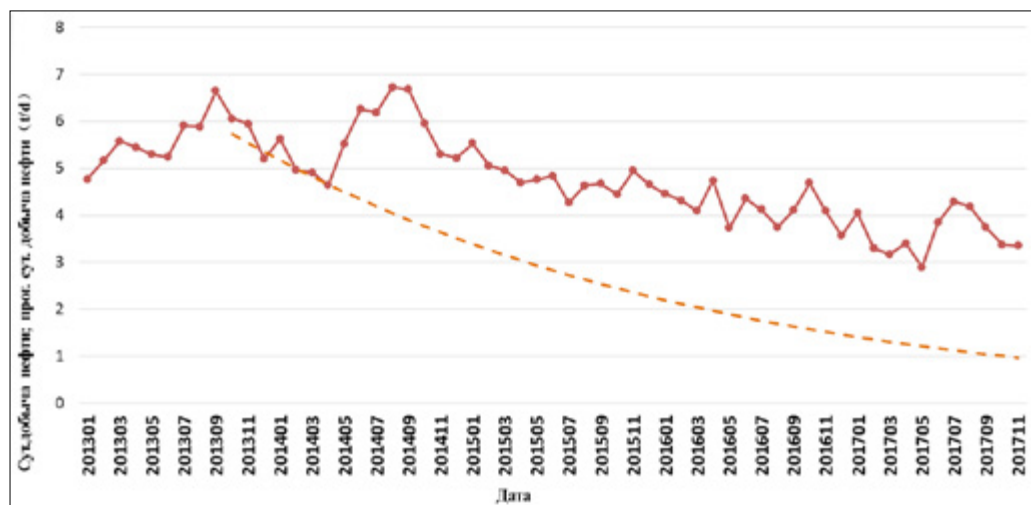


Рисунок 2 – Кривая среднесуточной фактической и прогнозной добычи нефти на шести исследуемых участках (6102, 663, 681, 682, 680 и 6101)

По состоянию на 30.11.2017 г., по оценке специалистов институтов сопровождения полимерных работ, общая дополнительная добыча нефти составила 323 117 тонн, закачено 1576 тонн полимера, реагированием охвачено 220 добывающих скважин, максимальное снижение обводненности варьирует в диапазоне 3–15%, дополнительная добыча на 1 тонну полимера составила в среднем 205 тонн нефти (таблица 1).

Компания ведет подготовительные работы для начала закачки ГПС на нагнетательных скважинах 1067, 28–2, 615–2, а также рассматриваются другие перспективные участки (рисунок 3).

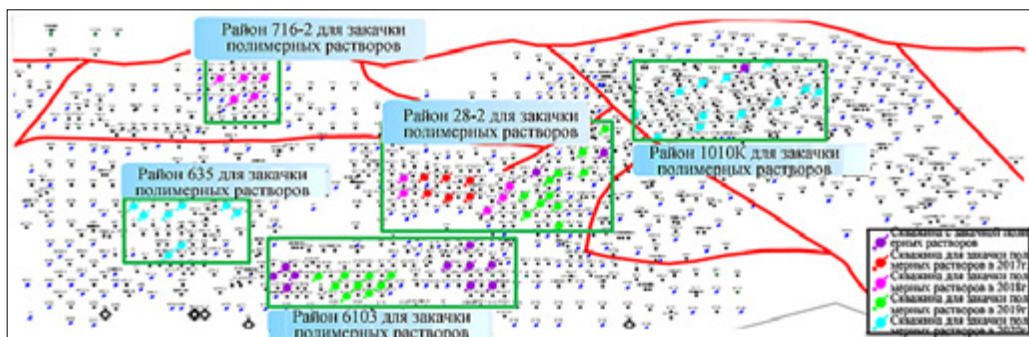


Рисунок 3 – Схема перспективных участков, для изучения применения технологии гелеполимерного заводнения

Положительный опыт делает перспективным распространения ГПС и на других месторождениях с аналогичными свойствами коллектора и физико-химическими свойствами нефти, как Каражанбас, Каражанбас Северный, Жалгызтобе. Непосредственно перед началом ОПИ целесообразно проводить трассерные исследования для определения наличия и параметров суперколлекторов и высокопроницаемых пропластков и уточнения технологии для конкретных условий.

В последние годы при вытеснении нефти водой применяют закачку водного раствора гелеобразующего полисахарида, в качестве которого используют геллан, продуцируемый *Sphingomonas elodea*, обеспечивающий за счет гелеобразования блокирование высокопроницаемых зон и вовлечение в разработку низкопроницаемых зон.

Перед внедрением данной технологии на месторождении Кумколь в институте НИПИнефтегаз были проведены фильтрационные исследования на керновом материале и промысловых средах, отработана оптимальная концентрация. Проведенные в 2013 г. ОПИ показали успешность и высокую эффективность технологии. Позже лабораторные исследования были продолжены. С учетом полученных результатов ОПИ технология была усовершенствована для ее реализации, применительно к условиям неоднородности продуктивного пласта с пластовой температурой до 90°C и минерализацией пластовых вод 30–100 г/л на стадии, когда по наиболее проницаемым продуктивным пропласткам прошел опережающий фронт вытеснения нефти водой. Гель водного раствора геллана получают приготовлением на воде с

Таблица 1 – Свод параметров применения технологии гелеполимерного заводнения

Скважины	47	52	6103 (I)	6103 (II)	680 (I)	680 (II)	682	6101	663 681 6102	1009	1010K	6153 6157 6153-3 6164-3	Сум- ма	Сред- нее
Дата начала закачки полимерных растворов	2013-03	2013-04	2008-07	2012-04	2011-05	2015-09	2016-02	2016-11	2014-04	2017-09	2013-04	2014-10		
Дата окончания закачки полимерных растворов	2014-04	2014-04	2009-07	2013-06	2013-02	2016-10	2016-11	2017-10	2015-12	2018-05	2014-04	2015-11		
Продолжительность цикла закачки полимерных растворов (сут)	390	366	391	427	536	381	290	355	388	241	378	262		367
Продолжительность технологической эффективности (месяц)	49	47	44	60	47	35	30	12	36	8	47	30		37
Объем полимера (тонн)	128.1	142.3	41.8	70.6	129.5	85.0	86.0	130.0	238.0	74.7	107.2	343.0	1576	
Количество реагирующих добывающих скважин в ячейке	13	14	16	16	17	17	17	16	28	19	17	30	220	
Дополнительная добыча нефти (на 30.11.2017 г.), тонн	51915	23597	29647	33961	50280	59126	1403	39696	33492	323117				
Дополнительная добыча нефти на 1 тонну полимера, т	405.3	165.8	709.3	481.0	388.3	109.7	18.8	370.3	97.6		205.0			
Максимальное снижение обводнённости, %	6	3	15	7	7	15	6		8					

минерализацией предпочтительно до 2 г/л, как обеспечивающей 100%-ое гелеобразование. Концентрация геллана в водном растворе рекомендована в пределах 0,05–1,5%, однако, для оптимизации затрат параметры процесса для каждого проекта необходимо уточнять по результатам фильтрационных исследований на керновом материале конкретного месторождения.

На усовершенствованную технологию использования водного раствора геллана в целях закупоривания (блокирование) высокопроницаемых зон пласта получен инновационный патент РК [5].

АО «НИПИнефтегаз» активно работает над новыми композициями на основе полисахаридов для повышения эффективности выравнивания приемистости скважин и оптимизации затрат на данные работы.

Другим известным методом повышения нефтеотдачи является Метод вытеснения нефти растворами ПАВ (водорастворимые ПАВ типа ОП–10), который применялся на месторождениях СССР, начиная с 1964 г. Наиболее крупные эксперименты проводились на месторождениях Арланское, Самотлорское и на месторождении Узень. Эффект увеличения нефтеотдачи пласта оценивался по характеристикам вытеснения. Добавки ПАВ в воду снижают межфазное натяжение воды на границе с нефтью, улучшая смачиваемость породы водой. Это способствует улучшению отмыва нефти в породе, что может оказаться эффективным и на поздней стадии разработки месторождения как за счет вовлечения в разработку низкопроницаемых пластов, так и за счет дополнительного отмыва нефти из высокопроницаемых пластов, по которым прошел фронт вытеснения.

В настоящее время на рынке услуг многие компании предлагают различные рецептуры рабочих агентов для организации полимерного заводнения, различные ПАВ.

Залогом успешности применения той или иной технологии и химических реагентов являются:

- подбор участка для ОПИ;
- предварительная экспериментальная проработка в лабораторных условиях на керновом материале данного месторождения и реальных промысловых средах с моделированием пластовых условий по давлению и температуре;
- обязательное научное сопровождение ОПИ для возможности своевременной корректировки технологии и получения полной промысловой информации;
- аналитические работы по анализу и оценке эффективности ОПИ с выводами и дальнейшими рекомендациями;
- другим важным фактором является обеспечение требуемого качества воды, используемой как для приготовления растворов полимеров или ПАВ, так и для заводнения для ППД.
- актуальность повышения качества очистки вод, используемых для закачки в продуктивные пласты.

Практически на всех нефтяных месторождениях Казахстана нашло широкое применение поддержание пластового давления путем заводнения. В системе ППД в основном используется сточная вода, отделяемая от нефти на ЦППН в просе ее подготовки.

На этапах, когда обводненность составляет более 20% на месторождениях, имеющих значительные площади, существенно возрастают энергозатраты и эксплуатационные расходы на перекачку водонефтяной эмульсии на большие расстояния по системе сбора к установке подготовки нефти и возврат сточной воды в систему ППД.

Благодаря усилиям научных работников и производителей, с середины 1980-х гг. обосновывались и проектировались, а с 2000-х гг. впервые на месторождениях Узень и Каламкас были внедрены установки предварительного сброса воды (УПСВ).

В дальнейшем объектами УПСВ обустроены месторождения Кумколь, Бузачи Северные. Указанная технология позволяет существенно разгрузить установки подготовки товарной нефти, повысив качество технологического процесса. Однако, процесс подготовки воды для системы ППД требовал дальнейшего совершенствования.

Решая задачу совершенствования разработки месторождений с применением технологии вытеснения нефти водой, важно обеспечить такое качество подготовки воды для системы ППД, которое позволит максимально сохранить коллекторские свойства и минимизировать осложнения в наземном и подземном оборудовании обустройства промысла.

Поскольку к УПСВ не предъявляются жесткие требования по качеству подготовки нефти, а сброс попутной воды осуществляется в объеме до 80–95% от общего добываемого объема, то имеется возможность повысить качество подготовки сточной воды.

При этом необходимо предусмотреть применение нефтерастворимых дезэмульгаторов, обладающих способностью снижать содержание нефти в сточной воде, а также оптимизировать температуру процесса на УПСВ, отличную от реализуемой на ЦППН, путем реализации ряда технологий, защищенных патентами РК [6–7].

На практике реализация утвержденного варианта разработки с технологией заводнения осуществляется, зачастую, без предварительного изучения вопросов совместимости рабочего агента с пластовыми водами и породой, наличия в породе способных к набуханию глин. Недостаточная проработка этих вопросов зачастую приводит к ухудшению коллекторских свойств продуктивных пластов.

Требования к качеству воды регламентируются СТ РК 1662–2007, а ряд параметров определяется в зависимости от коллекторских свойств залежи (*таблицы 2 и 3*).

Еще на стадии проектирования предлагается проводить обязательные комплексные лабораторные исследования по оценке совместимости рекомендуемой к закачке воды с пластовой водой и породой, по чувствительности породы к режиму закачки, кислотам, щелочам, влиянию качества воды на фильтрационные свойства коллектора в части содержания и размеров взвешенных частиц. По результатам исследований разрабатывать Стандарт предприятия с индивидуальными требованиями к качеству воды для ППД.

Реализацию заводнения рекомендуется осуществлять с проведением предварительной апробации технологии с отработкой режима работы нагнетательной скважины на опытном участке с проведением дальнейшего мониторинга соответствия качеству вод разработанным требованиям.

Разработка индивидуальных требований к качеству закачиваемой воды, с уче-

Таблица 2 – Допустимое содержание механических примесей и нефти в воде, закачиваемой в продуктивный коллектор с целью поддержания пластового давления по ОСТ 39–225–88 РФ

Проницаемость пористой среды коллектора, мкм ²	Коэффициент относительной трещиноватости коллектора	Допустимое содержание в воде, мг/л	
		механических примесей	нефти
1	2	3	4
до 0,1 вкл.	-	до 3	до 5
свыше 0,1	-	до 5	до 10
до 0,35 вкл.	от 6,5 до 2 вкл.	до 15	до 15
свыше 0,35	менее 2	до 30	до 30
до 0,6 вкл.	от 3,5 до 3,6 вкл.	до 40	до 40
свыше 0,6	менее 3,6	до 50	до 50

Таблица 3 – Требования к качеству воды, регламентируемые СТ РК 1662–2007

Стабильность	- стабильна
Совместимость с пластовыми водами	- снижение приемистости не более 20%
Содержание кислорода	- менее 0.5 мг/л
Содержание сульфатвосстанавливающих бактерий (СВБ)	- отсутствие
Содержание сероводорода	- отсутствие
Количество мехпримесей	- по коллекторским свойствам
Содержание нефтепродуктов	- по коллекторским свойствам
Размер взвешенных частиц	-90% менее 2 мкм

том результатов лабораторных исследований, и неукоснительное их соблюдение в дальнейшем обеспечит сохранение коллекторских свойств продуктивных пластов в процессе их разработки. При внедрении полимерного заводнения и растворов ПАВ также необходимо учитывать состав и качество подготовки воды.

Такой комплексный подход обеспечит максимальный эффект от внедрения современных МУН. 

ЛИТЕРАТУРА

1. Инновационный патент № 24113 РК. Способ разработки нефтегазового месторождения (продуктивного пласта) с применением технологии водогазового воздействия / О.С. Герштанский, Б.Т. Муллаев, М.И. Курбанбаев и др. От 13.08.2009. [Innovation patent No. 24113 RoK. Method of developing the oil and gas field (productive reservoir) using a technology of water alternating gas / O.S. Gershtanskiy, B.T. Mullaev, M.I. Kurbanbayev etc. Dated 13.08.2009]
2. Инновационный патент № 27509 РК. Способ разработки продуктивного пласта месторождения вытеснением вязкой нефти загущенной водой / Муллаев Б.Т., Курбанбаев М.И., Досмухамбетов М.Д. и др. От 15.10.13. [Innovation patent No.27509 RoK.

Method of developing the productive reservoir of field with the displacement of viscous thickened water-oil / Mullaev B.T., Kurbanbayev M.I., Dosmukhambetov M.D. etc. Dated 15.10.13]

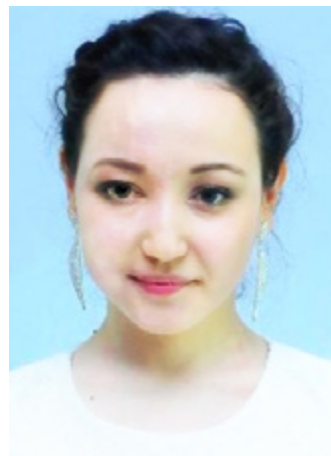
- 3 Инновационный патент № 27065 РК. Способ разработки продуктивного пласта нефтегазового месторождения с применением технологии водогазового воздействия / Муллаев Б.Т., Курбанбаев М.И., Абитова А.Ж. и др. От 14.06.2013. [Innovation patent No.27065 RoK. Method of developing the productive reservoir of oil and gas field using a technology of water alternating gas/ Mullaev B.T., Kurbanbayev M.I., Abitova A.Z. etc. Dated 14.06.2013]
- 4 Дружинина О.Н., Асташкова О.Ф., Теплова Г.К. и др. Дополнение к технологической схеме разработки газонефтяного месторождения Северные Бузачи. Отчёт о НИР АО «НИПИнефтегаз». Актау-Москва, 2008. [Druzhinina O.N., Astashkova O.F., Tlepova G.K. ect. Supplement to process flow diagram of North Buzachi gas and oil field development R&D report of JSC NIPIneftegaz. Aktau-Moscow, 2008]
- 5 Инновационный патент № 32374 РК. Способ разработки продуктивного пласта месторождения вытеснением нефти водой / Герштанский О.С., Саенко О.Б., Муллаев Б.Т., Прапорщиков В.И., Саенко А.Е. От 16.08.2017. [Innovation patent No. 32374 RoK. Method of developing the productive reservoir of field with the water oil displacement/ Gershtanskiy O.S., Saenko O.B., Mullaev B.T., Praporchshikov V.I., Saenko A.E. Dated 16.08.2017]
- 6 Инновационный патент № 33218 РК. Способ повышения эффективности технологии подготовки нефти на месторождении / Муллаев Б.Т., Герштанский О.С., Саенко О.Б., Серкебаева Б.С. От 29.07.2016 г. [Innovation patent of RoK No. 33218 Method of efficiency upgrading of oil treatment technology at the field / Mullaev B.T., Gershtanskiy O.S., Saenko O.B., Serkebaeva B.S. Dated 29.07.2016.]
- 7 Инновационный патент № 28070 РК. Способ удаления кислых газов (H_2S и CO_2) из водонефтяной эмульсии и попутной сточной воды и устройство для его осуществления / Муллаев Б.Т., Курбанбаев М.И., Абитова А.Ж., Саенко О.Б., Туркпенбаева Б.Ж. От 18.02.2013. [Innovation patent No 28070 RoK. Method of acid gas (H_2S and CO_2) removal from oil-water emulsion and associated waste water and installation for its implementation / Mullaev B.T., Kurbanbayev M.I., Abitova A.Z., Saenko O.B., Turkpenbaeva B.Z. Dated 18.02.2013.]

УДК 622.32

КОЛИЧЕСТВЕННОЕ РАСПРЕДЕЛЕНИЕ НЕФТИ СОВМЕСТНО ДОБЫВАЮЩИХ СКВАЖИН НА МЕСТОРОЖДЕНИИ УЗЕНЬ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ГЕОХИМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ



Е.Ш. СЕЙТХАЗИЕВ^{1*},
заведующий лабораторией
геохимических исследований
нефти, воды и породы



Г.Г. ЕЛТАЙ¹,
ведущий инженер
лаборатории геохимических
исследований нефти, воды и породы



Ш.С. ПАНГЕРЕЕВА²,
заместитель генерального директора
по геологии



Н.Д. САРСЕНБЕКОВ¹,
управляющий директор по
лабораторным исследованиям

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

¹ОО «КМГ Инжиниринг» «Каспиймунайгаз»,
Республика Казахстан, 060011, г. Атырау, ул. Жарбосынова, 89 А

²АО «Өзенмунайгаз»,
Республика Казахстан, 130200, г.Жанаозен, Ул.Сатпаева, дом 3

Представлен пример использования технологии фингерпринтинга 24 образцов сырой нефти (16 из одиночных, 8 образцов из совместно-добывающих скважин, по данным заказчика) на программном обеспечении Malcom (Schlumberger) для оценки количественного распределения совместной добычи на 8 скважинах месторождения Узень. Значимость этого исследования заключается в том, что данный метод является новым для отечественных недропользователей, поскольку он используется впервые в Казахстане и также дешевле в сто раз, чем традиционные анализы PLT.

Наличие всех пиков на хроматограммах HRGC всех образцов нефти указывало на то, что образцы годны для этого исследования. Вносимые фракции каждой двух образцов измеряли по нефти и искусственно смешивали в пропорциях 70–30%, 50–50% и 90–10% для создания определенных смесей. Пики HRGC, отражающие различия в составах нефти, различных искусственных смесей, конечных соединений и нефти с совместно-добывающих скважин, были интегрированы в программное обеспечение Malcom (Schlumberger) для оценки распределения добычи в совместно-добывающих скважинах. Результаты, полученные из программного обеспечения, показали, что в большинстве исследований распределения горизонт XIV вносил основной вклад (63–89%) в поток добычи во всех совместно-добывающих скважинах, кроме 1347. Однако только три группы распределения (1,3 и 6) показали низкие значения ошибок математических вычислений (значение IQR <5%), что согласуется с результатами звездной диаграммы. Исходя из этого, мы считаем, что распределение добычи по программному обеспечению Malcom может быть надежным, если значение погрешности метода составляет менее 5%.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: распределение, совместно-добывающая скважина, конечные соединения, фингерпринтинг, ПО Malcom.

ӨЗЕН КЕН ОРНЫНДА ГЕОХИМИЯЛЫҚ ЗЕРТТЕУДІ ҚОЛДАНЫП, ҚОС ӨНІМДІ ҰҢҒЫМАЛАРДАҒЫ МҰНАЙДЫ САНДЫҚ ҮЛЕСТІРУ

Е.Ш. СЕЙТХАЗИЕВ^{1*}, «КМГ Инжиниринг» «Каспиймунайгаз» тау-жынысы, су және мұнайды геохимиялық зерттеу зертханасының меңгерушісі

Г.Г. ЕЛТАЙ¹, «КМГ Инжиниринг» «Каспиймунайгаз» тау-жынысы, су және мұнайды геохимиялық зерттеу зертханасының жетекші инженері

Ш.С. ПАНГЕРЕЕВА², АО «Өзенмұнайгаз» бас директорының геология бойынша орынбасары

Н.Д. САРСЕНБЕКОВ¹, «Каспиймунайгаз» зертханалық зерттеулер бойынша басқарушы директоры – «КМГ Инжиниринг» Атыраудағы филиалы

¹«КМГ Инжиниринг» «Каспиймунайгаз»,
Қазақстан Республикасы, 060011, Атырау қаласы, Жарбосыновкөшесі, 89 А

²«Өзенмунайгаз» АҚ,
Қазақстан Республикасы, 130200, Жаңаөзенқаласы, Сатпаевкөшесі, 3-ші үй

Бұл мақалада Өзен кен орнындағы 8 ұңғымада қос өнімді сандық үлестіру мақсатында Malcom программасында 24 шикі мұнай үлгісіне фингерпринтинг технологиясын қолдану

дың кейсті зерттеуі ұсынылған. Аталмыш зерттеу жұмысының маңыздылығы-бұл әдістің Қазақстанда тұңғыш рет қолданып жатқанына байланысты отандық жер қойнауын пайдаланушыларға жаңа болуы және PLT анализдерінен жүздеген есе арзан болуында.

HRGC хроматограммаларындағы барлық пиктердің бар болуы- мұнайлардың зерттеу жұмысына жарамдылығын көрсетеді. Бір шектік мұнайлар бір-бірімен 70–30%, 50–50% және 90–10% жасанды түрде араластырылды. Жасанды түрде араласқан мұнайлардың, дара шоғырлы мұнайлардың және қос өнімді ұңғымалардан алынған мұнайлардың құрамдарындағы айырмашылықтарды көрсететін HRGC пиктері Malcom (Schlumberger) программасында қос өнімді сандық үлестіру мақсатында интеграцияланды. Программадан алынған нәтижелер, № 1347 ұңғысынан басқа сандық үлестіру бойынша зерттеудің басым көпшілігінде XIV горизонт барлық қос өнімді ұңғымалардағы өнім ағымына негізгі үлес (63–89%) қосып отырғанын көрсетті. Алайда, жұлдыздық диаграммалардың нәтижелерімен сәйкес келетін тек 3 топ (1, 3 и 6) ғана математикалық есептеу қателіктерінің (IQR мәні <5%) ең төменгі мәндерін берді. Осыған сәйкес, Malcom программасы бойынша қос өнімді сандық үлестіру сенімді болуы мүмкін, егер математикалық есептеу қателіктері 5%-тен төмен болған жағдайда.

НЕГІЗГІ СӨЗДЕР: сандық үлестіру, қос өнімді ұңғыма, дара шоғырлы мұнай, фингер-принтинг, Malcom программасы.

QUANTITATIVE ALLOCATION OF COMMINGLED PRODUCTION OF CRUDE OILS FROM WELLS IN UZEN FIELD USING GEOCHEMICAL ANALYSIS

Y.SH.SEITKHAZIYEV^{1*}, Head of laboratory of geochemical studies of oil, water and rock samples»KMG Engineering» «Caspimunaigas»

G.G. YELTAY¹, Leading Engineer of laboratory of geochemical studies of oil, water and rock samples «KMG Engineering» «Caspimunaigas»

SH.S.PANGEREVA², Depute General director of «Uzenmunaigas» for Geology

N.D.SARSENBEKOV¹, Managing director of laboratory block of «KMG Engineering» «Caspimunaigas»

¹KMG Engineering» «Caspimunaigas»,

Republic of Kazakhstan, 060011, Atyrau, st. Zharbosynova, 89 A

²JSC «Ozenmunaygas»,

Republic of Kazakhstan, 130200, Zhanaozen city, Satpaev street, house–3

This paper presents a case study of using fingerprinting technology for 24 crude oil samples (16 end members, 8 commingled well samples according to the customer data) on Malcom (Schlumberger) software after artificial lab mixtures to assess the quantitative allocation of commingled production from 8 wells in Uzen field. The significance of this study lies in the fact that this method is novel to the domestic subsoil holders as it's being used first time in Kazakhstan and it's hundreds of times cheaper than conventional PLT analysis.

Presence of all peaks on HRGC chromatograms of all oil samples indicated that samples are suitable for this study. Contributing fractions of each two end member samples were measured by weight and artificially mixed in proportions of 70–30%, 50–50% and 90–10% to create known mixtures. HRGC peaks reflecting compositional differences in the end member oils, in various artificial mixtures of the end member oils and in the commingled oils were integrated on Malcom (Schlumberger) software for assessment of production allocation of commingled wells. The results obtained from the software indicated that in majority allocation studies the horizon/ pay zone XIV is the dominant contributor (63–89%) to the production stream in all commingled

wells except № 1347. The results obtained from the software indicated that in majority allocation studies the horizon/pay zone XIV is the dominant contributor (63–89%) to the production stream in all commingled wells except 1347. However, only 3 allocation groups (1, 3 and 6) showed low values of mathematical calculation errors (<5% IQR value) which is consistent with the star diagram results. Based on this, we believe that Malcom software production allocation can be reliable if the IQR value is less than 5%.

KEY WORDS: allocation, commingled well, end-members, fingerprinting, Malcom software.

ВВЕДЕНИЕ

Предположим, что резервуар имеет два продуктивных пласта: А (нижний) и В (верхний). Образец нефти, полученный из скважины, эксплуатирующей один пласт (А или В), называется «конечное соединение» (рисунк 1). Если образец нефти отобран из скважины, которая разрабатывает два продуктивного пласта (А и В) одновременно, это называется «совместно добываемым», а скважина – «совместно-добывающей». Совместная добыча- это поток жидкостей, происходящий из двух или более продуктивных пластов через одну скважину. Если два продуктивных пласта объединены (пласт А и В), то соответствующие вклады пластов А и В в совместно добываемом образце можно вычислить по определению химических различий (конечными соединениями являются образец 1 из зоны А и образец 2 из зоны В) [1, 2, 6, 9].

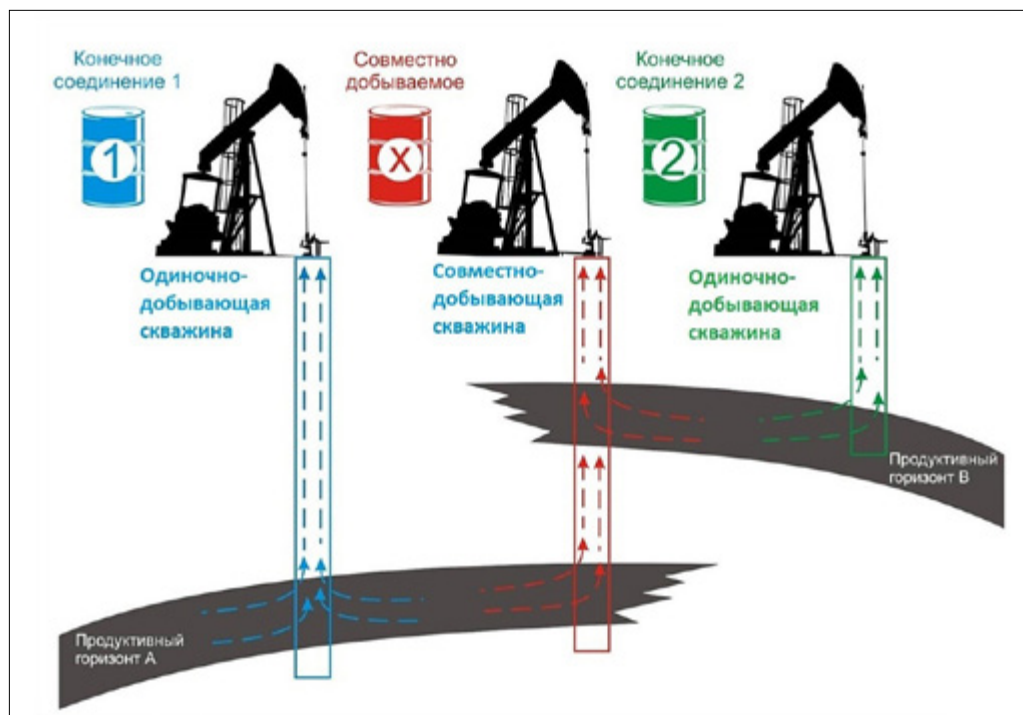


Рисунок 1 – Иллюстративный рисунок одиночно-добывающей и совместно-добывающей скважин

Распределение добычи совместно добывающих скважин – это количественная доля «крайних соединений» в совместно добываемом образце. При идеальном раскладе, отсутствии перетоков в резервуарах, утечки в скважинах и полной изоляции двух различных резервуаров друг от друга, крайние соединения должны быть максимально отличимыми друг от друга. Если различий не наблюдается, то количественное распределение добычи становится затруднительным.

Было опубликовано много научных работ [3, 4, 5, 6 и др.] по определению количественного распределения совместной добычи с использованием геохимии нефти. Например, согласно [4], два крайних соединения из продуктивных пластов А и С искусственно смешались в пропорциях 80%, 60%, 40% и 20% (рисунок 2 А) и на них был выполнен анализ LTM-GC.

Значения соотношений полученных известных смесей лежат в пределах конечных соединений. Для двух рассматриваемых продуктивных пластов (А и С) было использовано соотношение пиков (10/10 + 12) из набора соотношений (рисунок 2А). На основе анализа лабораторных смесей проб нефти А и С была построена аналитическая кривая по значению отношений в зависимости от их относительной концентрации. Отображение значения коэффициента для смешанной нефти дает представление о том, как следует распределять взносы из продуктивных пластов А и С. В этом примере 50% добычи идет за счет пласта А, 50% за счет пласта С (рисунок 2В). Такое распределение на основе геохимии намного дешевле, чем (стоимость PLT 1%) и оказывается более надежным [7, 8].

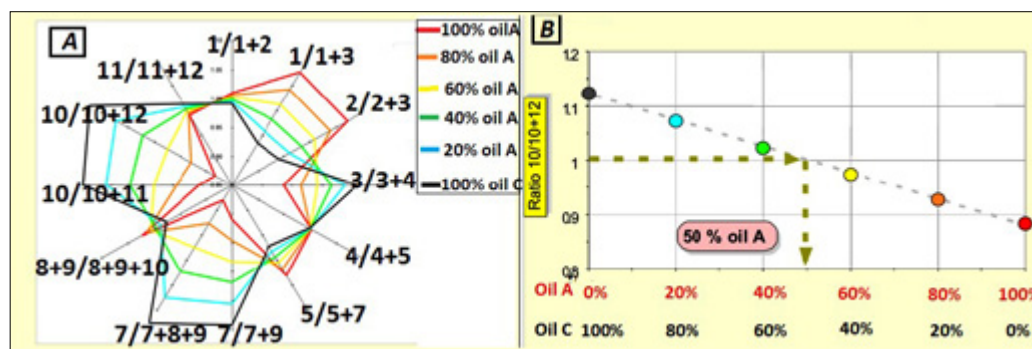


Рисунок 2 – Математический подход к оценке совместной добычи

ГЕОЛОГИЧЕСКИЙ ОБЗОР И ОТБОР ПРОБ НЕФТИ

Узень – это сложное месторождение с множеством разломов. Фонд месторождения содержит более 4000 скважин, некоторые из них являются совместно-добывающими. Например, скважина 1347 совместно-добывающая, так как она одновременно эксплуатирует оба горизонта XIII и XIV, а скважины 6548 и 3363 рассматривались в качестве конечных соединений из-за того, что каждая из них эксплуатировала один пласт (рисунок 3).

В этом исследовании восемь образцов из совместно-добывающих 16 образцов из соседних одиночно-добывающих скважин (таблица 1). Целью исследования

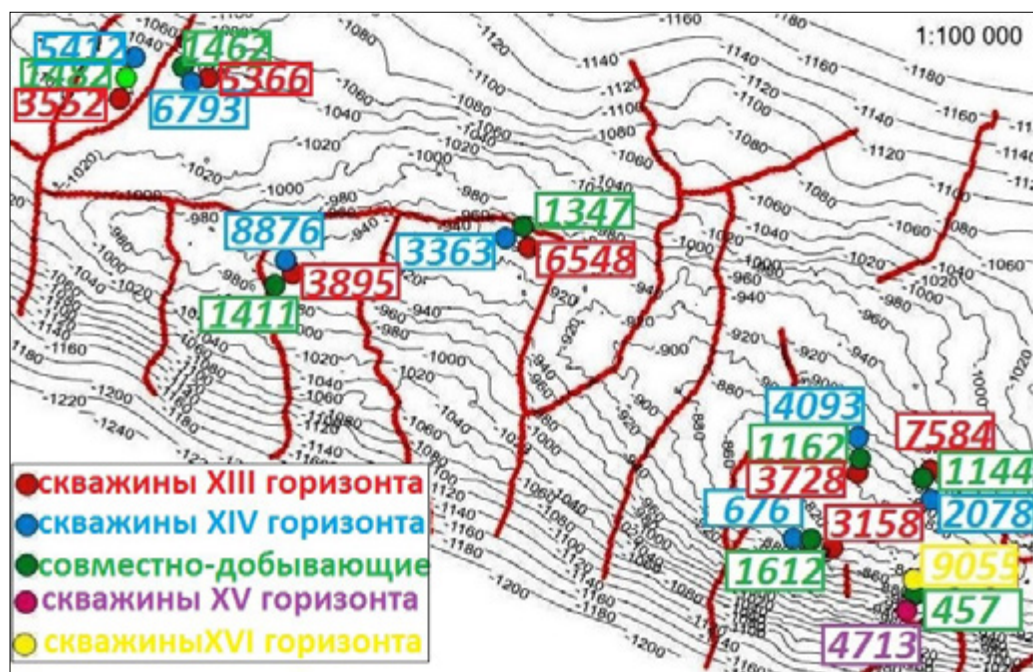


Рисунок 3 – Структурная карта месторождения Узень и скважины, с которых отобраны пробы нефти для геохимического исследования

Таблица 1 – Используемые для исследования совместно-добывающие и одиночные скважины

Совместные			Одиночные		Совместные			Одиночные	
Группы	Номера скважин	Разрабатываемые горизонты	№ сосед. скв.	Разрабатываемые горизонты	Группы	№ скв.	Работающий горизонт	№ сосед. скв.	Работающий горизонт
Группа 1	1347	XIII, XIV	6548	XIII	Группа 5	1162	XIII, XIV	3728	XIII
			3363	XIV				4093	XIV
Группа 2	1411	XIII, XIV	3895	XIII	Группа 6	457	XV, XVI	4713	XV
			8876	XIV				9055	XVI
Группа 3	1612	XIII, XIV	3158	XIII	Группа 7	1462	XIII, XIV	5366	XIII
			676	XIV				6793	XIV
Группа 4	1144	XIII, XIV	7584	XIII	Группа 8	1482	XIII, XIV	3552	XIII
			2078	XIV				5412	XIV

было количественное распределение добычи из двух продуктивных горизонтов исследуемых скважин в процентных содержаниях.

Как видно из схемы расположения скважин, с которых были отобраны пробы

нефти (рисунок 3), все подверженные воздействию скважины расположены близко друг к другу, в одном структурном блоке.

МЕТОДОЛОГИЯ И РЕЗУЛЬТАТЫ

Методология данного геохимического исследования содержит 3 последовательных этапа (рисунок 4): лабораторный эксперимент, инструментальный анализ и интерпретация данных на программном обеспечении Malcom. 24 образца сырой нефти были собраны в стеклянные бутылки из устья скважины при атмосферном давлении. Вносимые фракции 16 образцов конечных соединений были измерены по массе и искусственно смешаны в пропорциях 75–25%, 50–50% и 90–10% [9]. В качестве входных параметров для расчета необходимы хроматографические данные образцов конечных соединений, совместно-добываемых образцов и известных смесей (рисунок 4). То есть, масса масла А была взята, смешана с маслом В в вышеуказанных пропорциях. Сами нефти А и В были приняты за 100% и 0%, соответственно. Конечные соединения и совместно-добываемые образцы были использованы на LTM-GC для кластерного анализа, в то время как все образцы были проведены на газовой хроматографии высокого разрешения (HRGC) для количественного распределения совместной добычи (рисунки 4 и 5).

По результатам газожидкостной хроматографии (HRGC) можно определить состав и характер распределения алканов нормального и изопреноидного строения (рисунок 5), в то время как по результатам низко термальной хроматографии (LTM-GC) можно определить 12 ароматических компонентов (алкилбензинов) на молекулярном уровне (рисунок 5).

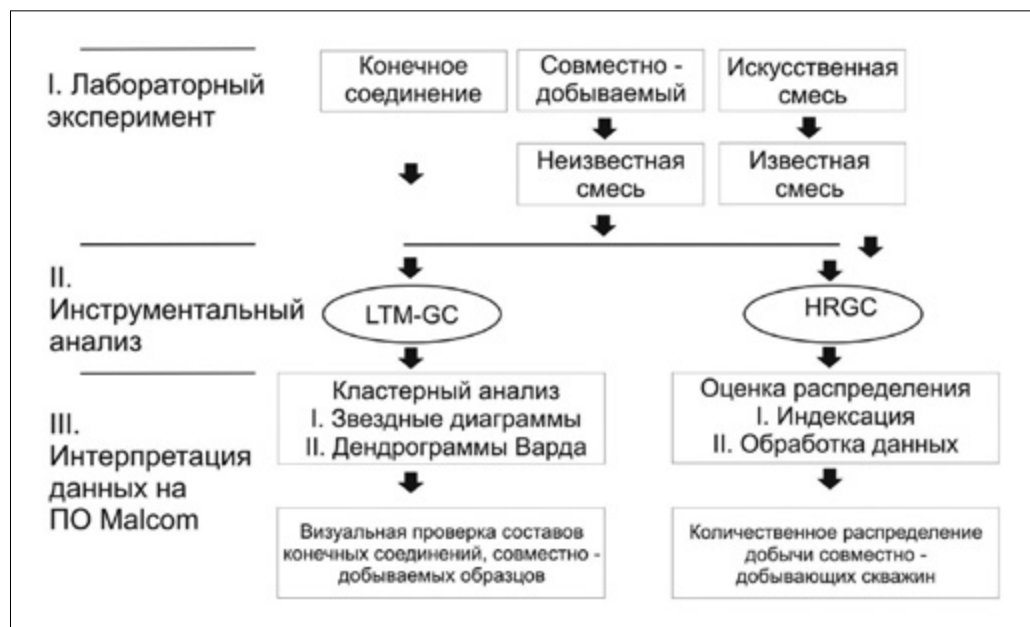


Рисунок 4 – Схема методики проведения исследований

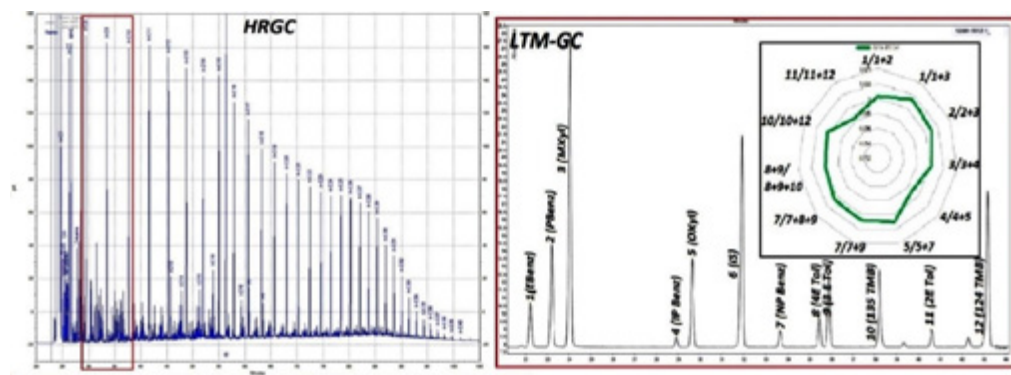


Рисунок 5 – Хроматограммы HRGC и LTMGC представительной пробы конечного соединения из скважины 1612 и результаты звездной диаграммы

Так как нефть месторождения Узень является тяжелой и вязкой, летучие углеводороды в пределах C8-C10 представлены в малых количествах. Вдобавок эти компоненты подвергаются испарению при малейшем контакте с воздухом. Поэтому анализ и фингерпринтинг в данном случае очень тонкое дело. Целевые ароматические компоненты не выявили существенных различий в фингерпринтах, поэтому было решено использовать все компоненты в составе нефтей. Аналогично для горизонта XIV были определены соотношения 12 ароматических компонентов для выявления «отпечатка» горизонта. Однако, как видно на графике (рисунок 6), в пределах этого пласта немного больше различий в компонентах. Различия минимальны, так как разница в компонентах не более 0.2 (ось Y). Результаты звездной диаграммы LTM были использованы для проверки надежности конечных соединений и образцов нефти из совместно-добывающих скважин.

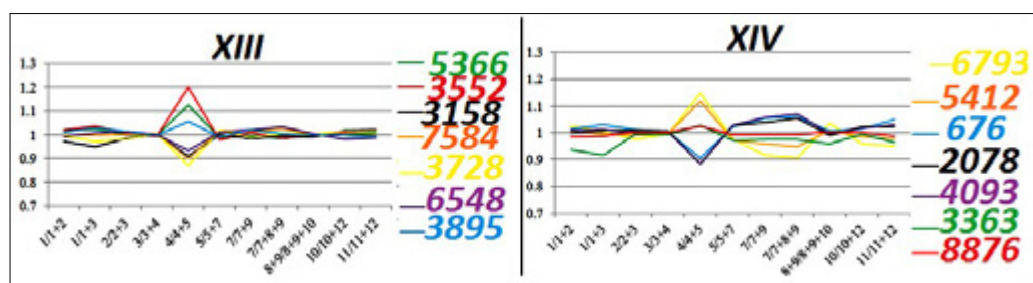


Рисунок 6 – Сравнение составов образцов нефти из горизонтов XIII и XIV

Был проведен визуальный просмотр всех образцов в виде звездных диаграмм (рисунок 7), по соотношениям ароматических компонентов на LTM-GC (рисунок 5). Как видно на рисунке 7, проба 1347, являющаяся совместно-добываемой, действительно представлена как смесь двух проб – 3363 и 6548. Ее тренд лежит посередине двух крайних соединений и приближен к 6548 (XIII горизонт).

Однако нельзя сказать тоже самое про группу 2. Здесь 1411 не попадает в лимиты своих крайних соединений. Это может означать следующее: 1) крайние соединения не являются одиночно-добывающими и сами представлены смесью; 2) имеются перетоки из резервуара XIII в резервуар XIV, резервуары не изолированы друг от друга и между ними есть гидродинамическая связь.

Дендрограмма также показывает, что образец № 1411 представляет собой одну группу. График группы 3 также показывает, что совместно-добывающая скважина 1612 попадает в лимит своих крайних соединений. По этим графикам также можно визуальнo оценить, к какому крайнему соединению приближена совместно-добывающая скважина.

В группе 4 изучаемый образец 1144 визуальнo приближен к крайнему соединению 2078 (XIV горизонт). В группе 5 установить визуальное сходство сложнее, но отчетливо видно, что изучаемый образец 1162 является смесью двух соединений почти 50% на 50%.

В группе 6 (рисунок 7) даже без расчетных параметров наблюдается, что добыча идет в основном с XVI горизонта, так как изученный образец совместно-добытой нефти 457 наиболее похож на одиночный образец 9055. Аналогично группа 7 – вклад продуктивного горизонта XIV в добычу совместно-добывающей скважины 1462 максимален по сравнению с горизонтом XIII. Это установлено путем схожести 1462 и 6793 – они практически идентичны. И наконец, для группы 8 также характерен одинаковый тренд для смешанного образца 1482 и одиночного 5412. Поэтому можно утверждать, что вклад горизонта XIV в данном случае превалирует. Подводя итог визуальнoму просмотру звездных диаграмм, можно сделать вывод, что только три

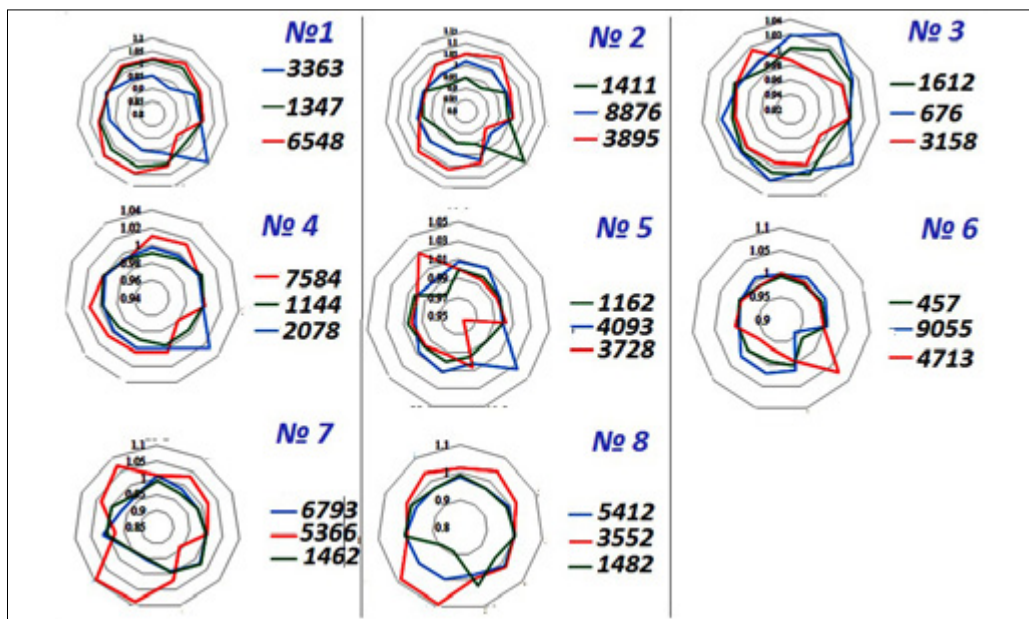


Рисунок 7 – Звездные диаграммы образцов по соотношениям ароматических компонентов

смешанных образца 1347, 1612 и 457 из трех групп (соответственно 1,3 и 6) могут быть представлены в виде смесей соответствующих конечных соединений, поскольку их значения отношений лежат в середине тех из них, которые соответствуют конечным соединениям.

Дендрограмма Уорда была сгенерирована программным обеспечением *Malcom* на основе 12 ароматических соотношений (рисунк 8). Такое визуальное представление данных корреляции показывает, что состав нефти изменяется в зависимости как от местоположения, так и от горизонта. Например, образцы (5366, 3895 и 3552), полученные с горизонта XIII в северо-западной части месторождения, имеют идентичный состав, несмотря на тектонические нарушения между ними. Пробы с того же горизонта в юго-восточной части месторождения дают свою отдельную группу.

Оценка смешанного производства на основе математического расчета лабораторных данных смешивания на программном обеспечении *Malcom*

Функция оценки распределения совместной добычи в *Malcom* содержит два последовательных процесса: индексация и обработка данных. Индексация определяется как идентификация и интеграция пиков для сравнения (рисунк 9). Для подсчета параметров использовалась вся хроматограмма нефти от легких до тяжелых фракций. Пики, использованные для расчета, обозначены на хроматограммах на примере группы 2. Использовались все пики от C6 до C30, включая изопреноиды и ароматические (рисунк 9).

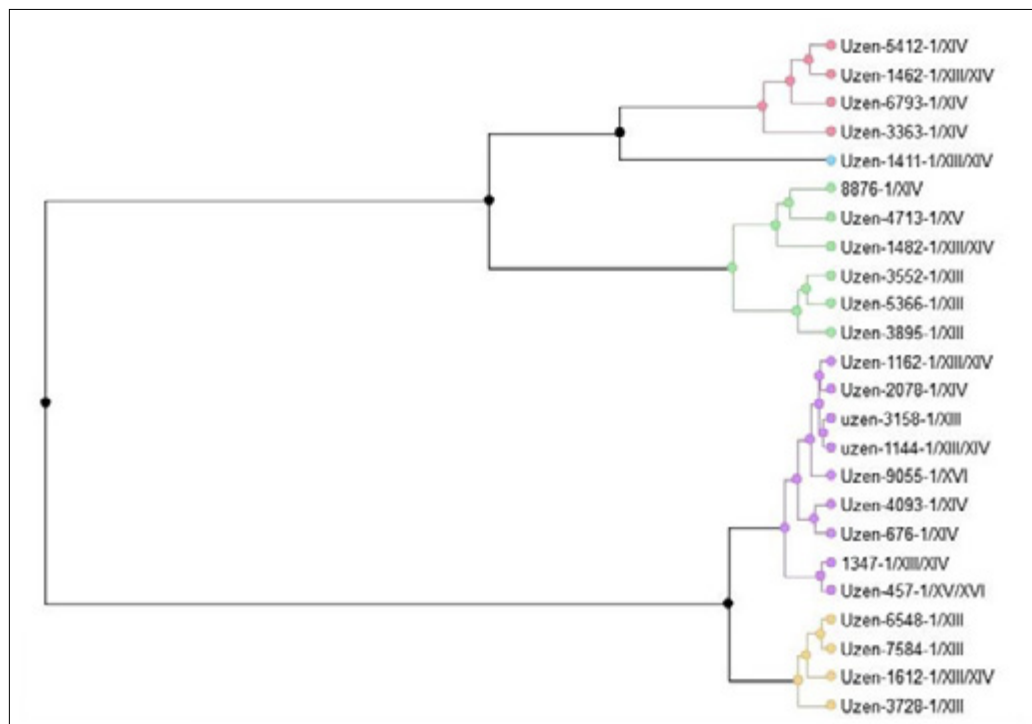


Рисунок 8 – Дендрограмма Уорда для визуального сравнения составов образцов по ароматическим компонентам

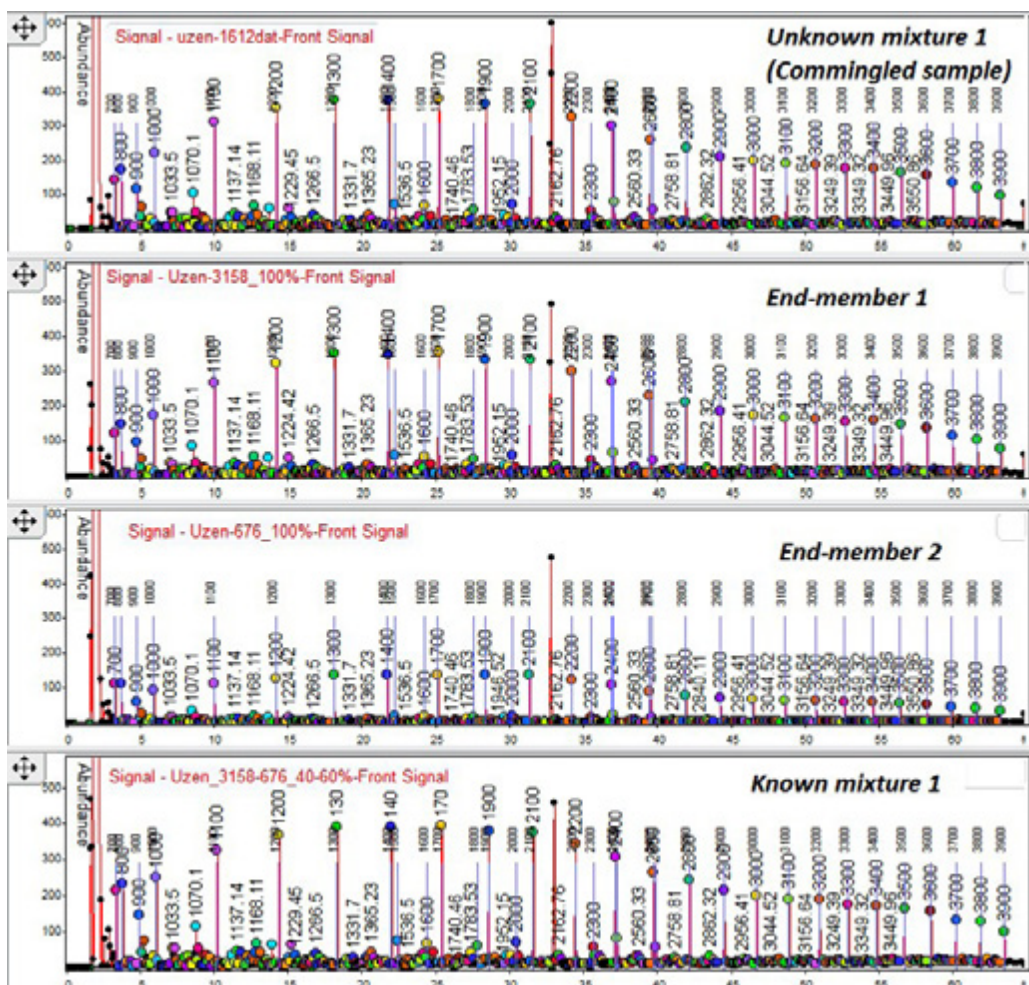


Рисунок 9 – Пример индексации интегрированных пиков хроматограммы HRGC в программном обеспечении Malcom

Затем данные индексации загружаются для обработки, которая состоит из четырех последовательных шагов (рисунок 10). Первым этапом является выбор матрицы, где матрица отношений опускается в мастер и определяется количество конечных соединений, смесей конечных элементов (известных как лабораторные смеси) и неизвестных смесей (известных как смешанные образцы).

На втором этапе (атрибуция анализа) необходимо указать, какие образцы являются конечными, неизвестными и известными смесями. На следующем этапе требуется состав каждой лабораторной смеси, исходя из того, что неизвестный состав смеси рассчитывается на 4-м этапе.

В таблице 2 представлены результаты количественного распределения совместно-добывающих скважин ПО Malcom.

Step 1 of 4: Matrix selection

Peaks matrix

- Group 3 Allocation
- NewDataset

Number of end-members: 2

Number of known mixtures: 2

Number of unknown mixtures: 1

Step 3 of 4: Known mixture composition

	Uzen-3158	Uzen-676
known mixture 1	50.00	50.00
known mixture 2	70.00	30.00

Step 2 of 4: Analyses attribution

Analysis	Type
Uzen-1612	Unknown mixture 1
Uzen-3158	end-member 1
Uzen-676	end-member 2
3158-676_50-50%	known mixture 1
3158-676_70-30%	known mixture 2

Step 4 of 4: Unknown mixture composition

	Uzen-3158	Uzen-676	IQR
Uzen-1612	37.00	63.00	3.04
3158-676_50-50%	50.00	50.00	2.02
3158-676_70-30%	70.00	30.00	3.33

Рисунок 10 – Обработка данных для оценки совместно-добывающей скважины на программном обеспечении Malcom

Таблица 2 – Результаты ПО Malcom по количественному распределению исследованных совместно-добывающих скважин

Группы по распределению добычи	Совместные		Одиночные		Результаты количественного распределения совместно-добывающих скважин	Значения ошибок математических вычислений (IQR)
	Номера скважин	Разрабатываемые горизонты	№ сосед скв.	Разрабатываемый горизонт		
Группа 1	1347	XIII, XIV	6548	XIII	54%	3,3%
			3363	XIV	46%	
Группа 2	1411	XIII, XIV	3895	XIII	21%	11,1%
			8876	XIV	79%	
Группа 3	1612	XIII, XIV	3158	XIII	37%	3,0%
			676	XIV	63%	
Группа 4	1144	XIII, XIV	7584	XIII	21%	5,2%
			2078	XIV	79%	
Группа 5	1162	XIII, XIV	3728	XIII	19%	10,7%
			4093	XIV	81%	
Группа 6	457	XV, XVI	4713	XV	11%	3,1%
			9055	XVI	89%	
Группа 7	1462	XIII, XIV	5366	XIII	37%	6,7%
			6793	XIV	63%	
Группа 8	1482	XIII, XIV	3552	XIII	33%	5,9%
			5412	XIV	67%	

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Предметом выполненного исследования были восемь образцов нефти из совместно-добывающих скважин и 16 образцов потенциальных конечных соединений на месторождении Узень. Целью исследования является оценка количественного распределения совместной добычи в восьми скважинах с использованием пакета программного обеспечения Malcom, в котором в качестве входных параметров для расчета используются хроматографические данные крайних соединений, совместно добываемых нефтей и известных смесей. Для создания известных смесей каждые два конечных соединения измерялись по массе и искусственно смешивались в пропорциях 70–30%, 50–50% и 90–10%. Конечные соединения и образцы совместно-добываемой нефти проанализированы LTM-GC для проведения кластерного анализа, в то время как для всех образцов была проведена газовая хроматография высокого разрешения (HRGC) в целях оценки количественного распределения совместной добычи.

Визуальный осмотр звездных диаграмм показал, что только три совместно добываемых образца 1347, 1612 и 457 из трех групп (1, 3 и 6, соответственно) действительно могут быть представлены в виде смесей их соответствующих конечных соединений, поскольку их значения соотношения находятся в лимите своих конечных соединений.

Анализ дендрограммы показывает, что состав нефти меняется в зависимости от местоположения и горизонта. Например, образцы (5366, 3895 и 3552), полученные с горизонта XIII в северо-западной части месторождения, имеют идентичный состав, несмотря на тектонические нарушения между ними. Пробы с того же горизонта в юго-восточной части месторождения создают свою отдельную группу. Результаты, полученные с помощью программного обеспечения, показали, что в исследованиях распределения горизонт XIV является доминирующим вкладчиком (63–89%) в поток добычи во всех совместно добывающих скважинах, за исключением № 1347. Однако только три группы распределения (1, 3 и 6) показали низкие значения ошибок математических вычислений (значение IQR <5%), что согласуется с результатами звездной диаграммы. Исходя из этого, мы считаем, что распределение добычи по программному обеспечению Malcom может быть надежным, если значения ошибок математических вычислений составляют менее 5%.

Выполненное нами исследование может представить научную основу для мониторинга производства, подходит для случая смешения нефтей при двух-слойной разработке одной скважиной.

Авторы выражают большую благодарность **М.И. Курбанбаеву** – директору «КМГ Инжиниринг» «Каспиймунайгаз», за колоссальную поддержку в научно-исследовательских работах внутри института. Также авторы глубоко благодарны **Л. Барлыбаевой, А. Досмухамбетову и А. Латиповой** за составление искусственных лабораторных смесей образцов конечных соединений. 

ЛИТЕРАТУРА

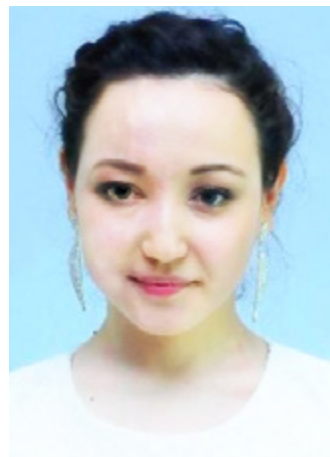
- 1 Barry Bennett, Jennifer J. Adams, Stephen R. Larter Oil Fingerprinting for Production Allocation: Exploiting the Natural Variations in Fluid Properties Encountered in Heavy Oil and Oil Sand Reservoirs, Frontiers and Innovation, CSPG CSEG CWLS Convention, 2009
- 2 Hwang, R. J., D. K. Baskin, and S. C. Teerman, 2000, Allocation of commingled pipeline oils to field production: Org. Geochem., v. 31, p. 1463–1474.
- 3 Herwig Ganz, M Hempton, F Van Der Veen and R Kreulen (1999) Integrated Reservoir geochemistry: Finding Oil by Reconstructing migration pathways and Paleo Oil-water condition. Society of Petroleum Engineers, SPE 56896, Aberdeen, Scotland;
- 4 Herwig Ganz, M Hempton, 2005. «Integrated Reservoir geochemistry in Nigeria»; p. 1–18
- 5 J.M. Freelin, T. Kubicek, E.W. Tegelaar Low Thermal Mass Multi-Dimensional Gas Chromatography (LTM-MDGC) 2.0 Manual for KMG Geochemistry Laboratory Atyrau, 2014; p. 1–256.
- 6 Kaufman, R. L., A. S. Ahmed, and W. B. Hemphkins, 1987, A new technique for the analysis of commingled oils and its application to production allocation calculations, paper IPA 87–23/21: 16th Annual Indonesian Petro. Assoc., p. 247–268.
- 7 Mark A. McCaffrey, David K. Baskin, Brooks A. Patterson, Jeremy E. Dahl, and Kate S. Weissenburger Geochemical Allocation of Commingled Oil Production and/or Commingled Gas Production from 2–6 Pay Zones, AAPG Hedberg conference «applications of reservoir fluid geochemistry» June 8–11, 2010 –vail, Colorado.
- 8 Mark A. McCaffrey, David K. Baskin, Brooks A. Patterson, Christopher Stone, Oil fingerprinting dramatically reduces production allocation costs, World Oil, March 2012, p. 55–59.
- 9 Masterson, W. D., Holba A. G., and Dzou, L. I. P. (1997) Filling history of America's two largest oil fields: Prudhoe Bay and Kuparuk, North Slope Alaska. Abstracts of 1997 AAPG National Meeting, Dallas, TX. p. 3–18.

УДК 622.32

QUANTITATIVE ALLOCATION OF COMMINGLED PRODUCTION OF CRUDE OILS FROM WELLS IN UZEN FIELD USING GEOCHEMICAL ANALYSIS



Y.S.H. SEITKHAZIYEV^{1*},
Head of laboratory
of geochemical studies of oil,
water and rock samples



G.G. YELTAY¹,
Leading Engineer of laboratory
of geochemical studies of oil,
water and rock



SH.S. PANGEREEVA²,
Deputy General director
for Geology



N.D. SARSENBEKOV¹,
Managing director
of laboratory block of»

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

¹«KMG Engineering» «Caspimunaigas»,
Republic of Kazakhstan, 060011, Atyrau, st. Zharbosynova, 89 A

²JSC «Ozenmunaygas»
Republic of Kazakhstan, 130200, Zhanaozen city, Satpaevstr, 3

This paper presents a case study of using fingerprinting technology for 24 crude oil samples (16 end members, 8 commingled well samples according to the customer data) on Malcom (Schlumberger) software after artificial lab mixtures to assess the quantitative allocation of commingled production from 8 wells in Uzen field. The significance of this study lies in the fact that this method is novel to the domestic subsoil holders as it's being used first time in Kazakhstan and it's hundreds of times cheaper than conventional PLT analysis.

Presence of all peaks on HRGC chromatograms of all oil samples indicated that samples are suitable for this study. Contributing fractions of each two end member samples were measured by weight and artificially mixed in proportions of 70–30%, 50–50% and 90–10% to create known mixtures. HRGC peaks reflecting compositional differences in the end member oils, in various artificial mixtures of the end member oils and in the commingled oils were integrated on Malcom (Schlumberger) software for assessment of production allocation of commingled wells. The results obtained from the software indicated that in majority allocation studies the horizon/pay zone XIV is the dominant contributor (63–89%) to the production stream in all commingled wells except № 1347. The results obtained from the software indicated that in majority allocation studies the horizon/pay zone XIV is the dominant contributor (63–89%) to the production stream in all commingled wells except 1347. However, only 3 allocation groups (1, 3 and 6) showed low values of mathematical calculation errors (<5% IQR value) which is consistent with the star diagram results. Based on this, we believe that Malcom software production allocation can be reliable if the IQR value is less than 5%.

KEY WORDS: allocation, commingled well, end-members, fingerprinting, Malcom software.

ӨЗЕН КЕН ОРНЫНДА ГЕОХИМИЯЛЫҚ ЗЕРТТЕУДІ ҚОЛДАНЫП, ҚОС ӨНІМДІ ҰҢҒЫМАЛАРДАҒЫ МҰНАЙДЫ САНДЫҚ ҮЛЕСТІРУ

Е.Ш. СЕЙТХАЗИЕВ^{1*}, «КМГ Инжиниринг» «Каспиймунайгаз» тау-жынысы, су және мұнайды геохимиялық зерттеу зертханасының меңгерушісі

Г.Г. ЕЛТАЙ¹, «КМГ Инжиниринг» «Каспиймунайгаз» тау-жынысы, су және мұнайды геохимиялық зерттеу зертханасының жетекші инженері

Ш.С. ПАНГЕРЕЕВА², АО «Өзенмұнайгаз» бас директорының геология бойынша орынбасары

Н.Д. САРСЕНБЕКОВ¹, «Каспиймунайгаз» зертханалық зерттеулер бойынша басқарушы директоры – «КМГ Инжиниринг» Атыраудағы филиалы

¹«КМГ Инжиниринг» «Каспиймунайгаз»,
Қазақстан Республикасы, 060011, Атырау қаласы, Жарбосынов көшесі, 89 А

²«Өзенмұнайгаз» АҚ,
Қазақстан Республикасы, 130200, Жаңаөзен қаласы, Сатпаев көшесі, 3-ші үй

Бұл мақалада Өзен кен орнындағы 8 ұңғымада қос өнімді сандық үлестіру мақсатында Malcom программасында 24 шикі мұнай үлгісіне фингерпринтинг технологиясын қолданудың кейсті зерттеуі ұсынылған. Аталмыш зерттеу жұмысының маңыздылығы бұл әдістің Қазақстанда тұңғыш рет қолданып жатқанына байланысты отандық жер қойнауын пай-

даланушыларға жаңа болуы және PLT анализдерінен жүздеген есе арзан болуында. HRGC хроматограммаларындағы барлық пиктердің бар болуы- мұнайлардың зерттеу жұмысына жарамдылығын көрсетеді. Бір шектік мұнайлар бір-бірімен 70%–30%, 50%–50% және 90%–10% жасанды түрде араластырылды. Жасанды түрде араласқан мұнайлардың, дара шоғырлы мұнайлардың және қос өнімді ұңғымалардан алынған мұнайлардың құрамдарындағы айырмашылықтарды көрсететін HRGC пиктері Malcom (Schlumberger) программасында қос өнімді сандық үлестіру мақсатында интеграцияланды. Программадан алынған нәтижелер, № 1347 ұңғысынан басқа сандық үлестіру бойынша зерттеудің басым көпшілігінде XIV горизонт барлық қос өнімді ұңғымалардағы өнім ағымына негізгі үлес (63–89%) қосып отырғанын көрсетті. Алайда, жұлдыздық диаграммалардың нәтижелерімен сәйкес келетін тек 3 топ (1, 3 и 6) қана математикалық есептеу қателіктерінің (IQR мәні <5%) ең төменгі мәндерін берді. Осыған сәйкес, Malcom программасы бойынша қос өнімді сандық үлестіру сенімді болуы мүмкін, егер математикалық есептеу қателіктері 5%дан төмен болған жағдайда.

НЕГІЗГІ СӨЗДЕР: сандық үлестіру, қос өнімді ұңғыма, дара шоғырлы мұнай, фингер-принтинг, Malcom программасы.

КОЛИЧЕСТВЕННОЕ РАСПРЕДЕЛЕНИЕ НЕФТИ СОВМЕСТНО ДОБЫВАЮЩИХ СКВАЖИН НА МЕСТОРОЖДЕНИИ УЗЕНЬ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ГЕОХИМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ

Е.Ш. СЕЙТХАЗИЕВ^{1*}, заведующий лабораторией геохимических исследований нефти, воды и породы «КМГ Инжиниринг»

Г.Г. ЕЛТАЙ¹, Ведущий инженер лабораторий геохимических исследований нефти, воды и породы «КМГ Инжиниринг»

Ш.С. ПАНГЕРЕЕВА², заместитель генерального директора по геологии АО «ОЗЕНМУНАЙ-ГАЗ»

Н.Д. САРСЕНБЕКОВ¹, управляющий директор по лабораторным исследованиям «Каспий-мунайгаз» – Атырауского Филиала ТОО «НИИ ТДБ «КазМунайГаз»

¹ТОО «КМГ Инжиниринг» «Каспиймунайгаз»,
Республика Казахстан, 060011, г. Атырау, ул. Жарбосынова, 89 А

²АО «Озенмунайгаз»,
Республика Казахстан, 130200, г. Жанаозен, ул. Сатпаева, дом 3

В данной статье представлен пример использования технологии фингерпринтинга 24 образцов сырой нефти (16 из одиночных, 8 образцов из совместно-добывающих скважин по данным заказчика) на программном обеспечении Malcom (Schlumberger) для оценки количественного распределения совместной добычи на 8 скважинах месторождения Узень. Значимость этого исследования заключается в том, что данный метод является новым для отечественных недропользователей, поскольку он используется впервые в Казахстане и также дешевле в сто раз, чем традиционные анализы PLT.

Наличие всех пиков на хроматограммах HRGC всех образцов нефти указывало на то, что образцы годны для этого исследования. Вносимые фракции каждых двух образцов измеряли по нефти и искусственно смешивали в пропорциях 70–30%, 50–50% и 90–10% для создания определенных смесей. Пики HRGC, отражающие различия в составах нефти, различных искусственных смесей, конечных соединений и нефти со совместно-добывающих скважин, были интегрированы в программное обеспечение Malcom (Schlumberger) для оценки распределения добычи в совместно-добывающих скважинах. Результаты, полученные из программного обеспечения, показали, что в большинстве исследований

распределения горизонт XIV вносил основной вклад (63–89%) в поток добычи во всех совместно-добывающих скважинах, кроме 1347. Однако только три группы распределения (1, 3 и 6) показали низкие значения ошибок математических вычислений (значение IQR <5%), что согласуется с результатами звездной диаграммы. Исходя из этого, мы считаем, что распределение добычи по программному обеспечению Malcom может быть надежным, если значение погрешности метода составляет менее 5%.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: распределение, совместно-добывающая скважина, конечные соединения, фингерпринтинг, ПО Malcom.

INTRODUCTION

Suppose the reservoir has 2 pay zones called A (lower) and B (upper). The oil sample derived from the well exploiting single pay zone (A or B) is called «end-member» (figure 1). If the sample is obtained from the well, that is exploiting two pay zones (A and B) simultaneously, it's called «commingled». Commingled production is the flow of fluids, originating from two or more pay zones through the single well. If two zones were being commingled («Zone A» and «Zone B»), then, the respective contributions of zones A and B to a commingled sample can be determined by identifying chemical differences (with the end members being sample 1 from zone A and sample 2 from zone B [1, 2, 6, 9].

Production allocation is defined as the quantitative proportion of end members in commingled samples. In an ideal scenario, when there are no flows in the zones, no

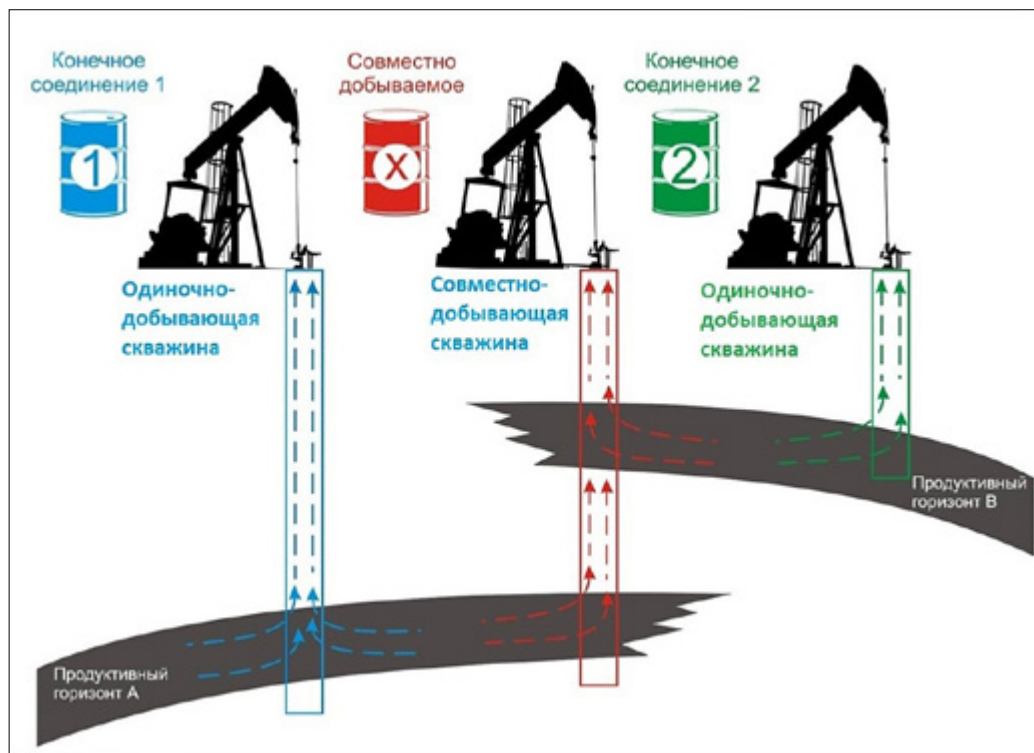


Figure 1 – Illustration for end-member and commingled samples

leakages in the wells and complete isolation of two different zones from each other, the samples should be certainly distinguishable from each other. If there is no compositional difference between the end-member samples, then the quantitative assessment of allocation of commingled production becomes difficult.

A number of scientific research [3, 4, 5, 6 and et al.,] have been published for the quantitative assessment of allocation of commingled production using oil geochemistry. For instance, according to [4], two end member samples from pay zones A and C were mixed artificially in the proportion of 80%, 60%, 40% and 20% (*figure 2A*) and run on LTM-GC. The ratios values of obtained known mixtures lie between those of end-member samples. For the two productive layers (A and C) under consideration, a peak ratio (10/10+12) was used from the set of ratios (*Figure 2A*). Based on the analysis of laboratory-made mixtures of A and C oil samples, analytical curve was constructed for the ratios values as a function of their relative concentration. Plotting the value of the ratio for the commingled oil provides a clue as to how contributions from A and C pay zones should be allocated. In this example, 50% from A, 50% from C (*figure 2B*). Such geochemistry-based allocation is far cheaper than (1% cost of PLT) and is proving to be more reliable [7, 8].

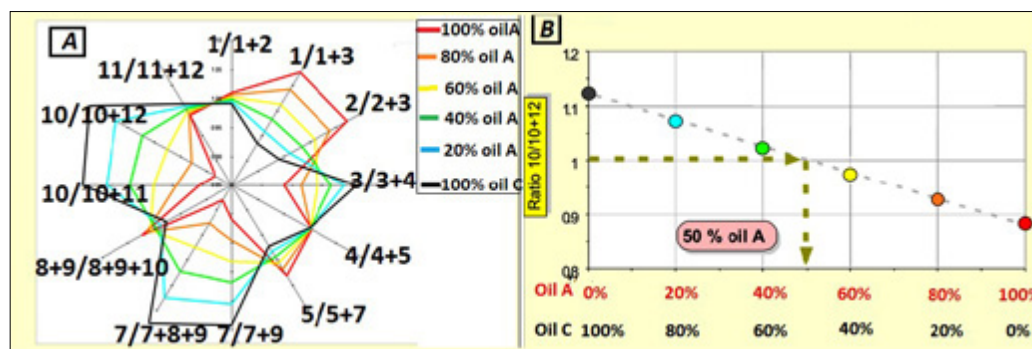


Figure 2 – Mathematical approach for allocation of commingled production

GEOLOGICAL BACKGROUND AND SAMPLING

Uzen is a complicatedly structured field crossed with a number of faults. The field consists of more than 4000 wells, some of which are commingled. For instance, the well 1347 is commingled as it's exploiting both XIII and XIV horizons simultaneously, while wells 6548 and 3363 were considered as single-pay zoned due to the fact that each of them is exploiting single pay zone (XIII and XIV horizons respectively) (*figure 3*).

As can be seen from the well sampling scheme (*figure 3*), all subjected wells are closely located to each other, in the same structural block. In this research 8 commingled wells were chosen by the customer adjacent 16 end-member samples were collected (*table 1*). The aim of the research was to assess the relative production from two pay zones in given wells as percentage.

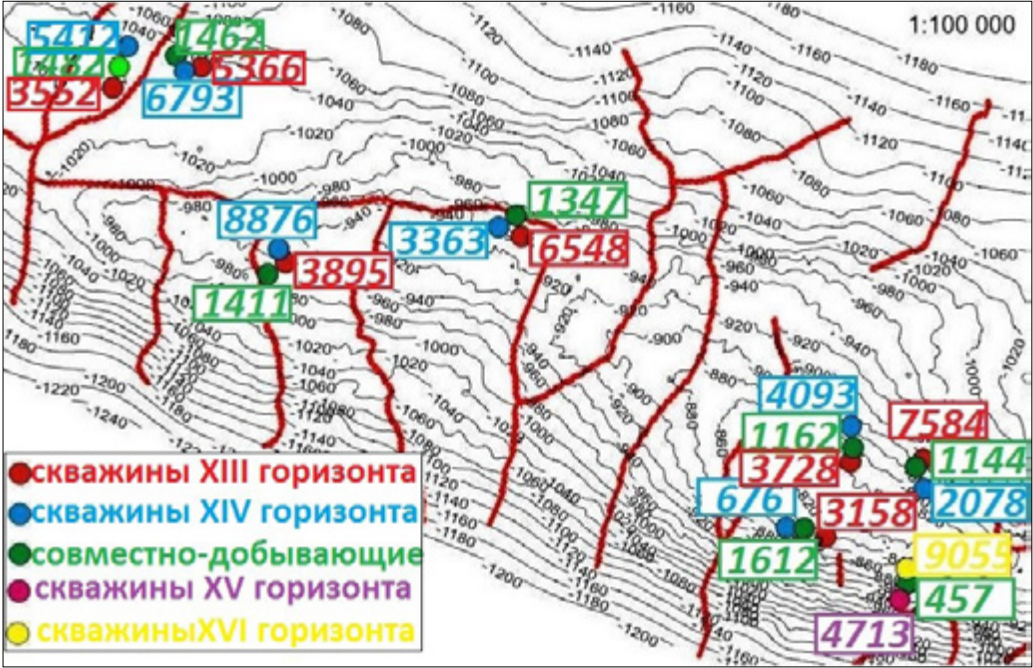


Figure 3 – The structural map of the field with sampling wells

Table 1 – The used comingled and end-members samples in this study

Commingled			End-members		Commingled			End-members	
Groups	Well numbers	Horizon (pay zone)	Adjacent wells	Horizon (pay zone)	Groups	Well numbers	Horizon (pay zone)	Adjacent wells	Horizon (pay zone)
Group 1	1347	XIII, XIV	6548	XIII	Group 5	1162	XIII, XIV	3728	XIII
			3363	XIV				4093	XIV
Group 2	1411	XIII, XIV	3895	XIII	Group 6	457	XV, XVI	4713	XV
			8876	XIV				9055	XVI
Group 3	1612	XIII, XIV	3158	XIII	Group 7	1462	XIII, XIV	5366	XIII
			676	XIV				6793	XIV
Group 4	1144	XIII, XIV	7584	XIII	Group 8	1482	XIII, XIV	3552	XIII
			2078	XIV				5412	XIV

METHODOLOGY AND RESULTS

The methodology contains 3 consequent stages: laboratory experiment, instrumental analysis and interpretation of results on Malcom software. 24 crude oil samples (16 end members, 8 comingled well sampleseach from 2 pay zones) were collected in glass

bottles at the wellhead at atmospheric pressure. Contributing fractions of 16 end member samples were measured by weight and artificially mixed in proportions of 75–25%, 50–50% and 90–10% [9]. As input parameters the chromatographic data of end-member, commingled and known mixture samples are required for calculation. That is, the weight of oil A was taken, mixed with oil B in the above proportions. The oils A and B themselves were considered as 100% and 0%, respectively. End-member and commingled samples were run on LTM-GC for clustering analysis while all samples were run on high resolution gas chromatography (HRGC) for assessment of quantitative allocation of commingled production (*Figure 4 and 5*).

The results of high resolution gas chromatography (HRGC) are used to determine n-alkane and isoprenoid distributions, while those of low-thermal mass gas chromatography (LTM-GC) are used to determine 12 aromatic (alkylbenzene) peaks (*figure 5*).

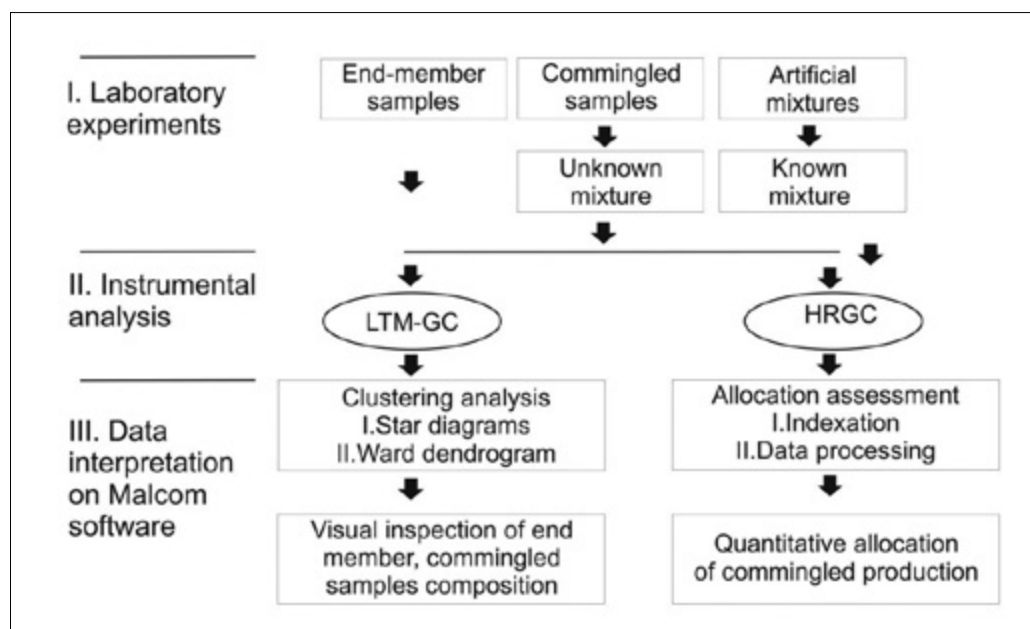


Figure 4 – The flow chart of adopted methodology for the research procedure

Since Uzen oil is heavy and viscous, volatile hydrocarbons within C_8 - C_{10} are represented in low quantities. In addition, these components experience evaporation fractionation. Therefore, the analysis and fingerprinting in this case is a very difficult. As targeted aromatic components did not reveal significant differences in fingerprints, it was decided to use all components in the composition of oils. Similarly, for the horizon XIV, the ratios of 12 aromatic components were determined to reveal «fingerprinting» of the horizon. However, as can be seen from the *figure 6* within this reservoir, the compositions of samples differ slightly. The differences are small, as Y values are less than 0.2 (*figure 6*). The star diagram results of LTM were used to check the reliability of end members and commingled samples.

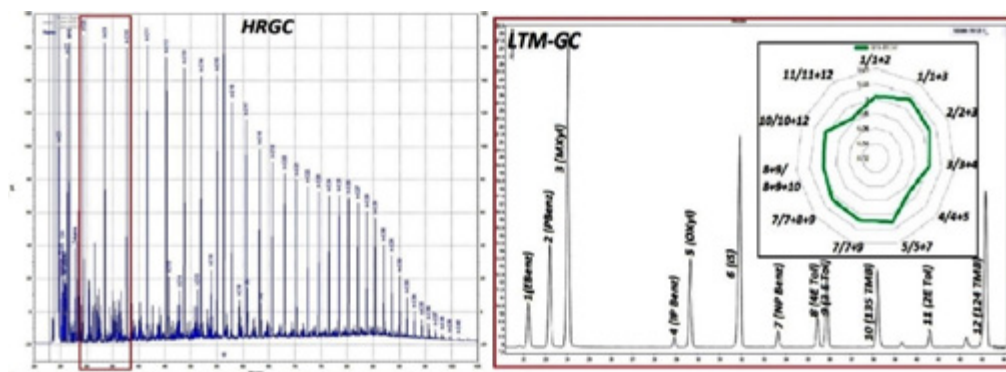


Figure 5 – HRGC and LTMGC chromatograms of the representative end-member sample from the well 1612 and fingerprinting results of star diagram

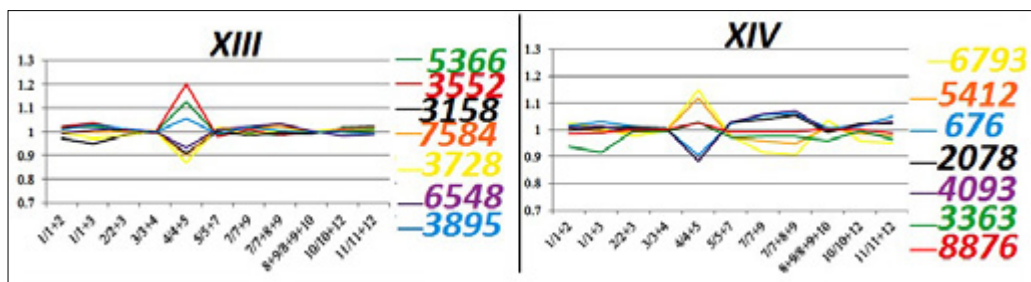


Figure 6 – Comparison of oil samples compositions from horizons XIII and XIV

Visual inspection of all samples as star diagrams was performed (figure 7). Their peak integrations were presented in figure 5. As can be seen from the figure 7, the sample of commingled well 1347 is indeed represented as a mixture of two end-members samples of wells № 3363 and № 6548 as its trend in star diagram lies in the middle of two end members values and is close to 6548 (horizon XIII).

However, the same scenario cannot be observed for samples of group 2. Here, the commingled well 1411 does not fall within the limits of its end-member connections. This may mean either that extreme compounds are not correct and are themselves a mixture or there are overflows from reservoir XIII to XIV, the reservoirs are not isolated from each other. The dendrogram also shows that the sample № 1411 constitutes one group itself. The graph of group 3 also shows that commingled well № 1612 falls within the limit of its end-members.

According to star diagram, it is also possible to visually assess to which end-member samples the commingled well is compositionally similar.

In group 4, the studied sample 1144 is visually close to the end member sample № 2078 (XIV horizon). In group 5, it is more difficult to establish visual similarity, but it is clearly seen that the studied sample 1162 is a mixture of two compounds with almost 50% to 50% proportions. In group 6 (figure 7), even without the calculated parameters,

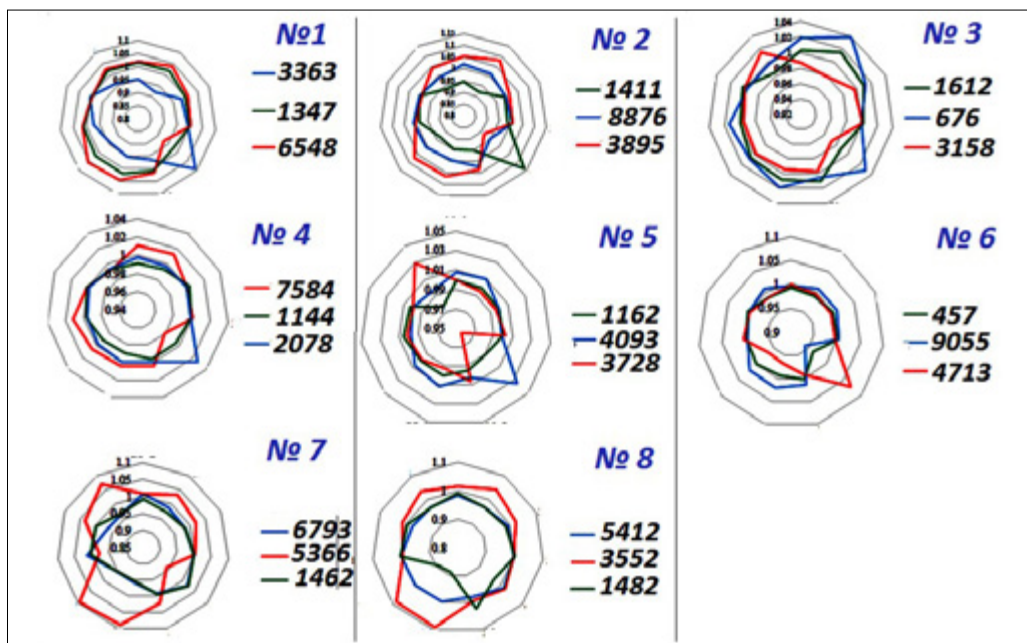


Figure 7 – Star diagrams for visual comparisons of samples used for allocation studies

it is observed that dominant contributor to the production stream is XVI horizon, since the samples from commingled well № 457 is very similar to the end member sample № 9055. Similarly, in group 7 (figure 7) it is easy to observe that commingled well 1462 is exploiting mainly XIV horizon due to its similar composition to the end member sample 6793. Finally, group 8 also has the same trend for commingled sample 1482 and end-member sample № 5412. Therefore, it can be argued that the contribution of horizon XIV prevails in this case as well. Summarizing the visual inspection of star diagrams, it can be concluded that only 3 commingled samples 1347, 1612 and 457 from 3 groups (1, 3 and 6 respectively) can be indeed represented as the mixtures of their corresponding end-members due to the fact that their ratio values are lying in the middle of those of their corresponding end-members.

The Ward dendrogram was generated by Malcom software based on 12 aromatic ratios (figure 8). Such visual representation of correlation data shows that oil composition changes depending on both locations and horizons. For instance, samples (5366, 3895 and 3552) obtained from horizon XIII in north-west part of the field possess identical composition despite the faults between them. The samples from the same horizon in the south-east part of the field yield their own separate group.

Assessment of commingled production based on mathematical calculation of laboratory mixing data on Malcom software

Production allocation function in Malcom contains 2 consequent processes: indexation and data processing. The indexation is defined as identification and integration of peaks for comparison (figure 9). To calculate the parameters, the entire chromatogram of

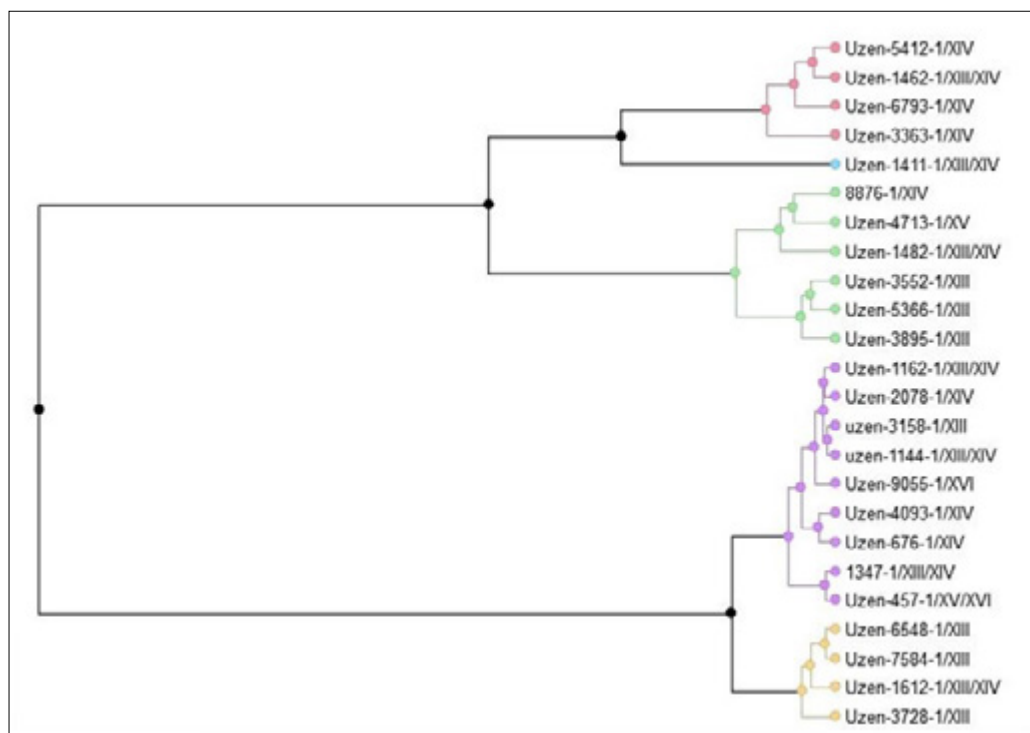


Figure 8 – Ward dendrogram for visual comparisons of compositions samples based on aromatic components

oil from light to heavy fractions was used. The peaks used for the calculation are marked on the chromatograms on the example of group 3 (figure 9).

Then the indexation data is loaded for data processing which consists of 4 consequent steps (figure 10). The first step is matrix selection, where ratios matrix is dropped into the wizard and the number of end-members, synthetic mixtures of end-members (known as laboratory mixtures) and unknown mixtures (known as commingled sample) is defined. The second step (analysis attribution) requires to fill which samples are end-members, unknown mixture (s) and known mixture (s). The following step requires composition of each lab mixture based on that the unknown mixture composition is calculated in the 4th step.

The table 2 shows the estimated results for allocation of commingled production on Malcom software.

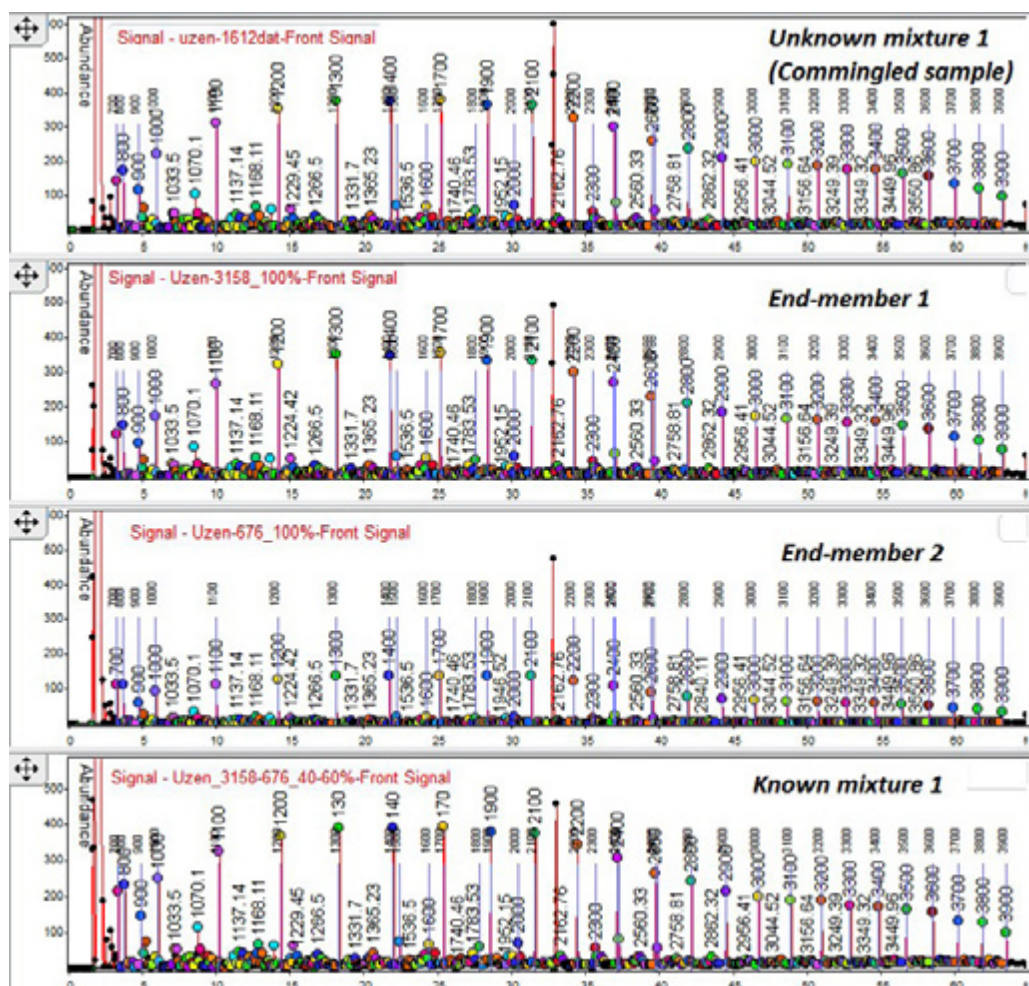


Figure 9 – Indexation of integrated peaks of HRGC chromatograms in Malcom software

Step 1 of 4: Matrix selection		Step 2 of 4: Analyses attribution	
Peaks matrix		Analysis	Type
Group 3 Allocation		Uzen-1612	Unknown mixture 1
NewDataset		Uzen-3158	end-member 1
Number of end-members: 2		Uzen-676	end-member 2
Number of known mixtures: 2		3158-676_50-50%	known mixture 1
Number of unknown mixtures: 1		3158-676_70-30%	known mixture 2
Step 3 of 4: Known mixture composition		Step 4 of 4: Unknown mixture composition	
	Uzen-3158 Uzen-676	Uzen-3158	Uzen-676 IQR
known mixture 1	50.00 50.00	Uzen-1612	37.00 63.00 3.04
known mixture 2	70.00 30.00	3158-676_50-50%	50.00 50.00 2.02
		3158-676_70-30%	70.00 30.00 3.33

Figure 10 – Data processing for assessment of allocation of commingled production

Table 2 – Malcom results for allocation of commingled production

Groups	Commingled		Single layered		Malcom results for allocation of commingled production	Error% (IQR)
	Wells №	horizons	№ adjacent wells	horizons		
Group 1	1347	XIII, XIV	6548	XIII	54%	3,3%
			3363	XIV	46%	
Group 2	1411	XIII, XIV	3895	XIII	21%	11,1%
			8876	XIV	79%	
Group 3	1612	XIII, XIV	3158	XIII	37%	3,0%
			676	XIV	63%	
Group 4	1144	XIII, XIV	7584	XIII	21%	5,2%
			2078	XIV	79%	
Group 5	1162	XIII, XIV	3728	XIII	19%	10,7%
			4093	XIV	81%	
Group 6	457	XV, XVI	4713	XV	11%	3,1%
			9055	XVI	89%	
Group 7	1462	XIII, XIV	5366	XIII	37%	6,7%
			6793	XIV	63%	
Group 8	1482	XIII, XIV	3552	XIII	33%	5,9%
			5412	XIV	67%	

CONCLUSION

The subjects of this research studies were 8 commingled samples and 16 potential end member samples from Uzen field. The aim was to allocate commingled production of 8 samples using Malcom software package, where the chromatographic data of end-member, commingled and known mixture samples are required as input parameters for calculation. To create known mixtures each two end-members were measured by weight and artificially mixed in proportions of 75%, 50% and 10%. End-member and commingled samples were run on LTM-GC in duplicate for clustering analysis while all samples were run on high resolution gas chromatography (HRGC) for quantitative allocation of commingled production. The visual inspection of star diagrams showed that only 3 commingled samples 1347, 1612 and 457 from 3 groups (1, 3 and 6 respectively) can be indeed represented as the mixtures of their corresponding end-members due to the fact that their ratio values are lying in the middle of those of their corresponding end-members. Dendrogram analysis shows that oil composition changes depending on both locations and horizons. For instance, samples (5366, 3895 and 3552) obtained from horizon XIII in the north-west part of the field possess identical composition despite the faults between them. The samples from the same horizon in the south-east part of the field yield their own separate group. The results obtained from the software indicated that in majority allocation studies the horizon/pay zone XIV is the dominant contributor (63–89%) to the production stream in all commingled wells except № 1347. However, only 3 allocation groups (1, 3 and 6) showed low values of mathematical calculation errors (<5% IQR value) which is consistent

with the star diagram results. Based on this, we believe that Malcom software production allocation can be reliable if the IQR value is less than 5%.

This research can provide scientific basis for monitoring production and is suitable for the case of two layer commingled well.

ACKNOWLEDGEMENT

The author is immensely thankful to **M.I. Kurbanbayev**, director of «KMG Engineering» «Casiimunaigas» for huge support in scientific research projects within the institute. Also the authors record deep gratitude to **L. Barlybayeva**, **A. Dosmukhambetov** and **A. Latipova** for performing artificial laboratory mixtures of end-member samples. 

REFERENCES

- 1 Barry Bennett, Jennifer J. Adams, Stephen R. Larter Oil Fingerprinting for Production Allocation: Exploiting the Natural Variations in Fluid Properties Encountered in Heavy Oil and Oil Sand Reservoirs, Frontiers and Innovation, CSPG CSEG CWLS Convention, 2009.
- 2 Hwang, R. J., D. K. Baskin, and S. C. Teerman, 2000, Allocation of commingled pipeline oils to field production: Org. Geochem. V.31, p. 1463–1474.
- 3 Herwig Ganz, M Hempton, F Van Der Veen and R Kreulen (1999) Integrated Reservoir geochemistry: Finding Oil by Reconstructing migration pathways and Paleo Oil-water condition. Society of Petroleum Engineers, SPE 56896, Aberdeen, Scotland.
- 4 Herwig Ganz, M Hempton, 2005. Integrated Reservoir geochemistry in Nigeria. p. 1–18.
- 5 J.M. Freelin, T. Kubicek, E.W. Tegelaar Low Thermal Mass Multi-Dimensional Gas Chromatography (LTM-MDGC) 2.0 Manual for KMG Geochemistry Laboratory Atyrau, 2014; p. 1–256.
- 6 Kaufman, R. L., A. S. Ahmed, and W. B. Hemphins, 1987, A new technique for the analysis of commingled oils and its application to production allocation calculations, paper IPA 87–23/21: 16th Annual Indonesian Petro. Assoc. p. 247–268.
- 7 Mark A. McCaffrey, David K. Baskin, Brooks A. Patterson, Jeremy E. Dahl, and Kate S. Weissenburger Geochemical Allocation of Commingled Oil Production and/or Commingled Gas Production from 2–6 Pay Zones, AAPG hedberg conference «applications of reservoir fluid geochemistry» june 8–11, 2010 –vail, Colorado.
- 8 Mark A. McCaffrey, David K. Baskin, Brooks A. Patterson, Christopher Stone, Oil fingerprinting dramatically reduces production allocation costs. World Oil, march 2012, p. 55–59.
- 9 Masterson, W. D., Holba A. G., and Dzou, L. I. P. (1997) Filling history of America's two largest oil fields: Prudhoe Bay and Kuparuk, North Slope Alaska. Abstracts of 1997 AAPG National Meeting. Dallas, TX. p. 3–18.

УДК622.32

SWELT – TECHNOLOGY OF WAVE ENHANCED TRANSPORTATION OF VISCOUS AND ULTRA-VISCOUS OIL VIA PIPELINES



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
info@galexenergy.com; www.galexenergy.com

SWELT – is a technology of wave enhanced pipeline transportation of viscous and ultra-viscous liquids and other liquids.

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

- *increase of volume of transported substances (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 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.

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

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

SWELT – ТҰТҚЫР СҰЙЫҚТЫҚТАРДЫ ЖӘНЕ СУСЫМАЛЫ СУБСТАНЦИЯЛАРДЫ ҚҰБЫР ЖЕЛІЛЕРІ АРҚЫЛЫ ТОЛҚЫНДЫ ТАСЫМАЛДАУ ТЕХНОЛОГИЯСЫ

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 – бұл тұтқыр және ультра тұтқыр сұйықтықтарды және сусымалы заттектерді құбыр желілері арқылы тасымалдауға арналған толқынды ынталандыру технологиясы. Сорып алынатын заттекке толқындар арқылы әсер етудің нәтижесінде құбыр желісі арқылы тасымалданатын заттекті соруудың гидравликалық кедергісін айтарлықтай төмендетеді, бұл туындаған мәселелер мен кедергілер кешенін шешуге мүмкіндік береді. Атап айтқанда, SWELT пайдаланушыларға келесі шешімдер мен мүмкіндіктерді ұсынады:

- құбыр желісі арқылы тасымалданатын заттектің көлемін арттыру (мұнай, пульпа және т.б.). Заттекті тартудың негізгі нұсқасындағы гидравликалық шығындар неғұрлым көп болса, SWELT технологиясын қолданғанда бұл нәтиже соғұрлым көп болады;
- тұтқыр және сусымалы заттектерді тасымалдау кезінде сору қысымын азайту;
- құбыр желісінің бойында орналасқан тіреулік станциялардың жиілігін және санын қысқарту;
- тасымалданатын сұйықтықтың тұтқырлығын азайту үшін құбырды жылыту қажеттілігін азайту.

Сонымен қатар, SWELT сорғы бағытында қосымша толқынның күшеюін қамтамасыз етеді, бұл тасымалданатын заттектің көлемін ұлғайтуға немесе сору қысымын төмендетуге мүмкіндік береді.

SWELT тасымалданатын заттектің құрамын өзгертпейді, қызметкерлерге, қоршаған орта мен жабдықтарға қауіп төндірмейтін технология болып табылады. SWELT технологиясы GALEX Energy Corporation компаниясына тиесілі.

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

SWELT – ТЕХНОЛОГИЯ ВОЛНОВОЙ ТРАНСПОРТИРОВКИ ВЫСОКОВЯЗКИХ И УЛЬТРАВЯЗКИХ НЕФТЕЙ ПО ТРУБОПРОВОДАМ

А.И. БАЖАЛ, академик Украинской нефтегазовой академии, Главный научный консультант

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 – это технология волнового стимулирования, предназначенная для трубопроводной транспортировки вязких и ультравязких жидкостей (нефтей). В результате воздействия на прокачиваемую среду волнами резко снижаются гидравлические сопротивления при транспортировке нефти, что обеспечивает решение комплекса проблем и препятствий. В частности, SWELT предлагает пользователям следующие решения и возможности:

- увеличение количества транспортируемой по трубопроводам жидкости (нефть, битум, пр.). Чем больше гидравлические потери при базовом варианте прокачки, тем больший эффект достигается при использовании технологии SWELT;
- уменьшение давления прокачки при транспортировке вязких и сыпучих сред;
- уменьшение частоты и количества подпорных станций на протяжении трубопровода;
- уменьшение потребности прогрева трубопровода, в целях снижения вязкости транспортируемой жидкости.

Кроме того, SWELT обеспечивает дополнительное волновое усилие в сторону прокачки, что позволяет увеличить объем транспортируемой среды, либо снижает давление прокачки.

SWELT не изменяет состав транспортируемой среды, является безопасной технологией для персонала, окружающей среды, оборудования.

Технология SWELT является собственностью GALEXEnergyCorporation.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: SWELT, волновое стимулирование транспортировки нефти, транспортировка вязкой нефти трубопроводами, волновая транспортировка жидкостей, трубные волны, GALEXEnergyCorporation.

SWELT TECHNOLOGY OFFERS USERS THE FOLLOWING BENEFITS:

- *increase in the volume of liquids transported through pipelines (oil, bitumen, etc.). The greater the hydraulic losses in the base case of pumping, the greater the effect achieved with the use of technology SWELT;*
- *reduction of pumping pressure when transporting viscous and ultra-viscous oil;*
- *reduction of quantity and frequency of installation of booster stations along the pipeline;*
- *reduction of the need of heating the pipeline in order to increase mobility of liquids transported through it.*

Transportation of high-viscosity oil via pipelines has always been a challenge. High viscosity oil often produced using thermal methods is mobile while heated but jells up and becomes immobile when the heat is lost. It is clear that such pumping of oil through the pipeline requires large expenses on heating of the pipes and maintaining pressure needed to move the oil through the pipeline. This is particularly relevant in areas of the Arctic and cold climate, such as northern Kazakhstan, Siberia, Canadian provinces Alberta, Saskatchewan, Athabasca, where such transportation of oil in the winter is especially expensive and requires a lot of additional costs for keeping of the pipelines in working order.

Need to transporting heavy and viscous oils increased greatly in recent times. In the United States, for example, in connection with the increase of production of the ultra-light shale oil, and fact that the main Texas Gulf coast refineries, remain tuned to the medium grade oil, increases the need for heavy sulphurous oil for blending with a light shale oil

so the oil midstream companies meet the refineries' required specifications. The collapse of the oil industry of Venezuela, traditionally one of the largest suppliers of heavy oil, the protracted problems of Mexico oil industry, impose additional requirements to increase the production and supply of heavy oil from Canada, develop the United States, preferably the Texas based, heavy oil basins that had been long time overlooked due to, among other challenges, difficulties in pipeline transportation. In Kazakhstan, Russia, other countries there is also growing needs for increasing the volume of production and transportation of heavy oil, reducing the cost of pumping.

In turn, the ability of Canada to increase the supply of heavy viscous crude oil in the United States are constrained by the throughput capacity of Keystone XL pipeline. The debate on enlargement of which has been going on for a long time, but finds no resolution because of the rigorous position of the indigenous people on the paths of the pipeline and the environmentalists. Canada's attempts to get approval to extend another, the Trans Mountain Pipeline, from Edmonton, Alberta, to Vancouver, BC (*figure 1*), for the same very reason resolution could not be permitted either until very recently. However, based on the experience with the Keystone XL pipeline approval, it is anticipated that commencement of the construction of the pipeline will be strongly protested by the indigenous people so the construction permit could be aborted.

These factors limit the growth of heavy oil production in Canada, negatively impacts on the economics of oil producing companies in Canada developing the heavy oil reserves, damages the country's economy as a whole. The debottlenecking in the oil marketing could



Figure 1 – Path of Trans Mountain Pipeline extension.
 Approved by Canadian Government for construction on 18 June, 2019

be found in ability to multiply the throughput capacity of the existing pipelines, which is equivalent to having several new pipelines laid next to the existing ones but without capital expenditures building them. But is it possible?

GALEX Energy possesses technology that addresses and efficiently resolves these problems. The technology has been tested and is proven by transporting not only highly viscous liquids, but even sand pulps, and therefore is called the technology for wave enhanced pipeline transportation of viscous liquids and other substances, although the main purpose of this invention is oil, including the ultra-heavy and the ultra-viscous oil, when the transportation is additionally complicated with oil gelling up in the pipeline due to extremely low temperatures. SWELT technology allows to multiply the volume of pumped oil, particularly viscous, while maintaining the base pressure in the pipeline. There is no need for heating up the pipeline to ensure the fluidity of oil through it.

When the objective is set to reduce the pumping pressure, SWELT is able to drastically reduce the pumping force on the pipeline and so to reduce the operation cost of the oil transportation.

THE FOLLOWING ARE THE ENGINEERING AND OPERATING PRINCIPLES OF TECHNOLOGY SWELT

Process of wave transportation of viscous liquids and sandy pulps is as follows. The SWELT wave generator is made up on the end of a special guide joint the other end of which is cut into the pipeline. The transported material via the special guide joint is pumped into the entrance of the pipeline with constant output making sure there is positive pressure has been built in the line. The transported material fills in the special guide joint and the sufficient pressure is transferred into the transducer of the SWELT wave generator. The SWELT generator is turned on starting the tube waves motions propagated into the pipeline by sending the predesigned elastic impulses from the transducer directly into the transported material so that the summary shifting force is realized in the direction of transportation. As the result of the force of each stroke the endface of the transducer applies to the transported material in shape of a pipe wave, which is equal to or greater than the pulse pressure, that is the driving force behind transported material (liquid or pulp), the material moves in a given direction. After the end of the stroke cycle of the transducer of the wave generator in the direction of transportation the transducer returns to its starting position and the cycle repeats.

Range of an elastic wave propagation in an uninterrupted liquid flow in a pipeline reaches tens of kilometers and even beyond that. When a shape of waves, their length, amplitude and other characteristics optimized to the pipeline specs, layout, terrain of the path, specs of the liquid in the pipeline the tube waves fade very slowly. Should the application be applied to a dry sandy material, waves attenuate much more intensely – on a length of under one kilometer.

The wave initiates into the transported fluid in a predetermined shape and parameters, such as pressure coordinates-wavelength, amplitude compatible, but in excess, to the hydraulic resistance inside the pipe at each stroke of the wave transducer. The fluid resistance changes in a distance equal to the wavelength and is calculated as the derivative

of the excessive force applied to the transported liquid at each stroke. Such excessive force is calculated as a function of the speed of the stroke, transduced into the speed of the generated wave summarized with the speed of the transported fluid, which, in turn, is a function of pressure gradient on the length of the wave. Therefore, in order to maintain the predetermined pressure gradient on the linear section of the pipeline the wave impulse must be calculated on the basis of the following equations: $F=KV^2$, where

F – hydraulic resistance force of the transported material within the pipeline;

$V = V_1 + V_2$ – summary of velocity of the transported pipeline fluid and the velocity enhanced by the wave;

V_1 – velocity of the fluid within the pipeline

V_2 – added by the wave velocity;

K – adjustment factor for the transported fluid.

Thus, the wave diagram at these cases should be in a form quadratic parabola. The value of wave pressure differential, applied to the transported liquid, that is equal to the wavelength, will be constant. So, the maximum energy efficiency will be achieved at each linear section of pipeline. In this case, an excess of the wave amplitude will compensate attenuation along the section of the pipeline during fluid transportation.

The shifting force of the wave impulse to the transported substance, and the shifting itself, directly depends on the excess of the wave amplitude over the ID of the pipeline at any given point of the pipeline. Should such excess come to zero due to the attenuation of the wave the shifting force also come to zero. In this case the enhancement of SWELT technology will be based only on the reduction of the hydraulic resistance of the transported substance in the pipeline.

If the algorithm of wave loading of a section of the pipeline with the transported substance in it is not compatible with the algorithm of hydraulic resistance, the material on the wavelength may be accelerated at the beginning of the wavelength, and at the end of this phase would slow down, which will not only be unproductive for the energy use but will also generate reciprocal axillary forces and movements that are bad for the pipeline. With the propagation of waves in the transported material within the pipeline it will be divided into heavy and viscous (the denser) the central part, which is surrounded by a ring of a lighter and more mobile fraction (and less viscous), which is placed on the periphery of the transported contact flow of the transported fluid to lubricate the walls of the pipeline. If needed, this lighter fraction may be collected into a separate reservoir at the end of the transportation. Moreover, as empirically confirmed in multiple tests and operations, the wave enhanced pipeline transportation of liquids and other substances is in direct relationships with the ratio of wavelength to the pipeline ID. The greater the ratio, the better the division of the flow into the outer lighter and the inner heavier fractions.

Wavelength also impacts the distance of transportation – the bigger the wavelength, the greater the range of its attenuation and so the transportation efficiency.

To ensure the transportation of liquid materials for pipe sections going up vertically or at an angle up the amplitude of pressure waves are chosen such that it is equal to not less than three values of pressure, which provides the vertical component of the force on height of transported material with height equal to the wavelength and frequency are chosen from the condition: $f \cdot T = 0,8-1,0$, where

f – frequency of the wave impulses;

T – timelength of each impulse.

This condition provides the quantity of wave impulses at any given time repeated one after the other, in which the transported material being lifted to a height h by the passing wave impulse will manage to descend $0,8 h$ down until the next wave reaches the material to lift give it another lifting impulse. This condition provides condition to calculate the density wave impulses repeated one after the other, so the transported material after its descend at each impulse will be moved up $0,2 h$, so the wave based enhancement of transportation of the material can be calculated.

When planning wave enhancement of transportation viscous liquids and other materials via pipelines the trajectory of the pipeline must be taken into account, in particular turns of the pipeline on the path. Calculations must ensure compliance with conditions of minimum energy loss, where the transported material is serving as the wave transmitter. Single dogleg turn should not exceed 30° from the direction of the velocity vector, initial movement and twist on a great angle provide multiple reflection waves on angle α , which is equal to the angle of incidence of the wave. When the single angle does not exceed 30° , it ensures complete refraction of wave energy in a given direction. If the angle exceeds 30° reflection wave appears, bearing the energy waves in the opposite direction. In order to flow by turning the provided refraction wave energy throughout the length of the bending of the knee are performing greater than or equal to the wavelength.

Compliance with the principles listed provides reusable energy transported along the liquid on the entire length of transportation throughout the length of the pipeline. In this case wave radiated by an angle of incidence waves, equal or lesser 30° to the axis of the transport pipeline. Should the pipeline contain sharp angles (30° or greater) and they may not be by-passed with strait lines, the pipeline may include a booster station on the enter into the turn and another wave generator just past the turn.

Thus, the technology wave transportation uses two physical principles of transporting of liquids by a pipeline. Firstly, it is a radical reduction of hydraulic resistance at the interface of transported material and the inner surface of the pipe. Transported material, in our case the viscous or even ultra-viscous oil, moves through the pipeline in the lateral shape. The peripheral portion of the liquid, that is connected with the internal wall of the pipe, is presented in the form of a layer of light fraction of oil serves as lubricant and minimizes hydraulic resistance of moving the oil through the pipeline. Secondly, it is directly wave transportation, in which the impulse wave configuration is chosen in such a way as to create total progressive force in the direction of the transportation. This is especially important when crossing the high-amplitude areas, such as mountain crossings.

When properly designing SWELT application, such as configuration, length, amplitude and frequency of the waves, frequency of wave impulses, the enhancing effect sustains almost at any length of a linear portion of the pipeline. Attenuation of tube waves occurs very slowly. Ideally, at a distance, for example, of 200 km from the source of the wave parameters are generated virtually unchanged. The concept of dislocation of SWELT generators on linear part of a pipeline is shown in the *figure 2*.

When planning specific operation of pumping viscous or ultra-viscous oil via pipeline it is important to accurately measure and input all the specifics of the actual conditions of

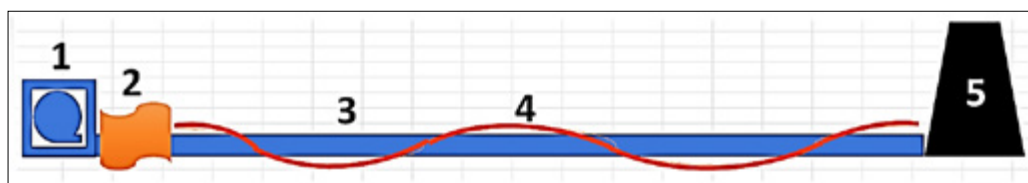


Figure 2 – Principal diagram of SWELT on a linear section of a pipeline
 1 – booster station; – 2 – SWELT – wave generator; 3 – pipeline; 4 – generated wave;
 5 – collection reservoir
(SWELT is supplied in a way of an original pipe joint 1,2m in length, equipped with the generation assembly. Power requirement 1,2kWt)

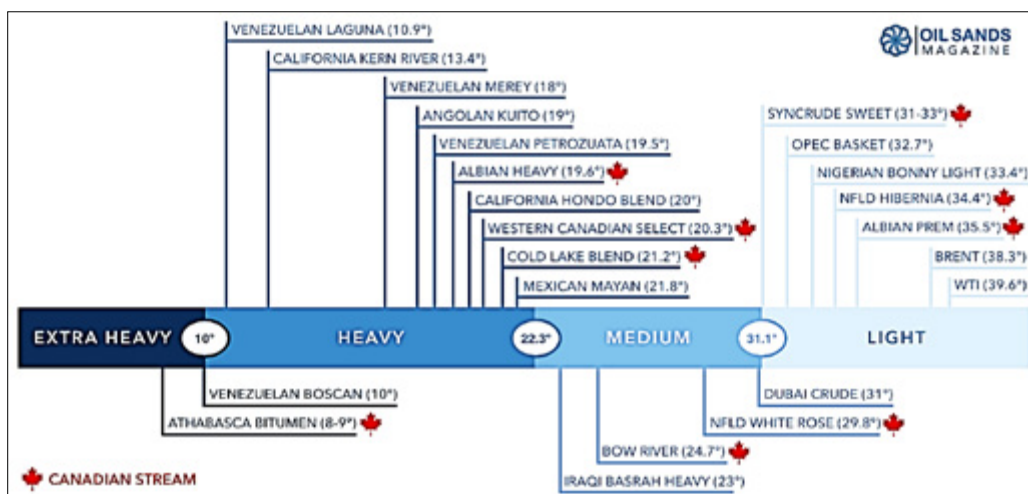


Figure 3 – Diagram of most commonly produced sorts of crude oil.
 Does not include LTO (shale) extra light crude of Permian,
 Eagle Ford and other shale basins

the pipeline, its path, parameters and specifications of the oil pumped (*figure 3*), design the location of wave generators, shapes and specs of the generated waves into the modelling algorithm in order to achieve the maximum economic result. When working with existing pipelines, it is necessary to install the SWELT generators directly at the beginning of each line of the plot after each booster stations or angular intersections if the installation of linear bypasses around such stations or angular intersections is not possible.

Effect of SWELT based enhancement of transportation of viscous and ultra-viscous oil increases with increasing length of linear sections. Obstacles on a wave activated sections of pipeline, such as booster stations and angular intersections, eliminates the result of wave activation and reduces the effectiveness of transportation. As noted above, attenuation of tube waves (in the absence of sharp (30° or more) turns and changes in its section of the pipeline) is very slow. If such obstacles exist, they need to be bypassed to increase the maximum length of a linear section. The technical plan for application of SWELT shall consider and address the specific recommendations on modifying the pipeline in order to achieve the maximum economic effect.

For specific cases, such as, for instance, the Trans Mountain Pipeline (TMX) in Canada, a small field pilot would demonstrate the feasibility and efficiency of SWELT. Multiplication of volume of oil transported through the pipeline that's already in place would come as visual result of the trial. That would prove the case of achieving the goal of increasing the throughput capacity transporting heavy crude from the current 300K bpd to the targeted 890K bpd without actually having to expand on the pipeline. That would resolve huge controversy between the PM Trudeau's declared commitment to the environment and the national interest of Canada the TMX presents. The pipeline, which is now 100% owned by the Canadian Government, when (or if) it is built on schedule, will only become operational in 2022. It is quite unsure, however, that the project is going to be executed as scheduled. It seems that political, legal, regulatory and environmental impediments are insurmountable and will eventually block the execution of the TMX expansion. Goldman Sachs, for instance, is not factoring the project into its base-case forecast. Whereas with the SWELT option the higher volume of oil could be pumped through the current pipeline in this, the 2019, year and save billions of \$US dollars in construction cost. Such an outstanding result could be achieved at absolutely zero environmental impact, would come in compliance with the Law and regulations, satisfy the political demands, unblock investments into development of oil production operations.

This rational is, of course, not limited to the TMX, but is also applicable to the Keystone XL and any other similar pipelines facing these challenges.

GALEX, in the way of a specialized company, provides services of SWELT enhancement of a pipeline oil transportation on agreed terms. GALEX guarantees the achievement of the effect of the SWELT enhancement in ranges defined upon assessing feasibility of the project. 🌐

ПРОДВИЖЕНИЕ В КАЗАХСТАНЕ

В 1980-е годы под эгидой Академии наук Казахской ССР нами была научно обоснована перспективность освоения высоковязких нефтей (ВВН) и природных битумов (ПБ), создана Республиканская научно-техническая программа *«Разработать и освоить способы и средства разведки, добычи, транспортировки и переработки нефтебитуминозных пород и высоковязких нефтей Западного Казахстана для их использования в народном хозяйстве (киры)»*.

В успешной реализации Программы участвовали более 65 научных и производственных предприятий Советского Союза. В рамках Программы проводились поиск, разведка, технологические испытания и комплексная переработка природных битумов и битумных песков. Были открыты порядка 20 месторождений нефтебитуминозных пород, уникальное месторождение природных битумов и тяжелых нефтей Мортук, крупное месторождение битумных песков Тобеджик. Была освоена добыча карьерным способом (Мунайлы Мола), транспортировка, комплексная переработка с получением синтетической нефти, гидроизоляционных материалов, керамзита, дорожных покрытий (было построено или отремонтировано 7 тыс. км дорог).

С начала 90-х годов прошлого века и доныне эти месторождения, несмотря на наши рекомендации, не разрабатываются. Согласно Казахстанскому классификатору углеводородного сырья, созданному нами, природные битумы и нефтяные пески – это сырье для получения всего спектра нефтепродуктов. Для освоения этих богатств необходимо выполнить доизучение их и адекватный учет Госбалансом полезных ископаемых РК.

В Казахстане технология SWEPT, созданная в компании Galex Energy Corporation научно-производственным тандемом (Анатолий Бажал и Алекс Барак), была впервые в 2012-2013 гг. опробована на участке Молдабек Восточный месторождения Кенбай. Были получены обнадеживающие результаты освоения обводненной залежи высоковязкой нефти, но продолжение опытных испытаний не было поддержано. Зная, что это новое продолжение наших начинаний, я лично обращался к руководящим работникам нефтяного промысла, специально заходил к Министру, которого просил поддержать детальное апробирование технологии. Но, к сожалению, что-то не сложилось.

Алекс Барак, не теряя времени, уехал к себе в г. Хьюстон (США), довел технологию до совершенства, защитил патентом и вернулся к нам, к соратникам и коллегам – продолжать работу на Восточном Молдабеке.

Не сомневаюсь, приведенные мной воспоминания о достижениях и упущенных возможностях и, некоторые факты, уже ставшие историей, помогут оценить значимость двух знаковых событий, краткая информация о которых приведена ниже.

По инициативе первого вице-министра энергетики РК М.Д. Досмухамбетова 15 мая 2019 года в г. Алматы в Национальной инженерной академии состоялось совместное научно-техническое совещание представителей Национальной инженерной академии РК, Министерства энергетики РК, а также сотрудников Ассоциации «KAZENERGY», АО «НК «КазМунайГаз», Института экономики Комитета Науки Министерства образования и науки РК.

В соответствии с принятой повесткой совещания: «Перспективы освоения месторождений высоковязких нефтей и природных битумов Западного Казахстана», я представил обстоятельный насыщенный фактами, данными о научных разработках, технических и технологических инновациях, конкретных, практических рекомендациях:

- классификация источников углеводородного сырья, это фрагмент Казахстанского классификатора углеводородного сырья;
- подсчитанные запасы и оцененные ресурсы природных битумов (ПБ) и нефтебитуминозных пород (НБП) в Западном Казахстане;
- состояние освоения ПБ и НБП месторождений Мортук и Тюбкараганская мегантиклиналь; неадекватность геологических моделей; нарушение принципа комплексной разработки всех видов нетрадиционного углеводородного сырья;
- обзор характеристик инновационных технологий и методов Galex Energy Corporation для нефтегазовой отрасли, в первую очередь, технологий добычи высоковязких нефтей и природных битумов – SWEPT, S-BTF, S-BRPT;
- конкретные рекомендации рационального комплексного поэтапного освоения перспективных объектов Мортук и Тюбкараганская мегантиклиналь.



В обсуждении приняли участие: **первый вице-министр энергетики М.Д. Досмухамбетов, Е.К. Огай, Р.Б. Бакенов, З.М. Ногайбай, Ж.Д. Османов и др.**

По результатам обсуждения представители всех организаций отметили достоверность подсчитанных запасов и оцененных перспективных ресурсов, положительно оценили рациональность и возможную экономическую целесообразность комплексной разработки наиболее значимых месторождений с применением инновационных технологий и методов, которыми владеет компания Galex Energy Corporation.



24 июня 2019 г. в г. Нур-Султан по нашей инициативе состоялось совместное совещание с участием: АО «Национальная компания «КазМунайГаз», ТОО «Научно-инженерный центр «Нефть» Национальной инженерной академии РК и компания «Galex Energy Corporation» (США)

Председатель правления АО «НК «КазМунайГаз» А.С. Айдарбаев открыл Совещание и объявил повестку дня: **Рассмотрение «Коммерческого предложения ТОО «Научно-инженерный центр «Нефть» Национальной инженерной академии РК на проведение опытно-промышленных испытаний (ОПИ) по увеличению нефтеотдачи на участке Молдабек Восточный месторождения Кенбай технологиями S-BTF/SWEPT».**



А.С. Айдарбаев



А.М. Барак и А.И. Бажал

В обсуждении приняли участие: А.С. Айдарбаев, Ж.Н. Марабаев, А.А. Нурсеитов, Б.К. Хасанов, А.Г. Имандосов, Н.К. Надиров, А.М. Барак, М.С. Трохименко и др.



На этом, я бы сказал, историческом, совещании фактически было принято решение о проведении опытно-промышленных испытаний технологий Galex Energy Corporation SWEPT и S-BTF для увеличения нефтеизвлечения из залежей горизонта М-1 участка Молдабек Восточный месторождения Кенбай.

Созданы соответствующие рабочие группы, научно-техническая программа.

В перспективе – развитие стратегического партнерства между компаниями для широкого применения технологий Galex на месторождениях Казахстана. 🌐

Академик Н.К. Надиров

РАЗРАБАТЫВАЯ НЕДРА С ЗАБОТОЙ О ПРИРОДЕ

В этом году компания «Карачаганак Петролиум Оперейтинг Б.В.» отмечает 40-летний юбилей открытия Карачаганакского нефтегазоконденсатного месторождения. Все эти годы при освоении Карачаганака применяются самые передовые технологии добычи и разработки углеводородного сырья. И особое место при этом отводится вопросам охраны окружающей среды.



Компания придерживается принципов устойчивого развития и высоких стандартов и полностью поддерживает инициативу перехода к концепции «зеленой экономики», выдвинутую Первым Президентом Республики Казахстан.

В КПО применяется комплексная Система экологического менеджмента в целях выявления и предотвращения воздействия на окружающую среду и постоянного улучшения показателей в области охраны окружающей среды.

В июле прошлого года КПО успешно провела надзорный аудит на соответствие требованиям международных стандартов ISO 14001:2015 и ISO 50001:2011, по результатам которого системы экологического и энергетического менеджмента компании признаны эффективными и поддерживаются в соответствии с вышеуказанными международными стандартами.

Снижение выбросов, утилизация отходов и применение новых технологий остаются наиболее важными вопросами для компании. Снижение объемов факельного сжигания газа является одним из ключевых обязательств КПО. На сегодня показатель утилизации газа на Карачаганаке составляет 99,94%, что соответствует лучшим мировым достижениям в нефтегазовой отрасли. Общий объем сжигания газа на факелах составляет всего 0,06% от общего объема добытого газа.



ОЦЕНКА ЭКОЛОГИЧЕСКОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

С 1997 года, когда КПО стала оператором Карачаганакского месторождения, компания инвестировала около \$384 млн в реализацию природоохранных мероприятий, направленных на улучшение экологических показателей месторождения.

В 2018–2019 гг. КПО заняла II место в рейтинге открытости нефтегазовых компаний Казахстана в сфере экологической ответственности, организованном Всемирным фондом дикой природы (WWF) России и группой «КРЕОН» при поддержке Министерства энергетики РК.

Проведение данного рейтинга способствует снижению нагрузки на окружающую среду и повышению эффективности использования углеводородных ресурсов. Он базируется на данных об экологической деятельности нефтегазовых компаний в Казахстане.

КПО, как одну из компаний-победителей рейтинга, отнесли к компаниям с высоким уровнем информационной открытости в части экологических параметров деятельности. Данный рейтинг второй год становится существенным стимулом для дальнейшего повышения прозрачности и эффективности компании КПО в вопросах охраны окружающей среды.

Помимо того, за особые достижения в области охраны окружающей среды, на ежегодной торжественной церемонии, состоявшейся 9 июня 2018 года в городе Нур-Султан, компания КПО получила награду Американской торговой палаты. Награда была присуждена за ряд успешно реализованных проектов, в числе которых – сокращение выбросов парниковых газов, утилизация газа, утилизация отходов и рациональное использование водных ресурсов, сертификация систем экологического и энергетического менеджмента, выполнение природоохранных мероприятий.

URALSK GREEN FORUM

В целом КПО применяет более широкий подход в вопросах экологии, не ограничиваясь строгими требованиями, установленными в стране. Так, с 2017 года КПО ежегодно проводит Международный экологический форум «Uralsk Green Forum» при поддержке Акимата ЗКО и Министерства энергетики РК. Традиционно мероприятие

приурочено к празднованию Всемирного Дня охраны окружающей среды. В рамках работы форума предоставляется уникальная возможность открытого диалога бизнеса и государства в вопросах охраны окружающей среды, энергосбережения и повышения энергоэффективности. Проведение подобных форумов также способствует продвижению системы эффективного взаимодействия между недропользователями и уполномоченными органами РК.

Тематика первого экологического форума в 2017 году была сфокусирована на актуальных вопросах экологии и энергосбережения в рамках продвижения Концепции «зеленой экономики» и выставки EXPO–2017, а также на обсуждении современных подходов и решений в сфере утилизации отходов.

В рамках второго экологического форума в 2018 году участники обсудили планы и перспективы дальнейшего развития в области охраны окружающей среды и энергосбережения, перспективы дальнейшего совершенствования природоохранного законодательства, а также новые «инициативы и предложения по реализации принципов «зеленой экономики» и Стратегического плана развития страны до 2025 года. При этом особое внимание было уделено внедрению инновационных технологий в нефтегазовой промышленности, в том числе в области переработки отходов.

В ходе проведения второго экологического форума НАО «Международный центр зеленых технологий и инвестиционных проектов» Акимат ЗКО и компания КПО заключили между собой Соглашение о сотрудничестве и партнерстве для достижения совместных целей и реализации общих интересов в области «зеленых» технологий и проектов с целью ускоренного перехода Республики Казахстан к «зеленой экономике».

В 2019 году на третьем экологическом форуме UGF основной темой было обсуждение положений проекта нового Экологического кодекса РК, который позволит привести экологическое законодательство страны в соответствие с требованиями Организации экономического сотрудничества и развития (ОЭСР), а также стимулировать природопользователей к внедрению «зеленых» технологий. Участники



активно обсудили концепцию нового проекта Экологического кодекса РК, рассмотрели предложения и рекомендации по реформированию природоохранного законодательства и перспективы его дальнейшего совершенствования.

Также были обсуждены другие актуальные вопросы в области развития «зеленой» энергетики. Участники форума обсудили вопросы развития в области охраны окружающей среды и энергосбережения. В рамках форума был также организован специализированный семинар на тему «Зеленая энергетика – возможности и перспективы развития».

Как известно, 2019 год в Республике Казахстан объявлен Годом молодежи. КПО активно вовлекает в экологические проекты молодежь. Компания инициировала проведение конкурса инновационных экологических идей среди студенческой молодежи Западно-Казахстанской области. Данное мероприятие позволило молодому поколению представить свое видение устойчивого развития региона, и внести тем самым вклад в его будущее через разработку инновационных экологических идей и предложений. Церемонию награждения победителей конкурса провели на третьем экологическом форуме UGF.

БЫТЬ ЛИДЕРОМ В ВОПРОСАХ ЭКОЛОГИИ

КПО стремится быть лидером в области охраны окружающей среды, и достижения компании за последние два года говорят об этом. Внедрение системы энергоменеджмента позволит КПО повысить энергоэффективность, снизить воздействие на окружающую среду и выбросы парниковых газов, создать производственную культуру, основанную на энергосбережении. Компания продолжит непрерывно улучшать энергетическую результативность и вносить вклад в переход страны к «зеленой экономике», обеспечивая лидирующую роль в нефтегазовом секторе.

Выступая за ответственное партнерство и рачительное отношение к окружающей среде, КПО продолжит стремиться к новым достижениям на благо Казахстана и партнеров по Карачаганакскому проекту. 



СОВРЕМЕННАЯ ПРАКТИКА ЦИФРОВИЗАЦИИ НЕФТЕПРОМЫСЛОВ В АО «ЭМБАМУНАЙГАЗ»



А.Е. ВОРОБЬЕВ*,
проректор по науке и инновациям,
доктор технических наук,
профессор

Атырауский университет нефти и газа, им. Сафи Утебаева
Республика Казахстан, 060027, г. Атырау, ул. Баймуханова, 45а

Представлена современная практика цифровизации нефтепромыслов Казахстана (АО «Эмбаунайгаз»). Показано, что цифровизация промышленного производства была обусловлена четвертой индустриальной революцией. Описаны условия и особенности цифровизации нефтепромысла на месторождении Уз. Дана экономическая эффективность по цифровизации нефтепромысла Уз и нефтяной промышленности Казахстана в целом.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: Уз. цифровизация, нефтяная отрасль, месторождение.

МҰНАЙ КӘСІПШІЛЕРІН ЦИФРЛАНДЫРУДЫҢ ҚАЗІРГІ ЗАМАНҒЫ ПРАКТИКАСЫ АҚ «ЕМБІМҰНАЙГАЗ»

А.Е. ВОРОБЬЕВ, АМГУ-нің ғылым және инновациялар жөніндегі проректоры, техника ғылымдарының докторы, профессор

Сафи Өтебаев атындағы Атырау мұнай және газ университеті,
Қазақстан Республикасы, 060027, Атырау қ. Баймұқанов көш., 45а

Қазақстанның («Ембімұнайгаз»АҚ) Мұнай кәсіпшілерін цифрландырудың қазіргі заманғы тәжірибесі ұсынылған. Өнеркәсіптік өндірісті цифрландыру төртінші индустриялық революциямен шартталған. Уз кен орнындағы мұнай кәсіпшілігін цифрландырудың шарттары

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

мен ерекшеліктері сипатталған. Жалпы Қазақстанның мұнай өнеркәсібі мен Уаз мұнай кәсіпшілігін цифрландыру бойынша экономикалық тиімділік берілді.

НЕГІЗГІ СӨЗДЕР: Уаз, цифрландыру, мұнай саласы, кен орны.

THE CURRENT PRACTICE OF DIGITIZATION OF THE OIL FIELDS IN JSC «EMBAMUNAIGAS»

A.Y. VOROBIEV, Doctor of Technical Sciences, Professor, Vice-Principal Science and Innovation

Atyrau Oil and Gas University named Safi Utebaev
45A, M. Baimukhanov street, Atyrau city, 060027, Republic of Kazakhstan

Modern practice of digitalization of oil fields of Kazakhstan (JSC Embamunaygaz) is presented. It is shown that digitalization of industrial production was caused by the fourth industrial revolution. Conditions and features of digitalization of an oil field on the field Uaz are described. The cost efficiency on digitalization of an oil field Uaz and oil industry of Kazakhstan in general is given.

KEY WORDS: digitalization, oil industry, field Uaz.

С 2011 года в профессиональный оборот был введен термин «четвертая индустриальная («цифровая») революция», под которой понимается повсеместный переход от аналоговых технологий к «цифровым» (обязанный коренным изменениям, связанным с распространением во всех сферах деятельности информационно-коммуникационных технологий), на полностью автоматизированное «цифровое» производство, управляемое «интеллектуальными» системами в режиме реального времени, находящимся в постоянном взаимодействии с внешней средой, выходящее за границы одного предприятия, с реальной перспективой объединения промышленных предприятий в существующую глобальную промышленную сеть производства, вещей и услуг.

В соответствии с этим мейнстримом в настоящее время на дальнейшее развитие нефтяной отрасли способны оказать существенное влияние ряд следующих драйверов [1–4]:

- самоуправляемые роботы;
- аддитивное производство;
- дополненная реальность;
- когнитивные технологии;
- компьютерная имитация оборудования, материалов и технологий;
- горизонтальная и вертикальная системная интеграции;
- промышленный «Интернет вещей»;
- «туманные» вычисления;
- «большие данные» и аналитика;
- информационная безопасность.

Технология «цифровое» месторождение успешно и уже довольно длительное время эффективно используется крупнейшими добывающими компаниями мира (таблица 1).

Таблица 1 – Нефтяные компании, связанные с «цифровой» революцией [5]

Нефтяные компании	Сервисные компании	Организации / Власть
Statoil	GE	OG21
DetNorske (AkerBP)	FMC	NOROG
Petoro	Kværner	OD
TOTAL	CGG	PTIL
Lundin	DNV-GL	OED
ConocoPhillips	Technip	
Shell	IKM	
ExxonMobil	Halliburton	
Centrica	Schlumberger	
BP (AkerBP)	Teekay	
ENI	Odfjell Drilling	
Maersk Oil	Siemens	
VNG	Reinertsen	
ENGIE	Aker Solutions	
Hess	BakerHughes	
Wintershall		
DEA Group		
Repsol		
OMV		
OKEA		
Petrobras		

Министерство энергетики Казахстана в своих стратегических планах также запланировало разработку специальных национальных стандартов для тиражирования таких важных и инновационных технологических решений, как цифровое (интеллектуальное) месторождение, цифровая электростанция, а также концепция Smart Grid. Для реализации этих приоритетных планов в государственную программу «Цифровой Казахстан» министерством энергетики РК были включены восемь специальных мероприятий, из них три проекта являются «проектами-ледоколами». Кроме того, в рабочем процессе находятся еще семь проектов, не вошедших в периметр заявленной программы, но также обладающих определенной важностью и ценностью для нефтяной отрасли.

Так, в рамках программы трансформации Фонда АО «Самрук-Казына» (старт которой был дан Президентом РК в октябре 2014 г.), направленной на кардинальное преобразование, совершенствование и внедрение передовых инновационных производственных практик и технологий управления промышленным производством, компания АО «НК «КазМунайГаз» приняла решение внедрить на своих дочерних подразделениях технологию «цифрового месторождения / цифрового нефтепромысла» [6].

Дочернее предприятие АО «Эмбаунайгаз» в 2017 г. выполнило поставленный для этой компании план по добыче, преодолев планку в 2,84 млн тонн нефти. Однако в настоящее время первоочередной насущной проблемой для этой компании является имеющееся значительное истощение ранее разведанных и длительное время разрабатываемых нефтяных запасов [6]. Так, из 43 месторождений нефти, состоящих на балансе этой компании, девять нефтяных месторождений (в связи со значительной выработанностью и запасов) находятся в консервации, а большая часть остальных месторождений работает с высокой степенью обводненности извлекаемой продукции.

Необходимо отметить, что именно развитие технологий удаленного управления «интеллектуальными» скважинами [9], с одной стороны, и экономическая целесообразность автоматического их выведения на интегральный по разрабатываемому нефтяному месторождению оптимальный режим (что естественно невозможно осуществить без постоянного использования математического моделирования с привлечением обширных данных геологии, и всей предшествующей истории разработки объекта), привело к появлению идеологии «цифрового месторождение / цифровой нефтепромысел» [1].

«Цифровой» нефтепромысел – это термин подразумевающий эволюцию и объединение нескольких инновационных технологий разведки, добычи и транспортировки нефти (включая специальное программное обеспечение, содержащее набор приложений, которые позволяют описывать поведение месторождения на компьютере с визуализацией этого процесса), а также цифрового управления скважинами, группой скважин и нефтепромыслом в целом, обеспечиваемое имеющимися коммуникационными технологиями.

Таким образом, «цифровой» нефтепромысел представляет собой инновационную технологию, которая обладает возможностью передавать всю получаемую специальную информацию с кустовой площадки на пункт управления в реальном времени [7]. Она включает в себя оптимальный максимум измерений различных технико-технологических параметров и жесткий контроль, которые позволяют должным образом оптимизировать работу всех нефтепромысловых объектов: скважин, коллекторов, накопителей, нефтепроводов и других наземных объектов, а также получение необходимых данных для последующего формирования специальных математических моделей. Впоследствии, на основе этих разрозненных моделей, разрабатывают обобщающую оптимальную конфигурацию интегрированной системы добычи нефти на нефтепромысле в целом.

Реализация технологии «цифрового» нефтепромысла в первую очередь означает весьма широкое применение информационных технологий, используемых с целью содействия разведке месторождений и добыче нефти. В ее основе лежит 100% автоматизация (рисунки 1) всех технологических процессов (за счет внедрения передовых ИТ-решений), а также реорганизация сопутствующих бизнес-процессов.

Все ранее разрозненные участки нефтепромысла далее целенаправленно консолидируются в общую систему автоматического контроля и управления – «цифровой» нефтепромысел [8].



Рисунок 1 – Основные объекты автоматизации нефтепромысла [9]

Основные элементы «оцифровки» на нефтепромысле:

- скважины;
- системы (нефтяные и нагнетательные) сбора и транспортировки, первично оборудованные датчиками контроля и управления имеющимися процессами;
- узлы учета, оборудованные датчиками контроля;
- площадные объекты подготовки нефти и воды, оборудованные приборами контроля и управления процессами;
- центр сбора и обработки технико-технологической информации с последующей выдачей управляющих команд, основанных на интегрированной математической модели.

Поэтому технология «цифрового» нефтепромысла предполагает установку (рисунок 2) на всех узлах добычи, сбора, первичной переработки и транспортировки нефти регистрирующего оборудования (специальных датчиков), которое будет снимать значения технологических параметров и передавать их в онлайн-режиме в диспетчерскую АО «Эмбаунайгаз», где оператор сможет оперативно принять наиболее оптимальное технологическое решение [6].

Параллельно вся собранная на нефтепромыслах технико-технологическая информация поступает в Центр визуализации производственных процессов АО «Эмбаунайгаз», где она также анализируется специалистами, и на основе проделанного ими анализа осуществляется долгосрочное планирование технологических режимов отбора нефти по отдельной скважине или нефтепромыслу в целом.

- Перечень контролируемых при этом параметров нефтепромысла включает [9]:
- в резервуарных парках – мониторинг уровня нефти, а также сигнализация о предельных значениях давления, температуры и загазованности;

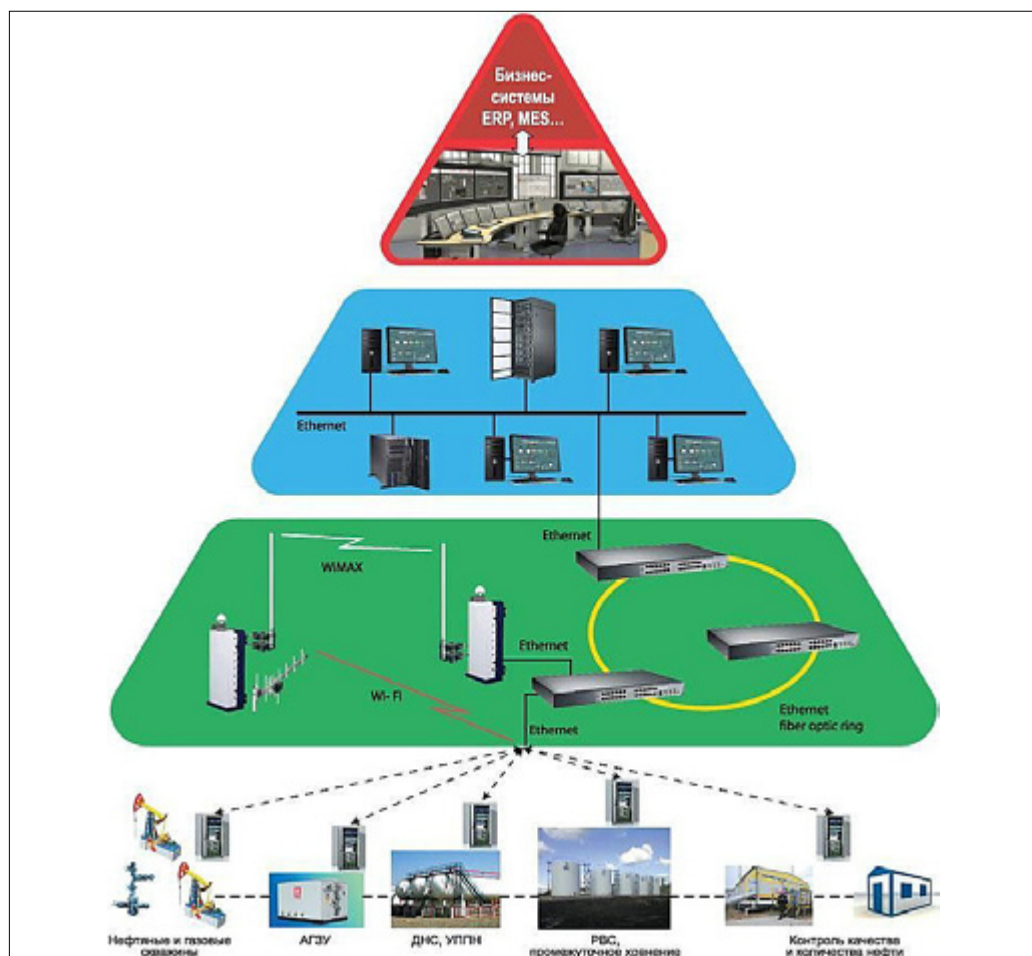


Рисунок 2 – Схема аппаратного обеспечения «цифрового» нефтепромысла [8]

- в АГЗУ – мониторинг производительности добычной скважины, а также параметров обводненности добываемой нефти и пожарной сигнализации;
- в насосных станциях – контроль состояния работы насосов (возможный перегрев, вибромониторинг) и аварийных блокировок;
- в печах подогрева нефти – мониторинг уровня величины температуры печи, состояния газовых клапанов, контроль наличия пламени;
- в нагнетательных скважинах – мониторинг давления и производительности;
- в станциях управления штанговыми глубинными насосами – динамометрирование, а также управление частотным преобразователем, мониторинг давления и учет электрических параметров работы двигателей и насосов.

Так, компания Well Aware, Welder Exploration & Production, Inc. разработала особое приложение, облегчающее мониторинг уровней нефти и воды с помощью датчиков, установленных в сборных резервуарах. Крепление датчиков на разных технологических узлах позволяет осуществлять такой мониторинг дистанционно.

При использовании этой технологии рост объемов добычи нефти обеспечивается за счет оптимизации действующего технологического режима. При этом одновременно происходит и оптимизация работы технологического оборудования. Это, а также централизованное управление и дистанционный мониторинг нефтепромысла, в общей совокупности обеспечивают определенное снижение капитальных и эксплуатационных затрат. При этом повышается технологическая безопасность и, одновременно, уменьшаются возможные производственные риски.

В результате использования собранных на нефтепромысле технико-технологических данных в режиме реального времени нефтяные «цифровые» компании могут достичь следующих целей [9]:

- расширение сырьевой базы предприятия;
- увеличение объемов и показателей извлечения добычи нефти;
- уменьшение числа всех типов аварийных инцидентов (включая выбросы и утечки);
- повышение производительности предприятий и безопасности персонала;
- совершенствование операционной деятельности в области добычи, транспортировки и переработки нефти на различных буровых и нефтеперерабатывающих предприятиях (как в стационарных, так и полевых условиях).

Возникающий при этом сценарий существенно отличается от всех предыдущих значительным снижением себестоимости получаемой продукции, т. к. «цифровые» технологии позволяют оптимизировать большинство бизнес-показателей, что увеличивает способность предприятия конкурировать на более низких ценовых уровнях [9].

Так, использование беспроводных решений при освоении нефтегазовых месторождений в среднем обеспечивает 50% экономии финансовых затрат и до 80% времени при практическом внедрении технологических решений [10]. В частности, на сланцевом месторождении Игл-Форт, путем расширения коммуникативной корпоративной сети с помощью беспроводных технологий, удалось снизить текущие затраты на 60% [11]. Здесь новая сеть обеспечивает не только передачу собранных автоматизированной системой управления технологическим процессом (Supervisory Control And Data Acquisition, SCADA) данных, но также реализует голосовую связь через Интернет-протоколы.

Еще более сложные коммуникативные корпоративные сети были установлены фирмой Honeywell для нефтеперерабатывающей компании Saudi Aramco Mobil Refining Company (SAMREF) в Янбу (Саудовская Аравия) [11].

Здесь Honeywell установила корпоративную беспроводную сеть, которая обрабатывает трафик для мониторинга технологического процесса нефтедобычи и одновременно осуществляет видеонаблюдение всего объекта.

Эта система опирается на беспроводные точки доступа, оснащенные тремя типами средств радиосвязи [11]:

- с традиционными радиопередатчиками;
- с устройствами Wi-Fi;
- в виде высокоскоростных коммуникаций, с целью передачи внутриобъектовых потоков данных.

Так, кроме доступа к оперативной информации, данная коммуникативная корпоративная сеть позволяет SAMREF соблюдать необходимые правила безопасности и осуществлять охрану объектов путем предоставления в режиме реального времени видео с камер, расположенных вокруг территории нефтепромысла, а также установленных на верхней части автомобиля, который руководитель аварийно-спасательных работ использует для патрулирования территории объекта [11]. И персонал диспетчерской, и руководитель аварийно-спасательных работ имеют круглосуточный доступ к видеоканалам. Когда происходят нарушения безопасности или охраняемого периметра объекта, руководитель аварийно-спасательных работ, чтобы уменьшить время реакции на соответствующее событие, использует данные видеонаблюдения.

Важным элементом цифровизации нефтепромысла служит его визуализация, представляющая формат наглядного представления информации о текущем состоянии объекта путем интеграции различных наборов данных в «цифровой» нефтепромысел. Визуализация в наглядной форме отображает основные инженерные процессы, а также различные показатели (технико-технологические, промысловые, экономические и т. д.).

В результате данные визуализации могут быть представлены инженерам, операторам, менеджерам по контролю и управлению процессом разработки месторождения на любом уровне компании или другим пользователям корпоративной системы в наглядной форме [12].

По предварительным прогнозам, благодаря проекту «Цифровое месторождение», дополнительная добыча нефти на нефтяном месторождении Уз (НГДУ «Кайнармунайгаз» в Кызылкогинском районе РК) составит около 3% [6], продолжительность работы по восстановлению режима добычных скважин сократится на 15–20%, а более щадящий режим эксплуатации подземного оборудования позволит уменьшить количество плановых текущих ремонтов с 20 до 15 в год.

Кроме этого с начала внедрения данного технологического проекта на нефтяном месторождении Уз было оптимизировано потребление энергоресурсов: так, значение потребления электроэнергии было снижено на 35%. При этом, за счет увеличения коэффициента эксплуатации действующего фонда добычных скважин, была обеспечена дополнительная добыча 1360 т нефти и, соответственно, сокращено количество подземных ремонтов. Кроме этого был упорядочен учет объемов добываемой нефти по каждой отдельной добычной скважине. Все это позволяет окупить вкладываемые инвестиции в течение 2–3 лет с момента внедрения технологии «Цифровое месторождение».

В настоящее время концепция «Цифровое месторождение» тиражируется на других нефтяных месторождениях АО «НК «КазМунайГаз». В частности, в 2017 г. компания АО «Эмбаунайгаз» реализовала подобный проект на Прорвинской группе месторождений (Актобе, Досмухамбетовское, Прорва Западная, С. Нуржанов и др.), в 2018 году на нефтяных месторождениях Макат Восточный (НГДУ «Доссормунайгаз») и Жанаталап (НГДУ «Жайыкмунайгаз»).

Инвестиции на внедрение проекта «Цифровое месторождение» на 17 нефтяных месторождениях АО «НК «КазМунайГаз» до 2022 г. составят порядка 25 млрд тенге, а получаемый экономический эффект оценивается в 56 млрд тенге.

Кроме цифровизации нефтепромысла, весьма важна его интеллектуализация. Термин «интеллектуальный» нефтепромысел базируется на понятии «интеллектуального» управления объектом, которое основывается на способах целенаправленного управления, использующих различные подходы искусственного интеллекта, а именно, генетические алгоритмы, искусственные нейронные сети, машинное обучение, эволюционные вычисления и т. д. [13].

Целью интеллектуализации технологических и производственных процессов нефтедобычи является наиболее полное использование всех потенциальных возможностей, заложенных в применяемой технологии и управлении нефтепромыслом, прежде всего [14], в:

- наиболее полном извлечении нефти из продуктивных пластов (с предварительно установленными для них технико-экономическими показателями);
- повышении производительности нефтепромыслового оборудования;
- оптимизации численности обслуживающего персонала;
- сокращении потерь всех видов ресурсов;
- улучшении качества подготовки нефти, газа и воды, позволяющее получить существенный экономический эффект (по сравнению с базовыми вариантами автоматизированного технологического комплекса или неавтоматизированным производством).

Если для нефтепромыслов компании АО «Эмбаунайгаз» интеллектуальные системы находятся еще в стадии разработки, то в мире под влиянием этой концепции к настоящему времени интеллектуальные производства уже созданы и функционируют на многих объектах:

- нефтяное месторождение «Agbami» (Нигерия), получена возможность снизить капитальные вложения в строительство нефтепроводов и систем сбора нефти на \$50 млн;
- газовое месторождение «Tommy Lakes» (Канада), здесь увеличена прибыль на \$5 млн и уменьшено (с 11 до 4) число скважин, запланированных для бурения;
- нефтяное месторождение «Snorre B» (Норвегия), здесь увеличена добыча на 8%;
- другие нефтяные месторождения, где была повышена эффективность и качество диагностики параметров эксплуатируемых скважин, что привело к снижению на 7% производственных затрат и на 25% – капитальных расходов (по оценке компании Schlumberger);
- другие нефтяные промыслы, где снижены операционные расходы на 2–8% (по оценкам специалистов компании Chevron).

В Казахстане разрабатывают общую для нефтяной отрасли информационную систему учета добываемой нефти. Реализация этого проекта (стоимость порядка 3 млрд тенге) позволит осуществлять объективный учет добываемой нефти, начиная от добычной скважины и до конечного потребителя. Экономический эффект этого проекта составит до 23 млрд тенге.

Проект информационной системы учета нефти по отрасли в целом также является проектом-«ледоколом». Это будет полная цифровизация и автоматизация сбора, обработки, хранения и использования производственной информации обо

всех объемах добычи нефти и ее подготовки в товарный вид, а также переработки в автомобильное топливо и продажи. В частности, в соответствии с этой программой на постоянной основе осуществляется анализ и мониторинг передаваемых данных с КПУ по следующим параметрам: объем, температура, плотность, уровень и масса отдельных видов нефтепродуктов.

Этот проект уже продемонстрировал свою высокую эффективность автоматизации процесса получения и передачи производственных данных, обеспечения их должной прозрачности, а также генерирования отчетов в ИС КГД МФ РК. Таким образом, такая республиканская информационная система для нефтяной отрасли в целом позволяет в режиме реального времени получать все необходимые данные с каждого отдельного узла данного операционного процесса.

Ранее учет нефтепродуктов велся путем ручного замера, что зачастую влекло за собой отсутствие необходимой прозрачности в деятельности налогоплательщиков – юридических лиц и некоторую необъективность в объеме поставляемых нефтепродуктов на АЗС.

Поэтому рассматриваемая республиканская информационная система будет направлена на борьбу с теневым оборотом нефти и повысит в связи с этим собираемость налогов.

Для реализации этих планов компания АО «Национальные информационные технологии» разработала и представила проект «E-sara» – информационную систему учета нефтепродуктов по их отдельным видам. К этой системе уже подключены три крупных нефтеперерабатывающих завода, 17 нефтеперерабатывающих заводов малой мощности, 1784 автозаправочных станции – всего 320 юридических лиц.

В целях предотвращения возможных поломок автомобилей по причине заправкой некачественным топливом, а также для уменьшения влияния на окружающую среду и пресечения возможных спекуляций при реализации нефтепродуктов, в рамках развития СУНП АО «НИТ» планируется создание социально-значимого инструмента, который обеспечит население точной и объективной информацией по октановому числу топлива, реализуемого АЗС.

Возвращаясь к АО «Эмбаунайгаз», отметим: в 2018 г. была разработана Программа внедрения проекта «Интеллектуальное месторождение» на добывающих активах Общества, в рамках которой в период 2017–2023 гг. запланировано тиражировать концепцию на следующих месторождениях компании: в 2017 г. – на четырех месторождениях Прорвинской группы: С. Нуржанов; Прорва Западная, Досмухамбетовское и Актобе (НГДУ «Жылыоймунайгаз»), в 2018 г. – на двух месторождениях: Жанаталап (НГДУ «Жайыкмунайгаз») и Макат Восточный (НГДУ «Доссормунайгаз»), в 2019–2020 гг. – на месторождении Молдабек Восточный (НГДУ «Кайнармунайгаз»), в 2021 г. – на месторождении Камышитовое Юго-Западное (НГДУ «Жайыкмунайгаз»), в 2022–2023 гг. – на двух месторождениях Камышитовое Юго-Восточное и Забурунье (НГДУ «Жайыкмунайгаз») [15].

Предполагается, что общий экономический эффект от цифровизации топливно-энергетического комплекса Республики Казахстан оценивается в размере 143 млрд тенге. 🌐

ЛИТЕРАТУРА

- 1 Воробьев А.Е., Абишев А.А. Технология «умных скважин» // Вестник АИНГ. – 2016. – № 3. – С. 3–11. [Vorobyev A. E., Abishev A. A. Technology of «smart wells» // Bulletin of the AIS. – 2016. – № 3. – P. 3–11.]
- 2 Воробьев А.Е., Воробьев К.А., Тчаро Х. Цифровизация нефтяной промышленности. М.: – Спутник, 2018. – 327 с. [Vorobiev A. E., Vorob'ev K. A., H. Tcharo the Digitalization of the petroleum industry. M.: – A Satellite, In 2018. – 327 c.]
- 3 Воробьев А.Е., Тчаро Х. Цифровизация нефтяной отрасли Казахстана // Проблемы недропользования. – 2018. – № 1. – С. 66–75. [Vorobiev A. E., H. Tcharo Digitalization of the oil industry of Kazakhstan // Problems of subsoil use. – 2018. – № 1. – P. 66–75.]
- 4 Воробьев А.Е., Тчаро Х., Воробьев К.А. Цифровизация нефтяной промышленности: «интеллектуальный» нефтепромысел // Вестник Евразийской науки. – 2018. – № 3. – Т. 10. Идентификационный номер статьи в журнале: 77NZVN318. [Vorobiev A. E., Tcharo H., Vorobiev K. A. the Digitalization of the petroleum industry: a «smart» oilfield // Bulletin of the Eurasian science. – 2018. – № 3. – Vol. 10. Identification number of the article in the journal: 77NZVN318.]
- 5 Better Resource Utilization in the 21st century // NTNU Strategy for Oil and Gas. – http://www.ipt.ntnu.no/BRU21_Report.pdf.
- 6 КМГ внедряет технологии интеллектуальных месторождений // <https://profit.kz/news/27959/KMG-vnedryaet-tehnologiu-intellektualnih-mestorozhdenij>. [KMG is implementing smart fields // <https://profit.kz/news/27959/KMG-vnedryaet-tehnologiu-intellektualnih-mestorozhdenij>.]
- 7 «Умные» скважины (Smart wells) // <http://heriot-watt.ru/t1800.html>.
- 8 Применение средств интеллектуальной автоматизации в технологических операциях по добыче нефти и газа. Модель интеллектуального месторождения // Автоматизация и ИТ в нефтегазовой области. – 2015. – № 2. – С. 25. [The Use of intelligent automation in technological operations for oil and gas production. Intellectual field model // Automation and IT in the oil and gas field. – 2015. – № 2. – C. 25.]
- 9 Умное месторождение // <http://1c-atyrau.dugoba.ru/smart-field>.
- 10 Кочнев А.А. Концепция «интеллектуального» месторождения // MASTER'S JOURNAL. – 2015. – № 2. – С. 165–171. [Kochnev A. A. Concept of «intellectual» field // master'S JOURNAL. – 2015. – № 2. – P. 165–171.]
- 11 Беспроводные технологии в «цифровом» нефтегазовом промысле // <http://controleng.ru/besprovodny-e-tehnologii/tsifrovoe-mestorozhdenie>. [Wireless technologies in the «digital» oil and gas field // <http://controleng.ru/besprovodny-e-tehnologii/tsifrovoe-mestorozhdenie>]
- 12 Petroleum Experts. Цифровое Месторождение. Управление разработки в режиме реального времени // <http://itps.com/uploads/files/Petex%20DOF%20Brochure%20RUS.pdf>. [Petroleum Experts. Digital Field. Management development in real time // <http://itps.com/uploads/files/Petex%20DOF%20Brochure%20RUS.pdf>.]
- 13 Демарчук В.В. Перспективы и направления реализации проектов «интеллектуальных» месторождений нефти и газа // Молодой ученый. – 2014. – № 19. – С. 284–289. [Demarchuk V. Perspectives for the implementation of «intelligent» oil and gas fields // the Young scientist. – 2014. – № 19. – P. 284–289.]
- 14 Автоматизация объектов нефтегазодобычи // <http://www.interface.ru/fset.asp?Url=/mrp3/st011.htm>. [Automation of oil and gas production facilities // <http://www.interface.ru/fset.asp?Url=/mrp3/st011.htm>.]
- 15 Габдуллин А.Г. Нефтяная Эмба сегодня // Нефть и Газ. – 2019. – № 3. – С. 134–139. [Gabdullin, A. G. Oil Emba today // Oil and Gas. – 2019. – № 3. – P. 134–139.]

КИБЕРАТАКИ НА ПРОМЫШЛЕННЫЕ ОБЪЕКТЫ В 2019 ГОДУ



Е. ПИТОЛИН,
управляющий директор Kaspersky в Казахстане,
Центральной Азии и Монголии

Республика Казахстан, 050010, г. Алматы, Казыбек би, 20а

За последние несколько лет мишенью кибер-преступников становились больницы, аэропорты, поезда, компьютеры банков и государственных учреждений. Затем настала эра эпидемий WannaCry, ExPetr и BadRabbit – они распространялись как лесной пожар, грозя множеству компаний по всему миру убытками и помехами в работе. Казахстан, напоминая, в 2017 году занял пятое место в мире по количеству зараженных WannaCry компьютеров, включая заражения объектов КВОИКИ и нефтегазового сектора.

В последние двенадцать месяцев атак такого масштаба не наблюдалось, и мир расслабился. Однако 19 марта 2019 года начался новый отчет в эпохе промышленных киберугроз. Норвежский промышленный гигант Hydro, один из крупнейших производителей алюминия в мире, объявил, что попал под удар программы-вымогателя, и эта кибератака колоссально повлияла на всю компанию. В компании работает около 35 000 человек, и заражение затронуло немалую их часть.

Принадлежащие Hydro электростанции не пострадали, потому что были изолированы от основной сети, – и это правильный подход к критической инфраструктуре. Однако плавильные заводы изолированы не были, а степень их автоматизации за последние годы значительно выросла. В результате шифровальщик поразил ряд заводов, расположенных в Норвегии. Неспособность подключиться к основным системам вызвала проблемы на производстве и временные остановки на нескольких заводах. Вредоносные программы зашифровали данные на компьютерах с Windows, выведя их из строя.

Конечно, полностью восстановить работу в штатном режиме получится нескоро. Да и расследование инцидента займет очень много времени, как у самой компании, так и у норвежских правоохранительных органов. Хотя анализ происшествия все еще ведется, уже можно говорить о том, что Hydro сделала правильно, а что неправильно до инцидента и во время его.

Правильно:

- станции энергоснабжения были изолированы от основной сети;
- компания оперативно смогла отсоединить от сети плавильные заводы;
- сотрудники могли нормально взаимодействовать даже после инцидента;
- есть резервные архивы, с помощью которых можно восстановить хотя бы частично зашифрованные данные;
- есть киберстраховка, которая должна покрыть хотя бы часть ущерба от инцидента.

Неправильно:

- сеть не была должным образом сегментирована со стороны департамента АСУ;
- установленное Hydro защитное решение не сумело перехватить шифровальщик, так как не взаимодействовало с промышленной сетью и было не предназначено для защиты таких сетей;
- периметр безопасности можно было дополнить специализированным продуктом по защите от вымогателей.

Подтвержденные компанией оценки ущерба от атаки на NorskHydro – 40 млн долл в первом квартале, до 25 млн ожидается по итогам второго квартала.

Также, за этот период произошло еще несколько крупных атак на мировую промышленность. Так, седьмого июня один из крупнейших в мире производителей авиационных деталей, компания ASCO Industries (занимается производством некоторых компонентов корпусов для гражданских и военных самолетов), подверглась атаке вымогательского ПО, которая привела к временному закрытию четырех заводов.

Подробностей об атаке известно немного: представители ASCO очень неохотно делятся информацией. По данным бельгийской телевещательной компании VRT, для расследования инцидента привлекли полицию и сторонних экспертов по информационной безопасности.

Компания приостановила производство на своих заводах в Бельгии, Германии, Канаде и США. Затронула ли атака их все, остается неизвестным, как неизвестны и масштабы ущерба. По данным СМИ, заражение произошло на бельгийском заводе в Завентеме. Однако компания приостановила производство также в Германии, Канаде и США. Связано ли это решение с распространением вредоносного ПО на другие заводы, или же является мерой предосторожности, пока неясно.

В апреле стало известно, что швейцарская компания AebiSchmidt, производитель тяжелой строительной и дорожной спецтехники, в частности – снегоуборочных машин для аэропортов и автомагистралей, стала очередной жертвой атак с использованием зловредов-шифровальщиков. Производственные процессы оказались парализованы из-за масштабного компьютерного сбоя, вызванного заражением вредоносным ПО. Инцидент затронул также систему внутренней электронной почты компании. В результате рабочие были отправлены по домам, а части из них

пришлось даже уйти в неоплачиваемые отпуска. Представитель AebiSchmidt Томас Шисс подтвердил факт инцидента и уточнил, что производственные процессы в процессе восстановления, а системы компании, использующие ОС Windows, «затронуты вирусом». Шисс также добавил, что часть незатронутых атакой систем была отключена, чтобы избежать распространения инфекции.

Из описания этих трех атак мы видим, что риски для промышленности, энергетики, финансовой среды крайне типичны – блокировка производственных процессов, дорогостоящие простои производства, вынужденные отпуска сотрудников, миллиардные убытки. К счастью для нефтегазового сектора, атаки первого полугодия были направлены пока на другие сегменты промышленности. Однако идентичность построения технологических сетей, схожие принципы и подходы к киберзащите, и увы, общая для всех отраслей кадровая проблема в ИБ говорит о том, что передышка у нефтянки небольшая, и чисто техническая. Как свидетельствуют статистические данные аналитического центра Kaspersky ICS CERT, с киберугрозами сталкивается значительное число промышленных компаний, и в 2018 году атакам вредоносного ПО подвергся практически каждый второй (47%) компьютер в технологической среде предприятий. В таких условиях инфраструктура нефтегазового сектора нуждается в особой защите. При этом крайне важно использовать специализированные решения для промышленных сред, поскольку традиционные защитные продукты не всегда совместимы с оборудованием промышленных предприятий и, следовательно, не столь эффективны.

Существует распространенное убеждение, что кибербезопасность – это черная дыра, которая требует огромных денег, но ничего не дает взамен. Однако недавнее исследование одного из ведущих в мире аналитических агентств Форрестер показало, что на самом деле кибербезопасность можно рассматривать как область инвестиций с солидными преимуществами как с точки зрения эффективности, так и финансов.

В следующий раз, когда ИБ-специалисты принесут вам план защиты промышленной сети от кибератак, а АСУ ТП отдел начнет рассказывать, как у них все хорошо и безопасно, и независимо от мировых угроз – просто вспомните этот текст. 🌐



**МИРЗАГАЛИЕВ
МАГЗУМ МАРАТОВИЧ,**

**Министр экологии,
геологии и природных ресурсов
Республики Казахстан**

Магзум Маратович Мирзагалиев родился в 1978 г. в г. Алматы. В 1999 году окончил университет «Туран» по специальности экономист-международник, в 2003 году – Дипломатическую Академию Министерства иностранных дел по специальности экономист-международник.

С 2000 по 2001 г. – ведущий специалист отдела финансового и экономического анализа Акмолинского областного управления по лесу.

С 2001 по 2002 г. – менеджер по технике безопасности Актауского филиала «MI Drilling Fluids International», компании по производству буровых растворов, утилизации и переработке отходов бурения.

С 2002 по 2004 г. – стажировка в США и Малайзии.

С 2004 по 2007 г. – представитель по продажам, менеджер по производству Актауского филиала «MI Drilling Fluids International».

С 2007 по 2010 г. – генеральный директор ТОО «Тенизсервис» АО «НК «КазМунайГаз».

С 2010 по 2012 г. – управляющий директор по сервисным проектам АО «Национальная компания «КазМунайГаз».

С февраля 2012 г. по октябрь 2013 г. – заместитель председателя правления по инновационному развитию и сервисным проектам акционерного общества «Национальная компания «КазМунайГаз».

В 2014 по 2019 г. – вице-министр энергетики Республики Казахстан. 

10 ЛЕТ КОНГ



2019 год – знаменательный год для Казахстанского Общества Нефтяников-Геологов. Общество отмечает свой первый 10-летний Юбилей!

Идея создания Общества принадлежит инициативной группе профессионалов-геологов, ветеранов геологической отрасли, которые, болея душой за свое дело, за состояние геологической отрасли в целом в стране, решили создать профессиональное общество геологов, сплотить и объединить их для улучшения и продвижения геологической науки и отрасли.

Второго сентября 2009 года общественное объединение было зарегистрировано как «Общество Нефтяников-Геологов Казахстана». С этого дня начинается история объединения коллег-профессионалов.

В 2013 году масштабы деятельности Общества расширились. Нефтяники – геологи в других городах и областях Казахстана тоже вышли с инициативой о создании филиалов Общества. В настоящее время зарегистрированы филиалы Общества в шести областях и трех городах нашей Республики: Атырауской, Мангистауской, Западно-Казахстанской, Актюбинской, Кызылординской, Южно-Казахстанской, городах Тараз, Алматы и Нур-Султан.

Новое название – Общественное Объединение «Казахстанское Общество Нефтяников-Геологов» (КОНГ) – было присвоено в 2014 г.

Сегодня Общественное Объединение «Казахстанское Общество Нефтяников-Геологов» – это профессиональная добровольная некоммерческая республиканская организация, созданная для достижения общих целей геологов-нефтяников Казахстана, удовлетворения профессиональных интересов, способствования прогрессу геологической науки, распространению и пропаганде передовой научной информации в этой области и повышению профессионального уровня с 10-летним опытом.

За этот период Казахстанское Общество Нефтяников-Геологов проделало огромную работу: организовало и провело ряд крупных Международных геологических



конференций и форумов по геологоразведке нефти и газа, семинаров, круглых столов, встреч и конференций, посвященных чествованию заслуженных ветеранов отрасли. Принимает активное участие, как в Казахстанских, так и Международных форумах, симпозиумах и Конгрессах, организованных различными ассоциациями и организациями, тесно взаимодействует с нефтяными компаниями и другими сообществами. Проводится большая издательская деятельность. КОНГ является инициатором и учредителем Союза «КазГео», соучредителем научно-технического журнала «Нефть и газ».

В настоящее время КОНГ – это платформа для обмена опытом молодых геологов и специалистов с большим трудовым стажем, это место жарких дискуссий и интересных докладов о новых горизонтах, это место трогательных первых встреч недавних выпускников и легендарных ветеранов и, наконец, это место теплых воспоминаний и душевных бесед друзей – «одноклассников» за уютным фуршетом.

На сегодняшний день Общество насчитывает в своих рядах более 700 высококвалифицированных геологов-нефтяников, работающих в различных городах, в различных нефтегазовых и научно-исследовательских организациях, ветеранов – геологов Казахстана, молодых специалистов, а также зарубежных специалистов.

ВАЖНЫЕ МЕРОПРИЯТИЯ, ПРОВЕДЕННЫЕ КАЗАХСТАНСКИМ ОБЩЕСТВОМ НЕФТЯНИКОВ-ГЕОЛОГОВ

За 10 лет деятельности Общества было проведено пять Международных научных геологических конференций («АтырауГео–2011», АтырауГео–2013», «АтырауГео–2015», «АтырауГео–2017» и «АтырауГео–2019»), которые охватили широкий спектр злободневных вопросов нефтяной геологии.

Крупнейшими мероприятиями международного уровня на тему геологоразведки в нефтегазовом секторе, прошедшими на территории Казахстана и организованными КОНГ совместно и при поддержке Правительства Республики Казахстан, а также при непосредственном участии руководства отраслевых министерств, национальных компаний, стали Международные Форумы по геологоразведке нефти и газа в Нур-Султане в 2015 и 2018 годах.

Впервые за годы независимости Казахстана тема геологии нефти и газа была обсуждена на столь высоком уровне с привлечением известных геологов, геофизиков, специалистов, организующих геологоразведочное дело, работников науки, а также представителей ведущих зарубежных нефтегазовых компаний и государственных органов.

Члены КОНГ активно участвовали и выступали с докладами во всех важных и значимых мероприятиях, таких как:

2012 год – XXXIV Международный Геологический Конгресс, который состоялся в Брисбейн (Австралия);

2014 год – Всемирный нефтяной Конгресс в Москве;

2016 году – XXXV Международный Геологический Конгресс в городе Кейптаун (Южно-Африканская Республика), Международная конференция; «Геологоразведка – 2016»; в Москве;

2017 год – Министерская конференция и VIII международный форум «Обеспечение устойчивого развития энергетики»; Всемирный Конгресс инженеров и ученых WSEC–2017 «Энергия будущего: инновационные сценарии и методы их

реализации» в Нур-Султане; VII Международная конференция МедГео–2017 по теме «Геология, окружающая среда и здоровье человека» в Москве; XI Евразийский Форум KAZENERGY в Нур-Султане; Международная научно-практическая конференция «Минерагения Казахстана» в Алматы;

2018 год – Научно-практическая конференция «Кашаган – для будущего Казахстана» в честь 25-летия начала морских работ на Каспии; Республиканская научно-практическая конференция «Тау тұлғалы Таумұш»;

2019 год – Международная конференция «ГеоЕвразия–2019» в Москве.

ТРАДИЦИОННЫЕ СОБРАНИЯ КОНГ

В разных форматах, в разных городах Казахстана члены КОНГ отмечают свой профессиональный праздник – День геолога, а также проводят другие торжественные мероприятия с приглашением ветеранов нефтегазовой отрасли.

ПРИСУЖДЕНИЕ НАГРАД



2015 год – Ведущим геологам страны (Акчулакову У.А., Жолтаеву Г.Ж., Исказиеву К.О., Куандыкову Б.М., Коврижных П.А., Огай Е.К.) за цикл работ на тему «Научное обоснование углеводородного потенциала Республики Казахстан» была присуждена Государственная премия РК в области науки и техники им. Аль-Фараби.

2016 год – За работу «Обоснование и разработка технологии по прогнозированию и картированию структурно-седиментационных ловушек нефти и газа в триасовых отложениях Прикаспийской

впадины» была присуждена премия им. академика Ш.Е. Есенова в области геологии Ескожа Б.А., Куантаеву Н.Е. и Воронову Г.В.

Важным событием 2018 года для геологов Казахстана явилось вручение знаков «Первооткрыватель Республики Казахстан» за открытие уникального нефтяного месторождения «Кашаган». Среди восьми награжденных и наши члены КОНГ. Это президент ТОО «Меридиан Петролеум» Балтабек Куандыков, главный геофизик ТОО «Смартинжиниринг» Олег Турков, главный геофизик ТОО «Меридиан Петролеум» Марис Назаров и менеджер компании ENI ISATAY Клара Раева.

В разные годы было присвоено звание «Лучший нефтяник-геолог Казахстана» Матлошинскому Н.Г., Ескоже Б.А., Туркову О.С., Акчулакову О.А., Куантаеву Н.Е., Нугманову Я.Д., Жаксыбаевой Б.Р., Пангереевой Ш.С., Исказиеву К.О.

Впервые Казахстанское Общество Нефтяников-Геологов выдвинуло кандидатуру на Республиканский конкурс «Лучший инженер 2017 года» Национальной инженерной Академии Республики Казахстан. В числе победителей назван Куантаев Нысанбай Есеркепович, руководитель алматинского филиала КОНГ за внедрение впервые в Казахстане винтовых насосов и стеклопластиковых труб для подачи нефти от добывающих скважин до общего нефтепровода.

В 2018 Почетный член Казахстанского Общества Нефтяников-Геологов Трохименко Михаил Саввич за выдающийся вклад в развитие инженерного дела Республики Казахстан награжден Большой золотой медалью «Инженерная Слава».

На 25-ой Международной Выставке-Конференции Нефть и Газ – KIOGE 2017 члены Казахстанского общества получили высокие звания:

Жолтаев Герой Жолтаевич – «Легендарный наставник»; Куандыков Балтабек Муханович – «Легендарный геолог»; Акчулаков Урал Акчулакович – «Легендарный геолог»; Огай Евгений Кипониевич – «Легендарный профессионал»; Куантаев Нысанбай Есеркепович – «Легендарный профессионал».

СОТРУДНИЧЕСТВО С МЕЖДУНАРОДНЫМИ ОРГАНИЗАЦИЯМИ

В мае 2014 года в Баку был подписан договор о сотрудничестве в области нефтяной геологии между родственными общественными организациями Азербайджана и Казахстана.

В феврале 2018 года подписано соглашение между общественными объединениями «Казахстанское Общество Нефтяников-Геологов» и Международной ассоциацией инженеров-нефтяников («SPE Almaty Section»). В рамках этого соглашения был проведен ряд тематических семинаров, научных лекций, где приняли участие члены двух общественных организаций.

ЮБИЛЕЙНЫЕ ДАТЫ И ЧЕСТВОВАНИЕ ВЕТЕРАНОВ

КОНГ уделяет внимание чествованию ветеранов-геологов, а также отдает дань памяти ведущих геологов-нефтяников, внесших весомый вклад в развитие нефтяной отрасли Казахстана. Проведены крупные мероприятия в честь 100-летия Тауманова Ергожи Таумановича, 110-летия Карымсакова Сапара Карымсаковича, 80-летия Воцалевского Эдгарда Славомировича, 90-летия Есенова Шахмардана Есеновича, 100-летия Досмухамбетова Жолдаскалы Ахметовича, 100-летия Джумагалиева Таумуша Нурушевича, 90-летия Узбеккалиева Халела Жагыпаровича с приглашением членов их семей и друзей.

Особое внимание уделяется молодежи, молодым специалистам, только начинающим свой геологический путь в отрасли, а также студентам, выбравшим специальность геолога – нефтяника. Так, общество КОНГ совместно с АО «Казгеология» и Объединением юридических лиц «Ассоциация производственных геологических организаций Республики Казахстан» в 2014 году выступило соучредителем корпоративного Фонда «Жас геолог».

В рамках Международных форумов по геологоразведке нефти и газа «Kazakhstan Geology Forum, Oil & Gas» проводится конкурс «Мұнай геологиясының ізбасары». В конкурсе участвуют молодые ученые и специалисты, ведущие научную, научно-техническую деятельность, занятые исследованиями и экспериментальными разработками в области нефтегазовой геологии и геологоразведки на производстве, в научных организациях или организациях профессионального образования.

На II Международном форуме по геологоразведке нефти и газа «Kazakhstan Geology Forum, Oil & Gas», который был проведен КОНГ в 2018 году в городе Нур-Султан, особое внимание было уделено молодежному сектору. Значимым событием на форуме был Круглый стол «Встреча студентов нефтяного профиля разных ВУЗов Казахстана и молодых специалистов отрасли с известными нефтяни-



ками, геологами». На этой секции студенты различных ВУЗов Казахстана (Алматы, Атырау, Нур-Султан) встретились с корифеями геологии и нефтяной отрасли.

ПОДДЕРЖКА ВЫСШИХ И СРЕДНИХ УЧЕБНЫХ ЗАВЕДЕНИЙ

С 27 июля по 3 августа 2018 года на территории Республиканского учебно-оздоровительного центра Балдаурен (Курортная зона Бурабай, Акмолинская область) была проведена V Казахстанская открытая полевая олимпиада юных геологов при поддержке МИР РК и Комитета геологии и недропользования, а также КОНГ – одного из учредителей корпоративного фонда «Жас геолог».

В целях поддержки образовательного процесса учебного заведения нефтегазового направления КОНГ передало в дар в Казахстанско-Британский технический университет, Казахский национальный исследовательский технический университет им. К.И. Сатпаева, Атырауский Университет Нефти и Газа, а также в Атырауский краеведческий музей и геологический музей в г. Актобе геолого-геофизическую литературу с фонда библиотеки Общества.

ИЗДАТЕЛЬСКАЯ ДЕЯТЕЛЬНОСТЬ ОБЩЕСТВА

Был выпущен ряд книг по материалам проведенных конференций и форумов. В честь предшественников нынешних геологов-нефтяников, тех, кто стоял у истоков геологоразведки в Казахстане, выпускается автобиографическая серия книг «Геолог-Мунайшылар». Создан, поддерживается и регулярно обновляется сайт Общества.

ЦЕЛИ И ЗАДАЧИ

За 10 лет Казахстанское Общество Нефтяников-Геологов смогло создать организацию, объединяющую геологическую общественность на своей площадке, где проходит общение коллег, обмен мнениями по различным вопросам геологии и геофизики, проведение дискуссий на злободневные темы. В одной аудитории собираются доктора, кандидаты наук, PhD, высококвалифицированные и молодые специалисты.

Подводя итоги за 10 лет, Казахстанское Общество Нефтяников-Геологов ставит перед собой новые задачи, планирует продолжить работу по улучшению деятельности Общества. 📌

**Куандыков Б.М.,
президент Казахстанского Общества Нефтяников-Геологов**

V МЕЖДУНАРОДНАЯ НАУЧНАЯ ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ «АТЫРАУГЕО–2019»

ПОСВЯЩЕНА 120-ЛЕТИЮ КАЗАХСТАНСКОЙ НЕФТИ
И 10-ЛЕТНЕМУ ЮБИЛЕЮ КАЗАХСТАНСКОГО ОБЩЕСТВА
НЕФТЯНИКОВ-ГЕОЛОГОВ

23 –24 мая 2019 года *Казахстанским Обществом Нефтяников-Геологов (КОНГ)* при поддержке Министерства энергетики РК, Ассоциации «KAZENERGY» и Атырауского областного акимата в г. Атырау была проведена *V Международная Научная Геологическая конференция «АтырауГео–2019» по теме: «Перспективы освоения и новых открытий неглубокозалегающих месторождений нефти и газа в Казахстане».*

Задачи конференции – создание платформы для геологов из разных стран, рассмотрение последних научных

достижений и обмен опытом. Конференция «АтырауГео–2019» предоставила участникам возможность обсудить важнейшие новые направления поиска залежей нефти и газа, изучить проблемы и реальные возможности извлечения остаточных нефтей, рассмотреть перспективы открытия месторождений нефти и газа в новых нефтегазоносных регионах Казахстана, оценить сложности альтернативных поисков углеводородного сырья.

В работе конференции приняли участие более 200 делегатов – ведущих специалистов и ученых из Казахстана, России, Франции, Азербайджана, США



Пленарное заседание. Президиум Конференции.

Конференция была проведена в формате пленарных и секционных заседаний, где модераторами выступили известные профессионалы в области геологии и геофизики



Неизменно активные и любознательные ветераны геологоразведки

и Китая, руководители министерств, научных институтов и университетов, нефтяных компаний, студенты, а также представители СМИ.

Конференцию открыл Президент КОНГ Б.М. Куандыков. С приветственным словом выступил заместитель акима области А.У. Крамбаев.

На пленарном заседании по теме **«Перспективы освоения и открытия новых неглубокозалегающих месторождений нефти и газа в Казахстане»** большое впечатление оставил доклад Первого вице-министра энергетики РК М.Д. Досмухамбетова **«Программа геолого-разведочных работ на территории Республики Казахстан»**, согласно которой планируется проведение большого объема геологоразведочных работ в ближайшие 5 лет.

В докладе заместителя Председателя Ассоциации «KAZENERGY» У.С. Карабалина «Ключевые тренды мирового нефтяного рынка» был сделан анализ развития нефтегазовой отрасли

в мире и перспективы на ближайшие 20–30 лет.

Председатель Комитета геологии и недропользования А.А. Надырбаев рассказал о перспективах **расширения углеводородного потенциала и о планах геологического изучения недр в слабоизученных территориях страны.**

Н.К. Конысов проинформировал делегатов конференции о стратегии развития геологоразведочных работ АО «НК «КазМунайГаз».

В первый день конференции был проведен круглый стол на тему: **«Возможности открытия новых месторождений в слабоизученных регионах Казахстана».**

Второй день конференции был проведен по восьми секциям, где поднимались актуальные темы поиска новых направлений и возможностей в решении вопросов наращивания запасов УВС. Большое внимание было уделено неантиклинальным ловушкам и бассейновому моделированию. Группа молодых

специалистов представила доклад, где были рассмотрены перспективы НАЛ в трех разновидностях: граниты, сланцы и угольные месторождения, сделана прогнозная оценка их ресурсов.

Ряд докладов посвящен новым методам геологоразведки для изучения неглубокозалегающих нефтегазоносных толщ: Ж.К. Калмагамбетов (о новых технологиях и методах, о направлениях развития сейсморазведки в Казахстане). Бурную дискуссию вызвал доклад Л.В. Ли «Аспекты геодинамической безопасности при разработке месторождений нефти и газа».

Было уделено внимание и технологии добычи нефти на низкорентабельных месторождениях. Впечатлил опыт перевода объектов месторождений «Эмбаунайгаз» из статуса низкорентабельных в рентабельные. В результате работ выявлены новые горизонты и, таким образом, дали месторождениям второе дыхание.

Еще раз была озвучена активная позиция Национальной инженерной академии РК (академик Н.К. Надиров, А.М. Барак, М.С. Трохименко). Это – необходимость только комплексного изучения на современном уровне трудноизвлекаемого углеводородного сырья (остаточные нефти, тяжелые высоковязкие нефти, природные битумы, нефтебитуминозные породы) и освоения этих ресурсов с применением инновационных методов и способов, в частности, уже успешно апробированных в США технологий Galex Energy Corporation.

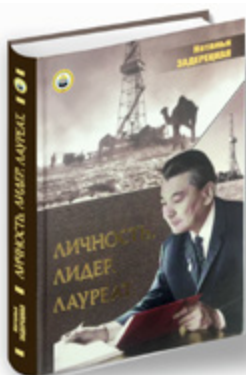
В целом, все доклады конференции являются актуальными и представляют интерес как с практической, так и с научной точки зрения. Для делегатов конференции была организована Экскурсия в офис АО «Эмбаунайгаз» для ознакомления с интеллектуальными месторождениями. 🌐



Традиционное коллективное фото участников.

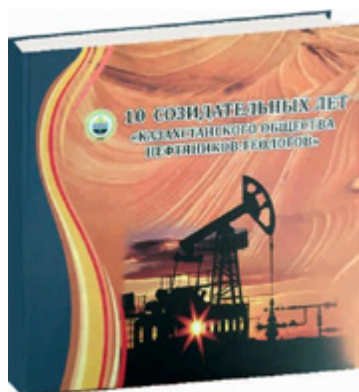
На базе докладов, озвученных на конференции «АтырауГео-2019», Оргкомитет Казахстанского Общества Нефтяников Геологов планирует издать очередной Выпуск Трудов КОНГ

Н. ЗАДЕРЕЦКАЯ «ЛИЧНОСТЬ. ЛИДЕР. ЛАУРЕАТ»



На торжественном собрании в честь празднования дня геолога в филиалах КОНГ (гг. Атырау, Актау, Алматы) была проведена презентация книги Н. Задерецкой «Личность. Лидер. Лауреат», посвященной Заслуженному геологоразведчику Казахской ССР, Почетному разведчику недр СССР, Лауреату Ленинской премии, Первооткрывателю месторождений Узень, Жетыбай, Тенге, Каражамбас, Северные Бузачи, Каламкас Халелу Жагпаровичу Узбеккалиеву. На собрании почетными гостями были родственники, друзья, бывшие коллеги Ж.У. Узбеккалиева. 🌐

«10 СОЗИДАТЕЛЬНЫХ ЛЕТ КАЗАХСТАНСКОГО ОБЩЕСТВА НЕФТЯНИКОВ-ГЕОЛОГОВ»



В связи с юбилейной датой Казахстанского Общества Нефтяников-Геологов к проведению V Международной Научной Геологической конференции «АтырауГео–2019» была выпущена книга-альбом «10 созидательных лет Казахстанского Общества Нефтяников-Геологов». В ней собрана вся информация о деятельности Общества за этот период, об истории создания Общества, о людях, по инициативе которых оно было создано, о лучших геологах-профессионалах геологической отрасли Казахстана, целях и задачах, о результатах деятельности и достижениях Общества. В книге представлены многочисленные фотографии и материалы, отзывы и поздравления ветеранов отрасли, партнеров и геологической общественности. 🌐

ПРЕМЬЕР-МИНИСТР РК А. МАМИН ПОСЕТИЛ ТОО «СП CASPI BITUM»



16 июля 2019 г. Премьер-Министр РК Аскар Мамин посетил с рабочим визитом ТОО «СП CASPI BITUM» (Актауский битумный завод), который был введен в эксплуатацию в 2013 г., сообщает департамент по связям с общественностью АО «НК «КазМунайГаз».

Актауский битумный завод способен перерабатывать до 1 млн тонн в год нефти месторождения «Каражанбас», которая по техническим характеристикам является оптимальным сырьем для производства дорожных битумов повышенного качества. Благодаря заводу и с учетом продукции отечественных производителей сегодня полностью покрываются потребности страны в дорожном битуме. Для сравнения, в 2013 г. импорт битума в Казахстан составил более 200 тыс. тонн. В 2018 г. продукция завода обеспечила 37% потребностей внутреннего рынка страны.

В настоящее время на Актауском битумном заводе производится высококачественный битум, в том числе полимерно-модифицированный, который ранее в Казахстане не выпускался. Полимерно-модифицированный битум за счет улучшенных характеристик по тепло-, морозо- и износостойкости продлевает срок службы асфальтобетонных покрытий в 1,5–2 раза.

Управляющий директор по переработке нефти АО «НК «КазМунайГаз» Муратжан Мусайбеков отметил, что с момента запуска завода было переработано 3,52 млн тонн нефти и выпущено более 1 млн тонн дорожных битумов или около 3500 км 16 июля 2019 г. дорог. Актауский битум применялся при строительстве всех стратегических автодорог Республики Казахстан, включая трассу «Западная Европа – Западный Китай». 🇰🇵

ПРЕМЬЕР-МИНИСТР АСКАР МАМИН ОБСУДИЛ С РУКОВОДИТЕЛЕМ CHEVRON ТОДДОМ ЛЕВИ ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ НЕФТЕГАЗОВОГО МАШИНОСТРОЕНИЯ В КАЗАХСТАНЕ



В ходе встречи, которая состоялась 3 июля текущего года, были обсуждены вопросы дальнейшего развития сотрудничества в рамках реализации совместных проектов в нефтегазовой отрасли. Компания Chevron входит в число крупнейших партнеров Казахстана в сфере нефтедобычи, участвует в проектах Тенгиз, Карашаганак, расширении нефтепровода Каспийского Трубопроводного Консорциума (КТК).

Тодд Леви сообщил, что в текущем году ожидается перевыполнение плановых показателей по добыче нефти. Реализация Проекта будущего расширения – Проекта управления устьевым давлением позволит к 2022 году увеличить добычу на 12 млн тонн в год. В проекте расширения ТШО задействованы более 45 тыс. казахстанцев, что составляет 91% от общего количества. 

СТРОИТЕЛЬСТВО ИНТЕГРИРОВАННОГО ГАЗОХИМИЧЕСКОГО КОМПЛЕКСА В АТЫРАУСКОЙ ОБЛАСТИ

Председатель правления фонда АО «Самрук-Қазына» Ахметжан Есимов посетил месторождение Кашаган и строящийся на территории Специальной экономической зоны Национального индустриального нефтехимического технопарка (СЭЗ НИИТ) в Атырау Интегрированный газохимический комплекс Kazakhstan Petrochemical Industries, входящий в группу компаний «Самрук-Қазына». Целью проекта является производство 500 тыс. тонн полипропилена в

год. К строительству комплекса Kazakhstan Petrochemical Industries привлечены 36 субподрядных компаний, 33 из которых – казахстанские. Завершение строительства газохимического комплекса планируется к середине 2021 года.

Изготовлением и поставкой оборудования и материалов занимаются ТОО «АтырауНефтеМаш», ТОО «Петропавловский завод тяжелого машиностроения», ТОО «Имсталькон» и др.

Глава Фонда АО «Самрук-Қазына» Ахметжан Есимов отметил высокую значимость данного проекта для экономики и развития нефтехимической промышленности РК. 🇰🇵

ГЛАВА АО «НК «КАЗМУНАЙГАЗ» АЛИК АЙДАРБАЕВ ПОСЕТИЛ ПРЕДПРИЯТИЯ НАЦИОНАЛЬНОЙ КОМПАНИИ В МАНГИСТАУСКОЙ ОБЛАСТИ

Председатель правления АО «НК «КазМунайГаз» Алик Айдарбаев посетил ряд производственных предприятий группы компаний КМГ в Мангистауской области, строительную площадку резервуара для подготовки сточной воды РВС – 7 объемом 20000 кубометров, и ознакомился с ходом строительства административного здания для инженерно-технического персонала Управления обслуживания скважин № 1 АО «Озенмунайгаз».



Алик Айдарбаев также ознакомился с деятельностью ТОО «Казахский нефтеперерабатывающий завод», АО «Мангистаумунайгаз», АО «Каражанбасмунай» и АО «Мангистаумунайгаз». 🇰🇵

ПРИБЫЛЬ КОМПАНИИ «КАЗТРАНСГАЗ» ВЫРОСЛА НА 140%

За первое полугодие текущего года доход АО «КазТрансГаз» составил более 1 трлн тенге, чистая прибыль – 170,2 млрд тенге, что выше прошлогоднего показателя на 100 млрд тенге, или на 140%. На сегодняшний день национальный газовый оператор «КазТрансГаз» остается одним крупнейших налогоплательщиков страны, который перечислил за 6 месяцев в государственный бюджет свыше 56 млрд тенге.

Всего, согласно озвученным данным, в отчетный период было реализовано 11,6 млрд кубометров газа, из которых 7,3 млрд получили отечественные потребители, а 4,3 млрд кубометров было отправлено на экспорт.

Наращивание собственной ресурсной базы становится сегодня одним из самых актуальных вопросов для национального газового оператора, поскольку в планах компании увеличение экспорта. АО «КазТрансГаз» намерен довести объем экспорта природного газа в Китай до 20 млрд кубометров в год. По словам заместителя председателя правления АО «НК «КазМунайГаз» Кайрата Шарипбаева, АО ФНБ «Самрук-Казына» поддержали и профинансировали инициативы национального оператора по увеличению технических мощностей газотранспортной системы страны, диверсификации и созданию новых транзитных маршрутов для товарного газа.

По данным компании, национальный газовый оператор на сегодня эксплуатирует более 19 тыс. км магистральных газопроводов с годовой пропускной способностью до 224 млрд.

АО «КазТрансГаз» является мощным с технологической точки зрения оператором газовых потоков в Центральной Азии, в ведении компании находится огромная система газораспределительных сетей общей протяженностью свыше 47 тыс. км. 

В ТУРКЕСТАНСКОЙ ОБЛАСТИ ГАЗИФИЦИРУЮТ СЕЛА

В Сайрамском районе Туркестанской области ведется активная работа по газификации населенных пунктов. В этом году планируется обеспечить газом 7 населенных пунктов и повысить уровень газификации сел до 90,4%. В общей сложности планируется газифицировать все 42 населенных пункта к 2020 году. 

КРУПНАЯ ИТАЛЬЯНСКАЯ КОМПАНИЯ ОТКРЫЛА СВОЕ ПОДРАЗДЕЛЕНИЕ В ЗАПАДНО-КАЗАХСТАНСКОЙ ОБЛАСТИ

Официальное открытие производственного подразделения ТОО «Petrolvalves Kios Kazakhstan» – это совместное предприятие двух крупных итальянских компаний, прошло в городе Аксай.

«Petrolvalves Kios Kazakhstan» – крупный производитель оригинального оборудования, а именно сложнейших и высокотехнологичных шаровых кранов, задвижек, клапанов с 1954 года. «Kios» занимается техническим обслуживанием нефтепромыслового оборудования. На рынке Казахстана работает более 15 лет. 

УТВЕРЖДЕНА ЦЕНА СЖИЖЕННОГО ГАЗА

Приказом министра энергетики РК Каната Бозумбаева от 12 июня 2019 года утверждена предельная цена сжиженного нефтяного газа на внутренний рынок Республики Казахстан вне электронных торговых площадок.

С первого июля по 30 сентября 2019 года она составляет в размере 38 701,67 тенге за тонну. 

БЕЛОРУССКИЕ НЕФТЕПЕРЕРАБАТЫВАЮЩИЕ ЗАВОДЫ ОКАЗАЛИСЬ В СЛОЖНОЙ СИТУАЦИИ

Из-за поставок некачественной российской нефти на белорусские НПЗ экспорт белорусских нефтепродуктов за рубеж сократился на 17%.

В денежном выражении Беларусь потеряла 431 млн долларов по сравнению с таким же периодом в прошлом году. «Белнефтехим» вынужден был признать, что белорусские НПЗ оказались в крайне сложной финансовой ситуации. Из-за этого предприятиям нефтехимического комплекса пришлось пересмотреть производственные планы и снизить загрузку, привлечь дополнительные кредиты и приостановить социальные программы.



Кроме того, за первые пять месяцев года потери Беларуси от налогового маневра за пять месяцев составили около \$130 млн. 🌐

НА УКРАИНУ ДОСТАВЛЕНА НЕФТЬ ИЗ США



Первая в истории партия нефти – 75 тыс. тонн из США доставлена танкером Wisdom Venture, который разгрузился в Одесском порту.

«Сырье планируется отправить на Кременчугский нефтеперерабатыва-

ющий завод (НПЗ) по нефтепроводу «Одесса – Кременчуг». Следующий танкер с нефтью сорта Bakken может прибыть в Одессу уже в августе», – сообщили в администрации порта. 🌐

**Адрес редакции
журнала «Нефть и газ»:**

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

Редакция: тел. +7 (727) 291 31 71

е-mail: neftgas@inbox.ru

<http://neft-gas.kz>

Подписано в печать 29.07.2019
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.



Kaspersky®
Industrial
CyberSecurity

Комплексная защита промышленных сред в нефтегазовой отрасли

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



<https://ics.kaspersky.ru>

#ИстиннаяБезопасность

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

ҚАЗАҚСТАНДА
В КАЗАХСТАНЕ



ЖЫЛ
ЛЕТ