2022
№ 2 (128)

НЕФТЬ И ГАЗ

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

Подписной индекс 75602

TIK
TUBACEX GROUP

Integral supplier
of tubular solutions

www.tubacex.com

Стр. 42 »

ВНИМАНИЕ!
ПРОДОЛЖАЕТСЯ ПОДПИСКА НА 2022 ГОД

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

Научно-техническому журналу **«Нефть и газ»** 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 на соискание 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 – 0,373, 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 (печатная/онлайн версия журнала):
для юридических лиц – **60 тыс. тенге;**
для физических лиц – **45 тыс. тенге**

Приглашаем Вас к сотрудничеству:
– подписаться на 2022 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:

АО «Казпочта»: 8 (727) 261–61–12;
ТОО «Агентство «Евразия-пресс»: 8 (727) 382–34–87;
ТОО «Эврика-пресс»: 8 (727) 233–76–10.

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
имени академика НАДИРА КАРИМОВИЧА НАДИРОВА

МҰНАЙ МЕН ГАЗ
НЕФТЬ И ГАЗ
OIL AND GAZ

2 (128) 2022

Главный редактор
академик Хаирлы Бабашевич АБИЛХАСИМОВ

Редактор научных проектов
Елена СОЛОДОВА

Арт-директор
Михаил БАРАНОВ

Директор по развитию журнала
Сахида ЗАИТОВА

УЧРЕДИТЕЛЬ:
Государственное учреждение «Министерство науки – академия наук Республики Казахстан» г. Алматы
ИЗДАТЕЛЬ:
Научно-инженерный центр «Нефть» Национальной инженерной академии Республики Казахстан

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

ИЗДАЕТСЯ с января 1999 г.

ПЕРИОДИЧНОСТЬ – 6 раз в год

ПРЕДСТАВИТЕЛИ В ГОРОДАХ:
Актау – Рашид ИСМАГИЛОВ
8 747 783 65 11
vdv@lada.kz
Атырау – Есимхан СЕЙТХАЗИЕВ
8 778 187 01 22
seitkhaziyev.y@llpcmg.kz
Нур-Султан – Адлет МУСАХАНОВ
8 701 442 34 22;
a.mussakhanov@niikmg.kz
adletmussa@mail.ru
Уральск – Оксана ДЕМЕНТИЕВСКАЯ
8 7122–53–70–57, 8 701 650 85 76;
Oksana_dem@list.ru
Шымкент – Гульмира БИМБЕТОВА
8 7252–21–19–66, 8 702 919 94 95;
gulmnaz@mail.ru

Журнал «Нефть и газ» с 2021 года включен в Russian Science Citation Index (RSCI) на платформе Web of Science.

РЕДАКЦИОННАЯ КОЛЛЕГИЯ:

У.С. КАРАБАЛИН, зам. гл. редактора, академик НИА РК (г. Нур-Султан)

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

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

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

К.О. СОБОРНОВ, доктор геол.-мин. наук (г. Москва)

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

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

С.Ф. ХАФИЗОВ, доктор геол.-мин. наук, профессор. (г. Москва)

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

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

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

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

Я.Д. НУГМАНОВ, Почетный разведчик недр, (г. Алматы)

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

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

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

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

К.С. НАДИРОВ, доктор химических наук, профессор (г. Шымкент)

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

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

ГЕОЛОГИЯ

К.М. Тасқынбаев, Д.К. Әжғалиев.
Нақтыланған картографиялық негіз базасында Каспий өңірін геологиялық зерттеу тиімділігін арттыру туралы.....7

С.С. Сатаева, А.А. Мурзагалиева, Д.С. Назарова.
Батыс Қазақстан облысы Чинарев кен орнының Оңтүстік учаскесіндегі № 32 ұңғыманы гидродинамикалық зерттеу.....23

Б. Дурмагамбетов, Д. Урманова, А. Темірхасов.
Көмірсутектерді өндіру аймақтарын және көші-қон жолдарын модельдеу, каспий маңы өңірінің мұнай кен орнының ресурстарын бағалау.....32

«TUBACEX» компаниясы Қазақстан Республикасындағы өндірістік қызметін бастайды.....42

МҰНАЙ ХИМИЯСЫ

Н.К. Ишмухамедова.
Оңтүстік-батыс есекжал кен орнының мұнай битуминозды жынысының табиғи битум құрамын зерттеу.....44

А.Ш. Кыдыралиева, О.К. Бейсенбаев, К.С. Надиров, А.Б. Иса, Ж.К. Артыкова.
Екіншілік полипропилен және толтырғыштар негізіндегі коррозияға қарсы жабындар.....53

Р.Г. Сармурзина, Г.И. Бойко, У.С. Карабалин, Д.А. Тиесов, Н.П. Любченко, Н.С. Демеубаева.
Белсенденген рау-85 алюминиялық құпырмасының түрлі тотықтайтын орталардағы тотықтыру өнімдерінің жылдық талдау.....68

«ҚазГерМұнай» БК» ЖШС
Блоктық кластерлік сорғы станциясын кеңейту – өндіріс деңгейінің күрт төмендеуін болдырмау тәсілі.....78

БҰРҒЫЛАУ

А.А. Кабдушев, Д.Р. Коргасбеков.
PDC кескіштермен жабдықталған бұрғы қашауларының конструкциясын жетілдіру жолдары.....81

Б.Т. Ратов, Б.В. Федоров, А.М. Исонкин, С.Т. Закенов, Б.Р. Бораш.
Ұңғымаларды бұрғылауға арналған алмаз коронкаларының заманауи конструкциялары.....92

С.А. Мусаева.
Геотермалдық ұңғымаларды бұрғылау кезіндегі температуралық фактордың гидростатикалық қысымның мөлшеріне әсері.....103

М.С. Козленков.
Шыны талшықтан жасалған бұйымдар NOT FIBER GLASS SYSTEMS L.P,: қайраңды өндірістегі озық технологиялар.....109

ӨНДІРУ

П.А. Танжариков, А.Ж. Тлеуберген, Н.С. Сулейменов.
Төмен өнімді ұңғымаларды пайдалану әдістемелерін жетілдіру.....114

ТАСЫМАЛДАУ

Г.И. Бойко, Р.Г. Сармурзина, У.С. Карабалин, Д.А. Тиесов, Н.П. Любченко, А.К. Мерекенова.
Модифицирленген полиэтилентерефталат қалдықтарының негізіндегі жаңа қақ ингибиторлар.....127

ҚАЗАҚСТАННЫҢ МҰНАЙ-ГАЗ СЕКТОРЫ.....137

ӘЛЕМДЕГІ МҰНАЙ КОМПАНИЯЛАРЫНЫҢ ЖАҢАЛЫҚТАРЫ.....141

СОДЕРЖАНИЕ

ГЕОЛОГИЯ

К.М. Таскинбаев, Д.К. Ажгалиев.
О повышении эффективности геологического изучения Каспийского региона на базе уточненной картографической основы.....7

С.С. Сатаева, А.А. Мурзагалиева, Д.С. Назарова.
Гидродинамические исследования скважины 32 Южного участка Чинаревского месторождения Западно-Казахстанской области.....23

Б. Дурмагамбетов, Д. Урманова, А. Темирхасов.
Геологические и геохимические особенности нефтяного месторождения Прикаспийского региона.....32

Компания TUBACEX начинает свою производственную деятельность в Республике Казахстан.....42

НЕФТЕХИМИЯ

Н.К. Ишмухамедова.
Изучение состава природного битума нефтебитуминозной породы месторождения Есекжал Юго-западный.....44

А.Ш. Кыдыралиева, О.К. Бейсенбаев, К.С. Надиров, А.Б. Иса, Ж.К. Артыкова.
Антикоррозионные покрытия на основе вторичного полипропилена и наполнителей.....53

Р.Г. Сармурзина, Г.И. Бойко, У.С. Карабалин, Д.А. Тиесов, Н.П. Любченко, Н.С. Демеубаева.
Термический анализ продуктов окисления активированного сплава алюминия RAU-85 в различных окислительных средах.....68

ТОО «СП «КазГерМунай
Расширение блочно-кустовой насосной станции – способ избежать резкого падения уровня добычи.....78

БУРЕНИЕ

А.А. Кабдушев, Д.Р. Коргасбеков.
Пути совершенствования конструкции буровых долот, вооруженных резцами PDC.....81

Б.Т. Ратов, Б.В. Федоров, А.М. Исонкин, С.Т. Закенов, Б.Р. Бораш.
Современные конструкции алмазных коронок для бурения скважин.....92

А.С. Мусаева.
Влияния температурного фактора на величину гидростатического давления при бурении геотермальных скважин.....103

М.С. Козленков.
Стеклопластиковая продукция NOV FIBER GLASS SYSTEMS L.P.: передовые технологии в шельфовой добыче.....109

ДОБЫЧА

П.А. Танжариков, А.Ж. Тлеуберген, Н.С. Сулейменов.
Совершенствование методик эксплуатации низкопродуктивных скважин.....114

ТРАНСПОРТИРОВКА

Г.И. Бойко, Р.Г. Сармурзина, У.С. Карабалин, Д.А. Тиесов, Н.П. Любченко, А.К. Мерекенова.
Новые ингибиторы солеотложений на основе модифицированных отходов полиэтилентерефталата.....127

НЕФТЕГАЗОВЫЙ СЕКТОР КАЗАХСТАНА.....137

НОВОСТИ НЕФТЯНЫХ КОМПАНИЙ МИРА.....141

CONTENT

GEOLOGY

K.M. Taskinbayev, D.K. Azhgaliyev.
About enhancing the efficiency
of geological study of the Caspian region
using the refined cartographic base.....7

S.S. Satayeva, A.A. Murzagaliyeva,
D.S. Nazarova.
Hydrodynamic studies of well 32
of the Southern section
in the Chinarevskoye field
of the West kazakhstan region.....23

B. Durmagambetov, D. Urmanova,
A. Temirkhasov.
Geological and geochemical features
Of an oil field of Precaspian region.....32

TUBACEX starts its production activity in Kazakhstan becoming a key partner for Karachaganak.....42

PETROCHEMISTRY

N.K. Ishmuhamedova.
Study of the composition of natural
bitumen of the petrobituminous rock
of the South-western
Esekzhal field.....44

A.SH. Kydyralieva, O.K. Beisenbaev,
K.S. Nadirov, A.B. Issa, Zh.K. Artykova.
Anti-corrosion coatings based
on recycled Polypropylene
and fillers.....53

R.G. Sarmurzina, G.I. Boiko,
U.S. Karabalin, D.A. Tiesov,
N.P. Lyubchenko, N.S. Demeubayeva.
Thermal analysis of oxidation products
of activated RAU-85 aluminum alloy
in various oxidizing environments.....68

JV KazGerMunai
Modular cluster pump station expansion –
a way to avoid a sharp drop
in production capacity.....78

DRILLING

A.A. Kabdushev, D.R. Korgasbekov.
Ways to improve the design of drill bits
equipped with PDC cutters.....81

B.T. Ratov, B.V. Fedorov, A.M. Isonkin,
S.T. Zakenov, B.R. Borash.
Modern designs of diamond drilling tools
for well drilling.....92

S.A. Musayeva.
Impact of the temperature factor on the value
of hydrostatic pressure at drilling
geothermal wells.....103

M.S. Kozlenkov.
NOV FIBER GLASS SYSTEM L.P.:
advanced technologies
in offshore extraction.....109

EXTRACTION

P.A. Tanzharikov, A.Zh. Tleubergen,
N.S. Suleymenov.
Improving the low-productivity well
operating methods.....114

TRANSPORTATION

G.I. Boiko, R.G. Sarmurzina,
U.S. Karabalin, D.A. Tiesov,
N.P. Lyubchenko, A.K. Merekenova.
New scale inhibitors based on modified
polyethylene terephthalate waste.....127

OIL AND GAS SECTOR OF KAZAKHSTAN.....137

NEWS OF WORLD OIL COMPANIES.....141

KIOGE
OIL&GAS KAZAKHSTAN

ufi Approved Event

28-я Казахстанская международная выставка "Нефть и Газ"

28-30 сентября 2022

Атакент, Алматы, Казахстан

подробная информация:
www.kioge.kz

ГЕНЕРАЛЬНЫЙ ПАРТНЕР
Выставки и Конференции

ТСО
ТЕНІЗШЕВРОЙЛ

Iteca

ica eurasia

УДК 550.814.07: 629.783 (476); https://doi.org/10.37878/2708-0080/2022-2.01
https://orcid.org/0000-0003-3306-6156
http://orcid.org/0000-0001-9770-0473

О ПОВЫШЕНИИ ЭФФЕКТИВНОСТИ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО ИЗУЧЕНИЯ КАСПИЙСКОГО РЕГИОНА НА БАЗЕ УТОЧНЕННОЙ КАРТОГРАФИЧЕСКОЙ ОСНОВЫ

К.М. ТАСКИНБАЕВ,
кандидат геол.-мин. наук,
директор Центра по геологии,
геофизике и геохими,
taskin53@mail.ru

Д.К. АЖГАЛИЕВ,
доктор геол.-мин. наук, ведущий
научный сотрудник, доцент,
dulat.azhgaliev@gmail.com

НАО «АТЫРАУСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ НЕФТИ И ГАЗА ИМ. САФИ УТЕБАЕВА»
Республика Казахстан, 060027, г. Атырау, ул. М. Баймуханова, 45-а

Рассматривается совершенствование методологии и подходов в обосновании единой картографической основы для перспективного изучения, планирования и размещения исследований, прогноза новых скоплений нефти и газа. Основными задачами при этом являются уточнение региональной структуры Каспийского региона путем учета главных геологических событий при формировании и развитии, более четкой стратификации разреза, в особенности, возможно большей детализации девонской и кайнозойской части.

Главными «инструментами» для этого рассмотрен анализ палеогеографических обстановок и особенностей осадконакопления, обосновывающие образование центров максимального заполнения обломочным материалом, аномальных объектов (крупные карбонатные платформы и атоллобразные массивы, мегаподнятия, области с нетрадиционными условиями для процессов нефтегазообразования). Как показывают предварительные результаты, их формированию сопутствовало развитие разнообразных по генезису аккумулятивных седиментационных форм и палеобатиметрическая зональность бассейна осадконакопления. Структурный план региона и локальные аномалии оцениваются с учетом таких нетрадиционных для поисковой геологии характеристик, как характер рельефа дневной поверхности, закономерности проявления аномалий потенциальных физических полей.

В итоге, уточненная картографическая основа позволит уточнить некоторые ранее обосновываемые региональные закономерности в проявлениях различных видов полезных

ископаемых (УВС, ТПИ, подземные воды, рудные и ценные компоненты), уникальные процессы, с которыми связан генезис аномальных геологических объектов, с точки зрения поисков, прогноза и обнаружения новых скоплений нефти и газа. Единая картографическая основа является важной предпосылкой к расширению и активной интеграции геологических организаций всех 5-ти прикаспийских государств.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: *Каспийский регион, бассейн, картографическая основа, осадконакопление, разрез, отражающий горизонт, поисковые исследования, локальный объект.*

НАҚТЫЛАНҒАН КАРТОГРАФИЯЛЫҚ НЕГІЗ БАЗАСЫНДА КАСПИЙ ӨҢІРІН ГЕОЛОГИЯЛЫҚ ЗЕРТТЕУ ТИІМДІЛІГІН АРТТЫРУ ТУРАЛЫ

К.М. ТАСҚЫНБАЕВ, геол.-мин. ғыл. кандидаты, геология, геофизика және геохимия орталығының директоры, *taskin53@mail.ru*
Д.К. ӘЖҒАЛИЕВ, геол.-мин. ғыл. докторы, аға оқытушы, доцент, *dulat.azhgaliev@gmail.com*

«САФИ ӨТЕБАЕВ АТЫНДАҒЫАТЫРАУ МҰНАЙ ЖӘНЕ ГАЗ УНИВЕРСИТЕТІ» КЕАҚ
Қазақстан Республикасы, 060027, Атырау қаласы, М. Баймұхановк-сі, 45-а

Бұл мақаланың мақсаты ретінде мұнай мен газдың жаңа қорларын перспективалық зерттеу, жоспарлау және зерттеулерді орналастыру, болжамдау үшін бірыңғай картографиялық негізді дәлелдеу әдіснамасы мен тәсілдерін жетілдіру қарастырылады. Бұл ретте негізгі міндеттер қима қалыптастыру және дамыту, аса нақты стратификациялау, әсіресе, мүмкін девон және кайнозой бөліктерін өбірек нақтылау кезіндегі басты геологиялық оқиғаларды есепке алу арқылы Каспий өңірінің өңірлік құрылымын нақтылау болып табылады.

Ол үшін басты «құралдар» ретінде сынық материалмен барынша толтыру орталықтарын құруды негіздейтін шөгінді жиналудың палеогеографиялық жағдайлары мен ерекшеліктерін, аномальды объектілерді (ірі карбонатты платформалар мен атолл тектес массивтерді, мегакөтеру, мұнайгаз түзілу процестері үшін дәстүрлі емес жағдайлары бар салаларды) талдау қарастырылған. Алдын ала нәтижелер көрсеткендей, олардың қалыптасуына генезисі бойынша әртүрлі аккумулятивтік седиментациялық формалар мен шөгінді жиналу бассейнінің палеобатиметрлік аймақтылығының дамуы ықпал етті. Өңірдің құрылымдық жоспары және жергілікті аномалиялар күндізгі үстіңгі қабат бедерінің, әлеуетті физикалық өрістер аномалиясының байқалу заңдылығының сипаты сияқты іздеу геологиясы үшін дәстүрлі емес сипаттамаларын есепке ала отырып бағаланады.

Нәтижесінде, аса егжей-тегжейлі картографиялық негіз пайдалы қазбалардың алуан түрлерін (көмірсутектер, қатты пайдалы қазбалар, жерасты сулары, рудалық және бағалы компоненттер) анықтаудағы бұрын негізделген кейбір өңірлік заңдылықтарды, мұнай мен газдың жаңа қорларын іздеу, болжамдау және анықтау тұрғысынан аномальды геологиялық объектілер генезисі байланысты бірегей процестерді нақтылауға мүмкіндік береді. Бірыңғай картографиялық негіз Каспий маңындағы барлық 5 мемлекеттің геологиялық ұйымдарын кеңейту мен белсенді интеграциялаудың маңызды алғышарты болып табылады.

ТҮЙІН СӨЗДЕР: *Каспий өңірі, бассейн, картографиялық негіз, шөгінді жиналу, қима, шағылдырушыкөкжиек, іздеу зерттеулері, жергілікті объект.*

ABOUT ENHANCING THE EFFICIENCY OF GEOLOGICAL STUDY OF THE CASPIAN REGION USING THE REFINED CARTOGRAPHIC BASE

K.M. TASKINBAYEV, Candidate of Geological and Mineralogical Sciences, Director of the Center for Geology, Geophysics and Geochemistry, *taskin53@mail.ru*
D.K. AZHGALIYEV, Doctor of Geological and Mineralogical Sciences, Senior Lecturer, Associate Professor, *dulat.azhgaliev@gmail.com*

JSC “ATYRAU OIL AND GAS UNIVERSITY NAMED AFTER SAFI UTEBAYEV”
45-a, M. Baimukhanov Street, Atyrau, 060027, Republic of Kazakhstan

This article aims to improve the methodology and approaches in substantiation of a unified cartographic base for prospective study, planning, and placement of research, forecasting of new oil and gas accumulations. In this case, the basic objectives are the refinement of the regional structure of the Caspian region by taking into account the main geological events during the formation and development, a more precise stratification of the section, specifically, the possible higher detailing of the Devonian and Cenozoic part.

To this end, the main “tools” are considered to be the analysis of the paleogeographic environment, and peculiarities of sediment accumulation, which substantiate the formation of centers of maximum filling with fragmentary material, and anomalous objects (large carbon-bearing platforms and atoll-shaped massifs, mega-elevations, areas with non-conventional conditions for the oil-and-gas-formation processes). According to the preliminary results, their formation was preceded by the development of accumulative sedimentary forms of diverse genesis and paleobathymetric zoning of the sedimentation basin. The structural plan of the region and local anomalies are evaluated with due regard for such non-conventional features for the exploration geology as the structure of the daylight surface terrain, and the pattern of manifestation of anomalies of potential physical fields.

Finally, a more detailed cartographic base allows refining some previously substantiated regional regularities in the manifestations of various types of minerals (hydrocarbons, solid commercial minerals, groundwater, ore, and valuable components), unique processes associated with the genesis of anomalous geological features, from the perspective of exploring, forecasting and detection of new oil and gas accumulations. A unified cartographic base constitutes a key factor for the expansion and active integration of geological organizations of all the five Caspian littoral states.

KEY WORDS: *Caspian region, basin, cartographic base, sediment accumulation, section, reflecting horizon, exploratory research, local feature.*

ВВЕДЕНИЕ**.** В настоящее время проведение на совместной и международной основе крупных региональных проектов по уточнению и совершенствованию геологического строения и глубинной структуры Каспийского региона способствует активизации и расширению интеграционных процессов между всеми приграничными странами в целом.

Каспийский регион, наряду с большим научным значением, представляет огромный экономический интерес в связи с уникальными ресурсами углеводородного сырья, на долю которого приходится *пятая часть всех мировых запасов нефти и почти половина запасов газа* [1, 2]. Каспийский регион имеет и большое геополитическое значение, занимая *стратегически важное положение в евразийском пространстве,* где сосредоточены и завязаны интересы не только приграничных государств, но многих стран мира в связи с высокой оценкой ресурсного потенциала по многим видам сырья и, соответственно, представляющих огромную инвестиционную привлекательность.

Вместе с этим данный регион является объектом пристального внимания мирового сообщества с точки зрения возможного проявления природных катастрофических явлений на примере резкого обмеления Аральского моря и неустойчивого режима уровня Каспия. Так, в связи с активной разработкой и освоением нефтяных и газовых месторождений, в особенности на шельфе Каспийского моря, не исключаются возможности наступления явлений подобного катастрофического характера. Это нашло отражение в сентябре 2014 г. в решениях четвертого Каспийского саммита

пяти стран – Азербайджана, Ирана, Казахстана, России и Туркменистана. Поэтому, требуется постоянный и долгосрочный мониторинг, связанных с изучением и промышленным освоением Каспийского региона, опасностей геолого-экологического порядка.

Актуальность исследования. Предлагаемая к изучению и картографии площадь Каспийского региона располагается в одной из наиболее активных зон в пределах пространства Евразии, обладающей разнообразными природными и биологическими ресурсами. В то же время исследования по *оценке перспективности региона по различным направлениям и полезным ископаемым в значительной степени сдерживаются отсутствием единой современной геологической основы (картографического материала).* Для этого можно отметить, что имеется значительный накопленный фактографический геолого-геофизический материал, использование которого позволит на более качественном уровне представить геологическое строение региона, сформировать комплекты современных геологических карт с намеченными главными поисковыми ориентирами (*рисунок 1*). Предположительно, это весьма благоприятно отразится и ускорит решение важных вопросов в направлении

Рисунок 1 – **Обзорная схема и район исследования по проекту ГИС-Атлас Каспийского региона**

дальнейшего расширения ресурсного потенциала Каспийского региона и соответствующего международного сотрудничества.

Интенсификация работ в данном регионе, с чем связываются, в первую очередь, основные перспективы по приросту ресурсов углеводородного сырья, требует решения комплекса актуальных вопросов в области недропользования.

1. Обеспечение комплексного изучения региона для эффективного использования и развития ресурсной базы стратегических видов минерального сырья стран-участниц Проекта.

2. Проведение комплексных научных исследований по изучению опасных природных явлений, что будет способствовать разработке и внедрению современных и новых технологий. В условиях меняющегося климата особую актуальность приобретают методы прогнозирования и предупреждения природных явлений данного порядка.

3. Развитие экспедиционной деятельности в целях реализации крупномасштабных и комплексных научных проектов в Каспийском регионе, в т.ч. в рамках международного сотрудничества, учитывающего возможности научного и научно-технического сотрудничества, обеспечения участия научных и научно-образовательных организаций стран – участниц Проекта в решении задач глобального и регионального технологического и исследовательского значения.

В соответствии с решениями 18 сессии Межправительственного совета по разведке, использованию и охране недр стран СНГ (2 августа 2014 г., Алматы) Председателем Комитета геологии и недропользования Министерства индустрии и новых технологий Республики Казахстан было предложено рассмотреть возможность организации и совместного выполнения международного проекта «Атлас карт геологического содержания Каспийского региона» с целью последующей активизации и расширения сотрудничества геологических служб участников Проекта и ассоциированных членов стран СНГ. Реализация Проекта позволяет обеспечить интеграцию геологических данных (геологических, геофизических и др.). Будет создана единая геолого-картографическая основа региона и информационная база данных, необходимая для развития фундаментальных и прикладных задач геологии нефти и газа, принятия стратегических и геополитических решений, а также разработки инвестиционной политики и долгосрочных программ экономического развития региона.

МАТЕРИАЛЫ И МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ. Методически поставленные задачи призваны решаться методами сводного мелкомасштабного геологического картографирования с использованием для осадочных бассейнов современных методов компьютерного моделирования эволюции осадочных бассейнов и нефтегазоносных систем. При этом в процессе реализации всех решений важным является максимальная координация и кооперация работ между геологическими службами всех прикаспийских государств.

Исследования по объекту «ГИС-Атлас карт геологического содержания Каспийского региона масштаба 1:1000 000» (далее – Проект) по казахстанской части рассчитаны на 3 года в период 2021-2023 гг.

В геологическом отношении Каспийский регион включает 3 основные осадочные бассейны в Западном Казахстане (Прикаспийский, Устюрт-Бозашинский и

Мангышлакский бассейн) и казахстанский сектор Каспийского моря (Северный и Средний Каспий). В административном отношении площадь Проекта расположена в Западно-Казахстанской, Атырауской, Мангистауской и частично Актюбинской области. Общая площадь региона исследования составляет 713 363,22 км^2., в т.ч.: Прикаспийский бассейн – 449 523,73 км^2, Устюрт-Бозаши – 128 542,92 км^2, Мангышлак – 135 296,57 км^2 [3, 4].

Как видно, Каспийский регион включает, наряду с континентальной частью, особо чувствительную в экологическом отношении акваторию Каспийского моря. К тому же, как было уже отмечено выше, здесь концентрируются значительные, исходя из общего объема мировых запасов, потенциальные ресурсы углеводородного сырья, которыми располагают 5 прикаспийских государств (*рисунок 2*). Вместе с этим, актуальной задачей является необходимость постоянного мониторинга и связанных с этим геоэкологических событий и опасностей различного порядка.

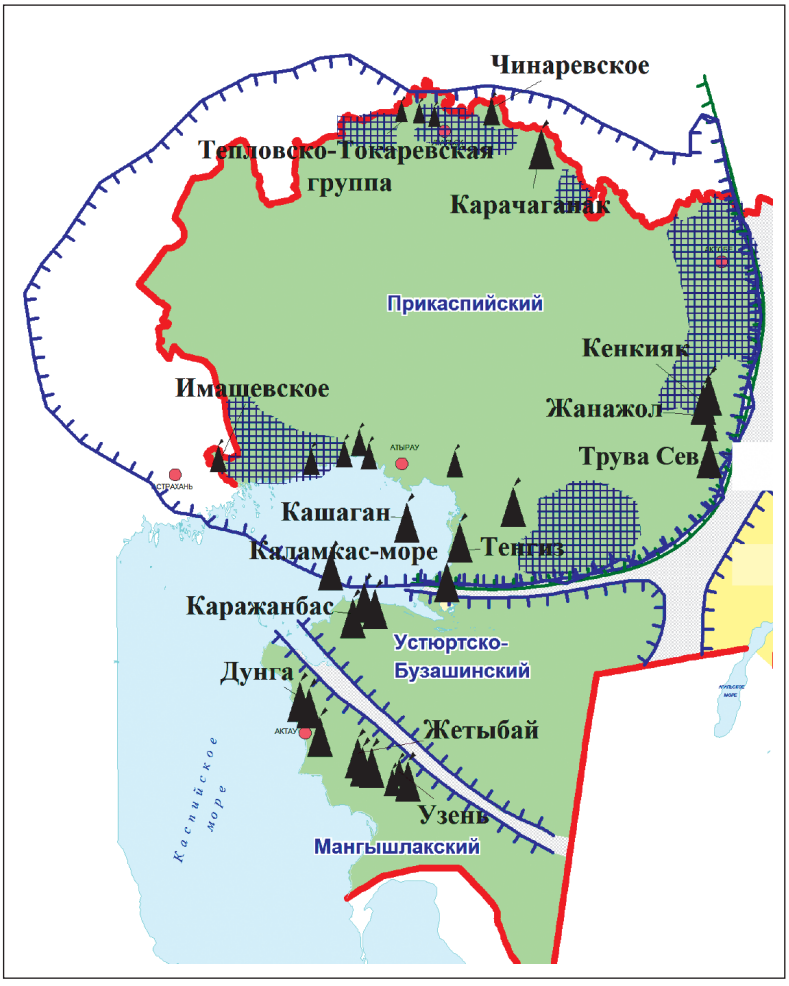


Рисунок 2 – **Основные зоны нефтегазонакопления и крупные месторождения углеводородного сырья**

В отношении Казахстана и Российской Федерации изучение и решение вопросов уточнения геологического строения, региональной геологии и закономерностей распространения различных видов полезных ископаемых имеет давнюю историю. Фактические результаты и испытание временем демонстрирует эффективность исследований, проводимых на совместной основе. Факторов, которые указывают на необходимость создания условий для данной практики, предостаточно.

Так, спектр проведения исследований позволяет повысить степень изученности и представлений на общие представления на формирование нефтегазоносных систем, модели образования зон и ловушек, способных содержать значительные запасы нефти и газа, взаимосвязи глубинных процессов с проявлениями неотектонических явлений и изменением ландшафта земной поверхности. Соответственно, повышенные требований к использованию и обработке картографической информации благоприятно отразится на уровне теоретической и практической подготовки, навыках создания цифровых моделей поисковых объектов в среде молодых специалистов и формирования перспективных кадров геологической отрасли Казахстана, в целом. На базе этого, а также примере участия в обосновании характерных поисковых объектов на приграничных территориях постепенно расширяется обмен опытом, а также качественный рост кадрового резерва обеих стран.

Сведение различных слоев информации к единой форме представления, полагаем, является *необходимым условием для повышения точности картографических построений и качества геолого-съемочных работ* [5]. Содержание и состав Проекта охватывает построения по верхней части разреза осадочного чехла, включая геологическую карту четвертичных (неоген – четвертичных) и дочетвертичных (донеоген – четвертичных) отложений. Уточнение стратиграфической основы верхней части разреза (кайнозой) является отдельной важной частью в результатах данного Проекта. В целом, верхней мезо-кайнозойской части уделено значительное место в Проекте. В этой связи, во-первых, предполагается, что для перспективного изучения одной из актуальных задач является поиск и установление внутренних связей и закономерностей между различными факторам, определяющими строение верхнего (MZ+KZ) и наиболее глубинного диапазона разреза (кровля фундамента, отражающие горизонты $П_4$ и $П_3$).

Во-вторых, незаслуженно лишены должного поискового внимания наиболее верхние интервалы осадочного разреза на уровне кайнозойских отложений, в особенности, в северных районах Каспийского региона. Здесь, нередко эти отложения являются продуктивными и содержат залежи углеводородов. В сравнении с районами Южного Каспия (акватория и суша), где продуктивность мезо-кайнозойских комплексов известна давно и обосновывается закономерным наращиванием этих комплексов в южном направлении, северные районы Каспийского региона также представляются перспективными на обнаружение залежей газа с промышленными кондициями (*рисунок 3*). Так, перспективность акчагыльско-апшеронских отложений (N_2-Q_1) в разрезе северных районов Каспийского региона отмечена тем, что на сегодня известно более 30 структур, в разрезе которых выделена высокая газонасыщенность, а на 6-ти структурах выявлены залежи газа [6].

Для этого и, в общем, косвенного подтверждения определенных связей ожидается выполнение единой для Каспийского региона дистанционной основы по

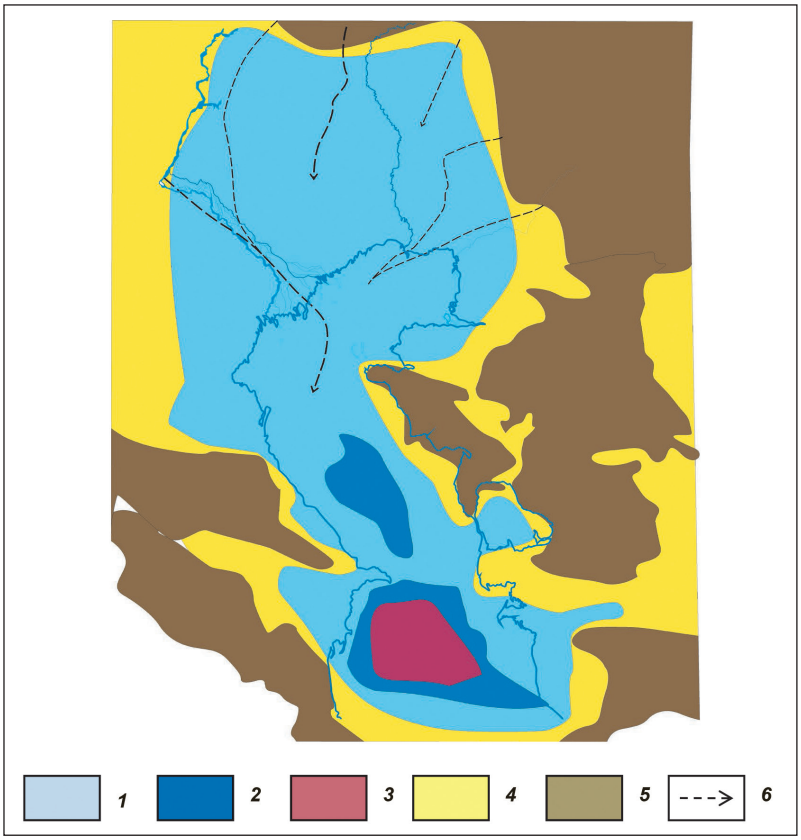


Рисунок 3 – **Палеогеографическая обстановка осадконакопления Прикаспийской впадины и западной части Туранской плиты в дочетвертичное время (составил О.С. Обрядчиков; 2020 г.)**

1 – 6 – палеогеографические условия: 1 – мелководно-морские; 2 – морские с глубинами более 50 м; 3 – глубоководно-морские с глубинами более 100 м; 4 – равнинные; 5 – гористые; 6 – направление сноса и потоков терригенно-обломочных осадков

материалам дистанционного зондирования Земли, цифровой карты поверхности рельефа, схемы размещения полезных ископаемых (УВС, ТПИ, подземные воды и др.) и эколого-геологической карты. Данные показатели (слои информации), которые, на первый взгляд, кажутся «второстепенными», вероятнее всего, явятся дополнительным обоснованием для подтверждения существования таких взаимосвязей и закономерностей. *В этом заключается основная ценность рассматриваемого Проекта.*

Ожидается подготовка детальных стратиграфических колонок по различным и характерным участкам площади Проекта. Предполагается перевод в электронный вид всех фондовых, архивных и изданных материалов (источников) на аналоговых носителях. Материалы, как правило, включают 3 раздела [5]:

- Электронная база изученности, включающая картограммы изученности и каталоги в виде таблиц с оценкой качества, преимуществ и недостатков.

- Картографическая информация, включающая дистанционную основу, топографическую основу масштаба 1:1000 000, фондовые материалы геологических

съемок и тематических исследований масштабов 1:50 000÷1:1000 000, а также другие фондовые и изданные геофизические материалы масштабов 1:50 000÷1:2500 000 (картографические материалы сейсморазведочных, магнитометрических, электроразведочных, гравиметрических исследований и др.).

- Фактографическая информация, включающая блок информации по буровым скважинам и данные по региональным геофизическим профилям. База фактографических данных формируются в форматах, поддерживаемых программным инструментарием пакета Microsoft Office (DBF, XLS, ACCESS), Corelldrow, Arcgis [5, 7].

Содержательная часть описаний разделов определяется оценочными параметрами, изложенными в «Методическом руководстве по составлению и подготовке к изданию листов Государственной геологической карты Республики Казахстан масштаба 1:1000 000».

Особую новизну методических «подходов» при составлении картографической материала представляет комплексирование данных по многим слоям информации, в т.ч.: привлечение прямых методов разведки, анализ аномалий гравиметрическое и магнитного поля Каспийского региона. Результаты интерпретации данных потенциальных полей (гравиметрическое и аномальное магнитное поле) в силу их специфики несут новую информацию и существенно дополняют положение в плане крупных аномальных объектов [8–10].

Реализация Проекта предоставляет новую возможность обобщить главные факторы формирования территориальных комплексов разного направления через призму видения общей геологической модели и концепции развития Каспийского региона. Сюда входит уточнение региональной структуры крупных тектонических элементов и блоков земной коры. Создание региональной картографической основы тесно согласуется с нормами выполнения задач общего геологического характера. В т.ч.: выдерживание принятой стратиграфической основы в разрезе осадочных бассейнов, учет взаимосвязи геологического развития территорий на различных этапах формирования (от времени консолидации фундамента и додевонских образований до четвертичных отложений, включительно).

Практические аспекты исследования и обновления картографической основы. Современное состояние геолого-геофизической изученности региона позволяет суммировать имеющиеся материалы по внутренней структуре фундамента и осадочного чехла на территории Прикаспийского бассейна, акватории Каспия и запада Туранской плиты (Устюрт-Бозаши, Мангышлак). Поэтому, при составлении сводных геологических построений также актуальны и отслеживаются (*в классическом выражении*) ранее устоявшиеся известные факторы и подходы для определения геологической позиции того или иного элемента или бассейна (ниже) [11–13]:

- возраст отложений фундамента и осадочного чехла;
- последовательность залегания пластов и осадконакопления;
- доминирующий тип литогенеза осадочных стратиграфических комплексов и характер изменения их мощностей;
- присутствие включений вулканогенных и интрузивных образований;
- наличия и оценка роли перерывов осадконакопления, угловых и тектонических несогласий.

Стратиграфическая основа включает сводные разрезы (колонки) по отдельным регионам Прикаспийского бассейна, которые обосновываются с учетом особенностей его глубинной структуры. Значительная площадь Прикаспийского бассейна позволяет выделить в нем характерные районы с учетом наличия особых геологических параметров и аномальных объектов (юго-западный, западный, северо-западный, северный, северо-восточный, восточный, юго-восточный, южный, Аралсорско-Хобдинский район) [3, 6, 10, 14]. *Данные регионы выделены с учетом наличия уникальной геологической обстановки и аномальных объектов, изучение природы которых представляет научно-практическое значение и поисковый интерес.*

В центре внимания находится Аралсорско-Хобдинский район. Территория занимает центральные наиболее погруженные районы Прикаспийского бассейна, соответствует положению Аралсорского и Хобдинского регионального максимума силы тяжести и Сарпинскому прогибу (*рисунок 4*). Фундамент представлен субо-

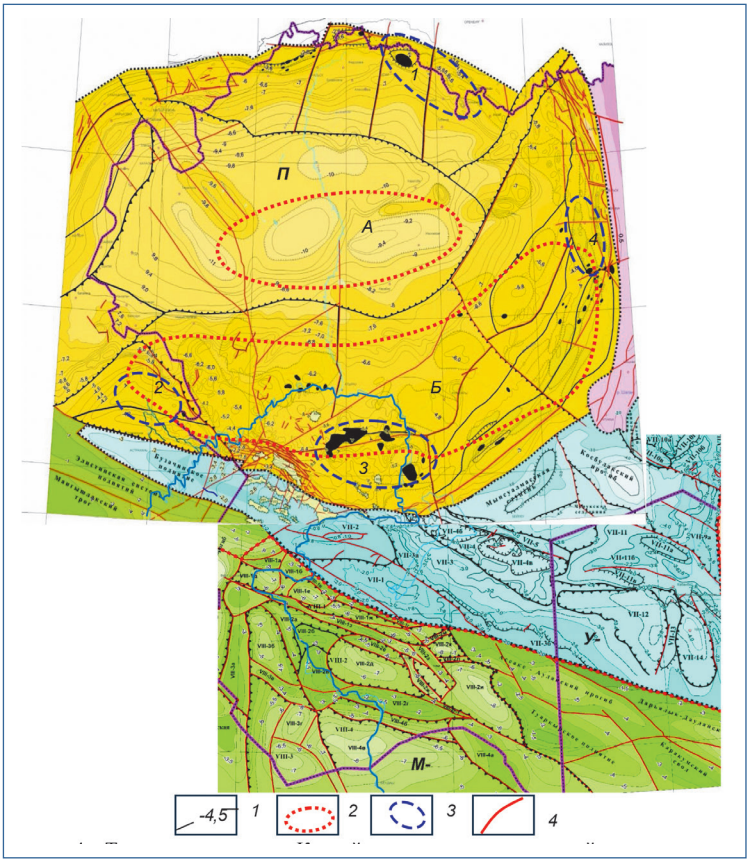


Рисунок 4 – **Тектоническая схема Каспийского региона по палеозойскому комплексу**

1 – изогипсы по поверхности палеозойских отложений (ОГ $П_1$/ PZ/ V); 2 – контуры характерных районов (А – Аралсорско-Хобдинский, Б – южный); 3 – контуры крупных карбонатных платформ (1 – Карачаганак-Кобланды, 2 – Астраханское поднятие, 3 – Тенгиз-Кашаган, 4 – Темирское поднятие); 4 – региональные разломы и тектонические нарушения. Осадочные бассейны Каспийского региона: ПБ – Прикаспийский бассейн, У-Б – Устюрт-Бозаши, М-к - Мангышлак

кеаническим типом разреза, образованным при отделении Прикаспийского блока от Восточно-Европейской платформы (далее – ВЕП) и смещении краевого блока в направлении восток – юго-восток [15, 16].

В значительной степени, образовавшаяся топодепрессия была заполнена рифейско- нижнепалеозойскими отложениями, оставаясь, все время, наиболее погруженной частью бассейна. По-видимому, это предопределило депрессионный характер осадков (толщи заполнения) во всей дальнейшей докунгурской истории развития. Максимальное накопление отложений в периоды терригенной седиментации происходило непосредственно вблизи предшествующих карбонатных уступов, образуя различного размера и небольшие по площади зоны расширения областей палеомелководья. Так как на территории данного региона не было обнаружено высоко инверсионно приподнятых блоков, здесь не существовали участки для накопления мелководных органогенных построек. Поэтому в докунгурской части разреза Прикаспийского бассейна доминируют отложения глубоководного генезиса.

Доказано сохранение полноты разреза в относительно глубоководной части Прикаспийского бассейна по данным бурения параметрических скважин на структурах Гурьевский свод, Жусалысай, Тасым Юго-Восточный, в которых ранее под нижнепермской толщей прогнозировался выход девонского терригенного комплекса [10]. Не исключается возможность развития мощных карбонатов в центре бассейна в районе Хобдинского и Аралсорского максимума, по аналогии с одновозрастными карбонатами в бортовых частях Прикаспийского бассейна. Повышение детальности региональных исследований, очевидно, в существенной мере дополняет представления на модель строения Центрально-Прикаспийской рифтовой зоны, которая становится в настоящее время технически доступной для глубокого бурения.

Южный район представляется особенным в связи с присутствием крупных уникальных атоллоподобных карбонатных массивов (платформ) Тенгиз, Кашаган, Карачаганак, Астраханское и Темирское поднятие и др. (см. *рисунок 2*). Во всех имеющихся монографиях и статьях отсутствуют аргументированные представления о генезисе этих уникальных структур. Гипотезы о связи их с морфологией поверхности фундамента кажутся несостоятельны из-за глубокого залегания данной поверхности.

Отсутствие полного разреза докунгурского палеозоя на крупных объектах, сложенных карбонатами, объясняется (Обрядчиков О.С.) погружением центральных районов Прикаспийского бассейна, из-за которого вершины упомянутых крупных карбонатных платформ оказались ниже уровня мелководной карбонатной седиментации [15, 16]. В результате, в позднебашкирско-сакмарский период времени седиментация не происходила. Только на поднятии Кайран, расположенном к западу от Приморского (Жылыойского) карбонатного массива, на рубеже карбона и ранней перми существовал палеомелководный участок. На нем в течение ассельского и сакмарского веков сформировалась рифогенная постройка высотой около 700 м. Таким образом, высота Приморского карбонатного массива к началу кунгурской эвапоритовой седиментации составила порядка 1500 м, что соответствует первоначальной глубине солеродного кунгурского бассейна [8, 9].

По нынешним представлениям расширяется область карбонатонакопления на юге и юго-западе Прикаспийского бассейна в полосе поднятий Имашевское и Жам-

бай. Уточнено положение южного обрамления бассейна вдоль крупных поднятий Сарытау, Южное, Мунайбай и на юго-западной периклинали Южно-Эмбинского поднятия [17].

В целом районирование южного района обусловлено высоким залеганием поверхности фундамента [3, 8]. На краевых участках зоны высокого залегания его поверхности в девонско-раннебашкирское время сформировались крупные карбонатные массивы Темирский, Астраханский и др. На остальной территории данного района другие подобные объекты не обнаружены ввиду более глубокого залегания основных реперных поверхностей. Следует отметить, что представления о возрасте и генезисе крупных структур южного района пока еще не имеют вполне чёткой аргументации. Кроме отмеченных выше крупных приподнятых структур, на остальной площади Прикаспийского бассейна разрез докунгурских отложений представлен преимущественно депрессионными отложениями. Состав, условия накопления и происхождения верхнепермских и мезокайнозойских отложений в разрезе южного района и территорий сопредельных районов во многом схожи между собой.

В разрезе южного района источником осадков позднепермского и триасового возраста были горные сооружения Урала и Мугоджар, с отложением которых происходило перераспределение первичных соленосных осадков кунгурского века [18]. Депоцентр юрских, меловых и кайнозойских осадков располагался на юге Каспия, а в раннем и среднем плиоцене береговая линия проходила на границе Южного и Среднего Каспия.

Накопление кунгурских и позднепермско-триасовых образований происходило аналогично, с учётом изменения на границе палеозойской и мезозойской седиментацииосновного депоцентра осадконакопления и направлений региональных наклонов [18, 19]. Здесь, в разрезе южного района отмечены максимальные глубины залегания подсолевых отложений, размеры в плане и амплитуды соляных куполов и диапиров. Таким образом, характер глубинных процессов находит отражение в верхних слоях осадочного разреза и на дневной поверхности. Так, *формирование в четвертичное время (поздний плиоцен) в центре Волго-Уральского междуречья системы бессточных озёр и впадин, вероятно, произошло за счёт дифференцированного уплотнения ранее накопившихся осадков.*

Западная часть Туранской плиты, охватывающая площадь Устюрт-Бозаши, Мангышлака, Прикарабогазья и акватории Северного и Среднего Каспия, оценивается отдельно. Данные регионы (блоки земной коры) претерпели в своей геологической истории сложные геодинамические процессы, связанные с горизонтальными перемещениями, а вместе с остальными регионами также и эпохами сжатия и растяжения земной коры.

По современным представлениям предполагается широкое развитие палеозойских отложений в разрезе запада Туранской плиты, характеризующейся благоприятными предпосылками для формирования крупных поднятий и обнаружения новых значительных по запасам залежей УВ. В разрезе бассейна Устюрт-Бозаши выделена закономерная связь пространственного размещения залежей УВ с зонами сочленения положительных и отрицательных структур II-ого порядка, которые следует рассматривать потенциально перспективными для нефтегазонакопления.

На Мангышлаке выделены в палеозойской толще крупные поднятия в разрезе зоны Узень – Карамандыбас – Тенге, определяющие, в целом, главное и новое направление поисков в данном регионе в перспективе.

В свете изложенных выше глобальных прогнозов основной нерешённой проблемой остаётся геотектоническая природа Прикаспийского бассейна. Предположения и представления о расколе отдельного блока на юго-востоке древней Восточно-Европейской платформы, перемещении образовавшихся блоков и их геодинамическая история в геологическом отношении дают наиболее обоснованные характеристики наблюдаемых геологических структур и процессов на региональном и локальном уровне. К сожалению, данные выводы не находят в полной мере отражения в комментариях и дискуссиях региональных конференций, на страницах соответствующих изданий и сборников. Необходимо разобраться в геологической модели южного, наиболее значительного по площади района в Прикаспийском бассейне, а также природе уникальных атоллообразных карбонатных платформ, с которыми связаны наиболее крупные скопления УВ (*рисунок 5)* [14, 18].

В связи с разрабатываемым проектом бурения сверхглубокой скважины СГ-1 Прикаспий на глубину 15 км в центре Прикаспийского бассейна следует дать более обоснованное его проектное задание (включая выбор места заложения), с учётом современных представлений о внутреннем строении глубоких палеозойских горизонтов. Представляются геологически некорректными изображения конусов выноса в позднекаменноугольную эпоху и средне-позднекаменноугольное время на северо-западе и юго-востоке (со стороны Южно-Эмбинского поднятия) ввиду существовавшей на обрамляющей территории карбонатной седиментации.

Отметим также, что к началу кунгурского века глубина бассейна (Прикаспийская впадина) достигала более 1500 м [19]. После перекрытия в нескольких местах Предуральского прогиба стала резко повышаться минерализация вод, что способствовало заполнению бассейна каменной солью. До конца кунгурского века эвапоритовая седиментация продолжалась уже в мелководных условиях, а суммарная первичная толщина соли достигла 2500 м. Нижняя соль кунгурского яруса накапливалась в глубоководных условиях, а верхняя осаждалась уже при мелководном режиме соле-

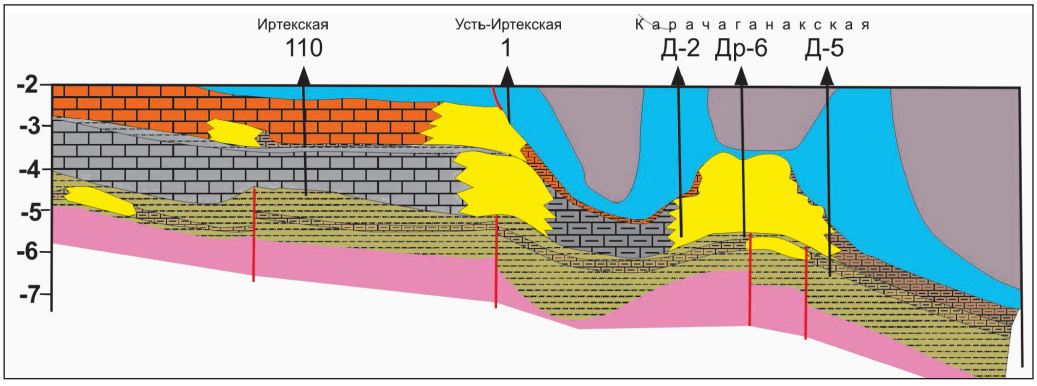


Рисунок 5 – **Карбонатные платформы в бортовой и внутренней бассейновой части Прикаспийского бассейна**
(по данным Обрядчикова О.С., 2018 г.)

родного бассейна. Следует уточнить представление о ведущей роли казанской соли в образовании солянокупольных структур, поскольку ее накопление происходило в мелководных условиях. Данные примеры изложения истории геологического развития таких регионов как Прикаспийский бассейн следует сопровождать палеобатиметрическими схемами обстановок осадконакопления с указанием направлений перемещения осадков, а также расположения источников сноса и депоцентра [8, 9].

РЕЗУЛЬТАТЫ. Отметим, что изложенные выше геолого-геофизические материалы и варианты решения наиболее актуальных вопросов, составляют всего лишь некоторую часть накопленных данных и прогнозов, обосновывающих существование в разрезе бассейнов Каспийского региона уникальных процессов и геологических объектов.

Исследования по дальнейшей оценке и уточнению геологической позиции отмеченных выше процессов и объектов с учетом указанных особенностей составления региональных картографических материалов по Каспийскому региону свидетельствуют об уникальности Проекта, охватывающего значительный по площади и масштабам, а также сферам влияния Регион.

ВЫВОДЫ. На основе реализации данного Проекта будет продолжены детальные исследования и решение многих вопросов по уточнению глубинной структуры Прикаспийской впадины. Следует учесть, что Каспийский регион с геологических позиций на большей части, особенно в центральной части, изучен исключительно по данным сейсморазведки. В данных условиях, наряду с результатами изучения глубинной структуры и разреза, практическое значение будет иметь комплексное использование новых и нетрадиционных методов исследований [20, 22, 23].

Выражаем уверенность, что результаты, полученные по Проекту, придадут новый импульс в решении других важных отраслевых направлений и программ на территории Казахстана, в т.ч. бурение и проводка в ближайшие годы сверхглубокой скважины СГ-1 глубиной 15 км в рамках проекта «Евразия».

ЛИТЕРАТУРА

1 Kuandykov B.M. Go to the depth // Oil and Gas Journal. – 2015. – № 11. – P. 36-38.

2 Куандыков Б.М. Камалов С.М. Основные задачи геологоразведочных работ на нефть и газ в Казахстане // Известия АН РК. Серия геологическая. – 1992. – № 4. – С. 54-62. [Kuandykov B.M., Kamalov S.M. Osnovnyie zadachi geologorazvedochnyh rabot na neft i gas v Kazakhstane // Izvestiya AN RK Seriya geologicheskaiya. – 1992. – № 4. – S. 54-62.]

3 Акчулаков У.А. Новая ресурсная база углеводородов Республики Казахстан и пути возможной их реализации // Нефтегазоносные бассейны Казахстана и перспективы их освоения. – 2015. – С. 21-29. [Akchulakov U.A. Novaiya resursnaiya baza uglevodorodov Respubliki Kazakhstan i puti vozmozhnoi ih realizatcii // Neftegasonosnyie basseiny Kazakhstana i perspectivy ih osvoeniya. – 2015. – S.21-29]

4 Куандыков Б.М., Таскинбаев К.М., Трохименко М.С., Акчулаков У.А. Нефтегазоносные бассейны Казахстана и перспективы их освоения. – Алматы. – 2015. – 476 с. [Kuandykov B.M., Trokhimenko M.S., Akchulakov U.A. Neftegasonosnyie basseiny Kazakhstana i perspectivy ih osvoeniya. – Almaty. – 2015. – 476 s].

5 Атлас литолого-палеогеографических, структурных, палинспатических и геоэкологических карт Центральной Евразии. – Алма-Ата. – 2002. [Atlas litologo-

paleogeograficheskih, strukturnyh, palinspaticheskih i geoecologicheskih kart Tcentralnoiy Evrazii. – Alma-Ata. – 2002]

6 Волож Ю.А., Быкадоров В.А, Царегородцева Т.К., Курина Е.Е. Акчагыльско-апшеронские отложения северной части Каспийского региона // Геология нефти и газа. – 2020. – № 5. – С. 39-52. [Volozh U.A., Bykadorov V.A., Tcaregorodtceva T.K., Kurina E.E. Akchagylsco-apsheronskiye otlozheniya severnoi chasty Kaspiyskogo regiona // Geologiya nefti i gasa. – 2020. – № 5 . – S. 39-52]

7 Дабаев А.И. Научное сопровождение геологического изучения недр – фундамент качественной геологической информации // Нефть и газ. – 2021. – № 6 (126). – С.38-58. [Dabaiev A.I. Nauchnoe soprovozhdenie geologicheskogo izucheniya nedr – fundament kachestvennoi geologicheskoi informacii // Neft i gas. – 2021. – № 6 (126). – S.38-58]

8 Обрядчиков О.С. Границы Прикаспийского нефтегазоносного бассейна, основные этапы его развития и направления поисков новых залежей / Прикаспийская впадина: актуальные проблемы геологии и нефтегазоносности». Труды ОНГК. Вып.1. Материалы 1-ой Международной геологической конференции «АТЫРАУ ГЕО-2011». – Атырау. – 2012. – С. 65-73 [Obryadchikov O.S. Granitcy Pricaspiyskogo neftegazonosnogo basseina, osnovnye etapy ego razvitiya i napravleniya poiskov novyh zalezhei UV / Pricaspiyskaya vpadina: actualnye problem geologii i neftegasonosnosty. Trudy ONGK. – Vyp. 1. Materialy 1-oi mezhdunarodnoi geologicheskoi conferencii «ATYRAU GEO-2011». – Atyrau. – 2012. – S. 65-73.]

9 Обрядчиков О.С., Таскинбаев К.М. Геодинамическая природа осадочного чехла и перспективы нефтегазоносности Арало-Каспийского региона / Геология регионов Каспийского и Аральского морей. – Алматы: Казахстанское геологическое общество «КазГЕО». – 2004. – С. 91-99. [Obriyadchikov O.S., Taskinbayev K.M. Geodinamicheskaiya priroda osadochnogo chehla i perspectivy neftegasonosnosty Aralo-Caspiyskogo regiona / Geologiya regionov Caspiyskogo b Aralskogo morei. Almaty. Kazakhstanskoye geologicheskoye obcshestvo «KazGeo». – 2004. – S.91-99.]

10 Ажгалиев Д.К., Каримов С.Г. Тектоника девонского комплекса южной части Прикаспийского бассейна (Казахстан) по данным комплекса геолого-геофизических методов // Геотектоника. – 2020. – № 4. – С. 84-100. [Azhgaliev D.K., Karimov S.G. Tectonika devonskogo komplecsa yuzhnoi chasty Pricaspiyskogo basseina (Kazakhstan) po dannym geologo-geofizicheskih metodov // Geotectonika. – 2020. – № 4. – S. 84-100]

11 Айзенштадт Г.Е.-А., Колтыпин С.Н., Размыслова С.С. и др. Нефтегазоносные толщи Прикаспийской впадины / Тр. ВНИГРИ. Вып. 253. – Л.: Недра. – 1967. – 311 с. [Aizenshtadt G.E.-A., Koltypin S.N., Razmyslova S.S. i dr. Neftegasonosnye tolcshi Pricaspiyskoi vpadiny / Tr. VNIGRI. – Vyp. 253. – L. Nedra. – 1967. – 311 s.]

12 Волож Ю.А., Парасына В.С. Астраханский карбонатный массив: строение и нефтегазоносность – М.: Научный мир. – 2008. – 221 с. [Volozh U.A., Parasyna V.S. Astrakhanskyi carbonatnyi massiv: stroenie i neftegasonosnost –. Moskva. Nauchnyi mir. – 2008. – 221 s.]

13 Васильев Ю.М. Геологическое строение Прикаспийской впадины и закономерности распространения нефти и газа в ее недрах / Тр. МИНХиГП. – Вып.77. - М.: Недра. – 1967. [Vasiliyev U.M. Geologicheskoe stroenie Pricaspiyskoi vpadiny i zakonomernosty rasprostraneniya nefti i gasa v ee nedrah / Tr. MINHiGP. – Vyp. 72. – M. Nedra. – 1967]

14 Волож Ю.А., Быкадоров В.А., Антипов Н.П. и др. Типы высокоемких нефтегазолокализующих объектов подсолевого разреза Прикаспийской впадины // Нефть и газ. – 2018. – № 5. – С. 26-46. [Volozh U.A., Bykadorov V.B., Antipov N.P. i dr. Tipy vysokoemkikh neftegasolocalizuyucshih obectov podsolevogo razreza Pricaspiyskoi vpadiny // Neft i gas. – 2018. – № 5. – S. 26-46.]

15 Obryadchikov O.S., Taskinbaev K.M. Structural Features of the Southern Border of the Caspian Depression According To Geological and Geophysical Data and Prospects for the Search for New Hydrocarbon Accumulations // Bioscience Biotechnology Research Communications. – 2019. – № 5. – P. 254-263.

16 Obryadchikov O. S., Taskinbaev K. M. Oil-Bearing Capacity of the Great Depths of the East of the Caspian Depression and the Conditions for the Formation of Oil and Gas Accumulations // Journal of Computational and Theoretical Nanoscience. – 2019. Specshial number (August). – P. 1-11.

17 Ажгалиев Д.К., Каримов С.Г., Коврижных П.Н., Шагиров Б.Б. Особенности строения и развития карбонатов в палеозое южного обрамления Прикаспийского бассейна // Известия Уральского ГГУ. – 2018. – Вып. 3(51). – С. 73-80. [Azhgaliev D.K., Karimov S.G., Kovrizhnyh P.N., Shagirov B.B. Osobennosti stroeniya i razvitiya carbonatov v paleozoe juzhnogo obramleniya Pricaspiyskogo basseina // Izvestiya Uralskogo GGU. – 2018. – Vyp. 3 (51). – S. 73-80]

18 Kuandykov B.M., Obryadchikov O.S., Taskinbayev K.M. Specifics of Geological Development of Caspian Block Structure. Search and Discovery Article № 10309 (2011). Posted March 18. 2011. Adapted from oral presentation at AAPG European Region Annual Conference. – Kiev. – Ukraine. October 17-19. – 2010.

19 Обрядчиков О.С. Внутренняя соляная тектоника и генезис солянокупольных структур / «Прикаспийская впадина: актуальные проблемы геологии и нефтегазоносности». Материалы 1-ой Международной геологической конференции «АТЫРАУ ГЕО-2011» (сентябрь, 2011 г.). Тр. ОНГК. – Атырау. Казахстан. Вып 1. – 2012. – С. 204-209. [Obrjadchikov O.S. Vnutrennya solyanaiya tectonika i genesis solyanokupolnyh structur / Pricaspiyskaya vpadina: actualnye problem geologii i neftegasonosnosty. Materialy 1-oi mezhdunarodnoi geologicheskoi conferencii ATYRAU GEO-2011 (Sentiyabr, 2011). Tr. ONGK. – Atyrau. Kazakhstan. – Vyp.1. – 2012]

20 Дабаев А.И., Антипов С.М., Рыскалиев А. Космические методы – важный элемент поиска полезных ископаемых и мониторинга окружающей среды // Нефть и газ. – 2017. – №2 (98). – С. 52-67. [Dabaiyev A.I., Antipov S.M., Ryskaliev A. Kosmicheskie metody – vazhnyi element poiska poleznyh iskopaemyh i monitoringa okruzhaucshei sredy // Neft i gas. – 2017. – №2 (98). – S.52-67]

21 Липатова В.В., Старожилова Н.Н. Стратиграфия и остракоды триасовых отложений Саратовского Заволжья. Изд-во СГУ. – Саратов. – 1968. – 191 с. [Lipatova V.V., Starozhilova N.N. Stratigrafiya i ostracody triasovyh otlozheni Saratovskogo Zavolzhiya. Izdatelstvo SGU. – Saratov. – 1968. – 191 s.]

22 Яцкевич С.В., Воробьев В.Я., Никитин Ю.Н. и др. Формации среднедевонско-артинского нефтегазоносного этажа юго-востока Русской плиты (Прикаспийская мегавпадина и ее обрамление) // Недра Поволжья и Прикаспия. – Вып. 63. – 2010. – С. 3-16. [Jackevich S.V., Vorobyev V.J., Nikitin Yu.N. i dr. Formacii srednedevonsco-artinskogo neftegasonosnogo etazha ugo-vostoka Russkoi plity (Pricaspiyskaya megavpadina i ee obramlenie // Nedra Povolzhiya i Pricaspiya. – Vyp.63. – 2010. – S. 3-16]

23 Зейлик Б.С. Современные методы регионального прогнозирования нефтегазоносности // Нефть и газ. – 2009. – № 2. – С. 23-28. [Zeilik B.S. Sovremennye metody regionalnogo prognozirovaniya neftegasonosnosty // Neft i gas. – 2009. – №2. – S. 23-28.]

УДК 550.834.017; https://doi.org/10.37878/2708-0080/2022-2.02
https://orcid.org/0000-0002-2397-9069
https://orcid.org/0000-0001-8339-0590
https://orcid.org/0000-0002-5026-6195

ГИДРОДИНАМИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ СКВАЖИНЫ 32 ЮЖНОГО УЧАСТКА ЧИНАРЕВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ ЗАПАДНО-КАЗАХСТАНСКОЙ ОБЛАСТИ

С.С. САТАЕВА,
доктор PhD, доцент,
sataeva_safura@mail.ru

А.А. МУРЗАГАЛИЕВА,
магистр технических наук,
alma_7121972@mail.ru

Д.С. НАЗАРОВА,
магистр техники и технологии,
nazarova.ria@mail.ru

ЗАПАДНО-КАЗАХСТАНСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ ИМ. ЖАНГИР ХАНА
Республика Казахстан, 090009, г. Уральск, ул. Жангир хана, 51

Проведен анализ факторов, влияющих на освоение качественных и рентабельных запасов нефти и газа региона (оценка, проектирование). В целях эксплуатации скважин изысканы направления расчета размеров запасов.

Рассмотрены научно-технические тенденции их (скважин) освоения. Проведен всесторонний анализ комплексных изысканий на скважине №32 Чинаревского нефтегазоконденсатного месторождения, расположенной на Южном участке района.

*Гидродинамические исследования проводили методом интерпретации кривой восстановления давления (КВД) по определению пластового давления, фильтрационно-емкостных свойств пласта и состоянию призабойной зоны. Данные исследования подтвердили низкие фильтрационно-емкостные свойства коллектора: проницаемость – 0,004 мкм^2, проводимость-0,056 мкм^2*м, гидропроводность – 0,055 мкм^2*м/мПа*с. Скин-фактор изменялся в диапазоне - от -0,92 до 18,4, что свидетельствует об ухудшении состояния призабойной зоны пласта.*

Динамика пластового давления по данным гидродинамических исследований показало, что в залежи по мере отборов происходит снижение пластового давления. По состоянию на октябрь 2019 г., согласно данным КВД, пластовое давление в скважине №32 составляет 38 МПа.

Скважина №32 в течение анализируемого периода (5 месяцев) работала на трех режимах (с июля по сентябрь 2019 г. с шайбой диаметром 6 мм, с конца сентября с шайбой диаметром 8 мм, в октябре –10 мм). При этом с увеличением диаметра шайбы до 8 и 10 мм резко снизились забойное рабочее с 25 до 11 МПа и статическое забойное с 37.5 до 29.7 МПа давления. В анализируемый период скважина работала с забойным давлением ниже давления насыщения нефти газом. Средний газовый фактор составил 757 м^3/м^3.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: *Чинаревское нефтегазоконденсатное месторождение,пласт, скважина №32, гидродинамические исследования, пластовое давление, призабойная зона.*

БАТЫС ҚАЗАҚСТАН ОБЛЫСЫ ЧИНАРЕВ КЕН ОРНЫНЫҢ ОҢТҮСТІК УЧАСКЕСІНДЕГІ 32 ҰҢҒЫМАНЫ ГИДРОДИНАМИКАЛЫҚ ЗЕРТТЕУ

С.С. САТАЕВА, PhD докторы, *sataeva_safura@mail.ru*
А.А. МУРЗАГАЛИЕВА, техника ғылымдарының магистрі, *alma_7121972@mail.ru*
Д.С. НАЗАРОВА, техника және технология магистрі, *nazarova.ria@mail.ru*

ЖӘҢГІР ХАН АТЫНДАҒЫ БАТЫС ҚАЗАҚСТАН АГРАРЛЫҚ-ТЕХНИКАЛЫҚ УНИВЕРСИТЕТІ
Қазақстан Республикасы, 090009, Орал қ-сы, Жәңгір хан көшесі 51

Жұмыста аймақтың мұнай-газ сапалы және рентабелді қорын игеруге ықпалын тигізетін факторларға жүйелі түрде талдау жасалған (бағалау, жобалау) және пайдалану мақсатында қор мөлшерін есептеудің озық бағыттары іздестірілген, игерудің ғылыми-техникалық жаңа үрдістері қарастырылған. Ауданның оңтүстік бөлігінде орналасқан Чинарев мұнай-газ конденсаты кен орнының №32 ұңғымасындағы кешенді ізденістерге жан-жақты талдау жүргізілді.

*Қабат қысымын, пласттың қабаттық қасиеттерін және ұңғыма түбінің аймағының жағдайын анықтау үшін қысымды қалпына келтіру қисығын (ҚҚҚ) интерпретациялау арқылы гидродинамикалық зерттеулер жүргізілді. Бұл зерттеулер коллектордың төмен кеуектілік қасиеттерін растады: өткізгіштік – 0,004 мкм^2, өткізгіштік – 0,056 мкм^2*м, гидравликалық өткізгіштік – 0,055 мкм^2*м/МПа*с. Скин-факторы -0,92-ден 18,4-ке дейінгі аралықта өзгерді, бұл ұңғы түбінің түзілу аймағының күйінің нашарлауын көрсетеді.*

Гидродинамикалық зерттеулерге сәйкес пласт қысымының динамикасы қабатта тартылулар болған сайын пласт қысымының төмендеуі байқалатынын көрсетті.2019 жылдың қазан айындағы жағдай бойынша қысымның көтерілу деректері бойынша №32 ұңғымадағы қабат қысымы 38 МПа құрайды.

Зерттеу жүргізу кезеңінде (5 ай) №32 ұңғыма үш режимде (2019 жылдың шілде-қыркүйегі аралығында диаметрі 6 мм шайбамен, қыркүйектің аяғынан диаметрі 8 мм шайбамен, қазан айында -10 мм) жұмыс істеді. Сонымен қатар, шайба диаметрінің 8 және 10 мм-ге дейін ұлғаюымен ұңғыманың жұмыс қысымы 25-тен 11 МПа-ға дейін және статикалық ұңғы қысымы 37,5-тен 29,7 МПа-ға дейін күрт төмендеді. Зерттеу мерзімінде ұңғыма мұнайдың газбен қанығу қысымынан төмен түпкі қысыммен жұмыс істеді.Орташа газды фактор 757 м^3/м^3 құрады.

ТҮЙІН СӨЗДЕР: *Чинарев мұнайгазконденсат кен орны, қойнауқат, №32 ұңғыма, гидродинамикалық зерттеулер,қойнауқаттық қысым, кенжар маңы аймағы.*

HYDRODYNAMIC STUDIES OF WELL 32 OF THE SOUTHERN SECTION IN THE CHINAREVSKOYE FIELD OF THE WEST KAZAKHSTAN REGION

S.S. SATAYEVA, PhD, *sataeva_safura@mail.ru*
A.A. MURZAGALIYEVA, master of technical sciences, *alma_7121972@mail.ru*
D.S. NAZAROVA, master of engineering and technology, *nazarova.ria@mail.ru*

WEST KAZAKHSTAN AGRARIAN AND TECHNICAL UNIVERSITY
NAMED AFTER ZHANGIR KHAN,
51 Zhangir Khan st., Uralsk, 090009, Republic of Kazakhstan

The paper analyzes the factors influencing the development of high-quality and cost-effective oil and gas reserves in the region (assessment, design). In order to operate wells, directions for calculating the size of reserves have been found. The scientific and technical trends of their (wells) development are considered. A comprehensive analysis of complex surveys was carried out at well No32 of the Chinarevskoye oil and gas condensate field, located in the southern section of the region.

*Hydrodynamic studies were carried out by interpreting the pressure recovery curve (PRC) to determine reservoir pressure, reservoir properties and the state of the bottomhole zone. These studies confirmed the low porosity properties of the reservoir: permeability - 0.004 mkm^2, conductivity - 0.056 mkm^2*m, hydraulic conductivity - 0.055 mkm^2*m/MPa*s. The skin factor varied in the range from - 0.92 to 18.4, which indicates a deterioration in the state of the bottomhole formation zone.*

Reservoir pressure dynamics (reduced to WOC) according to hydrodynamic studies showed that in the deposit, as the reservoir is withdrawn, there is a decrease in reservoir pressure. As of October 2019, according to the pressure build-up data, the formation pressure in well 32 (at the VNK level) is 38 MPa.

Well 32 during the analyzed period (5 months) worked in three modes (from July to September 2019 with a washer with a diameter of 6 mm, from the end of September with a washer with a diameter of 8 mm, in October - 10 mm). At the same time, with an increase in the washer diameter to 8 and 10 mm, the downhole working pressure sharply decreased from 25 to 11 MPa and the static bottomhole pressure from 37.5 to 29.7 MPa. During the analyzed period, the well worked with a bottomhole pressure below the saturation pressure of oil with gas. The average gas-oil ratio was 757 m^3/m^3.

KEY WORDS: *Chinarevskoye oil and gas condensate field, formation, well No32, hydrodynamic studies, reservoir pressure, bottomhole zone.*

ВВЕДЕНИЕ. Казахстанские нефтегазодобывающие комплексы пересматривают многие экономические вопросы в эпоху перехода к рыночному хозяйству, что требует поиска альтернативных путей эффективного использования ресурсов нефти и газа.

Актуальность таких усилий как беспрецедентного сырья в использовании нефти и газа в производстве значительна, т. е. освоение ресурсов нефти и газа считается ключевой силой в ускорении развития всех народнохозяйственных комплексов страны.

Стратегия освоения нефтегазовых ресурсов может быть научно-методической основой отдельных регионов и страны в целом.

Для получения полной информации о строении и свойствах пластов нефтегазовых месторождений проводят гидродинамические исследования скважин.

Так, например, в работах [1-4] представлен опыт разведки нефти и газа на месторождениях Иркутской области. Выделен комплекс работ по освоению и испытанию скважин в обсаженном стволе с использованием технологии «глушения скважины на забое». Такая компоновка позволяет регистрировать динамику забойного давления и выполнить полный цикл гидродинамических исследований скважины в короткие сроки.

Авторами работ [5-7] описана технология проведения гидродинамических исследований с остановкой скважины на забое. Определены проблемы исследования высокопроизводительных, проточных объектов. Анализированы технологические особенности, варианты интерпретации, возможные осложнения и мероприятия по оптимизации. Рассмотрена возможность тиражирования технологии в различных геолого-технических условиях.

Следует отметить ряд работ [8-10], где рассматривается опыт по использованию данных гидродинамических исследований скважин для геолого-гидродинамическоймодели на стадиях опытно-промышленных работ. Показано, что на добычный потенциал скважины может влиять как геологическое строение пласта, так и технологическое заканчивание. Выделены характерные особенности горизонтальных скважин. Проведен расчет темпов снижения пластового давления при работе аквифера. Разработана схема проектных нагнетательных скважин до перевода их в систему поддержания пластового давления.

Выбор оптимальной системы разработки для объектов со сложным геологическим строением зависит от множества факторов, знание которых помогает принимать корректные решения. Это в дальнейшем отражается на темпах добычи нефти на протяжении всего периода разработки объекта, а также на коэффициенте извлечения нефти (КИН).

Таким образом, вопросы совершенствования известных и создания новых методов контроля состояния призабойной зоны пласта, позволяющих определять в сжатые сроки фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС) пласта, учитывая геолого-физические особенности разрабатываемых коллекторов, режимы эксплуатации месторождений и работы скважин являются актуальными.

Целью настоящей работы является увеличение объемов разработки месторождений нефти и газа за счет качественных гидродинамических исследований пластов и скважины №32 Чинаревского месторождения Западного Казахстана.

В настоящее время разрабатываются нефтяные пласты этого месторождения, и необходимо изучение газоконденсатных залежей под ними. В южной части Чинаревского месторождения пробурена скважина №32 и обнаружен газовый конденсат.

Гидродинамические исследования этой скважины позволят определить ее продуктивность, рассмотреть, что она будет давать в будущем, и рассмотреть пути дальнейшего увеличения ее добычи. В целях повышения освоения месторождений нефти и газа особое место отводится повышению качества гидродинамических исследований в пласте и в скважине. На *рисунке 1* представлена общая карта работ района.

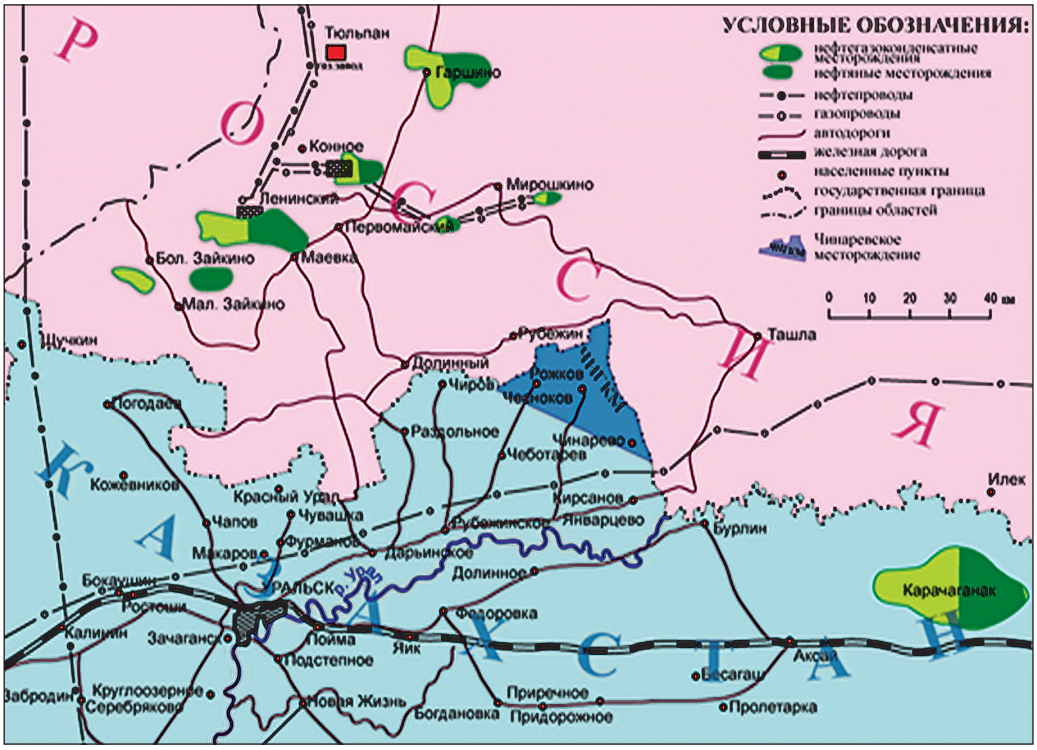


Рисунок 1 – **Обзорная карта района работ**

МАТЕРИАЛЫ И МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ. Гидродинамические исследования на скважине 32 проводились методом интерпретации кривой восстановления давления (КВД). Выполнены исследования по определению пластового давления, фильтрационно-емкостных свойств пласта и состоянию призабойной зоны.

Схема исследования в общем включала:

– замер дебита на режиме перед остановкой скважины;

– замер давления на устье, в затрубье;

– остановка скважины и запись КВД и температуры на забое глубинными инструментами;

– интерпретация КВД.

РЕЗУЛЬТАТЫ. Сведения о параметрах режима эксплуатации скважины 32 до остановки, результаты интерпретации КВД с сопоставлением с исследованиями до пробной эксплуатации приведены в *таблице 1*.

Данные исследований подтвердили низкие фильтрационно-емкостные свойства коллектора, принятые в проекте: проницаемость – 0,004 мкм^2, проводимость – 0,056 мкм^2*м, гидропроводность – 0,055 мкм^2*м/мПа*с. Скин-фактор изменялся в широком диапазоне – от минус 0,92 до 18,4, что свидетельствует об ухудшении состояния призабойной зоны пласта. Коэффициент продуктивности получен при режиме эксплуатации с забойным давлением ниже давления насыщения и имеет низкое значение – на уровне 2 – 4 м^3/сут*МПа, что значительно меньше проектного 9 м^3/сут*МПа.

Таблица 1 – **Результаты исследований методом КВД**

Дата исследования	Компания	Интервал перфорации	Параметры эксплуатации скважины до остановки на КВД						Результаты интерпретации КВД							
			Диаметр штуцера, мм	Забойное давление, МПа	Дебит нефти, м³/сут	Газовый фиксатор, м³/м³	Обводненность, %	Коэфф. продуктивности, м³/сут/МПа	Длительность записи КВД, часы	Глубина замера, м	Пластовое давление на глубине замера, Мпа	Пластовая температура, С°	Коэффициент проницаемости (k), мкм²*	Коэффициент проводимости (kh), мкм²·ч	Коэффициентгидропроводности (kh/m	Скин-фактор
25.09-03.10.2020	ТОО «ГеоТех Сервис»	4896-4926	4	44,0					84	4820	50,0	105,7				
16-18.10.2020	ТОО «Ердан Ойл Сервис»		8	28,9	124,3	586	0	7,3	42,2	4898	45,9	107	25,2	126	784,6	9,14
17-26.10.2020	ТОО «Ердан Ойл Сервис»		12	11,2	50,0	2100	0	2,0	186	4890	36,0	107	2,58	30,9	192,4	1,9
06.07.2020	ТОО «Ердан Ойл Сервис»		6	28,4	57,59	1125	0	4,3	6	4900	41,6	105,7	4,59	55,1	292,6	-0,92
03-07.10.2020	ТОО «Ердан Ойл Сервис»		8	15,1	48	1089	0	2,1	78	4823	37,5	103,6	2,85	34,2	55,1	0,985
26.11-03.12.2020	ТОО «Ердан Ойл Сервис»		10	10,3	38,1	814	0	1,9	80	4831	30,6	102,5	4,72	56,6	55,1	18,4

Начальное пластовое давление, определенное при исследовании скважины 32 при опробации составляло 55,6 МПа (приведено к абс.отм. ВНК минус 4830,5 м).

Динамика пластового давления (приведенное к ВНК) по данным гидродинамических исследований приводится на *рисунке 2*.

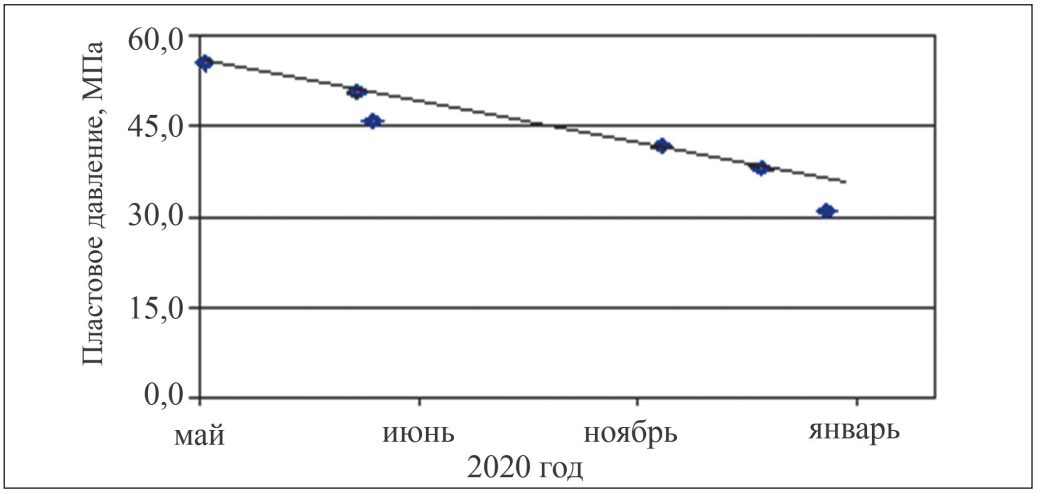


Рисунок 2 – **Динамика пластового давления**

Как видно из *рисунка 2*, в залежи по мере отборов происходит существенное снижение пластового давления, что может свидетельствовать об ограниченности зоны дренирования. Режим работы залежи характеризуется как упруго-замкнутый.

По состоянию на октябрь 2019 г., согласно данным КВД, пластовое давление в скважине 32 (на отм. ВНК) составляет 38 МПа.

Анализ эксплуатации скважины 32

Оптимизация режимов фонтанирования в процессе эксплуатации производилась, согласно намечаемого на каждый месяц технологического режима, установкой необходимого диаметра проходного отверстия штуцера (шайбы).

На *рисунке 3* приведен график режимов работы скважины 32 за анализируемый период.

Как видно, из графика, скважина 32 в течение анализируемого периода (5 месяцев) работала на трех режимах (с июля по сентябрь 2019 г. с шайбой диаметром 6 мм, с конца сентября с шайбой диаметром 8 мм, в октябре –10 мм). При этом с увеличением диаметра шайбы до 8 и 10 мм резко снизились забойное рабочее с 25 до 11 МПа и статическое забойное с 37.5 до 29.7 МПа давления. Большое снижение забойного давления возможно обусловлено снижением притока флюида в скважину, так как увеличение дебита нефти при этом небольшое (5 м^3/сут). В сентябре 2019 года в скважине провели 2 обработки от асфальто-смолисто-парафиновых отложений, что

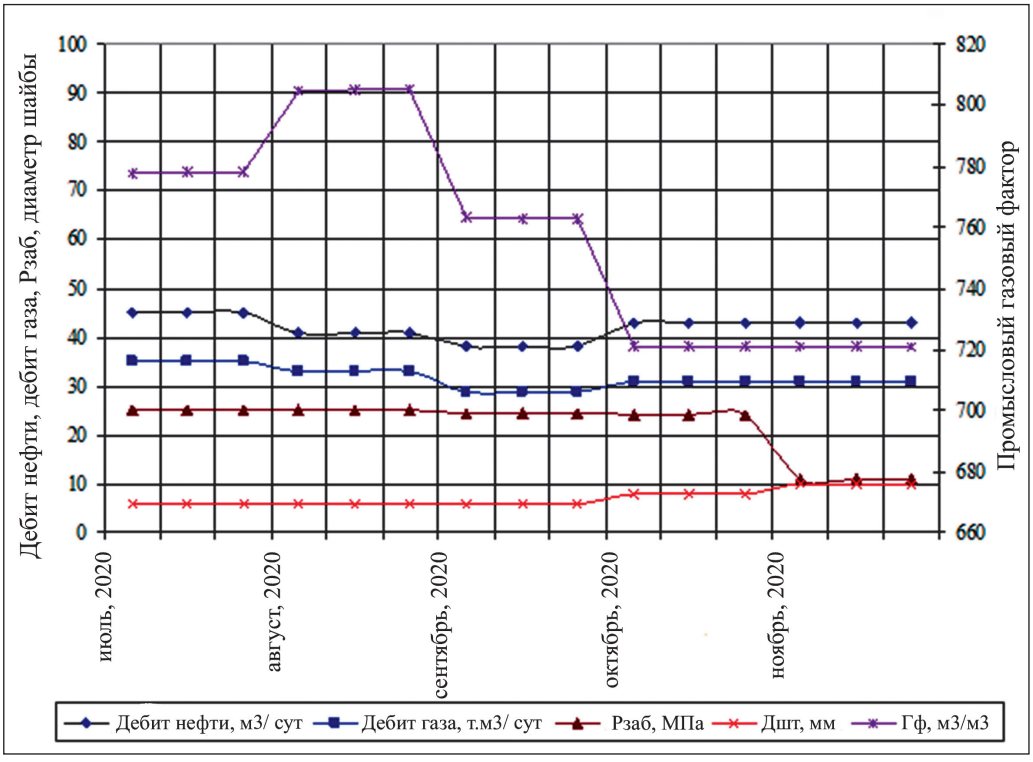


Рисунок 3 – **Режим работы скважины 32**

возможно обусловило небольшое увеличение дебита в октябре-ноябре месяцах. В декабре скважина была остановлена.

В целом, скважина характеризовалась как низкопродуктивная, небольшой дебит обеспечивался высокой депрессией 15-18.7 МПа. Весь анализируемый период скважина работала с забойным давлением ниже давления насыщения нефти газом. Средний газовый фактор составил 757 $м^3/м^3$.

Таким образом, исследовательские работы на скважине 32 в период эксплуатации проводили в соответствии с рекомендуемым графиком. Замеры дебитов нефти и газа, определение газового фактора проводили ежедневно на сепараторе УПН. Устьевое давление замеряли устьевыми манометрами. Определение химического состава воды выполняли один раз в месяц в лаборатории УПН.

Определение забойных давлений и температур проводили при гидродинамических исследованиях и геофизическими приборами путем спуска глубинных инструментов в скважину с периодичностью один раз в квартал.

Гидродинамические исследования проводили методом КВД с периодичностью один раз в квартал.

Исследования устьевых проб флюида и геофизические исследования по определению профиля притоков на скважине №32 после ввода ее в эксплуатацию не проводили.

В будущем, необходимо продолжать исследовательские работы по уточнению геолого-физической характеристики муллинской залежи. В связи с малой изученностью свойств пластовых флюидов на данном этапе и для подтверждения давления насыщения нефти газом провести полный комплекс PVT-исследований глубинных проб пластовой нефти, отобранных непосредственно из скважин, перфорированных на муллинский продуктивный пласт Южного участка месторождения Чинаревское.

Дальнейшее проектирование промышленной разработки залежи следует проводить с учетом полученных результатов пробной эксплуатации и бурения бокового ствола в скважине 32.

ЛИТЕРАТУРА

1 Новиков А.В., Богомолова Е.Ю., Кородюк И.С. Характеристика месторождений нефти, газа и конденсата в Иркутской области // Известия Байкальского государственного университета. – 2017. – Т. 27. – № 4. – С. 459-467. [Novikov A.V., Bogomolova E.Yu., Korodyuk I.S. Harakteristika mestorozhdenij nefti, gaza i kondensata v Irkutskoj oblasti // Izvestiya Bajkal'skogo gosudarstvennogo universiteta. – 2017. – T. 27. – № 4. – S. 459-467.]

2 Винокуров М. А. Перспективы газификации Иркутской области // Известия Иркутской государственной экономической академии. – 2009. – № 3 (65). – С. 30-33.[Vinokurov M. A. Perspektivy gazifikatsii Irkutskoy oblasti // Izvestiya Irkutskoy gosudarstvennoy ekonomicheskoy akademii. – 2009. – № 3 (65). – S. 30-33.]

3 Винокуров М. А. Ресурсы и запасы природного газа в Иркутской области // Известия Иркутской государственной экономической академии. – 2009. – № 2 (64). – С. 24-30.[Vinokurov M. A. Resursy i zapasy prirodnogo gaza v Irkutskoy oblasti // Izvestiya Irkutskoy gosudarstvennoy ekonomicheskoy akademii. – 2009. – № 2 (64). – S. 24-30.]

4 Назарьев В.А., Царев А.В., Суслов Н.А., Васильев В.И. Минерально-сырьевой потенциал Иркутской области // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири. –

2010. – № 1. – С. 69-75. [Nazar'yev V.A., Tsarev A.V., Suslov N.A., Vasil'yev V.I. Mineral'no-syr'yevoy potentsial Irkutskoy oblasti // Geologiya i mineral'no-syr'evye resursy Sibiri. – 2010. – № 1. – S. 69-75.]

5 Валиахметова А.Р., Павельева Ю.Н., Котежеков В.С., Григорьев А.С. Оптимальное планирование гидродинамических исследований скважин на основе ценности информации // PROНЕФТЬ. Профессионально о нефти. – 2019 – № 2 (12). – С. 20-24. [Valiakhmetova A.R., Pavel'yeva YU.N., Kotezhekov V.S., Grigor'yev A.S. Optimal'noye planirovaniye gidrodinamicheskikh issledovaniy skvazhin na osnove tsennosti informatsii // PRONEFT'. Professional'no o nefti. – 2019 – № 2 (12). – S. 20-24.]

6 Демьянов В.В., Савельева Е.А. Геостатистика: теория и практика. – М.: Наука, 2010. – 327 с. [Dem'yanov V.V., Savel'yeva Ye.A. Geostatistika: teoriya i praktika. – M.: Nauka, 2010. – 327 s.]

7 Кременецкий М.И., Ипатов А.И., Гуляев Д.Н. Информационное обеспечение и технологии гидродинамического моделирования нефтяных и газовых залежей. -Москва-Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2011. – 896 с. [Kremenetskiy M. I., Ipatov A.I., Gulyayev D.N. Informatsionnoye obespecheniye i tekhnologii gidrodinamicheskogo modelirovaniya neftyanykh i gazovykh zalezhey. – Moskva-Izhevsk: Institut komp'yuternykh issledovaniy, 2011. – 896 s.]

8 Листойкин Д.А., Ридель А.А., Коваленко И.В. Гидродинамические исследования скважин как инструмент корректировки геологических данных и оценки влияния подстилающих вод на разработку пласта ПК 1-3 Восточно-Мессояхского месторождения // PROНЕФТЬ. Профессионально о нефти. – 2018 – № 1(7). – С. 52-57. [Listoykin D.A., Ridel' A.A., Kovalenko I.V. Gidrodinamicheskiye issledovaniya skvazhin kak instrument korrektirovki geologicheskikh dannykh i otsenki vliyaniya podstilayushchikh vod na razrabotku plasta PK 1-3 Vostochno-Messoyakhskogo mestorozhdeniya // PRONEFT'. Professional'no o nefti. – 2018 – № 1(7). – S. 52-57.]

9 Коваленко И.В., Сохошко С. К., Листойкин Д. А. Оценка влияния подстилающих вод на разработку пласта высоковязкой нефти ПК 1-3 Восточно-Мессояхского месторождения с помощью гидродинамических исследований скважин // Нефть и газ. Тюменский индустриальный университет. – 2018 – №1. – С. 57-63. [Kovalenko I.V., Sokhoshko S. K., Listoykin D. A. Otsenka vliyaniya podstilayushchikh vod na razrabotku plasta vysokovyazkoy nefti PK 1-3 Vostochno-Messoyakhskogo mestorozhdeniya s pomoshch'yu gidrodinamicheskikh issledovaniy skvazhin // Neft' i gaz. Tyumenskiy industrial'nyi universitet. – 2018 – № 1. – S. 57-63.]

10 Баженов Д.Ю., Ридель А.А., Листойкин Д.А. Комплексирование результатов гидродинамических и промыслово-геофизических исследований на примере нефтегазоконденсатного месторождения ПАО «Газпромнефть» // Нефтяное хозяйство. – 2016. – №12. – С.52-55. [Bazhenov D.Yu., Ridel A.A., Listoykin D.A. Kompleksirovaniye rezul'tatov gidrodinamicheskikh i promyslovo-geofizicheskikh issledovaniy na primere neftegazokondensatnogo mestorozhdeniya PAO «Gazpromneft'» // Neftyanoye khozyaystvo. – 2016. – №12. – C. 52-55.]

УДК 553.982.233.2/.3; https://doi.org/10.37878/2708-0080/2022-2.03
https://orcid.org/0000-0002-8326-6888
https://orcid.org/0000-0001-8622-8898
https://orcid.org/0000-0002-3109-7912

GEOLOGICAL AND GEOCHEMICAL FEATURES OF AN OIL FIELD OF PRECASPIAN REGION

B. DURMAGAMBETOV[1], doctoral student, technical manager, *b.durmagambetov@knoc.kz*

D. URMANOVA[2], student, senior researcher, *d.urmanova@satbayev.university*

A. TEMIRKHASOV[3], master of tech. science, director of the department of exploration and production projects, *aidos1989@bk.ru*

[1]KNOC CASPIAN LLP,
28V Timiryazev st., Almaty, 050020, Kazakhstan

[2]SATBAYEV UNIVERSITY,
Satpayev str. 22/5, Almaty, 050010, Kazakhstan

[3]JSC «KAZAKH INSTITUTE OF OIL AND GAS»,
Abylay Khan av. 77, Almaty, 050010, Kazakhstan

This article highlights the geological and geochemical features of the oil field of the Caspian region of the territory of Kazakhstan. The ways of hydrocarbon migration, which were carried out in the direction of the southern steeper part of the Arystanov stage, are described. All the studies carried out over the previous years have shown that the composition of dispersed organic matter (kerogen) contained in Jurassic and Triassic sediments has a predominantly mixed, mixtinite composition. The factor causing long-range migration may be faults, including a high-amplitude fault in the junction zone of the Kosbulak trough with the Akkulkovsko-Bazaysky ledge and the Aral-Kyzylkum fault, to which the deepest parts of the Kosbulaksky and Barsakelmessky bends are confined, and rock fractures in various porous and permeable reservoir rocks can also serve. The presence of significant reserves of dry methane gas deposits in the Paleogene of the Akkulkovsko-Bazaysky ledge and the established manifestations of gas in the northern half of the Kyzyloysky shaft in Upper Cretaceous sediments are associated with their vertical and lateral migration within these ledges, including vertical along the faults. The unconformity surface at the foot of the Lower Jurassic sediments

provides the development of organic life, plant growth, and clay residues deposited above these unconformities become good source rocks. According to all geochemical indicators, the Middle Jurassic rocks are oil-producing that are located in a favorable middle zone of mesocatagenesis. The main volumes of oil reserves discovered on the territory of Northern Ustyurt were found in the sediments of the Middle Jurassic. The results of geochemical studies in the future will allow basin modeling to be carried out with greater accuracy.

KEY WORDS: *Precaspian basin, geochemical, dispersed organic matter, hydrogen index*

КӨМІРСУТЕКТЕРДІ ӨНДІРУ АЙМАҚТАРЫН ЖӘНЕ КӨШІ-ҚОН ЖОЛДАРЫН МОДЕЛЬДЕУ, КАСПИЙ МАҢЫ ӨҢІРІНІҢ МҰНАЙ КЕН ОРНЫНЫҢ РЕСУРСТАРЫН БАҒАЛАУ

Б. ДУРМАГАМБЕТОВ[1], докторант, техникалық менеджер, *b.durmagambetov@knoc.kz*
Д. УРМАНОВА[2], докторант, аға ғылыми қызметкері, *d.urmanova@satbayev.university*
А. ТЕМІРХАСОВ[3], тех. ғылымдарының магистрі, барлау және өндіру жобалары департаментінің директоры, *aidos1989@bk.ru*

[1]KNOC CASPIAN ЖШС,
Республика Қазақстан, 050020, Алматы, Тимирязев к-сі, 28В

[2]СӘТБАЕВ УНИВЕРСИТЕТІ,
Республика Қазақстан, 050010, Алматы, Сәтпаев көшесі 22/5

[3]«ҚАЗАҚ МҰНАЙ ЖӘНЕ ГАЗ ИНСТИТУТЫ» АҚ,
Республика Қазақстан, 050010, Алматы, Абылай хан көшесі, 77

Бұл мақалада Қазақстан аумағындағы Каспий өңірі мұнай кен орнының геологиялық және геохимиялық ерекшеліктері қамтылады. Арыстанов ярусының Оңтүстік тік бөлігі бағытында жүзеге асырылған көмірсутектердің көші-қон жолдары сипатталған. Алдыңғы жылдары жүргізілген барлық зерттеулер Юра және триас шөгінділеріндегі дисперсті Органикалық заттардың (кероген) құрамы негізінен аралас, микстинит құрамына ие екенін көрсетті. Үлкен қашықтықтарға көші-қонды тудыратын фактор ақаулар болуы мүмкін, оның ішінде Қосбұлақ доғасының Аққөл-Базай доғасымен және Арал-Қызылқұм жарылысымен қосылу аймағындағы жоғары амплитудалық ақаулық, оған Косбұлақ және Барсакелмес иілімдерінің ең терең бөліктері шектелген, сондай-ақ әртүрлі кеуекті және өткізгіш тау жыныстарындағы ақаулар.коллекторлық жыныстар да қызмет ете алады. Аққөл-Базай жотасының палеогенінде құрғақ метан шоғырларының едәуір қорының болуы және Қызылой үйіндісінің солтүстік жартысындағы жоғарғы бор шөгінділеріндегі газдың анықталған көріністері олардың осы кемерлер шегінде, оның ішінде сынықтар бойында тік және бүйірлі көші-қонымен байланысты. Төменгі Юра шөгінділерінің етегіндегі сәйкессіздік беті органикалық тіршіліктің дамуын, өсімдіктердің өсуін қамтамасыз етеді, ал осы сәйкессіздіктердің үстінен жиналған саз қалдықтары барлық геохимиялық көрсеткіштер бойынша жақсы бастапқы жыныстарға айналады. Солтүстік Үстірт аумағында табылған мұнай қорының негізгі көлемі орта Юра шөгінділерінен табылған. Геохимиялық зерттеулердің нәтижелері болашақта бассейндерді үлкен дәлдікпен модельдеуге мүмкіндік береді.

ТҮЙІН СӨЗДЕР: *Каспий маңы ойпаты, геохимиялық, дисперсті органикалық зат, сутегі индексі*

ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ И ГЕОХИМИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ ПРИКАСПИЙСКОГО РЕГИОНА

Б. ДУРМАГАМБЕТОВ[1], докторант, технический менеджер, *b.durmagambetov@knoc.kz*
Д. УРМАНОВА[2], докторант, старший научный сотрудник, *d.urmanova@satbayev.university*
А. ТЕМИРХАСОВ[3], магистр технических наук. наука, директор Департамента проектов разведки и добычи, *aidos1989@bk.ru*

[1]ТОО KNOC CASPIAN,
Республика Казахстан, 050020, Алматы, ул. Тимирязева 28в

[2]SATBAYEV UNIVERSITY,
Республика Казахстан, 050010, г. Алматы, ул. Сатпаева 22/5

[3]АО «КАЗАХСКИЙ ИНСТИТУТ НЕФТИ И ГАЗА»,
Республика Казахстан, 050010, г. Алматы, ул. Абылай хана, 77

В данной статье освещаются геологические и геохимические особенности нефтяного месторождения Каспийского региона территории Казахстана. Описаны пути миграции углеводородов, которые осуществлялись в направлении южной более крутой части Арыстановского яруса. Все исследования, проведенные за предыдущие годы, показали, что состав рассеянного органического вещества (керогена), содержащегося в юрских и триасовых отложениях, имеет преимущественно смешанный, микстинитовый состав. Фактором, вызывающим миграцию на большие расстояния, могут быть разломы, в том числе высокоамплитудный разлом в зоне соединения Косбулакского прогиба с Аккульковско-Базайским выступом и Арало-Кызылкумским разломом, к которому приурочены наиболее глубокие части Косбулакского и Барсакельмесского прогибов, а также разломы горных пород в различных пористых и проницаемых коллекторах. Наличие значительных запасов залежей сухого метана в палеогене Аккулковско-Базайского выступа и установленные проявления газа в северной половине Кызылойского вала в верхнемеловых отложениях связаны с их вертикальной и боковой миграцией в пределах этих уступов, в том числе вертикальной вдоль разломов. Поверхность несогласия подошвы нижнеюрских отложений обеспечивает развитие органической жизни, рост растений, а глинистые остатки, отложенные над этими несогласиями, становятся хорошими материнскими породами. По всем геохимическим показателям среднеюрские породы являются нефтепродуцирующими породами, которые расположены в благоприятной средней зоне мезокатагенеза. Основные объемы запасов нефти, обнаруженных на территории Северного Устюрта, были выявлены в отложениях средней юры. Результаты геохимических исследований в будущем позволят проводить бассейновое моделирование с большей точностью.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: *Прикаспийский бассейн, геохимический, РОВ, водородный индекс.*

INTRODUCTION. The relevance of using effective innovative methods in the search and exploration of hydrocarbon (HC) deposits is currently growing due to the emerging trend of depletion of a large number of exploited oil and gas fields [1]. The southern framing of the Precaspian basin is a complex of various structures: the Precaucasian zones of the Scythian plate, the Donbass-Tuarkyr trough of post-drift immersion, the shelf of the Northern Ustyurt of the Turanian plate [2]. The triangular-shaped North Ustyurt basin is located between the Caspian Sea and the Aral Lake in Kazakhstan and Uzbekistan and extends offshore both on the west and east [3]. Ustyurt was formed on a cratonic microcontinental block that accreted to the north in the East European platform in Visean or Early Permian time [4]. In 1965, Nevolin N.V. [5], considering the question of the

deep geological structure of Western Kazakhstan, identified 5 complexes within Ustyurt: Archean-Lower Proterozoic, Riphean-Ordovician, Silurian-Eiffel, Zhivet-Lower Triassic and Upper Triassic-Paleocene. In the publications of the 1970s by S.M. Ozdoev, on the basis of a comprehensive analysis of the material composition of rocks and hydrogeological indicators, the zoning of the territory of Northern Ustyurt was carried out according to the prospects of oil and gas potential [6] [7]. Within the Kazakh part of the territory of the North Ustyurt sedimentary basin, industrial oil accumulations have been discovered in Jurassic sediments on the Komsomolskaya, Kultukskaya, Arstanovskaya and Karakudukskaya, Koshkaratinskaya mulda areas in the Shalkar trough (*Figure 1*) [8]. The basement at the Northern Ustyurt Block is located at 5–11 km [9]. In 1996, A.A. Abidov and F.G. Dolgopolov identified 2 paleorift systems of collision type in the Paleozoic complex of Ustyurt [10]. According to other authors, within the Arystanovsko-Mynsualmassky system of geomagnetic anomalies, the depth of immersion of the foundation varies in the range of 8.5–12.5 km [11]. According to the Upper Triassic-Lower Jurassic deposits, the East Shoshkakol graben also meets these conditions, where the depth of the sole of these deposits is estimated to 3.5–4 km according to the preliminary stratification of the reflecting boundaries.

Accumulation of hydrocarbons in traps can occur both in the generation zones and in the marginal, most elevated parts and separating ledges in the presence of favorable conditions for lateral migration of hydrocarbons.

The formation of accumulations of the Komsomolskoye, Karakuduk (and Arystanovskoye) deposits occurred due to the thermal transformation of kerogen from the Middle Jurassic deposits accumulated in the bent zones of the Koltyk and possibly Kulazhatskaya mulds.

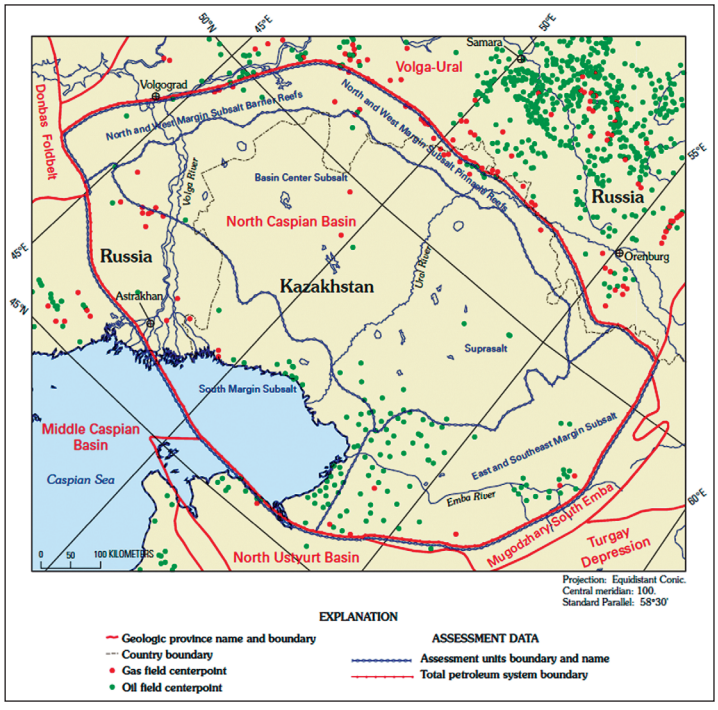


Figure 1 – **Petroleum system and assessment units of North Caspian basin.** *(by Ulmishek G., 2001)*

The migration of newly formed hydrocarbons probably occurred to the south, towards a steeper side – the Arstanov stage, which occupied an elevated position, where accumulations formed in the Jurassic productive complex. There is widely held opinion that further source-rock potential may be provided by Carboniferous deep-water facies in the adjacent North Caspian basin through lateral migration of hydrocarbons into the adjacent North Ustyurt basin [12].

In the relief of the surface of Paleozoic deposits, the Kosbulak and Samsky bends are isolated at depths of 5.5–6.5 and 6.5–7.5 km, respectively, and the Kultuk depression up to 7.0–8.0 km [13]. The distribution of thickness and facies shows that the North Ustyurt depression remained the main synclinal structure of the region, along which the waters of all Miocene transgressions were spread [14]. The proposed oil-producing complex of Triassic age includes formations of the Upper Triassic and, possibly, the Lower Jurassic, formed in shallow coastal-marine and marine conditions that existed only in the west of the territory, mainly in the most bent zones of the Kultuk mulda. The migration of hydrocarbons from the Triassic sediments occurred mainly in the vertical direction. The realization of the generation potential of this complex could cause the formation of clusters within the Kultuk zone.

The most significant changes in the facies conditions of accumulation of source rocks are observed in the latitudinal direction. They were caused by the spread of marine transgressions in the eastern direction, both in the Triassic and Jurassic periods. More significant changes are noted for the Jurassic stage of precipitation accumulation, since the territory was more differentiated structurally and tectonically. All the studies carried out over the previous years have shown that the composition of dispersed organic matter (kerogen) contained in Jurassic and Triassic sediments has a predominantly mixed, mixtinite composition (*Figure 2*).

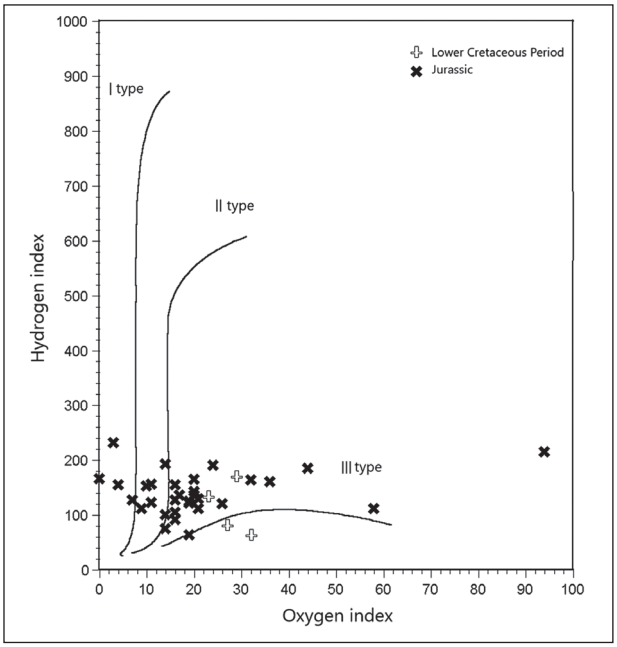


Figure 2 – **Characteristics of the types of dispersed organic matter by the ratio of oxygen and hydrogen indices**

Moreover, the ratio of micro-components of kerogen experiences changes in accordance with the change of facies conditions.

Spatially Jurassic deposits are traced in the time relations of Early Mesozoic rifting. The accompanying geodynamic and tectonic processes are inextricably linked with the historical and genetic model of the formation of hydrocarbon accumulation zones.

The factor causing long-range migration may be faults, including a high-amplitude fault in the junction zone of the Kosbulak trough with the Akkulkovsko-Bazaysky ledge and the Aral-Kyzylkum fault, to which the deepest parts of the Kosbulaksky and Barsakelmessky bends are confined, and rock fractures in various porous and permeable reservoir rocks can also serve. Zones of oil and gas accumulation are inversion uplifts, areas of rock wedging and faults of tectonic shielding, and side sections of grabens of lateral migration of hydrocarbons.

At the same time, the presence of significant reserves of dry methane gas deposits in the Paleogene of the Akkulkovsko-Bazaysky ledge and the established manifestations of gas in the northern half of the Kyzyloysky shaft in Upper Cretaceous sediments are associated with their vertical and lateral migration within these ledges, including vertical along the faults. The latter is proved by the presence of faults that cut through the entire sedimentary cover and affect Paleogene deposits, which were established by the latest work on the Akkulkovsky ledge.

In accordance with this, the main positive structural elements of the platform type, along with the side parts of the depression, are the most likely zones of oil and gas accumulation along the deposits of the platform cover and the Upper Triassic-Lower Jurassic. The lithological factor is favorable for lateral migration -the presence of alternating bundles of sand reservoirs and clays in the Middle-Upper Jurassic section.

METHODOLOGY. The prospects of oil and gas potential depend on three main criteria for the formation of generation potential and accumulation of hydrocarbons: the volume of oil and gas-producing strata, their entry into the main catagenetic zones of oil and gas formation and the reliability of screening of oil and gas-bearing rock complexes. There is a sufficient volume of sediments of Jurassic strata in the Kosbulak trough. They lie at sufficient depths up to 5 km, which, together with the anomalous geothermal regime of the subsurface, caused them to undergo the processes of oil and gas formation.

The history of the development of the Ustyurt sedimentary basin from the Kultuk Bay to the Aral Sea shows the consistent and uniform passage of Jurassic sediments in the grabens of the Kultuk, Samsky and Kosbulak bends of the main oil and gas formation zone.

Geochemical studies of the material composition of organic matter and bitumoids indicate that the Jurassic deposits have fully realized their generation capabilities. Dynamics of development of deep-submerged grabens of the North Ustyurt shows that optimal conditions for the mass generation of liquid hydrocarbons of Jurassic rocks were created in them already in the Cretaceous, on uplifts in the Paleogene.

The conducted studies of the Jurassic strata from the standpoint of a new approach to the theory of rift structures made it possible to determine the formed potential of oil and gas complexes and to outline areas for the prospects of oil and gas exploration.

The regionally widespread and most studied Jurassic deposits in the sedimentary cover are oil and gas bearing in the sedimentary basins of Kazakhstan. Within the territory

of Ustyurt, they lie on the eroded surface of Paleozoic, Lower Triassic rocks, and in places - Middle and Upper Triassic with hiatus and unconformity. The most ancient of them belong to the lithologically difficult-to-separate thickness of the Shoshkakol series of the Upper Triassic and Lower Jurassic. On the Northern Ustyurt cliff, they are opened by several wells and are represented by mudstones, which are layered with sandstones and siltstones of gray tones. According to the thickness distribution of dark mudstones, Kosbulak sag, Sudochi sag and Barsakelmes sag were preferable hydrocarbon-generation sags [15]. The uncovered thickness of the rocks of the Shoshkakol series reaches 1000 m. Such rock thickness and lithology are characteristic near the Shoshkakol anticline in the north-west of Ustyurt. In other places of the studied territory such capacities are not met, which indicates the intensive subsidence of some and the rise of other Ustyurt blocks at this time. The Ancient Cimmerian folding phase is observed here, which affected the preservation of Lower Jurassic deposits in bends and on positive structures.

Where the deposits of the Lower Jurassic are uncovered by wells on the structures of the Northern Ustyurt that are distant from each other, they indicate a sufficient concentration of organic matter in them capable of generating hydrocarbons (*Figure 3*). The unconformity surface at the foot of the Lower Jurassic sediments provides the development of organic life, plant growth, and clay residues deposited above these unconformities become good source rocks. According to the accepted gradation of the stages of oil and gas formation, the Lower Jurassic deposits are located at the depth of the lower phase of mesocatagenesis. This interval is considered the most favorable for oil formation and preservation of oil deposits. Due to the sporadic distribution and low thickness, the Lower Jurassic deposits could produce a limited amount of hydrocarbons. This is evidenced by open oil fields with average reserves.

The Middle Jurassic deposits of regional distribution lie with stratigraphic and angular disagreement on the underlying rocks. They are represented by three tiers: Aalensky, Bayosky and Batsky. The Aalensky tier of sporadic distribution is conditionally distinguished in sections of wells drilled at the Arstanovsky stage and in the Barsakelmessky trough. Widespread deposits of the Bajocian and Batsky tiers are confirmed by many paleontological data. Lithologically, the deposits of the Middle Jurassic are composed of overlapping sandstones, clays, siltstones containing numerous charred plant remains. The clays are argillite-like, silky, colored in gray, dark brown and black tones. Siltstones are light gray, thinly layered, clayey. The sandstones are fine-grained, light gray, silky. There are separate differences of calcareous sandstones with carbonaceous detritus, gravel, polymictic, thin-layered sections. The thickness of the Middle Jurassic ranges from complete wedging in the extreme northwest of Ustyurt in the area of the Zhaksybutash block uplift and up to 980 m in the trough. This Middle Jurassic volume of rocks is the main supplier of hydrocarbon compounds. A characteristic feature of the indicators of the analysis of geochemical studies of rocks of the Middle Jurassic is the spread of a large content of organic substances over the territory.

The dividing boundary of the two areas of the quantitative content of hydrocarbon indicators is the rift zone, tectonically confined to the North Ustyurt trough. It stretches latitudinal from the Komsomolets Bay of the Caspian Sea to the Aral Sea. Within the area of the territory located north of the rift zone, the content of hydrocarbon compounds increases

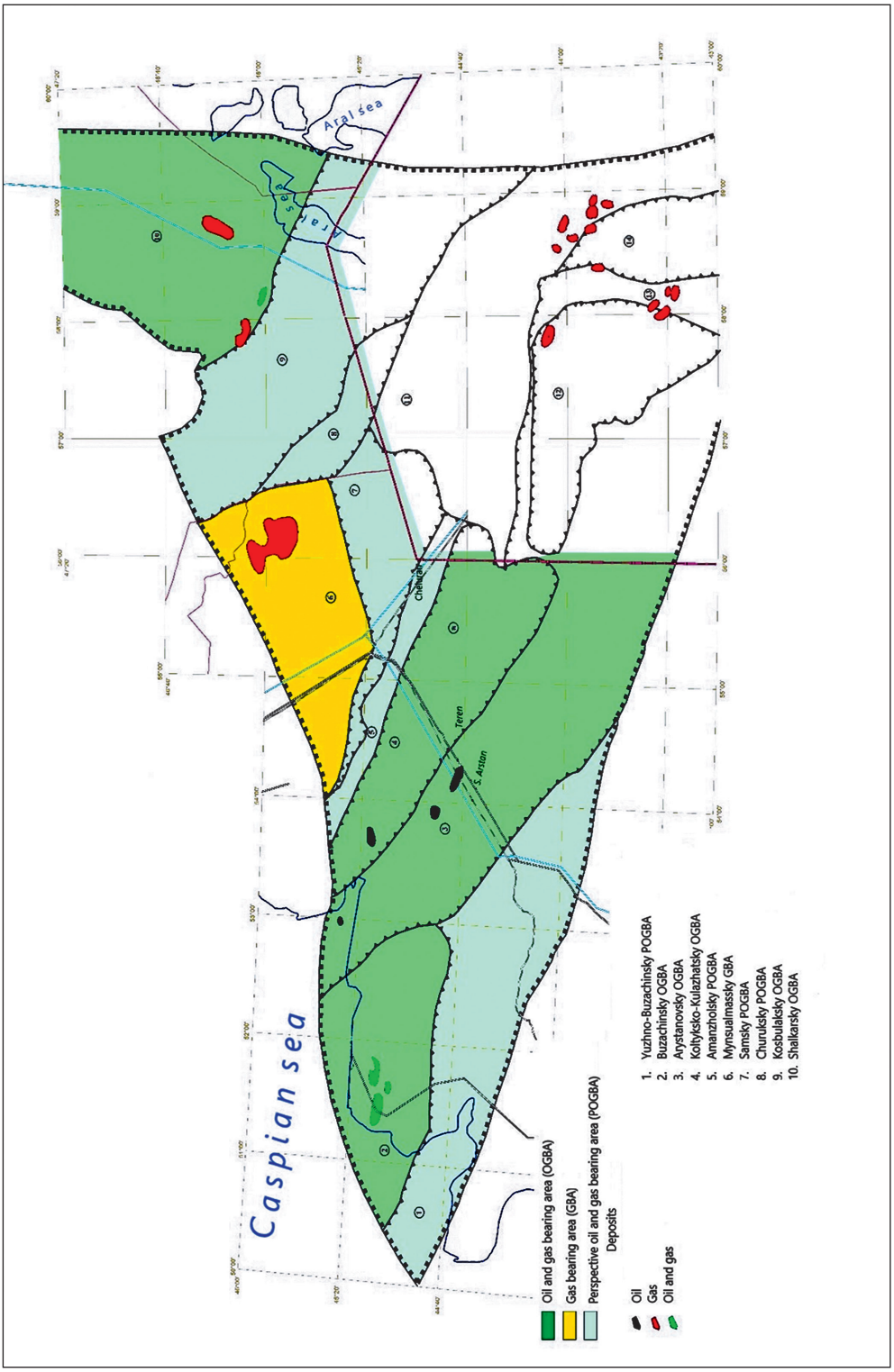


Figure 3 – **Oil and gas geological zoning scheme**

from west to east. While in the territory located south of the rift zone, geochemical indicators of hydrocarbon compounds are increasing from east to west.

RESULTS. According to all geochemical indicators, the Middle Jurassic rocks are oil-producing rocks that are located in a favorable middle zone of mesocatagenesis. The main volumes of oil reserves discovered on the territory of Northern Ustyurt were found in the sediments of the Middle Jurassic.

Upper Jurassic deposits have been uncovered in many areas of the territory of Northern Ustyurt. They lie with stratigraphic unconformity on rocks of the Bajocian tier. Lithological features in combination with paleontological remains and field geophysics data make it possible to dissect the Upper Jurassic deposits into the Kellovian, Oxford, Kimeridgian and Volga tiers. The Kelloway-Oxford deposits are represented by a thickness of dark green, greenish-gray mudstones with interlayers of greenish-gray medium-grained sandstones and siltstones. On the waterworn surface of the Kelloway-Oxford formations, the Kimeridge-Volga formations are deposited, represented mainly by carbonate rocks: dark gray, greenish-gray sandstones, organic limestone-shells, mudstone-like clays, siltstone clay with a shell fracture and remnants of fauna. The layering of clay and carbonate deposits of the Upper Jurassic, whose thickness reaches 100-400 m, makes it possible to consider this thickness a good seal for the underlying oil and gas producing rocks. The Upper Jurassic sediments subjected to geochemical studies showed a characteristic increase in the concentration of bitumoids from the northeast to the southwest of the territory of Northern Ustyurt.

In the marginal rift zones and at the Arystanov stage, a group of structures according to geochemical factor are favorable for the formation of gas-oil deposits in the Upper Jurassic sediments, which is proved by well-known oil deposits. Thus, taking into account the regional distribution with a total thickness of up to 1500 m, geological and structural factors and analytical data, we can conclude about the degree of prospects of the territory of Northern Ustyurt for Jurassic deposits.

DISCUSSION. Industrial accumulations of oil and gas in the Jurassic sediments have been identified and are being exploited in a number of areas. The high content of organic matter, bitumoids, and reducing sedimentation conditions that existed in the Jurassic period make it possible to highly evaluate their prospects for oil and gas. At the same time, the degree of prospects of the Jurassic section as a whole according to geochemical data increases from east to west. Analytical data indicate that there are still undisclosed prospects for the discovery of new oil and gas fields in the territory of Northern Ustyurt.

CONCLUSION. In the marginal rift zones and at the Arystanov stage, a group of structures according to geochemical factor are favorable for the formation of gas-oil deposits in the Upper Jurassic sediments, which is proved by well-known oil deposits. Thus, taking into account the regional distribution with a total thickness of up to 1500 m, geological and structural factors and analytical data, we can conclude about the degree of prospects of the territory of Northern Ustyurt for Jurassic deposits.

REFERENCES

1 Abetov A.E., Esirkepova S. Geomagnetic field transformants and their interpretation processing and analysis in the search for hydrocarbon deposits in the southern part of the Ustyurt region // The International scientific-practical conference «Fundamental and applied aspects of geology, ecology and chemistry using modern educational technologies». Almaty, 2022. – P. 3.

2 Heraskova T, Parasyna V., Antipov M., Bykadorov V., Sapozhnikov R. The Precaspian basin: tectonic events and sedimentation at the turn of the early–middle carboniferous, the formation of oil and gas reservoirs // Geotektonika. – 2019. – N 3. – Pp. 61–78.

3 Gregory F. Ulmishek. Petroleum geology and resources of the North Ustyurt Basin, Kazakhstan and Uzbekistan // USGS, Bulletin. – 2001. – N 2201-D - Pp. 3.

4 Abuov Y., Seisenbayev N., Woojin Lee. CO2 storage potential in sedimentary basins of Kazakhstan // International Journal of Greenhouse Gas Control. – 2020. – N 103. – Pp. 8.

5 Nevolin N.V. General features of the deep geological structure of Western Kazakhstan // Gostoptechizdat Nedra. – 1965. – N 2. – P. 134.

6 Report on research work Forecast of oil and gas content of the sedimentary cover of the Northern Ustyurt. – 2013. – p. 20

7 Ozdoyev S.M. Tectonics and oil and gas potential of the Northern Ustyurt // Science of the Kazakh SSR – Almaty. – 1977. – p. 101

8 Ulmishek G. Petroleum geology and Resources of the North Ustyurt Basin, Kazakhstan and Uzbekistan // US Geological Survey Bulletin. – 2001. – N 2201-B. – P. 7.

9 Brunet M., Volozh Yu. The geodynamic evolution of the Precaspian Basin (Kazakhstan) along a north–south section // Tektonophysics. – 1999. – N 313. – Pp. 85–106.

10 Abidov A.A., Dolgopolov F.V. Geodynamic features of Ustyurt development in connection with its oil and gas potential. // Geological structure and prospects of oil and gas potential of the Aral Sea. JSC "Kazakhstankaspiyshelf". – Almaty, 1997. – P. 59-66.

11 Niyazova A.T. Geological structure and prospects of oil and gas potential of the Jurassic deposits of the North Ustyurt Depression according to geological and geophysical data // dissertation for PhD degree– 2021. - p.11.

12 D. Okere, S. Toothill. New insights into hydrocarbon plays in the Caspian Sea, Kazakhstan // Petroleum Geoscience. – 2012. – Vol. 18. – Pp. 253 –268. - DOI: 10.1144/1354-079311-045.

13 Abetov A.E., Volozh Yu.A., Niyazova A.T. Correlation analysis of the main boundaries of the sedimentary cover of the North Ustyurt region // News Tomsk Politechnical University, Georesourses Engineering. – 2019. – T. 330. – No 12. – Pp.179-188.

14 Popov S.V., Pronin V.G. Middle and Upper Miocene Deposits and Facies of Northern Ustyurt (Western Kazakhstan) // Russian Geology and Geophysics. – 2022. – № 63 (1). – Pp. 13–22.

15 Tian Wei Zhou, Jun Zhang Zheng, Zhi Wei Zhang, Tie Zhuang Wu, Jian Jun Guo. Characteristics of Jurassic Source Rocks in the North Ustyurt Basin // Advanced materials research. – 2013. – № 756-759 – Pp. 4668-4671 - DOI:10.4028/www.scientific.net/AMR.756-759.4668.

TUBACEX STARTS ITS PRODUCTION ACTIVITY IN KAZAKHSTAN BECOMING A KEY PARTNER FOR KARACHAGANAK

02nd May 2022. TUBACEX IBF Kazakhstan (TIK) has started its production activity in Atyrau manufacturing plant becoming a key partner for the supply of tubular products for Karachaganak Petroleum Operating (KPO) ‘’KEP1A Project’’.

TUBACEX has focused its strategy on getting closer to the end user, becoming a long-term ally for the comprehensive supply of tubular solutions as well as other complementary services (logistics, stock management and technical services). The presence of a plant in Kazakhstan guarantees the supply and service for large scale projects and strengthen TUBACEX’s long-term positioning and commitment in the region boosting and consolidating TUBACEX operational structure.

TUBACEX is committed to boosting its operational structure in the main target markets for its products. Proof of this is the aforementioned plant in Kazakhstan or the recent investments in local content in Guyana and Brazil, with their own production and service centers.

About TUBACEX

TUBACEX is a multinational group with its headquarters in Alava (Spain) and a global leader in the manufacture of stainless steel and high-alloyed tubular products (tubes and accessories). It also offers a wide range of services from the design of tailored solutions to installation and maintenance operations.

It has production plants in Spain, Austria, Italy, the United States, India and Thailand, as well as Saudi Arabia, Dubai, Norway, Canada and Singapore through the NTS Group, worldwide service centers and sales offices in 38 countries.

The main demand segments for the tubes manufactured by TUBACEX are the oil and gas, petrochemical, chemical and power generation industries.

TUBACEX has been listed on the Spanish Stock Market since 1970 and is part of the "IBEX SMALL CAPS" Index.

www.TUBACEX.com

КОМПАНИЯ TUBACEX НАЧИНАЕТ СВОЮ ПРОИЗВОДСТВЕННУЮ ДЕЯТЕЛЬНОСТЬ В РЕСПУБЛИКЕ КАЗАХСТАН

02 мая 2022 г. Компания TUBACEX IBF Kazakhstan (TIK) начинает свою производственную деятельность на промышленном предприятии в городе Атырау, став ключевым партнером по поставке трубной продукции для проекта «ПРК-1А» компании «Карачаганак Петролиум Оперейтинг» (КПО).

Стратегия компании TUBACEX сосредоточена на сближении с конечным пользователем, став долгосрочным союзником в области комплексного предоставления трубных решений, а также оказания других дополнительных услуг (логистическое обеспечение, управление товарными запасами и техническое обслуживание). Наличие предприятия в Республике Казахстан гарантирует поставку для крупномасштабных проектов, и укрепляет долгосрочные позиции и обязательства TUBACEX в регионе, усиливая и консолидируя операционную структуру TUBACEX.

Компания TUBACEX стремится укрепить свою операционную структуру на основных рынках присутствия своей продукции. Доказательством тому является вышеупомянутое предприятие в Республике Казахстан или недавние инвестиции в долю местного содержания в Гайане и Бразилии, с собственными центрами производства и технического обслуживания.

О TUBACEX

Компания TUBACEX — это многонациональная группа со штаб-квартирой в Алаве (Испания), которая является мировым лидером в производстве трубной продукции из нержавеющей стали и высоколегированных сплавов (трубы и арматура). Компания также предлагает широкий спектр услуг от разработки индивидуальных решений до монтажа и технического обслуживания.

Компания имеет производственные предприятия в Испании, Австрии, Италии, США, Индии и Таиланде, а также в Саудовской Аравии, Дубае, Норвегии, Канаде и Сингапуре через посредство NTS Group, центры технического обслуживания по всему миру и офисы продаж в 38 странах.

К числу основных сегментов спроса на трубы производства компании TUBACEX относятся нефтегазовая, нефтехимическая, химическая и энергетическая отрасли.

Компания TUBACEX с 1970 года котируется на испанской фондовой бирже и является частью индекса IBEX SMALL CAPS.

www.TUBACEX.com

УДК 553.985.1; 662.641.546.45; https://doi.org/10.37878/2708-0080/2022-2.04
https://orcid.org/0000-0001-8764-6979

ИЗУЧЕНИЕ СОСТАВА ПРИРОДНОГО БИТУМА НЕФТЕБИТУМИНОЗНОЙ ПОРОДЫ МЕСТОРОЖДЕНИЯ ЕСЕКЖАЛ ЮГО-ЗАПАДНЫЙ

Н.К. ИШМУХАМЕДОВА,
доктор технических наук,
главный научный сотрудник,
nasima.ishmuhamedova@mail.ru

НАО «АТЫРАУСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ НЕФТИ И ГАЗА ИМ. САФИ УТЕБАЕВА»,
Республика Казахстан, 060027, г. Атырау, ул. М. Баймуханова, 45-а

Представлено изучение органических составляющих нефтебитуминозной породы месторождения Есекжал Юго-Западный в зависимости от глубины залегания нефтебитуминозной породы и установление области применения природного битума в зависимости от качества и объема выхода природного вяжущего. Месторождения нефтебитуминозных пород Западного Казахстана разбросаны на значительной территории, например, только в Жылыойском районе Атырауской области недалеко от города Кульсары сосредоточено более 20 месторождений нефтебитуминозных пород. Нами была составлена карта, где представлены месторождения этих нефтебитуминозных пород.

Из результатов полученных экспериментальных данных следует, что с увеличением глубины залегания нефтебитуминозных пород наблюдается уменьшение молекулярной массы от 543 до 504 а.е.м. В элементном составе природного битума исследуемого месторождения содержание углерода изменяется в пределах от 81,3 до 83,1% масс., при этом четкой закономерности зависимости содержания углерода от глубины залегания не установлено. Аналогичная картина наблюдается и по содержанию водорода (от 9,2 до 11,0% масс.).Содержание серы от 2,4 до 4,5% масс. Суммарное содержание азота и кислорода колеблется от 3,2 до 5,1% масс.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: *дорожное строительство, нефтебитуминозные породы, природные битумы, тяжелые нефти, месторождение Есекжал Юго-Западный, аппарат Сокслета, молекулярная масса, элементный состав.*

ОҢТҮСТІК-БАТЫС ЕСЕКЖАЛ КЕН ОРНЫНЫҢ МҰНАЙ БИТУМИНОЗДЫ ЖЫНЫСЫНЫҢ ТАБИҒИ БИТУМ ҚҰРАМЫН ЗЕРТТЕУ

Н.К. ИШМУХАМЕДОВА, техника ғылымдарының докторы, бас ғылыми қызметкер,
nasima.ishmuhamedova@mail.ru

«САФИ ӨТЕБАЕВ АТЫНДАҒЫ АТЫРАУ МҰНАЙ ЖӘНЕ ГАЗ УНИВЕРСИТЕТІ» КЕАҚ,
Қазақстан Республикасы, 060027, Атырау қ, М. Баймұханов көшесі, 45-а

Бұл жұмыста Оңтүстік-Батыс Есекжал кен орнының мұнай битуминозды жынысының органикалық компоненттерін мұнай битуминозды жыныстың пайда болу тереңдігіне байланыстызерттеу және табиғи байланыстырғыштың сапасы мен көлеміне байланысты табиғи битумды қолдану саласын белгілеу ұсынылған. Батыс Қазақстанның мұнай битуминозды жыныстарының кен орындары едәуір аумақта шашыраңқы орналасқан, мысалы, Атырау облысының Жылыой ауданында Құлсары қаласының маңында 20-дан астам мұнай битуминозды жыныстардың кен орындары шоғырланған. Біз осы мұнай битуминозды жыныстардың кен орындарын ұсынатын карта жасадық. Алынған эксперименттік деректердің нәтижелерінен мұнай битуминозды жыныстардың пайда болу тереңдігінің ұлғаюымен молекулалық салмақтың 543-тен 504 м.а.б.-не дейін төмендеуі байқалады. Зерттелетін кен орнының табиғи битумының элементтік құрамында көміртегі мөлшері 81,3-тен 83,1%-ға дейін өзгереді.

Бұл жағдайда көміртегі құрамының пайда болу тереңдігіне тәуелділігінің нақты заңдылығы анықталған жоқ. Ұқсас көрініс сутегі құрамында да байқалады (массаның 9,2-ден 11,0%-ға дейін.).Күкірттің мөлшері 2,4-тен 4,5%-ға дейін. Азот пен оттегінің жалпы мөлшері 3,2-ден 5,1%-ға дейін.

ТҮЙІН СӨЗДЕР*: жол құрылысы, мұнай битуминозды жыныстар, табиғи битумдар, ауыр мұнай, Оңтүстік-Батыс Есекжал кен орны, Сокслет аппараты, молекулалық массасы, элементтік құрамы.*

STUDY OF THE COMPOSITION OF NATURAL BITUMEN OF THE PETROBITUMINOUS ROCK OF THE SOUTH-WESTERN ESEKZHAL FIELD

N.K. ISHMUHAMEDOVA, Doctor of Technical Sciences, Chief Researcher,
nasima.ishmuhamedova@mail.ru

«ATYRAU OIL AND GAS UNIVERSITY NAMED AFTER SAFI UTEBAYEV» NJSC,
Republic of Kazakhstan, 060027, Atyrau, M. Baimukhanov st., 45-a

This paper presents the study of the organic components of the petrobituminous rock of the South-Western Esekzhal deposit, depending on the depth of the petrobituminous rock and the establishment of the scope of natural bitumen depending on the quality and volume of the output of natural binder. Deposits of petrobituminous rocks of Western Kazakhstan are scattered over a significant area, for example, only in the Zhylyoi district of Atyrau region, near the city of Kulsary, there are more than 20 deposits of petrobituminous rocks. We have compiled a map showing the deposits of these oil-bituminous rocks.

From the results of the experimental data obtained, it follows that with an increase in the depth of occurrence of oil-bitumen rocks, a decrease in the molecular weight from 543 to 504 a.m.u is observed. In the elemental composition of natural bitumen of the studied deposit, the carbon content

varies from 81.3 to 83.1% by weight, while a clear pattern of dependence of the carbon content on the depth of occurrence has not been established. A similar pattern is observed in terms of hydrogen content (from 9.2 to 11.0% by weight). The sulfur content is from 2.4 to 4.5% by weight. The total nitrogen and oxygen content ranges from 3.2 to 5.1% by weight.

KEY WORDS: *road construction, petrobituminous rocks, natural bitumen, heavy oil, the South-Western Esekzhal field, Soxlet apparatus, molecular weight, elemental composition.*

ВВЕДЕНИЕ. В Казахстане вопрос поиска путей уменьшения дефицита битума, учитывая относительно низкую густоту железных дорог и слабую обеспеченность водными судоходными путями – приобретает особенно важное значение. Поэтому именно нефтебитуминозные породы (НБП), содержащие в своем составе природный органический материал– тот самый источник сырья, который может обеспечить резкое сокращение влияния дефицита промышленного битума на темпы дорожного строительства.

Для расширения сырьевой базы органических вяжущих материалов большой интерес представляют природные битумы, содержащиеся в нефтебитуминозных породах месторождений Казахстана. Возможность использования и технология применения битумсодержащих пород в дорожном строительстве зависит от качества и количества содержащихся в них битума. Выявление особенностей природных вяжущих нефтебитуминозных пород позволяет определить целесообразность применения пород в естественном состоянии или использовать их в качестве сырья для производства дорожных битумов.

Следует отметить, что казахстанские киры по сравнению с битуминозными породами других месторождений СНГ характеризуются групповым расположением, более высоким содержанием битума, большими запасами и однородностью состава. Подтверждением этого являются месторождения нефтебитуминозных пород Западного Казахстана, где только в Жылыойском районе Атырауской области сосредоточены более 20 месторождений НБП, которые представлены на *рисунке 1*.

Из приведенных месторождений НБП (*рисунок 1*) изучены такие месторождения как: Кольжан, Акший, Бакачи, Аралтобе [1], Мунайлы – Мола, Иманкара [2-6], Канжига [7], Сатыпалды [8], Алимбай [9], Койкара [10].

В представленной работе приводятся результаты исследования состава нефтебитуминозных пород месторождения Есекжал Юго-Западный, расположенного в Жылыойском районе Атырауской области.

Месторождение нефтебитуминозных пород Есекжал Юго-Западный (первоначальное название Каскырбулак) находится в Жылыойском районе Атырауской области в 72 км к востоку от г. Кульсары и в 6 – 8 км к юго-западу от месторождения Есекжал.

Структура изучаемого месторождения двукрылая: юго-западное – приподнятое и северо-восточное – опущенное, крылья разделены грабеном, сложенным с поверхности карбонатными породами верхнего мела и глинами палеогена. В присводовой части юго-западного крыла залегают нерасчлененные альб-сеноманские отложения, северо-восточное крыло сложено туран-сенонскими образованиями.

В пределах купола вблизи картировочных скважин В-366, В-411, В-347, В-435 и В-312 на поверхности отмечены натеки битума, местами встречался песчаник, насы-

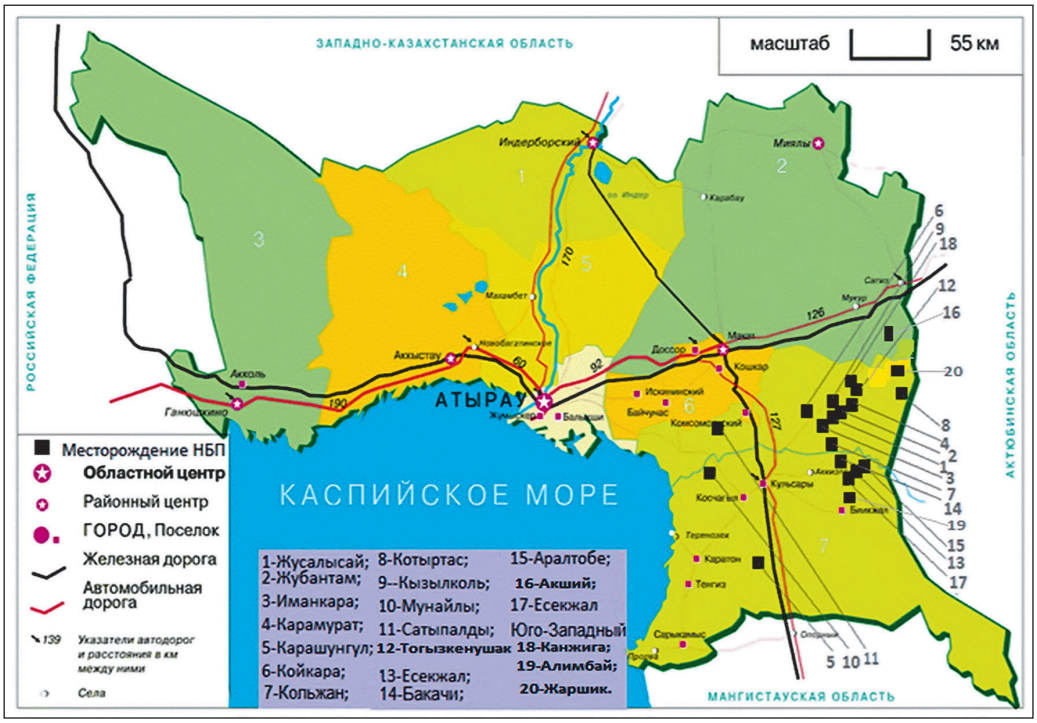


Рисунок 1 – **Карта месторождений НБП Жылыойского района Атырауской области**

щенный густой тяжелой нефтью. Битумопроявления выявлены также при бурении картировочных скважин в отложениях альба и верхнего мела на глубинах 9 – 40 м, за исключением скважины В-435, где глубина залегания составляет 6 – 32 м [11].

Целью данной работы являлось изучение органических составляющих нефтебитуминозной породы месторождения Есекжал Юго-Западный в зависимости от глубины залегания нефтебитуминозной породы и установление области применения природного битума в зависимости от качества и объема выхода природного вяжущего.

МАТЕРИАЛЫ И МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ. Для исследования были взяты пробы нефтебитуминозной породы изскважины № 102 различной глубины залегания. Комплекс лабораторных исследований включал подготовку проб сушкой, дроблением, извлечение природного битума из нефтебитуминозной породы растворителями в аппарате Сокслета смесью: этиловый спирт (ректификат), бензол в соотношении 1:3, разделение природного битума погрупповому составу с использованием видоизмененного метода Гольде [12] и по методике [13] методами селективного и экстракционного разделения с использованием сорбентов.

Полученное количество органических веществ составляет сумму первичной экстракции спиртобензольной смеси и вторичной экстракции минеральной части хлороформом, т.к. органическое вещество неэкстрагируется полностью из нефтебитуминозной породы. Это связано сплотной упаковкой минеральной части и высокомолекулярных веществ, содержащих в своем составе карбены и карбоиды,

которые не растворяются в спиртобензольной смеси и для их выделения необходима вторичная экстракция минеральной части хлороформом.

Метод выделения асфальтенов. Асфальтены выделяли из нефтей и битума по видоизмененному «горячему» методу Гольде. Навеску исходного материала растворяли в 40-кратном объеме петролейного эфира (температура кипения 40 – 70 °С). Раствор выдерживали в темном месте в течение 24 часов при комнатной температуре, а затем в течение часа при 50 °С.

Отмывку асфальтенов и смол проводили в аппарате Сокслета петролейным эфиром в токе аргона. По окончании экстракции мальтенов, асфальтены извлекались из аппарата Сокслета хлороформной экстракцией, проводившейся до обесцвечивания растворителя в экстракторе. После отгона хлороформа асфальтены сушили до постоянного веса при 40 – 50 °С в вакууме.

Адсорбционно-хроматографическое разделение природного битума месторождения Есекжал Юго-Западный по групповому составу. Навеска битума 1 г растворяли в 4 мл бензола, к полученному раствору добавляли 100 мл эталонного изооктана (20-кратное разбавление), смесь тщательно перемешивали и оставляли в темном месте на 24 часа. Указанное время является достаточным для полной коагуляции асфальтенов и выпадения их в осадок. Изооктан был выбран нами в качестве осадителя из-за удобства работы с ним.

В отличие от осадителей с низкой температурой кипения таких как: пентан, гептан, петролейный эфир (выкипающих до 40° С или до 55° С), изооктан с температурой кипения 90° С обладает значительно меньшей испаряемостью, что является определенным преимуществом при работе с ним. Осаждающая же способность его не уступает осаждающей способности гексена-1. Оставшаяся смесь переносится на двойной фильтр и промывается горячим изооктаном до практически бесцветного фильтра, представляющего собой асфальтены не содержащие примесей смол и масел, затем сушится от растворителя в термостате при 105° С в течение 2,5 часов, после чего взвешивается. Фильтрат, который является раствором масел и смол, концентрируется путем отгона растворителя почти досуха.

Разделение масляно-смолистых компонентов битума осуществлялось при помощи жидкостной адсорбционной хроматографии в двухступенчатой, цилиндрической колонке с нисходящим потоком растворителя, с использованием в качестве сорбента активированного силикагеля. Навеска, представляющая собой освобожденные от растворителя мальтены, растворялась в минимальном количестве изооктана (5-10 мл), концентрированный раствор осторожно заливали в верхнюю часть, заполненную адсорбентом, и, оставляли в таком виде на 15-20 минут до полной адсорбции мальтенов на сорбенте. После этого начинали заливать элюенты.

В качестве десорбентов фракций использовались следующие растворители: 100 мл – изооктана, 100 мл – 10%-го по объему раствора бензола в изооктане (10%-ная смесь), 100 мл – 20%-го по объему раствора бензола в изооктане (20%-ная смесь), 50 мл – 30%-го по объему раствора бензола в изооктане (30%-ная смесь), 100 мл – бензола.

Затем применяли смесь бензола и спирта в соотношении 1:1, количество данной смеси определялось полным вымыванием спиртобензольных смол и, наконец, применялся этиловый спирт, который адсорбируется сильнее всех компонентов анализируемой смеси.

Отбор фракций осуществлялся при постоянной скорости потока 2 мл/мин, равномерными порциями по 20 мл. Полученные фракции концентрировались путем отгона растворителя, термостатировались 2,5 часа при 105° С, после чего взвешивались и строились хроматограммы. Вес фракций откладывается по оси ординат, а объем по оси абцисс. Расшифровка хроматограмм производилась с учетом коэффициента преломления и цвета люминесцентного свечения.

РЕЗУЛЬТАТЫ. Установлены следующие граничные величины коэфициентов преломления при 20° С, по которым различают соединения разной структуры: до 1,49 – парафинонафтеновые углеводороды, 1,49 – 1,53 – моноциклические, 1,53 – 1,59 бициклические ароматические и выше 1,59 – полициклические ароматические углеводороды; если определение коэффициента преломления невозможно, соединение относят к смолам. Результаты исследования проб представлены в *таблице 1*.

Таблица 1 – **Характеристики природного битума скважины № 102 месторождения Есекжал Юго-Западный**

№	Показания	Пробы из скважины № 102 в зависимости от глубины залегания			
1	Глубина залегания, м	1 – 5,3	7,2 – 12,5	14 – 20,9	22,7 – 28,3
2	Кислотное число мг КОН на г битума	20,15	18,6	15,7	11,3
3	Выход органического вещества, среднее значение, % масс.	4,6	7,8	12,4	17,2
4	Молекулярная масса, а.е.м.	543	530	521	504
5	Температура размягчения по методу кольца и шара (КиШ), °С	29,1	27,0	24,5	21,7
6	Групповой углеводородный состав, % масс.:				
а	парафино-нафтеновые	44,2	48,2	53,4	57,2
б	моноциклоароматические	11,7	9,3	10,0	9,8
в	бициклоароматические	6,8	7,3	5,7	4,2
г	полициклоароматические	4,5	2,8	1,9	0,8
д	смолы бензольные	8,8	9,1	7,6	4,9
е	смолы спиртобензольные	19,9	20,4	18,7	20,8
ж	Асфальтены	4,1	2,9	2,7	2,3
7	Элементный состав, % масс.:				
а	углерод	83,1	82,4	81,3	82,7
б	водород	10,2	10,6	11,0	9,2
в	сера	2,4	3,3	4,5	3,0
г	азот+кислород	4,3	3,7	3,2	5,1

Из данных таблицы следует, что выход органической части исследуемого месторождения колеблется в пределах от 4,6 до 17,2% масс. В связи с увеличением глубины залегания нефтебитуминозных пород наблюдается уменьшение молекулярной массы от 543 до 504 а.е.м. В элементном составе природного битума исследуемого месторождения содержание углерода изменяется в пределах от 81,3 до 83,1% масс., при этом четкой закономерности зависимости содержания углерода от глубины залегания не установлено. Аналогичная картина наблюдается и по содержанию водорода (от 9,2 до 11,0% масс.). Содержание серы от 2,4 до 4,5% масс. Суммарное содержание азота и кислорода колеблется от 3,2 до 5,1% масс.

Битумы имеют высокую кислотность. В частности, на глубине залегания 1 – 5,3 м кислотность составляет 20,1 мг КОН/г. С увеличением глубины залегания нефтебитуминозной породы кислотность битума снижается с 20,1 до 11,3 мг КОН/г, а молекулярная масса битума уменьшается с 543 до 504 а.е.м.

На *рисунке 2* в диаграммном оформлении представлены результаты адсорбционно-хроматографического фракционирования природного битума месторождения Есекжал Юго-Западный по групповому составу.

Если рассматривать групповой углеводородный состав изучаемого природного битума из различной глубины залегания НБП, то наблюдается преобладающее содержание парафино-нафтеновых углеводородов (44,2 – 57,2% масс.) и спирто-бензольных смол (18,7 – 20,8% масс.) при низком содержании моноциклоароматических (11,7 – 9,8% масс.), бициклоароматических (6,8 – 4,2% масс.), полициклоароматических (4,5 – 0,8% масс.) углеводородов, бензольных смол (4,9 – 8,8% масс.) и асфальтенов (2,3 – 4,1% масс.).

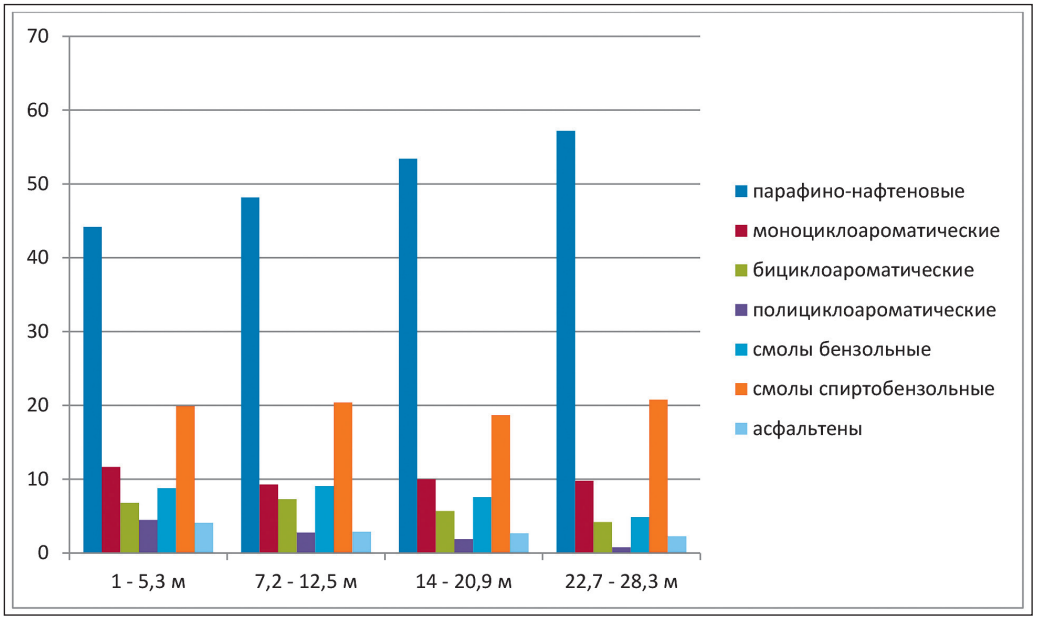


Рисунок 2 – **Изменение группового углеводородного состава природного битума в зависимости от глубины залегания НБП**

По исследуемым образцам НБП скважины №102 наблюдается снижение температуры размягчения органической части с 29,1 до 21,7° С с увеличением глубины залегания породы (от 1 – 5,3 до 22,7 – 28,3 м). Более высокую температуру размягчения и более твердую консистенцию органической составляющей верхних слоев породы можно объяснить в следующей интерпретации: вероятно, под влиянием более интенсивного действия тепла, солнечной радиации, кислорода воздуха, влаги, наличия природных катализаторов и других действий довольно глубоко прошли не только процессы окислительной полигидроконденсации и окисления, но и процессы деструкции и разрушения первоначальной структуры высокомолекулярных углеводородов, что привело к снижению молекулярной массы мальтеновой фракции НБП, которая наиболее сильно подверглась изменению, а прошедшие в мальтенах в дальнейшем реакции окислительной полидегидроконденсации, циклизации гетероароматических структур мальтеновой части киров, а также процессы декарбоксилирования и дегидратации привели к образованию высокомолекулярной части мальтенов, асфальтенов и карбенов.

Выделенные органические фракции НБП в зависимости от глубины залегания породы (1 – 5,3 м; 7,2 – 12,5 м; 14 – 20,9 м; 22,7 – 28,3 м) имеют различную температуру размягчения природного битума: 29,1° С, 27,0° С, 24,5° С и 21,7° С. Из всех выделенных органических фракций НБП самой эффективной оказалась фракция с температурой размягчения 29,1° С. Работа продолжается. Следующим этапом исследования является применение природного битумного материала в технологии разработки тех или иных марок битума: изоляционных, кровельных, дорожных или битумных эмульсий и др. Оставшаяся после выделения органической фракцииминеральная часть может найти применение в качестве наполнителя при производстве асфальтобетона, либо в качестве материала для основания дорожного покрытия.

ВЫВОДЫ. Таким образом, благоприятные геолого-технические и экономические параметры: небольшие глубины залегания, высокое содержание природного битума (17,2%) в нефтебитуминозной породе, незначительная степень его измененности, большая плотность запасов, сравнительно невысокие предстоящие текущие издержки – выдвигают нефтебитуминозные породы месторождения Есекжал Юго – Западный в число приоритетных объектов для изучения, освоения и использования.

ЛИТЕРАТУРА

1 Надиров Н.К., Мусаев Г.А., Ромашов Г.В. Исследование состава и свойств нефтебитуминозных пород Казахстана // Нефтехимия. – 1991. –Т. 31. – № 6. – С. 781-785. [Nadirov N.K., Musaev G.A., Romashov G.V. Issledovanie sostava i svojstv neftebituminoznyh porod Kazahstana // Neftekhimiya. – 1991. –T. 31. – № 6. – S. 781-785.]

2 Розенталь Д.А., Березников А.В., Федосова В.А. Изучение химического состава органической части киров с применением метода интегрального структурного анализа // Нефтебитуминозные породы. Алма - Ата: Наука, 1982. – С. 94 – 98. [Rozental' D.A., Bereznikov A.V., Fedosova V.A. Izuchenie himicheskogo sostava organicheskoj chasti kirov s primeneniem metoda integral'nogo strukturnogo analiza // Neftebituminoznye porody. Alma - Ata: Nauka, 1982. – S. 94 – 98.]

3 Гуцалюк В.Г., Сдобнов Е.И., Байтуова А.Д., Надиров Н.К., Рафиков С.Р. Исследование органической части месторождений Мунайлы-Мола и Иман-Кара. – Алма-Ата:

Наука, 1982. – С. 101-106. [Gucalyuk V.G., Sdobnov E.I., Bajtuova A.D., Nadirov N.K., Rafikov S.R. Issledovanie organicheskoj chasti mestorozhdenij Munajly-Mola i Iman-Kara. – Alma-Ata: Nauka, 1982. – S. 101-106.]

4 Айгистова С.Х., Садыков А.Н., Харламов В.А., Нигматуллина Р.Ш. Нефтебитуминозные породы. – Алма-Ата: Наука, 1982. – С. 106-109. [Ajgistova S.H., Sadykov A.N., Harlamov V.A., Nigmatullina R.SH. Neftebituminoznye porody. – Alma-Ata: Nauka, 1982. – S. 106-109]

5 Бекбулатов Ш.Х., Елкин В.Н., Стрельникова В.Я. и др. Проблемы переработки тяжелых нефтей. – Алма-Ата, 1980. – С. 159-184. [Bekbulatov SH.H., Elkin V.N., Strel'nikova V.YA. i dr. Problemy pererabotki tyazhelyh neftej. – Alma-Ata, 1980. – C. 159-184.]

6 Соколова А.Г., Мусаев Г.А., Горенштейн Р.Г., Дюсенгалиев К.И. Парамагнитные свойства природных битумов и нефтей Западного Казахстана // Горючие сланцы. – 1993. – Т. 10. – № 3-3. – С. 147-157. [Sokolova A.G., Musaev G.A., Gorenshtejn R.G., Dyusengaliev K.I. Paramagnitnye svojstva prirodnyh bitumov i neftej Zapadnogo Kazahstana // Goryuchie slancy. – 1993. – T. 10. – № 3-3. – S. 147-157.]

7 Ishmukhamedova N. K. Road bitumens with the modifield additives // Science and technology. – 2011. – V. 6. – P. 76-78.

8 Ишмухамедова Н.К. Изучение органической фракции нефтебитуминозной породы месторождения Сатыпалды // Нефтепереработка и нефтехимия. – 2016. – № 11. – С. 22-24. [Ishmuhamedova N.K. Izuchenie organicheskoj frakcii neftebituminoznoj porody mestorozhdeniya Satypaldy // Neftepererabotka i neftekhimiya. – 2016. – № 11. – S. 22-24.]

9 Ишмухамедова Н. К., Каримов О.Х. Состав нефтебитуминозных пород месторождения Алимбай Республики Казахстан // Нефтегазовое дело. – 2017. – № 5. – С. 6 – 19. [Ishmuhamedova N. K., Karimov O.H. Sostav neftebituminoznyh porod mestorozhdeniya Alimbaj Respubliki Kazahstan // Neftegazovoe delo. – 2017. – № 5. – S. 6 – 19.]

10 Ишмухамедова Н.К. Изучение компонентного состава нефтебитуминозной породы месторождения Койкара // Нефть и газ. – 2021. – № 4 (124). – С. 80-90. [Ishmuhamedova N.K. Izuchenie komponentnogo sostava neftebituminoznoj porody mestorozhdeniya Kojkara // Neft' i gaz. – 2021. – № 4 (124). – S. 80-90.]

11 Надиров Н.К. Высоковязкие нефти и природные битумы. – Т. 5. – Алматы: «Ғылым», 2001. – 336 с. [Nadirov N.K. Vysokovyazkie nefti i prirodnye bitumy. – T. 5. – Almaty: «Ғylym», 2001. – 336 s.]

12 Ахметова Р.С., Глазман Е.П. Определение группового состава битумов / Труды БашНИИНП. – Вып.8 «Высокосернистые нефти и проблемы их переработки». – Москва, 1968. – С. 187. [Ahmetova R.S., Glazman E.P. Opredelenie gruppovogo sostava bitumov / Trudy BashNIINP. – Vyp.8 «Vysokosernistye nefti i problemy ih pererabotki». – Moskva, 1968. – S. 187.]

13 Мусаев Г.А. Комплексное исследование физико-химических свойств асфальтенов из нефтей и природного битума Казахстана: автореф. канд. дис….М.: МИНГ им. Губкина,1983. 168 с.[Musaev G.A. Kompleksnoe issledovanie fiziko-himicheskih svojstv asfal'tenov iz neftej i prirodnogo bituma Kazahstana: avtoref. kand. dis….M.: MING im. Gubkina,1983. 168 s.]

УДК 66.018.83:54.384.2; https://doi.org/10.37878/2708-0080/2022-2.05

https://orcid.org/0000-0002-2693-8123
https://orcid.org/0000-0001-9442-213X
https://orcid.org/0000-0003-3323-8245
https://orcid.org/0000-0003-3496
https://orcid.org/0000-0002-6466-6317

АНТИКОРРОЗИОННЫЕ ПОКРЫТИЯ НА ОСНОВЕ ВТОРИЧНОГО ПОЛИПРОПИЛЕНА И НАПОЛНИТЕЛЕЙ

А.Ш. КЫДЫРАЛИЕВА, докторант кафедры «Нефтепереработка и нефтехимия», *Aigul.ukgu@mail.ru*

О.К. БЕЙСЕНБАЕВ, доктор техн. наук, профессор кафедры «Нефтепереработка и нефтехимия», *oral-kb@mail.ru*

К.С. НАДИРОВ, доктор хим. наук, профессор кафедры «Нефтегазовое дело», *nadirovkazim@mail.ru*

А.Б. ИСА, докторант кафедры «Нефтепереработка и нефтехимия», *isa.aziza@mail.ru*
Ж.К. АРТЫКОВА, докторант кафедры «Нефтепереработка и нефтехимия», *articova@mail.ru*

ЮЖНО-КАЗАХСТАНСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ ИМ. М. АУЭЗОВА,
Республика Казахстан, 160012, г. Шымкент, пр-т Тауке Хана, 5

В статье рассмотрены вопросы получения антикоррозионных составов для защиты от коррозии нефтепроводов. Целью данного исследования является разработка эффективных составов антикоррозионных покрытий на основе вторичного полипропилена, хлопкового соапстока, растительного наполнителя – гузапая; минерального наполнителя волластонита и монтмориллонита.

Предложен предполагаемый процесс химического взаимодействия исходных соединений при рецептурной модификации соапстока, в экструдере. Авторами получен новый композит следующего состава (масс. %: растительный наполнитель – гузапая – 35; минеральный наполнитель – волластонит: ММТ (1:1) – 5; сэвилен – 8; соапсток – 30; ППвт – остальное). Композиционный состав имеет высокие эксплуатационные показатели по следующим позициям: разрушающее напряжение при изгибе возросло на 15-17%; предел прочности при срезе увеличился на 10-12%; предел прочности при разрыве вырос на 6-8%; твердость по вдавливанию под заданной нагрузкой шарика возросла на 15-20%; ударная вязкость увеличилась на 15-17%; усадка при литье снизилась на 30-35%. Полученный

композиционный состав на основе полиэтилена вторичного, соапстока, растительного наполнителя – гузапаи, сэвилена, а также минерального наполнителя монтмориллонита и волластанита можно считать эффективным покрытием при использовании его для защиты от коррозии магистрального нефтепровода.

Данный состав композита подобран на основе доступных и относительно недорогих компонентов, полипропилена вторичного, растительного и минерального наполнителей.

***КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА:** нефть; коррозия; трубопровод; наполнители; соапсток; полипропилен; волластонит; покрытия; состав.*

ЕКІНШІЛІК ПОЛИПРОПИЛЕН ЖӘНЕ ТОЛТЫРҒЫШТАР НЕГІЗІНДЕГІ КОРРОЗИЯҒА ҚАРСЫ ЖАБЫНДАР

А.Ш. КЫДЫРАЛИЕВА, «Мұнай өңдеу және мұнай химиясы» кафедрасының докторанты, *Aigul.ukgu@mail.ru*
О.К. БЕЙСЕНБАЕВ, техника ғылымдарының докторы «Мұнай өңдеу және мұнай химиясы» кафедрасының профессоры, *oral-kb@mail.ru*
К.С. НАДИРОВ, химия ғылымдарының докторы,«Мұнайгаз ісі» кафедрасының профессоры, *nadirovkazim@mail.ru*
А.Б. ИСА, «Мұнай өңдеу және мұнай химиясы» кафедрасының докторанты, *isa.aziza@mail.ru*
Ж.К. АРТЫКОВА, «Мұнай өңдеу және мұнай химиясы» кафедрасының докторанты, *articova@mail.ru*

М.ӘУЕЗОВ АТЫНДАҒЫ ОҢТҮСТІК ҚАЗАҚСТАН УНИВЕРСИТЕТІ,
Қазақстан Республикасы, 160012, Шымкент қ., Тәуке хан даңғылы, 5

Мақалада мұнай құбырларын коррозиядан қорғау үшін коррозияға қарсы композициялық құрам алу мәселелері қарастырылған. Бұл зерттеудің мақсаты екіншілік полипропилен (ППекіншілік), мақта соапсток, гузапай, волластонит және монтмориллонит (ММТ) минералды толтырғышы негізінде коррозияға қарсы жабындардың тиімді құрамдарын әзірлеу болып табылады.

Экструдерде соапстоктың рецепт бойынша модификациясы кезінде бастапқы қосылыстардың химиялық өзара әрекеттесуінің болжамды процесі ұсынылған. Авторлар келесі құрамдағы (массасы %: гузапай – 35; минералды толтырғыш – волластонит: ММТ (1:1) – 5; сэвилен – 8; соапсток – 30; қалғаны -ППекіншілік) жаңа композит алды. Композициялық құрам келесі позициялар бойынша: иілу кезіндегі деструктивті кернеу 15-17% - ға өсті; кесу кезіндегі беріктік шегі 10-12% - ға өсті; сыну беріктігі 6-8% - ға өсті; шардың берілген жүктемесі бойынша шегіну қаттылығы 15-20% - ға өсті; соққы тұтқырлығы 15-17% - ға өсті; шөгуі 30-35% төмендеп жоғары өнімділікке ие болды. Екіншілік полиэтилен, соапсток, гузапай, сэвилен, сондай-ақ монтмориллонит және минералды толтырғыш-волластанит негізінде алынған композициялық құрамды магистральдық мұнай құбырының коррозиясынан қорғау үшін қолдануға тиімді жабын деп санауға болады. Композиттің бұл құрамы: екіншілік полипропилен, өсімдік және минералды толтырғыштар-қол жетімді және салыстырмалы түрде арзан компоненттер негізінде таңдалды.

***ТҮЙІН СӨЗДЕР:** мұнай; коррозия; құбыр; толтырғыштар; соапсток; полипропилен; волластанит; жабындар; қосынды.*

ANTI-CORROSION COATINGS BASED ON RECYCLED POLYPROPYLENE AND FILLERS

A.SH. KYDYRALIEVA, doctoral student of the department of «Petro processing and petro chemistry», *Aigul.ukgu@mail.ru*
O.K. BEISENBAEV, Doctor of technical sciences, professor of «Oil refining and petrochemistry» department, *oral-kb@mail.ru*

K.S. NADIROV, Doctor of chemistry Sciences, professor of «Oil and gas business» department, *nadirovkazim@mail.ru*
A.B. ISSA, doctoral student of the department of «Petro processing and petro chemistry», *isa.aziza@mail.ru*
ZH.K. ARTYKOVA, doctoral student of the department of «Petroprocessing and petrochemistry», *articova@mail.ru*

M. AUEZOV SOUTH KAZAKHSTAN UNIVERSITY,
5, Tauke Khan Avenue, Shymkent, 160012, Republic of Kazakhstan

The article deals with the issues of obtaining anti-corrosion compositions for corrosion protection of oil pipelines. The purpose of this study was to develop effective compositions of anti-corrosion coatings based on recycled polypropylene (PPrc), cotton soap stock, vegetable filler - guzapay; mineral filler wollastonite and montmorillonite (MMT). The proposed process of chemical interaction of the initial compounds in the prescription modification of the soap stock, in the extruder. The authors obtained a new composite of the following composition (wt. %: vegetable filler - guzapaya - 35; mineral filler - wollastonite: MMT (1: 1) - 5; sevilen - 8; soap stock - 30; PPrc - the rest. The composite composition has high performance indicators on the following positions: breaking stress in bending increased by 15-17%; shear strength increased by 10-12%; tensile strength increased by 6-8%; indentation hardness under a given load of the ball increased by 15-20% impact strength increased by 15-17%, shrinkage during casting decreased by 30-35%. It to protect against corrosion of the main oil pipeline. This composition of the composite is selected on the basis of available and relatively inexpensive components, polyethylene rich, vegetable and mineral fillers.

KEY WORDS: *oil; corrosion; pipeline; fillers; soapstock; polypropylene; wollastanite; coatings; compound.*

ВЕДЕНИЕ. Для противокоррозионной защиты магистральных и промысловых нефтепроводов используются самые разнообразные изоляционные материалы и защитные покрытия заводского и трассового нанесения. Изоляционные покрытия должны обеспечивать эффективную защиту трубопроводов от коррозии на максимально возможный срок их эксплуатации (не менее 40-50 лет – для магистральных трубопроводов и не менее 10-15 лет – для промысловых трубопроводов) [1].

Наряду с заводскими покрытиями на основе экструдированного полиэтилена все чаще для антикоррозионной защиты трубопроводов стали применяться полипропиленовые покрытия. В настоящее время в Европе на долю заводских полипропиленовых покрытий приходится до 7–10% от объема производства труб с полиэтиленовым покрытием. Основные преимущества полипропиленовых покрытий связаны с их повышенной теплостойкостью (могут применяться при температурах транспортируемых продуктов до 110–140 °С), высокой механической прочностью, стойкостью к продавливанию, прорезанию и абразивному износу. Данный тип покрытия рекомендуется применять при строительстве подводных переходов, на участках «закрытой» прокладки (проколы под автомобильными и железными дорогами, прокладка труб методом «микротоннелирования», наклонно-направленного бурения), при сооружении морских, шельфовых нефтепроводов, а также в качестве противокоррозионного покрытия «горячих» участков трубопроводов [2].

Наличие экстремальных климатических условий обусловливает сложности, возникающие при строительстве и эксплуатации трубопроводов для транспорти-

ровки нефти и газа [3], а также необходимость проведения значительных объемов работ по капитальному ремонту трубопроводов.

Защитные покрытия трубопроводов должны обладать высокой диэлектрической сплошностью, низкой влаго-кислородопроницаемостью, хорошими механическими характеристиками (стойкостью к продавливанию, ударной прочностью), высокой и стабильной во времени адгезией к стали, стойкостью к катодному отслаиванию, устойчивостью к ультрафиолетовому и тепловому старению. Покрытия должны быть технологичными при нанесении и иметь широкий температурный диапазон применения. Современный рынок предлагает широкий выбор покрытий для защиты стальных магистральных нефтепроводов от коррозии. К таким покрытиям относятся эпоксидные, полиуретановые, полиэтиленовые, полипропиленовые и ряд других [4]. Выбор покрытия при строительстве магистральных трубопроводов определяется необходимостью обеспечения гарантированного срока службы и зависит от диаметра труб, температуры транспортируемого продукта, климатических условий эксплуатации, специфики строительных работ (способа укладки труб), технологических параметров нанесения (производительностью оборудования и т. д.) и ряда других факторов [5,6]. При этом очевидно, что качественная антикоррозионная защита позволяет существенно снизить риски и аварийность при прокладке и эксплуатации трубопроводов.

Следует отметить, что производства большинства антикоррозионных составов для покрытия нефтепроводов базируются на импортном сырье. Следовательно, проблема эффективной переработки вторичных ресурсов с получением конкурентоспособной продукции является актуальной для всех индустриально развитых стран.

В данной работе проблемы получения новых материалов для антикоррозионной защиты нефтепромыслового оборудования и утилизации отходов решаются комплексно за счет использования вторичного полипропилена, побочного продукта масложирового производства – хлопкового соапстока, а также различных минеральных и растительных наполнителей.

У казахстанских ученых имеется определенный опыт выполнения аналогичных работ. Ранее такие исследования выполнялись с применением госсиполовой смолы и различных наполнителей, а также полиэтилена низкой плотности для получения композиционных материалов [7,8].

Исходя из того, что основными критериями при создании защитных материалов являются технологичность, долговечность, экономичность, безвредность для человека и окружающей среды, были сформулированы цель и задачи исследования, направленные на разработку составов для покрытий антикоррозионного назначения.

Целью данного исследования является разработка эффективных составов антикоррозионных покрытий на основе вторичного полипропилена (ППвт), хлопкового соапстока, растительного наполнителя – гузапая; минерального наполнителя волластонита и монтмориллонита (ММТ).

МАТЕРИАЛЫ И МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ. Определение технологических свойств композиционных материалов и их эксплуатационных характеристик проводилось по стандартным методикам для покрытий (теплостойкость, вязкость, водопоглощение, гибкость, адгезия, химическая стойкость). Атмосферная стой-

кость покрытий в естественных условиях оценивалась на специальном стенде в лабораторных условиях при воздействии УФ-облучения, переменных температур (от - 25°С до + 60°С) и влажности.

В исследованиях для модифицирования свойств покрытий были использованы модифицирующие добавки, которые позволили изменить их структуру и свойства и повысить эксплуатационные характеристики. Это полимерные материалы, которые при определенных концентрациях, распределяясь в основном составе, образуют самостоятельную дисперсную фазу или связывают дисперсионную среду полимерным каркасом, способны пластифицировать или структурировать композицию.

В работе в качестве полимера использовали вторичный полипропилен, а также соапсток, который содержит значительное количество компонентов, обеспечивающих также композиту пластичность, вязкость и сцепляемость с металлической основой (адгезию). Из минеральных наполнителей – волластонит (природный силикат кальция с химической формулой $Ca_3(Si_3O_9)$, а также монтмориллонит (наноглина) – глинистый минерал, относящийся к подклассу слоистых силикатов, основной компонент бентонита [9,10]. Из растительных наполнителей использовалась гузапая, которая получается из высохших стеблей хлопчатника [7].

Физические свойства монтмориллонита приведены в *таблице 1*.

Таблица 1 – **Физические свойства монтмориллонитов**

Показатель	Характеристика
Цвет минерала	белый, белый с сероватым оттенком, бледно-розовый, желтый, красный, зеленый
Прозрачность	полупрозрачный
Блеск	тусклый, матовый
Спайность	весьма совершенная по {001}
Твердость (шкала Мооса)	1 - 2
Излом	неровный
Плотность (измеренная)	2 - 3 г/см^3

В качестве наполнителя полипропилена вторичного был использован монтмориллонит (ММТ), выделенный из бентонитовой глины Дарбазинского месторождения, средний химический состав которой приведен в *таблице 2*.

РЕЗУЛЬТАТЫ. Анализ химического состава бентонитовой глины (*таблица 2*) по месторождению Дарбаза показывает достаточно высокое содержание глинистых частиц и большую однородность сырья с достаточным количеством газообразующих веществ [11,12].

Основным породообразующим минералом бентонитовых глин является ММТ (60–65%), второстепенными – гидрослюды, каолинит, также замечены редкие зерна пирита. Из вредных примесей, ухудшающих стабильность глинистых растворов, на месторождении Дарбаза были обнаружены гипс, фрагментарно отмеченный в узкой (0,2 – 0,3 м) зоне гипергенеза глин, непосредственно выходящих на дневную поверхность. Выделенный образец ММТ обладает способностью к сильному набуханию благодаря своему строению и имеет ярко выраженные сорбционные свойства.

Таблица 2 – **Средний химический состав и предельные содержания окислов бентонитовой глины по месторождению Дарбаза**

Компоненты	Содержание,%		
	начальное	исходное	среднее
Na_2O	0,22	0,40	0,31
MgO	0,31	1,25	0,62
Al_2O_3	14,16	17,20	16,10
SiO_2	50,62	54,89	52,80
P_2O_5	0,01	0,08	0,04
K_2O	1,46	1,71	1,52
CaO	2,25	5,26	4,92
TiO_2	0,20	0,41	0,33
FeO	1,99	2,77	2,66
Fe_2O_3	4,98	6,16	5,90
п.п.п.	13,45	18,80	14,92
SO_3(общ.)	0,04	0,33	0,20

Для модифицирования глины обычно используют различные поверхностно-активные вещества (ПАВ), которые предварительно адсорбируют на поверхности глины. В работах авторов [13,14] впервые изучены особенности органомодификации базальных поверхностей Ca- и Na-форм монтмориллонита акрилатом и метакрилатомгуанидина, а в работе [15] приведены результаты исследования термических характеристик монтмориллонита, модифицированного акрилатом и метакрилатомгуанидина и новых органоглин для получения полимерных нанокомпозитов с регулируемыми свойствами. В качестве компатибилизатора был использован сополимер этилена с винилацетатом (сэвилен 11104-030), который представляет собой высокомолекулярное соединение, относящееся к полиолефинам. Это современный материал, отличающийся уникальной совместимостью с различными веществами (адгезией).

Рецептурная модификация антикоррозионного состава преследовала следующие цели: улучшение технологических свойств (снижение вязкости расплава, температуры плавления и нанесения), уменьшение усадки при охлаждении, повышение защитных (антикоррозионных) свойств, механической прочности, твердости, теплостойкости.

ОБСУЖДЕНИЕ. Установлено, что даже при отсутствии взаимной растворимости компонентов можно получить микрогетерогенную смесь с большой теплостойкостью и когезионной прочностью и с меньшей объемной усадкой при охлаждении расплава. При создании полимерных композиций, особенно многокомпонентных, анализ термодинамического смешивания и химической или физической совместимости – это наиболее профессиональный и правильный подход, позволяющий добиться самых высоких показателей композиции и исключить лишние затраты при проведении экспериментов. Исходя из этих предположений, были использо-

ваны следующие компоненты: хлопковый соапсток, как основной компонент; вторичный полипропилен для усиления тепло- и морозоустойчивости, эластичности, сопротивляемости усталостным нагрузкам, повышения долговечности; сэвилен, как эластичная усиливающая добавка – компатибилизатор; порошкообразные растительные и минеральные наполнители (гузапая, монтмориллонит и волластонит).

В качестве исходных соединений для получения антикоррозионной композиции брали следующий состав, масс.%: растительный наполнитель – гузапая – 30; минеральный наполнитель – волластонит: ММТ (1:1) – 10; сэвилен – 6; соапсток – 30; ППвт – остальное.

Полимерную композицию получали смешением в расплаве в лабораторном настольном многофункциональном двухшнековом экструдере UR-TC с модульными шнеками и модульным цилиндром, принцип работы которого полностью соответствует технологическому процессу на производственной линии. Весь комплекс оборудования включает в себя экструдер с дозаторами, охлаждающую ванну и грануллятор. В двухшнековом экструдере эффективно осуществляются процессы сдвига, вальцевания и перетирания материала; принудительное перемешивание обусловливает незначительное налипание материала на шнеки, при этом исключается застой материала. Поэтому в двухшнековых экструзионных машинах могут быть совмещены операции смешения, пластификации, а по необходимости, то и окрашивания композиционной массы.

Для определения качества внешнего полиэтиленового покрытия использовали методы, рекомендованные ТУ 1390-003-11928001-01 «Трубы стальные с наружным антикоррозионным покрытием».

Идентификация образцов рецептурной модификации гудрона проводилась с помощью ИК-спектроскопии на приборе ИК-Фурье-спектрометр Shimadzu IR Prestige-21 в интервале волновых чисел 4000–500 см$^{-1}$, с приставкой нарушенного полного внутреннего отражения Miracle фирмы PikeTechnologies. Полученный расплав продукта после сушки помещали между стеклами кюветы в виде тонкого слоя (~0,035÷0,038 мм) и снимали спектры в указанном диапазоне.

На *рисунках 1* и *2* представлены ИК – спектры исходного соапстока в толуоле, а также полученного композитного состава, по выше приведенной методике.

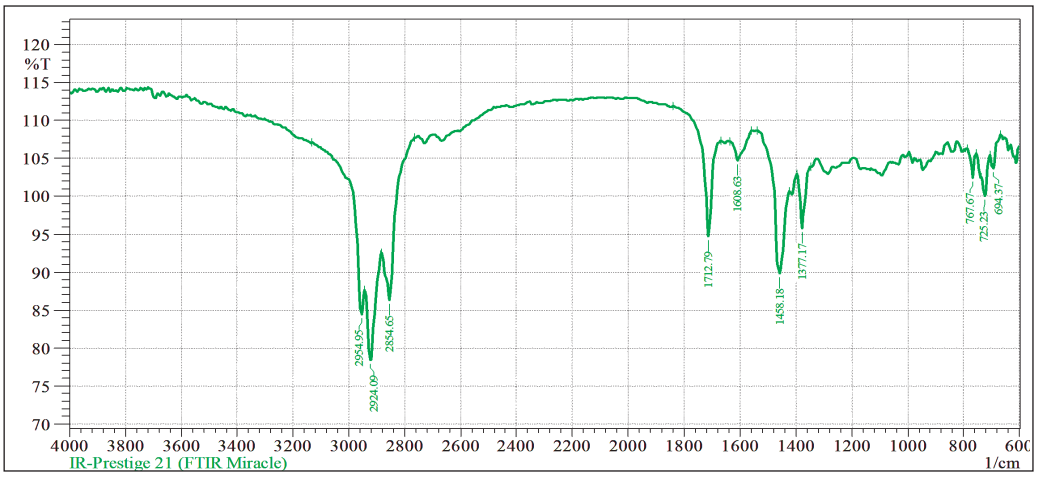


Рисунок 1 – **ИК-спектры хлопкового соапстока в толуоле**

В инфракрасных спектрах хлопкового соапстока (*рисунок 1*) наблюдаются интенсивные полосы поглощения в интервале частот 2800–3000 см$^{-1}$, которые можно отнести к валентным (ν) колебаниям С-Н связи в группе CH^3(2954 см$^{-1}$) и – CH^2 – групп (2924 и 2854 см$^{-1}$). Необходимо отметить, что спектры, указывающее на наличие этих групп присутствуют, главным образом, в молекулах госсипола и его производных, а также свободных жирных кислот.

Дополнительные пики в спектре, которые проявляются в области 1300 см$^{-1}$ и 1240 см$^{-1}$ можно связать с гидроксильными группами, а также с альдегидными группами (если они сохранились при температуре дистилляции 200–250 °С) молекул госсипола и его производных, которые в окисленном виде содержатся в исходном соапстоке.

В ИК-спектре полученного при температуре 120°С композиционного состава (*рисунок 2*), деформационным (δ) колебаниям С–Н связей соответствуют полосы поглощения с максимумами при 1415 см$^{-1}$ ($\delta_{ассим.}$ CH_3) и 1465 см$^{-1}$ ($\delta_{ассим.}$ CH_2), а также 1377 см$^{-1}$ ($\delta_{симм.}$ CH_3 и CH_2). Сильный пик в области 1725–1705 см$^{-1}$, носится к жирной кислоте, у которой двойная связь находится не в α и β положениях, значительно уменьшается в образце продукта синтеза. Снижение интенсивности поглощения в области полос 1300–2000 см$^{-1}$, принадлежит нафталиновым ядрам госсипола и его производным, а также другим ароматическим соединениям. Эти данные свидетельствуют о частичной конверсии исходных соединений в данной смеси.

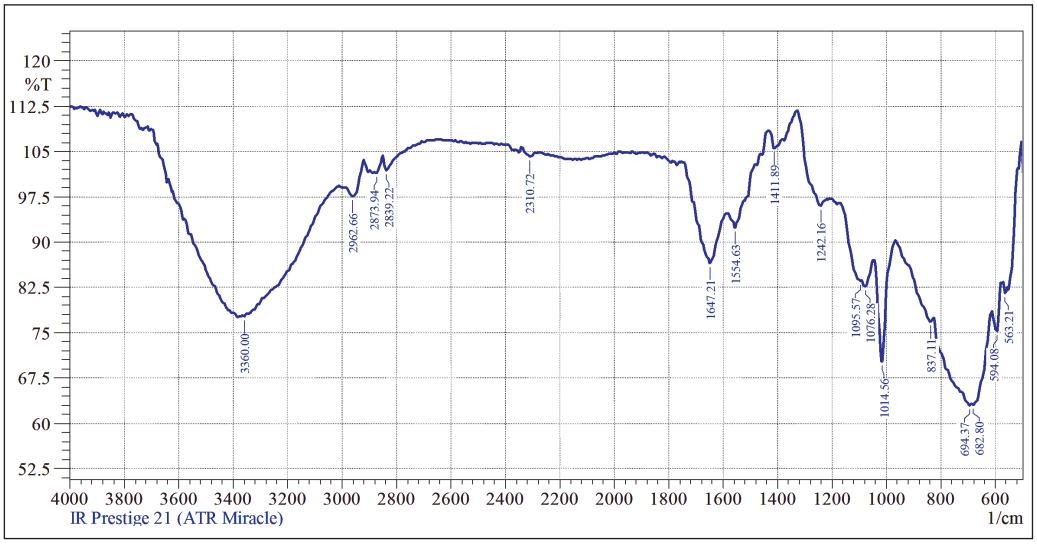
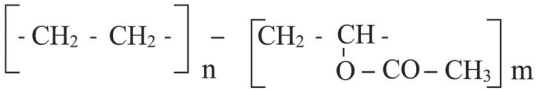


Рисунок 2 **– ИК – спектры композиционного состава в толуоле**

При рецептурной модификации смеси с добавлением соапстока, по нашему мнению, происходят следующие химические процессы. Исходя из условий протекания процесса получения композиции, а также данных спектрометрического анализа в составе антикоррозионного покрытияобразуется комплекс на основе госсипола, его производных, и ненасыщенных жирных кислот. На основании сказанного молекулы исходных соединений взаимодействуют с сэвиленом, который играет роль компатибилизатора.



Из шести гидроксильных групп, которые содержатся в молекуле госсипола, две из них в положении 7, 7' придают ей слабокислые свойства. Это объясняется тем, что в ней свободная пара электронов кислорода взаимодействует с π-электронами нафталинового ядра, сдвигаясь в сторону последнего. В результате атом кислорода, поскольку его отрицательный заряд уменьшается, а положительный вследствие этого несколько увеличивается, сильнее притягивает к себе электрон от атома водорода из гидроксильной группы, вследствие чего облегчается отщепление водорода в виде протона, т.е. диссоциация [16].

Исходя из изложенного, реакция конденсации госсипола с сэвиленом (сополимер этилена с винилацетатом) зависит, главным образом, от содержания в составе сэвилена винилацетата (10–30 вес. %). С повышением содержания винилацетата кристалличность, разрушающее напряжение при растяжении, твердость, теплостойкость уменьшаются, в то время как плотность, эластичность, прозрачность, адгезия увеличиваются.

Учитывая, что наиболее активные гидроксильные группы госсипола в положении 1, 1 и 6,6' находятся в связанном состоянии с углеродом альдегидной группы, предполагается, что фенольные гидроксильные группы теряют атом водорода при углеродном атоме 7,7' при высокой температуре, при этом сэвилен реагирует с молекулой госсипола концевыми группами – CH2- по месту альдегидных групп в положении 8,8'с образованием конечного продукта.

На основе полученных данных были проведены работы по исследованию влияния растительных и минеральных наполнителей на теплофизические свойства полипропиленовой матрицы.

Для изучения процессов, связанных с физическими изменениями, пленочные образцы были получены методом термического прессования с быстрым охлаждением. При быстром охлаждении преимущественно образуются мелкие кристаллиты. В связи с этим, после первого плавления в материалах при медленном охлаждении образовались более крупные и совершенные кристаллиты, температура плавления которых выше, чем у мелких кристаллитов. Данные приведенные в *таблице 3* свидетельствуют о том, что используемые наполнители оказывают определенное влияние на процесс кристаллизации.

Вводимые наполнители выступают в качестве зародышей кристаллизации, поэтому степень кристалличности материалов с наполнителями выше, чем у чистого полимера, при этом наблюдается прямо пропорциональная зависимость между концентрацией наполнителя и измеряемым параметром.

При увеличении концентрации растительных наполнителей выше 40 масс. % установленные зависимости сохраняются, однако пластичность полученного материала и его прочность значительно снижаются.

Установлено, что степень кристалличности наполненных композитов различна, что обусловлено различной степенью дисперсности растительных наполнителей. При введении в состав композиции сэвилена степень кристалличности повышается,

Таблица 3 – **Влияние концентрации наполнителей, стабилизатора и компатибилизатора на степень кристалличности композитов первого плавления**

Вид испытуемого образца	Состав композиции			χ, %
	Содержание компонента, масс.%			
	наполнитель		сэвилен	
	растительный	минеральный		
ППвт	-		-	26,5
ППвт + гузапая+ ММТ	20	10	-	26,9
	30	8	-	28,7
	40	5	-	29,9
ППвт + гузапая+ волластонит	20	10	-	27,8
	30	8	-	29,5
	40	5	-	30,7
ППвт + гузапая+ волластонит	20	10	-	27,9
	30	8	-	29,0
	40	5	-	30,7
ППвт + гузапая+ ММТ	35	8	4	30,7
			8	33,1
			10	20,4

а температура плавления снижается, причем наблюдается симбатная зависимость этих изменений от концентрации сэвилена, однако при увеличении концентрации сэвилена выше 8 масс. % наблюдается обратно пропорциональная зависимость и качество готового материала, вне зависимости от вида наполнителя ухудшается по механическим показателям. На степень кристалличности не оказывает влияние природа и концентрация минерального наполнителя, однако при повышении концентрации волластонита, ММТ выше 10 масс. % процесс кристаллизации меняет свой характер, что дает несопоставимые результаты. Введение в состав смеси соапстока, за счет жирных кислот незначительно повышается температура плавления и степень кристалличности, причем только до содержания их до 4–5 масс.%, затем происходит резкий скачок в характере изменения исследуемых параметров.

Влагопоглощение пленочных образцов определяли как отношение массы сухого образца к массе образца на воздухе в стандартных условиях. Наличие гидрофильных растительных и минеральных наполнителей в композитах приводит к повышению их влаго- и водопоглощения по сравнению с исходным материалом.

Была исследована адгезия для систем типа «ППвт-СЭВА-наполнители-соапсток» в разных сочетаниях и вариациях. Полученные данные свидетельствуют о повышении адгезии при увеличении концентрации СЭВА до 15%. Увеличение концентрации растительного наполнителя также повышает адгезию, но только до содержания наполнителя в 30–35%. Из минеральных наполнителей повышение адгезии вызывает как волластонит в концентрации 5–9 масс. %, так и ММТ в концентрации 5 масс. %. Добавка соапстока дополнительно повышает адгезию на 10–15%. Как было показано выше, изменение количества наполнителей, компатибилизатора и стабилизатора (соапсток) приводит к изменению характера ме-

жмолекулярных взаимодействий. В исследованных системах наблюдаются зоны внутренней пластификации, связанные с изменением объема узлов структурной решетки, и внешней пластификации, непосредственно связанной с увеличением расстояния между узлами (*таблица 4*).

Таблица 4 – **Влияние состава композиции на величину адгезии к стали**

Вид испытуемого образца	Состав композиции				Адгезия, Н/м^2
	Содержание компонента, масс.%				
	Наполнитель		Сэвилен	Соапсток	
	раст.	мин.			
ППвт	-		-	-	1428
ППвт	-	-	2	-	1495
			4	-	1547
			8	-	1788
			12	-	1876
			15	-	2032
ППвт + гузапая	10	-	8	-	1810
	20			-	1894
	30			-	1904
	40			-	1900
	50			-	1677
	35			5	1909
				10	1934
				15	1940
				25	2014
				30	2051
ППвт + гузапая+ волластонит	35	5	8	30	1950
		7			2242
		9			2136
ППвт + гузапая+ ММТ		4			2212
		5			2228

Для оценки влияния наполнителей, компатибилизатора и соапстока на физико-механические свойства ППвт были исследованы следующие характеристики: прочность при растяжении, МПа, относительное удлинение при разрыве, %, модуль упругости, МПа, твердость по Шору (шкала D), ударная вязкость по Изоду (Ар), для тех составов, которые обеспечили при вышеприведенных исследованиях наилучшие показатели.

В *таблицах 5* и *6* приведены некоторые характеристики для пленочных полученных образцов (прочность при растяжении, относительное удлинение при разрыве и модуль упругости). Известно, что механические свойства полипропилена вторичного улучшаются с повышением молекулярной массы и степени кристалличности.

Таблица 5 – **Прочность при растяжении, относительное удлинение при разрыве и модуль упругости пленочных образцов композиции**

Вид испытуемого образца	Состав композиции				Прочность при растяжении, МПа	Относительное удлинение при разрыве, %	Модуль упругости, МПа
	Содержание компонента, масс.%						
	Наполнитель		Сэвилен	Соапсток			
	раст.	мин.					
ППвт	-		-	-	12,0	457,0	81
ППвт	-		8	-	25,9	657,8	390,9
ППвт + гузапая	35		-	-	10,7	337,5	141,5
			8	-	25,5	404,8	243,7
			8	15	26,6	445,4	294,9
ППвт + гузапая	35		-	-	11,5	318,4	162,6
			8	20	19,3	398,7	267,9
			8	25	24,2	427,9	299,1
ППвт + гузапая+ ММТ	35	2	8	30	26,9	454,4	294,9
		4			28,3	450,5	290,3
		5			29,8	470,1	296,6

Вторичный полипропилен в виде тонких пленок обладает большей гибкостью и некоторой прозрачностью, а в виде листов приобретает более выраженную жесткость и становится менее прозрачным.

Таблица 6 – **Характеристика физико-механических свойств различных вариантов композитов**

Свойства	Исследуемый вариант			
	1*	2	3	4
Плотность, г/см^3	0,900	0,85	0,86	0,89
Температура плавления, °С	103	107,6	108,5	106,4
Разрушающее напряжение при изгибе, Па	$117 \cdot 10^5$	$199 \cdot 10^5$	$197 \cdot 10^5$	$197 \cdot 10^5$
Предел прочности при срезе, Па	$166 \cdot 10^5$	$176 \cdot 10^5$	$185 \cdot 10^5$	$195 \cdot 10^5$
Предел прочности при разрыве, не менее Па	113	121	119	115
Твердость по вдавливанию под заданной нагрузкой шарика, Па	$1,6\text{-}2,2 \cdot 10^5$	$2,4 \cdot 10^5$	$2,4 \cdot 10^5$	$2,5 \cdot 10^5$
Ударная вязкость*, кДж/м^2	3,4	4,0	4,1	4,0
Водопоглощение за 30 суток, %	0,02	0,025	0,030	0,025
Усадка при литье, %	1,0	1,8	1,3	1,5

Примечание – * 1 – ППвт, 2 – композит состава, масс. %: растительный наполнитель – гузапая – 35; минеральный наполнитель – ММТ: волластонит (1:1) – 7; сэвилен – 6; соапсток – 20; ППвт – остальное, 3 – композит состава, масс. %: растительный наполнитель – гузапая - 25; минеральный наполнитель ММТ : волластонит(1:1) – 9; сэвилен – 8; соапсток – 25; ППвт – остальное, 4 – композит состава, масс. %: растительный наполнитель – гузапая – 35; минеральный наполнитель – ММТ: волластонит(1:1) – 5; сэвилен – 10; соапсток – 30,0; ППвт – остальное.

Из полученных данных видно, что эластичность новых материалов, содержащих только ППвт и наполнители, незначительно снизилась по сравнению с ППвт в связи с возникшей гетерофазностью системы. Также происходит некоторое снижение прочности материалов относительно полипропилена вторичного. Введение сэвилена в состав композиции приводит к повышению прочности при растяжении и увеличения величины относительного удлинения.

Введение в состав композиции соапстока повышает прочность при растяжении, модуль упругости и относительное удлинение при разрыве. В сравнении с чистым полипропиленом, во вторичном все композиционные материалы имеют значительно больший модуль упругости, поскольку наполнитель в композите является эффективным нуклеатором кристаллизации и одновременно оказывает армирующее действие. Увеличение модуля упругости в композиции связано также с образованием адгезионной связи между полимерной матрицей и наполнителем. Подобная связь снижает сегментальную подвижность макромолекул, что затрудняет переход макромолекул при нагрузке из одной конформации в другую. Волластонит оказывает положительное влияние на все характеристики композиционного материала, повышая их значение на 19–20%.

На примере композиционных материалов на основе полиолефинов исследовано влияние содержания жестких частиц на изменение основных механических параметров композитов, влияние размера частиц наполнителя на деформационное поведение композиционных материалов, влияние формы частиц наполнителя на механические свойства композитов.

ВЫВОДЫ. Полученные результаты свидетельствуют о том, что по сравнению с исходным ППвт получен новый композит следующего состава (масс. %: растительный наполнитель – гузапая – 35; минеральный наполнитель – волластонит: ММТ (1:1) – 5 – 8; соапсток – 30; ППвт – остальное. Композиционный состав имеет высокие эксплуатационные показатели по следующим позициям: разрушающее напряжение при изгибе возросло на 15–17%; предел прочности при срезе увеличился на 10–12%; предел прочности при разрыве вырос на 6–8%; твердость по вдавливанию под заданной нагрузкой шарика возросла на 15–20%; ударная вязкость увеличилась на 15–17%; усадка при литье снизилась на 30–35%. Ухудшение показателей наблюдается только по водопоглощению, которое увеличивается на 5,0–6,0%, однако, это не вызывает ухудшения свойств покрытия в целом.

Полученный композиционный состав можно считать эффективным покрытием для защиты от коррозии нефтепровода. Необходимо отметить, что данный состав композита подобран на основе доступных и относительно недорогих компонентов: полиэтилена вторичного, растительных и минеральных наполнителей.

ЛИТЕРАТУРА

1 Куандыков Т.С. Развитие инновационных процессов в нефтегазовом комплексе Казахстана: автореф. ... канд. экон. наук: 08.00.05. – Алматы: Казахский экономический университет им. Т. Рыскулова, 2010. – 31 с. [Kuandykov T.S. Razvitiye innovatsionnykh protsessov v neftegazovom komplekse Kazakhstana: avtoref. ... kand. ekon. nauk: 08.00.05. – Almaty: Kazakhskiy ekonomicheskiy universitet im. T. Ryskulova, 2010. – 31 s.]

2 Низьев Г. О противокоррозионной защите магистральных и промысловых трубопроводов современными полимерными покрытиями. Интернет-ресурс: https://www.ooomzm.ru/articles/59/

3 Гиззатуллин Р.Р. Усовершенствование методов защиты магистральных трубопроводов от коррозии в трассовых условиях на основе разработанных новых изоляционных материалов: автореф. дис. докт. техн. наук. Уфа, 2004. 4 с. [Gizzatullin R.R. Usovershenstvovaniye metodov zashchity magistral'nykh truboprovodov ot korrozii v trassovykh usloviyakh na osnove razrabotannykh novykh izolyatsionnykh materialov: avtoref. dis. dokt. tekhn. nauk. Ufa, 2004. 4 s.]

4 Низьев С.Г. О противокоррозийной защите магистральных и промысловых трубопроводов современными полимерными покрытиями // Территория «Нефтегаз». – 2009. – № 10. – С. 34–43. [Niz'yev S.G. O protivokorroziynoy zashchite magistral'nykh i promyslovykh truboprovodov sovremennymi polimernymi pokrytiyami // Territoriya «Neftegaz». – 2009. – № 10. – S. 34–43.]

5 Сазонов А.П., Петрусенко Е.В., Латышев А.В. Аттестация полиэтиленовых композиций при производстве труб с заводским покрытием для ОАО «Газпром» // Коррозия «Территории «Нефтегаз». – 2014. – № 1. – С. 52–54. [Sazonov A.P., Petrusenko E.V., Latyshev A.V. Attestaciya polietilenovyh kompozicij pri proizvodstve trub s zavodskim pokrytiem dlya OAO «Gazprom» // Korroziya «Territorii «Neftegaz». – 2014. – № 1. – S. 52–54.]

6 Мустафин Ф.М. Защита трубопровода от коррозии. – СПб.: Недра, 2005. – Т.1. – 617 с. [Mustafin F.M. Zashchita truboprovoda ot korrozii. – SPb.: Nedra, 2005. – T.1. – 617 s.]

7 Сакыбаев Б.А., Надиров К.С., Бимбетова Г.Ж., Жантасов М.К., Надиров Р.К., Орынбасаров А.К., Джусенов А.У. Исследование совместимости госсипола и госсиполовой смолы с различными полимерами // Вестник ЕНУ им. Л.Н.Гумилева. – 2016. – №2. – С. 251- 256. [Sakybaev B.A., Nadirov K.S., Bimbetova G.ZH., ZHantasov M.K., Nadirov R.K., Orynbasarov A.K., Dzhusenov A.U. Issledovanie sovmestimosti gossipola i gossipolovoj smoly s razlichnymi polimerami // Vestnik ENU im. L.N.Gumileva. – 2016. – №2. – S. 251- 256.]

8 Nadirov K.S., Zhantasov M. K., Yessentayeva A. A., Bimbetova G. Zh., Sakibayeva S. A., Sadyrbayeva A.S., Issayeva R. A., Shingisbayeva Z. A., Orynbasarov A. K., Sarsenbayev Kh. A. Polymeric coatings based on ldpe and taurit - preparation, structure and mechanical properties // Chemical Industry & Chemical Engineering Quarterly. – 2019. – Vol. 25. – No 4. –P. 395−402.

9 Паффенгольц К.Н. Геологический словарь. – М.: Недра, 1978. –485 с.

10 Коробщикова Т.С. Повышение прочностных характеристик полимерных композиционных материалов модификацией волластонитом: автореф.…канд. техн. наук: 05.16.09. – Барнаул: Алтайский государственный технический университет им. И.И. Ползунова, 2012. – 15 с. [Korobshchikova T.S. Povyshenie prochnostnyh harakteristik polimernyh kompozicionnyh materialov modifikaciej vollastonitom: avtoref.…kand. tekhn. nauk: 05.16.09. – Barnaul: Altajskij gosudarstvennyj tekhnicheskij universitet im. I.I. Polzunova, 2012. – 15 s.]

11 Курбаниязов С.Т., Абдимуталип Н.А. Бентонитовые глины Ибата и использование их в производстве керамзита // Вестник КазНИТУ. – 2012. – №1(89). – С. 27–31. [Kurbaniyazov S.T., Abdimutalip N.A. Bentonitovyye gliny Ibata i ispol'zovaniye ikh v proizvodstve keramzita // Vestnik KazNITU. – 2012. – №1(89). – S. 27–31.]

12 Хаширова С.Ю., Бесланеева З.Л., Мусов И.В., Мусаев Ю.И., Микитаев А.К. Спектральное исследование взаимодействия акрилата и метакрилатагуанидина с монтмориллонитом // Фундаментальные исследования. – 2011. – №8 – С. 202–206. [Hashirova S.YU., Beslaneeva Z.L., Musov I.V., Musaev YU.I., Mikitaev A.K. Spektral'noe issledovanie vzaimodejstviya akrilata i metakrilataguanidina s montmorillonitom // Fundamental'nye issledovaniya. – 2011. – №8 – S. 202-206.]

13 Каменщиков Ф.А., Черных Н.А. Борьба сульфатвосстанавливающими бактериями на нефтяных месторождениях. – М.: Ижевск, НИЦ РХД, ИКИ, 2007. – 412 с. [Kamenshchikov F.A., CHernyh N.A. Bor'ba sul'fatvosstanavlivayushchimi bakteriyami na neftyanyh mestorozhdeniyah. – M.: Izhevsk, NIC RHD, IKI, 2007. – 412 s.]

14 Исмайлов Ф.С., Курбанов М.М. Проблемы коррозии гидротехнических сооружений, нефтепромыслового оборудования и трубопроводов на суше и на море // Коррозия ТНГ – 2011. С. 14–16. [Ismajlov F.S., Kurbanov M.M. Problemy korrozii gidrotekhnicheskih sooruzhenij, neftepromyslovogo oborudovaniya i truboprovodov na sushe i na more // Korroziya TNG – 2011. S. 14–16.]

15 Жанситов А.А., Лигидов М. Х., Пахомов С. И., Султыгова З. Х., Хаширова С.Ю., Цурова А.Т. Исследование термических характеристик монтмориллонита, модифицированного акрилатом и метакрилатомгуанидина // Химия и химическая технология. Известия Вузов. – 2014. – Т.57, №4. – С. 49-51. [Zhansitov A.A., Ligidov M. H., Pahomov S. I., Sultygova Z. H., Hashirova S.YU., Curova A.T. Issledovanie termicheskih harakteristik montmorillonita, modificirovannogo akrilatom i metakrilatomguanidina // Himiya i himicheskaya tekhnologiya. Izvestiya Vuzov. – 2014. – T.57, №4. – S. 49–51.]

16 Надиров К.С., Сакибаева С.А., Бимбетова Г.Ж. Поверхностно-активные вещества на основе госсиполовой смолы и их использование. Шымкент: Алем, 2013. – 188 с. [Nadirov K.S., Sakibaeva S.A., Bimbetova G.ZH. Poverhnostno-aktivnye veshchestva na osnove gossipolovoj smoly i ih ispol'zovanie. SHymkent: Alem, 2013. – 188 s.]

УДК543 572; https://doi.org/10.37878/2708-0080/2022-2.06
https://orcid.org/0000-0003-2719-7045
https://orcid.org/0000-0002-9572-9712
https://orcid.org/0000-0003-1480-2592
https://orcid.org/0000-0002-7133-808X
https://orcid.org/0000-0001-9107-4547

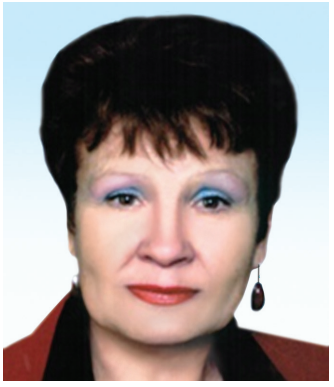
ТЕРМИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ ПРОДУКТОВ ОКИСЛЕНИЯ АКТИВИРОВАННОГО СПЛАВА АЛЮМИНИЯ RAU-85 В РАЗЛИЧНЫХ ОКИСЛИТЕЛЬНЫХ СРЕДАХ

Р.Г. САРМУРЗИНА[1],
доктор химических наук, профессор, председатель совета Ассоциации производителей и потребителей нефтегазохимической продукции,
sarmurzina_r@mail.ru

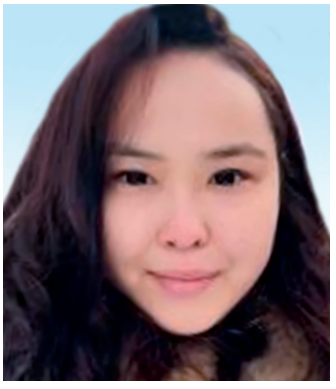
Г.И. БОЙКО[2],
доктор химических наук, профессор кафедры «Химической и биохимической инженерии»,
g.boiko@satbayev.university

У.С. КАРАБАЛИН[3],
доктор технических наук, профессор, заместитель председателя правления Ассоциации «KAZENERGY»,
reception@kazenergy.com

Д.А. ТИЕСОВ[4],
председателя правления по переработке и маркетингу нефти, АО НК «КазМунайГаз»,
press@kmg.kz



Н.П. ЛЮБЧЕНКО[2],
кандидат химических наук, в.н.с. кафедры «Химической и биохимической инженерии»,
amtek@bk.ru



Н.С. ДЕМЕУБАЕВА[2],
докторант кафедры «Химической и биохимической инженерии»,
nurikamald@gmail.com

[1]ОЮЛ «АССОЦИАЦИИ ПРОИЗВОДИТЕЛЕЙ И ПОТРЕБИТЕЛЕЙ НЕФТЕГАЗОХИМИЧЕСКОЙ ПРОДУКЦИИ»,
Республика Казахстан, 010000, г. Нур-Султан, ул. Е 10, 17/10

[2]НАО «КАЗАХСКИЙ НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ ИМ. К.И.САТПАЕВА»,
Республика Казахстан, 050043, г. Алматы, ул. Сатпаева 22

[3]«KAZENERGY»,
Республика Казахстан, 010000, г. Нур-султан, пр. Кабанбай батыра 19, блок А

[4]ОЮЛ «КАЗАХСТАНСКАЯ АССОЦИАЦИЯ ОРГАНИЗАЦИЙ НЕФТЕГАЗОВОГО И ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО КОМПЛЕКСА АО НК «КАЗМУНАЙГАЗ»,
Республика Казахстан, 010000, г. Нур-Султан, ул. Д. Кунаева, 8

Методами дифференциального термического и термогравиметрического анализа определен состав термически активной части исследуемых многокомпонентных проб продуктов взаимодействия активированного сплава алюминия с различными окислителями и выявлено термическое поведение их в условиях динамического подъема температуры. Термический анализ осуществлялся в воздушной среде, в диапазоне температур от 20 до1000°С .Режим нагрева печи – линейный (dT/dt = 10 $\frac{град}{мин}$ эталонное вещество – прокаленный Al_2O_3.

В качестве окислителей использованы вода, 3%-ный водный раствор перекиси водорода, 5%-ный водный раствор серной кислоты.

Установление вещественного состава активной части порошковых проб проводилось по морфологиям термических кривых и численных значений интенсивностей эндо – и экзотермических эффектов с использованием сопряженных с ними термогравиметрических показаний TG – линий. Серия эндо- и экзотермических эффектов выявленных при разложении испытываемых образцов дали возможность проследить за очередностью этапа термических деструкций их и количественно определить состав летучих компонентов. Установлен ряд особенностей разложения образцов в зависимости от их состава и весовых соотношений термически активных компонентов пробы.

Полученные данные по термическому анализу продуктов окисления активированного сплава РАУ-85 в различных окислительных средах, могут быть успешно применены для разработки технологии очистки призабойной зоны скважины от асфальтосмолопарафиновых отложений, основанные на термогазохимическом взаимодействии активированного сплава алюминия и пластовой водой в результате, которого образуется большое количество теплоты и парогазовой смеси.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: *активированный сплав алюминия, оксиды, гидроксиды, гидросульфаты, термические превращения.*

БЕЛСЕНДЕНГЕН РАУ-85 АЛЮМИНИЯЛЫҚ ҚҰПЫРМАСЫНЫҢ ТҮРЛІ ТОТЫҚТАЙТЫН ОРТАЛАРДАҒЫ ТОТЫҚТЫРУ ӨНІМДЕРІНІҢ ЖЫЛДЫҚ ТАЛДАУ

Р.Г. САРМУРЗИНА[1], химия ғылымдарының докторы, профессор, Мұнай-химия өнімдерін өндірушілер мен тұтынушылар қауымдастығы кеңесінің төрағасы, *sarmurzina_r@mail.ru*
Г.И. БОЙКО[2], химия ғылымдарының докторы, «Химиялық және биохимиялық инженерия» кафедрасының профессоры, *g.boiko@satbayev.university*
У.С. КАРАБАЛИН[3], техника ғылымдарының докторы, профессор, «KAZENERGY» қауымдастығының басқарма төрағасының орынбасары», *reception@kazenergy.com*
Д.А. ТИЕСОВ[4], ҰК«ҚазМұнайГаз» басқарма төрағасының мұнай өңдеу және маркетинг жөніндегі орынбасары, *press@kmg.kz*

Н.П. ЛЮБЧЕНКО[2], химия ғылымдарының кандидаты, «Химиялық және биохимиялық инженерия» кафедрасының жетекші ғылыми қызметкері, *amtek@bk.ru*
Н.С. ДЕМЕУБАЕВА[2], «Химия және биохимиялық инженерия» кафедрасының магистранты, *nurikamald@gmail.com*

[1]ТБ «МҰНАЙ-ГАЗ-ХИМИЯ ӨНІМДЕРІН ӨНДІРУШІЛЕР МЕН ТҰТЫНУШЫЛАР ҚАУЫМДАСТЫҒЫ»,
Қазақстан Республикасы,010000, Нұр-Султан қ., Е 10 к-сі 17/10

[2]КЕАҚ «Қ.И. СӘТБАЕВ АТЫНДАҒЫ ҚАЗАҚ ҰЛТТЫҚ ТЕХНИКАЛЫҚ ЗЕРТТЕУ УНИВЕРСИТЕТІ»,
Қазақстан Республикасы, 050013, Алматы қ., Сәтпаев к-сі 22

[3]ЗТБ «KAZENERGY" ҚАЗАҚСТАН МҰНАЙ-ГАЗ ЖӘНЕ ЭНЕРГЕТИКА КЕШЕНІ ҰЙЫМДАРЫНЫҢ АССОЦИАЦИЯСЫ»,
Қазақстан Республикасы, 010000, Нұр-Султан қ., Қабанбай батыр д-лі 19,А блок

[4]АҚ «ҚАЗМҰНАЙГАЗ» ҰЛТТЫҚ КОМПАНИЯСЫ»
Қазақстан Республикасы, 010000, Нұр-Султан қ., Д.Қонаев к-сі 8.

Дифференциалды термиялық және термогравиметриялық талдау әдістерін қолдана отырып, белсендірілген алюминий қорытпасының әртүрлі тотықтырғыштармен әрекеттесу өнімдерінің зерттелетін көпкомпонентті үлгілерінің термиялық белсенді бөлігінің құрамы анықталды және олардың жылулық әрекеті анықталған жағдайда анықталды. динамикалық температураның көтерілуі. Термиялық талдау ауада, 20-дан 1000°С-қа дейінгі температура диапазонында жүргізілді. Пешті қыздыру режимі сызықты (dT/dt = 10), анықтамалық зат күйдірілген Al_2O_3. Тотықтырғыш ретінде су, сутегі асқын тотығының 3% сулы ерітіндісі және күкірт қышқылының 5% сулы ерітіндісі пайдаланылды. Ұнтақ үлгілерінің белсенді бөлігінің материалдық құрамын анықтау термиялық қисықтардың морфологиясына және олармен байланысты TG сызықтарының термогравиметриялық көрсеткіштерін пайдалана отырып, эндо- және экзотермиялық әсерлердің қарқындылығының сандық мәндеріне сәйкес жүзеге асырылды. Сынақ үлгілерінің ыдырауы кезінде анықталған бірқатар эндо- және экзотермиялық әсерлер олардың термиялық жойылу кезеңінің ретін сақтауға және ұшпа компоненттердің құрамын сандық анықтауға мүмкіндік берді. Үлгі ыдырауының бірқатар ерекшеліктері олардың құрамына және үлгінің термобелсенді компоненттерінің салмақтық қатынасына байланысты белгіленді.

РАУ-85 активтендірілген қорытпасының тотығу өнімдерін әртүрлі тотықтырғыш орталарда термиялық талдаудан алынған мәліметтерді ұңғыма түбінің аймағын асфальттан, шайырлы және парафинді шөгінділерден тазарту технологиясын әзірлеу үшін сәтті қолдануға болады. активтендірілген алюминий қорытпасының және қабат суының газ-химиялық әрекеттесуі, нәтижесінде көп мөлшерде жылу пайда болады және бугаз қоспасы.

ТҮЙІН СӨЗДЕР: *активтендірілген алюминий қорытпасы, оксидтер, гидроксидтер, гидросульфаттар, термиялық өзгерістер.*

THERMAL ANALYSIS OF OXIDATION PRODUCTS OF ACTIVATED RAU-85 ALUMINUM ALLOY IN VARIOUS OXIDIZING ENVIRONMENTS

R.G. SARMURZINA[1], doctor of chemical sciences, professor, Chairman of CLP, *sarmurzina_r@mail.ru*
G.I. BOIKO[2], doctor of chemical sciences, professor of "Chemical and biochemical engineering" department, *g.boiko@satbayev.university*
U.S. KARABALIN[3], doctor of technical sciences, professor, deputy chairman «KAZENERGY» Association, *reception@kazenergy.com*

D.A. TIESOV[4], deputy chairman of the board for oil refining and marketing of NC KazMunayGas, *press@kmg.kz*
N.P. LYUBCHENKO[2], candidate of chemical sciences, leading researcher of the department of "Chemical and biochemical engineering", *amtek@bk.ru*
N.S. DEMEUBAYEVA[2], master of "Chemical and biochemical engineering" department, *assem.merekenova@gmail.com*

[1]ALE «ASSOCIATIONS OF PRODUCERS AND CONSUMERS OF PETROCHEMICAL PRODUCTS»,
17/10, E 10, st., Nur-Sultan, 010000, Republic of Kazakhstan

[2]NJSC «K.I. SATPAEV KAZAKH NATIONAL RESEARCH TECHNICAL UNIVERSITY»,
22 Satpaev st., Almaty, 050043, Republic of Kazakhstan

[3]ALE «KAZAKHSTAN ASSOCIATION OF ORGANIZATIONS OF THE OIL AND GAS AND ENERGY COMPLEX «KAZENERGY»,
19, Kabanbai Batyr Ave., Block A., Nur-Sultan, 010000, Republic of Kazakhstan

[4]JSC NC "KAZMUNAYGAS"
8, Kunaev, st., Nur-Sultan, 010000, Republic of Kazakhstan

By methods of differential thermal and thermogravimetric analysis, the composition of the thermally active part of the studied multicomponent samples of the products of the interaction of the activated aluminum alloy with various oxidizers was determined, and their thermal behavior was revealed under conditions of dynamic temperature rise. Thermal analysis was carried out in air environment, in the temperature range from 20 to 1000°C. The heating mode of the furnace was linear (dT/dt = 10 grad/min), the reference substance was calcined Al_2O_3.

Water, 3% aqueous solution of hydrogen peroxide, 5% aqueous solution of sulfuric acid were used as oxidizing agents.

Establishment of the material composition of the active part of powder samples was carried out according to the morphologies of thermal curves and numerical values of the intensities of endo- and exothermic effects using the thermogravimetric readings of TG-lines associated with them. A series of endo- and exothermic effects revealed during the decomposition of the test samples made it possible to follow the order of the stage of their thermal destruction and quantitatively determine the composition of volatile components. A number of features of sample decomposition were established depending on their composition and weight ratios of thermally active sample components.

The obtained data on the thermal analysis of the oxidation products of the activated alloy RAU-85 in various oxidizing environments can be successfully applied to develop a technology for cleaning the bottomhole zone of the well from asphalt resin paraffin deposits, based on the thermal gas-chemical interaction of the activated aluminum alloy and formation water, which results in the formation of a large amount of heat and vapor-gas mixture.

***KEY WORDS**: activated aluminum alloy, oxides, hydroxides, hydrosulfates, thermal transformations.*

ВВЕДЕНИЕ. Гидроксиды и оксиды алюминия, привлекают к себе внимание большого числа исследователей благодаря их широкому практическому использованию [1-4]. Существуют весьма противоречивые точки зрения относительно образования различных форм оксидов алюминия при дегидратации гидроксидов алюминия. Следует отметить, что система оксид алюминия – вода метастабильная система, свойства которой сильно зависят от условий получения и генеза образцов, а вопрос получения гидроксидов из сплавов на основе алюминия изучен слабо. В монографии Чукина Г.Д. [1] детально изложена возможность це-

ленаправленного управления синтезом оксидов алюминия и механизмы фазовых переходов в системе:

$$Al(OH)_3 \rightarrow AlO(OH) \rightarrow \gamma\ Al_2O_{3низкотем.} \rightarrow Al_2O_{3высокотем} \rightarrow \alpha\text{-}Al_2O_3$$

На основании проведенного обзора работ, Чукиным Г.Д. предложена концепция о существовании единой алюмокислородной системы. Отмечается, что все модификации гидроксидов и оксидов алюминия генетически связаны друг с другом, что свойства оксидов алюминия определяются свойствами гидроксидов-предшественников, закономерно трансформированными под действием механизма фазовых переходов в алюмокислородной системе.

Алюмокислородная система имеет два стабильных состояния – кристаллические тригидроксиды алюминия и корунд, при этом существует непрерывный ряд промежуточных состояний, располагающихся между $Al(OH)_3$ и $\alpha\text{-}Al_2O_3$ и образующихся при переходе системы из одного стабильного состояния в другое [1,2].

Одним из таких промежуточных состояний является низкотемпературный оксид алюминия $\gamma\text{-}Al_2O_3$ («активный оксид алюминия») [2,3]. Показано, что процессы де- и регидроксилирования обратимы. При исследовании дегидратации гидроксидов алюминия необходимо принимать во внимание размеры частиц и степень кристалличности гидроксида, влияние многих факторов, в том числе температуры проведения реакции, природы металлов – активаторов, pH раствора, соотношения сплав: вода.

МАТЕРИАЛЫ И МЕТОДЫ. Объектами исследования являлся сплав алюминия активированный галлием, индием и оловом в количестве 5% масс. Каждого (реагент Rau-85). В качестве окислителей использовали воду, 3%-ный раствор перекиси водорода, 5%-ный раствор серной кислоты.

Термический анализ продуктов взаимодействия активированного алюминияс различными окислителями осуществлен методами дифференциального термического и термогравиметрического анализана дериватографе Q-1000/D системы F.Paulik, J.Paulik и L.Erdey фирмы «MOM», (Будапешт).

Используемый метод основан на регистрации прибором изменений термохимических и физических параметров вещества, которые могут быть вызваны при его нагревании [2,3]. Термохимическое состояние пробы описываются кривыми: T (температурной), DTA (дифференциальной термоаналитической), TG (термогравиметрической) и DTG (дифференциальной термогравиметрической), последняя кривая является производной от TG–функции.

Анализ осуществлялся в воздушной среде, в диапазоне температур от 20 до 1000°C. Режим нагрева печи – линейный ($dT/dt = 10\ \frac{град}{мин}$), эталонное вещество – прокаленный Al_2O_3. Для однозначности, условий съемок навеска образцов составляла строго – 100 мг, при чувствительности весов – 100 мг нашкалу измерения. Съемка анализа осуществлялась в следующих пределах измерительных систем прибора: DTA = 250 μV, DTG = 500 μV, TG= 500 μV, T = 500 μV.

Цель изучения многокомпонентных проб методом дифференциального термического и термогравиметрического анализа – контрольные определения состава

термически активной части исследуемыхнавесоки выявление термического поведения их в условиях динамического подъема температуры.

Установление вещественного состава активной части порошковых проб проводилось по морфологиям термических кривых и численных значений интенсивностей эндо – и экзотермических эффектов с использованием сопряженных с ними термогравиметрических показаний TG – линий.

Результаты анализа сравнивались с данными приведенных в атласах термических кривых минералов и горных пород и сопоставлялись с описаниями термического поведения проб, изложенных в других справочных источниках и накопленных в банке данных лаборатории, проводившей эти исследования.

Исследуемые пробы при динамическом нагревании печи оставили на своих дифференциальных и термогравиметрических кривых информацию о вещественном наполнении их навесок. Серия эндо- и экзотермических эффектов выявленных при разложении испытываемых образцов дали возможность проследить за очередностью этапа термических деструкций ихи количественно определить состав летучих компонентов. Также был установлено ряд особенностей разложения образцов в зависимости от их состава и весовых соотношений термически активных компонентов пробы.

РЕЗУЛЬТАТЫ. Типичные кривые ДТА, ДТГ и ТГ полученные при динамическом нагревании порошка продукта реакции сплава Rau с 5%-ным раствором H_2SO_4 (соотношение 1:100) при температуре 60°С в течение 2 ч представлены на *рисунке 1*. На кривых термической деструкции наблюдается два максимума потери воды, сопровождающиеся эндоэффектами. Первая стадия разложения испытываемой пробы протекает в пределах 20-200° С. Она обусловлена удалением физически сорбированной молекулярной воды, выход которой из системы образует на TG-кривой ступень потери веса (Δm1), соответствующей 7,5% от первоначальной массы образца. С частичками пробы указанная вода удерживалась двумя формами связи, о чем свидетельствует наличие на DTG-кривой двух слабо, развитых углублений при 80 и 100° С.

Следующая стадия разложения вызвана выходом из исследуемого комплекса молекул H_2O и гидроксилов, имеющих промежуточные свойства относительно их электрических связей с элементами сульфата алюминия. В интервале 200-225°С данная реакция оставляет на DTA- и DTG- кривых по одному пику в области 110°С. При этом в указанных пределах температур, термогравиметрическая (TG) кривая отмечает снижение массы образца, еще на 3%. Указанный процесс, по окончании второго этапа дегидратации, плавно перетекает в очередную – главную фазу термического обезвоживания порошковой пробы. Эта реакция прослеживается в промежутке 225-330°С с обильным выбросом из системы 12,5% гидроксилов и тепловой энергии, оставивших соответственно на DTG- и DTA- кривых по одному четко выраженному глубокому пику в области 260°С. Дальнейшее обезвоживание пробы протекает в относительно большом интервале температур (330-560°С). На этом этапе разложения теряется лишь 1,75% массы образца в виде выброса остатка гидроксилов (*рисунок 1*).

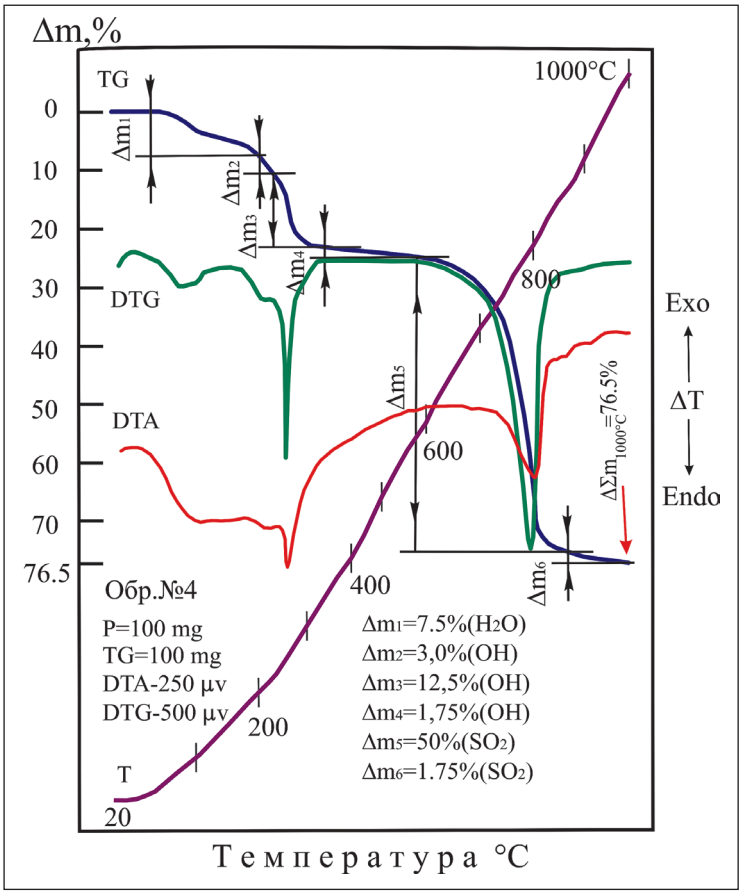


Рисунок 1 – **Термический анализ, продукта взаимодействия сплава Rau-85 с 5%-ным раствором H_2SO_4 (соотношение 1:100) при температуре 60^0 в течение 2ч**

Заключительная фаза разрушения структуры гидросульфата алюминия наблюдается в интервале температур 560-870 °С. Она сопровождается интенсивным выносом из системы диоксида серы, образуя на дифференциальных DTG- и DTA-кривых эндопики соответственно при 800 и 810°С. Потеря веса при этой реакции составила 50% от массы образца. Завершает процесс деструкции термически активного компонента пробы слабое экзотермическое проявление, образовавшее на DTA-кривой незначительное поднятие линии в области 970°С. Такое проявление, по-видимому, связано с привнесением в систему трех молекул кислорода. С привнесением O_2, одновременно TG-кривая фиксирует выброс из системы остаточное количество SO2 в количестве 1,75% массы образца.При нагревании продукта реакции сплава Rau с 3%-ным раствором H_2O_2 на кривой DTA тринезначительныепо величине эндотермические пики при 105, 380 и 565°С (*рисунок 2*). Первый из них обусловлен удалением из системы адсорбированной воды, количество которой, по данным термогравиметрической кривой в промежутке 20-200°С, соответствует 10% от массы не прогретого образца.

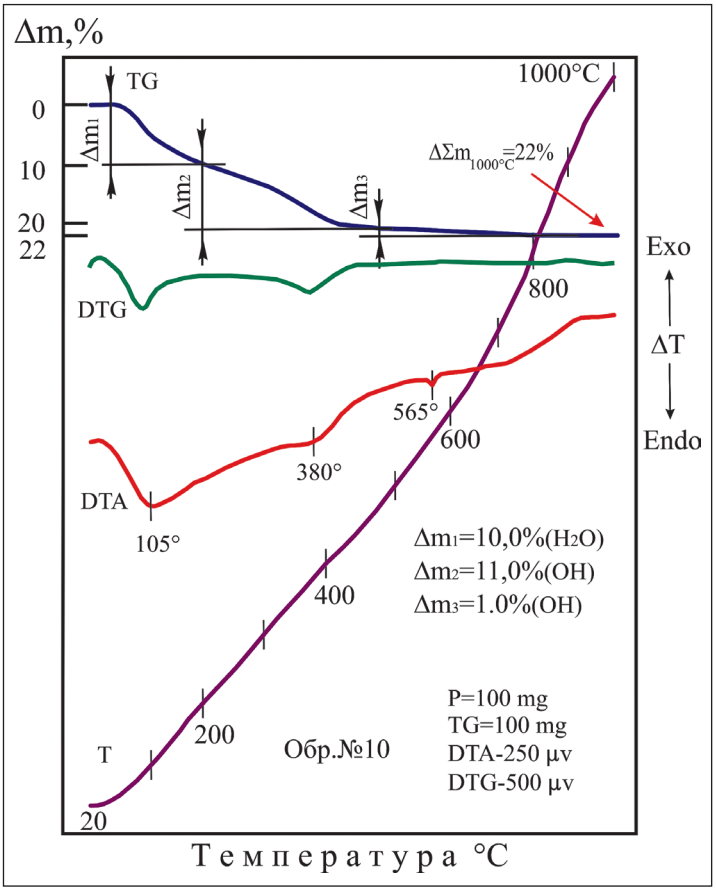


Рисунок 2 – **Термический анализ продукта взаимодействия сплава Rau-85 с 3%-ным раствором H_2O_2 (соотношение 1:100) при температуре 60^0 в течение 2 ч**

Второе проявление, протекающее в пределах 200-475°C, связано с выбросами в атмосферу гидроксилов, которые снизили вес пробы еще на величину Δm2= 11%. Развитие третьего эффекта, при 565°C, не связано с разложением анализируемого вещества, поскольку развитие его в области указанной температуры не сопровождается потерей массы. Подобные реакции характерны для обратимых полиморфных превращений.

Процесс разложения изучаемого образца завершается в пределах 475-1000°C медленным снижением веса образца, в результате выноса из системы остатка гидроксилов и от сублимации продукта обжига. Общая потеря веса образца в процессе прокаливания до 1000°C составила 22%.

В процессе нагревания продукта взаимодействия сплава Rau с 3%-ным раствором H_2O_2 от 20 до 1000°C не произвел явно выраженных термически активных проявлений.

Наличие на термогравиметрической кривой явно выраженных наклонов в интервалах 20-200 и 200-470°C, слабо отразились на кривизне DTG-линии и практи-

чески никак не повлияли на морфологию базисной DTA-кривой. Это свидетельство плавного снижения веса образца при удалении H_2O из системы (Δm1=14,5%) и выбросов OH из нее (Δm2=7,0%) (*рисунок 3*).

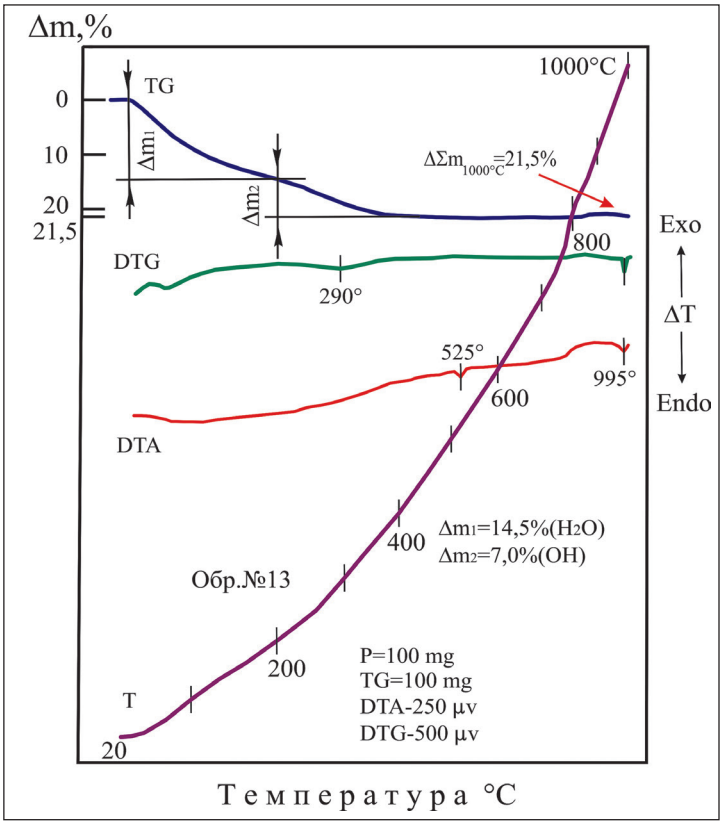


Рисунок 3 – **Дериватограмма продукта реакции сплава Rau-85 с дистиллированной водой H_2O (соотношение 1:100) при температуре 25^0 в течение 2ч**

ВЫВОДЫ. В отличие от пассивности (DTA- и DTG-проявлений) системы при термическом обезвоживании в диапазоне (20-470°C) некоторым исключением служат развитие реакции в областях 525 и 995°C. Одно из этих проявлений (при 525°C) протекало без изменения массы образца, что связано обратимым полиморфным превращением нагреваемой шихты. Другая эндотермическая реакция (при 995°C) обусловлена выбросом (<1%) из продукта обжига избыточного газа. Об этом свидетельствует наличие на TG-кривой в указанной области температурслабо выраженной ступени потери веса. Дифференциальное термогравиметрическое устройство прибора на данное мини-снижение массы отреагировало столь же малой информацией, которая отразилась на DTG-кривой в виде мини-пика в области 990°C. Отмеченное удаление можно отнести к реакции восстановления точечной доли обожженной шихты. Удаление кислорода следует связать с предшествующим процессом окисления части продукта обжига, который в интервале 790-940°C с привнесением в систему O_2 оформил на DTA-кривой некоторое экзотерическое поднятие линии.

Таким образом, реакция, протекающая при 525°С, относится к полиморфному превращению части обезвоженного продукта, а реакция при 995°С согласно поведению DTA- и DTG-кривых в пределах 790-995°С, склоняется к частичному восстановлению.

Работа выполнена за счет средств грантового финансирования МОН РК ИРН AP09260008.

ЛИТЕРАТУРА

1 Чукин Г.Д. Строение оксида алюминия и катализаторов гидрообессеривания. Механизмы реакций. – М.: Типография Паладин, ООО «Принта», 2010. – 288 с. [ChukinG.D. Stroenie oksida alyuminiya I katalizatorov gidroobesserivaniya. Mekhanizmy reakcii. – M.:Tipografiya Paladin, OOO«Printa», 2010. – 288 s.].

2 Сармурзина Р.Г. Взаимодействие алюминия с водой как источник получения водорода и активного оксида алюминия. Автореферат на соискание ученой степени доктора химических наук. Москва 1988.-36 с.[Sarmurzina R.G. Vzaimodejstviea lyuminiya s vodoi kak istochnik polucheniya vodoroda i aktivnogo-oksida alyuminiya. Avtoreferat na soiskanie uchenoi stepeni doktora khimicheskikh nauk. Moskva 1988. 36 s.]

3 Петрова Е.В., Дресвянников А.Ф., Цыганова М.А, Губайдуллина А.М., Власов В.В. Физико-химические свойства наночастиц гидроксидов и оксидов алюминия, полученных электрохимическим способом. // Журнал физической химии. - 2010. – Т. 84. – №4. – С. 302-310. [Petrova E.V., Dresvyannikov A.F., Cyganova M.A., Gubajdullina A.M., Vlasov V.V. Fizikokhimicheskie svojstva nanochastic-gidroksidov-i-oksidov-alyuminiya-poluchennykh ehlektrokhimicheskim sposobom // Zhurnal fizicheskoj khimii. – 2010. – T. – 84. – №4. S. 302-310.]

4 Иванова А.С. Реальная структура метастабильных форм оксидов алюминия // Кинетика и катализ. – 2000. – Т 41. - №1. – С. 155-160. [Ivanova A.S. Realnaya struktura metastabilnykh form oksidov alyuminiya // Kinetika i kataliz. – 2000. – T. 41. – №1. – S. 155-160].

РАСШИРЕНИЕ БЛОЧНО-КУСТОВОЙ НАСОСНОЙ СТАНЦИИ – СПОСОБ ИЗБЕЖАТЬ РЕЗКОГО ПАДЕНИЯ УРОВНЯ ДОБЫЧИ

В 2023 году компании ТОО «СП «Казгермунай» исполнится 30 лет. В настоящий момент месторождения товарищества уже прошли II стадию разработки, которая характеризуется максимальным уровнем добычи и невысоким уровнем обводненности скважин. Одним из значимых производственных объектов в технологической цепочке разработки таких зрелых месторождений становится БКНС – блочно-кустовая насосная станция. Она представляет собой комплекс технологического оборудования необходимый для подготовки, транспортировки, закачки рабочего агента в пласт с целью поддержания пластового давления и достижения максимальных показателей отбора нефти из пласта.

БКНС на месторождении Акшабулак компании Казгермунай была построена и введена в эксплуатацию в апреле 2004 года. К тому моменту предприятие суммарно добыло уже 5 000 000 тонн нефти. В 2009 году начала работу БКНС на месторождении Нуралы. Таким образом, была достигнута общая мощность станции в 11,0 тыс. $м^3$ / сут., а общая накопленная добыча нефти превысила показатель в 15 000 000 тонн.

Первоначально в смене цеха поддержания пластового давления работало по два оператора. На промысле тогда не было пластовой воды, использовалась только артезианская, электроснабжение было слабым, так как шло от месторождения Кумколь. В случае перебоев в его подаче операторы ЦППД самостоятельно выезжали на скважины, чтобы оперативно устранять неполадки в водоснабжении. Управление насосами тогда было через цех подготовки перекачки нефти. Но благодаря руководителям станции, операторы ППД прошли специальное обучение на ЦППН, и блочно-кустовая насосная станция стала независимым самостоятельным производственным объектом с общей штатной численностью 31 человек.

В период 2012 – 2014 гг., когда ежегодный уровень добычи нефти в Казгермунай достиг своих максимальных показателей, и составлял до 3 100 000 тонн в год, велась активная работа по расширению БКНС. Коллектив цеха поддержания пластового давления вместе с отделом главного механика предприятия самостоятельно спроектировали и подобрали для эксплуатации в агрессивной среде (пластовая вода) три насоса по стандарту API 610, которые по этому проекту и специальному заказу из дуплексной стали были изготовлены на заводе «Sulzer» («Зульцер») в городе Лидс, Англия. Это один из самых авторитетных в мире концернов по производству и сервисному обслуживанию промышленных машин и оборудования. И, нужно отметить, что эти три насоса исправно работают и по сей день.

В 2016 году проект по расширению БКНС был реализован и на месторождении Нуралы. В его рамках было подобрано два высоконапорных насоса по стандарту API 610, которые с полным циклом технологической обвязки и машинным залом (ангар) изготовили по специальному заказу из дуплексной стали на заводе «General Electric» в США. Это позволило БКНС Нуралы достичь мощности 6,0 тыс $м^3$/сут.

В 2017 году в рамках проекта «Интеллектуальное месторождение» в компании началось внедрение полной автоматизации и цифровизации технологических процессов. Этот процесс затронул и блочно-кустовую насосную станцию. Для данного объекта основными задачами были определены оперативный контроль технологических параметров и управление устройствами их запуска, обеспечение персонала оперативной и достоверной информацией, а также достоверный учет расхода пластовой и артезианской воды. Системы управления БКНС построены на базе контроллеров SIEMENS S7-400. Учет воды по каждой нагнетательной скважине осуществляется электромагнитными расходомерами. Внедрение системы автоматизации на ЦППД позволило оптимизировать работу насосного агрегата и тем самым сэкономить электроэнергию, а также предоставило возможность операторам ППД и диспетчерской службы управлять, и осуществлять постоянный мониторинг нагнетательных скважин и насосных агрегатов. Это, в свою очередь, создало условия для своевременного выявления рисков и предотвращения аварий и поломки оборудования.

С 2019 года в соответствии со стратегией поддержания пластового давления, с целью охвата большего количества участков для ППД и последующей интенсификации добычи нефти, ТОО «СП «Казгермунай» началась работа над проектом вторичного расширения БКНС. В его рамках были предусмотрены: монтаж нового здания для установки проектируемого насоса на БКНС на месторождении Акшабу-

лак, с отоплением и вентиляцией, установка одного многоступенчатого высоконапорного (15 МПа) насоса Sulzer для нагнетания артезианской или пластовой воды с напорно-расходными характеристиками, аналогичными эксплуатируемым насосам Sulzer, технологическая обвязка насоса с подключением к существующей системе, блочно-модульное здание для ЗРУ-6кВ и ЧРП, опоры трубопроводов БКНС, электрообогрев технологических трубопроводов. И снова работники ЦППД и отдела главного механика непосредственно участвовали в проектировании насоса.

На сегодняшний момент вторичная очередь расширения БКНС завершена, объект введен в эксплуатацию в конце 2021 года, и успешно функционирует. Его проектная мощность – 18 000 м^3/сут., нагнетательных скважин – 11 единиц, дополнительно монтирована коллекторная линия Ø200-2860 метров, ВПР юг-3 (водораспределительный пункт), фильтровальные установки УФ-80-16, нагнетательных скважин – 11 единиц.

Производственно-техническим отделом проводится целый комплекс мер по улучшению технологии подготовки пластовой и артезианской воды, ведется постоянный мониторинг подавления роста бактерий в пласте, в сточную воду, закачиваемую в пласт, добавляется химический реагент бактерицид, предназначенный для борьбы с аэробными и сульфатредуцирующими бактериями. Также осуществляется ингибирование с целью снижения фоновой скорости коррозии рабочей среды и снижения агрессивного воздействия на технологическое оборудование и трубопроводы системы поддержания пластового давления.

Сегодня в ЦППД работают 31 человек, цех включает в себя: резервуарный парк РВС-1000 в количестве пяти единиц, четыре машинных зала для бустерных насосов, узел учета расхода воды, напорный коллектор, водораспределительный пункт (ВРП) в количестве семи единиц с запорно-регулирующей арматурой и средствами измерения давления, температуры и расхода воды. От ВРП идет разветвление нагнетательных линий диаметром 4" дюйм (стеклопластиковый трубопровод), подключенных на райзер приустьевого манифольда нагнетательных скважин в количестве 60 единиц, локальных скважин пяти единиц, фильтрационная установка на 18 артезианских скважинах, 17 водозаборных скважин.

А самое главное, успешный ввод в эксплуатацию вторичной очереди расширения БКНС позволяет Казгермунай избежать резкого падения уровня добычи нефти, а значит продлить жизнь самой компании и сохранить рабочие места для сотен людей.

УДК 622.23.055.8; https://doi.org/10.37878/2708-0080/2022-2.07
https://orcid.org/0000-0003-3579-9054
https://orcid.org/0000-0001-9135-4848
https://orcid.org/0000-0001-5442-4763

ПУТИ СОВЕРШЕНСТВОВАНИЯ КОНСТРУКЦИИ БУРОВЫХ ДОЛОТ, ВООРУЖЕННЫХ РЕЗЦАМИ PDC

А.А. КАБДУШЕВ[1],
PhD, зав. кафедрой
«Нефтегазовое и горное дело»,
arman-kz@mail.ru

Д.Р. КОРГАСБЕКОВ[2],
PhD докторант,
лектор кафедры
«Нефтяная Инженерия»,
dkorgasbekov@gmail.com

[1]ТАРАЗСКИЙ РЕГИОНАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ ИМ. М.Х. ДУЛАТИ
Республика Казахстан, 080014, г. Тараз, ул. Толе би, 60

[2]SATPAYEV UNIVERSITY
Республика Казахстан, 050000, г. Алматы, ул. Сатпаева 22а

В исследовании рассматриваются подходы к решению проблемы с «зависанием» породоразрушающего инструмента и в следствии улучшения механической скорости бурения путем повышения эффективности буровых PDC долот и продления срока службы их резцов.

По результатам проведенного анализа разрушения резцами PDC для повышения продолжительности работы резцов было выявлено, что большая часть режущей кромки PDC долот ограничивает контакт резца с породой и больше половины длины окружности режущей кромки резца остается неиспользуемой в процессе разрушения забоя скважины.

Предлагается два подхода решения проблемы: 1) использование конусообразных резцов в центральной части долота или коронкообразная конструкция долота, которая позволит с помощью раздавливания центральной части долота конусообразным резцом решить проблему «зависание» центральной части породы; 2) использование вращающих резцов PDC или равномерных прямоугольных резцов, которые обеспечат оптимальное расположение в зонах наибольшего износа режущей структуры долота. Здесь для резания породы используется вся длина режущей кромки.

По результатам исследований было разработано PDC долото с кольцевым пилотом разрушения пород. Это решает проблему «зависания» долота в центральной части забоя скважины, что значительно снижает производительность породы.

Усовершенствование конфигурации резцов PDC долота или их вращение при бурении, а также разработки, позволяющей устранить зависание долота в процессе проходки скважины позволит значительно повысить производительность бурения этими породоразрушающими инструментами и стойкость их вооружения.

***КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА**: бурение, долото, буровой инструмент, режущий элемент, лопастные долото, PDC резцы.*

PDC КЕСКІШТЕРМЕН ЖАБДЫҚТАЛҒАН БҰРҒЫ ҚАШАУЛАРЫНЫҢ КОНСТРУКЦИЯСЫН ЖЕТІЛДІРУ ЖОЛДАРЫ

А.А. КАБДУШЕВ[1], PhD, «Мұнай газ және тау-кен ісі» кафедрасының меңгерушісі, *arman-kz@mail.ru*
Д.Р. КОРГАСБЕКОВ[2], PhD докторанты, «Мұнай инженериясы» кафедрасының оқытушысы, *dkorgasbekov@gmail.com*

[1]М.Х. ДУЛАТИ АТЫНДАҒЫ ТАРАЗ ӨҢІРЛІК УНИВЕРСИТЕТІ,
Қазақстан Республикасы, 080014, Тараз қ., көш. Төле би, 60

[2]СӘТБАЕВ УНИВЕРСИТЕТІ,
Қазақстан Республикасы, 050000, Алматы қ., көш. Сәтпаев 22а, 701

Зерттеу кезінде тау жыныстарын кесу құралының «тұрып қалу» мәселесін шешу тәсілдері талқыланады және соның нәтижесінде PDC бұрғы қашауларының тиімділігін арттыру және олардың кескіштерінің қызмет ету мерзімін ұзарту арқылы бұрғылаудың механикалық жылдамдығын арттыру. Кескіштердің жұмыс істеу ұзақтығын ұлғайту үшін PDC кескіштердің бұзылуын талдау нәтижелері бойынша PDC қашауларының кесу жиегінің көп бөлігі кескіштің жыныспен жанасуын шектейтіні және шеңбердің жартысынан көбін шектейтіні анықталды. кескіштің кесу жиегі ұңғы түбін жою процесінде пайдаланылмай қалады.

Мәселені шешудің екі тәсілі ұсынылады: 1) қашаудың орталық бөлігінде конус тәріздес кескіштерді пайдалану немесе қашаудың орталық бөлігін конус тәріздеспен ұсақтауға мүмкіндік беретін қашаудың коронка тәрізді конструкциясын қолдану. Кескіш қашаудың орталық бөлігін «тұрып қалу» мәселесін шешу үшін; 2) қашау құрылымының ең жоғары тозу аймақтарында оңтайлы орналасуын қамтамасыз ететін айналмалы PDC кескіштерді немесе біркелкі төртбұрышты кескіштерді пайдалану. Мұнда тау жынысын бұрғылау үшін кескіш жиектің бүкіл ұзындығы бойынша қолданылады.

Зерттеу нәтижелері бойынша сақиналы тау жыныстарын бұзу ұшқышы бар PDC қашау әзірленді, ол түбіндегі тесіктің орталық бөлігіндегі қашудың «тұрып қалу» мәселесін шешеді, бұл айтарлықтай тау жыныстарының өнімділігін төмендетеді.

Аталған PDC қашауын жақсарту үшін жүргізілген зерттеу, яғни PDC кескіштердің конфигурациясын немесе бұрғылау кезінде олардың айналуын жақсарту, сондай-ақ бұрғылау кезінде қашауды тұрып қалу мәселесін шешуге мүмкіндік беретін әзірлемелер осы тау жыныстарын кесу құралдарымен бұрғылау өнімділігін және олардың кескіш құралдарының ұзақ мерзімділігін айтарлықтай арттырады.

***ТҮЙІН СӨЗДЕР**: бұрғылау, қашау, бұрғылау құралы, кесу элементі, қалақшалар, PDC кескіштер.*

WAYS TO IMPROVE THE DESIGN OF DRILL BITS EQUIPPED WITH PDC CUTTERS

A.A. KABDUSHEV[1], PhD, Head of the Department of Petroleum and Mining, *arman-kz@mail.ru*
D.R. KORGASBEKOV[2], PhD student, lecturer of the Department of Petroleum Engineering, *dkorgasbekov@gmail.com*

[1]TARAZ REGIONAL UNIVERSITY NAMED AFTER M.KH. DULATI
60 Tole bi st. Taraz, 080014, Republic of Kazakhstan

[2]SATPAYEV UNIVERSITY,
22 Satpaev st., off. 701, Almaty, 050043, Republic of Kazakhstan

The study discusses approaches to solving the problem with the «hanging» of the rock cutting tool and, as a result, improving the mechanical speed of drilling by increasing the efficiency of PDC drill bits and extending the life of their cutters. According to the results of the analysis of the destruction of PDC cutters to increase the duration of the cutters, it was revealed that most of the cutting edge of the PDC bits limits the contact of the cutter with the rock and more than half of the circumference of the cutting edge of the cutter remains unused in the process of bottomhole destruction.

Two approaches to solving the problem are proposed: - the use of cone-shaped cutters in the central part of the bit or a crown-shaped design of the bit, which allows, by crushing the central part of the bit with a cone-shaped cutter, to solve the problem of "hanging" of the central part of the rock; - use of rotating PDC cutters or uniform rectangular cutters, which provide optimal location in areas of the greatest wear of the cutting structure of the bit. Here, the entire length of the cutting edge is used to cut the rock.

Based on the results of the research, a PDC bit with an annular rock destruction pilot was developed (RK patent for the invention No. 34527), which solves the problem of bit "hanging" in the central part of the bottom hole, which significantly reduces the productivity of the rock.

Implementation of the mentioned PDC bit improvements, i.e. improvements in the configuration of PDC cutters or their rotation during drilling, as well as developments that allow the bit to hang during drilling, will significantly increase the productivity of drilling with these rock cutting tools and the durability of their cutting tools.

KEYWORDS: *drill, chisel, drilling tool, cutting element, shovels, PDC cutters.*

ВВЕДЕНИЕ. Проблема строительста скважин и повышения эффективности бурения в значительной мере зависит от конструкции буровых долот, способных повысить механическую скорость проходки и продлить срок службы его вооружения. Выбор наилучшего породоразрушающего интрумента для определенных условий буровых работ является одной из проблем, с которыми сталкиваются буровые компании.

Известно, что при вращательном способе разрушения забоя скважины происходит за счет осевой нагрузки, передаваемой рабочим элементам долота, и крутящего момента. Однако при приближении к оси вращения долота, крутящий момент становится равным нулю. Это означает, что процесс резания рабочими элементами невозможен, т.е. наступает явление, так называемого «зависания» долота.

Разрушение центральной части забоя в такие моменты происходит за счет медленного раздавливания породы, что снижает механическую скорость бурения [1].

Методы и материалы исследования. *Рассматриваем следующие недостатки, выявленные в ходе эксплуатации долот PDC*: 1 – снижение механической скоро-

сти и проходки долот при бурении скважин; 2 – в бурении лопастными долотами известна проблема «зависания» долота над центральной частью забоя скважины. В такие моменты падает скорость бурения, происходит медленное раздавливание породы под осью вращения долота, что негативно влияет на производительность бурового процесса.

Для решения таких проблем проведен анализ разрушения резцами PDC для повышения продолжительности работы резцов.

Большая часть режущей кромки PDC долот зафиксирована в лопасти долота, ограничивая таким образом контакт резца с породой; более 60% длины окружности режущей кромки резца остается неиспользуемой в процессе разрушения забоя скважины (*рисунок 1*).

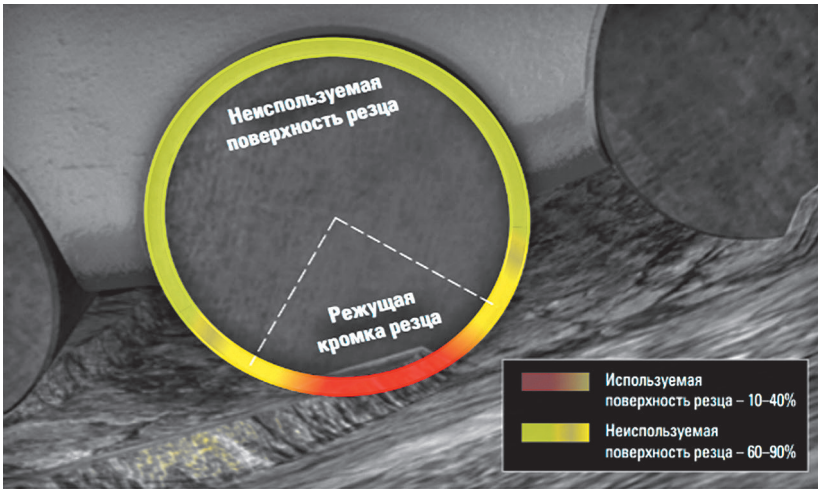


Рисунок 1 – **Традиционная контрукция режущих элементов PDC долот**

Результаты. Новый этап повышения продолжительности работы PDC – вращающие резцы ONYX 360 (*рисунок 2*), которые значительно повышают продолжительность работы долот PDC, при вращении на 360°. Благодаря оптимальному расположению в зонах наибольшего износа режущей структуры долота, для резания породы используется вся длина режущей кромки. Вращение резцов позволяет алмазной кромке дольше сохранять остроту, увеличивая продолжительность работы резцов ONYX 360 по сравнению с фиксированными резцами класса Premium.

При сравнении с долотами, имеющими только фиксированные резцы, долота PDC с вращающимися резцами ONYX 360 продемонстрировали увеличение длины проходки на 57%, что позволит уменьшить количество СПО и снизить затраты на бурение [2].

Применение ONYX 360 способствует оптимальному расположению в зонах наибольшего износа режущей структуры долота, для реза породы используется вся длина режущей кромки. Инженеры-проектировщики SmithBits, группы «Шлюмберже», разработали специальный интегрированный корпус, впаянный в лопасть долота. Данная конструкция фиксирует и защищает резец, обеспечивая при этом

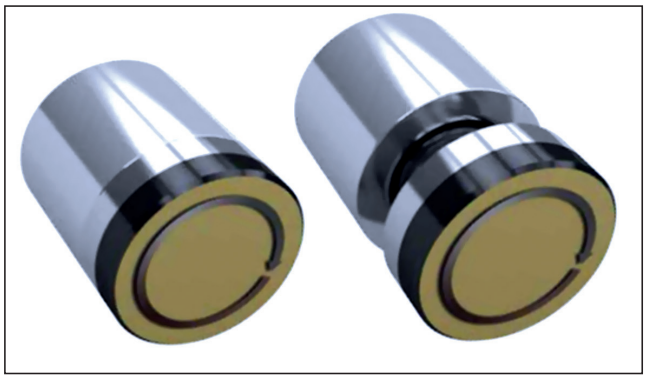


Рисунок 2 – **Вращающие резцы ONYX 360**

его вращение. С помощью интегрированной инженерно-аналитической платформы IDEAS, инженеры могут определить оптимальную ориентацию вращающихся резцов в лопасти относительно поверхности породы. Точное расположение в сочетании с энергией вращения долота обеспечивает вращение резцов. Благодаря использованию всей алмазной режущей кромки интенсивность износа снижается, обеспечивая постоянную механическую скорость проходки [3].

Недостатком существующего долота является уваливающаяся при абразивном износе площадь контакта круглых алмазно-твердосплавных пластин с забоем, что при постоянной величине осевой нагрузки вызывает уменьшение скорости бурения. Для повышения необходимо увеличивать осевую нагрузку, что может вызвать негативные явления, связанные с повышением крутящего момента, приводящие к заклиниванию и поломке долота.

Задачей исследования является сохранение постоянства суммарной площади контакта вооружения долота PDC с породой забоя скважины в процессе рейса бурения. Задача решается за счет того, что в конструкции лопастного долота PDC, размещены алмазно-твердосплавные резцы PDC прямоугольной формы (*рисунок 3*), причем поликристаллический – алмазный слой выполнен в виде полос, перпендикулярных поверхности забоя и образующих своеобразную «гребенку», а суммарная площадь поперечного сечения поликристаллических алмазных слоев в торцевой части долота остается постоянной в течение всего рейса долота [4].

В ходе анализа процесса разрушения породы при бурении резцами долота типа PDC получены геометрические зависимости нормальной силы резания и ее составляющих от переднего угла резания и параметров площади, разбуриваемой резцом. При изучении стойкости резцов определен оптимальный дисперсионно твердеющий сплав в качестве матрицы долота и рациональный угол резания для этого сплава. Выявлены причины ухудшения процесса резания-скалывания при развороте под небольшим углом резцов в долоте.

Анализ исследования заключается в том, что при осевой нагрузки P_0 на долото с цилиндрическими конструкциями резцов, при постепенной изношенности требуется увеличение осевой нагрузки на долото, P/Fдолжно > P_0. (F – площадь касания резца и породы, P_0 – твердость породы) (*рисунок 3*).

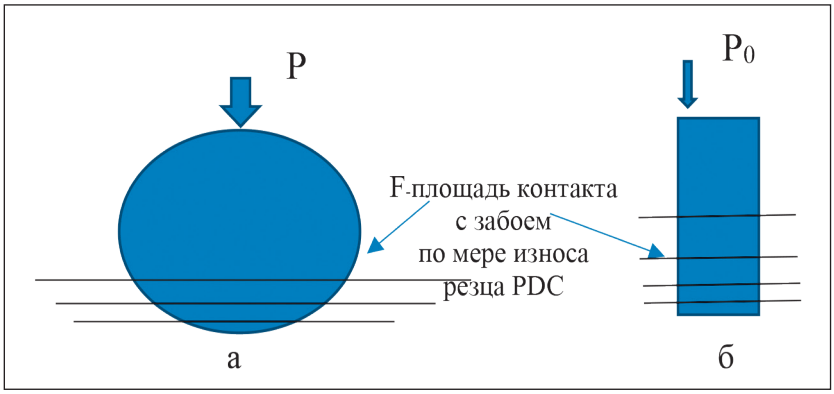


Рисунок 3 – **Цилиндрические (а) и прямоугольные (б) резцы долот PDC**

Второй этап исследования ликвидация проблемы «зависания» предлагается применить разработки компании BakerHughes с ипользованием резцов Stinger, которые позволят с помощью раздавливания центральной части долота конусообразным резцом решить проблему «зависания» центральной части породы [5].

Компания BakerHughes разработала новую конструкцию буровых долот PDC. Буровое долото предназначено для работы в переходных зонах, отличающихся наличием пропластков твердой породы, перемежающихся породами с обычной компрессионной прочностью. В компании Schlumberger разработали технологию бурения с использованием головок, режущих элементов, покрытыми алмазным напылением получившие название Stinger (*рисунок 4*) [6].

Рисунок 4 – **Алмазные резцы с элементами технологии Stinger**

Конструкция долота предусматривает наличие расположенного в центре высоко твердого конического режущего элемента с алмазным напылением, направленного строго вниз по направлению бурения. Линейные скорости стандартных режущих элементов в долоте PDC снижается по мере их приближения к центру долота, расположенные ближе к центру элементы оказываются менее эффективными в плане разрушения породы [7].

Второй этап решения проблемы «зависания» предложено использование пилота для бурения кольцевым забоем. Пилот для бурения врубовой колонковой скважины малого диаметра состоит из нескольких кольцевых породоразрушающих инструментов, телескопически размещенных друг в друге и выполненных с возможностью взаимного замещения, а внутри кольцевого породоразрушающего инструмента меньшего диаметра размещен механический кернолом с твердым клинообразным рабочим элементом, имеющим каналы для подачи промывочной жидкости на забой скважины.

Повышение эффективности работы бурового лопастного долота по разрушению и углублению забоя скважины за счет снижения энергоемкости достигается за счет того, что в буровом лопастном долоте, имеющим трубчатый корпус, жестко связанные с ним ступенчатые лопасти, вооруженные по боковой поверхности и ступеням рабочими элементами (например, твердосплавными резцами), систему промывки, включающую систему каналов с соплами, соединенными с внутренней полостью трубчатого корпуса (*рисунок 5*) [8].

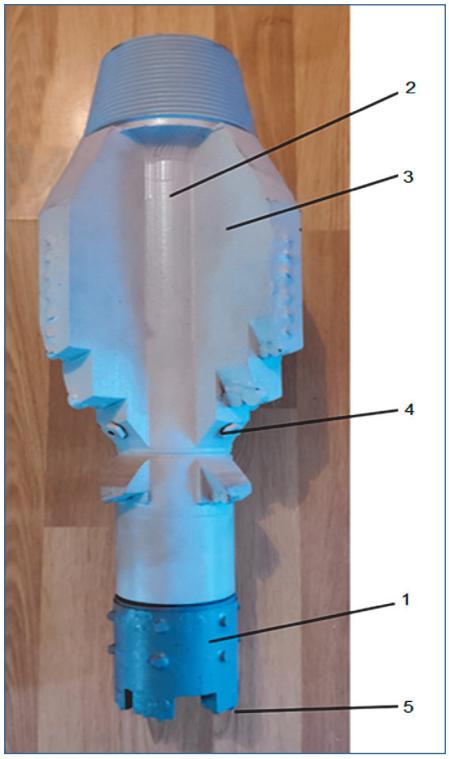


Рисунок 5 – **Буровой инструмент лопастного типа [8]**

Для решения таких задач был разработан буровой лопастной инструмент [8], состоящий из расширителя с трубчатым корпусом *1*, верхний конец которого оканчивается резьбой для соединения с компоновкой нижней части бурильной колонны, жестко связанными с корпусом четырьмя ступенчатыми лопастями *3*, вооруженными по боковой поверхности и ступеням твердосплавными резцами *3* и *5* или алмазно-твердосплавными резцами PDC, между ступенями лопастей выполнены четыре наклонных канала *4*, оканчивающиеся соплами, отличающееся тем, что для бурения врубовой колонковой скважины в нижней части корпуса *2* расширителя присоединено пилот-долото, состоящее из концентрично расположенных наружного и внутреннего кольцевых корпусов, наружный кольцевой корпус *1* в верхний части имеет резьбу для соединения с расширителем, а в нижней части – трапецеидальные выступы, на наклонных плоскостях которых закреплены рабочие элементы – алмазнотвердосплавные резцы PDC; каналы *4*; корпус *2* имеет внутри перегородку с квадратным отверстием, в которую вставлен кернолом; на верхнюю резьбу кернолома навинчена зажимная гайка, а на нижнюю – внутренний корпус, нижний торец которого выполнен в виде трапецеидальных выступов с рабочими элементами, аналогичными рабочим элементам наружного корпуса [9].

В работе было аналитически выведена зависимость начальной скорости ϑ_0 разрушения забоя скважины долотами PDC в следующем виде:

$$\vartheta_0 = \frac{(f\ cos\gamma - sin\gamma)Cg \cdot n}{f^2 0.62 P_ш K_1 R g tg\gamma}, \quad (1)$$

где f – коэффициент трения на контакте «алмазный резец – порода забоя»; можно принять f = 0,3; γ – угол резания; для снижения растягивающих напряжений в алмазном слое вооружения долот PDC угол ɣ выполняют тупым и по величине равным $\gamma \approx 20^0$. Cg – общая осевая нагрузка на долото, kH; n – частота вращения, об/мин. Рш – твердость породы по штампу, МПа. K_1 – коэффициент, учитывающий расположение алмазно-твердосплавных элементов лопастях долота «вразбежку» (не вплотную); можно принять K=0,8; R – радиус торцевых лопастей долота [9,10].

Приняв наиболее характерные величины в формуле (*1*).
(f = 0,3; $\gamma \approx 20^0$) её можно записать в следующем виде:

$$\vartheta_0 = \frac{K_0 Cg \cdot n}{K_1 P_ш R g}, \quad (2)$$

где $K_0 = \frac{f\cos\gamma - \sin\gamma}{f^2 0.62 \cdot tg\gamma} \approx 2.9$. K1=0,8.

Так как K_0 и K_1 являются конструктивными параметрами долота PDC, то окончательно можно записать

$$\vartheta_0 = 3{,}6\frac{Cg \cdot n}{P_ш R g}, \quad (3)$$

Анализ формулы (*3*) показывает, что при бурении конкретной горной породы долотом PDC заданного диаметра, (Рш=const; Rg=const) производительность проходки прямо пропорциональна осевой нагрузке на породоразрушающий инструмент Cg и частота его вращения n [11].

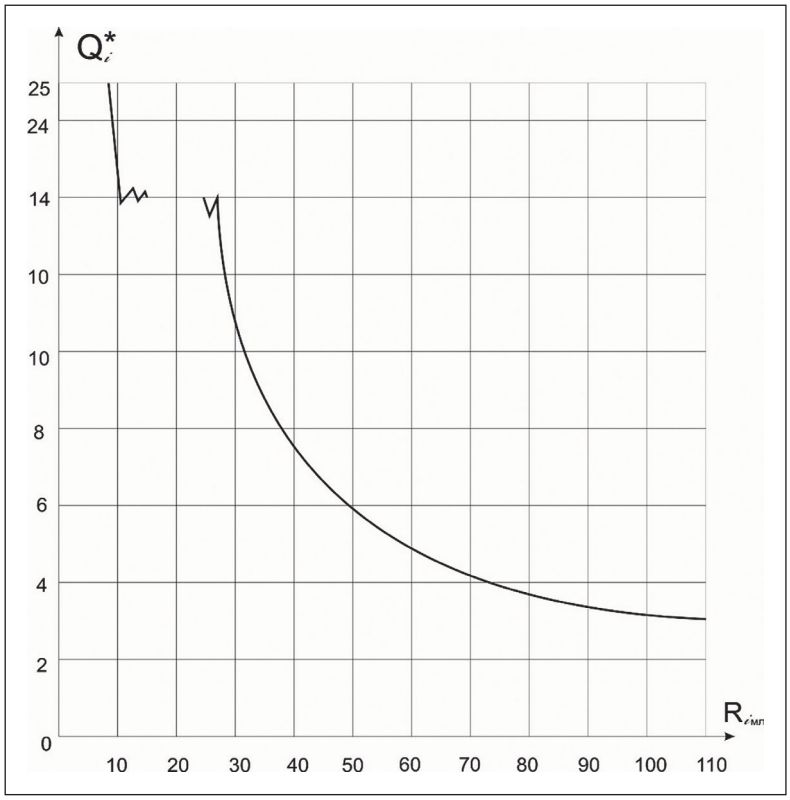


Рисунок 6 – **График распределения нагрузки на долото**

ВЫВОДЫ. Для повышения механической скорости бурения определено применение ONYX 360, которое способствует оптимальному расположению в зонах наибольшего износа режущей структуры долота, для резца породы используется вся длина режущей кромки.

А также, применение прямоугольной формы PDC сохраняет постоянство суммарной площади контакта вооружения долота с породой.

Применение элементов Stinger позволит решить проблему за счет разрушения породы центральным режущим телом, а не дробления ее боковыми элементами. Кроме того, применение этой технологии позволит свести до минимума неустойчивость ствола скважины. Долота типа PDC с элементами технологии Stinger на 14% повысило механическую скорость проходки в скважине [12,13].

Разработанное долото PDC с кольцевым пилотом разрушения пород [14], решает проблему «зависания» долота в центральной части забоя скважины, что значительно снижает производительность породы. Усовершенствование конфигурации резцов PDC или их вращение при бурении, а также разработки, позволяющие устранить зависание долота в процессе проходки скважины позволит значительно повысить производительность бурения этими породоразрушающими инструментами и стойкость их вооружения [15].

ЛИТЕРАТУРА

1 Федоров Б.В., Надиров К.С., Коргасбеков Д.Р., Байбоз А.Р., Ратов Б.Т. Совершенствование технологии и техники бурения резцовыми инструментами // Нефть и газ. – 2019. – №3. – С. 67–75. [Fedorov B.V., Nadirov K.S., Korgasbekov D.R., Bajboz A.R., Ratov B.T. Sovershenstvovanie tekhnologii i tekhniki bureniya rezcovymi instrumentami // Neft' i gaz. – 2019. – №3. – S. 67–75.]

2 Федоров Б.В., Хузина Л.Б., Ратов Б.Т., Шарауова А.Б. Моделирование процесса углубления скважины долотами PDC // Нефть и газ. – 2017. – №4. – С. 77–85. [Fedorov B.V., Huzina L.B., Ratov B.T., Sharauova A.B. Modelirovanie processa uglubleniya skvazhiny dolotami PDC // Neft' i gaz. – 2017. – №4. – S. 77-85.]

3 Долото с вращающимися резцами. Интернет ресурсы https://www.slb.ru/services/drilling/drill bits/bits new technologies/ onyx 360 [Doloto s vrashchayushchimisya rezcami. Internet resursy https://www.slb.ru/services/drilling/drill bits/bits new technologies/ onyx360]

4 Инновационный патент на изобретения № 33852 РК. Буровое лопастное долото / Федоров Б.В., Нусенов Ж.М., Ратова А.Б. 2019 г. [Innovacionnyj patent na izobreteniya № 33852 RK. Burovoe lopastnoe doloto / Fedorov B.V., Nusenov Zh.M., Ratova A.B. 2019 g.]

5 Ратов Б.Т., Шарауова А.Б., Федоров Б.В. Моделирование процесса бурения скважин долотами PDC на нефтегазовом месторождении Узень / Булатовские чтения. – 2017. – С. 267–272. [Ratov B.T., Sharauova A.B., Fedorov B.V. Modelirovanie processa bureniya skvazhin dolotami RDS na neftegazovom mestorozhdenii Uzen' / Bulatovskie chteniya. – 2017. – S. 267–272.]

6 Технологическое сопровождение совершенствования буровых долот // Offshore. – 2013. – №1. – С. 12. [Tekhnologicheskoe soprovozhdenie sovershenstvovaniya burovyh dolot // Offshore. – 2013. – №1. – S. 12]

7 Федоров Б. В. Бурение скважин. – Алматы: КазНИТУ, 2016. – С. 365. [Fedorov B. V. Burenie skvazhin. – Almaty: KazNITU, 2016. – C. 365.]

8 Инновационный патент на изобретения №34527 РК. Буровой инструмент / Федоров Б.В., Коргасбеков Д.Р, Ратов Б.Т. 2020 г. [Innovacionnyj patent na izobreteniya №34527 RK. Burovoj instrument / Fedorov B.V., Korgasbekov D.R., Ratov B.T. 2020 g.]

9 Попов А.Н., А.И. Спивак и др. Технология бурения нефтяных и газовых скважин. – М: Недра, 2007. – С. 507. [Popov A.N., A.I. Spivak i dr. Tekhnologiya bureniya neftyanyh i gazovyh skvazhin. – M: Nedra, 2007. – C. 507.]

10 Федоров Б. В., Коргасбеков Д. Р. Влияние трещиноватости горных пород на процесс колонкового бурения / International Scientific and Rost Publishing. Dubai, 2015. – С. 139–147. [Fedorov B. V., Korgasbekov D. R. Vliyanie treshchinovatosti gornyh porod na process kolonkovogo bureniya / International Scientific and Rost Publishing. Dubai, 2015. – S. 139–147.]

11 Назарбаева Д.К. Сравнительная оценка эффективности работы долот шарошечного и безшарошечного типа PDC / Сб. межд. научно-практической конференции «Инновация-2017». – Ташкент: Навруз, 2017. – С. 171–172. [Nazarbaeva D.K. Sravnitel'naya ocenka effektivnosti raboty dolot sharoshechnogo i bezsharoshechnogo tipa PDC / Sb. mezhd. nauchno-prakticheskoj konferencii «Innovaciya-2017». – Tashkent: Navruz, 2017. – S. 171–172.]

12 Федоров Б.В. Бурение скважин. – Алматы: Центр КазНИТУ им. Сатпаева, 2016. – 364 с. [Fedorov B.V. Burenie skvazhin. – Almaty: Centr KazNITU im. Satpaeva, 2016. – 364 s.]

13 Ганджумян Р.А., Калинин А.Г., Сердюк Н.И. Расчеты в бурении.. – М.:РГГУ, 2007. – 668 с. [Gandzhumyan R.A., Kalinin A.G., Serdyuk N.I. Raschety v burenii. – M.:RGGU, – 2007. – 668 s.]

14 Федоров Б. В., Коргасбеков Д.Р., Ратов Б.Т. Долото типа пикобур и научное обоснование его параметров // Горный журнал Казахстана. – 2018. – № 11. – С. 39–43 [Fedorov B.V., Korgasbekov D.R., Ratov B.T. Doloto tipa pikobur i nauchnoe obosnovanie ego parametrov // Gornyj zhurnal Kazahstana. – 2018. – № 11. – S. 39–43]

15 Fedorov B.V., Omirzakova E.J., Korgasbekov D.R., Ratov B.T. Development and improvement of design factors for PDC cutter bits // Mining Informational and Analytical Bulletin. – 2019. – №11. – P. 73-80.

УДК 622.38; https://doi.org/10.37878/2708-0080/2022-2.08
https://orcid.org/0000-0003-4707-3322
http://orcid.org/0000-0002-1196-5268
https://orcid.org/0000-0002-3898-8806
https://orcid.org/0000-0002-1225-320
https://orcid.org/0000-0001-9898-392X

СОВРЕМЕННЫЕ КОНСТРУКЦИИ АЛМАЗНЫХ КОРОНОК ДЛЯ БУРЕНИЯ СКВАЖИН

Б.Т. РАТОВ[1],
доктор технических наук,
профессор,
ratov69@mail.ru

Б.В. ФЕДОРОВ[1],
доктор технических наук,
главный научный сотрудник,
fedorovbv20@mail.ru

А.М. ИСОНКИН[2],
кандидат технических наук,
старший научный сотрудник,
almis343@ukr.net

С.Т. ЗАКЕНОВ[3],
доктор технических наук,
профессор,
senbek@rambler.ru

Б.Р. БОРАШ[3],
докторант PhD,
bokenbay83@mail.ru

[1]SATBAYEV UNIVERSITY,
Республика Казахстан, 050013, г. Алматы, ул. Сатпаева, 22

[2]ИНСТИТУТ СВЕРХТВЕРДЫХ МАТЕРИАЛОВ ИМ. В.Н. БАКУЛЯ НАН УКРАИНЫ,
Украина, 04074, г. Киев, ул. Автозаводская, 2

[3]YESSENOV UNIVERSITY,
Республика Казахстан, 130000, г. Актау, мкр. 32

Приведены результаты исследований по созданию буровых коронок, обладающих высокий стойкостью и достаточной производительностью при бурении твердых пород. Определены четыре направления исследований для решения этой проблемы: коронка должна быть многослойной, профиль алмазосодержащих слоев должен представлять кольцевые конусные выступы и впадины; алмазные слои должны разделяться безалмазными слоями меньшей твердости и испытывать при работе равномерное удельное давление; конструкция коронки должна учитывать особенности механизма разрушения породы под действием алмазных зерен; технология изготовления матрицы коронки должна быть совершенной.

В создании матрицы участвуют только бездефектные алмазы, получаемыми при сортировке специальными методами. При добавлении в состав шихты нанопорошков C_rB_2 или VN повышается качество структуры матрицы, все трибиологические и эксплуатационные свойства, а за счет предварительной металлизации высокопрочных синтетических алмазов создается переходная зона «алмаз-покрытие-материала матрицы», что значительно повысит изностойкость алмазного породоразрушающего инструмента.

Упомянутые проблемы частично решены: создана и внедрена в производство многослойная импрегрированная коронка с гребешковым профилем алмазосодержащих слоев и равномерным удельным давлением на последние при бурении, проведены лабораторные исследования по улучшению качества композиционных материалов с положительными результатами, проводятся дальнейшие исследования по всем остальным направлениям.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: *алмазная многослойная импрегнированная коронка, твердые горные породы, улучшение технологии изготовления, повышение изностойкости и производительности, «гребешковый» профиль торца матрицы.*

ҰҢҒЫМАЛАРДЫ БҰРҒЫЛАУҒА АРНАЛҒАН АЛМАЗ КОРОНКАЛАРЫНЫҢ ЗАМАНАУИ КОНСТРУКЦИЯЛАРЫ

Б.Т. РАТОВ[1], техника ғылымдарының докторы, профессор, *ratov69@mail.ru*
Б.В. ФЕДОРОВ[1], техника ғылымдарының докторы, профессор, *fedorovbv20@mail.ru*
А.М. ИСОНКИН[2], техника ғылымдарының кандидаты, А.Ғ.Ж., *almis343@ukr.net*
С.Т. ЗАКЕНОВ[3], техника ғылымдарының докторы, профессор, *senbek@rambler.ru*
Б.Р. БОРАШ[3], докторант PhD, *bokenbay83@mail.ru*

[1]SATBAYEV UNIVERSITY,
Қазақстан Республикасы, 050013, Алматы қ, Сәтбаев к., 22

[2]В.Н. БАКУЛ АТЫНДАҒЫ АСА ҚАТТЫ МАТЕРИАЛДАР ИНСТИТУТЫ УКРАИНА,
Украина, 04074, Киев қ, Автозаводской к., 2

[3]YESSENOV UNIVERSITY,
Қазақстан Республикасы, 130000, Актау қ, 32-ші ш.а

Мақалада қатты жыныстарды бұрғылау кезінде жоғары беріктігі мен жеткілікті өнімділігі бар бұрғылау коронкаларын жасау бойынша зерттеулердің нәтижелері келтірілген. Бұл

мәселені шешу үшін зерттеудің төрт бағыты анықталды: тәж көп қабатты болуы керек, алмаз қабаттарының профилі сақиналы конустық шығыңқы жерлер мен депрессияларды білдіруі керек; алмаз қабаттары аз қаттылықтың алмазсыз қабаттарымен бөлінуі керек және жұмыс кезінде біркелкі қысым сезінуі керек; коронканың дизайны алмаз түйірлерінің әсерінен тау жыныстарын бұзу механизмінің ерекшеліктерін ескеруі керек; тәж матрицасын жасау технологиясы өте жақсы болуы керек.

Матрицаны құруға тек арнайы әдістермен сұрыптау кезінде алынған ақаусыз алмаздар қатысады; нанопорошков C_rB_2 немесе VN қоспаларына матрица құрылымының сапасын, барлық трибиологиялық және пайдалану қасиеттерін жақсартуға мүмкіндік береді, ал жоғары беріктігі бар синтетикалық алмаздарды алдын-ала металдандыру арқылы "Алмаз жабыны-матрица материалы" өтпелі аймағы құрылады, бұл алмаз жынысын бұзатын құралдың төзімділігін едәуір арттырады.

Аталған проблемалар ішінара шешілді: құрамында алмасы бар қабаттардың тарақ профилімен және бұрғылау кезінде соңғысына біркелкі үлестік қысыммен көп қабатты импрегирленген тәж жасалды және өндіріске енгізілді, оң нәтижелері бар композициялық материалдардың сапасын жақсарту бойынша зертханалық зерттеулер жүргізілді, қалған барлық бағыттар бойынша одан әрі зерттеулер жүргізілуде.

***ТҮЙІН СӨЗДЕР**: алмазды көп қабатты имплантацияланған тәж, қатты тау жыныстары, өндіріс технологиясын жақсарту, беріктік пен өнімділікті арттыру, матрицаның ұшының «тарақ» профилі.*

MODERN DESIGNS OF DIAMOND DRILLING TOOLS FOR WELL DRILLING

B.T. RATOV[1], Doctor of Technical Sciences, Professor, *ratov69@mail.ru*
B.V. FEDOROV[1], Doctor of Technical Sciences, Professor, fedorovbv20@mail.ru
A.M. ISONKIN[2], Candidate of Technical Sciences, AG, *almis343@ukr.net*
S.T. ZAKENOV[3], Doctor of Technical Sciences, Professor, *senbek@rambler.ru*
B.R. BORASH[3], PhD student, *bokenbay83@mail.ru*

[1]SATBAYEV UNIVERSITY,
22 Satpaev st., Almaty, 050043, Republic of Kazakhstan

[2]V. BAKUL INSTITUTE OF SUPERHARD MATERIALS NATIONAL ACADEMY OF SCIENCES (NAS) OF UKRAINE
2 Avtozavodskaya st., Kyiv, 04074, Ukraine

[3]YESSENOV UNIVERSITY,
32 mr. Aktau, 130000, Republic of Kazakhstan

The article presents the results of research on the creation of drill bits with high durability and sufficient productivity when drilling hard rocks. Four areas of research have been identified to solve this problem: the crown must be multilayer, the profile of the diamond-bearing layers must represent annular conical protrusions and cavities; diamond layers should be separated by diamond-free layers of lower hardness and experience uniform specific pressure during operation; the design of the bit should take into account the peculiarities of the rock destruction mechanism under the action of diamond grains; the manufacturing technology of the crown matrix must be perfect.

Only defect-free diamonds obtained by sorting with special methods are involved in the creation of the matrix; Adding CrB2 or VN nanopowders to the composition of the charge makes it possible to improve the quality of the matrix structure, all tribiological and operational properties, and due to the preliminary metallization of high-strength synthetic diamonds, a transition zone “diamond-coating-matrix material” is created, which will significantly increase the wear resistance of diamond rock cutting tools.

The mentioned problems have been partially solved: a multilayer impregnated bit with a ridged profile of diamond-bearing layers and a uniform specific pressure on the latter during drilling has been created and put into production, laboratory studies have been carried out to improve the quality of composite materials with positive results, further research is being carried out in all other areas.

KEY WORDS: *diamond multilayer impregnated crown, hard rocks, improvement of manufacturing technology, increase in wear resistance and productivity, "comb" profile of the die end.*

ВВЕДЕНИЕ. Алмазные буровые коронки для отбора проб из горного массива применяются для бурения горных пород от VI до XII категорий по буримости по 12-бальной шкале. Однако наибольшие трудности вызывает бурение самых твердых пород XI-XII категорий, где производительность и стойкость упомянутых инструментов значительно снижается [1].

В этой связи работы по созданию конструкции алмазных буровых коронок, повышающих эффективность их применения в твердых породах, ведутся в следующих направлениях:

1) алмазонесущая матрица коронки должна содержать нескольких алмазных слоев, разделенных безалмазными слоями меньшей твердости, такое конструктивное оформление коронок повышает ей стойкость, т.е., количество метров, пробуренных одной коронкой без подъема из скважины для ее замены на новую;

2) каждый алмазонесущий слой матрицы должен иметь так называемый «гребешковой» профиль, представляющий конусные кольцевые выступы и впадины;

3) в конструкции алмазонесущей матрицы необходимо, учитывать особенности взаимодействие алмазных зерен с твердой породой, в частности, формирование зоны внедрения зерна и залегающей под ней зоны разбитой трещинами, но неудаленной горной породы;

4) при изготовлении алмазонесущей матрицы большую роль играет качество исходных материалов, новые методы повышения износостойкости и производительности зерен алмазосодержащей матрицы.

Повышение времени работы алмазной буровой коронки на забое скважины позволяет повысить производительность бурения за счет сокращения времени спуско-подъемных операций для замены изношенного бурового инструмента на новый. Это особенно важно при оснащении алмазными коронками снарядов со съемными керноприемниками (ССК).

МАТЕРИАЛЫ И МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ. Сотрудники ТОО «Бурмаш» и КазНИТУ имени К.И. Сатпаева [1] разработали, создали запатентовали и внедрили в производство алмазные многослойные импрегрированное коронки, удовлетворяющие первым двум направлениям – это коронки под маркой КСБ-1 [2] и КСБ-2 [3].

Коронка КСБ-1 имеет кольцевой корпус с резьбой для соединения с снарядом ССК и применяемую алмазонесущую матрицу гребешкового профиля. Последняя содержат по высоте несколько (минимум четыре) импрегрированных конусных кольцевых алмазных слоев, разделенных безалмазных слоями меньшей твердости.

Каждый алмазосодержащий слой состоит из алмазов следующих групп: группа алмазов в объемном слое JNDT 1,460/40; группа более крупных алмазов в подрезном слое – JDMB 6020/30MO. Объемные алмазы при работе формируют кольцевой забой, подрезные калибруют стенки скважины и керн. Безалмазные слои состоят

из твердого сплава ВК-20, имеющего намного меньшую твердость по сравнению с алмазными слоями. Масса для формирования алмазных конусно-кольцевых слоев составляет 51,9 карат (при наружном диаметре коронки 76 мм). Конусно-кольцевая форм алмазных слоев имеет значительное преимущество перед другими видами профиля (плоский, купол, полукупол и т.д.). В работе [1] показано, что суммарная сила трения $F_{тр.сум}$, возникающая при вращении прижатой к забою коронки, подчиняется зависимости:

$$F_{тр.сум} = Pf_0/Sin\frac{\alpha}{2}, \qquad (1)$$

где P – осевая нагрузка на коронку, f_0 – коэффициент трения на границе «алмазы – горная порода», α – угол приострения конусно-кольцевых выступов алмазосодержащих слоев.

Если в формуле (*1*) положить $\alpha=180^0$, что означает, что коронка имеет прямоугольный профиль торца, то $F_{тр.сум} = f_0P$. Если $\alpha=60^0$, то $F_{тр} = 2f_0P$. Если $\alpha=50^0$, то $F_{тр} = 2{,}4f_0P$. Отсюда следует вывод, что с уменьшением угла приострения растет сила трения коронки о забой, интенсифицируется процесс разрушения забоя. Такое положения объясняется тем, что при использовании алмазных импрегнированных инструментов порода разрушается микро резанием и, в большей степени, силой трения между трущимися телами. Таким образом, гребешковой профиль алмазных слоев матрицы имеет преимущество перед другими видами профилей, что подтверждается также экспериментально [4,5].

Работа коронки КСБ-1 заключается последовательном воздействии на забой алмазоносными слоями конусно-кольцевой формы. При износе первого алмазного слоя, в контакт с забоем вступает алмазный слой, который быстро обнажается вследствие интенсивного износа безалмазного слоя значительно меньшей твердости. Далее процесс повторяется до полного износа всех алмазных импрегрированных слоев по высоте матрицы, что резко повышает стойкость таких буровых инструментов.

Усовершенствованной конструкцией коронки КСБ-1 является коронка КСБ-2, в которой реализован принцип равенства нормальных удельных давлений со стороны всех кольцевых конусных выступов алмазосодержащих слоев на породу забоя скважины при сохранении «гребешковой» их формы.

При этом величина углов α приострения конусных кольцевых выступов линейно уменьшается от внутреннего выступа (внутреннего радиуса коронки) к перферийского до величины γ. Величина угла α в диапазоне R_n, R_b (R_n, R_b – наружный и внутренний радиусы коронки) изменяется в соответствии со следующей зависимостью:

$$\alpha = 2arcctg\left\{\left(2R_b + \frac{t}{2}\right)ctg_2^{\gamma} : \left[2R_b + (2m-1)\frac{t}{2}\right]\right\}, \qquad (2)$$

где t – основание конусных кольцевых алмазных выступов, m – номера боковых поверхностей конусных кольцевых выступов, начиная с боковой поверхности, примыкающей к внутреннему радиусу матрицы коронки.

За счет равномерности давлений на все алмазные кольцевые выступы матрицы обеспечивается большая стойкость коронки, а также экономия алмазного сырья при ее изготовлении. Например, при одинаковых стандартных диаметрах (75,3 мм)

и конструкции коронок КСБ-1 и КСБ-2 на последнюю было затрачено 48,4 карат против 51,9 карат на коронку КСБ-1. Общий вид коронки КСБ-2 показан на рисунке 2а. В остальном ее конструкция аналогична коронке КСБ-1.

РЕЗУЛЬТАТЫ. Коронки КСБ прошли многочисленные производственные испытания при разведочном бурении на геологических объектах Казахстана. Результаты сравнительных технико-экономических показатели коронки КСБ-2 с буровыми коронками известных зарубежных фирм приведены в *таблице 1* [6].

Таблица 1 – **Результаты сравнительных испытаний алмазных буровых коронок NQ**

№	Производитель буровых коронок	Проходка, м	Расход коронок шт.	Средняя проходка на коронку (стойкость) S,м	Средне-квадратичное отклонение проходки, δ см	Коэффициент вариации V=δ/S	Стоимость коронки тенге/доллар (т/долл.)	Эффективность использования коронок F=C/S
1	Dimatec (США)	560 м	14	40	1,3	0,032	$\frac{70000}{467}$	$\frac{467}{40}$ = 11,675
2	ALFA-0,8 (Канада)	175 м	6	35	1,35	0,039	$\frac{80000}{533}$	$\frac{533}{35}$ = 15,23
3	Ultra Terra (Канада)	175 м	5	35	1,36	0,039	$\frac{85000}{567}$	$\frac{567}{35}$ = 16,2
4	Boart Longyear (Канада)	355 м	7	50	1,42	0,028	$\frac{90000}{600}$	$\frac{600}{50}$ = 12
5	Терек-Алмаз (Россия)	315 м	7	45	1,45	0,032	$\frac{65000}{433}$	$\frac{433}{45}$ = 9,6
6	Bohwa (Китай)	150 м	5	30	1,33	0,044	$\frac{50000}{333}$	$\frac{333}{30}$ = 11,1
7	КСБ-2 (Терек-Алмаз по патенту РК)	630 м	10	63	1,45	0,023	$\frac{65000}{433}$	$\frac{433}{63}$ = 6,87

Анализ таблицы по позициям 1 – 6 показывает, что средняя проходка S на коронку варьирует с 30 м (Китай) до 50 м (Boart Longyear). Величины вычисленных среднеквадратичных отклонений δ и коэффициентов вариации V=δ/S свидетельствует о достоверности полученных результатов. За критерий эффективности F различных коронок принята доля их цены C, приходящаяся на 1 м бурения:

$$F=C/S, \qquad (3),$$

причем наиболее эффективной будет применение той коронки, у которой упомянутый критерий будет минимален. В 7 столбце *таблицы 1* приведены цены алмазных импрегнированных коронок различных фирм-производителей (в тенге и долларах США), а в столбце 8 – критерий F эффективности их применения. Анализ данных последнего столбца показывает, что минимальную величину имеет критерии F при использовании импрегнированных многослойной алмазной коронок КСБ-2, выпускаемой фирмой «Терек Алмаз» по патенту РК [3]; его величина составляет F=6,87, что показывает высокую эффективность созданной на мировом уровне буровой коронки.

Исследования по третьему направлению сотрудничество ТОО «Бурмаш» и КазНИТУ привело к мысли использовать давно известный эффект появления мно-

гочисленных трещин в породе, расположенной ниже, под зоной внедрения алмазных зерен [7]. В твердых породах мощность упомянутой зоны $h_р = (8:10)\ h_в$, где $h_в$ – глубина внедрения алмазных зерен в породу. Этот эффект предлагается использовать в алмазонесущей матрице коронки, у которой алмазные и безалмазные слой размещены на трехзаходной винтовой поверхности [8]. Конструкция такой коронки типоразмера NQ (Ø75,3 мм) приведена на *рисунке 1*. Шаг винтовой поверхности выполнен с очень малым шагом (порядка 1–15 мм). Это сделано для воздействия на зону трещиноватости породы, залегающей под зоной внедрения алмазного зерна, составляющей на глубине всего 0,1 – 0,15 мм. На каждом заходе винтовой поверхности размещено по 3 алмазонесущих сектора матрицы, разделенных промывочными каналами (*рисунок 1в*). Алмазосодержащие слои матрицы, расположенные на винтовой поверхности и обращенные к забою скважины, имеют форму, представляющую чередующиеся конусные кольцевые выступы и впадины. Угол подъема, α винтовых поверхностей алмазосодержащих слоев матрицы определяется по формуле:

$$\alpha = arctg\frac{3h_p}{\pi Д_{ср}}, \qquad (4)$$

где З – число заходов винтовой поверхности; $h_р$ – глубина разрушения горной породы; $Д_{ср}$ – средний диаметр торца матрицы.

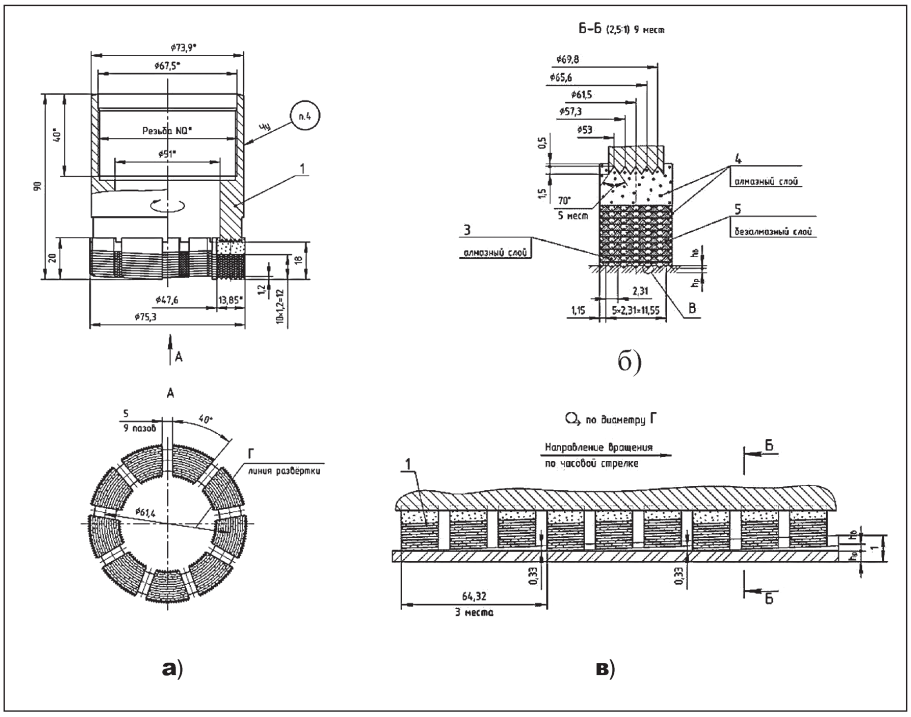


Рисунок 1 – **Многослойная импрегнированная алмазная коронка КСБ-3 типоразмера NQ (75,3 мм) с трехзаходной винтовой поверхностью размещения алмазосодержащих слоев:**
***1* – корпус, *2* – многослойная алмазосодержащая матрица, *3* – алмазные слои, *4* – безалмазные слои;**
***а* – общий вид коронки, *б* – алмазосодержащая матрица, *в* – развертка матрицы по среднему диаметру**

Работа коронки осуществляется следующим образом. В начальный момент процесса бурения после подачи промывочной жидкости, приложения осевой нагрузки и крутящего момента коронка внедряется в породу концами граней секторов, наибольших по высоте.

Каждый из указанных секторов коронки, воздействуя на породу наибольшим по высоте конусными кольцевыми выступами алмазосодержащего слоя, пройдя 1/3 окружности забоя, формирует аналогичные по форме конусные кольцевые впадины, а под ними – зону разрушения, т.е. зону раздробленной трещинами, но не удаленной породы.

При дальнейшем вращении коронки каждая группа секторов, расположенная на одном заходе винтовой поверхности, перемещается в часть забоя, подготовленного к углублению впереди работающей группой секторов, расположенной на соседнем заходе. Таким образом, через 1/3 оборота вследствие сформированной на забое кольцевой зоны разрушения и действия постоянной осевой нагрузки секторы матрицы, вытесняя раздробленную породу, перемещаются вниз на величину, близкую к толщине разрушенного слоя, и осуществляют удаление последнего. Формирующиеся на забое кольцевые выступы разрушаются под действием всегда имеющихся вибраций буровой коронки. После отработки первого, начиная от забоя алмазосодержащего слоя, вследствие опережающего износа малоабразивного слоя связующего материала происходит обнажение второго алмазосодержащего слоя секторов, который производит дальнейшее углубление забоя. Опережающий износ малоабразивного безалмазного слоя позволяет, постепенно обнажая алмазосодержащий слой, полностью отработать его при разрушении породы. Далее процесс углубления забоя повторяется до полной отработки всех алмазосодержащих слоев матрицы.

Наклонное (по отношению к забою) положение алмазосодержащих слоев, расположенных на винтовой поверхности и разделяющих их слои малоабразивного материала, а также их конусная кольцевая форма позволяет создавать большие удельные нагрузки на забой, реализовать эффект самозатачивания и особенности механизма разрушения твердых пород при воздействии алмазных зерен. Таким образом, использование предлагаемой алмазной коронки позволяет увеличить ее удельное контактное давление на забой и стойкость, что, в свою очередь, повышает механическую и рейсовую скорости бурения и в целом эффективность проходки скважины.

По четвертому направлению исследований, касающихся повышению качества создаваемых алмазосодержащих матриц, как основного элемента в конструкции буровой коронки, наибольших успехов добились сотрудники института сверхтвердых материалов НАН Украины. В рамках совместной работы с КазНИТУ и сотрудники ИСМ получили следующие результаты [9–16]:

1) Сортировка зерен алмаза зернистости 400/315 по степени дефектности позволили получить высокопрочные термостойкие алмазные порошки марок АСТ200-АСТ250 с высокой однородностью по прочным характеристикам.

2) Результатами лабораторных исследований подтверждена возможность повышения износостойкости в 1,6 раза матриц буровых коронок в случае их оснащения высокопрочными алмазами с низкой степенью дефектности, полученными в результате применения специальных методов сортировки.

3) Добавление нанопорошка CrB_2 в состав матрицы 51Fe-32Cu-9Ni-8Sn КАМ, сформированной методом холодного прессования с последующим спеканием с горячей допрессовкой, влияет на ее структуру, механические и эксплуатационные свойства. Наименьшие значения коэффициента трения (0,130) и скорости износа ($2{,}1 \cdot 10^{-2}$ мм^3 Н$^{-1}$ *м$^{-1}$) зафиксированы при концентрации 2% CrB_2. Трибологические испытания спеченных образцов в дополнение к измерению микротвердости и модуля упругости свидетельствуют о существенном расширении функциональных возможностей композита, содержащего 2% CrB_2.

4) Использование нанопорошка VN в количестве 3% (по массе) в составе исходной шихты 51Fe-32Cu-9Ni-8Sn с размером частиц 10 – 60 мкм, позволяет сформировать микрогетерогенную структуру с размером зерна 20 – 400 нм с плотными межзеренными границами, на которых отсутствуют поры.

5) Измельчение алмазных зерен от 5 – 50 мкм до 20 – 400 нм приводит к резкому снижение силы трения от 250 до 180 м/н и скорости износа; испытания на износостойкость измельченных зерен свидетельствуют о значительном расширении возможностей композита с нанокристалической матрицей.

6) Применение предварительной металлизации высокопрочных синтетических алмазов с целью получения переходной зоны «алмаз-покрытие-материал матрицы» позволяет использовать технологические методы повышения износостойкости композиционных алмазосодержащих материалов алмазного породоразрушающего инструмента.

7) Установлено, что при проведении лабораторных испытаний использование для оснащения опытных коронок синтетическим алмазами марок АСТ – 200 – АСТ250 с высокой однородностью по прочностным характеристикам позволяет не только увеличить износостойкость буровых коронок в 1,5 – 2,5 раза, но и повысить эффективность разрушения ими горной породы.

8) В результате изучения влияния прочности алмазных зерен и однородности их по прочности на износостойкость буровых коронок и энергоемкость разрушения, установлено, что повышение прочности используемых алмазов приводит к увеличению их выступания их матрицы. Это, в свою очередь, уменьшает величину расклинивания, повышает износостойкость инструмента и снижает объемную работу разрушения породы.

ОБСУЖДЕНИЕ И ВЫВОДЫ. В результате исследования установлена, что для бурения твердых абразивных пород наиболее эффективно применять алмазные многослойные коронки, матрица которых содержит по высоте несколько (три-пять и более) алмазных импрегнированных слоев, разделанных между собой безалмазными слоями значительного меньшой твердости (например, твердой слоях ВК-20). Предположительная форма алмазных слоев – «гребешковая», представляющая концентрическое конусные выступы и впадины. Показано, что повышение стойкости и производительности бурения алмазных коронок имеет быть реализована, если алмазосодержащую матрицу изготавливают путем предварительной сортировки алмазов по их дефектности, добавлением в шихту нанопорошков CrB_2 или VN, измельчением алмазных зерен до 20 – 400 нм и предварительной металлизацией высокопрочных синтетических с целью получения переходной зоны, «алмаз-покрытие-материал матрицы». Теоретически установлено перспективность размещению

алмазосодержащих импрегнированных слоев в матрице на трех заходная винтовой поверхности с очень малым шагом (1 – 1,5 мм).

На заключительном этапе исследований планируется создать алмазную коронку с учетом достижений в каждом из упомянутых направлений. Предположительно это будет алмазная многослойная импрегрированная коронка матрица, которая выполнена с трехзаходной поверхностью размещения алмазных слоев, причем изготовление матрицы будет происходить по технологии с учетом результатов работы Института сверхтвердых материалов им. В.Н. Бакуля ИСМ НАН (Украина).

«Данное исследование финансируется Комитетом науки Министерства образования и науки Республики Казахстан (грант № AP08857201)».

ЛИТЕРАТУРА

1 Кудайкулов С.К. Бурение скважин в сложных условиях снарядами со съемками керноприемниками (ССК) – Алматы: КазНТУ, 2010 – 248 с. [Kudajkulov S.K. Burenie skvazhin v slozhnyh usloviyah snaryadami so s"emkami kernopriemnikami (SSK) – Almaty: KazNTU, 2010 – 248 s.]

2 Инновационный патент №13169 РК. Алмазная буровая коронка / Кудайкулов С.К., Федоров Б.В. Бюлл. №6. 2003. [Innovacionnyj patent №13169 RK. Almaznaya burovaya koronka / Kudajkulov S.K., Fedorov B.V. Byull. №6. 2003].

3 Инновационный патент №17379 РК. Алмазная буровая коронка / Кудайкулов С.К., Федоров Б.В. Бюлл. №5. 2006. [Innovacionnyj patent №17379 RK. Almaznaya burovaya koronka / Kudajkulov S.K., Fedorov B.V. Byull. №5. 2006.]

4 Ратов Б.Т., Федоров Б.В., Кудайкулова Г.А., Отебаев М. Совершенствование алмазных коронок для бурения твердых абразивных пород / В сб. Породоразрушающей и металлообрабатывающей инструмент. Техника и технология его изготовления и применения. – Вып. 16. – Киев: ИСМ им. В.Н.Бакуля, НАН Украины, 2013 – С. 26-32. [Ratov B.T., Fedorov B.V., Kudajkulova G.A., Otebaev M. Sovershenstvovanie almaznyh koronok dlya bureniya tverdyh abrazivnyh porod / V sb. Porodorazrushayushchej i metalloobrabatyvayushchej instrument. Tekhnika i tekhnologiya ego izgotovleniya i primeneniya. – Vyp. 16. – Kiev: ISM im. V.N.Bakulya, NAN Ukrainy, 2013 – S. 26-32.]

5 Соловьев Н.В., Чихоткин В.Ф., Богданов Р.К., Закора А.П. Ресурсосберегающая технология алмазного бурения в сложных геологических условиях. – М.: ОАО ВЭГКНОЭНТ, 1997 – 126 с. [Solov'ev N.V., Chihotkin V.F., Bogdanov R.K., Zakora A.P. Resursosberegayushchaya tekhnologiya almaznogo bureniya v slozhnyh geologicheskih usloviyah. – M.: OAO VEGKNOENT, 1997 – 126 s.]

6 Федоров Б.В., Кудайкулова Г.А. и др. Результаты сравнительных испытаний алмазных буровых коронок ведущих фирм // Вестник КазНТУ. – 2014.– №2(102). – С. 75-79. [Fedorov B.V., Kudajkulova G.A. i dr. Rezul'taty sravnitel'nyh ispytanij almaznyh burovyh koronok vedushchih firm // Vestnik KazNTU. – 2014.– №2(102). – S. 75-79.]

7 Корнилов Н.И., Травин В.С. и др. Породоразрушающий инструмент для геологоразведочных скважин. Справочник. – М.: Недра, 1979. – С. 21-22. [Kornilov N.I., Travin V.S. i dr. Porodorazrushayushchij instrument dlya geologorazvedochnyh skvazhin. Spravochnik. – M.: Nedra, 1979. – S. 21-22.]

8 Инновационный патент № 25764 РК. Алмазная буровая коронка / Федоров Б.В., Кудайкулова Г.А., Бердибаев Н.М. Бюлл. № 5. 2012. [Innovacionnyj patent №25764 RK. Almaznaya burovaya koronka / Fedorov B.V., Kudajkulova G.A., Berdibaev N.M. Byull. №5. 2012.]

9 Мечник В.А., Бондаренко Н.А., Кузин Н.О., Ляшенко Б.А. Роль структурообразования в формировании физико-механических свойств композитов системы алмаз – (Fe-Cu-Ni-Sn) // Трение и износ. – 2016. – Т. 37. – № 4. – С. 482-490. [Mechnik V.A., Bondarenko N.A., Kuzin N.O., Lyashenko B.A. Rol' strukturoobrazovaniya v formirovanii fiziko-mekhanicheskih svojstv kompozitov sistemy almaz – (Fe-Cu-Ni-Sn) // Trenie i iznos. – 2016. – T. 37. – № 4. – S. 482-490.]

10 Gevorkyan E., Mechnik V., Bondarenko N., Vovk R., Lytovchenko S., Chishkala V., Melnik O. Peculiarities of obtaining diamond-(Fe-Cu-Ni-Sn) hot pressing // Functional Materials. – 2017. – № 24. – P. 31-45.

11 Mechnik V. A., Bondarenko N. A., Dub S. N., Kolodnitskyi V. M , Nesterenko Yu. V., Kuzin N. O., Zakiev I. M., Gevorkyan E. S. A study of microstructure of Fe-Cu-Ni-Sn and Fe-Cu-Ni-Sn-VN metal matrix for diamond containing composites // Materials Characterization. – 2018. – № 146. – P. 209-216.

12 Mechnik V. A., Bondarenko N. A., Kolodnitskyi V. M., Zakiev V. I., I. Zakiev I. M., Storchak M., Dub S. N., Kuzin N. O. Physico-mechanical and tribological properties of Fe-Cu-Ni-Sn and Fe-Cu-Ni-Sn-VN nanocomposites obtained by powder metallurgy methods. Tribology in Industry. – 2019. – Vol. 41, № 2. – P. 188-198.

13 Мечник В. А., Бондаренко Н. А., Колодницкий В. Н., Закиев В. И., Закиев И. М., Игнатович С. Р., Дуб С. Н., Кузин Н. О. Формирование нанокристаллической матрицы Fe-Cu-Ni-Sn-VN вакуумным горячим прессованием для композиционного алмазосодержащего материала. Механические и трибологические свойства // Сверхтвердые материалы. – 2019. – №6. – С. 26-43. [Mechnik V. A., Bondarenko N. A., Kolodnickij V. N., Zakiev V. I., Zakiev I. M., Ignatovich S. R., Dub S. N., Kuzin N. O. Formirovanie nanokristallicheskoj matricy Fe-Cu-Ni-Sn-VN vakuumnym goryachim pressovaniem dlya kompozicionnogo almazosoderzhashchego materiala. Mekhanicheskie i tribologicheskie svojstva // Sverhtverdye materialy. – 2019. – №6. – S. 26-43.]

14 Ратов Б. Т., Федоров Б.В., Исонкин А.М., Сыздыков А.Х. Ильницкая Г.Д. Основные направления совершенствования алмазных буровых коронок // Нефть и газ. – 2021. – №5 (125). – С. 46-59. [Ratov B. T., Fedorov B.V., Isonkin A.M., Syzdykov A.H. Il'nickaya G.D. Osnovnye napravleniya sovershenstvovaniya almaznyh burovyh koronok // Neft' i gaz. – 2021. – №5 (125). – S. 46-59.]

15 Ратов Б.Т., Бондоренко Н.А., Мечник В.А., Стрелчук В.В., Колодницкий В.Н., Николенко А.С., Коростишевський Д.Л., Пошванюк Н.Ф. Особенности микроструктуры композитов WC-Co упрачненных добавкой CrB2 / Инструментальное материаловедение. Сборник научных трудов. – Вып. 24. – Киев: ИСМ им. В.Н. Бакуля, НАН Украины. Греция. Литохоро, 2021. – С. 27–36. [Ratov B.T., Bondorenko N.A., Mechnik V.A., Strelchuk V.V., Kolodnickij V.N., Nikolenko A.S., Korostishevs'kij D.L., Poshvanyuk N.F. Osobennosti mikroctruktury kompozitov WC-Co uprachnennyh dobavkoj CrB2 / Instrumental'noe materialovedenie. Sbornik nauchnyh trudov. – Vyp. 24. – Kiev: ISM im. V.N. Bakulya, NAN Ukrainy. Greciya. Litohoro, 2021. – S. 27–36.]

16 Ratov B.T., Bondarenko M.O., Mechnik V.A., Strelchuk V.V., Prikhna T.A., Kolodnitskyi V.M., Nikolenko A.S., Lytvyn P.M., Danylenko I.M., Moshchil V.E., Gevorkyan E.S., Kosminov A.S., Borash A. R. Structure and Properties of WC–Co Composites with Different CrB2 Concentrations, Sintered by Vacuum Hot Pressing, for Drill Bits // Journal of Superhard Materials. – 2021. – Vol. 43. – No. 5. – Pp. 344–354.

УДК.622.276.24; https://doi.org/10.37878/2708-0080/2022-2.09
https://orcid.org/0000-0001-6767-5713

ВЛИЯНИЕ ТЕМПЕРАТУРНОГО ФАКТОРА НА ВЕЛИЧИНУ ГИДРОСТАТИЧЕСКОГО ДАВЛЕНИЯ ПРИ БУРЕНИИ ГЕОТЕРМАЛЬНЫХ СКВАЖИН

С.А. МУСАЕВА,
докторант, *samira.musayeva@bhos.edu.az*

БАКИНСКАЯ ВЫСШАЯ ШКОЛА НЕФТИ
Азербайджан, AZ1025, г. Баку, Ходжалинский пр. 30

Одной из важнейших задач современного естествознания является энергосбережение и замена невозобновляемых источников энергии на ветровую, солнечную, геотермальную, волновую и другие виды энергии.

Главное преимущество горячей воды в том, что ее подачу можно получить в местах, где она непрерывно регенерируется и потребляет непосредственно тепло, энергию, еще важнее и полезная химия, обладает целебными свойствами и способностями.

В статье рассматривается влияния температурного фактора на величину гидростатического давления при бурении геотермальных скважин путем применения в процессе проводки глубоких скважин химических реагентов на основе водорастворимых полимеров, обеспечивающих стабильность буровых растворов при высоких температурах. Как уже было указано ранее, регулирование гидростатического давления путем повышения плотности бурового раствора в условиях высоких температур нецелесообразно. Поэтому необходимо провести меры по повышению седиментационной устойчивости буровых растворов.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: *геотермальные скважины, буровой раствор, альтернативная энергетика, глубокие скважины, высокие температуры.*

ГЕОТЕРМАЛДЫҚ ҰҢҒЫМАЛАРДЫ БҰРҒЫЛАУ КЕЗІНДЕГІ ТЕМПЕРАТУРАЛЫҚ ФАКТОРДЫҢ ГИДРОСТАТИКАЛЫҚ ҚЫСЫМНЫҢ МӨЛШЕРІНЕ ӘСЕРІ

С.А. МУСАЕВА, докторант, *samira.musayeva@bhos.edu.az*

БАКУ ЖОҒАРЫ МҰҢАЙ МЕКТЕБІ
Әзірбайжан, AZ1025, Баку қ., Ходжалинский даңғ. 30

Қазіргі жаратылыстанудың ең басты міндеттерінің бірі – энергияны үнемдеу мен жаңартылмайтын энергия көздерін жел, күн, геотермалды, толқын және тағыда басқа баламалы энергия көздерімен алмастыру.

Ыстық судың басты артықшылығы – ол үздіксіз регенерацияланатын және жылу мен энергияны тікелей тұтынатын орындарда беруге болатыны, оның емдік қасиеттері бар пайдалы химиясы одан да маңыздырақ.

Мақалада жоғары температурада бұрғылау ерітінділерінің тұрақтылығын қамтамасыз ететін суда еритін полимерлер негізіндегі химиялық реагенттерді терең ұңғымаларды бұрғылау үдерісінде қолдану арқылы геотермалдық ұңғымаларды бұрғылау кезіндегі температуралық фактордың гидростатикалық қысымның мөлшеріне әсері қарастырылады.

Жоғарыда айтылғандай, жоғары температура жағдайында гидростатикалық қысымды бұрғылау ерітіндісінің тығыздығын арттыру арқылы реттеу орынсыз болып келеді. Сондықтан бұрғылау ерітінділерінің седиментациялық тұрақтылығын жақсарту бойынша шаралар өткізілуі қажет.

ТҮЙІНДІ СӨЗДЕР: *геотермалдық ұңғымалар, бұрғылау ерітіндісі, баламалы энергетика, терең ұңғымалар, жоғары температура.*

IMPACT OF THE TEMPERATURE FACTOR ON THE VALUE OF HYDROSTATIC PRESSURE AT DRILLING GEOTHERMAL WELLS

S.A. MUSAYEVA, Doctoral student, *samira.musayeva@bhos.edu.az*

BAKU HIGHER OIL SCHOOL
30, Khojaly Ave., Baku, AZ1025, Azerbaijan

One of the most important tasks of modern natural science is energy saving and replacement of non-renewable energy sources with wind, solar, geothermal, wave and other energies.

The main advantage of geothermal water is that it can be supplied in places where it is continuously regenerated and directly consumes heat, energy, more importantly, useful chemistry, has healing properties and abilities.

The article discusses the influence of the temperature factor on the value of hydrostatic pressure while drilling of geothermal wells using chemical reagents based on water-soluble polymers in the process of drilling deep wells, which ensure the stability of drilling fluids at high temperatures.As mentioned earlier, the regulation of hydrostatic pressure by increasing the drilling mud densityat high temperatures is inappropriate. Therefore, it is necessary to take measures to improve the sedimentation stability of drilling muds.

KEY WORDS: *geothermal wells, drilling mud, alternative energy, deep wells, high temperatures.*

The development of geothermal power generation is associated with the construction of geothermal wells, reducing their cost and increasing the methods of productiveness.

Elaboration of optimum hydrodynamic and thermodynamic calculation methods, creation of thermohydrodynamic methods for hydrodynamic units can become one of the main directions in the thermal power development [1–4].

The use of magmathermal complexes for the geothermal power generation can be based on the circulation principle and meet the requirements of the subcritical thermodynamic conditions of the selected thermal carrier. Unfortunately, the full concept of closed-type geothermal circulating unit for supercritical cases has not yet been developed. This once again proves that further working outs are needed aimed at the effective implementation of geothermal energy through the construction of geothermal wells and the development of reserves of geothermal wells in the fields [5–7].

As is known, in practice, the hydrostatic pressure is measured by multiplying the drilling mud weight (measured in natural conditions) by the depth.

However, this does not take into account the fact that as a result of the combined impact of pressures and temperatures the drilling mud in the well changes its volume, and along with it, its density, i.e. due to the pressure, it constricts, and due to temperature, it expands.

Based on the condition of a linear increase in pressure and temperature with depth, the formula for calculating the hydrostatic pressure in the well can be represented as follows:

$$P = \gamma \cdot H \cdot \varepsilon \qquad (1)$$

where, $\varepsilon = \frac{2 - a\Gamma H}{2 - b\gamma H}$ – reduction coefficient; γ–well-head drilling mud weight, N/m^3; H – well depth; Γ – geothermal gradient, °C/m; a – coefficient of isobaric thermal expansion, 1/°C; b – coefficient of isothermal compressibility by pressure, 1/Pa.

Figure 1 shows the pattern of change in hydrostatic pressure with depth based on formula (1) for real drilling conditions (γ = 1400N/m^3; a = $4 \cdot 10^{-4}$ 1/°C; b = $4 \cdot 10^{-10}$1/Pa).

As can be seen from *Figure 1*, the value of the isothermal gradient has a significant impact on the hydrostatic pressure value on the well bottom (the dotted line shows the known dependence, according to which a and b are equal to zero). At the same time, as the well depth increases, the discrepancy in the results of hydrostatic pressure calculations increases, reaching 10 MPa or more in this case.

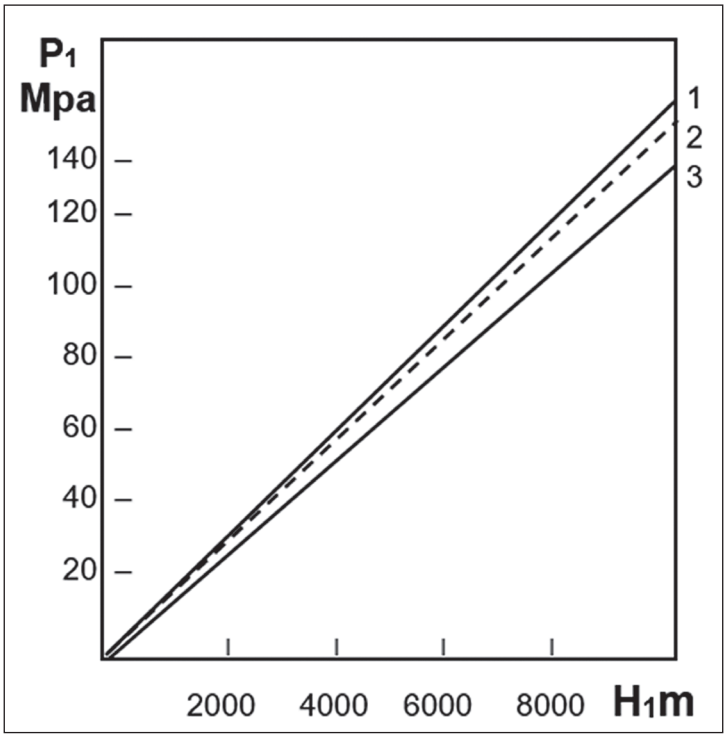


Figure 1 – **Dependence of the hydrostatic pressure in the well on the depth:**
1,2,3 – Г = 0; 0,02; 0,04 °C/m respectively

One of the most frequent types of complications in drilling deep wells is the flow of fluid of the formation (usually gas) after the drilling mud circulation is stopped. At the same time, the duration of the circulation absence in practice conditional of the duration of tripping operations, geophysical measurements, repair work, etc., can reach several days [8–10].

In this case, the main measure is some increase in the drilling mud density to achieve hydrostatic pressure up to the value of the total hydrodynamic pressure on the well bottom, at which there was no fluid inflow from the formation. As a rule, the drilling mud weighting does not give a positive result, and the fluid inflow from the formation into the well continues to occur after the circulation is stopped.

On the other hand, it is obvious that the fluid flows from the formation into the well due to some decrease in hydrostatic pressure. It is well known that the hydrostatic pressure value in the well is influenced by the value of the static shear stress of the drilling fluid, as well as the design of the well.

As already noted, the static shear stress (as well as the rheological parameters) of the drilling mud decreases significantly with increasing temperature. In this regard, the assumption that the decrease in hydrostatic pressure in a deep (high-temperature) well, and, consequently, the fluid inflow from the formation, occurs due to increased values of static shear stress, is unreasonable.

Moreover, a sharp decrease in static shear stress at high temperatures can be a major factor in lost circulation, formation hydraulic fracturing, and a violation of the sedimentation stability of the drilling mud in the well. For example, lignosulfonate drilling fluid with a density of 1.8 g/cm^3 and static shear stress for 1 and 10 minutes of rest, respectively, of 3.6 and 5.4 Pa at a temperature of 20 °C is stable. This can also explain the results of experiments performed on a special rotational viscometer (VSN-2M) depending on the temperature of the structural and mechanical properties of weighted drilling muds, which, as established, is parabolic in nature. At the same time, the fixed "thickening" of the drilling mud with high temperature (meaning the increasing branch of the parabola), interpreted in the literature only as a result of intensive dispersion of clay material, can be justified considering an additional factor – differentiated sedimentation of solid particles and, thus, the formation of viscometer of a gradually increasing and hardening annular plug. This interpretation of this dependence also substantiates the causes of hysteresis loops occurrence and partial reversibility of the structural and mechanical properties of drilling muds during cyclic temperature changes.

It is not difficult to calculate that the barite particles settling with a density of 4.2 g/cm^3 and a size of 250 μm in the drilling mud with a density of 1.8 g/cm^3 occurs at values of static shear stress at the initial rest time of less than 1 Pa. This means that at the wellhead (at wellhead temperature) this static shear stress value will increase at least 5-6 times. In addition, the static shear stress is usually measured after 1 and 10 minutes the drilling mud at rest, which is approximately 2–4 times higher than its similar value at the initial rest time.

Thus, to ensure the sedimentation stability of drilling muds in high-temperature wells, it becomes necessary to design and maintain very high values (about 10 Pa) of static shear stress on the surface. However, if the barite particle size is taken equal to 74 μm

(corresponding to the established norm), then the static shear stress value per minute, which ensures the sedimentation stability of the drilling fluid, will become 3 Pa.

Example. During intermediate flushing of hydrostatic pressure in the well at 3700 m depth after the lifting and lowering of the drilling tool of well No. 8, pl. Zardob (bottomhole 4158 m, temperature 115°C) drilling mud density decreased from 1.98 to 1.46 g/cm^3. At the next stage of flushing, after the restoration of the initial density and the admission of the drilling tool directly to the bottomhole, there were no changes in the drilling mud density leaving the well. Similar phenomena are observed during the drilling of most deep wells in the exploration areas of Azerbaijan.

As mentioned earlier, the regulation of hydrostatic pressure by increasing the drilling mud density at high temperatures is inappropriate. Therefore, it is necessary to take measures to improve the sedimentation stability of drilling muds. One of the most realistic ways in this case is the widespread use in drilling deep wells of chemical reagents based on water-soluble polymers that ensure the stability of drilling muds at high temperatures, as well as powdered weighting agents that do not contain large particles in their composition and do not form when adding to the drilling mud of massive floccules.

CONCLUSION

1. To increase the production rate of geothermal wells, it is proposed to simultaneously drill multilateral geothermal wells based on the selected hydrodynamic parameters using the formulas of the Muscat-Bogewer theory.

2. Based on the analysis of field data, water sources and the concept of alternative energy development in the Republic of Azerbaijan were studied.

3. Upon the thermohydrodynamic studies, the method has been developed to prevent loss of drilling mud.

REFERENCES

1 Алхасов А.Б., Рамазанов М.М., Абасов Г.М. Использование геотермальной энергии в горячем водоснабжении // Водоснабжение и санитарная техника. – 1998. – №3. – С .24-25. [Alkhasov A.B. Ramazanov M.M. Abasov G.M. Ispolzovanie geotermalnoy enerqii v qoryachem vodosnabzhenii // Vodosnabzgenie i sanitarnaya tehnika. – 1998. – №3. – S. 24-25]

2 Алхасов А.Б. Возобновляемая энергетика. – М.: Физматлит, 2010. – С. 256. [Alkhasov A.B. Vozobnovlyaemaya energetika. – M.: Fizmatlit, 2010. – S. 256.]

3 Алхасов А.Б. Теплофизика и теплопередача в системах геотермальной энергетики / Дисс. д-ра техн. наук: 05.14.01., Махачкала, 2002. – С. 276. [Alkhasov A.B Teplophizika i teploperedacha v sistemah geotermalnoy energetiki // Diss. d-ra tehn. nauk: 05.14.01., Makhachkala, 2002. – S. 276]

4 Кулиев С.М., Есьман Б.И., Габузов Г.Г. Температурный режим бурящихся скважин. – М.: Недра, 1968. – С. 218. [Temperaturnyj rezhim buryashchihsya skvazhin. – M.: Nedra, 1968. – S. 218.]

5 Кутателадзе С.С. Основы теории теплообмена. – Л.: Машгаз, 1957. – С. 283. [Kutateladze S.S. Osnovy teorii teploobmena. – L.: Mashgaz, 1957. – S. 283.]

6 Лойцянский Л.Г. Механика жидкости и газа. – М.: Наука, 1973. – С. 848. [Lojcyanskij L.G. Mekhanika zhidkosti i gaza. – M.: Nauka, 1973. – S. 848.]

7 Мамаджанов У.Д. Динамическая характеристика промывочных растворов в бурении. – Л.: Недра, 1972. – С. 192. [Mamadzhanov U.D. Dinamicheskaya harakteristika promyvochnyh rastvorov v burenii. – L.: Nedra, 1972. – S. 192.]

8 Pilkington P.E. Facture gradients // Journal of petroleum engineer. – 1978. – May. – P. 138-148.

9 Toore Preston. How drill pipe can fe stripped back to bottom sucsessfully // Petrol and Petrohen. – 1992. – N 11. – P. 12.

10 Shlumberger. Log Interpretation Prinsiples/Applications. – Shlumberger publication, 1992.

СТЕКЛОПЛАСТИКОВАЯ ПРОДУКЦИЯ NOV FIBER GLASS SYSTEMS L.P.: ПЕРЕДОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ В ШЕЛЬФОВОЙ ДОБЫЧЕ

М.С. КОЗЛЕНКОВ,
технический директор представительства NOV Fiber Glass Systems L.P. в странах СНГ

NOV Fiber Glass Systems L.P. (FGS), США – ведущий мировой производитель стеклопластиковой продукции для промышленности, начал свою деятельность в 1948 г. в штате Техас. На данный момент у FGS 13 заводов по всему миру, офисы и представительства во всех странах, ведущих активное промышленное развитие, и особенно нефтедобычу.

Основной продукцией, производимой FGS для нефтедобывающей отрасли, являются стеклопластиковые трубы диаметром от 30 мм до 1800 мм, давлением до 276 Атм.

Виды труб:

- насосно-компрессорные,
- гибкий трубопровод,
- обсадные,
- линейные,
- а также стеклопластиковая продукция промышленного назначения.

В данной статье мы хотели бы поделиться опытом использования стеклопластиковой продукции и технологий FGS в области оффшорной добычи нефти.

За последние десятилетия рынок шельфовой добычи раздвинул границы технологических инноваций. Это вызвано стремлением операторов снизить общую стоимость владения, увеличив при этом не только безопасность и производительность оборудования, но и срок его службы.

Стеклопластиковая продукция, поставляемая компанией NOV Fiber Glass Systems L.P. на рынок Казахстана и стран СНГ, отвечает этим требованиям уже более 65 лет.

Стеклопластиковые системы трубопроводов и широкая линейка продукции из стеклопластика – это исключительное решение, разработанное с расчетом на долговечность, являющееся надежным в самых суровых морских условиях. Оно помогает

решать проблемы эксплуатационных расходов, коррозии и веса для проектов по строительству новых объектов, а также проблемы безопасности, задачи снижения стоимости и повышения практичности для проектов действующих месторождений.

Компания расширила свой ассортимент, руководствуясь многолетним опытом успешной реализации проектов на действующих и новых месторождениях, полевыми примерами и необходимостью разработки новых неметаллических материалов для будущих морских объектов.

Решения включают композитные резервуары высокого давления, конструкции из композитного материала, подводные системы, службы инженерного обеспечения и хорошо зарекомендовавшие себя системы трубопроводов.

Масштабы коррозии в нефтегазовой промышленности

Немного официальной статистики США: общая годовая стоимость коррозии в нефтегазодобывающей промышленности США оценивается в 1,372 млрд долл. США, из которых 589 млн долл. расходуются на наземные трубопроводы и сооружения, 463 млн долларов в год – на НКТ для внутрискважинных работ и 320 млн долл. США – на капитальные вложения, связанные с коррозией.

В нефтегазовой промышленности признано, что эффективная защита от коррозии будет способствовать достижению следующих преимуществ:

• соблюдение законодательных или корпоративных норм охраны труда, техники безопасности и охраны окружающей среды;

Фото 1 – **Система обвязки фильтрационной установки морской воды на нефтедобывающей платформе**

• сокращение количества утечек;
• повышение доступности предприятия;
• сокращение незапланированных ремонтов;
• сокращение затрат на задержки.

Уникальные решения

FGS имеет опыт сотрудничества с операторами и инженерными компаниями по всему миру, компания работала на всех типах судов, от плавучих установок для добычи, хранения и отгрузки нефти и плавучих СПГ-заводов до подводных лодок и буровых кораблей, экономя миллионы долларов и сотни тонн веса.

1. Системы трубопроводов

Мы проектируем и изготавливаем высокопроизводительные трубы, фитинги и системы Bondstrand из эпоксидной смолы, армированной стекловолокном, в соответствии со специфическими требованиями морских и судовых трубопроводов.

Проектные решения включают в себя улучшение сопротивления внешнему давлению для трубопроводов внутри резервуара, низкий уровень дыма и токсичности для замкнутых пространств и проходов и огнестойкость для систем пожаротушения. Труба также содержит токопроводящие волокна для снятия статического электричества во взрывоопасных зонах.

Для проектирования системы доступна полная инженерная поддержка, анализ напряжений, а также отбор материалов и заготовок катушек.

Продукция FGS проверена на соответствие высоким требованиям и нормам, связанным с морским и шельфовым рынком, будь то стационарные, плавучие или спроектированные на заказ установки. Bondstrand предоставляет конечным пользователям универсальные альтернативы традиционным материалам и отличный продукт для борьбы с коррозией, снижения веса и минимизации обслуживания в самых суровых условиях, среди которых: эксплуатация в морской и пресной воде, в дренажных и газовыпускных системах, системах противопожарной защиты, палубных шпигатах и многое другое.

Стеклопластиковая продукция FGS идеально подходят для широкого спектра задач:

• Системы морской воды
• Системы водяного пожаротушения
• Трубопроводы систем охлаждения
• Пластовая вода
• Канализационные системы
• Сливные трубопроводы
• Колонна труб
• Питьевая вода
• Балластные трубопроводы
• Батиметрические трубки
• Вентиляционные линии
• Газосепараторы
• Хлорноватистокислый натрий
• Одноопорные морские эксплуатационные платформы
• Сточные воды
• Трубы жилых помещений

2. Системы конструкций

Композитные конструкции являются решением проблем с весом конструкции, коррозионной стойкостью, доступом и пожарной безопасностью.

Композитные материалы – это легкая, защищенная от коррозии альтернатива стали. Они снижают затраты на монтаж и обслуживание и обеспечивают долго-

Фото 2 – **Система обвязки фильтрационной установки морской воды на нефтедобывающей платформе**

вечность, в некоторых случаях до 50 лет эксплуатации. Мы решаем проблемы, возникающие при использовании традиционных материалов в сложных условиях эксплуатации и суровых средах, обеспечивая нашим клиентам долгосрочное экономическое преимущество.

Мы используем стандартизированные компоненты для создания структурного решения, которое позволит снизить стоимость владения. Среди таких структурных продуктов:

- Системы перил MARRS™ для применения в море, одобренные по типу огнестойкости;
- Лестницы, перила и калитки;
- Решетки и напольные покрытия;
- Площадки и мостки;
- Системы противоударной защиты;
- Нестандартные морские конструкции: опоры для оборудования, емкости для бурового раствора и структурные опоры для цепных поддонов.

3. Композитные резервуары высокого давления

Композитные резервуары высокого давления, разработанные, испытанные и изготовленные на собственном производстве FGS, предназначены для удовлетворения конкретных требований проекта и соответствуют международно-признанным стандартам для резервуаров под давлением.

Резервуары высокого давления, изготовленные с использованием высококачественного стекла и эпоксидной смолы, представляют собой легкую и коррозионностойкую альтернативу металлическим аналогам, разработанную для продления срока службы объектов, а также их долговечности.

4. Службы инженерного обеспечения

Отдел инженерного обеспечения FGS предоставляет экспертные технические услуги и консультации по проектированию композитных конструкций, систем труб и композитных резервуаров под высоким давлением, используя новейшее программное обеспечение и свой 50-летний опыт.

Уникальное сочетание передового дизайна и современного производства обеспечивает заказчиков комплексным решением, максимально повышающим безопасность, эффективность и контроль веса.

Для заказчика предлагаются следующие инженерные услуги:

- помощь в проектировании и проверке трубопроводов, включая проектирование опор и изготовление изометрических чертежей;
- анализ напряжений в трубопроводах с помощью Caesar II, включая переходные, сейсмические и динамические нагрузки;
- проектирование композитных резервуаров высокого давления;
- структурное проектирование, включая проверку проекта (Cat III, Caesar II и т. д.);
- конечно-элементный анализ;
- расчетная флюидодинамика;
- электронное картирование и контроль размеров;
- инновационные исследования и разработки, включая 3D-печать и создание прототипов;
- информационное моделирование объектов уровня 2.

В следующей статье мы планируем поделиться реальными шельфовыми проектами, где была установлена стеклопластиковая продукция FGS.

Представительство NOV Fiber Glass Systems L.P. в странах СНГ
www.fg-rus.ru, order@fg-rus.ru
+7 (771) 154-32-96, +7 (499) 230 230 0

УДК 622.276; https://doi.org/10.37878/2708-0080/2022-2.10
https://orcid.org/0000-0002-6490-9972
https://orcid.org/0000-0003-2103-646X
https://orcid.org/0000-0002-4039-4900

ТӨМЕН ӨНІМДІ ҰҢҒЫМАЛАРДЫ ПАЙДАЛАНУ ӘДІСТЕМЕЛЕРІН ЖЕТІЛДІРУ

П.А. ТАНЖАРИКОВ,
техника ғылымдарының кандидаты, Инжинирингтік технологиялар және экология кафедрасының профессоры,
pan_19600214@mail.ru

А.Ж. ТЛЕУБЕРГЕН,
инжинирингтік технологиялар және экология кафедрасының аға оқытушысы, магистр,
aibek_mn@mail.ru

Н.С. СУЛЕЙМЕНОВ,
техника ғылымдарының кандидаты, Инжинирингтік технологиялар және экология кафедрасының меңгерушісі,
nurzhan_suleymen@mail.ru

ҚОРҚЫТ АТА АТЫНДАҒЫ ҚЫЗЫЛОРДА УНИВЕРСИТЕТІ,
Қазақстан, 120000, Қызылорда қаласы, Әйтеке би көшесі 29а

Қазақстанның мұнай өнеркәсібінің қазіргі даму кезеңі құлдырайтын өндіріс сатысына енуімен сипатталады.Көптеген ірі кен орындары өнімнің сулануының қарқынды өсуімен сипатталады.

Мұнай кәсіпшілігінде мұнай қорларының қолайсыз геологиялық - технологиялық құрылымы қалыптасты, онда дәстүрлі (технологиялық игерілген) қорлардың үлесі тек 35% - ды құрайды. Сонымен қатар, қиын өндірілетін мұнай қорларының үлесіне (төмен өткізгіш қабаттар, қалдық қорлар, терең жүктелген горизонттар,тұтқырлығы жоғары мұнай,газ асты аймақтары) 2/3 немесе 65% келеді.

Жоғарыда көрсетілген қиындықтарға байланысты, жұмыста келтірілген бағалаулар негізінде мұнайдың қиын алынатын қорларын игерудің басым бағыттары ретінде төмен өткізгіш қабаттар мен қалдық мұнай ресурстарын игеру мәселелерін қарастыру ұсынылады. Оларды табысты әзірлеу мұнайдың өнеркәсіптік қорларының жартысына жуығын тиімді игеруді қамтамасыз етеді. Төмен өткізгіш қабаттарды игеру тиімділігін арттыру игеруге бірнеше миллиард тонна өнеркәсіптік мұнай қорын тартуға мүмкіндік береді.

ТҮЙІН СӨЗДЕР: *мұнай және газ, ұңғыма, дебит, өнім, ұңғымалық сорап қондырғылары, мұнай қоры.*

СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ МЕТОДИК ЭКСПЛУАТАЦИИ НИЗКОПРОДУКТИВНЫХ СКВАЖИН

П.А. ТАНЖАРИКОВ, кандидат технических, профессор, *pan_19600214@mail.ru*
А.Ж. ТЛЕУБЕРГЕН, магистр технических наук, *aibek_mn@mail.ru*
Н.С. СУЛЕЙМЕНОВ, кандидат технических наук, *nurzhan_suleymen@mail.ru*

КЫЗЫЛОРДИНСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ ИМ. КОРКЫТ АТА,
Республика Казахстан, 120000, г. Кызылорда, ул. Айтеке би, 29а

Современный этап развития нефтяной промышленности Казахстана характеризуется вступлением в стадию падающего производства. Многие крупные месторождения характеризуются интенсивным ростом обводненности продукции.

На нефтепромысле сложилась неблагоприятная геолого-технологическая структура запасов нефти, в которой доля традиционных (технологически освоенных) запасов составляет всего 35%. Кроме того, на долю трудноизвлекаемых запасов нефти (низкопроницаемые слои, остаточные запасы, глубоко нагруженные горизонты, высоковязкие нефтяные, подземные зоны) приходится 2/3 или 65%.

Исходя из выше указанных причин, на основе приведенных в работе оценок в качестве приоритетных направлений освоения трудноизвлекаемых запасов нефти предлагается рассмотреть вопросы освоения низкопроницаемых пластов и остаточных нефтяных ресурсов. Их успешная разработка обеспечит эффективное освоение почти половины промышленных запасов нефти. Повышение эффективности освоения низкопроницаемых пластов позволит привлечь к освоению несколько миллиардов тонн промышленных запасов нефти.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА*: нефть и газ, скважина, дебит, продукция, скважинные насосные установки, запасы нефти.*

IMPROVING THE LOW-PRODUCTIVITY WELL OPERATING METHODS

P.A. TANZHARIKOV, candidate of technical sciences, professor, *pan_19600214@mail.ru*
A.Zh. TLEUBERGEN, master of technical sciences, *aibek_mn@mail.ru*
N.S. SULEYMENOV, candidate of technical sciences, *nurzhan_suleymen@mail.ru*

KORKYT ATA KYZYLORDA UNIVERSITY,
29a Aiteke bi street, Kyzylorda,120000, Kazakhstan

The current stage of development of the oil industry of Kazakhstan is characterized by its entry into the stage of declining production. Many large deposits are characterized by a rapid increase in product wetting.

An unfavorable geological and technological structure of oil reserves has been formed at the oilfield, where the share of traditional (technologically developed) reserves is only 35%. At the same time, the share of hard-to-extract oil reserves (low-permeable layers, residual reserves, deeply loaded horizons, high-viscosity oil, gas subsurface areas) is 2/3 or 65%.

Based on the estimates given in this paper, it is proposed to consider the development of low- permeable layers and residual oil resources as priority areas for the development of hard-to-extract oil reserves. Their successful development will ensure the effective development of about half of the industrial oil reserves. Increasing the efficiency of development of low-permeable layers will attract several billion tons of industrial oil reserves for development.

KEY WORDS: *oil and gas, well, flow rate, product, well pumping units, oil reserves.*

Қорлар құрылымының нашарлауының салдары өндіруші ұңғымалардың орташа дебитінің күрт төмендеуі болып табылады. 20 жыл ішінде Құмкөл кен орны аймағында мұнай ұңғымаларының орташа дебиті тәулігіне 11000 тоннадан 200 тоннаға дейін төмендеді.

Қорлардың құрылымының нашарлауының, Қазақстанның көптеген мұнай кен орындарының игерудің соңғы кезеңдеріне көшуінің әсерінен, судың ұлғаюы, парафиндер мен шайырлардың түсуі, резервуардағы сұйықтықпен бірге механикалық қоспаларды шығару мұнай ұңғымаларын пайдалануды қиындатады. Негізгі мұнай өндіруші аудандардың .климаттық жағдайлары қатал, дамыған инфрақұрылымы бар өнеркәсіптік орталықтардан алыс жерлерде болғандықтан,мұнай өндірудің капитал сыйымдылығы мен еңбек сыйымдылығының өсуі байқалады. Қазақстан Республикасының мұнай өнеркәсібінің даму ауырлық орталығы, күрделі геологиялық және техникалық жағдайлары бар аз және орташа дебитті ұңғымаларды механикаландырылған пайдалануға беру арнайы сораптарын жабдықтарын құру және пайдалану міндеттерін алғашқы орынға қояды.

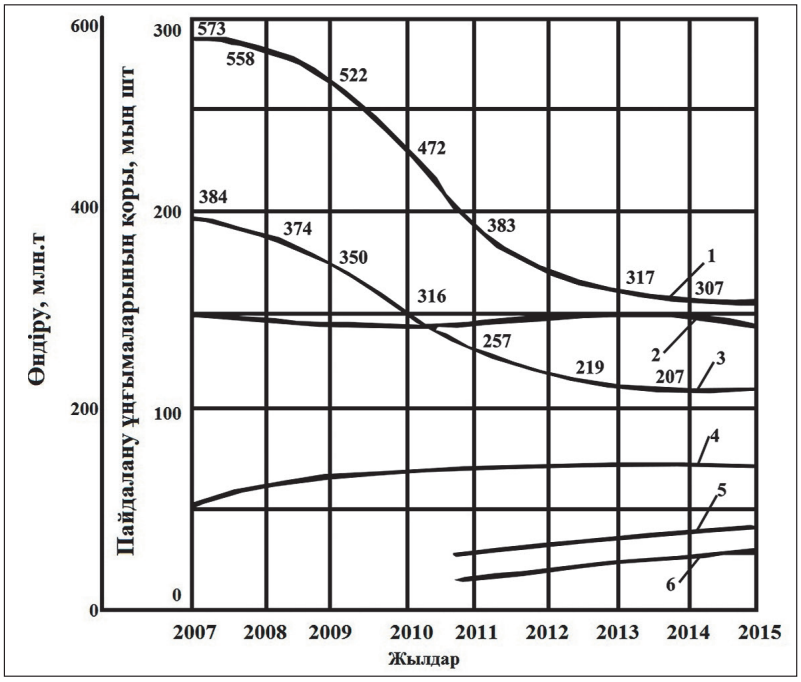
ЗЕРТТЕУ ӘДІСТЕМЕСІ. Ол үшін күрделі жұмыс жағдайларында аз және орташа дебитті ұңғымалардан мұнай өндіруге арналған ұңғымалық сорап қондырғыларын жобалау мен жобалаудың ғылыми негізделген әдістерін, сондай-ақ осы жабдықты оның жұмысы кезінде оңтайлы таңдау және диагностикалау әдістерін жасау қажет [1,2]. *1-суретте* келтірілген нақты деректерден және 1980-2015 жылдар аралығындағы өзгерістің болжамды бағаларынан, ұңғымалардың өнімділігі әртүрлі қорлардың үлесінен көрінеді (*кесте 1*). Қор құрылымының нашарлауының әсерінен мұнай өндірудің капитал сыйымдылығы мен еңбек сыйымдылығының өсуі байқалады (*Сурет 1*). Кен орындарын игерудің дәстүрлі технологиясымен қиын алынатын қорлар мұнай беру коэффициентінің өте төмен мәндерімен сипатталады.

Кесте 1 – **Мұнай өндірудің орташа мәні ,%**

Мұнай өндірудің орташа мәні	%
Дәстүрлі	38-40
Күрделі кен қабаттары	16-20
Терең орналасқан горизонттар	10-30
Қалған кен қорлары	0-10
Жоғары тұтқырлы мұнайлар	5-35
Газ аймағындағы аудандар	10-30

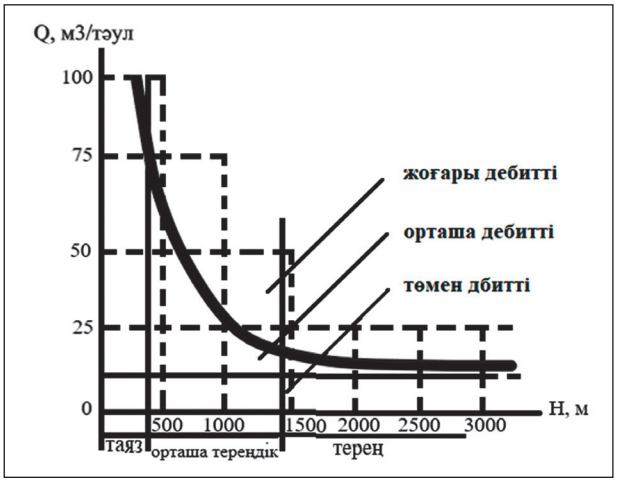
Жұмыста келтірілген бағалаулар негізінде мұнайдың қиын алынатын қорларын игерудің басым бағыттары ретінде төмен өткізгіш қабаттар мен қалдық мұнай ресурстарын игеру мәселелерін қарастыру ұсынылады. Оларды табысты әзірлеу мұнайдың өнеркәсіптік қорларының жартысына жуығын тиімді игеруді қамтамасыз етеді. Төмен өткізгіш қабаттарды игеру тиімділігін арттыру игеруге бірнеше миллиард тонна өнеркәсіптік мұнай қорын тартуға мүмкіндік береді.

Төмен дебитті ұңғымалардың мұндай бөлімі осы дебиттер шегінде кеңінен қолданылатындығына негізделген. Мерзімді айдау (ауыспалы жұмыс режимі), сондай-ақ қондырғысының тұрақты өнімділігі бар сораптар кіреді. Сонымен қатар,



Сурет 1 – **Жылдар бойынша мұнай өндірудің төмендеу графигі**

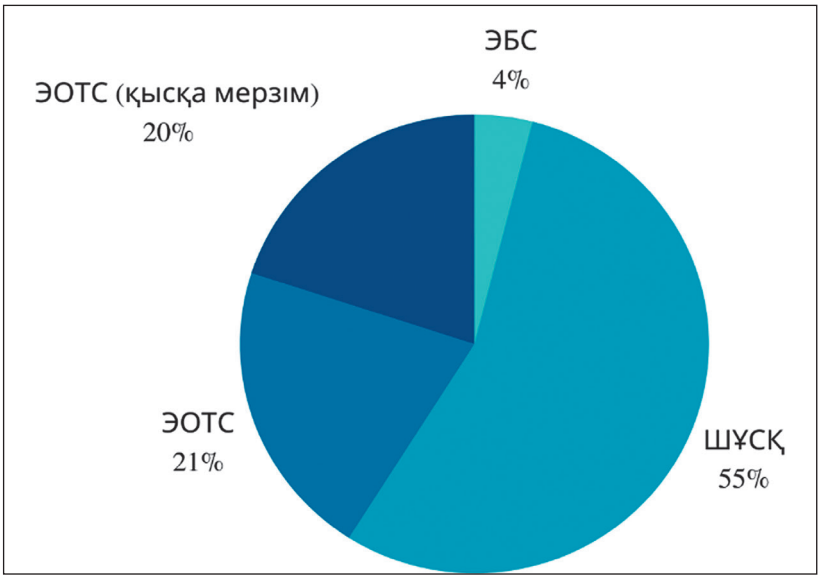
ұңғымалардың осы тобы үшін, әсіресе көп мөлшерде, арнайы өлшемдердің жеңіл және арзан жабдықтарын (станоктар, штангалар, сорғылар, құбырлар) қолданған жөн. Пайдаланудың техникалық-экономикалық көрсеткіштері тұрғысынан тәулігіне 1 тоннаға дейін дебиті бар өте төмен дебитті ұңғымалар тобын ерекше атап өткен жөн. Жоғары және төмен дебиттік топтарға кірмейтін барлық ұңғымалар орташа дебитке жатқызылады. Ұңғымалардың дебиті мен тереңдігі бойынша жіктелуі *2-суретте* графикалық түрде көрсетілген.



Сурет 2 – **Ұңғымалардың дебиті мен тереңдігі бойынша жіктелуі**

Бүгінгі күні ұңғымалардың дебиті аз қорын механикаландырылған өндірудің негізгі тәсілдері төмендегідей (*3-сурет*). [2, с.30-33]:

1) Штангалы ұңғыма сорап қондырғыларын (ШҰСҚ) қолдану;
2) Электрлік орталықтан тепкіш сораптардың (ЭОТС) қондырғыларын қолдану;
3) Мерзімді режимде ЭОТС қолдану;
4) Ұңғымаларды қысқа мерзімді пайдалану;
5) Бұрандалы сорптарды қолдану (ЭБС).



Сурет 3 **– Дебиті төмен немесе орташа ұңғымалар қорын өндіру тәсілдері бойынша бөлу**

ЗЕРТТЕУ МАҚСАТЫ. Пайдалану объектілерін (ұңғымалар, қабаттар) сипаттайтын негізгі көрсеткіштердің орташалануы күрделі жағдайларда жұмыс істеген кезде, жиі техникалық-экономикалық көрсеткіштері төмен мұнай кәсіпшілігі жабдықтарының "орташаланған" үлгі өлшемдерінің құрылуына алып келеді. Мұнда пайдаланудың орташа жағдайлары үшін әзірленген стандартты қондырғыларды пайдалану жабдықтың істен шығуы бойынша атқарымның 2 есе төмендеуіне әкеледі. Сондықтан жаңа мұнай кәсіпшілігі жабдығын құру кезіндегі бірінші міндет бастапқы деректерді жинау, өңдеу және талдау міндетті болып табылады, олар төмендегідей:

1. Ұңғымалар дебитінің мәні;
2. Механикалық қоспалардың мөлшері және олардың құрамы мен қасиеттері;
3. Сорылатын сұйықтықтың температурасы;
4. Айдалатын сұйықтықтың сулануы;
5. Корпус диаметрі;
6. Шегендеу бағанасы бар ұңғыманың инклинограммасы;
7. Ұңғымалар өнімінің химиялық құрамы (су, мұнай, газ);
8. Газ факторы, қанықтыру қысымы, газсыздандыру қисығының көрсеткіші және басқа да параметрлер.

Күрделі жағдайларда мұнай өндіруге арналған сорап қондырғыларының жұмыс жағдайлары мен сенімділігін талдау, барлық элементтердің өзара байланысты болатынын,мұнай өндіруге арналған сорап қондырғыларын жобалаудың, өндірудің, сынаудың және пайдаланудың кешенді жүйесін құру қажеттілігі туралы қорытынды жасауға мүмкіндік береді. Осы уақытқа дейін мұндай жүйелердің болмауы ұңғымалық сорап қондырғыларын дайындау мен пайдаланудың жекелеген сатылары арасындағы алшақтыққа әкелді, әсіресе мұнай кәсіпшілігі мен мұнай жабдықтарын әзірлеушілер мен өндірушілер арасында кері байланыс жиі болмады. Бұл, өз кезегінде, күрделі пайдалану жағдайларында техникалық-экономикалық тиімділігі төмен техниканың қазіргі уақытта қажет емес үлгілерін жасауға және көбейтуге әкелді. Осы бағытты пысықтау нәтижесінде мұнай өндіруге арналған сорап қондырғыларын жетілдірудің,өндірудің, сынаудың және пайдаланудың кешенді жүйесі құрылды, бұл мұнай өнер кәсібінде мұнай өндіруге арналған бірқатар ұңғымалық сорап қондырғыларын және мұнай кәсіпшілігі жабдықтарын іріктеу мен диагностикалаудың бағдарламалық-аппараттық кешендерін құруға және сәтті енгізуге мүмкіндік берді. Жаңа технологияны дамытудың жалпы қабылданған сатылық жүйесімен сыртқы ұқсастығына қарамастан, ұңғымалық сорап қондырғыларын құру мен пайдаланудың кешенді жүйесі соңғысынан айтарлықтай айырмашылықтарға ие. Біріншіден, кешенді жүйе циклдік болып табылады, яғни.жүйенің әрбір келесі кезеңінің жұмысы туралы жедел, сенімді және талданған ақпаратты үнемі "толықтыруды" қамтамасыз етеді. Екіншіден, жүйе тапсырыс берушілерге де (мұнай өндіруші компаниялар), орындаушыларға да (мұнай кәсіпшілігі жабдықтарының зауыттары) қатысы жоқ тәуелсіз және жетекші сарапшы болып табылатын және қаралып отырған проблема бойынша үйлестіруші функциясын орындайтын бас ұйымда шоғырлануы тиіс. Жабдықтардың жаңа түрлерін құрудың барлық кезеңдерін, құрылған қондырғыларды зертханалық, стендтік және кәсіптік сынақтарды, сораптардың тәжірибелі партияларын білікті бақылаудағы пайдалануды қамтитын кешенді мәселелерді шешуге мүмкіндік береді. Мұнай өндіруге арналған сорап қондырғыларын жобалаудың, дайындаудың, сынаудың және пайдаланудың кешенді жүйесінде қолда бар жабдықты жаңғырту және жаңа техниканы құру жөніндегі талаптарды талдаудан бастап жабдыққа қызмет көрсету және жөндеу инфрақұрылымын құруға дейінгі барлық сатыларды қамтамасыз ететін өзара байланысты блоктардың болуы, жабдықтардың жаңа түрлерін құруға арналған үлестік шығындардың төмендеуіне және олардың сенімділігі мен тиімділігінің артуына алып келуі тиіс.

Ұңғымалардың жалпы қорының өсуімен қатар, оларды жөндеу шығындары едәуір артады. Ұңғымалардың орташа тереңдігінің артуы, жөндеудің ұзақтығын, күрделілігін және құнын арттырады.

Қазақстан Республикасының мұнай өнеркәсібінің қазіргі жағдайы мен даму перспективасын сараптау негізінде, кіші және орташа дебитті мұнай ұңғымаларының салмағы туралы қорытындылар жасалып, пайдалану кезінде көптеген факторларға: ұңғыма бағанының қисаюы, қабат өнімдерінің қатты суланuы, айдалатын сұйықтың жоғары дәрежедегі коррозиялық белсенділігі, газдық факторлардың үлкен мәндері және т.б. байланысты қиыншылықтарға ұшырайды. Жұмыста [3] сонымен қатар қазіргі заманғы мұнай өндіру жағдайында штангсыз сорғылармен қолдану

тиімділігі қарастырылған. Бұл салада ең көп тарағандары-орталықтан тепкіш сораптар қондырғылары (ЭОТС). Олармен ұңғымалардың барлық қорының 35% - дан астамы жабдықталған. ЭОТС өте үлкен жеткізу диапазонына ие-тәулігіне 10 м^3-ден 1000 м^3-ге дейін және одан да көп дамыта алады.ірі жеткізу саласында (тәулігіне 80 м^3-ден жоғары), ЭОТС мұнай өндірудің барлық механикаландырылған әдістерінің ішінде ең үлкен тиімділікке ие.

Игеру интервалында 50-ден 300 м^3/ тәулігіне ЭОТС 40%-дан асады, бірақ шағын кен орындарын игеру саласында ЭОТС ПӘК күрт төмендейді. Оның жағдайын қашықтықтан бақылауды ұйымдастыру, сондай-ақ өнімділікті реттеу жеңілдігі бойынша ЭОТС штангалық ұңғымалық сорап қондырғыларынан (ШҰСҚ) едәуір асып түседі. Сондай-ақ, ЭОТС қондырғылары ұңғыманың қисықтығына аз әсер етеді. ЭОТС ұңғыма оқпанының қисықтығының әсері негізінен кабельдің зақымдану қаупіне байланысты, түсіру-көтеру операцияларына әсер етеді және ШҰСҚ сияқты пайдалану процесінің өзімен байланысты емес. Сонымен қатар, ұңғымалық сорап жабдықтарының істен шығуының ұлғайғаны байқалады (мысалы, коррозиялық-агрессивті ортада, құмды шығару кезінде, жоғары температура мен жоғары газ факторы жағдайында өте нашар жұмыс істейді). Осылайша, ЭОТС қолдану тәжірибесін талдай отырып, келесі тармақтарды бөліп көрсетуге болады:

1. Төмен дебитті ұңғымаларда ЭОТС қолдану тек мерзімді пайдалану режимінде ғана мүмкін болады, бұл жабдықтар мен ұңғымаларға теріс әсер етеді.

2. ЭОТС көмегімен ұңғымаларды пайдалану кезінде асқынулардың пайда болуына әкелетін бірқатар факторлар бар [4].

Апаттық (уақыт бойынша қалыпты бөлінбеген) сәтсіздіктер арасында бірінші орынды электр кабелі мен кабельдік кіріс оқшаулауының зақымдалуымен (тесілуімен) байланысты сәтсіздіктер алады. Бұл ұңғымаларды жер асты жөндеу кезінде түсіру-көтеру операциялары технологиясының бұзылуымен ғана емес (түсіру және көтеру жылдамдығының сақталмауы, белдіктердің сапасыз бекітілуі және т.б.), сонымен қатар электр қозғалтқыштарын пайдалану қажеттілігімен байланысты бірнеше рет қалпына келтірілген кабельдерді жөндеу жұмыстары жатады. Ең ауыр зардаптарға әкелетін сәтсіздік-бұл ЭОТС секциясының фланецті түйіспелерінің зақымдалуы және сынуы РС-деп аталатын сәтсіздіктер. Бұл жағдайда жеткізілімнің бұзылуы ғана емес, сонымен қатар жабдықтың ұңғымаға түсуі де орын алады. ЭОТС аспасының тереңдігі 1100-1300 м, ал ұңғымалардың тереңдігі 2000-2500 м болғандықтан, ЭОТС секцияларының кабелінің үзілуі ұңғымаларды герметизациялаумен байланысты ауыр апаттарға алып келеді.

Ұңғыма өнімдерінің сулануының артуы, өнімді горизонттардан құм шығарудың артуы, жабдықтың сапасыз таңдалуы және басқа да себептер кен орны аймағында РС - істен шығумен байланысты авариялардың көбеюіне әкеледі. Егер кәсіпшіліктерде олардың істен шығу үлесі барлық санынан 7-8%-дан аспаса, кейбір кен орындарында қазіргі уақытта 23-25%-ға дейін жетеді.

Жеткілікті қуатты тербелмелі машиналарды пайдалану ұңғымалық штангалық сорғылардың (950 – 1600 м) суспензиясының едәуір тереңдігіне, сондай-ақ негізінен шартты диаметрі 44 мм болатын ұңғымалық сораптарды пайдаланатындығына байланысты, олар ШҰСҚ пайдаланатын ұңғымалардың жалпы санының жартысынан

көбімен жабдықталған. ұңғымалардың дебеттерімен байланысты емес (мұндай сораптардың тек 20%-ында 0,6-дан астам жеткізу коэффициенті бар), бірақ қажетті жабдықты жинақтау қиындықтарымен және кен орындарын пайдалану шарттарымен байланысты. 2000-2010 жылдары шартты диаметрі 32 мм сораптардың қажетті мөлшерінің болмауы және диаметрі 38 мм сорғылардың толық болмауы үлкен диаметрлі сорғыларды қолдану қажеттілігіне әкелді, бұл өз кезегінде штангалар бағанына және тербелмелі машинаның тепе-теңдік барысына жүктемені арттырды. Есептеулер көрсеткендей, жабдықты оңтайлы таңдау (ұңғымалық және жердегі жабдықтардың қажетті өлшемдері болған кезде) тек қана бір кен орнында жабдықтың металл сыйымдылығын 850-1200 тоннаға азайтуға және электр энергиясын тұтынуды 15-27% төмендетуге мүмкіндік береді.

Кесте 2 – **Жаңа техниканы жасау және жетілдіру**

Сынау және техникалық пайдалану нәтиже лерін талдау	Жаңа техниканы құру және жетілдіру бойынша тұжырымдамаларды әзірлеу.	Есептеу схемалары ның математикалық модельдердің жасау және есептеу	Техникалық жобалау және сызбаларды түзету	Тәжірибелі үлгілерді дайындау	Зауыттық, зертханалық және стендтік сынау	Кәсіпшілік және қабылдау сынақтары
Конструк цияны тұтастай және жекелеген тораптарды жетілдіру	Аз сериялы өндіріс	Сериялық өндірісті игеру үшін техникалық құжаттаманы дайындау	Сериялық өндірісті ұйымдастыру	Өндірісті авторлық қадағалау	Бақылаудағы жабдықтарды пайдалану	Қондырғы ларды жаңғырту
Ұңғымалық сорап қондырғыларын пайдалану						
Жабдықтың оңтайлы түрлері мен жұмыс режимдерін есептеу және бақылау	Ұңғыманы игеру және стационарға шығару технология сын есептеу	Жұмыс режимін пайдалану процесіндегі жабдықтың жай-күйін диагности калау	Статистикалық талдау және одан әрі пайдалану және жаңғырту	Деректер базасының кестелері бойынша шешімдерді әзірлеу	Жабдықтарды техника бойынша-экономикалық көрсеткіште рін пайдалану бағдарламала рын есептеу техникасы пакеттері	Жабдықтар ды одан әрі пайдалану жұмыстарын талдау және шешімдерді әзірлеу жөніндегі қосымша бағдарлама лардың пакеттері
Жабдықтар ды диагности калау бойынша қолданбалы бағдарла малардың пакеттері	Жабдық тардың сенімділігін есептеу бағдар-ламалары пакеттері	Жабдық-тарды диагности калаудың қолданбалы бағдар-ламала рының пакеттері	Жабдықтар дың шығуын және режим дерін оңтайлан-дырудың үйінді бағдарла маларының пакеттері	Мұнай кәсіпшілігін сынаудың үйінді бағдар ламалары ның пакет тері	Жер асты жабдықтарына қызмет көрсету жөніндегі қуатты жабдықтар	Көлік және байланыс
Қолда бар жабдықтарды жаңғырту және жаңа техниканы құру бойынша бастапқы талаптарды қалыптастыру						

ШҰСҚ-мен жабдықталған ұңғымаларда жөндеу жұмыстарын жүргізу себептерінің арасында тозған ұңғымалық сораптарды ауыстыру жұмыстары (сол немесе өзге де өлшемге) негізгі болып табылады-шамамен 65%; штангалар бағанасының істен шығуы 8-10%-дан аспайды; сағалық жабдықты жөндеу бойынша жұмыстар (тығыздама және жылтыратылған шток) – 10-12%-ды құрайды. ШҰСҚ жабдықталған ұңғымаларда 2000 жылдың 9 айында жөндеу жұмыстарын өткізу себептері *2-кестеде* келтірілген. Жоғарыда айтылғандармен байланыс ғылыми негізделге Қондырғылардың типтік өлшемдері бойынша істен шығу істеріне талдау төмендгідей нәтижелер берді (*кесте 3*): Берілген үлгілерді бір бас іріктемеге тиістілігіне тексеру студенттің критерийі бойынша жүргізілді және 0,999 ықтималдығымен олар бір бас жиынтыққа жататынын көрсетті. Демек, бұл статистикалық біртекті үлгілер, бұл кен орнында пайдалану жағдайында ЭОТС істен шығуының бірдей сипатын растайды. Көрсетілген деректерден, сондай-ақ істен шығулар бір ұңғымаларда емес, жоғарыда көрсетілген ерекшеліктермен бүкіл қор бойынша орын алатыны шығады. Жоғарыда келтірілген талдау және авариялардың ұңғымалардың тек 15%-ында болатындығы сәтсіздіктің өндірістік және пайдалану табиғаты туралы айтуға мүмкіндік береді. Авариялар мен ішінара жөнделетін қор бойынша деректерді талдау жылдар бойынша істен шығу түрі мен орнының тұрақты сипатын көрсетті. Көрсетілген деректерден, сондай-ақ істен шығулар бір ұңғымаларда емес, жоғарыда көрсетілген ерекшеліктермен бүкіл қор бойынша орын алатыны шығады. Бұл талдау өкілдік үлгіде жасалды деген қорытынды жасауға мүмкіндік береді.

- өндіруші ұңғымаларға пайдалану жабдығын таңдау көбінесе ескірген бастапқы деректер бойынша (қаттық қысым, температура, газ құрамы, сулану және т. б.) және ең жеңілдетілген "қол" әдістемелері бойынша жүргізіледі, осыған байланысты жабдықтың едәуір бөлігі жұмыс аймағынан алыс режимдерде жұмыс істейді сипаттамалары;

Кесте 3 – **ШҰСҚ жабдықталған ұңғымаларда жөндеу жұмыстарын өткізу**

№	Жөндеу түрлері	жөндеу саны	жалпы санынан, %
1	Тозған ұңғыма сорабын сол өлшемдегі үлгіге ауыстыру	482	58,2
2	Тозған ұңғыма сорабын үлкенірек өлшемге ауыстыру	41	5.8
3	Тозған ұңғыма сорабын кіші өлшемге ауыстыру	19	2.3
4	Штангалардың үзілуібұралуы	72	8.7
5	Жылтыратылған өзекшені ауыстыру	81	9.8
6	Сағалық тығыздаманы ауыстыру	15	1.8
7	Басқа себептер	116	14.0
	Барлық жөндеулер	826	100.0

- РС-істен шығуларда қолданылатын сорапты қондырғыларының барлық түрлерінде және шегендеу колонналарының барлық үлгі өлшемдерінде орын алады, алайда көбінесе РС-істен шығулар 1200 және 1550 Мпа қысымды УЭЦН5-80 типті қондырғыларда білінеді;

- жөнделген сораптар жаңаларына қарағанда 3,6 есе көп істен шығу жиілігіне ие, және 2,1 есе көп РС-істен шығуға бейім;

- пайдалану ұңғымаларының көпшілігінде көрсетілген жоғарғы шектен 1,5-18 есе жоғары механикалық қоспалары бар қабат сұйықтығы бар-26-06-1485-87 ЭОТС (жұмыс қабаттарынан механикалық қоспалардың біркелкі бөлінбеуінің себептері мен заңдылықтары туралы мәселе жеке зерттеуді қажет етеді);

- істен шығу уақыты, сораптардың ұңғымасынан алынған бөлшектер мен сораптардың тозу сипаты бойынша шығарылатын ортадан тепкіш сораптар (ЭОТС) қондырғыларының істен шығуының шағын істелуінің негізгі себебі туралы негізгі гипотезаны растайды. Өндіруші ұңғымаларды талдау ұңғымалардың көпшілігінде қабылданған нормаларға сәйкес келетін қисықтық жиынтығының қарқыны және вертикальдан ауытқудың ең жоғары бұрыштары болса да, ұңғымалардың қисықтығы ұңғымалық штангалық және штангасыз жабдықтың істен шығуының төмендеуіне әкеледі деген қорытынды жасауға мүмкіндік берді. Мұнай кәсіпшілігі жабдықтарының істен шығулары мен авариялардың себептері мен жиілігін талдау нәтижесінде күрделі жағдайларда ЭОТС іріктеу және пайдалану тәсілін өзгертуге және РС-істен шығулар санын еселеп азайтуға мүмкіндік беретін мұнай ұңғымаларын пайдалану күрделілігінің санаттылығын айқындау әдістемесі жасалды. Кен орындарында мұнай ұңғымаларын пайдалануды талдау пайдалану қорының негізі орташа және жиі сулану дәрежесі жоғары (98%-ға дейін), динамикалық деңгейі өте төмен (ұңғыма сағасынан 1500 м-ге дейін) аз және орташа дебитті ұңғымалар болып табылатынын көрсетті. Жоғарыда аталған барлық күрделі факторлардың болуы ұңғымалық сорап жабдықтарының істен шығуының едәуір төмендеуіне, жерасты жөндеулері мен пайдалану шығындарының өсуіне әкеледі, мұнай кәсіпшіліктерінің қосалқы бөлшектер мен құралдарға қажеттілігін арттырады, мұнай өндіру тиімділігін төмендетеді. Қазақстан Республикасының мұнай өнеркәсібінің жай-күйі мен даму перспективаларын талдау нәтижесінде аз және орташа дебитті мұнай ұңғымаларының нақты салмағы туралы қорытынды жасалды, олардың жұмысы ұңғыманың қисықтығы, резервуар өнімдерінің жоғары сулануы, сорылатын сұйықтықтың едәуір коррозиялық белсенділігі, газ факторларының үлкен мәні және т.б. анықталды(ең алдымен механикалық қоспалар).

Кесте 4 – **Қондырғылардың типтік өлшемдері бойынша істен шығуын талдау**

Сораптар	Сынамаларды іріктеу, дана	Іріктеудің орташа мәні	Орташа квадратты ауытқу
Жөнделген			
Э-50	56	50,4	36,0
Э-80	68	47,6	36,1
Э-125	27	50,2	36,8
Жаңа			
Э-50	24	47,0	37,9
Э-80	21	49,1	36,9

ҚОРЫТЫНДЫ. Төмен дебит немесе "орташа дебит" ұңғымасы ұғымы екі компонентпен сипатталуы мүмкін - техникалық, экономикалық және гидромеханикалық. Егер "аз және орташа дебитті ұңғыма" Гидромеханикалық ұғымы тұрақты болса және тәулігіне 7-20 м^3 [3,4] мәндерімен және тәулігіне 50-80 м^3 дебитпен шектелген болса [3,4] орташа дебитті ұңғымалар үшін аз және орташа дебитті ұңғымалардың техникалық - экономикалық шекарасы баға мен акциздік саясатқа, сұранысқа, ұсынысқа және мұнайдың өзіндік құнына байланысты үнемі өзгеріп отырады. Қазіргі уақытта мұнай кен орындары үшін тәулігіне 3-4 тонна және тәулігіне 1,5-2,5 тонна мұнай ұңғымаларының шығуының экономикалық тиімді төменгі шекарасы болып табылады. Қойнауқаттық сұйықтықтың суланауы кезінде сұйықтық бойынша дебиттің 80-90% тәулігіне 21-47 м^3 құрайды, бұл іс жүзінде гидромеханикалық параметрлермен белгіленген шекаралармен сәйкес келеді. Осындай дебит шамаларында кен орындарының барлық ұңғымаларының 55-70%-дан астамы аз және орташа дебит санатына жатқызылуы мүмкін [4]. Күрделі пайдалану жағдайлары бар аз және орташа дебитті ұңғымалардан мұнай өндіруге арналған ұңғымалық сорғы қондырғыларының техникалық-экономикалық көрсеткіштерін арттыру мәселелерін шешу жабдықтың жаңа түрлерін құрудың барлық кезеңдерін, құрылған қондырғылардың зертханалық, стендтік және кәсіптік сынақтарын, жабдықтың тәжірибелі партияларын білікті бақылаудағы пайдалануды, объективті коммерциялық ақпаратты жинауды, өңдеуді және талдауды қамтитын кешенді өтпелі жүйені пайдаланбай мүмкін емес. Бастапқы деректердің дәлдігі мен сенімділігі мұнай өндіруге арналған сорап жабдықтарын жобалау нәтижелеріне, атап айтқанда, сенімділік пен техникалық-экономикалық тиімділік өлшемдеріне, әсіресе мұнай ұңғымаларын пайдаланудың күрделі жағдайларында шешуші әсер етеді. Теориялық зерттеулер мен үздіксіз арқан штангалары бар ұңғымалық сораптарды орнатудың математикалық моделі негізінде жасалған, аз және орташа дебитті ұңғымаларды пайдалану кезінде тиімді түрі ұсынылды. Дайындалған есептеу және құрастыру әдістерін қолдана отырып жетілдірілген ұңғымалық диафрагмалық сораптар, стандартты сораптарға қарағанда 5-7 есе жоғары жұмыс істейді. Диафрагмалық сораптар жоғары минералданған резервуарлық сұйықтықты және механикалық қоспалары көп сұйықтықты сорып алу кезінде әсіресе тиімді. Ұсынылған әдістерге сәйкес есептелген резеңке диафрагмалардың беріктігі сынақтарда анықталған беріктіктің нақты мәндерімен жақсы сәйкес келеді. Негізгі конструктивтік және күштік параметрлері шығарылған тәуелділіктер бойынша анықталған негізгі қолдану саласы-төмен дебитті ұңғымалар гидроштанг сораптарының қондырғылары олардың өндіру мүмкіндіктерін өзгертудің қарапайымдылығы мен жеңілдігі тұрғысынан жұмысқа қабілетті және тиімді болып табылады.

ӘДЕБИЕТТЕР

1 Галикеев, И. А., Насыров, В. А., Насыров, А. М. Эксплуатация месторождений нефти в осложненных условиях. – Ижевск: ООО «Парацельс Принт», 2015. – 354 с. [Galikeev, I. A., Nasy`rov, V. A., Nasy`rov, A. M. E`kspluatacziya mestorozhdenij nefti v oslozhnenny`kh usloviyakh. – Izhevsk: OOO «Paraczel`s Print», 2015. – 354 s.]

2 Молчанов А.Г. Основные направления работ по оптимизации эксплуатации нефтепромыслового оборудования в наклонно-направленных скважинах // Нефтепромыс-

ловое дело. -Альянс.:2010. – 588 с. [Molchanov A.G. Osnovny`e napravleniya rabot po optimizaczii e`kspluataczii neftepromy`slovogo oborudovaniya v naklonno-napravlenny`kh skvazhinakh //Neftepromy`slovoe delo. Al`yans.: 2010. -588 s.]

3 Покрепин Б.В. Способы эксплуатации нефтяных и газовых скважин. ИД Ин-Фолио, 2008. – 352 с. [Pokrepin B.V. Sposoby` e`kspluataczii neftyany`kh i gazovy`kh skvazhin. ID In-Folio, 2008. – 352 c.]

4 Абуталипов У.М. Совершенствование эксплуатации наклонно направленных скважин установками винтовых насосов с поверхностным приводом. - Кандидатская диссертация. – 2005. – 111 с. [Abutalipov U.M. Sovershenstvovanie e`kspluataczii naklonno napravlenny`kh skvazhin ustanovkami vintovy`kh nasosov s poverkhnostny`m privodom.- Kandidatskaya dissertacziya. – 2005. – 111 c.]

5 Подкорытов А.А. Повышение эффективности добычи нефти на малодебитном фонде скважин путем внедрения винтовых насосных установок / Научный форум. Сибирь, 2017. – Т. 3. – № 2. [Podkory`tov A.A. Povy`shenie e`ffektivnosti doby`chi nefti na malodebitnom fonde skvazhin putem vnedreniya vintovy`kh nasosny`kh ustanovok / Nauchny`j forum. Sibir`, 2017. – T. 3. – № 2.]

6 Ивановский В.Н., Сабиров А.А., Фролов С.В. Проблемы применения установок скважинных штанговых насосов в условиях интенсификации добычи нефти // Территория нефтегаз. – 2006. – №10. – С. 30-33. [Ivanovskij V.N., Sabirov A.A., Frolov S.V. Problemy` primeneniya ustanovok skvazhinny`kh shtangovy`kh nasosov v usloviyakh intensifikaczii doby`chi nefti // Territoriya neftegaz. – 2006. – №10. – S. 30-33.]

7 Кириченко В.В. УЭЦН для малодебитного фонда скважин // Neftegaz.ru. –2019.– №6.– С. 70-72. [Kirichenko V.V. UE`CzN dlya malodebitnogo fonda skvazhin // Neftegaz.ru. –2019. – № 6. –S.70-72.]

8 Корабельников М.И., Джунисбеков М.Ш. Анализ и пути повышения эффективности механизированной добычи нефти из малодебитных скважин в кризисных условиях // Вестник ЮУрГУ. Серия Энергетика. – 2016. – Т. 16. – № 1. – С. 75-79. [Korabel`nikov M.I., Dzhunisbekov M.Sh. Analiz i puti povy`sheniya e`ffektivnosti mekhanizirovannoj doby`chi nefti iz malodebitny`kh skvazhin v krizisny`kh usloviyakh // Vestnik YuUrGU. Seriya E`nergetika. – 2016. – T. 16. – № 1. – S. 75-79.]

9 Кузьмичев Н.П. Кратковременная эксплуатация скважин для добычи вязкой нефти с помощью УЭЦН // Neftegaz.ru. – 2015. – № 3. – С. 28-35. [Kuz`michev N.P. Kratkovremennaya e`kspluatacziya skvazhin dlya doby`chi vyazkoj nefti s pomoshh`yu UE`CzN // Neftegaz.ru. – 2015. – № 3. – S. 28-35.]

10 Рыжов Е.В., Рыжов М.Е. Модернизированный штанговый глубинный насос «BeeOilPump», повышающий экономичность нефтедобычи // Computational nanotechnology. – 2016. – №2. – С.139-145. [Ry`zhov E.V., Ry`zhov M.E. Modernizirovanny`j shtangovy`j glubinny`j nasos «BeeOilPump», povy`shayushhij e`konomichnost` neftedoby`chi // Computational nanotechnology. – 2016. – №2.– С. 139-145.]

11 Таңжарықов П.А., Амангельдиева Г.Б., Кабыл С.Б.Сұйық мұнайлы эмульсияны тасымалдайтын құбырларды пайдалану кезіндегі коррозия жылдамдығын анықтау // Вестник ПГУ. – 2018. – № 4. – С. 89-96. [Tañjaryqov P.A., Amangeldieva G.B.,Kabyl S.B.Sūiyq mūnaily emülsiany tasymaldaityn qūbyrlardy paidalanu kezındegı korozia jyldamdyğyn anyqtau // Vestnik PGU. – 2018. – № 4. – C. 89-96.]

12 Таңжарықов П. А., Амангельдиева Г.Б., Сейілбекова Ж.С. Мұнай-газ өнеркәсібі жабдықтарын коррозиялық бұзылудан қорғау //В естник национальной академии горных наук. – 2018. – №4 (5). – С.47-52. [TañjaryqovP. Ä., AmangeldievaG.B., Seiılbekova J.S. Mūnai-gaz önerkäsıbı jabdyqtaryn korozialyq būzyludan qorğau/Vestnik nasionälnoi akademii gornyh nauk. – 2018. – №4 (5). – C. 47-52.]

13 Таңжарықов П.Ә., Амангельдиева Г.Б. Мұнай жабдықтарының коррозиялық зақымдануын ингибиторлар арқылы төмендету // Қорқыт Ата атындағы Қызылорда мемлекеттік университитетінің хабаршысы. – 2019. – №2(49). – С. 73-80. [Tañjaryqov P.Ä., Amangeldieva G.B. Mūnai jabdyqtarynyñ korozialyq zaqymdanuyn ingibitorlar arqyly tömendetu/Qorqyt Ata atyndağy Qyzylorda memlekettık universititetınıñ habarşysy. – 2019. – №2(49). – S. 73-80.]

14 Таңжарықов П. Ә., Амангельдиева Г.Б., Тлеуберген А.Ж. Ұңғымалық ортаның коррозиялық белсенділігін бағалау // Нефть и газ. – 2021. – №6. – С. 79-90. [Tañjaryqov P. Ä., AmangeldievaG.B., Tleubergen A.J. Ūñğymalyq ortanyñ korozialyq belsendılıgın bağalau // Neft i Gaz. – 2021. – №6. – S. 79-90.]

15 Сулейменов Н.С. Факторы, влияющие на снижение гидропроводности призабойной зоны скважины // Нефть и газ. – 2021. – №6. – С. 100-109. [Suleimenov N.S. Faktory, vliaiuşie na snijenie gidroprovodnosti prizaboinoi zony skvajiny // Neft i gaz. – 2021. – №6. – S. 100-109.]

16 Таңжарықов П.А., Ержанова А.Т., Кабыл С.Б. Мұнай жабдықтарының коррозиялық бұзылуын анықтау // Вестник ПГУ. – 2018. – №2. – С. 80-87. [Tañjaryqov P.A.,Erjanova A.T., Kabyl S.B. Mūnai jabdyqtarynyñ korozialyq būzyluyn anyqtau // Vestnik PGU. – 2018. – №2. – S. 80-87.]

УДК 622.276.72; https://doi.org/10.37878/2708-0080/2022-2.11

https://orcid.org/0000-0003-2719-7045
https://orcid.org/0000-0002-9572-9712
https://orcid.org/0000-0003-1480-2592
https://orcid.org/0000-0002-7133-808X
https://orcid.org/0000-0001-9107-4547

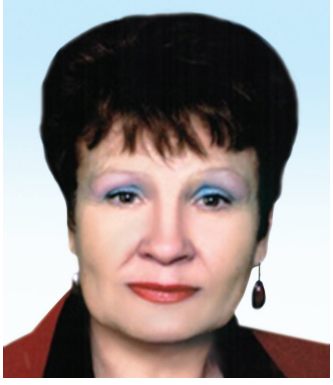
НОВЫЕ ИНГИБИТОРЫ СОЛЕОТЛОЖЕНИЙ НА ОСНОВЕ МОДИФИЦИРОВАННЫХ ОТХОДОВ ПОЛИЭТИЛЕНТЕРЕФТАЛАТА

Г.И. БОЙКО[1],
доктор химических наук,
профессор кафедры
«Химической и биохимической
инженерии»,
g.boiko@satbayev.university

Р.Г. САРМУРЗИНА[2],
доктор химических наук,
профессор, председатель
совета Ассоциации
производителей и потребителей
нефтегазохимической продукции,
sarmurzina_r@mail.ru

У.С. КАРАБАЛИН[3],
доктор технических наук,
профессор, заместитель
председателя правления
Ассоциации «KAZENERGY»,
reception@kazenergy.com

Д.А. ТИЕСОВ[4],
председателя правления
по переработке и маркетингу
нефти, АО НК «КазМунайГаз»,
press@kmg.kz



Н.П. ЛЮБЧЕНКО[1],
кандидат химических наук, в.н.с.
кафедры «Химической
и биохимической инженерии»,
amtek@bk.ru

А.К. МЕРЕКЕНОВА[1], докторант кафедры «Химической и биохимической инженерии»,
assem.merekenova@gmail.com

[1]НАО «КАЗАХСКИЙ НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ ИМ. К.И.САТПАЕВА»,
Республика Казахстан, 050043, г. Алматы, ул. Сатпаева 22

[2]ОЮЛ «АССОЦИАЦИИ ПРОИЗВОДИТЕЛЕЙ И ПОТРЕБИТЕЛЕЙ НЕФТЕГАЗОХИМИЧЕСКОЙ ПРОДУКЦИИ»,
Республика Казахстан, 010000, г. Нур-Султан, ул. Е 10, 17/10

[3]«KAZENERGY»,
Республика Казахстан, 010000, г.Нур-султан, пр. Кабанбай батыра 19, блок А

[4]ОЮЛ «КАЗАХСТАНСКАЯ АССОЦИАЦИЯ ОРГАНИЗАЦИЙ НЕФТЕГАЗОВОГО И ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО КОМПЛЕКСА АО НК «КАЗМУНАЙГАЗ»,
Республика Казахстан, 010000, г. Нур-Султан, ул. Д. Кунаева, 8

Впервые теоретически обоснован и экспериментально осуществлен синтез новых ингибиторов солеотложений – эфиров фосфорных кислот в основе которого лежат реакции фосфорилирования N,N'- бис(2-гидрокси)этилтерефталамида полифосфорной кислотой. Этерификацию полифосфорной кислотой N,N'- бис(2-гидрокси)этилтерефталамида осуществляли при температуре 130-140°С в течение 4-6 часов. N,N'- бис(2-гидрокси) этилтерефталамида является продуктом аминолиза полиэтилентерефталата, в том числе в виде отходов производства или вторичной переработки полиэтилентерефталата. Методами ^{1}H-, ^{31}P, - спектроскопии доказана структура и состав новых реагентов. Изучена ингибирующая активность эфиров фосфорной кислоты б N,N'- бис(2-гидрокси) этилтерефталамид на модельных водно-солевых растворах. Установлено, что ингибиторы обладают комплексными действиями по отношению к карбонатным и сульфатным отложениям. Эффективным количеством для ингибирования сульфатных солеотложений является 2-10 ppm, карбонатных солеотложений 10-30 ppm. Степень ингибирования достигает 100%. Ингибиторы могут быть рекомендованы для защиты трубопроводов от солеотложений при транспорте нефти

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: *полиэтилентерефталат, полифосфорная кислота, N,N'-бис(2-гидрокси)этилтерефталамид, ингибиторы солеотложения.*

МОДИФИЦИРЛЕНГЕН ПОЛИЭТИЛЕНТЕРЕФТАЛАТ ҚАЛДЫҚТАРЫНЫҢ НЕГІЗІНДЕГІ ЖАҢА ҚАҚ ИНГИБИТОРЛАР

Г.И. БОЙКО[1], химия ғылымдарының докторы, «Химиялық және биохимиялық инженерия» кафедрасының профессоры, *g.boiko@satbayev.university*
Р.Г. САРМУРЗИНА[2], химия ғылымдарының докторы, профессор, Мұнай-химия өнімдерін өндірушілер мен тұтынушылар қауымдастығы кеңесінің төрағасы, *sarmurzina_r@mail.ru*
У.С. КАРАБАЛИН[3], техника ғылымдарының докторы, профессор, «KAZENERGY» қауымдастығының басқарма төрағасының орынбасары», *reception@kazenergy.com*
Д.А. ТИЕСОВ[4], ҰК«ҚазМұнайГаз» басқарма төрағасының мұнай өңдеу және маркетинг жөніндегі орынбасары, *press@kmg.kz*
Н.П. ЛЮБЧЕНКО[1], химия ғылымдарының кандидаты, «Химиялық және биохимиялық инженерия» кафедрасының жетекші ғылыми қызметкері, *amtek@bk.ru*
А.К. МЕРЕКЕНОВА[1], «Химия және биохимиялық инженерия» кафедрасының магистранты, *assem.merekenova@gmail.com*

[1]КЕАҚ «Қ.И. СӘТБАЕВ АТЫНДАҒЫ ҚАЗАҚ ҰЛТТЫҚ ТЕХНИКАЛЫҚ ЗЕРТТЕУ УНИВЕРСИТЕТІ»,
Қазақстан Республикасы, 050013, Алматы қ., Сәтпаев к-сі 22

[2]ЗТБ «МҰНАЙ-ГАЗ-ХИМИЯ ӨНІМДЕРІН ӨНДІРУШІЛЕР МЕН ТҰТЫНУШЫЛАР ҚАУЫМДАСТЫҒЫ»,
Қазақстан Республикасы,010000, Нұр-Султан қ., Е 10 к-сі 17/10

[3]ЗТБ «KAZENERGY" ҚАЗАҚСТАН МҰНАЙ-ГАЗ ЖӘНЕ ЭНЕРГЕТИКА КЕШЕНІ ҰЙЫМДАРЫНЫҢ АССОЦИАЦИЯСЫ»,
Қазақстан Республикасы, 010000, Нұр-Султан қ., Қабанбай батыр д-лі 19,А блок

[4]АҚ «ҚАЗМҰНАЙГАЗ» ҰЛТТЫҚ КОМПАНИЯСЫ»
Қазақстан Республикасы, 010000, Нұр-Султан қ., Д.Қонаев к-сі 8.

Алғаш рет N,N'-бис(2-гидрокси)этилтерефталамидтің полифосфор қышқылымен фосфорлану реакцияларына негізделген жаңа масштабтаушы ингибиторлар – фосфор қышқылдарының күрделі эфирлерінің синтезі теориялық тұрғыдан негізделіп, тәжірибе жүзінде жүргізілді. N,N'-бис(2-гидрокси)этилтерефталамид полифосфор қышқылымен эфирлеу 130-140°С температурада 4-6 сағат бойы жүргізілді. N,N'-bis (2-гидрокси) этилтерефталамид полиэтилентерефталат аминолизінің өнімі болып табылады, оның ішінде өндіріс қалдықтары немесе полиэтилентерефталатты қайта өңдеу түрінде болып келеді. ^{1}H-, ^{31}P, -спектроскопия, екі өлшемді гомонуклеарлық корреляциялық спектроскопия көмегімен жаңа реагенттердің құрылымы мен құрамы дәлелденді. Модельді су-тұз ерітінділерінде бисгидроксиэтилтерефталамидтің фосфор қышқылының күрделі эфирлерінің тежеу белсенділігі зерттелді. Ингибиторлардың карбонатты және сульфатты шөгінділерге қатысты күрделі әсері бар екені анықталды. Сульфатты тұз қалдықтануды тежеудің тиімді мөлшері 2-10 ppm, карбонатты тұз қалдықтану 10-30 ppm құрайды. Тежеу дәрежесі 100% жетеді. Мұнайды тасымалдау кезінде құбырларды қақ шөгінділерінен қорғау үшін ингибиторларды ұсынуға болады.

ТҮЙІН СӨЗДЕР: *полиэтилентерефталат, полифосфор қышқылы, бисгидроксиэтилтерефталамид, тұз қалдықтану ингибиторлары*

NEW SCALE INHIBITORS BASED ON MODIFIED POLYETHYLENE TEREPHTHALATE WASTE

G.I. BOIKO[1], doctor of chemical sciences, professor of "Chemical and biochemical engineering" department, *g.boiko@satbayev.university*
R.G. SARMURZINA[1], doctor of chemical sciences, professor, Chairman of CLP, *sarmurzina_r@mail.ru*
U.S. KARABALIN[3], doctor of technical sciences, professor, deputy chairman «KAZENERGY» Association, *reception@kazenergy.com*
D.A. TIESOV[4], deputy chairman of the board for oil refining and marketing of NC KazMunayGas, *press@kmg.kz*
N.P. LYUBCHENKO[1], candidate of chemical sciences, leading researcher of the department of "Chemical and biochemical engineering", *amtek@bk.ru*
A.K. MEREKENOVA[1], master of "Chemical and biochemical engineering" department, *assem.merekenova@gmail.com*

[1]NJSC «KAZAKH NATIONAL RESEARCH TECHNICAL UNIVERSITY» K.I. SATPAEV,
Republic of Kazakhstan, 050043, Almaty, st. Satpaeva 22

[2]ALE «ASSOCIATIONS OF PRODUCERS AND CONSUMERS OF PETROCHEMICAL PRODUCTS»,
Republic of Kazakhstan, 010000, Nur-Sultan, st. E 10, 17/10

[3]ALE «KAZAKHSTAN ASSOCIATION OF ORGANIZATIONS OF THE OIL AND GAS AND ENERGY COMPLEX «KAZENERGY»,
Republic of Kazakhstan, 010000, Nur-Sultan, 19 Kabanbai Batyr Ave., Block A.

[4]JSC NC "KAZMUNAYGAS" REPUBLIC OF KAZAKHSTAN,
010000, Nur-Sultan, st. D. Kunaeva 8.

For the first time, the synthesis of new scaling inhibitors – esters of phosphoric acids, based on the reactions of phosphorylation of hydroxyethylterephthalamide with polyphosphoric acid, was theoretically substantiated and experimentally carried out. The esterification with polyphosphoric acid of bishydroxyethyterephthalamide was carried out at a temperature of 130-140°C for 4-6 hours. Bishydroxyethyl terephthalamide is a product of the aminolysis of polyethylene terephthalate, including in the form of production waste or recycling of polyethylene terephthalate. Using ^{1}H-, ^{31}P spectroscopy the structure and composition of new reagents were proved. The inhibitory activity of phosphoric acid esters of bishydroxyethyl terephthalamide was studied on model water-salt solutions. It has been established that inhibitors have complex actions in relation to carbonate and sulfate deposits. An effective amount to inhibit sulfate scale is 2-10 ppm, carbonate scale 10-30 ppm. The degree of inhibition reaches 100%. Inhibitors can be recommended to protect pipelines from scale deposits during oil transportation.

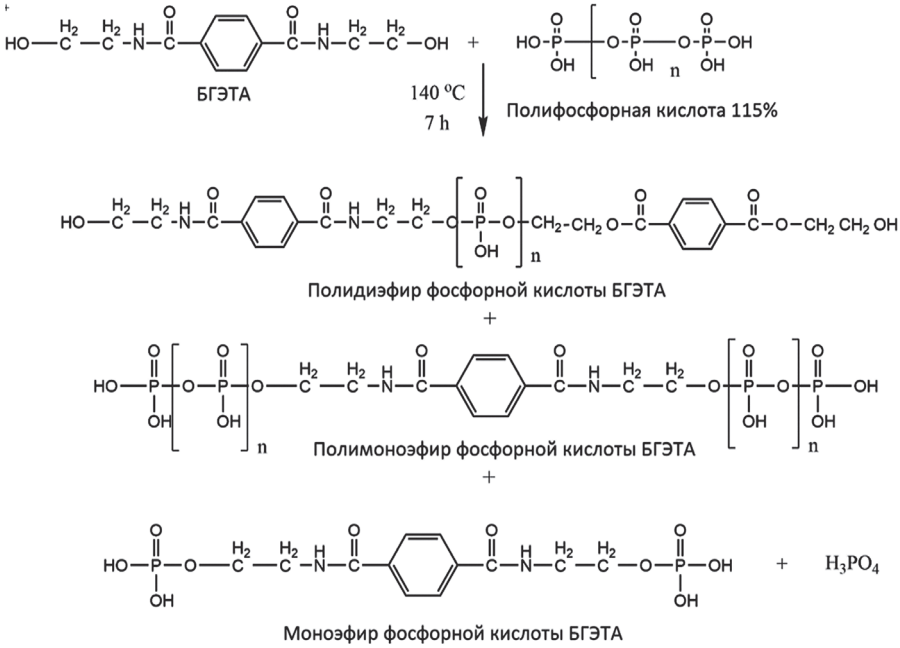
KEY WORDS: *polyethylene terephthalate, polyphosphoric acid, bishydroxyethyl terephthalamide, inhibitors, scaling.*

ВВЕДЕНИЕ. В Казахстане общий объем твердых бытовых отходов составляет около 100 млн тонн, 11,2 % от которого приходится на полимерные отходы [1]. Среди полимерных отходов полиэтилентерефталат (ПЭТ) составляет 30 % [2]. Утилизация полимерных отходов ПЭТ осуществляется в основном механическим рециклингом [3]. Завод по переработке ПЭТ бутылок «КазПЭТполимер» производит ПЭТ флексу, которую можно добавлять в первичное сырье, но не более чем 5 – 10 %. В Южно-Казахстанской области компания Green Technology Industries производит полиэфирное волокно мощностью 50 тыс. тонн в год из ПЭТ отходов [4].

В настоящей работе впервые осуществлены исследования по изысканию путей комплексного использования бытовых отходов ПЭТ в качестве ингибиторов солеотложний синтезированных путем деполимеризации ПЭТ моноэтаноламином с образованием N,N'- бис(2-гидрокси) этилтерефталамида (БГЭТА) [5], и его последующей этерификацией полифосфорной кислотой [6-8]. Известные зарубежные технологии борьбы с образованием минеральных солей на поверхности технологического оборудования на нефтехимических комплексах основаны на обработке воды неорганическими производными фосфатов [9].

МЕТОДЫ И МАТЕРИАЛЫ ИССЛЕДОВАНИЙ. Объектами исследования являлись полиэтилентерефталат, N,N'- бис(2-гидрокси)этилтерефталамид, эфиры фосфорной кислоты. Спектры ^{1}H-, ^{31}P- ЯМР были получены в дейтерированном растворителе (вода) на спектрометре Bruker Avance 400 Mhz. Сканирующую электронную микроскопию снимали на электронном микроскопе JEOL JSM-649OLV. Съемку изображений минеральных отложений солей до и после обработки эфирами фосфорных кислот получали с использованием детектора вторичных электронов в режимах высокого и низкого вакуума при разрешении прибора в 100 μm и 200 μm. Оценка эффективности, ингибирующей способности ингибиторов на отложения солей карбонатов кальция и сульфатов кальция в статических условиях проводили по СТ-17-03-02 [10]. Статический лабораторный метод испытания ингибиторов солеотложений заключается в осаждении нагревом из исследуемой воды CaCO3 и CaSO4 без и в присутствии ингибитора солеотложений. В данной работе использовали имитаты пластовых вод хлоридно-кальциевого и сульфат-кальциевого типов.

РЕЗУЛЬТАТЫ. Синтез эфиров фосфорной кислоты N,N'- бис(2-гидрокси)этилтерефталамида осуществляли в растворе N.N-диметилформамида по схеме:



Выход продуктов этерификации составляет 87 % при температуре 140 °C и продолжительности процесса 6 ч. Увеличение времени реакции до 12 часов практически не влияло на выход продуктов (*рисунок 1*).

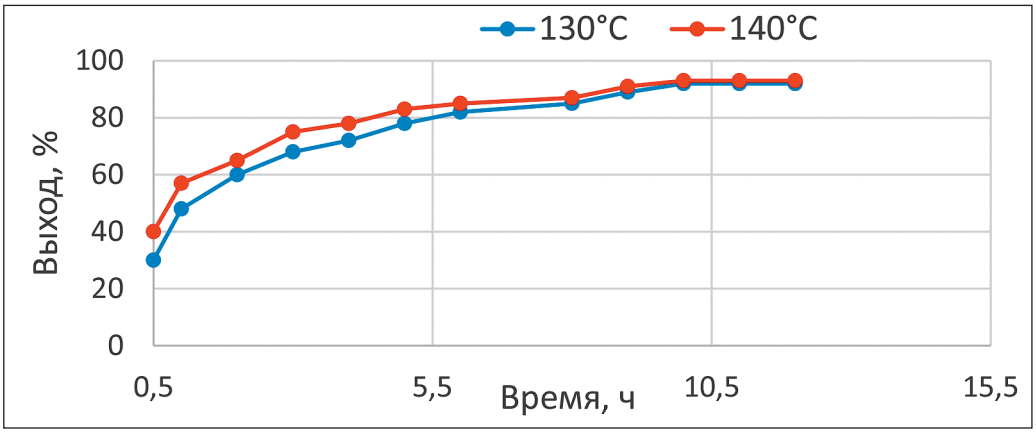


Рисунок 1 – **Кинетические кривые выхода фосфорорганических продуктов при этерификации БГЭТА с полифосфорной кислотой при температурах 130 °C, 140 °C**

Структура и состав новых реагентов доказаны методами ИК-, ^{1}H-, ^{31}P, ^{13}C -спектроскопии, COSY (^{1}H-^{1}H) двумерная гомоядерная корреляционная спектроскопия. На *рисунке 2* приведен 31P ЯМР –спектр продукта. В ^{31}P ЯМР-спектре выявлено, образование следующих продуктов: моноэфир фосфорной кислоты БГЭТА (δ(ppm)=0,33), диэфир фосфорной кислоты БГЭТА (δ(ppm)=0,03 ppm).

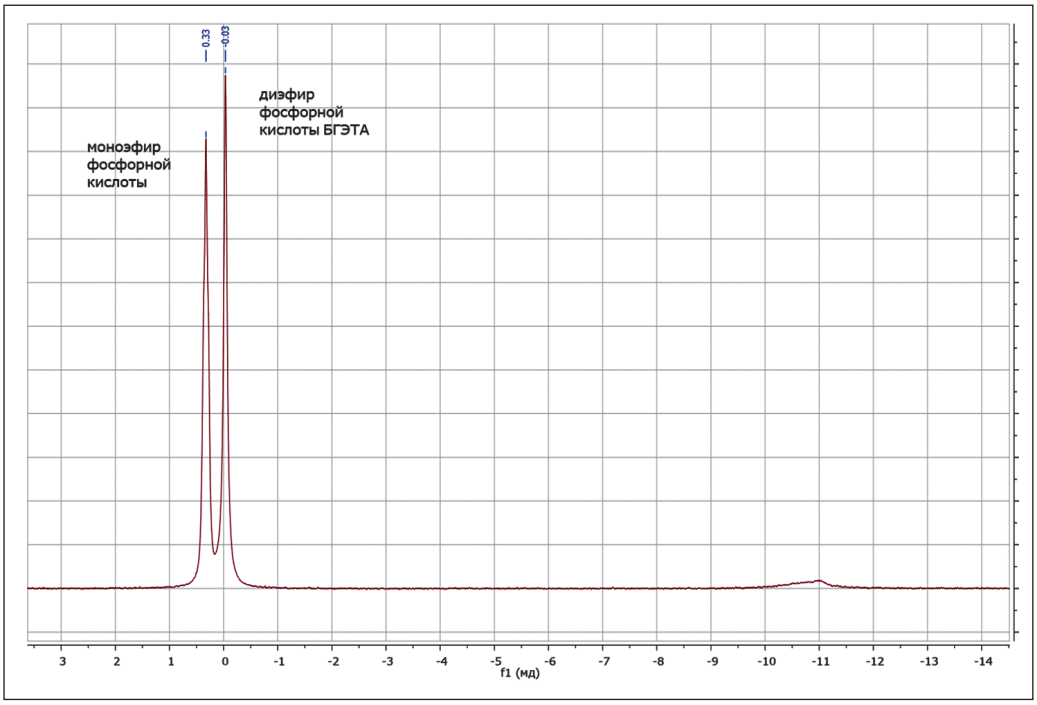


Рисунок 2 – **^{31}P ЯМР–спектр продукта этерификации БГЭТА с полифосфорной кислотой при 140 °С и времени 6 ч**

^{1}H ЯМР- спектр моноэфира фосфорной кислоты БГЭТА представлен на *рисунке 3*. Пики в области 7.8 (a) ppm отнесены к протонам метиленовой группы в бензольном кольце в области 8.27 (b) ppm были отнесены к протону в амидной группе, в области 7,65 ppm (c) отнесены к протонам в группе P-OH, 3.92 ppm (e) отнесены к протонам в метиленовой групп в $–CH_2$-OH, 3.62 ppm (d) отнесен к протонам в группе COO-CH_2-. Также в спектрах присутствовали сигналы растворителей ДМФА, метанола и воды.

На основании ^{31}P, ^{1}H ЯМР спектроскопии показано, что фосфорилирование N,N'-бис(2-гидрокси)этилтерефталамида полифосфорной кислотой при оптимальном режиме (140 °С, 6 ч) приводит к образованию моно- и диэфира фосфорной кислоты БГЭТА, при оптимальном режиме.

Полученный продукт смесь моно- и диэфира фосфорной кислоты БГЭТА в виде раствора с концентраций 50 масс. % в ДМФА испытан в качестве ингибитора солеотложения как концентрат для последующего растворения в воде, а также для удобства транспортировки и хранения ингибитора. При концентрации выше 50 масс. % ингибитор имеет более вязкую консистенцию, затрудняющую его перегрузку в тару. Более низкая концентрация определяется экономическими параметрами ингибитора. Раствор ингибитора в воде готовят перед самым использованием, так как при длительном хранении более 2 месяцев происходит частичный гидролиз эфирных групп и эффективность ингибирования снижается в 2 раза [8].

Выявлена высокая ингибирующая активность по отношению к отложениям $CaCO_3$ и $CaSO_4$ эфирами фосфорной кислоты БГЭТА, которая, по-видимому, свя-

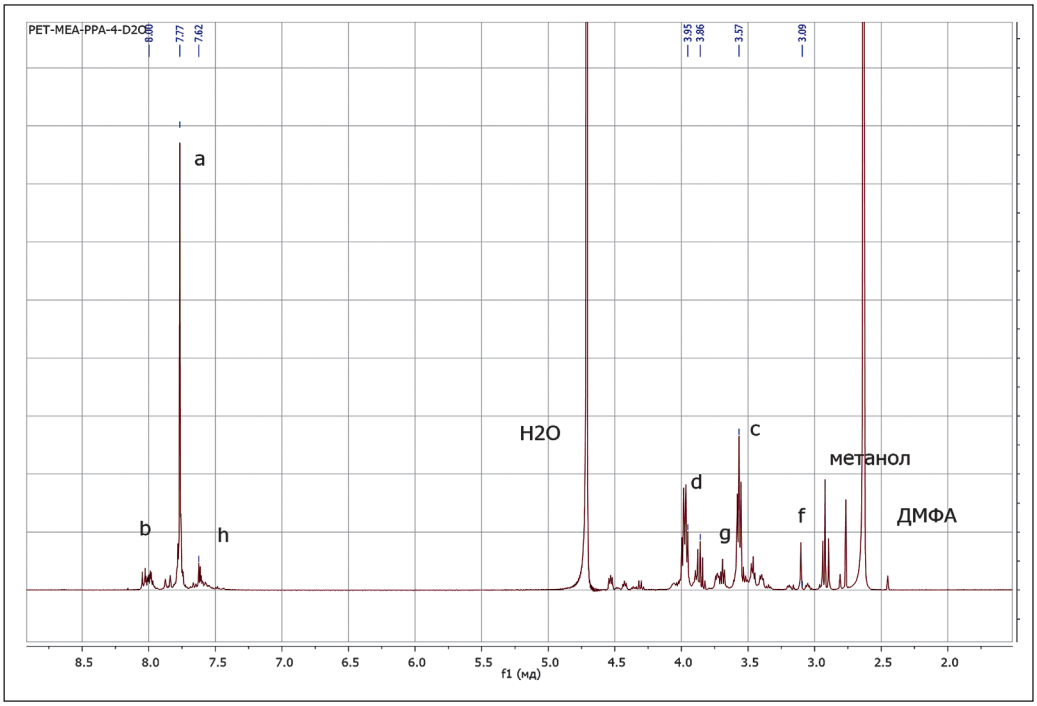
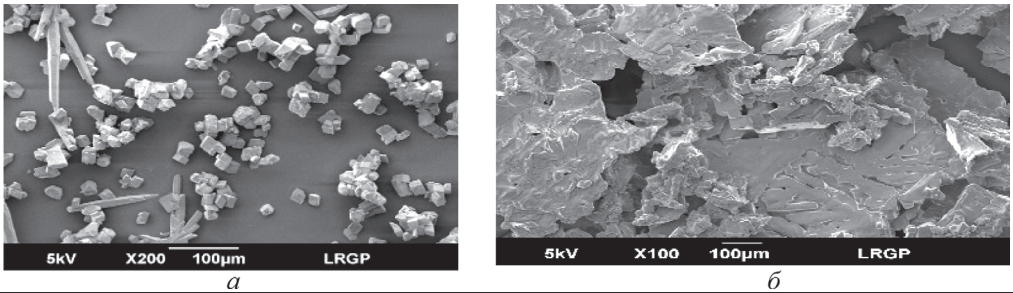


Рисунок 3 – **^{1}H ЯМР-спектр моноэфира фосфорной кислоты N,N'- бис(2-гидрокси)этилтерефталамида в D2O**

зана с тем, что моно- и диэфиры фосфорной кислоты БГЭТА содержат активные центры (атомы азота), а также имеют удачное сочетание и взаимное расположение в молекулах донорных центров.

Морфологические исследования отложений карбонатно-кальциевых и сульфатно-кальциевых солей изучали на сканирующем электронном микроскопе (JEOL JSM-649OLV) в статистических условиях при различном дозировании ингибиторов (*рисунки 4-7*).

На *рисунке 4* представлены микрофотографии карбонатных осадков минеральных солей до и после обработки эфирами фосфорной кислоты БГЭТА. Различия в формировании кристаллов очевидны. Кристаллы, образованные без ингибитора,



а *б*

Рисунок 4 – **Микрофотографии карбонатных осадков без ингибитора и с ингибитором солеотложения (эфиры фосфорной кислоты БГЭТА): а – без ингибитора; б – с ингибитором (10 ppm)**

находились в основном в форме кальцита, отмечается небольшое содержание кристаллов арагонита. Фазовый состав осадка соли в присутствии эфиров фосфорной кислоты БГЭТА содержал кристаллы преимущественно в форме ватерита и кальцита.

Аналогичная зависимость образования ватерита после обработки эфирами фосфорной кислоты БГЭТА обнаружена при варьировании концентрации ингибитора (*рисунок 5*). При добавлении низких концентраций ингибитора (10 и 30 ppm) преимущественно наблюдалось образование кальцита, но по мере увеличения концентрации ингибитора увеличивалось содержание ватерита.

Согласно [11] кристаллы карбоната кальция в форме ватерита и арагонита обладают более низкими значениями свободной поверхностной энергии по сравнению с кристаллами кальцита, что обуславливает их низкую адгезию к металлической поверхности, а также низкую когезию кристаллов между собой. В этой связи образование кристаллов карбоната кальция в форме ватерита и арагонита предпочтительно для нефтепромыслового оборудования.

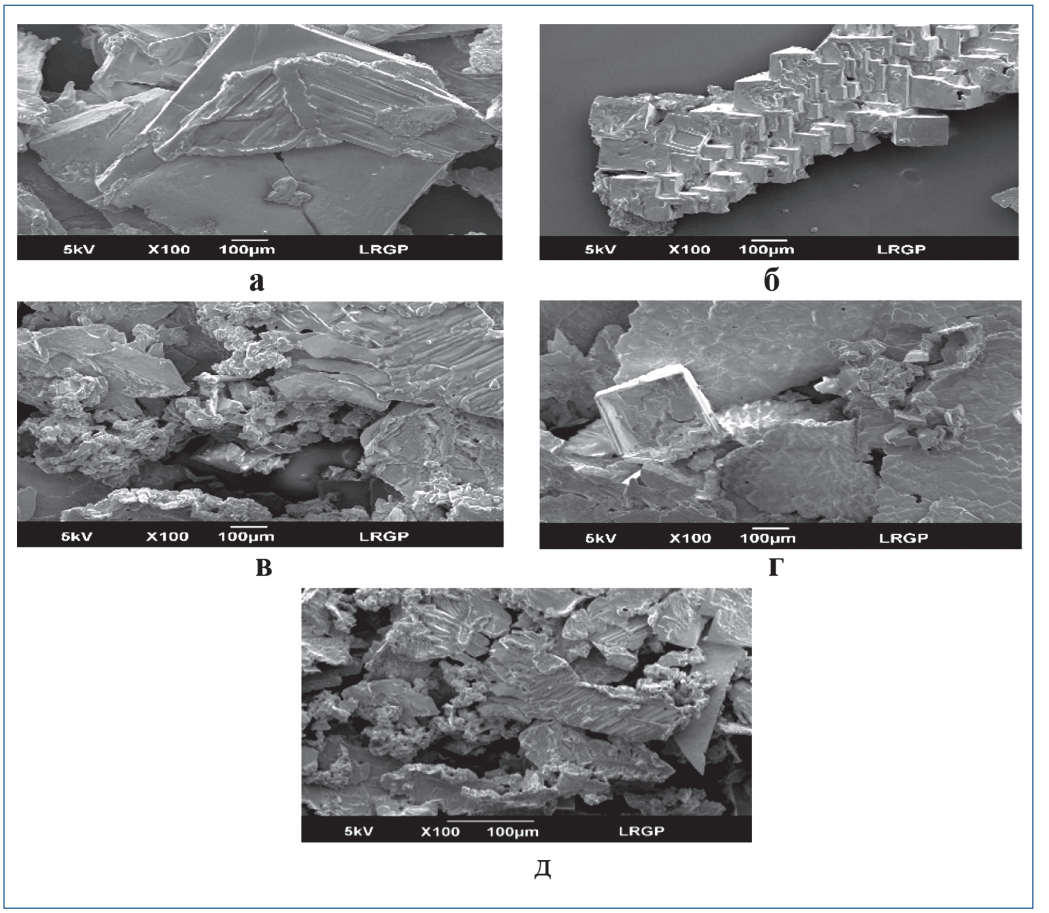


Рисунок 5 – **Микрофотографии карбонатных осадков с ингибитором солеотложения (эфиры фосфорной кислоты БГЭТА: а – 10 ppm; б – 30 ppm; в – 50 ppm; г – 70 ppm; д – 100 ppm**

Из *рисунков 6,7* видно, что структура отложений сульфатных осадков без ингибитора имеет структуры в виде гладких игл. При добавлении ингибитора эфиров фосфорной кислоты БГЭТА (2 ppm) видно, что размеры кристаллов уменьшились и начался процесс разрушения гипсовых отложений. Полное разрушение отложений достигнуто при концентрации 5 ppm.

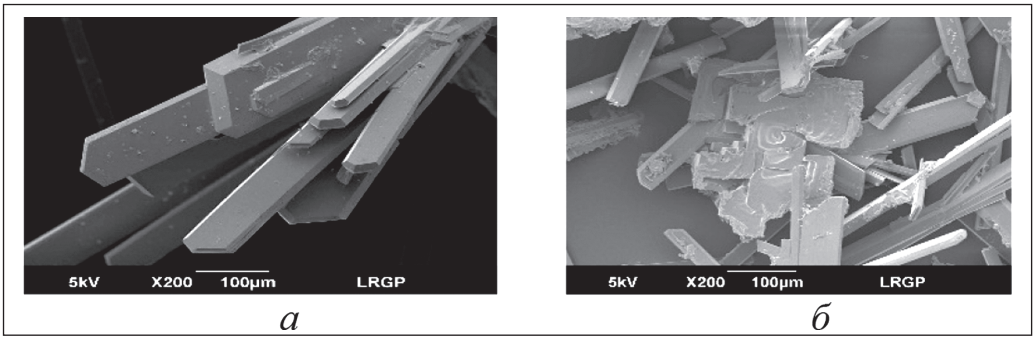


Рисунок 6 – **Микрофотографии сульфатных осадков:**
а – без ингибитора; б – с ингибитором, 2 ppm (эфиры фосфорной кислоты БГЭТА)

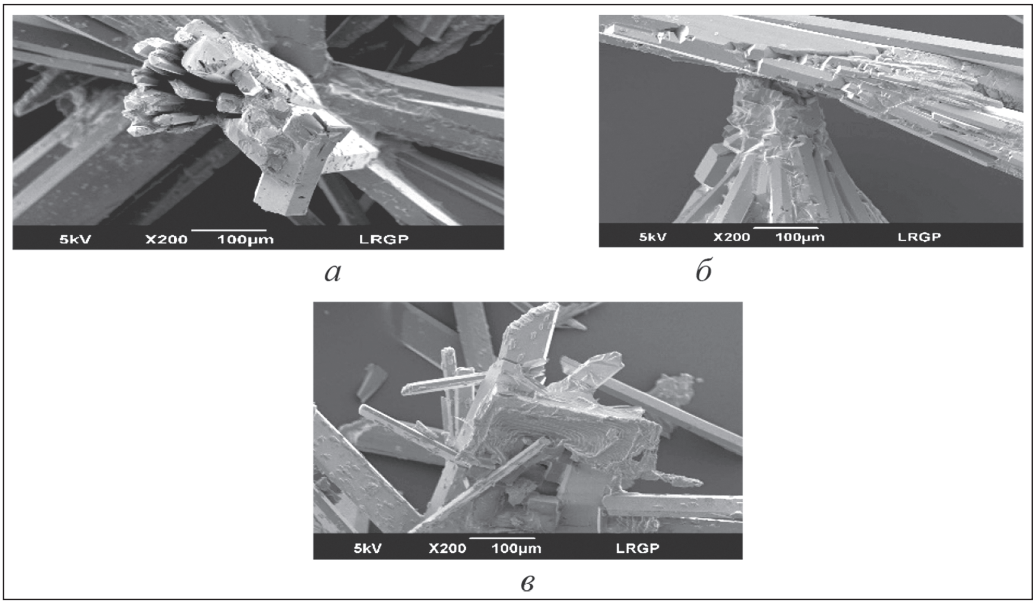


Рисунок 7 – **Микрофотографии сульфатных осадков с ингибитором**
(эфиры фосфорной кислоты БГЭТА: а – 5 ppm; б – 10 ppm; в – 20 ppm

Из *рисунка 7* следует, что при концентрации эфиров фосфорной кислоты БГЭТА от 5 до 20 ppm наблюдается увеличение процесса разрушения кристаллов гипса. Полное разрушение отложения гипса достигалось при концентрации 50 ppm.

ВЫВОДЫ. Таким образом, показано, что ингибиторы обладают комплексообразующими свойствами, и способны встраиваться в поверхности зародышей кристаллизации, в следствие чего прекращается рост кристаллов. Ингибиторы могут быть рекомендованы для защиты трубопроводов от солеотложений при транспорте нефти.

ЛИТЕРАТУРА

1 Ежегодный объем твердых бытовых отходов в Казахстане вырастет до 8 млн тонн к 2025 г. https://www.zakon.kz/4704574-ezhegodnyjj-obem-tverdykh-bytovykh.html. [Ezhegodnyj obem tverdykh bytovykh otkhodov Kazakhstane vyrastet do 8 mln ton k 2025 g https://www.zakon.kz/4704574-ezhegodnyjj-obem-tverdykh-bytovykh.html].

2 Кудашев, С.В. Полиэтилентерефталат: особенности модификации, структура и направления рециклинга. – Волгоград: ВолгГТУ, 2014. – С. 148. [Kudashev S.V. Poliehtilentereftalat osobennosti modifikacii struktura i napravleniya reciklinga. – Volgograd: VolgGTU, 2014. – S.148]

3 В Казахстане с 2019 года внедряется раздельный сбор мусора https://ru.sputniknews.kz/society/20181002/7439411/musor-sbor.html. [V Kazakhstane s 2019 goda vnedryaetsya razdelnyj sbor musora https://ru.sputniknews.kz/society/20181002/7439411/musor-sbor.html.]

4 Ибрагимов А. Наука и бизнес будущего Казахстана // Бизнес-Мир Казахстан. – 2017. – №4 (71). – С. 30-35. [Ibragimov A. Nauka i biznes budushchego Kazakhstana // Biznesmir Kazakhstan. -2017.№ 4 (71). – S.30-35.]

5 Shamsi R. et al. Synthesis and characterization of novel polyurethanes based on aminolysis of poly (ethylene terephthalate) wastes, and evaluation of their thermal and mechanical properties // Polymer international. –2009. – T. 58. – №.1. – S. 22-30.

6 Merekenova A.K., Boiko G.I., Dergunov S.A., Sarmurzina R.G., Karabalin U.S., Lubchenko N.P. A new monoalkyl phosphate ester based on a product derived from the recycling of a postconsumer polyethylene terephthalate waste // Journal of chemical technology and metallurgy. – 2018. – Vol. 53. – I. 1. – P. 43-49.

7 Мерекенова А.К, Бойко Г.И., Любченко Н.П., Сармурзина Р.Г., Карабалин У.С., Акчулаков Б.У., Бойко Л.С. Анализ ингибиторной защиты от коррозии новым поверхностно-активным веществом в модельной минерализованной среде // Вестник Казахстанско-Британского технического университета. – 2017. – Т.15. – №2,3 (41-42). – С. 70-77. [Merekenova A.K., Boiko G.I., Lyubchenko N.P., Sarmurzina R.G., Karabalin U.S., Boiko L.S. Analiz ingibitornoi zashchity ot korrozii novym poverkhnostno-aktivnym-veshchestvom v modelnoi mineralizovannoi srede // Vestnik Kazakhstansko Britanskogo tekhnicheskogo universiteta. – 2017. – T. 15. – № 2,3 (41-42). – S. 70-77.]

8 Инновационный патент № 3545 РК. Ингибитор солеотложений / Бойко Г.И., Мерекенова А.К, Любченко Н.П., Сармурзина Р.Г. ,Карабалин У.С., Тиесов Д.С., Бойко Л.С. Опубл. 10.01.2022. Бюл. №13. [Innovacionnyj patent № 3545 RK. Ingibitor soleotlozhenij / Bojko G.I., Merekenova A.K, Lyubchenko N.P., Sarmurzina R.G. ,Karabalin U.S., Tiesov D.S., Bojko L.S. Opubl. 10.01.2022. Byul. №13.]

9 Фрог Б. Н., Левченко А. П. Водоподготовка. – М.: МГУ, 1996. – 606 с. [Frog B.N., Levchenko A.P. Vodopodgotovka. – M.: MGU, 1996. – 606 s.]

10 СТ-07.1-00-00-04. Порядок проведения лабораторных и опытно-промысловых испытаний химических реагентов для применения в процессах добычи и подготовки нефти и газа / ОАО АНК «Башнефть»: утв. 13.02.2013. [ST-07.1-00-00-04. Poryadok provedeniya laboratornykh i opytno promyslovykh ispytanij khimicheskikh reagentov dlya primeneniya v processakh dobychi i podgotovki nefti i gaza / OAO ANK «Bashneft»: utv. 13.02.2013.]

11 Высоцкий С. П., Головатенко Е. Л. Изучение влияния режимных факторов воды в системах теплофикации на осаждение карбоната кальция // Вести Автомобильно-дорожного института. – 2019. – №. 4. – С. 31-38. [Vysockii S.P., Golovatenko E.L. Izuchenie vliyaniya rezhimnykh faktorov vody v sistemakh teplofikacii na osazhdenie karbonata kalciya // Vesti Avtomobilno dorozhnogo institute. – 2019. – №. 4. – S. 31-38.]

НЕФТЬ ИЗ КАЗАХСТАНА БУДУТ ПОСТАВЛЯТЬ В БЕЛАРУСЬ

В рамках Евразийского экономического союза с 2025 года предполагается единый рынок нефти и нефтепродуктов. До этого момента любые отношения с членами ЕАЭС в области нефти и нефтепродуктов осуществляются на двусторонних договорах, которые подлежат ратификации», отметил министр энергетик **Болат Акчулаков**.

Б. Акчулаков отдельно пояснил вопрос взаимоотношений в этой области с Беларусью. Договор с Республикой Беларусь о поставках нефти и нефтепродуктов не описывает объемы, он описывает принципы работы. Объемы утверждаются ежегодно, так называемые индикативный и балансовый, которые определяются исходя из потребности Беларуси и возможностей Казахстана.

Глава Минэнерго добавил, что технические возможности для поставок имеются. По инфраструктуре технические возможности существуют с давних пор, это развернутая система нефтепроводов, которая на сегодня есть. По нефтепродуктам это только железные перевозки. После того, как подпишутся документы, министерства двух стран начнут работу.

Беларусь потребляет в пределах 20–22 млн тон нефти ежегодно. Это очень крупные пять заводов, они еще в советское время были построены, сохранены и модернизированы. Нефтепродукты в Беларуси производятся высокого качества и соответствуют всем европейским стандартам, они исторически ориентированы на экспорт.

ГАЗОПЕРЕРАБАТЫВАЮЩИЙ ЗАВОД НА КАШАГАНЕ ЗАПУСТЯТ В 2024 ГОДУ

На газоперерабатывающем заводе Кашаган создадут более 1400 рабочих мест. Мощность предприятия достигнет 1 млрд м^3 газа в год.

Министр энергетики РК **Болат Акчулаков** в ходе совещания по реализации комплексного плана программы повышения доходов населения сообщил, что в 2021 году начато строительство газоперерабатывающего завода на Кашагане мощностью 1 млрд м^3. В 2024 г. ожидается запуск предприятия.

Также планируется производить разные виды термопластика и бутадиена, который применяется в изготовлении шин, транспортных лент, ремней и других изделий. Фокус будет направлен на реализацию крупных проектов по производству полиэтилентерефталата мощностью до 1 млн т в год, полиэтилена мощностью – 1,25 млн т в год и бутадиена мощностью в 186 тыс. т в год.

По словам минситра, на заводе создано 489 рабочих мест, а к сентябрю 2022 г. планируется увеличить эту цифру втрое. На 2022 год запланирован запуск производства полипропилена мощностью 500 тыс. т в год.

Министерство энергетики работает над созданием нефтегазохимического кластера, где предусматривается реализация семи проектов в Атырауской и Западно-Казахстанской областях. Работа производится в рамках национального проекта «Устойчивый экономический рост, направленный на повышение благосостояния казахстанцев».

Как добавил министр, к 2025 г. предполагается завершение проектов по строительству парогазовых установок с маневренным режимом в южных регионах страны суммарной мощностью около 1000 МВт.

ЦЕНЫ НА ГАЗ В КАЗАХСТАНЕ БУДУТ ПОДНИМАТЬ ПОСЛЕ 2024 ГОДА

Казахстан будет вынужден сокращать экспорт газа в связи с увеличением внутреннего потребления. Об этом сообщил министр энергетики РК **Болат Акчулаков**.

Во-первых – расчет потребления газа, в силу того, что в Казахстане газ действительно очень дешевый. Во-вторых, система покрытия и удержания внутренних цен – это был вопрос экспорта. Т. е. за счет более высоких доходов с экспорта была возможность поддерживать низкий уровень цен внутри страны. Но в связи с тем, что внутреннее потребление растет, а добыча газа не увеличивается, поэтому нам приходится сокращать экспорт.

По его словам, после 2024 года Правительство будет вынуждено поднимать цены на газ в связи с сокращением экспорта. «И мы ожидаем, что экспорт после 2024 года вообще станет ноль, т. е. мы не будем вообще экспортировать, соответственно, у нас не будет источника, чтобы стимулировать низкие цены внутри Казахстана.

ГАЗИФИКАЦИЯ РЕГИОНА СНИЗИТ НАГРУЗКУ НА ТЭЦ

Аким Северо-Казахстанской области **Кумар Аксакалов** на Правительственном часе в Сенате заявил, что отсутствие газа сдерживает привлечение инвестиций в регион.

По информации **К. Аксакалова**, ежегодно область потребляет 619 тыс. т угля. Один частный дом тратит на топливо около 25 тыс. тенге в месяц. Аким области сравнил затраты на отопление жителей газифицированной Карагандинской области и города Нур-Султана – 14 и 13 тысяч, соответственно. На протяжении 20 лет рассматриваются различные варианты привлечения газа. В том числе через Российскую Федерацию. Наиболее приемлемым вариантом считаем подключение области от газопровода «Сарыарка», все необходимые параметры для обеспечения области природным газом заложены в проекте магистрального газопровода.

Ориентировочная стоимость строительства отводов, подводящих и разводящих сетей газификации к

139 населенным пунктам составит 140 млрд тенге с охватом населения 457 тыс. человек», – сказал **К. Аксакалов**.

Глава региона проинформировал, что акимат совместно с АО «Интергаз Центральная Азия» сейчас занимаются определением прогнозного количества потребителей, количества домов, которые планируется подключить, потребности сжиженного нефтяного газа в разрезе населенных пунктов и приоритетности газификации населенных пунктов и промышленных объектов с разбивкой по годам. «Отсутствие газа является сдерживающим фактором привлечения инвестиций. Все современное технологическое оборудование адаптировано под газ.

В этом году произошла авария на Петропавловской ТЭЦ-2. Собственники проводят ремонтные работы по подготовке к следующему отопительному сезону. Вместе с тем, с учетом возможности ТЭЦ к 2026 г. ощутим дефицит тепла в городе. Газификация региона позволит обеспечить крупные предприятия и объекты бесперебойным теплоснабжением, тем самым снизить нагрузку на ТЭЦ», – подчеркнул **К. Аксакалов**. Еще одно несомненное преимущество использования газа – снижение выбросов загрязняющих веществ, улучшение бытовых условий, решение вопросов по переселению и оттоку населения. Сенатор **Ерик Султанов** считает, что медленные темпы строительства магистрального газопровода «Сарыарка» не позволят к 2025 г. завершить газификацию северных и восточных регионов, как планировалось ранее. Он предложил пересмотреть возможность проведения газа из России. Напомним, переговоры с РФ о газификации северных и восточных регионов провело Минэнерго Казахстана.

В КАЗАХСТАНЕ ПРОВОДИТСЯ ОБСЛЕДОВАНИЕ КАЧЕСТВА БИТУМОВ, ПРИМЕНЯЕМЫХ В ДОРОЖНОЙ ОТРАСЛИ

Основная цель – обеспечение объектов строительства, реконструкции и ремонта автомобильных дорог качественным битумом, а также своевременное предотвращение фактов использования некачественного продукта.

Исследования проводятся в соответствии требованиям СТ РК 1373-2013. Так, на сегодняшний день в лабораториях КаздорНИИ испытано 8 проб битумов производителей, как ТОО «ПНХЗ» и ТОО «Казахбитум».

Испытания битумов проведены в соответствии с требованиями заводов-производителей. По итогам исследования выяснилось, что битумы заводов соответствуют требованиям заявленных нормативных документов. Следует отметить, что отбор проб битумов проводился с «заводов-производителей», также объектов строительства, реконструкции и ремонта автомобильных дорог.

В целях недопущения применения некачественного битума работа по мониторингу качества будет продолжена. Результаты мониторинга будут использованы для установления области применения различных марок битума в разных дорожно-климатических зонах страны.

По материалам СМИ

ЗАПАСЫ НЕФТИ В США ВЫРОСЛИ НА 1,3 МЛН БАРРЕЛЕЙ

Коммерческие запасы нефти в США за неделю увеличились на 1,303 млн баррелей и на 29 апреля т.г. составили 415,727 млн баррелей, говорится в сообщении Минэнерго США.

При этом аналитики, опрошенные агентством Bloomberg, ожидали снижения запасов нефти на 600 тыс. баррелей, уменьшения запасов бензина на 800 тыс. баррелей и падения запасов дистиллятов на 1,39 млн баррелей.

На 17:34 мск июльский фьючерс на нефть Brent на лондонской бирже ICE дорожал на 3,4%, до $108,54 за баррель, стоимость нефти WTI увеличивалась на 3,71%, до $106,18 за баррель.

СТРАНЫ ОПЕК+ ОБСУДЯТ ПЛАНЫ ПО НЕФТЕДОБЫЧЕ НА ИЮНЬ 2022 Г.

Страны ОПЕК+ проведут несколько заседаний, во время которых решат, нужно ли увеличивать добычу нефти на запланированные 432 тыс. баррелей в сутки.

Первыми соберутся члены министерского мониторингового комитета ОПЕК+, которые на основе анализа рынка нефти вынесут рекомендацию по дальнейшим параметрам соглашения об ограничении добычи. Следом в формате видеоконференции начнется заседание всех глав делегаций альянса, задача которых – принять окончательное решение по судьбе сделки в июне.

Оба заседания, скорее всего, не займут много времени. В прошлый раз главам делегаций понадобилось всего 10 мин, чтобы определиться с параметрами соглашения на май.

4 мая генеральный секретарь ОПЕК **Мухаммед Баркиндо** во время встречи технического комитета заявил, что Российская Федерация экспортирует нефть и нефтепродукты в объеме 7 млн баррелей в сутки. Он признал, что сейчас в мире нет свободных мощностей, чтобы заместить эти объемы, и потенциальную потерю экспорта российских энергоресурсов «определенно ощутит энергетический рынок».

ЦЕНЫ НА ЭНЕРГИЮ В АВСТРИИ ВЫРОСЛИ НА 42%

Цены на энергию для домохозяйств Австрии в марте подскочили на рекордные 42,4% в годовом выражении.

По сравнению с февралем рост составил 14,5%. По данным агентства, в марте австрийские домохозяйства заплатили за электроэнергию на 16,6% больше, чем год назад, и на 1,3% больше, чем в феврале.

На фоне конфликта в Украине цены на мазут в Австрии увеличились почти в два раза по сравнению с мартом 2021 года – на 118,5% (по сравнению с февралем – на 51,5%). Дизельное топливо подорожало на 55% в годовом выражении и на 23,8% – в месячном. Цены на бензин премиум-класса в марте выросли на 45,3% по сравнению с мартом прошлого года и на 19,4% – по сравнению с февралем. Заправка 50-литрового бака дизтопливом обходилась в среднем на $35 дороже, чем годом ранее, бензином премиум-класса – на $30 дороже.

Природный газ в марте стоил на 73,1% дороже, чем годом год назад. По сравнению с февралгм рост составил 5,6%. Цена на центральное отопление выросла на 12,2% в годовом выражении (по отношению к февралю показатель не изменился).

ЕВРОПА УВЕЛИЧИВАЕТ ПОСТАВКИ ГАЗА ТРАНЗИТОМ ЧЕРЕЗ УКРАИНУ

Заявки Европейских потребителей на поставку российского газа транзитом через Украину увеличились на этой неделе в среднем на 43%.

Германия прекратила физический реверс российского газа в Польшу по Ямал-Европе, но реверс в Польшу осуществляют Италия и Франция, сообщают РИА Новости/Прайм, с ссылкой на «Газпром». При этом ПХГ Европы сейчас заполнены на 34%, а Польши – на 80%.

В конце апреля Польша отказалась оплачивать поставки газа из России по новому порядку, в рублях. Однако после приостановки прямых поставок Польша продолжает покупать российский газ через реверс, который идет от европейских государств.

ДОБЫЧА И ПЕРЕРАБОТКА НЕФТИ В РОССИИ ПРОДОЛЖАЮТ СНИЖАТЬСЯ

В апреле т.г. переработка сократилась на 7% относительно марта – до 670 тыс. т в сутки.

Российским НПЗ пришлось уменьшить переработку, в связи с проблемами экспортной транспортировки и продажи.

За апрель среднесуточный экспорт упал на 20% ниже мартовского показателя – до 10,6 тыс. т в сутки. Проблемы с экспортом привели к снижению не только переработки, но и добычи нефти. На конец апреля снижение добычи составило 8,7% относительно марта.

27 апреля министр финансов России **Антон Силуанов** заявил о возможном снижении добычи нефти в России на 17% в 2022 г. в условиях санкций. Примерно такие же цифры приводит Reuters, где со ссылкой на документ Минэкономразвития указано, что добыча снизится до 433,8 – 475,3 млн т или на 9,2% – 17,1%.

Сокращение добычи на 17% – это наиболее пессимистичная оценка. Она даже ниже прогноза МЭА, который ожидает сокращения добычи на 3 млн барр./сут. в мае 2022 г. и сохранения на этом уровне до конца года. По сути, это будет откат добычи к уровню 2003 г. (421 млн т). Такое падение вдвое превышает сокращение добычи в 2020 г., когда были наиболее сильные локдауны.

Если добыча нефти в 2022 г. будет на 17% ниже уровня 2021 г., то с учетом динамики января-апреля 2022 г., добыча в мае-декабря должна сократиться на 27,4% (г/г).

США НАРАЩИВАЮТ ЭКСПОРТ НЕФТИ В ЕВРОПУ

Экспорт нефти из США в Европу растет на фоне стремления стран ЕС уйти от российского сырья.

Так, поставки американской нефти в Европу в апреле приблизились к 1,5 млн б/с, что является самым высоким показателем за последние два года, сказал ведущий аналитик Kpler Мэтт Смит. В основном это легкие низкосернистые сорта, которые направлялись в Испанию, Великобританию, Данию и Италию.

Высокие цены на нефть способствуют росту сланцевой добычи в США. Так, согласно прогнозам американского Минэнерго, нефтедобыча в Пермском бассейне в следующем месяце достигнет рекордного показателя в 5,1 млн б/с. При этом НПЗ Мексиканского залива предпочитают тяжелые сорта с высоким содержанием серы, что оставляет оставляет большую часть легких сортов свободной для экспорта. По данным таможенной службы США, не менее четверти поставок пришлось на нефть Midland.

В частности, ожидается, что в апреле Испания импортирует рекордные 7 млн баррелей американской нефти (предыдущий рекорд был достигнут в марте – 6 млн баррелей). Ранее Bloomberg сообщал, что в этом месяце страна получила супертанкер с 2 млн баррелей нефти из США впервые за несколько лет (обычно Америка поставляет в Европу сырье на судах меньшего размера). Однако ожидается, что теперь супертанкеры все чаще будут использоваться для отправки нефти из Соединенных Штатов в европейские страны.

Адрес редакции
журнала «Нефть и газ»:
050010, Республика Казахстан, г. Алматы,
ул. Богенбай батыра, 80, оф. 401, 314
Редакция: тел. **+7 (727) 291 31 71**
e-mail: **neftgas@inbox.ru**
http://neft-gas.kz

Подписано в печать 21.04.2022
Формат 70×100 1/16. Бум. мелованная
Усл.-печ. л. 15,0. Тираж 2000 экз.

Отпечатано в типографии:
Print House Gerona Офис: г. Алматы, ул. Сатпаева, 30а/3, оф. 124
Тел.: +7 (727) 398–94–59
Цех: г. Алматы, ул. Помяловского, 29А/1
Факс: +7 (727) 242–78–84

ISSN 1562-2932

ТРЕБОВАНИЯ к публикациям в журнале «Нефть и газ»

В журнале публикуются статьи по результатам оригинальных, принципиально новых научно-технических исследований в областях: **геология; бурение; добыча; транспортировка; переработка; экономика; экология** и др, а также практикует публикацию кратких научных сообщений. Журнал включен в Перечень Министерства образования и науки РК для публикации научных результатов соискателей ученых степеней и званий.

- ***Последовательность оформления статьи:*** слева сверху указать индекс: **УДК.**
- ***Сведения об авторе (авторах):*** Ф.И.О. авторов, цветное фото, ученая степень, звание, должность, место работы, контактные телефоны, полный почтовый адрес – все это по каждому автору, электронные адреса и номера с кодом страны, города. Необходимо указать автора, ответственного за переписку с журналом.
- ***В начале статьи дается краткий обзор*** состояния вопроса в мире со ссылкой на соответствующие источники, показывается принципиальная новизна и актуальность предлагаемого материала.
- ***Материал статьи –*** название, сведение об авторах, аннотацию необходимо предоставлять на трех языках (казахском, русском и английском).
- ***Название статьи*** должно быть конкретным, лаконичным и отражать основную суть исследования.
- ***Аннотация*** объемом до 300 слов должна содержать принципиально новые результаты, полученные авторами. В выводах обобщаются основные результаты и рекомендации.
- ***Ключевые слова*** (не более десяти).
- ***Рецензирование.*** Статьи проходят открытое, анонимное одностороннее и двустороннее рецензирование и проверку на плагиат.
- ***Этика публикаций.*** При обнаружении в статье недостоверных сведений, плагиата, повторов ранее опубликованных работ, их переводы и др., не рассматривается.

Если в статье используются иллюстрации, то они должны быть в формате JPG, EPS, TIFF разрешением не менее 300 точек на дюйм (каждая – со ссылкой в тексте).

ВОССТАНОВЛЕНИЕ СТАРЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ И ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ ПЕРЕХОД В ЗРЕЛЫХ БАССЕЙНАХ

БУДАПЕШТ, ВЕНГРИЯ, 3-4 МАЯ 2022 Г.

На конференции будут рассмотрены проблемы, с которыми мы сталкиваемся в нашей отрасли во многих углеводородных бассейнах и складчатых поясах во всем европейском регионе. Основное внимание в нем уделяется темам глобального энергетического перехода, таким как углеводороды с улучшенными характеристиками, повышение нефтеотдачи и улавливание-использование-хранение углерода.

ОТКРЫТ ПРИЕМ ТЕЗИСОВ

Приглашаем вас подать тезисы на эту конференцию по следующим темам. Комитет проявляет особый интерес к презентациям, в которых освещаются современные концепции, методологии и истории болезни. Они также ищут тематические исследования, иллюстрирующие успешное внедрение новых научных методов и технологий.

ТЕМЫ ДЛЯ ПОДАЧИ ТЕЗИСОВ:

Сессия №	Тема сессии
1	Ключевые открытия в зрелых бассейнах за последнее десятилетие
2	Остающийся углеводородный потенциал в зрелых бассейнах
3	Новые и развивающиеся месторождения в зрелых нефтегазовых провинциях
4	Силикокластические коллекторы – разведка и эксплуатация I: секвенциальная стратиграфия
5	Силикокластические коллекторы – разведка и эксплуатация II: стратиграфическое перспективное моделирование
6	Карбонаты и трещиноватые коллекторы
7	Передовые геофизические технологии и интегрированные геолого-геологические модели для оживления зрелых месторождений
8	Энергетический переход: глобальные тенденции, региональные решения I: Использование геотермальной энергии в зрелых бассейнах, синергия с нефтяной промышленностью
9	Энергетический переход: глобальные тенденции, региональные решения II: Исследование водорода
10	Улавливание, использование и хранение углерода (CCUS) и повышение нефтеотдачи (EOR)
11	Структурная геология и ее применение в разведке, разработке месторождений и CCUS
12	Цифровая трансформация: машинное обучение, искусственный интеллект и инновационные цифровые решения

Офис AAPG в Европе +44 (0) 203 962 4468;
Источник: https://erc.aapg.org/2022