



2021
№ 2 (122)

НЕФТЬ И ГАЗ

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

Подписной индекс 75602

Учредитель:

Государственное учреждение
«Министерство науки – Академия
наук Республики Казахстан»,
правопреемником которого является
Министерство образования и науки
Республики Казахстан.

Публикует оригинальные
научные статьи по отраслям:
**геология, разработка, добыча,
переработка, транспортировка,
нефтехимия, экономика, экология,
математическое моделирование,
цифровые технологии и др.**

По Казахстанской базе
цитирования и импакт-фактору
журнал находится в первой тройке.

Распространяется в Казахстане,
СНГ, Европе и США.

Тираж: **2000 экземпляров**
Периодичность: **6 раз в год**
Язык издания: **русский, казахский
и английский языки**

ВНИМАНИЕ!

ПРОДОЛЖАЕТСЯ ПОДПИСКА НА 2021 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 соискателей ученых степеней доктора философии PhD, магистра, званий доцента и профессора.



Журнал добился статуса высокорейтингового научного издания международного уровня, имеющего по цитируемости самый высокий импакт-фактор – 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:
Онлайн-версия журнала – **18 тыс. тенге**
Печатная версия журнала (без почтовых расходов) – **15 тыс. тенге**.



Приглашаем Вас к сотрудничеству:

- подписаться на 2021 год;
- публиковать статьи;
- размещать имиджевую информацию и рекламу.

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

«Роспечать»: 8 (492) 921–25–50;

АО «Казпочта»: 8 (727) 261–61–12;

ТОО «Агентство «Евразия-пресс»:

8 (727) 382–34–87;

ТОО «Эврика-пресс»: 8 (727) 233–76–10.

ТОО «Астана-пресс»: 8 (7172) 37–30–67,

8 (701) 533–91–46



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



8 (727) 291 31 71



nnk32@mail.ru
neftgas@inbox.ru



НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЖУРНАЛ



МУНАЙ МЕН ГАЗ
НЕФТЬ И ГАЗ
OIL AND GAS

2 (122) 2021



Главный редактор
академик Надир Каримович НАДИРОВ

Редактор научных проектов
Елена СОЛОДОВА

Арт-директор
Михаил БАРАНОВ

Ген. менеджер по рекламе и развитию
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

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

РЕДАКЦИОННАЯ КОЛЛЕГИЯ:

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

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

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

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

Н.О. АППАЗОВ, член-корр. НИА РК,
профессор (г. Кызылорда)

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

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

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

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

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)

Г.А. МЕДИЕВА, академик НИА РК
(г. Нур-Султан)

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)

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

**ТИІМДІЛІКТІ АРТТЫРУ
КРИТЕРИЙЛЕРІ**

Б.С. Измухамбетов.
«Татнефть» ЖАҚ-тың қиын өндірілетін мұнай қорларын тиімді өндіру тәжірибесі.....6

О.И. Егоров.
Таусылған бассейндерде геологиялық барлау жұмыстарын кеңейту – объективті қажеттілік.....10

К.А. Адилбеков.
Әлеуетін әзірлемеде толық қамту.....13

«Қазгермұнай» БК» ЖШС жұмысының тиімді критерийлері.....17

П.А. Таңжарықов, Г.Б. Амангельдиева.
Мұнай және газ ұңғыма жабдықтарының коррозиялық тозуына қабат суларының әсері.....25

ГЕОЛОГИЯ

К.А. Адилбеков, Н.Г. Матлошинский, Р.Н. Матлошинский.
Каспий маңы ойпатының тұз үсті кешенінің көмірсутек жүйесі (Теңіз-Қарасор мысалында)35

БАРЛАУ

С.М. Исенов.
Сейсмикалық барлау тиімділігін арттыру жолдары және күрделі мәселелер. II бөлім.....47

БҰРҒЫЛАУ

Ж.Г. Шайхымежденов.
Көлденең оқпандар және көлбеу бағытталған ұңғымалардың траекторияларының жобалық профильден ауытқуын талдау.....76

ТАСЫМАЛДАУ

Б.К. Саяхов, О.Б. Исмурзин, Г.А. Габсаггарова, Д.Н. Белоглазов, А.Г. Дидух, К.И. Тогашева, Ж.К. Наурызбеков.
Айдалатын мұнайдың «бозащы» мұнай қоспасының реологиялық қасиеттеріне және оның «Өзен-Атырау-Самара» магистральдық мұнай құбыры арқылы айдауына әсері.....86

ЭКОЛОГИЯ

Ж.Р. Торегожина, Е.В. Солодова, Ш. Асқар.
Мұнай-газ саласындағы экологиялық тәуекелдерді талдау және басқару.....95

Р.Г. Сармурзина.
Мұнай-Газ Химия Қауымдастығы.....104

ЖАС ҒАЛЫМДАРДЫҢ ЖҰМЫСТАРЫ

Ғ. Байке.
Қабаттық қысымды ұстап тұруға арналған технологиялар мен техникалық құралдарды әзірлеу.....106

А.М. Қиясбаев.
Құрамында еркін газ және механикалық қоспалары бар мұнай ұңғымаларын сорапты пайдалану технологиясын әзірлеу.....112

Б.Ж. Базарбаев, Е.С. Нурмашев.
Кенқияқ кен орны мысалында механикалық қоспаларды қарқынды шығару жағдайында мұнай өндіру технологиясын жетілдіру.....119

Д.Т. Темірғали, К.С. Нұрбекова.
Ұңғымаларды заманауи гидродинамикалық зерттеу нәтижелерін қолдану арқылы, гидравликалық сыну тиімділігін бағалау.....125

С.С. Сагаева, К.А. Михайлова.
Мұнай битумын адгезиялық қоспалар арқылы модифицирлеу.....132

ЖАҢА КІТАП.....140

МЕРЕЙТОЙЛАР

Әкімғали
Кенжеғалиұлы Кенжеғалиев – 75 жас.....142

ҚАЗАҚСТАННЫҢ МҰНАЙ-ГАЗ САЛАСЫ.....144

ӘЛЕМДІК МҰНАЙ КОМПАНИЯЛАРЫНЫҢ ЖАҢАЛЫҚТАРЫ.....152

ӘРІПТЕСТІ ЕСКЕ АЛУ

Диаров Муфтах Диарович.....158

КРИТЕРИИ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ

Б.С. Измухамбетов.
Опыт ПАО «Татнефть» по эффективной добыче трудноизвлекаемых запасов нефти.....6

О.И. Егоров.
Расширение геологоразведочных работ на истощенных бассейнах – объективная необходимость.....10

К.А. Адилбеков.
Охватить разработкой весь потенциал.....13

Критерий эффективности работы ТОО «СП «КазГерМунай».....17

П.А. Танжариков, Г.Б. Амангельдиева.
Влияние пластовых вод на коррозионный износ оборудования нефтяных и газовых скважин.....25

ГЕОЛОГИЯ

К.А. Адилбеков, Н.Г. Матлошинский, Р.Н. Матлошинский.
Углеводородная система надсолевого комплекса Прикаспийской впадины (на примере Тенгиз-Карасор).....35

РАЗВЕДКА

С.М. Исенов.
Проблемные вопросы и пути повышения эффективности сейсморазведки. Часть II.....47

БУРЕНИЕ

Ж.Г. Шайхымежденов.
Анализ отклонений траекторий стволов горизонтальных и наклонно-направленных скважин от их проектных профилей.....76

ТРАНСПОРТИРОВКА

Б.К. Саяхов, О.Б. Исмурзин, Г.А. Габсаттарова, Д. Н. Белоглазов, К. И. Тогашева, А.Г. Дидух, Ж.К. Наурузбеков.
Влияние подкачиваемых нефтей на реологические свойства «бузачинской» нефтесмеси и ее перекачку по магистральному нефтепроводу «Узень-Атырау-Самара».....86

ЭКОЛОГИЯ

Ж.Р. Торегожина, Е.В. Солодова, Ш. Аскар.
Анализ и управление экологическими рисками в нефтегазовой сфере.....95

Р.Г. Сармурзина.
Нефтегазохимическая Ассоциация.....104

РАБОТЫ МОЛОДЫХ УЧЕНЫХ

Г. Байке.
Разработка технологий и технических средств для поддержания пластового давления.....106

А.М. Киясбаев. Разработка технологий насосной эксплуатации нефтяных скважин с повышенным содержанием свободного газа и механических примесей.....112

Д.Ж. Базарбаев, Е.С. Нурмашев.
Совершенствование технологии добычи нефти в условиях интенсивного выноса механических примесей.....119

Д. Темиргали, К.С. Нурбекова.
Оценка эффективности проведения гидравлического разрыва пласта с использованием результатов современных гидродинамических исследований скважин.....125

С.С. Сатаева, К.А. Михайлова.
Модификация нефтяного битума с адгезионными добавками.....132

НОВАЯ КНИГА.....140

ЮБИЛЕИ

Кенжегалиев
Акимгали Кенжегалиевич – 75 лет.....142

НЕФТЕГАЗОВЫЙ СЕКТОР КАЗАХСТАНА.....144

НОВОСТИ НЕФТЯНЫХ КОМПАНИЙ МИРА.....152

ПАМЯТИ КОЛЛЕГИ

Диаров Муфтах Диарович.....158

CRITERIA FOR IMPROVING EFFICIENCY

B.S. Izmukhambetov.
Experience of PJSC Tatneft in efficient production of hard-to-recover oil reserves.....6

O.I. Egorov.
Expansion of geological exploration in depleted basins is an objective necessity.....10

K.A. Adilbekov.
To embrace the whole capacity with development.....13

The criterion of the effectiveness of the work of «JV «KazGerMunai» LLP.....17

P.A. Tanzharykov, G.B. Amangeldieva.
The influence of reservoir water on the corrosion of equipment in oil and gas wells.....25

GEOLOGY

K.A. Adilbekov, N.G. Matloshinskiy, R.N. Matloshinskiy.
Hydrocarbon system of the post-salt complex of the precaspian depression (on the example of Tengiz-Karasar).....35

EXPLORATION

S.M. Issenov.
Problem issues and ways of increase the efficiency of seismic survey. Part II.....47

DRILLING

Zh. G. Shaikhymezhdenov.
Analysis of trajectory deviations of horizontal and directional wells from their design profiles.....76

TRANSPORTATION

B.K. Sayakhov, O.B. Ismurzin, G.A. Gabsattarova, D.N. Beloglazov, K.I. Torgasheva, A.G. Didukh, Zh.K. Nauruzbekov.
Influence of pumped oils on the rheological properties of "buzachi" oil mixture and its pumping through the Uzen-Atyrau-Samara main oil pipeline.....86

ECOLOGY

Zh.R. Toregozhina, E.V. Solodova, Sh. Askar.
Environmental risk analysis and management in the oil and gas sector.....95

R.G. Sarmurzina.
Oil and Gas Chemical Association.....104

WORKS OF YOUNG SCIENTISTS

G. Bayke.
Development of research technologies And technical means for maintaining reservoir pressure of oil fields.....106

A.M. Kiyasbayev.
Development of technologies for pumping operation of oil wells with a high content of free gas and mechanical impurities112

D. Zh. Bazarbayev, E.S. Nurmashev.
Improvement of oil production technology in conditions of intensive removal of mechanical impurities on the example of the kenkiyak field.....119

D. Temirgali, K.S. Nurbekova.
Evaluation of the effectiveness of hydraulic fracturing using the results of modern hydrodynamic study of wells.....125

S.S. Satayeva, K.A. Mikhailova.
Modification of petroleum bitumen with adhesive additives.....132

NEW BOOK.....140

ANNIVERSARIES

Akingali Kenzhegalievich Kenzhegalievich – 75 years old.....142

OIL AND GAS SECTOR OF KAZAKHSTAN.....144

WORLD OIL COMPANIES NEWS.....152

IN MEMORY OF A COLLEAGUE

Diarov Muftah Diarovich.....158

<https://doi.org/10.37878/2708-0080/2021-2.01>

ОПЫТ ПАО «ТАТНЕФТЬ» ПО ЭФФЕКТИВНОЙ ДОБЫЧЕ ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМЫХ ЗАПАСОВ НЕФТЕЙ



Б.С. ИЗМУХАМБЕТОВ,
доктор технических наук,
академик Национальной инженерной академии РК

История нефтегазовой отрасли Казахстана составляет более 120-ти лет. При этом большинство месторождений находится в поздней стадии разработки, что предполагает дополнительные проблемы при добыче нефти.

Известно, что «легкая», в смысле разработки, нефть подходит к концу, начинается разработка месторождений, уже осложненными методами воздействия на пласт в предыдущие этапы – это известные осложнения, связанные с «запечатыванием» порогового пространства пласта карбонатными минералами и сульфидами, повышенная трещиноватость пласта и нежелательные притоки флюидов, разрывы сплошности флюидоупоров, особенно при использовании термических методов воздействия на пласт и т.д.

Обширная информация, в том числе и изложенная в данной статье, была получена при посещении Публичного акционерного общества (ПАО) «Татнефть» группой казахстанских специалистов и ученых. При этом основная цель данной публикации – это анализ наших проблем и акцентирование внимания на успехах наших коллег с целью изучения их опыта и оценки возможности использования передовых достижений на месторождениях Республики Казахстан.

Проблему повышения эффективности разработки месторождений с трудноизвлекаемыми запасами в ПАО «Татнефть» решают за счет внедрения **комплексных технологий разработки**.

Естественно, что для реализации данной технологии необходимо детальное изучение месторождения с использованием методов моделирования. На сегодняшний день созданы многочисленные пакеты программ для составления проектных

документов на разработку нефтяных месторождений и для планирования геолого-технических мероприятий. Функциональность программных пакетов постоянно развивается, дополняясь новыми модулями для решения задач, связанных с планированием различных технологий нефтеизвлечения.

Так, развитие этого программного продукта может быть связано с включением в его состав гидродинамического симулятора, в основу которого заложена двухфазная изотермическая модель фильтрации слабосжимаемых, несмешивающихся жидкостей, подчиняющаяся линейному закону Дарси.

В условиях повышения доли трудноизвлекаемых запасов важной задачей является достижение максимально возможного уровня извлекаемости нефти из продуктивного пласта. Поэтому улучшение и повышение эффективности добычи нефти, в первую очередь, зависит от внедрения методов увеличения нефтеотдачи. Важнейшими элементами этих технологий являются: широкое использование горизонтальных скважин, закачка воды, масштабное применение широкого спектра МУН (методы увеличения нефтеотдачи) и ОПЗ (обработка призабойной зоны).

Для ПАО «Татнефть» характерно, что наряду с физико-химическими методами в значительной мере используются гидродинамические методы увеличения КИН, основу которых составляют изменения направления фильтрационных потоков в пласте. Например, в 2015 г. только за счёт гидродинамических методов воздействия по ПАО «Татнефть» дополнительная добыча нефти составила 5046 тыс. т, или 18,7% от общей добычи по компании.

В росте эффективности МУН и увеличения КИН значительная роль отводится горизонтальным технологиям. В частности, за 2015 г. пробурены 119 ГС со средним дебитом 10,3 т/сут, 3 многозабойные скважины с дебитом 10,9 т/сут, 36 боковых горизонтальных скважин с дебитом 7,8 т/сут. При этом возможно уплотнение сети скважин для увеличения коэффициента извлечения нефти, а также вовлечение в разработку локальных зон, не охваченных на этапе предыдущей эксплуатации.

Особое внимание в мировой нефтегазовой отрасли уделяется разработке месторождений сверхвязких нефтей и битумов, перспективные залежи которых многократно превышают запасы традиционной нефти.

На территории СНГ лидером в этом направлении является ПАО «Татнефть», эффективно разрабатывающее несколько месторождений путем бурения горизонтальных скважин и последующей закачкой пара в пласт. Естественно, что данная технология находится на стадии разработки и требует дальнейшего исследования, однако уже с начала опытно-промышленной разработки на Ашальчинской залежи способом парогравитационного дренирования добыто более 1,0 млн т нефти, что свидетельствует о технологической успешности проекта разработки залежи тяжелой нефти. Компания ПАО «Татнефть» продолжает планомерно развивать проект по освоению запасов СВН, внедряя новые технологические и технические решения.

На месторождениях групп АО НК «КМГ» также есть месторождения, разрабатываемые с помощью закачки газа. Одним из таких месторождений является Каражанбас, где температура нагнетаемого пара достигает 180–230°C, и рассмотрение опыта строительства и крепления таких скважин, а также опыт применения

специальных термостойких цементов могло бы снизить количество РИР на нагнетательных скважинах, связанных с дефектами крепи в продуктивной части скважин.

Что касается строительства скважин, необходимо внедрение новых и передовых технологий, таких как:

- использование облегченного с пеноматериалами тампонажного раствора;
- применение ингибированного бурового раствора в условиях неустойчивых пород, набухающих глин и аргиллитов;
- разработка новых методов и оборудования для локального крепления скважин и т.д.

Можно констатировать, что лучшие технические средства и технологии для повышения эффективности эксплуатации обводненных скважин разработаны и внедряются ПАО «Татнефть». За счет внедрения технологий увеличения коэффициента нефтеотдачи компанией дополнительно добыто несколько миллионов тонн нефти.

В современных условиях для нефтедобывающих компаний возрастает актуальность выбора оборудования для эксплуатации скважин, которое обеспечивало бы добычу нефти в осложненных условиях при наименьших затратах. Одним из путей снижения затрат на механизированную добычу нефти является применение новых технических решений в области эксплуатации скважин.

Здесь можно отметить разработки, направленные на улучшение эксплуатационных свойств наиболее массового оборудования, применяемого в ПАО «Татнефть» для добычи нефти – установки скважинных штанговых насосов (УСШН). В первую очередь, это типоразмерный ряд цепных приводов, применение которых в ПАО «Татнефть» ведет отсчет с 2000 г. В настоящее время действующий фонд скважин ПАО «Татнефть», оборудованных такими приводами, превысил 2500 скважин.

Перспективным является комплекс технических средств и технологий для повышения эффективности эксплуатации обводненных скважин с использованием внутрискважинной гравитационной сепарации нефти и попутной воды, обеспечивающих:

- поочередную подачу нефти и попутной воды на прием скважинного штангового насоса (в настоящее время объем внедрения в ПАО «Татнефть» входных устройств сифонного типа для поочередной подачи нефти и воды на прием насоса составил 2200 скважин);
- отдельный подъем из скважин нефти и попутной воды с применением УСШН и УЭЦН (установка электроцентробежных насосов);
- подъем нефти и нагнетание части попутной воды без ее подъема из скважины в выше- или нижележащий поглощающий пласт либо в тот же нефтяной пласт с применением УСШН и УЭЦН;
- предварительный сброс воды на кусте скважин с использованием в качестве «отстойника» обводнившиеся скважины того же куста.

Особое значение в развитии и внедрении технологий в любой нефтегазодобывающей компании имеет инновационная деятельность ее научных подразделений. В этом плане примером может служить Институт ТатНИПИнефть, пользующийся всемерной поддержкой руководства ПАО «Татнефть», которое уделяет особое внима-

ние развитию своего научного подразделения, в кратчайшие сроки внедряя новейшие разработки Института во всех подразделениях и дочерних структурах компании.

Большая часть научно-исследовательских и опытно-промышленных работ Институту выполнена на уровне современных достижений.

Институт имеет более 2500 российских и более 70 зарубежных патентов на изобретения.

Основное направление научно-исследовательской деятельности в области разработки новых и совершенствовании применяемых технологий увеличения нефтеизвлечения предназначены для решения следующих задач:

- увеличение нефтевытесняющей способности закачиваемой воды при заводнении;
- увеличение охвата пласта заводнением;
- выравнивание профиля приемистости нагнетательной скважины;
- ограничение притока воды в добывающую скважину;
- восстановление продуктивности пласта;
- увеличение продуктивности пласта.

Большой опыт ПАО «Татнефть» имеет в области рационального использования ресурсов попутного нефтяного газа, являющегося актуальным и для месторождений Республики Казахстан. 

РАСШИРЕНИЕ ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ НА ИСТОЩЕННЫХ БАССЕЙНАХ – ОБЪЕКТИВНАЯ НЕОБХОДИМОСТЬ



О.И. ЕГОРОВ,
доктор экономических наук,
профессор

ИНСТИТУТ ЭКОНОМИКИ КН МОН РК,
Республика Казахстан, 050010, г. Алматы, ул. Курмангазы, 29

За годы независимости в нефтяной отрасли страны сделано немало. Введены в промышленную разработку крупнейшие месторождения нефти, газа и конденсата Тенгизское и Карачаганакское, началась добыча нефти и газа в новых регионах страны – в Кызылординской и Жамбылской областях, были осуществлены масштабные работы по изучению нефтегазовых структур в шельфовой зоне Каспийского моря и введено в эксплуатацию месторождение Кашаган. Все это позволило увеличить объем добычи нефти в Казахстане в четыре раза, в значительной мере повысить экспортный потенциал, что положительно отразилось на индикаторах, характеризующих общее состояние экономики страны.

Устойчивый рост добычи нефти в Республике Казахстан, наблюдающийся в течение истекших 55 лет, был обусловлен именно благодаря вводу в промышленную разработку новых нефтегазовых и нефтегазоконденсатных месторождений. При этом необходимо особо отметить, что нефть новых месторождений по своим качественным характеристикам имела специфические отличия от углеводородного сырья, извлекаемого на старых структурах Урало – Эмбинской нефтегазоносной зоны (*таблица*).

Нефть *эмбинских месторождений* по своим качественным характеристикам образует несколько групп, исходя из принципа возможного извлечения из них различных видов конечной продукции.

КРИТЕРИИ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ

Таблица – Характеристика казахстанских сортов нефти по качественным характеристикам

Наименование сортов нефти	Качественный признак
1. Эмбинская	Легкая, бензинистая, содержит ценные сорта масел
2. Мангистауская	Имеет высокое содержание парафина, малосернистая
3. Тенгизская, Карачаганакская, Кашаганская	Содержит сернистые соединения, большое содержание светлых фракций
4. Северо-бузачинская, Каламкасская, Каражанбасская, Кумсайская	Тяжелая, высокосмолистая, высокое содержание металлов
5. Жанажолская	Повышенное содержание сернистых соединений
6. Кумкольская	Парафинистая, бензинистая

Примечание – составлено по материалам нефтяных компаний

В первую группу включаются нефти месторождений Доссор, Макар, Сагиз, Танатар, из которых получают высококачественные остаточные, низкозастывающие дистиллятные масла, находящие широкое применение в авиации, радиотехнике, медицине, приборостроении. Достаточно назвать такие сорта масел, получаемых из нефти этих месторождений, как авиационные, танковые, парфюмерные, вазелиновые, чтобы представить степень ценности и уникальности этой группы углеводородных ресурсов.

Вторая группа состоит из нефтей второго сорта. Из них могут быть выделены остаточные и дистиллятные масла с повышенной температурой застывания или повышенными коксовыми числами. Эта продукция потребляется автомобильной промышленностью, машиностроением, производством, выпускающим холодильные агрегаты и т.п.

Смолистые нефти с потенциалом остаточных масел в пределах 20-40% составляют третью группу.

К четвертой группе относятся бензинистые нефти, содержащие в своем составе до 33% фракций, выкипающих до 150°C, и до 6% фракций, выкипающих до 200°C.

Последняя группа включает в свой состав сернистые нефти, из которых могут быть получены остаточные масла селективной очистки в количестве 4-15%.

Сопоставление качественного состава эмбинской нефти с нефтью других месторождений, произведенное исходя из технологии их переработки на разных заводах, в частности на Ярославском нефтеперерабатывающем заводе (Российская Федерация),

показывает, что казахстанские нефти перерабатываются по относительно простой технологической схеме по сравнению, например, с татарскими и башкирскими нефтями, извлечение конечной продукции из которых связано с необходимостью строительства сложных и дорогостоящих установок по очистке поступающего сырья и готовой продукции от примесей и нежелательных компонентов.

Последнее обстоятельство оказывает большое влияние на издержки нефтепереработки. Как показывают расчеты, себестоимость масел, полученных из эмбинской нефти, в 2-3 раза ниже, чем из нефти месторождений Татарстана и Башкортостана. Удельные капитальные вложения в условиях идентичных схем переработки в том же сопоставлении уменьшаются в 1,5-2 раза.

Изложенный материал, в основу которого положены результаты проведенных автором исследований, дает основание для подтверждения необходимости расширения геологоразведочных работ в районах сосредоточения старых нефтегазовых месторождений, вошедших в стадию затухающей добычи. Первые положительные результаты, как известно, уже имеются – обнаружены новые структуры в зоне расположения месторождения Макат. Следовательно, дальнейшие успехи могут иметь реальные перспективы в результате интенсификации поисковых и разведочных работ в этой нефтегазоносной зоне. 

ОХВАТИТЬ РАЗРАБОТКОЙ ВСЕ ПОТЕНЦИАЛ



К.А. АДИБЕКОВ,
заместитель председателя Правления
по геологии и разработке

АО «ЭМБАМУНАЙГАЗ»,
Республика Казахстан, 060002, г. Атырау, ул. Валиханова 1

Актуальной проблемой для истощенных месторождений является повышение эффективности их разработки. О том, какие подходы и технологии внедряются для разработки месторождений с высоковязкой нефтью, какие результаты получила компания от бурения горизонтальных скважин – в интервью с заместителем председателя Правления по геологии и разработке АО «Эмбаунайгаз» Кайратом АДИБЕКОВЫМ.

- Добрый день, Кайрат Адилбекович! В первую очередь, хотелось бы поздравить Вас с профессиональным праздником – Днем геолога и пожелать в это непростое время крепкого здоровья, достижения поставленных целей и, конечно, открытия новых месторождений! Расскажите нашим читателям, какие методы и технологии применяет компания для повышения эффективности разработки месторождений с высоковязкой нефтью?

Благодарю за поздравление. От лица компании также поздравляю всех коллег – геологов с профессиональным праздником и желаю отличного здоровья и всего наилучшего в работе и в личной жизни.

А теперь перейду к Вашему вопросу. Как хорошо известно профессиональной аудитории журнала, на месторождениях, разрабатываемых на поздней стадии, как правило, в первую очередь истощаются «легкие» запасы, сосредоточенные в высокопроницаемых пластах, характеризующиеся относительно низкой вязкостью нефти и разрабатываемые при упруговодонапорном режиме. В этих условиях особую актуальность приобретают методы увеличения нефтеотдачи, применение которых

способствует увеличению коэффициента извлечения нефти на фоне применения вторичных методов нефтеотдачи. Одной из таких технологий является *полимерное заводнение*.

Полимерное заводнение относится к химическому методу воздействия на пласт. При закачке в пласт полимерный раствор обычно движется по высокопроницаемым слоям коллектора из-за возникающего наименьшего сопротивления в них при фильтрации и создает комбинацию двух эффектов – повышения вязкости вытесняющего агента и снижения проводимости пористой среды за счет уменьшения динамической неоднородности потоков жидкости и, как следствие, повышения охвата пластов заводнением. Основная специфика фильтрации полимерного раствора состоит не только в повышении вязкости воды, но и в снижении ее подвижности.

Проект (ОПИ) полимерного заводнения на участке В.Молдабек месторождения Кенбай стартовал с августа 2019 года на горизонт М-II, нефти которого являются тяжелыми и характеризуются высокой вязкостью. Разработка таких залежей заводнением обычной водой не дает положительных результатов и по опыту демонстрирует «агрессивное» обводнение продукции скважины.

Проделана большая аналитическая работа и лабораторные исследования по подбору скважин для закачки и оптимальной концентрации полимерной смеси. Подобран пилотный участок с 2 нагнетательными и 15 реагирующими скважинами. Площадь участка – 542,5 тыс. м², глубина – 165 м, плотность и вязкость нефти в пластовых условиях – 0,893 г/см³ и 217 сП соответственно, температура – 25⁰С, проницаемость – 502 мД.

Также в 2021 году ТОО «КМГ Инжиниринг» по заказу нашей компании разработал Программу разработки высоковязкой нефти участка Молдабек Восточный месторождений Кенбай, в которой предложил ряд технологий, помимо полимерного заводнения. Среди них закачка горячей воды, бурение горизонтальных скважин, эксплуатация скважин с высоким выносом песка, технология ОРЭ (одновременно – раздельная эксплуатация). ОПИ по технологии ОРЭ планируем начать в текущем году.

- Несколько лет назад АО «Эмбаунайгаз» сделало ставку на бурение горизонтальных скважин. Каких результатов сегодня добилась компания в этом направлении?

Перед началом внедрения технологии бурения горизонтальных скважин мы ставили целью, прежде всего, повышение добычи и выработки запасов углеводородов за счет значительного увеличения вскрытия эффективной нефтенасыщенной толщины, что в свою очередь приводит к приросту коэффициента проводимости и площади дренирования залежи.

Согласно результатам гидродинамических исследований, на скважине №111 месторождения Уз Восточный методом установившихся отборов средний коэффициент продуктивности скважины по нефти составил 72,5 (м³/сут)/атм. При этом коэффициент продуктивности вертикальной скважины, работающей на том же пласте Ю-III, составил 9 (м³/сут)/атм. Соответственно, продуктивность горизонтальной скважины – в 8 раз выше вертикальных скважин.

В 2020 году была пробурена горизонтальная скважина №78 на месторождении Гран, длина горизонтального участка составила 941 м. Также в 2020 году была пробурена скважина Н-1 на месторождении Ю.3. Камышитовый. Скважина заложена на неглубокозалегающий пласт Альб-1, глубиной около 230 м, характеризующийся высоковязкой нефтью.

В текущем году траектории некоторых скважин усложнились. Они спроектированы так, чтобы в тех горизонтах, которые имеют два нефтяных пропластка расположить горизонтальный ствол таким образом, чтобы он проходил сначала в одном пропластке, а затем выходил в другой, что позволит максимально возможно охватить разработкой весь потенциал целевого горизонта.

Бурение первых успешных горизонтальных скважин подтвердили эффективность выбранного нами курса. Поэтому планируется ежегодно увеличивать долю горизонтальных скважин. Так, если в 2019 году пробурено 4 горизонтальных скважин, в 2020 году – 9, то в 2021 году планируется пробурить 14 горизонтальных скважин.

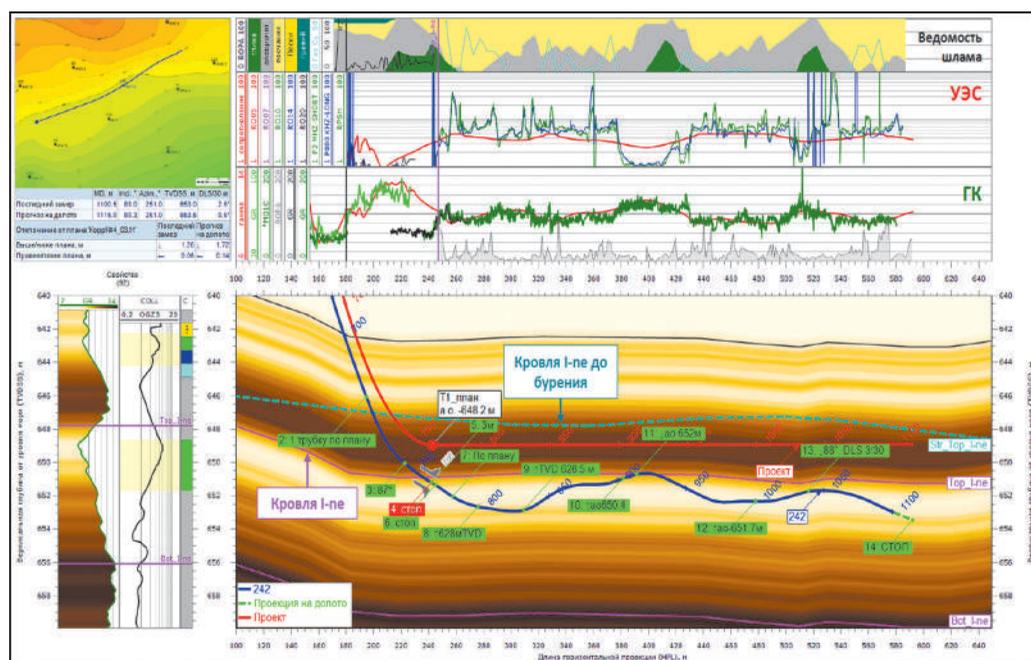


Рисунок 1 – Финальная геонавигационная модель по скважине 242 месторождения С. Балгимбаев

На *рисунке 1* представлена финальная геонавигационная модель по скважине 242 месторождения С. Балгимбаев, горизонт I-Неоком. На протяжении всего этапа бурения скважины проводился постоянный контроль в режиме реального времени, за счет чего достигнуто более 80% вскрытия нефтенасыщенной толщины от всей длины горизонтального ствола (348 м), несмотря на то, что мощность целевого интервала по вертикали составляет всего 2 – 3 м. Без введения корректировок во время бурения ствол скважины расположился бы в глинистом пережиге между пластами I-неоком и аптнеоком.

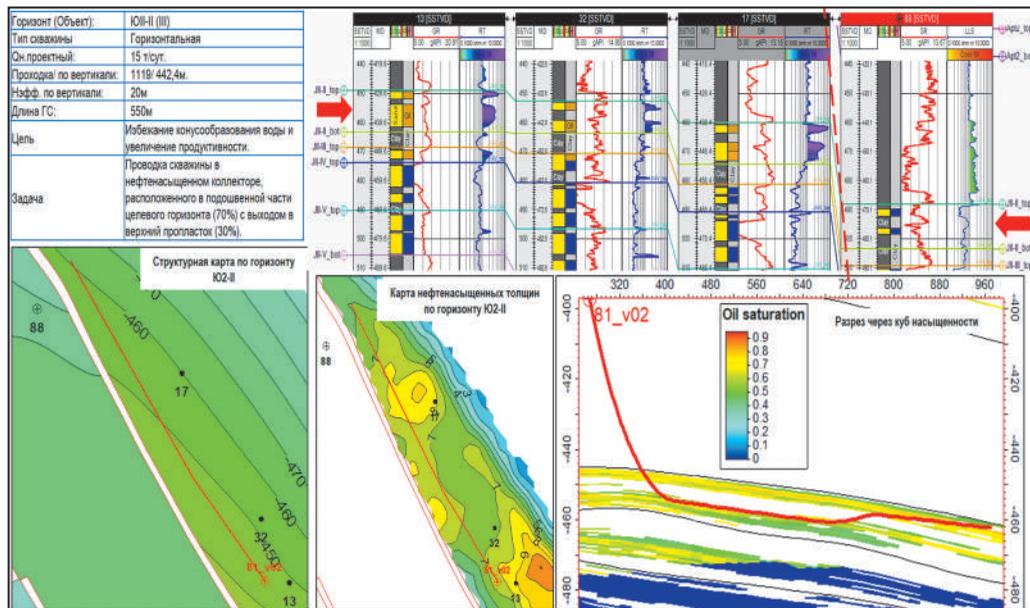


Рисунок 2 – Планирование горизонтальной скважины

На *рисунке 2* представлены общие сведения горизонтальной скважины, планируемой к бурению в 2021 году. Как видно из рисунка, ствол горизонтальной секции спроектирован так, что сначала он расположен в нижнем пропластке, а позже выходит в верхний пропласток. 🌐

*Материал подготовлен пресс-службой
АО «ЭмбаМунайГаз»*

КРИТЕРИЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАБОТЫ ТОО «СП «КАЗГЕРМУНАЙ»

Для современного бизнеса и производства стало очевидным, что сегодня успеха может достичь только компания с сильной корпоративной культурой. Цель любой корпоративной культуры – облегчить бизнес-процессы компании и повысить эффективность ее работников. Именно корпоративная культура сплачивает коллектив, делает его настоящей командой, объединённой вокруг имени, имиджа, единых целей и задач. Одной из важных составляющих сильной корпоративной культуры является высокая культура производства. Именно она оказывает значительное воздействие на работоспособность персонала, производительность труда и качество производимой продукции.

ТОО «СП «Казгермунай» – одно из тех нефтедобывающих предприятий, где культура производства находится на достаточно высоком уровне и направлена на повышение качества организации производственного процесса, улучшение условий труда, профилактику травматизма и профзаболеваний, обеспечение работников соответствующими установленным нормам санитарно-бытовыми условиями, создание здорового социального климата. Далее подробно остановимся на каждом из компонентов производственной культуры товарищества.

ПОРЯДОК – ЭТО ПОЛОВИНА ДЕЛА

Эта немецкая поговорка как нельзя лучше отражает отношение в компании «Казгермунай» к культуре производства. В грязи и беспорядке, как известно, не может быть никакой культуры.

Как следует из названия компании, её учредителями были казахстанская и немецкая стороны. С отличительной особенностью немцев – аккуратностью – знакомы все, кто когда-либо сталкивался с ними. Это аккуратное отношение с немецкой стороны и большая любовь к родной земле вместе со стремлением ничем ей не навредить с казахстанской стороны с самого начала стали основой для традиции соблюдения чистоты и порядка не только на рабочем месте, но и в вахтовых посёлках, где проживают нефтяники.

Всячески поддерживается она и нынешними участниками компании: АО НК «КазМунайГаз» и АО «ПетроКазахстан Кумколь Ресорсиз». К порядку здесь относятся как к части технологии. И считают, что от порядка и чистоты рабочего места не только зависит качество любого труда. Поддерживая чистоту, работники предприятия проявляют уважение к чужому труду, что является одним из главных показателей культуры. В свою очередь менеджмент компании старается создавать оптимальные условия для того, чтобы облегчить данную задачу членам трудового



Территория вахтового посёлка месторождения Нуралы

(местные, республиканские и зарубежные журналисты, представители профильного министерства, работники нефтяных компаний из других регионов Казахстана) всегда подчёркивали, что на месторождениях КГМ царят чистота и порядок. А в условиях продолжающейся пандемии коронавирусной инфекции данный подход стал большим плюсом компании. Поддержание чистоты теперь не просто эстетическая или производственная норма, но и необходимая составляющая для обеспечения безопасных условий труда. Ежедневная влажная уборка производственных и жилых помещений теперь происходит с обязательным применением дезинфицирующих средств. А для дезинфекции транспорта был приобретен специальный тоннель.

Стремление к порядку и чистоте со стороны ТОО «СП «Казгермунай» проявляется еще и в производстве работ с минимальным образованием промышленных отходов, выбросов. На предприятии внедрена система экологического менеджмента ISO-14001:2004. Всего в ходе производственной деятельности КГМ образуется 18 видов отходов. Основные из них: буровой шлам, отработанный буровой раствор, нефтешламы, металлолом, различная тара, иловые осадки с очистных сооружений и строительный мусор. В вахтовых посёлках также образуются твёрдо-бытовые и пищевые отходы. Весь объём отходов компания передаёт специализированным подрядным организациям для утилизации или переработки. Своих полигонов для захоронения отходов в компании нет, но для их надлежащего временного хранения на месторождениях предприятия были введены в эксплуатацию специальные площадки. В центральной части площадки для промежуточного хранения нефтяных шламов предусмотрено открытое поле для складирования контейнеров нефтяного шлама. Сама площадка с твёрдым покрытием имеет уклон для отвода промливневых стоков с дальнейшим отводом в приемный колодец очистных сооружений. Контейнеры с пищевыми отходами хранятся в специальных холодильных камерах. На предприятии внедрен отдельный сбор отходов для оптимизации способов их дальнейшей утилизации. На всех производственных участках, где осуществляется

коллектива. На промыслах регулярно проводится косметический и капитальный ремонты производственных и социальных объектов, поставляется новое и ведётся обслуживание действующего оборудования в банно-прачечных комплексах и водочистных сооружениях при вахтовых посёлках, осуществляется постоянный контроль за деятельностью подрядной организации, оказывающей клининговые услуги.

Бывавшие на контрактных территориях СП гости

их временное размещение, ведется учёт. Экологи и сотрудники службы безопасности КГМ регулярно с помощью квадрокоптера осматривают большие участки контрактной территории на предмет наличия несанкционированных загрязнений.

ТЕХНОЛОГИИ РЕШАЮТ МНОГОЕ

Передовой уровень культуры производства предполагает внедрение современных технологий в организацию труда. Здесь нужно отметить, что ещё при обустройстве месторождений ТОО «СП «Казгермунай» в середине 1990-х гг. прошлого века в основном использовалось привозное оборудование известных мировых брендов, итогом чего стала самая современная по тем временам производственная технологическая цепочка по добыче углеводородов. Она была выстроена таким образом, что основное управление производственными процессами было не вручную, а велось автоматизированными системами. Алгоритм всей работы продумывался или, в случае необходимости, менялся специалистами, вводился через компьютеры и специальное программное обеспечение, а рабочий персонал в поле осуществлял лишь дополнительный контроль.

В связи с переходом месторождений компании в зрелую стадию и массовым переводом скважин на механизированный способ добычи в 2012 году в «Казгермунай» назрела необходимость внедрения новых цифровых технологий, направленных на интеллектуализацию производства.

После проведения всестороннего анализа, подготовительных работ и поиска подходящих технологий в 2017 г. началось внедрение новых систем в рамках реализации проекта «Интеллектуальное месторождение». Был телемеханизирован основной добывающий фонд скважин на месторождении Акшабулак, внедрены централизованные системы контроля и управления технологическими объектами.

Старт программы «Интеллектуальное месторождение» был дан в 2018 г. К тому времени уже было создано 2 ситуационных центра, один из которых находится на месторождении Акшабулак – Центр оперативного управления (ЦОУ). В этом Центре осуществляется первичный сбор данных с автоматизированных систем, с систем телеметрии, их обработка, проверка и верификация.

Второй ситуационный центр, находящийся в головном управлении – Центр анализа и планирования добычи (ЦАПД), использует обработанные данные, которые поступают с нефтепромысла, и с помощью внедрённых систем и специализированных программных продуктов проводится анализ данных, по результатам которых строится планирование и осуществляется выдача рекомендаций для промысла.

В 2019 году проект «Интеллектуальное месторождение» совместно с казахстанской командой Schlumberger удостоен бронзовой награды как «Первый проект Цифрового месторождения в России и Центральной Азии». Этот конкурс проводится внутри компании Schlumberger для выявления лучших проектов со всего мира. В нём оценивают исключительный уровень технической экспертизы, командной работы, инноваций и ценности для бизнеса. Совместный с ТОО «СП «Казгермунай» проект «Интеллектуальное месторождение» был одним из 600 проектов, номинированных различными подразделениями Schlumberger. Благодаря проведённой за эти годы работе состояние уровня автоматизации производства в компании на

сегодняшний день оценивается более чем в 90%. Внедрённые технологии позволили сократить потери нефти от простоев, вести мониторинг работы скважин и производственных объектов в режиме реального времени, оперативно реагировать на их отклонения от заданного технологического режима. Также разработана и внедрена база промысловых данных, которая позволила производить сбор, обработку цифровых данных, автоматизировать рабочие процессы и минимизировать присутствие человеческого фактора. Для решения задач по непрерывному контролю за качеством строительства скважины и оптимизации режимов бурения разработана и внедрена система удаленного мониторинга процесса бурения, которая позволила в режиме реального времени получать достоверную информацию о строительстве скважины, сократить сроки принятия решений возникающих вопросов в процессе бурения, освоения скважины.

Ключевой задачей, несомненно, является стопроцентная автоматизация нефтепромыслового оборудования, сбор и доставка данных с помощью системы телеметрии для обработки в реальном режиме времени, а также комплексы автоматизированных систем и систем безопасности, позволяющие вести контроль за разработкой месторождений на основе мониторинга основных показателей.

ТОО «СП «Казгермунай» также является одним из региональных лидеров по внедрению энергосберегающих технологий. В 2013 и 2016 гг. на предприятии провели энергетические аудиты с привлечением квалифицированных в области энергетического менеджмента и энергоэкономического анализа экспертов. А в 2015 году предприятие внедрило систему Энергоменеджмента ISO 50001.

На сегодня на предприятии практикуется эксплуатация современного оборудования, имеющего высокий класс энергоэффективности и экологической безопасности. Руководство и персонал товарищества постоянно совершенствуют технологическое оборудование и инженерные системы, стремясь снизить потребление энергетических ресурсов на единицу продукции. Так, например, практически все насосное оборудование оснащено частотно-регулируемым приводом, произведена замена ламп и светильников на светодиодные лампы и светильники. Был произведен перевод котельной (дизельное топливо) на сжиженный углеводородный газ (СУВГ) в головном офисе в Кызылорде.

ОХРАНА ТРУДА КАК ЭЛЕМЕНТ КУЛЬТУРЫ ПРОИЗВОДСТВА

Обеспечение охраны труда и безопасности на рабочих местах для руководства компании с высокой культурой производства – это его должностная и моральная обязанность.

ТОО «СП «Казгермунай» является сторонником соблюдения строгих правил техники безопасности, которые распространяются не только на работников товарищества, но и относятся также к независимым компаниям, работающим в качестве подрядных организаций на производственных и административных объектах предприятия. В компании «Казгермунай» внедрена система менеджмента качества ISO 9001:2000, система менеджмента охраны здоровья и обеспечения безопасности труда OHSAS 18001:2007. Сохранение жизни и здоровья работников, сохранение нулевого травматизма персонала при исполнении трудовых обязанностей, посто-

янное улучшение качественных характеристик средств индивидуальной защиты – это одни из ключевых целей, отраженных в специально разработанной и принятой компанией Стратегии.

Например, в 2020 году в компании было проведено свыше 3 500 различных мероприятий по охране труда. Среди них: контроль за организацией и проведением работ повышенной опасности на объектах КГМ, проверки цехов, участков и подрядных организаций по соблюдению требований охраны труда, промышленной и пожарной безопасности, пожарно-тактические занятия на объектах товарищества, пропаганда, инструктажи на темы охраны труда, пожарной и промышленной безопасности. Всё это в совокупности с проявленной работниками компанией ответственностью и строгим соблюдением всех норм и правил дало свои результаты. За истёкший год в ТОО «СП «Казгермунай» не было ни одного несчастного случая или производственной травмы.

Ещё один эффективный инструмент, применяемый в компании для сохранения и поддержания здоровья работников – ежегодный медицинский профилактический осмотр, по результатам которого организовывается санаторно-курортное лечение, полностью покрываемое за счёт работодателя, направление работников на стационарные и амбулаторные обследования с дальнейшей диспансеризацией по месту жительства. Благодаря данным мерам в 2020 г. по сравнению с 2019 годом на предприятии зафиксировано снижение показателей по основным видам заболеваний работников в среднем более чем на 50% (заболевания сердечно-сосудистой системы, желудочно-кишечного тракта, костно-мышечные заболевания).

ЛЮДИ – НАШ ГЛАВНЫЙ КАПИТАЛ

Какие бы ни были новейшие технологии, самые благоприятные условия труда, без хорошо подготовленного персонала высокой культуры производства, а, следовательно, и эффективности предприятия добиться невозможно. Любая организация – это, в первую очередь, люди. Их профессионализм, квалификация, производственный опыт, личные побуждения и самодисциплина имеют решающее значение для формирования высокой производственной культуры. Главная же задача для менеджмента – объединить коллектив общей целью и обеспечить средствами для её достижения.

Штатная численность в ТОО «СП «Казгермунай» составляет 756 единиц. При этом 75% – это производственный персонал, осуществляющий свою трудовую деятельность на месторождениях Акшабулак Центральный, Акшабулак Восточный, Акшабулак Южный, Нуралы и Аксай. Нагляднее всего об уровне профессионализма работников компании говорит их образование и опыт работы. Тут важно отметить, что нефтедобывающая промышленность Кызылординского региона на фоне более чем 120-летней истории Казахстанской нефти является относительно молодой – ей нет ещё и сорока лет. А компания ТОО «СП «Казгермунай» в этом году встречает своё 28-летие. И в рядах такого сравнительно молодого предприятия трудятся 59 человек, чей стаж работы составляет от 20 до 27 лет. А 383 сотрудника КГМ обладают стажем от 10 до 20 лет. При этом высшее образование имеют 531 человек. Среди них есть выпускники ведущих профильных республиканских и зарубежных

вузов: Казахского национального технического университета им. К. И. Сатпаева, Казахстанско-Британского технического университета, НАО «Атырауский университет нефти и газа им. Сафи Утебаева», Уфимского государственного нефтяного технического университета, Тюменского государственного нефтегазового университета и других. Среднее специальное образование имеют 204 работника компании.

Необходимо отметить, что важной составляющей культуры труда отдельного работника является и его желание, и способность постоянно развиваться и самосовершенствоваться. И ТОО «СП «Казгермунай» на протяжении всех лет существования оказывает всяческую поддержку и создаёт условия для подготовки, переподготовки и профессионального обучения своих сотрудников. Стоит отметить, что это имеет отношение не только к инженерно-техническому составу, но и к рабочим профессиям. Доказательством тому служит успешное участие представителей рабочих специальностей «Казгермунай» в ежегодных конкурсах профессионального мастерства на звание «Үздік маман» сначала на внутреннем – среди сотрудников компании, а затем региональном – среди работников дочерних компаний АО НК «КазМунайГаз». Необходимо упомянуть и масштабную аттестацию работников производственного персонала (рабочих профессий) на определение уровня квалификации, проведённую в компании в 2019 году. В течение года было аттестовано 382 работника: 87% из них успешно прошли аттестацию и подтвердили свою квалификацию, 152 работника, набравшие самые высокие баллы, были повышены в квалификационных разрядах, а 7 работников в связи с отсутствием вакантных мест в своих подразделениях были



Работники «Казгермунай» – победители и призёры конкурса «Үздік маман 2019» среди группы компаний АО НК «КазМунайГаз»

переведены в другие подразделения на повышенные разряды. При этом для 13% работников, не прошедших аттестацию, было организовано полноценное обучение по специально разработанному графику в зависимости от структурного подразделения с приглашением профильных специалистов по всем направлениям трудовой деятельности работников. После прохождения обучения им была предоставлена возможность повторного прохождения аттестации, которой они успешно воспользовались.

Отсюда видно, что персонал для ТОО «СП «Казгермунай» рассматривается как важный стратегический ресурс, которым оно не намерено разбрасываться. Политика управления персоналом в компании строится на понимании того, что сотрудник, который покидает организацию, может быть заменён физически, но набор его навыков, знаний и опыта однозначно не может быть заменён другим человеком. Такое отношение к персоналу даёт каждому сотруднику чувствовать себя частью единого целого, что, в свою очередь, сплачивает коллектив, и подвигает его работать продуктивнее и с большей отдачей.

ГЛАВНЕЕ ВСЕГО – ПОГОДА В ДОМЕ

Вот мы и подошли к последнему пункту – формированию здорового социально-психологического климата в коллективе. Здесь главный принцип, которому следуют в компании – соблюдение социальной справедливости: правила и законы едины и обязательны для всех. Помимо справедливой и грамотно выстроенной политики управления персоналом, в ТОО «СП «Казгермунай» используют и другие инструменты для поддержания благоприятного социального климата. До начала пандемии коронавирусной инфекции это были регулярные тимбилдинги, специальные тренинги, корпоративные спортивные состязания и культурно-массовые мероприятия не только для самих работников, но и для членов их семей, а также привлечение членов трудового коллектива к участию от имени компании во внешних благотворительных и иных акциях.

Однако вот уже год, как от подобных форм налаживания взаимоотношений внутри коллектива товариществу пришлось отказаться. И тут как никогда ранее остро возникла потребность в новых подходящих формах коммуникации. Если раньше в КГМ, помимо выше перечисленных мероприятий, проходили большие отчётные встречи правления с трудовым коллективом по итогам полугодия и года деятельности предприятия, то теперь и они стали невозможны. В «Казгермунай» как альтернативу встречи с трудовым коллективом выбрали предоставление отчёта правления в виде видеообращения генерального директора Мурата Кенесбаевича Мустафаева. Подобные обращения по итогам I полугодия 2020 года и по итогам года были подготовлены и транслировались на месторождениях на специально отведенном ТВ-канале, а работникам головного управления в Кызылорде и представительств в Нур-Султане и Алматы были доступны к просмотру с рабочих компьютеров. Для того чтобы работники всё же смогли задать интересующие их вопросы, и летом 2020 года, и в начале 2021 года, в компании заблаговременно был объявлен сбор вопросов посредством корпоративной почты, рабочих ватсап-чатов, специальных ящиков для обращений и предложений, установленных в головном офисе и на месторождениях КГМ. Ответы на поступившие вопросы вошли в отчёты.



В Казгермунай проходит первая онлайн-встреча Правления с коллективом

А не так давно в «Казгермунай» был испробован ещё один вид внутренней коммуникации – онлайн-встреча Правления с трудовым коллективом. Она проводилась по видеоконференцсвязи в компьютерной программе/мобильном приложении Microsoft Teams. Для того чтобы принять участие во встрече, работникам достаточно было лишь заранее скачать на свои смартфоны вышеназванное приложение, в чём коллективу была оказана информационно-техническая поддержка со стороны отдела информационных технологий и связи. Теперь подобные встречи будут проходить регулярно, ведь в них одновременно может принять участие до 300 человек, находящихся и на рабочем месте, и на межвахтовом отдыхе.

В онлайн-формате прошли в компании и торжественные собрания по случаю празднования Дня Независимости Казахстана в 2020 году, и Международного женского дня 8 марта в текущем году. В рамках этих мероприятий были отмечены наградами, почётными грамотами и благодарственными письмами отличившиеся работники. Поощрение работников за проявленный профессионализм, достижение высоких результатов в работе и участие в общественной жизни коллектива не отменили ни пандемия, ни вызванный ею в мировом нефтяном секторе кризис.

Неизменным осталось и выполнение всех социально-экономических обязательств со стороны ТОО «СП «Казгермунай» в рамках действующего Коллективного договора. Работники по-прежнему получают все материальные выплаты и пособия в случаях, предусмотренных в Коллективном договоре, а также оплачиваемые за счёт средств работодателя путёвки в санаторно-курортные учреждения.

Поддержание всех перечисленных материальных, организационных и духовных составляющих на должном уровне позволяют ТОО «СП «Казгермунай» быть одним из предприятий с высокой производственной культурой, положительно влияющей на эффективность компании. 

Пресс-служба ТОО «СП «Казгермунай»

УДК 658.5.012.011.56 50.01.85, <https://doi.org/10.37878/2708-0080/2021-2.03>

МҰНАЙ ЖӘНЕ ГАЗ ҰҢҒЫМА ЖАБДЫҚТАРЫНЫҢ КОРРОЗИЯЛЫҚ ТОЗУЫНА ҚАБАТ СУЛАРЫНЫҢ ӘСЕРІ



П.А. ТАҢЖАРЫҚОВ,
техника ғылымдарының
кандидаты, мұнай-газ
инжинирингі кафедрасының
профессоры,
<https://orcid.org/0000-0002-6490-9972>



Г.Б. АМАНГЕЛЬДИЕВА*,
мұнай-газ инжинирингі
кафедрасының аға
оқытушысы, магистр,
<https://orcid.org/0000-0002-9187-8104>

ҚОРҚЫТ АТА АТЫНДАҒЫ ҚЫЗЫЛОРДА УНИВЕРСИТЕТИ
Қазақстан Республикасы, 120000, Қызылорда қ., Әйтеке би, 29А

Бұл мақалада мұнай және газ кен орындарын игеру кезінде тау жыныстары, мұнай, газ және су арасындағы тепе-теңдік бұзылуына және жыныстардың сілтіленуі, катиондық алмасу, минералдар мен көмірсутектердің тотығуынан өндірілетін шикізаттардың химиялық құрамы өзгеріп, қондырғылардың коррозиялық бұзылуына әкеледі. Ұңғымамен сұйық сутегі сульфидінің және көмірқышқыл газының концентрациясы, жүйедегі жалпы қысым, рН ортаның қышқылдығы, ерігіш тұздардың құрамы мен концентрациясы, температурасы, уақыт, жалпы созылу кернеуі мұнай жабдықтарының коррозиялық бұзылуын анықтайды. Әртүрлі мөлшердегі қабаттық және тұщы сулардың (тұз концентраты) және ортаның қозғалу жылдамдығына (оттегінің түсуі) байланысты коррозия жылдамдығының әсер етуі график түрінде келтірілді. Қос фазалы ортаның коррозияға белсенділігі сутегі көміртекті және компонентті жүйенің физико-химиялық қасиеттеріне тәуелділігі талдау жүргізу арқылы дәлелденді.

ТҮЙІН СӨЗДЕР: коррозия, мұнай өнімдері, тау жыныстары, көмірқышқыл газының концентрациясы, сутегі сульфиді, коррозия жылдамдығы.

* Адрес для переписки. E-mail: pan_19600214@mail.ru; amangeldieva74@mail.ru

ВЛИЯНИЕ ПЛАСТОВЫХ ВОД НА КОРРОЗИОННЫЙ ИЗНОС ОБОРУДОВАНИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН

П.А. ТАНЖАРИКОВ, кандидат технических наук, профессор кафедры нефтегазового инжиниринга, <https://orcid.org/0000-0002-6490-9972>;

Г.Б. АМАНГЕЛЬДИЕВА*, магистр, старший преподаватель кафедры нефтегазового инжиниринга, <https://orcid.org/0000-0002-9187-8104>

КЫЗЫЛОРДИНСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ ИМЕНИ КОРКЫТ АТА
Республика Казахстан, 120000, г. Кызылорда, ул. Айтеке би, 29А

В статье раскрывается, как при разработке нефтяных и газовых месторождений нарушается равновесие между горными породами, нефтью, газом и водой и происходит выщелачивание пород, катионный обмен, изменение химического состава добываемого сырья из-за окисления минералов и углеводородов, что приводит к коррозионному разрушению установок. Концентрация жидкого сероводорода и углекислого газа в скважине, общее давление в системе, кислотность pH среды, состав и концентрация растворимых солей, температура, время, общее натяжение определяют коррозионное разрушение нефтяного оборудования. Влияние скорости коррозии в зависимости от скорости движения пластовых и пресных вод (концентрация соли) различных размеров и среды (поступления кислорода) приведено в виде графика. Зависимость коррозионной активности двухфазной среды от физико-химических свойств водородно-углеродной и компонентной систем доказана проведением анализа.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: коррозия, нефтепродукты, горные породы, концентрация углекислого газа, сероводород, скорость коррозии.

THE INFLUENCE OF RESERVOIR WATER ON THE CORROSION OF EQUIPMENT IN OIL AND GAS WELLS

P.A. TANZHARYKOV, Candidate of Technical Sciences, Professor of the Department of Oil and Gas Engineering, <https://orcid.org/0000-0002-6490-9972>;

G.B. AMANGELDIEVA*, Master, Senior Lecturer, Department of Oil and Gas Engineering, <https://orcid.org/0000-0002-9187-8104>

KORKYT ATA KYZYLORDA UNIVERSITY
29A, Aiteke bi st., 120000, Kyzylorda, Republic of Kazakhstan

This article states that during the development of oil and gas fields, the balance between rocks, oil, gas and water is disturbed and leaching of rocks, cation exchange, changes in the chemical composition of the extracted raw materials due to the oxidation of minerals and hydrocarbons, which leads to corrosion destruction of installations. The concentration of liquid hydrogen sulfide and carbon dioxide in the well, the total pressure in the system, the pH acidity of the medium, the composition and concentration of soluble salts, temperature, time, and total tension determine the corrosion failure of oil equipment. The effect of the corrosion rate depending on the speed of movement of reservoir and fresh water (salt concentrate) of various sizes and the medium (oxygen supply) is shown in the form of a graph. The dependence of the corrosion activity of a two-phase medium on the physical and chemical properties of the hydrogen-carbon and component systems is proved by performing an analysis.

KEY WORDS: corrosion, oil products, rocks, carbon dioxide concentration, hydrogen sulfide, corrosion rate.

Көптеген кен орындары өзен, көлдер, жинақталған су қоймасы, минералды сулар мұнай өнімдерін игеру мақсатында жұмыс жасайды. Игеру кезінде тау жыныстары, мұнай, газ және су арасындағы тепе-теңдік бұзылады. Сол

себепті, жыныстар сілтіленіп, катиондық алмасу, минералдар мен көмірсутектердің тотығуы және т.б. дами бастайды. Осы себептерге байланысты, кейбір заттардың жоғары концентрациясы бастапқы суларға қарағанда, қосымша суларда көп болуы мүмкін. Кен орнын дайындауда әр түрлі себептер болады және пайдалану мерзімі ұзақ уақытқа созылатындықтан, зиянды заттардың мөлшері көбейе береді. Игеру кезінде тампонаждық тастың коррозиясына, сонымен қатар құбыр кеңістігінің нашар бекітілуіне (цементтің колоннаға немесе жынысқа нашар жабысуынан), саңылаусыздықтың жойылуына, қысымның төмендеуіне, құбырлардың коррозиясына байланысты күкіртті горизонттар ұңғымаға жетуге мүмкіншілік алады. Ұңғымаларға су айдау кезінде сутек сульфидінің қышқылына қосымша сульфатты қалпына келтіретін бактериялар (СҚКБ) пайда болады. Жоғары тұтқырлықтағы мұнай қабатына жылу әсерлері және басқа да жылулық әдістер нәтижесінде органикалық қосылыстардың ыдырауы негізінде күкірт сутегі пайда болуы мүмкін. Су айдалғаннан соң, мұнай қоймаларында биогенді сульфат пайда болу процесі қарқынды жүреді. Осы үдерістердің жүруіне ең қолайлы жағдайлар су айдау кезінде байқалады. Ұңғымаларда сутектің сульфиді пайда болғаннан соң, ол жердегі тұщы сулар сорылып, өндірілген ағынды сулармен алмастырылады. Көптеген зерттеулердің нәтижесінде, ұңғымаларда күкіртсутегінің құрамында СҚКБ бар суды айдағаннан кейін, бір жылдан соң пайда болатыны анықталған. Басқа қалыпты жағдайда, жабдықтарға негізінен күкіртсутегі коррозиялық әсер жасайды, мұның ішінде биогенді күкіртсутегілері де бар. Сондықтан мұнай газ ұңғымалары күкіртсутекті немесе күкіртсутексіз деп екіге бөлінеді.

Айдаушы ұңғыманың аумағында пайда болған H_2S айдалған сумен бірге қабат бойымен жылжып, игеру ұңғымаларына барады. Сонымен қатар H_2S -тың қабаттағы сумен мұнайдағы еру мөлшері, дисстиляцияланған су мен мұнайға қарағанда 2-3 есе азаяды [2]. Мұнай газ өндірісіндегі өнеркәсіптік қондырғылар мен жабдықтар күкіртсутекті ортаның әсерінен қарқынды коррозиялық бұзылуға ұшырайды [3,8].

Мұнай жабдықтарының коррозиялық бұзылуын анықтайтын сыртқы факторлар төмендегідей: ұңғымаларды өндірудегі сутегі сульфидінің және көмірқышқыл газының концентрациясы, жүйедегі жалпы қысым, рН ортаның қышқылдығы, ерігіш тұздардың құрамы мен концентрациясы, температурасы, уақыт, жалпы созылу кернеуі және т.б.

Қабат және ағынды суларының электрөткізгіштігі жоғары болғандықтан, бұл процес электрохимиялық коррозияның қарқынды жүруіне ықпал етеді.

1-кестеде болаттан жасалған материалдың құрамына жүргізілген коррозиялық, электрохимиялық зерттеулер көрсетілген.

Алынған болат материалдар электрлік дәнекерленген құбырларды пайдалануда, тік дәнекерленген түрлі диаметрлі және кәсіптік жабдықтарды кен орындарында кеңінен қолданылады. Сынау үшін ортасынан бөлінген құбырдан, ені 50-100 мм сақина тәріздес үлгілер кесіліп алынған. Бұл сақина ені 20-30 мм сегменттерге, ал сонан соң 50 (100) x 20 (30) x 4 мм өлшемді жазық үлгілерді алу үшін механикалық жылтырату жасалынған. Кейбір жағдайларда ұзындығы 30-50 мм және қалыңдығы 3-4 мм болатындай етіп жазық дискілер дайындалады. Коррозияға қарсы сынау жұмыстарын жүргізу үшін жұмыс бөлімінің диаметрі 5 мм цилиндрлік үлгілер жасалды. Коррозияға және шаршауға төзімділік сынақтары үшін көлемі 10x100x1 мм тегіс

КРИТЕРИИ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ

1 Кесте – Зерттелген болаттардың химиялық құрамы мен механикалық қасиеттері

Болат маркасы	σ , МПа	$\sigma_{0,2}$, МПа	δ , %	КСu ₋₂₀ , Дж/см ²	Құрамындағы химиялық элементтер, %							
					C	Mn	Si	P	S	Cr	Ni	Cu
Ст 3сп	360	255	22	29	0,2	0,5	0,24	0,035	0,04	0,3	0,26	0,2
17Г1С	530	320	22	48	0,18	1,35	0,55	0	35	0,04	0,25	0,3
09Г2С	490	365	19	34	0,1	1,46	0,65	0,035	0,4	0,3		0,2
37Г2С	980	860	12	28	0,34	1,45	0,7	0,04	0,04	0,3		
15ХФ	720	510	13	70	0,16	0,54	0,27	0,03	0,035	1,05		
20	350	180	28	62	0,21	0,5	0,26	0,035	0,04	0,2		
35	520	310	16	36	0,36	0,65	0,32	0,032	0,04	0,2		
45	570	320	13	32	0,45	0,7	0,3	0,035	0,04	0,2		
40	970	760	10	69	0,38	0,65	0,27	0,035	0,035	0,2	0,3	0,2

үлгілер пайдаланылды. Болат үлгілер, 37Г2С, 35, 45 және 40Х жолақтардан немесе шыбықтардан жоғары температурада жасалған.

Соңғы тегістеуден кейін тазартылған беті сумен жуылады, сүзгі қағазымен кептіріледі және изопропил спиртімен залалсыздандырылады.

Коррозиялық орта ретінде, Құмкөл кен орнында қолданылған су алынған. Кейбір зерттеулер үшін, агрессивті орта ретінде қабат суларының зертханада дайындалған модельді түрлері пайдаланылды. Судың құрамы 2-кестеде келтірілген.

2 Кесте – Ағынды сулардың физика-химиялық құрамының сипаттамасы

Тығыздығы, г/см ³	рН	Жалпы минерализация, г/л	Құрамы, мг/л	Иондық құрам, мг/л					
				НСО ₃ ⁻	SO ₄ ²⁻	Сl ⁻	Ca ²⁺	Mg ²⁺	Na ⁺ +K ⁺
1,042	6,1	56,79	51,9	451,4	674,9	34790	5000	1580	14250

Коррозия тежегіштері ретінде, негізінен, мұнай өнімдерін өндіру үшін ұсынылатын коммерциялық кол жетімді өнімдер сыналды:

- Олазол Т2П сыныптары, Т2ПМ (ТУ0258-008-020666-99);
- Кродакс ИЦ 125 (Техникалық ақпарат және өнім қауіпсіздігі туралы ақпарат);
- СНПХ 6302 (ТУ 24-12966038-002-92);

Тежегіштердің физика-химиялық сипаттамалары 3-кестеде келтірілген.

Жалпы коррозияға сынау-МЕСТ 9.506-87 сәйкес; коррозиялық-механикалық бұзылуғасынау - РД 39.0147103.324-88 сәйкес жүргізілді.

Ингибиторлар жоғарыда аталған әдістер мен стандарттарға сәйкес сыналды және сонымен бірге басқа әдістер де қолданылды. Коррозияға қарсы зерттеулер 50x20x2 мм өлшенген тік бұрышты пластиналар түрінде болат үлгілерді пайдаланылды.

КРИТЕРИИ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ

3 Кесте – Зерттелген ингибиторлардың физика-химиялық сипаттамалары

Ингибиторлар	Ішкі сипаты	Белсенді бөлігінің массалық үлесі, %	Амин саны $MnHCl_2$, г	Қату температурасы, °С	Тығыздығы, $г/см^3$
СНПХ 6302	Қоңыр түсті сұйықтық	0,7-0,8 ионды бром	33-37	минус 50°	0,92
Олазол Т2П	Қою қоңыр түсті сұйықтық	≥ 25	30-дан кем емес	минус 45°	0,86-0,91
Олазол Т2ПМ	Қою қоңыр түсті сұйықтық	≥ 25	28-ден кем емес	минус 45°	0,86-0,91
Кродакс ИЦ-125	Ашық сары түсті сұйықтық	≥ 25	-	минус 45°	0,88

Коррозияға қарсы сынақтар МЕСТ9.506-87 бойынша ұсынған-арнайы аппаратта жүргізілді. Сынақтар сұйықтықтың шығының жылдамдығы 1м/с, температурасы $25 \pm 2^\circ C$ болған кезде жүргізілді; сынақ уақыты – 6 сағат. Тоттанудан кейін үлгілер ыдыстан шығарылып, ағынды сумен жуылып, тотыққан өнімдер алынып тасталды, сумен шайылды, ацетонмен кептірілді және 0,0001 г дәлдікпен аналитикалық таразыда өлшенді.

Ингибиторлаудың тиімділігі оның екі нұсқасында бағаланды:

- 30-дан 150 мг/л концентрациясы агрессивті ортаға тікелей енгізілгенде;
- қорғаныш пленканы қалыптастыру үшін, болат үлгісін алдын-ала ингибиторда 2 сағат ұстап, сонан соң агрессивті ортаға өткізу керек.

Коррозияға қарсы сынақтар ерітіндінің тұрақты араласуы жағдайында 250 мл көлеміндегі арнайы ыдыстарда жүргізілді. Ыдыстардың дизайны үлгілердің еркін тоттану потенциалын $E_{кор}$ тіркеуге мүмкіндік берді. $E_{кор}$ өлшемдерінің өзгерістері ПИ-50-1 потенциостат және жоғары кедергілі вольтметрлер көмегімен жүргізілді. Эталондық электрод-қаныққан күміс хлоридті электроды болды. Үлгілердің беті коррозияға арналған сынақтар үшін де дайындалды. Тесттерден бұрын үлгілер суық су құбыры кранымен жуылып, сүзгі қағазымен кептіріліп және этил спиртімен сүртілді. Содан кейін үлгілер 10^{-4} г дәлдікпен аналитикалық таразыларда өлшенді.

Үлгі бетінің кішігірім (~ 0.25 см²) кездейсоқ таңдалған бөлігін өлшегеннен кейін химиялық тұрақтылыққа ие АК-3 маркалы лак тамшысы қолданылды. Коррозияға сынау басталғанға дейін үздіксіз араластырылған ерітіндіге қажетті ингибитордың мөлшері енгізілді. Содан кейін дайындалған үлгілер коррозияға сынау үшін ыдыстарға салынды. Әрбірінде-оқшауланған өткізгіштерге бекітілген 2 үлгіден қойылған.

Үлгіні өткізгішпен байланыстыру орны АК-3 лакпен қосымша оқшауланған. Сынақтардың ұзақтығы 52; 241; 420; 478 сағат болды. Тоттану сынақтарынан кейін үлгілердің беті-оптикалық микроскоп арқылы зерттелді. Металдың коррозиялық зақымдануының сипаты, біртекті K_6 және жергілікті $K_ж$ еру жылдамдығы, металдың ішіне тотығудың максималды ену жылдамдығы $K_с$ және коррозия ауданының өлшемдері анықталды. Негізінде ингибиторлы ортада болатты коррозияға зерттегенде, статикалық созылу әдісі қолданылады. Бірақта бұл әдіс ұзақ уақытты (30 тәуліктен

кем емес) талап етіп, үлгілерді көп мөлшерде қажет етеді және мәндерінің таралуы өте үлкен болады.

Сондықтан қазіргі кезде коррозияға зерттейтін үлгілерді жәй жылдамдықпен деформацияға сынайтын жеделдетілген әдісі кең тарап келеді. Бұл әдістің біріншісінен айырмашылығы қорытынды мәндердің таралуының кішілігінде және дәлдігінде болып есептеледі. Сынақ 3 болаттан жасалған цилиндрлі үлгілерде жүргізілді. Дайындылған үлгіні үзгіш машинаға салып, үлгі сыртындағы қабығына ДНС В-1 қабат суын құйып, бір сағаттан кейін үлгіні $2 \times 10^{-6} \text{сек}^{-1}$ деформация жылдам дығымен соза бастайды. Үлгі үзілгеннен кейін салыстырмалы жіңішкеруі менсалыстырмалы ұзаруы анықталады. Ингибитормен сынаған кезде болат үлгіні ингибиторда ұстап, сонан соң 50 мг/л ингибитор құйылған агрессивті ортаға орналастырамыз. Қорғаныс қабілетін бағалау критериилерине коррозиядан қорғау дәрежесі $K_{\text{кл}}$ және ортаға әсер ету коэффициенті $K_{\text{ос}}$ жатады. Олар төмендегі өрнектер арқылы анықталады

$$K_{\text{кл}} = \frac{K_{\text{и}} - K_{\text{ао}}}{K_{\text{а}} - K_{\text{ао}}} \cdot 100\%; \quad K_{\text{ос}} = \frac{K_{\text{а}} - K_{\text{ао}}}{K_{\text{а}}};$$

мұнда $K_{\text{и}}$ – үлгінің ингибиторлі ортадағы сынақ кезіндегі салыстырмалы жіңішкеруі;

$K_{\text{ао}}$ – үлгінің агрессивті ортадағы сынақ кезіндегі салыстырмалы жіңішкеруі;

$K_{\text{а}}$ – үлгінің ингибиторлі ортадағы сынақ кезіндегі салыстырмалы жіңішкеруі.

Мұнай және газ кен орындарын игеру кезеңінде өндірілетін шикізаттардың химиялық құрамының өзгерісі қондырғылардың коррозиялық бұзылуына әкеліп соқтырады. Металл қондырғыларының коррозиясы көптеген өндіріс орындарына үлкен экономикалық және экологиялық шығын келтіреді. Қышқылды газдың технологиялық жүйелерге әсерінен мұнай және газ кен орындарын игеру кезеңінде де, өндірілетін шикізаттардың химиялық құрамы өзгеріп, қондырғылар коррозияға ұшыра бастайды. Сондықтан қазіргі уақытта ең маңызды мәселелердің бірі-құрамында сутегі сульфиді, көміртегі диоксиді және басқа агрессивті компоненттері болатын жоғары сапалы мұнай өнімдерін өндіретін кен орындарындағы қондырғыларды коррозиядан қорғау болып табылады.

Көптеген кен орындары өзен, көл, қалдықтар (жинақталған су қоймасы) арқылы әртүрлі операциялар жасап, минералды суларды пайдалану арқылы мұнай өнімдерін игеру мақсатында жұмыс жасайды. Игеру кезінде тау жыныстары, мұнай, газ және су арасындағы тепе-теңдік бұзылуы мүмкін. Сол себепті, жыныстардың сілтіленуі, катиондық алмасу, минералдар мен көмірсутектердің тотығуы және т.б. дами бастайды. Осы себептерге байланысты, кейбір заттардың жоғары концентрациясы бастапқы суларға қарағанда, қосымша суларда көп болуы мүмкін. Өндірілетін мұнай мен судың құрамына қарқынды әсер етуі кезінде, ағын сулардың жыныстары мен мұнайдың өзара әрекеттесу үдерістері кен орнын игерудің соңғы кезеңінде жүргізіледі [1].

Айдаушы ұңғыманың аумағында пайда болған H_2S айдалған сумен бірге қабат бойымен жылжып, игеру ұңғымаларына барады. Сонымен қатар H_2S -тың қабаттағы су мен мұнайдағы еру мөлшері, дисстиляцияланған су мен мұнайға қарағанда 2-3 есе азаяды [2]. Мұнай газ өндірісіндегі өнеркәсіптік қондырғылар мен жабдықтар күкіртсутекті ортаның әсерінен қарқынды коррозиялық бұзылуға ұшырайды [3].

Мұнай жабдықтарының коррозиялық бұзылуын анықтайтын сыртқы факторлар төмендегідей: ұңғымамен сұйық сутегі сульфидінің және көмірқышқыл газының концентрациясы, жүйедегі жалпы қысым, рН ортаның қышқылдығы, ерігіш тұздардың құрамы мен концентрациясы, температурасы, уақыт, жалпы созылу кернеуі және т.б.

Қабат және ағынды суларының электрөткізгіштігі жоғары болғандықтан, бұл процесс электрохимиялық коррозияның қарқынды жүруіне ықпал етеді. Сулардың өткізгіштік қасиетінің көрсеткіші 4-кестеде келтірілген.

Технологиялық ақпарат құралдарының коррозиялық агрессивтілігі көмірсутектер және өнімді горизонттарда бірге алынатын қабат сулары әсер етеді. Уақыт өте келе қабат қысымын ұстап тұру жүйесінде қолданылатын техникалық сулар, өнімді су горизонттарындағы судың құрамы мен сипаттамаларын өзгертеді. Мұнай өнеркәсібінің су айдау жүйесіндегі ағынды суларды немесе тұщы суды тасымалдау кезіндегі орта қарқынның әртүрлі жылдамдықтары байқалады: цистерналарда және резервуарларда нашар қозғалса, ал құбырларда жылдам қозғалады (1-2 м/с), ортадан тепкіш сораптарда қарқынды жылдамдықпен қозғалады (30-50 м/с). Физика-химиялық қасиеттеріне сәйкес, ағынды сулар бірдей емес. Олардың минералдануы, негізінен, мұнай немесе газ тәріздес горизонттарды құрайтын қабат суларымен анықталады.

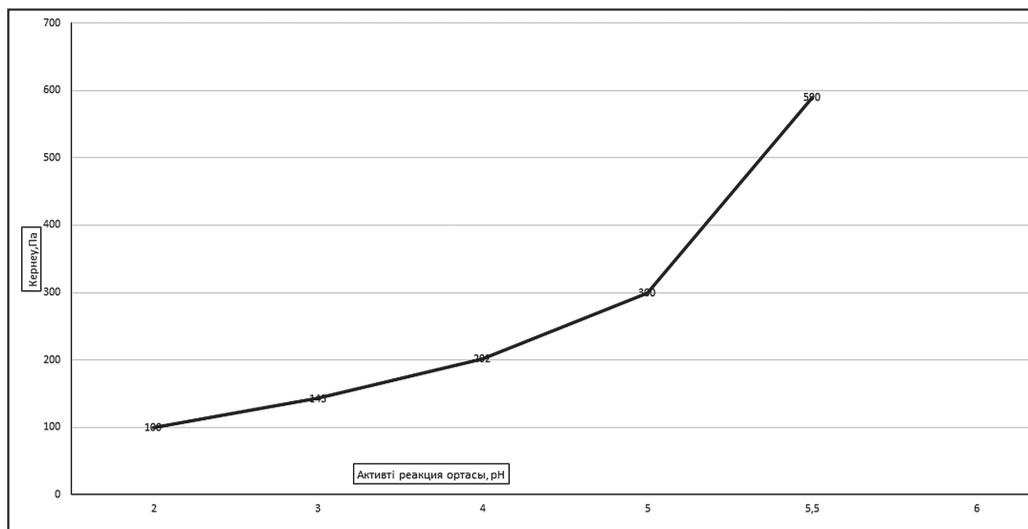
Олар негізінен төрт түрлі болады: натрий сульфаты, натрий гидрокарбонаты, кальций хлориді және магний хлориді. Олардың минералдануы 15-тен 250 кг/м³-ге дейін болады. Ағынды суларда ерітілген газдар кездеседі. Оларға: сутегі сульфиді, көмірқышқыл газы, оттегі, азот және т.б. жатады. Қышқыл газдар судың рН-на әсер етеді, ол 4,0 дейін төмендейді. Алайда суды тасымалдау және сақтау кезінде, газдардың шығарылуына байланысты рН көрсеткіші жоғарылайды. Темірі бар суларда рН көрсеткіші керісінше темірдің тотығуына және темір тұздарының гидролизіне байланысты төмендейді. Көптеген девондық қабат суларында еритін екі валентті темір қосылыстары бар. Қабат суларын тұщы сумен араластырғанда, тұщы суда еріген оттегімен, темір гидроксидін қалыптастыру үшін алынған темір ионымен әрекеттеседі. (1-сурет).

4 Кесте – Түрлі газдардың қатысуымен көміртекті болаттың судағы коррозия жылдамдығы

Судың сипаттамасы	Химиялық құрамы, %				Коррозия жылдамдығы, г/(м ² ×сағ.)			
	Cl ⁻	HCO ₃ ⁻	Ca ²⁺	Mg ²⁺	O ₂ қатысынсыз	O ₂	O ₂ +CO ₂	O ₂ +H ₂ S
қатты	7,588	0,048	0,404	0,193	0,071	0,191	0,483	0,66-2,63
сілтілі	0,523	0.164	0,0007	0,0158	0,027	0,086	0358	1,46-6,66

4-кестеден көрініп тұрғандай, қатты судағы статикалық жағдайлар кезінде болаттың коррозиясы сілтілікке қарағанда үлкен екені байқалады. Аэрация кезінде коррозия жылдамдығы артады, бірақ коррозия жылдамдығы арасындағы айырмашылық аз, ал көміртегі диоксиді қосылғаннан кейін екі суда да тотығу жылдамдығы теңеседі. Сутек сульфидін қосқанда, сілтілік сулардағы коррозия деңгейі қатаңға қарағанда үлкен болады.

Мұнай және газ кен орындарының қабат сулары негізінен натрий хлориді және кальций хлоридінің жоғары минералды тұздары болып табылады, бірақ сутегі суль-



Сурет 1 – Құбырлардың шытынауы пайда болатын, pH ортаның кризистік кернеулерге әсері

фидінің көміртегі қос тотықты газы немесе оттегі болмаған кезінде, ұңғымалардың болат жабдықтарына коррозиялық әсері нашар болады. Бұл газдарда немесе суда оттегінің пайда болуы, коррозиялық белсенділікті күрт көтереді. Көміртекті болаттың (0,3% C) түрлі газдардың қатысуымен қатаң және сілтілі түрдегі су әсерінен коррозия жылдамдығының өзгеруі *4-кестеде* келтірілген [4]. Судың минералдануы коррозия жылдамдығын арттырып, ең жоғары деңгейден өткен соң төмендей бастайды. Минералдану жылдамдығының өсуіне байланысты, ең жоғары мән де өсе бастайды. Сонымен қатар коррозия жылдамдығының максимумы минерализацияланған судың жоғары аумағына қарай ауысады. Су фазасындағы сутегі сульфидінің және көмірқышқыл газының қатысуымен коррозия жылдамдығының күрт артуы, осы қышқыл газдардың электрохимиялық реакциялардың табиғатына әсер етуімен байланысты. Көмірсутегілік қарқынды коррозиялық қирауымен қатар, болаттың шытынау коррозиясы пайда бола бастайды. Коррозияның қатты зақымдануына қоса, сутегі сульфиді болаттардың коррозиялануын тудырады. Су фазасындағы сутегі сульфидінің және көмірқышқыл газының қатысуымен коррозия жылдамдығының күрт артуы, осы қышқыл газдардың электрохимиялық реакциялардың табиғатына әсерімен байланысты. Болаттың күкіртсутекті (сульфидті) шытынауы кенеттен, белгілі бір жерде қондырғының көзге көрінбейтін басқа аумақтарында жүреді.

Оған күкіртсутегінің сулы ерітінділеріндегі металдың электрохимиялық коррозиясына байланысты пайда болатын, сутегінің енуі себеп болады. Сульфидті шытынаудың бірнеше көріністері бар және бірқатар сыртқы және ішкі факторлармен анықталады. Ұңғымаларды өндіруде сутегі сульфидінің құрамының артуымен pH көрсеткіші үздіксіз өзгереді, бұл негізінде болаттан жасалған жабдықтың, сульфидті шытынауға қарсы кедергісін төмендетуге алып келеді. Кен орны қысымдарын ұстап тұру және мұнай өнімдерін қарқынды өндіру кезінде (жылу әдістерін пайдалану, қабатқа су мен газ айдау беттік және басқа да химиялық реагенттерді пайдалану) өндірілетін сұйықтықтың бастапқы қасиеттерін айтарлықтай өзгеріске ұшыратуы мүмкін [7].

Қорытынды. Ұңғымалардың жұмыс істеу уақыты ұлғайған сайын судың мөлшері мен құрамы артып, мұнай су жүйесі коррозияға белсенді болып келеді. Мұнай және газ ұңғымалары қондырғыларындағы коррозияның күшеюіне себеп болатын суда еріген қышқыл газдар (күкіртті сутек, көміртек диоксиді) болып отыр. Осы аймақтағы температура мен қысымның жоғары мәні болғанына қарамастан, іс жүзінде су конденсат аймағының төмен аудандарында коррозияға ұшырамайды.

Көмірсутекті қоспа мұнай құрамында табиғи БАЗ-нафтен қышқылдары, азоттық негіздер және басқа да заттар болуына байланысты ешқандай коррозиялық қасиеттерге белсенділігі болмайды. Мұнай металл бетіне жұқа пленка түрінде сіңіріліп, қорғаныс әрекетін қамтамасыз ету арқылы коррозияға жол бермейді. Коррозия процесінің кинетикасы көмірсутегі мен су фазаларының сипаты мен қатынасына байланысты. Көміртек пен судың көлемдік қатынастарына қарай эмульсияның түрі мен қасиеттері де өзгереді [8].

Қос фазалы ортаның коррозияға белсенділігі сутегі көміртекті және компонентті жүйенің физико-химиялық қасиеттеріне тәуелді. Олардың құрамы, мөлшерлік қатынастары, еріген газдардың (күкірттісутегі, көмірқышқыл газы, оттегі) көлемі, мұнай және газ кен орындарын игеру мен пайдалану шарттары-ұңғыманың түрі, өндіру әдістемесі, температура, қысым, ортаның қозғалыс жылдамдығы т.б. арқылы анықталады. Егер ұңғымада $pH < 5,5$ болса, судың құрамына қарамай 1%-ға дейін көміртекті болатын коррозиясының жылдамдығы үлкен болады, егер $pH > 6,6$ болғанда судың құрамы 95% болса да, коррозия аз мөлшерде болады. Барлық осы факторлардың жиынтығы коррозияның жылдамдығына әртүрлі әсер етеді. 

ӘДЕБИЕТ

- 1 Гетманский М.Д. Электрохимические методы подбора и оценки эффективности ингибиторов коррозии для высокоагрессивных сред / Э.Х.Еникеев // Борьба с коррозией и охрана окружающей среды. – М., 1986. – С. 60-71. [Getmansky M.D. Electrochemical methods of selection and evaluation of the effectiveness of corrosion inhibitors for highly aggressive environments / E.Kh. Enikeev // Corrosion control and environmental protection. – М., 1986. – P. 60-71. (In Russ.)]
- 2 Гетманский М.Д. Коррозия и защита нефтепромыслового оборудования и трубопроводов в средах с высоким содержанием сероводорода и углекислого газа/ Э.Х.Еникеев, Ю.Г. Рождественский, М.Н.Фокин, Л.Д. Семенов, Ю.И. Толкачев // Борьба с коррозией и охрана окружающей среды. – М., 1986. – С. 40-55. [Getmansky M.D. Corrosion and protection of oilfield equipment and pipelines in environments with a high content of hydrogen sulfide and carbon dioxide / E.Kh.Enikeev, Yu.G. Rozhdestvensky, M.N. Fokin, L.D. Semenov, Yu. I. Tolkachev // Corrosion control and environmental protection. – М., 1986. – P. 40-55. (In Russ.)]
- 3 Миронов Е.А. Закачка сточных вод нефтяных месторождений в продуктивные и поглощающие горизонты. – М.: Недра, 1986. – 169 с. [Mironov E.A. Injection of waste water from oil fields into productive and absorbing horizons. – М.: Nedra, 1986. – 169 p. (In Russ.)]
- 4 Решетников С.М. Ингибиторы кислотной коррозии металлов. – Л.: Химия, 1986. – 144 с. [Reshetnikov S.M. Inhibitors of acid corrosion of metals. – L.: Chemistry, 1986. – 144 p. (In Russ.)]

- 5 Сорокин Г.М. Коррозионно-механическое изнашивание сталей и сплавов / Г.М. Сорокин, А.П. Ефремов, Л.С. Саакиян. – М.: Нефть и газ, 2002. – 424 с. [Sorokin G.M. Corrosive mechanical wear of steels and alloys / G.M. Sorokin, A.P. Efremov, L.S. Sahakiyan. – М.: publishing house Oil and gas, 2002. – 424 p.(In Russ.)]
- 6 Ким С.К. Проблемы микробиологической коррозии нефтепромыслового оборудования // Нефтяное хозяйство. – 2001. – №3. – С. 62-63. [Kim S.K. Problems of microbiological corrosion of oilfield equipment // Oil Industry. – 2001. – № 3.– P. 62-63.(In Russ.)]
- 7 Бернер Р. А. Термодинамическая стабильность осадочных сульфидов железа // American Journal of Science. – 1967. – Vol. 265. – P. 773-786. [Berner R.A. Termodinamica Stability of sedimentary iron sulfides // American Journal of Science. – 1967. – Vol. 265. – P. 773-786. (In Russ.)]
- 8 Танжариков П. А. Динамика накопления нефтяных отходов и методы их рационального использования // Международный журнал экспериментального образования. – 2012. – №12. – С. 45-48. [Tanzharikov P.A., Sarabekova U.Z. Dynamics of accumulation of oil waste and methods of their rational use // International journal of experimental education, 2012. – №12. – P. 45-48. (In Russ.)]
- 9 Ивановский В.Н., Дарищев В.И., Сабиров А.А., Каштанов В.С., Пекин С.С. Скважинные насосные установки для добычи нефти. – М., 2002. – С. 280. [Ivanovsky V.N., Darishchev V.I., Sabirov A.A., Kashtanov V.S., Pekin S.S. Downhole pumping units for oil production. Moscow, 2002. – P. 280. (In Russ.)]
- 10 Мирзаджанзаде А.Х., Аметов И.М., Хасаев А.М., Гусев В.И.. Технология и техника добычи нефти. – Москва, 1986. [Mirzajanzade A.Kh., Ametov I.M., Khasaev A.M., Gusev V.I. Oil production technology and technique. – Moscow, 1986. (In Russ.)]

УДК: 551.242:004.4, <https://doi.org/10.37878/2708-0080/2021-2.04>

УГЛЕВОДОРОДНАЯ СИСТЕМА НАДСОЛЕВОГО КОМПЛЕКСА ПРИКАСПИЙСКОЙ ВПАДИНЫ (НА ПРИМЕРЕ ТЕНГИЗ-КАРАСОР)



К.А. АДИБЕКОВ¹,
заместитель генерального
директора по геологоразведке



Н.Г. МАТЛОШИНСКИЙ^{2*},
технический директор,
кандидат геол.-мин. наук,
<https://orcid.org/0000-0001-8028-782X>



Р.Н. МАТЛОШИНСКИЙ²,
главный специалист
по геоинформационным
системам, кандидат
биологических наук,
<https://orcid.org/0000-0003-2046-6695>

¹АО «ЭМБАМУНАЙГАЗ»
Республика Казахстан, 060002, г. Атырау, ул. Валиханова 1

²ТОО «RESERVOIR EVALUATION SERVICES»
Республика Казахстан, 050044, г. Алматы, ул. Ахмедиярова, 24

Вопросы миграции нефти из подсолевых отложений в надсолевые через бессолевые мульды вызывают все больший интерес в связи с прогнозом залежей в надсолевом комплексе. Характер и особенности миграции УВ при этом изучены в малой степени. Лучше всего изучение этого вопроса проводить на материалах надсолевых залежей нефти и газа, расположенных над подсолевыми месторождениями. В работе рассматривается возможность перетока нефти месторождения Тенгиз в надсолевое (нижний мел) нефтяное месторождение Карасор Западный, расположенное над юго-западной периферией Тенгизского месторождения.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: свойства нефти, миграция нефти, перетоки, бессолевые мульды, сейсмические разрезы, пути миграции, сейсмические атрибуты.

КАСПИЙ МАҢЫ ОЙПАТЫНЫҢ ТҰЗ ҮСТІ КЕШЕНІНІҢ КӨМІРСУТЕК ЖҮЙЕСІ (ТЕҢІЗ-ҚАРАСОР МЫСАЛЫНДА)

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

К.А. АДИБЕКОВ¹, «ЭмбаМунайГаз» АҚ, геологиялық барлау жөніндегі бас директордың орынбасары

Н.Г. МАТЛОШИНСКИЙ^{2*}, «RES» ЖШС, техникалық директор, <https://orcid.org/0000-0001-8028-782X>;

Р.Н. МАТЛОШИНСКИЙ², «RES» ЖШС, КТ жетекші маманы, <https://orcid.org/0000-0003-2046-6695>

¹«ЭМБАМУНАЙГАЗ» АҚ

Қазақстан Республикасы, 060002, Атырау қ., Уалиханов к-сі, 1

²ЖШС «RESERVOIR EVALUATION SERVICES»

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

Тұздан кейінгі шұңқырлар арқылы мұнайдың тұзды шөгінділерден тұздан кейінгі шөгінділерге көшуі мәселелері қызығушылықты арттырады. Сонымен бірге ХС миграциясының табиғаты мен ерекшеліктері өте аз дәрежеде зерттелді. Бұл мәселені тұзды қабаттардың үстінде орналасқан мұнай мен газдың тұздан кейінгі шөгінділері материалдары бойынша зерттеу жақсы. Мақалада Теңіз кен орнынан Теңіз кен орнының оңтүстік-батыс перифериясының үстінде орналасқан, тұздан кейінгі (К1) мұнай кен орнына Қарасор батысына мұнай ағу мүмкіндігі қарастырылған.

ТҮЙІН СӨЗДЕР: мұнай қасиеттері, мұнайдың миграциясы, көлденең ағындар, тұзсыз науалар, сейсмикалық учаскелер, миграция жолдары, сейсмикалық атрибуттар.

HYDROCARBON SYSTEM OF THE POST-SALT COMPLEX OF THE PRECASPIAN DEPRESSION (ON THE EXAMPLE OF TENGIZ-KARASOR)

K.A. ADILBEKOV¹, Exploration deputy Director General;

N.G. MATLOSHINSKIY^{2*}, RES LLP, Technical Director, <https://orcid.org/0000-0001-8028-782X>;

R.N. MATLOSHINSKIY², RES LLP, Leading specialist on CT, <https://orcid.org/0000-0003-2046-6695>

¹«EMBAMUNAIGAS» JSC

1, Valikhanov st., Atyrau, 060002, Republic of Kazakhstan,

²«RESERVOIR EVALUATION SERVICES» LLP

24, Akhmediyarov st., Almaty, 050044, Republic of Kazakhstan

The issues of oil migration from pre-salt deposits to post-salt deposits through salt-free troughs are of increasing interest in connection with the forecast of deposits in the post-salt complex. At the same time, the nature and features of HC migration have been studied to a small extent. It is best to study this issue on the materials of post-salt deposits of oil and gas located above the subsalt deposits. The paper considers the possibility of oil flow from the Tengiz field to the post-salt (Lower Cretaceous) oil field Karasor West, located above the southwestern periphery of the Tengiz field.

KEYWORDS: oil properties, oil migration, crossflows, salt-free troughs, seismic sections, migration routes, seismic attributes.

Считается общепринятым, что нефть надсолевого комплекса Прикаспийской впадины в основном имеет подсолевое происхождение и мигрировала из подсолевых нефтегазоматеринских отложений через бессолевые окна в глубоких мульдах [1, 3, 4-8]. Это положение нашло реальное подтверждение в последние годы, благодаря изучению биомаркеров [5,9]. Само положение о генерации надсолевой нефти подсолевыми отложениями, кроме изучения биомаркеров, прямыми замерами не доказано из-за недоступности материала (большие глубины) и базируется на моделировании по результатам изучения пород в прибортовых зонах

[1,8]. В немалой степени это представление появилось в противовес представлению о собственном генерационном потенциале надсолевого комплекса, который не нашел подтверждения в результатах изучения палеотемператур и степени преобразования ОВ.

Время от времени идея генерации УВ надсолевым комплексом возрождается и очаги генерации переносятся в глубокие мульды. Иногда поводы, по которым это делается – нефть месторождений Аккудук, Кисимбай, в которой наряду с проявлениями генезиса из карбонатных отложений, также есть признаки генезиса терригенными нефтематеринскими отложениями [9], смотрятся не очень убедительными. Не обязательно приписывать терригенную составляющую надсолевому комплексу отложений, сложенному здесь красноцветными породами пермотриаса, когда в подсолевых отложениях этой части впадины доминируют мощные терригенные толщи.

Для успешных поисков месторождений нефти и газа очень важно научиться выделять мульды, через которые могла происходить миграция нефти из подсолевых отложений и также уметь распознавать мульды, которые сами могли генерировать УВ, если это действительно имело место. В последнем случае можно было бы проводить исследования стадии преобразования ОВ нефтематеринских отложений, типа УВ, которые они могли генерировать и времени этого процесса, чтобы иметь четкое понимание, как это могло происходить. К сожалению, в практике ГРП пока такой подход широко не используется, и поиски по-прежнему ведутся, ориентируясь на ловушки, без изучения всей цепочки УВ системы: генерация, миграция, аккумуляция и сохранение.

Вместе с тем, если есть представление о том, что нефть из подсолевых отложений мигрировала в надсолевые, то первое, что нужно в этом плане изучать, так это нефти надсолевых залежей, развитых над известными подсолевыми месторождениями и возможные пути их миграции. В настоящей работе рассматривается соотношение залежей нефти месторождения Тенгиз и развитого над его западной периферией надсолевого (нижний мел) месторождения Карасор Западный. Такое рассмотрение в плане решения вопроса о природе нефти ценно в первую очередь тем, что месторождение Тенгиз, несомненно, представляет собой вместилище огромного количества нефти, сформированной во внутренней части впадины ее нефтематеринскими отложениями. Иными словами, нефть подсолевого Тенгиза представляет собой типичную нефть, которую может генерировать Прикаспийская впадина.

Подсолевые отложения внутренней части Прикаспийской впадины представлены комплексом карбонатных глубоководных и терригенных, снесенных с окружения, осадков, среди которых выделяются части разреза, богатые сапропелевой органикой, относимые к нефте- или газоматеринским, в зависимости от глубины погружения. Традиционно основным генерирующим комплексом считаются отложения среднего девона. В то же время, на огромных пространствах впадины развиты депрессионные отложения, по меньшей мере, трех карбонатных комплексов: верхнедевонско-турнейского, визейско-башкирского и нижнемосковско-артинского, которые по всем своим признакам являются идеальными кандидатами в нефтегазогенерирующие породы, собственно, то, что в западной литературе называется «condensed section».

Локальные органогенные постройки, одним из лучших представителей которых в Прикаспии по праву считается Тенгизская, располагаясь в поле депрессионных отложений и непосредственно над среднедевонскими нефтематеринскими поро-

дами как высокостатические резервуары вбирали в себя все, что генерирующие толщи смогли произвести. Судя по аномально высокому давлению в нефтяной залежи месторождения, в него вместились больше УВ, чем позволял изначальный объем. Очень важным моментом является то, что по резервуару месторождения нет никакой дифференциации нефти, в общем она достаточно однородна [2] и на это, похоже, поработала конвекция, хотя и замедленная, но неизбежно происходящая в резервуаре, так как нефть, имеющая более высокую температуру внизу, будет стремиться перетечь вверх и наоборот.

Таким образом, тенгизская нефть представляет собой естественную представительную смесь нефти подсолевого генерационного комплекса Прикаспийской впадины. Она легкая (плотность 790 кг/м^3), с повышенным газосодержанием ($510 \text{ м}^3/\text{т}$), находится под аномальным пластовым давлением с коэффициентом аномальности 1,8 ($P_{пл} = 82,4 \text{ МПа}$ на отметке - 4500м) при давлении насыщения 25,3 МПа. Растворенный в нефти газ содержит порядка 13% сероводорода и 2,5% двуокиси углерода. Сама нефть характеризуется как легкая, сернистая, малосмолистая, малопарафинистая. Температура застывания колеблется от -5 до -35°C , при среднем -23°C . По фракционному составу нефть относится к особо легким, имея общий выход светлых фракций, выкипающих до температуры 300°C , - 70% об., бензиновых фракций, выкипающих до температуры 200°C - 44% об. [2,10].

История освоения месторождения Карасор Западный, расположенного над юго-западной периферией Тенгиза, растянулась почти на 60 лет, но к началу его освоения все еще практически не приступили. Структура Карасор выявлена в 1959 году сейсмическими работами треста «Казахстаннефтегеофизика». Уже через четыре года в 1963 году здесь было пробурено 4 скважины (Г-1-4), из которых только в скв. Г-2 был получен приток нефти из апт-неокомских отложений (инт. 1189-1192 м). Наряду со структурно-поисковым бурением (до 500 м), в последующие два года было пробурено еще 4 скв. (Г-8, Г-9, Г-14 и Г-18), из которых только в скв. Г-9 был вскрыт нефтяной горизонт в отложениях апта. Из-за низкой эффективности поисковые работы были приостановлены.

В 1974 – 1978 гг. трестом «Саратовнефтегеофизика» на данной площади были проведены детальные сейсмические работы МОГТ 2Д. Полученные структурные построения (горизонты III, V, VI, П1), среди прочего, позволили продолжить работы в пределах месторождения. По их результатам в 1981 г. силами Балыкшинского УРБ объединения «Эмбанефть» были пробурены скв. 1, 10, 11, 12, 13 с проектным горизонтом - кунгур. Из всего вскрытого разреза в пяти скважинах только в скв. 1 по ГИС был выявлен нефтяной пласт в нижнеальбских отложениях. Всего, таким образом, на площади Карасор Зап. пробурено тринадцать глубоких поисково-разведочных скважин и выявлено три нефтяных горизонта в трех нижнемеловых отложениях.

В 1989 – 1992 гг. СП «Тенгизшевройл» проведены сейсмические исследования МОГТ 3Д. В 2013 г и 2018-19 гг была проведена переобработка и переинтерпретация сейсморазведочных данных МОГТ 3Д на блоке Каратон-Саркамыс (ТОО «PGSK»). В соответствии с полученными результатами был составлен проект разведочных работ в данном районе, предусматривающий расконсервацию и испытание четырех ранее пробуренных скважин с дальнейшими геолого-промысловыми исследованиями.

По результатам расконсервации трех скважин 1, Г-2 и Г-9 и проведенного в них испытания были получены достаточно хорошие притоки качественной нефти с дебитами на штуцерах 9-11 мм от 84 до 136 м³/сут по каждому из трех горизонтов. В 2019 г. подготовлен «Отчет по оперативному подсчету запасов УВС месторождения Карасор Западный» (Протокол ГКЗ РК №2077-19-П от 15.08.2019 г). Запасы нефти по категории С1 составляют 1191/356 тыс. т (геологические/извлекаемые), по категории С2 – 6302/1418 тыс. т, соответственно.

Нефть тяжелая (плотность 0,937-0,953 г/см³), утяжеляется снизу-вверх, высокосернистая (2,2 – 2,5%), смолистая (19,6%), парафиновая (3,3%) в альбском горизонте и малопарафиновая (0,1 – 0,15%) в аптском и неокомском горизонтах. Температура застывания нефти минус 42°С. Кинематической вязкость – при 20°С равна 260,1 – 380,7 мм²/с, при 50°С – 44,6 – 55,2 мм²/с. Выход светлых фракций, выкипающих при 300°С, составляет 20 – 21%; выход бензиновых фракций, выкипающих до 240°С, – 5%. Содержание растворенного газа принято равным 34,1 м³/т по результатам двух глубинных проб из альбского горизонта. В аптском и неокомском горизонтах в трех пробах было зафиксировано низкое содержание газа (6,6-10,1 м³/т), что было объяснено некачественным отбором проб. Средняя плотность пластовой нефти - 0,910 – 0,947 г/см³, динамическая вязкость при 20°С равна 20,3 – 64,1 МПа·с; давление насыщения составило 10,5 Мпа при пластовом давлении 11,6-13,1 МПа и пластовой температуре 42,2 – 45,4°С. Объемный коэффициент равен 1,06 при усадке 5,62%, пересчетный коэффициент соответственно равен 0,943.

Месторождение Карасор Западный, как уже было сказано, располагается над западной частью гигантского подсолевого месторождения Тенгиз. Однако, если допустить переток нефти из месторождения Тенгиз, то возникает вопрос надежности покрышки Тенгизского месторождения, его сохранности при практически предельном заполнении ловушки (ВНК – 5450 м). Ответом на него может быть допущение, что относительно небольшие количества нефти из месторождения Тенгиз перетекали в вышележащие надсолевые отложения при срабатывании всей сложной системы его покрышек как предохранительного клапана, когда давление внутри резервуара поднималось до определенного предела. Это справедливо в том плане, что пластовое давление на Тенгизе характеризуется почти двукратным превышением гидростатического (Каном = 1,8).

Сравнение нефти месторождения Карасор Западный и нефти месторождения Тенгиз (таблица 1) показывает, что, в принципе, первая могла быть образована из последней за счет дегазации и потери легких фракций на путях миграции в мощной терригенной толще. Такая дегазация, в первую очередь, приводила бы к тому, что газ из нефти выделялся бы на глубине начиная от - 2500 м (Р нас. 25,3 МПа). Иными словами, ниже глубины 2,5 км вторичные залежи должны быть нефтяными, а выше ее в нижней части преимущественно газовыми (газоконденсатными) и только в самых верхних горизонтах, куда вытеснена дегазированная, потерявшая легкие фракции нефть, состав нефти может быть таким, как на месторождении Карасор Западный.

Интересным в этом плане выглядит то, что нефть самой верхней альбской залежи выглядит более свежей с повышенным газосодержанием и высоким со-

Таблица 1 – Сопоставление свойств нефти месторождений Тенгиз и Карасор Западный

Свойства	Единица измерения	Месторождения	
		Тенгиз	Карасор Зап.
Плотность	кг/м ³	790	945
Газосодержание	м ³ /т	500	34.1
Пластовое давление	Мпа	82	13.1
Давление насыщения	МПа	25.3	10.5
Выход фракций до 200 °С	% об	44	5
Выход фракций до 300 °С	% об	70	20
H ₂ S в растворенном газе	% об	13	0
Сера	%масс	0.95	2.5
Парафин	%масс	3.9	0,15 – 3,3
Смолы	%масс	1.1	19,6

держанием парафина. Возможно, различие в газонасыщении не связано с качеством проб, а отражает реальные процессы формирования залежей с постепенным заполнением ловушек, в ходе которого самая верхняя ловушка была заполнена после заполнения нижних.

Для изучения вопросов миграции нефти из подсоловых отложений был проведен анализ строения соленосной толщи, особенно в самых глубоких мульдах. В результате были выявлены участки мульд, где соль практически полностью выжата. На *рисунке 1* приведена структурная карта по кровле аптского продуктивного горизонта, на которой показаны контуры трех близлежащих бессолевых мульд и вероятные пути миграции нефти из них, определяемые строением самих мульд. На врезке к рисунку дана структурная карта кровли соли с положением выявленных бессолевых мульд (обработка и интерпретация ТОО «RES», 2020 г.).

Очевидно, что не каждую глубокую мульду можно сразу относить к мульдам, через которые шла миграция. Для уверенного суждения об этом необходимо увидеть отражение такой возможности в сейсмике. На *рисунке 2* представлен горизонтальный срез по уровню 2500 мсек через всю переобработанную в ТОО «RES» Карасорскую часть куба. Здесь хорошо можно видеть контур месторождения Тенгиз и положение пробуренных скважин на Карасоре Западном. Разрез по линии 2655 приведен на *рисунке 3*, на котором хорошо видно отражение бессолевого мульды в подсоловом разрезе, что, скорее всего, вызвано характерным обезвоживанием верхней части подсолового терригенного пермского разреза при контакте с бессолевым мульдой. Уплотнение глин при этом привело к увеличению скорости в пачке и, как следствие, к небольшому скоростному подскоку на сейсмическом разрезе.

Заполнение меловых залежей месторождения Карасор Западный могло быть обеспечено из двух прилегающих небольших мульд (*рисунки 1*), однако, отражения

северной мульды в амплитудном срезе на *рисунке 2* особенно не видно, возможно, из-за ее положения над краевой частью месторождения Тенгиз. Нужно иметь в виду, что именно эта мульда могла обеспечить заполнение самой восточной ловушки месторождения. Пути миграции УВ из мульды в надсолевые ловушки показаны на линии D-D' (*рисунке 4*), которая соединяет бессолевою мульду последовательно практически со всеми карасорскими скважинами.

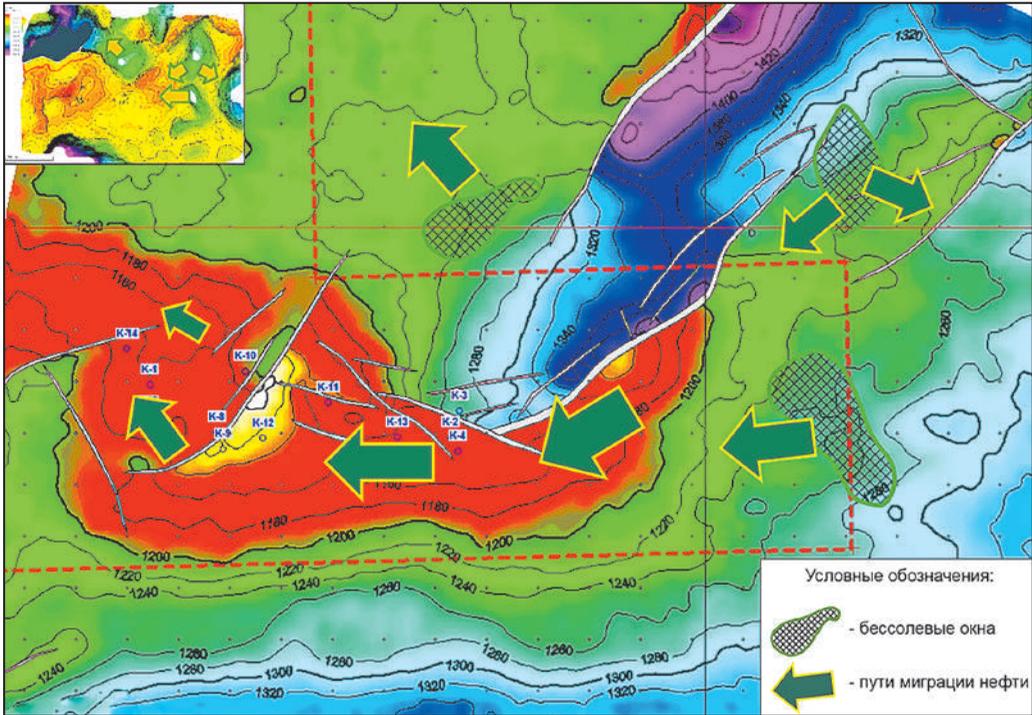


Рисунок 1 – Карасор Западный. Положение бессолевых мульд относительно структурного плана месторождения (карта по кровле альбского горизонта) и вероятные пути миграции. На врезке карта кровли соли (обработка и интерпретация ТОО «RES», 2020).

Из соотношения глубины и давления насыщения тенгизской нефти следует, что до нарушения УВ смесь должна была доходить в однородном нефтяном составе, а уже в самом начале движения по нарушениям разделяться на две фазы – жидкую и газообразную. В нижнюю часть надсолевых отложений УВ поступали в виде жидкой фазы, которая могла заполнять ловушки в нижней части разреза, по мере перемещения УВ выше (критической является глубина в 2,5 км) система должна разделяться на газ с конденсатом и нефть. При заполнении ловушек газ вытеснял нефть за их пределы, вынуждая её мигрировать в выше расположенные ловушки. Таким образом, мы имеем ситуацию, когда внизу (ниже 2,5 км) могут быть залежи легкой нефти, с высоким газосодержанием, а сверху (1,1 – 1,2 км) залегают дегазированные тяжелые нефти с высоким содержанием серы, что для надсолевых отложений не очень характерно. В промежутке между ними должны размещаться залежи газа, возможно, с разным содержанием конденсата, которые должны были бы проявляться в сейсмических данных наличием ярких амплитуд.

Анализ сейсмических материалов на всем пространстве от бессолевого окна до залежи тяжелой нефти показывает, что кандидатов на залежи газа здесь не прослеживается (рисунки 3, 4). Тем не менее, для более детального изучения данного вопроса, в программе PaleoScan был протрассирован пласт из района ниже скв. К-13 на рисунке 4, в котором резко по восстанию уменьшается яркость отражения, что может фиксировать наличие литологически экранированной ловушки, заполненной газом.

Однако анализ сейсмических материалов показал, что пласт не характеризуется сплошным и выдержанным развитием, а имеет пятнистое нерегулярное распространение.

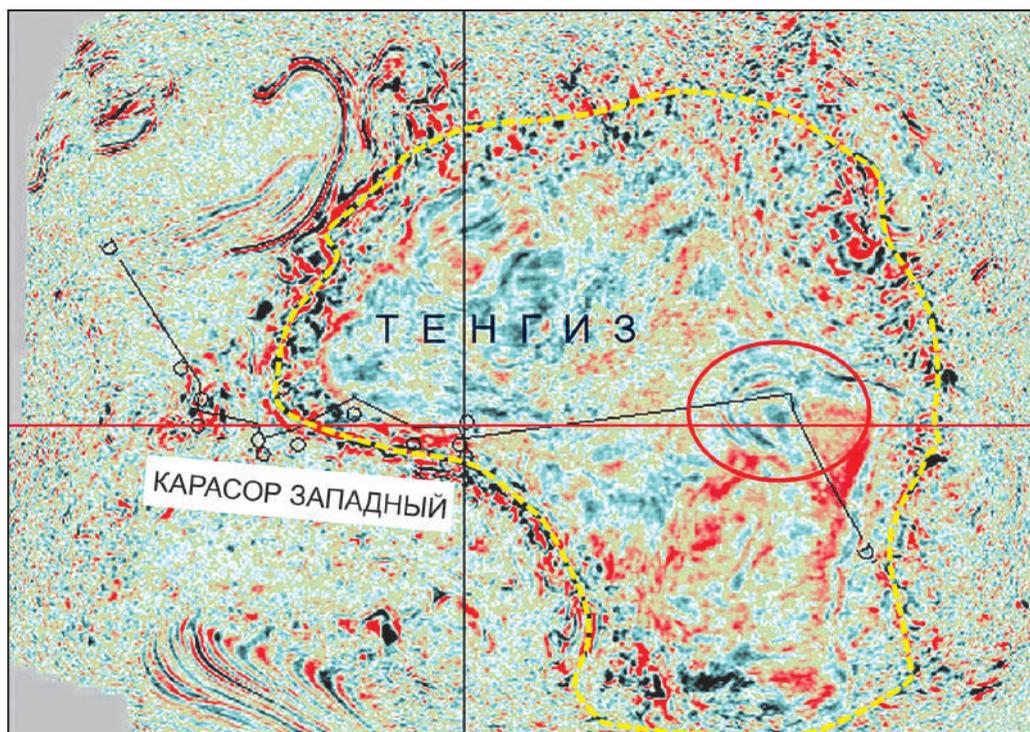


Рисунок 2 – Амплитудный срез по уровню 2500 м сек. Желтый пунктир, контур месторождения Тенгиз. Красная линия – инлайн 2655 (разрез представлен на рисунке 3). Разрез по комбинированной ломаной линии D-D' на рисунке 4. В круге отражение влияния бессолевого окна в подсолевом комплексе Тенгиза.

Характер отражений от данного горизонта в различных атрибутах приведен на рисунке 5 на фоне структурной карты по его кровле. В атрибутах прослеживается спорадическое распространение ярких амплитуд, приуроченных к отражениям от русловой системы, например, на спектральной декомпозиции. Иными словами, анализ атрибутов по данному горизонту указывает на то, что относительно яркие отражения в этом случае связаны с отражениями от коллекторов русловых систем, а не от насыщения песчаников газом, поскольку в последнем случае их яркость в определенной степени коррелировалась бы со структурным планом, и не полностью смещалась бы на дальнюю периферию структур.

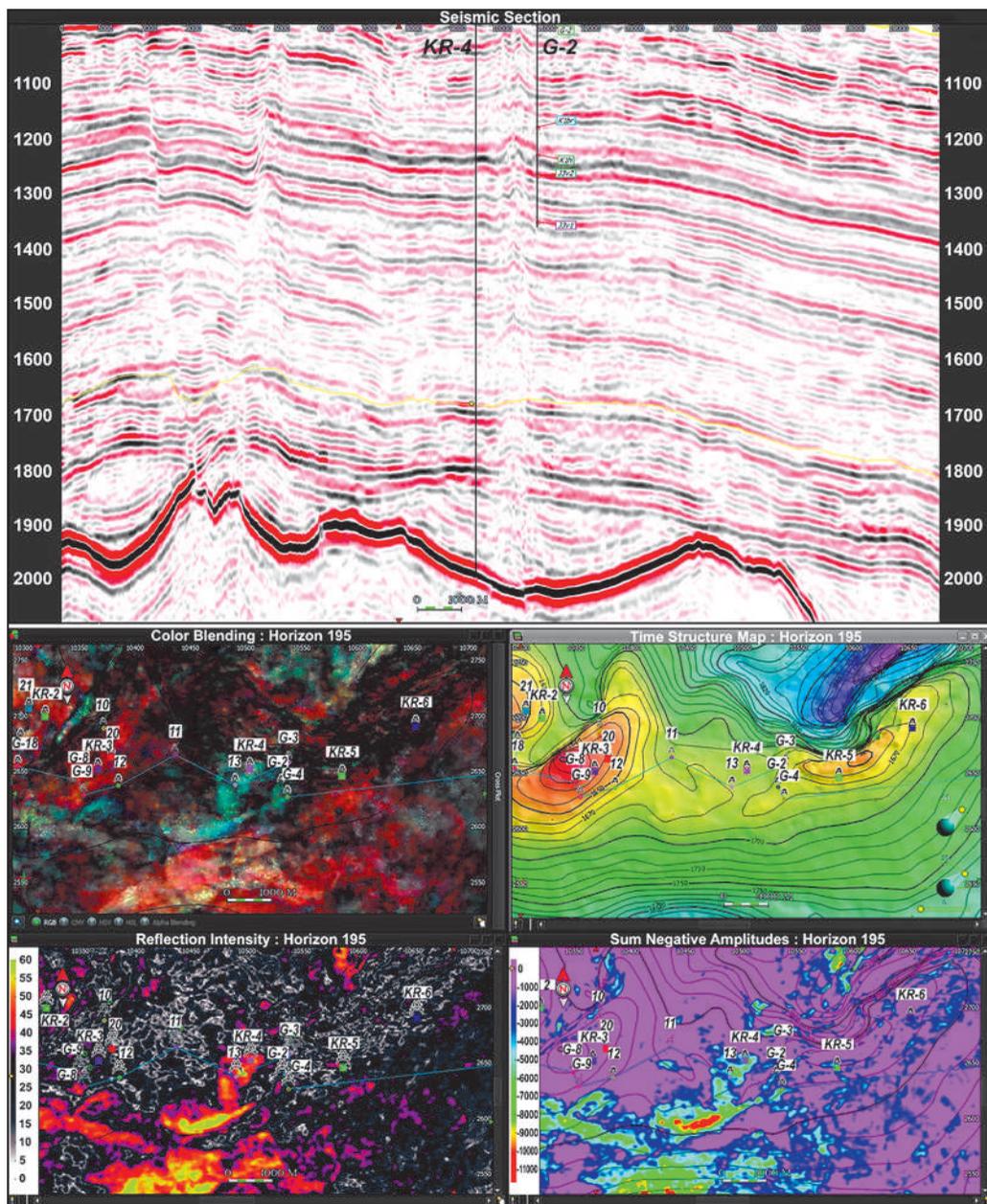


Рисунок 5 – Комбинированный временной разрез, демонстрирующий характер отражений в нижней части надсолевого разреза с прерывистой яркостью отражений (вверху) по линии синего цвета на нижеследующих картах. Атрибуты по горизонту, выделенному на разрезе желтым цветом. Верхний ряд: слева цветовая сумма кубов спектральной декомпозиции (Color Blending); справа – структурная поверхность горизонта (время). Нижний ряд: слева - интенсивность отражения (Reflection Intensity); справа – сумма амплитуды сейсмического прогиба (Sum Negative)

Отсутствие отражений от ловушек, в которых неизбежно должен был накопиться газ, на первый взгляд, не укладывается в принятую концепцию формирования залежей нефти месторождения Карасор Западный. Не трудно подсчитать, что при общих запасах тяжелой нефти месторождения в 7,5 млн т, запасы газа составили бы 3,75 млрд м³, а запасы нефти, перешедшей в конденсат – не менее 3,1 млн т. Или в сумме запасы газа и конденсата должны бы составить 6,85 млн т условного топлива (1000 м³ газа = 1 т нефти). Другими словами, для того чтобы образовалось 7,5 млн т карасорской нефти, необходимо в два раза больше тенгизской нефти, из которой половина должна остаться в виде газоконденсатной системы. И хотя разделение в осадочной толще могло проходить по более сложной схеме с выделением на разных уровнях газа, в разной мере насыщенного жидкими УВ, общий характер оценки это не меняет.

Отсутствие отражений от газа в сейсмических данных может быть объяснено его более высокой подвижностью и миграцией в зону гипергенеза по ослабленным зонам, приуроченным к тектоническим нарушениям. Например, такую зону, немного напоминающую газовый курильщик, можно видеть на рисунке 3, в районе скв. К-3, где вертикальный характер возмущений сейсмике в узком коридоре прослеживается практически от кровли соли.

Подобного характера газовый столб можно видеть и на разрезе на *рисунке 5*, разрывающий относительно яркое отражение в нижней части юры. В этом случае в нижних частях разреза могли бы остаться небольшие залежи в разной степени дегазированной нефти.

Подводя итоги проведенному изучению, необходимо отметить, что в надсолевые отложения из месторождения Тенгиз поступило ничтожное количество нефти, если сравнивать с масштабами месторождения, в период, когда сложная его покрывка (нижнепермские глины, ангидрит филипповского горизонта и соль) сработала как аварийный клапан сброса давления, при достижении некоторой предельной величины. С началом разработки для такого явления вообще не может быть места. Нефть подсолевых отложений, попадая в надсолевые, радикально меняет свой состав, обогащаясь более тяжелыми компонентами. Уменьшение количества серы, по-видимому, зависит от длины и характера путей миграции. При основной миграции по нарушению, как в нашем случае, уменьшения серы не произошло, хотя для надсолевой нефти содержание серы, обычно, не превышает половины процента.

Нефть в надсолевом комплексе претерпевает фазовые превращения по мере продвижения в верхние части разреза, вследствие чего выделяющийся из нефти газ отжимает ее в самые верхние ловушки. Залежи газа на путях миграции, скорее всего, были его временными вместилищами и по нарушениям сплошности разреза из-за галокинеза были впоследствии разрушены. До нарушения в нижней части разреза ловушек, по всей видимости, не оказалось и нефтяных залежей, с нефтью Тенгизского типа, в ней не сохранилось. Для дальнейшего изучения этого процесса, особенно характера фазовых переходов по мере перемещения нефти снизу вверх надсолевой толщи, можно было бы использовать результаты изучения характера дегазации тенгизской нефти на установке PVT по мере снижения давления. Если изложенная выше модель миграции нефти верна, то результаты PVT-исследований должны это подтвердить. 

ЛИТЕРАТУРА

- 1 Абилхасимов Х.Б. Особенности формирования природных резервуаров палеозойских отложений Прикаспийской впадины и оценка перспектив их нефтегазоносности. – М.: ИД «Академия Естествознания», 2016. – 244 с. [Abilkhasimov Kh.B. Osobennosti formirovaniya prirodnykh rezervuarov paleozojskih otlozhenij Prikaspijskoj vpadiny i ocenka perspektiv ih neftegazonosnosti. – М.: Izdatel'skij dom Akademii Estestvoznaniya, 2016. – 244 s.]
- 2 Вансинвин Н.З., Мендыбаева К.М., Сагидолла Б.А. Анализ разработки месторождения Тенгиз. Дипломная работа. - Алматы: Институт геологии и нефтегазового дела им. К.Турсыова, 2019. – 61с. [Vansinvin N.Z., Mendybaeva K.M., Sagidolla B.A. Analiz razrabotki mestorozhdenija Tengiz. Diplomnaja rabota. - Almaty: Institut geologii I neftegazovogo dela im. K. Turysova, 2019. - 61 s.]
- 3 Воцалевский Э.С. О нефтегазовом потенциале надсолевых отложений юга Прикаспийской впадины // Известия Национальной академии наук Республики Казахстан. – 2006. – №3. – С. 35-42. [Votsalevskiy E.S. O neftegazovom potencie nadsoleyvyh otlozhenij yuga Pricaspijskoj vpadiny // Izvestija Nacionalnoj Akademii nauk Respubliki Kazakhstan. – 2006. – №3. – S. 35-42]
- 4 Марабаев Ж.Н., Жолтаев Г.Ж., Утегалиев С.А. и др. Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности Северного и Среднего Каспия. – Астана: «Арт Трибуна», 2005. – 194 с. [Marabaev Zh.N., Zholtaev G.Zh., Utegaliev S.A. at all. Geologicheskoe stroenie I perspektivy neftegazonosnosti Severnogo I Srednego Kaspija. – Astana: «Art Tribuna», 2005. – 194 s.]
- 5 Сейтхазиев Е.Ш., Утеев Р.Н., Сарсенбеков Н.Д. и др. Геохимический атлас по «фингерпринтингу» нефти месторождений АО «Эмбаунагаз» // Вестник нефтегазовой отрасли Казахстана. – 2020. – №2. – С. 61-70. [Seytkhaziev E.Sh., Uteev R.N., Sarsenbekov N.D., et al. Geochimicheskij atlas po "fingerprinting" nefti mestorozhdenij АО "Embamunajgaz" // Vestnik neftegazovoj otrasli Kazakhstan. – 2020. – №2. – S. 61-70]
- 6 Пунанова С.А., Чахмачев В.А., Агафонова З.Г., Кукушкина З.П., Гордадзе Т.И. Геохимия нефти подсолевых отложений западного обрамления Прикаспия // Геология нефти и газа. – 1996. - №7. – С. 27-35. [Punanova S.A., Chakhmachev V.A., Agafonova Z.G., Kukushkina Z.P., Gordadze T.I. Geohimija nefti podsolevykh otlozhenij zapadnogo obramlenija Prikaspija // Geologiya nefti i gaza. – 1996. - №7. – S. 27-35]
- 7 Матлошинский Н.Г., Адилбеков К. А. Углеводородные системы – основа стратегии успешных поисков месторождений нефти и газа (на примере Прикаспийской впадины) // Нефть и газ. – 2019. – №4. – С. 32-46. [Matloshinsky N.G., Adilbekov K. A. Uglevodorodnye sistemy – osnova strategii poiskov mestorozhdenij nefti i gaza (na primere Prikaspijskoj vpadiny) // Neft I Gas. – 2019. – №4. – S. 32-46.]
- 8 Мурзин Ш.М. Нефтяные системы и история их формирования в акватории Северного Каспия // Вестник Московского университета. Серия 4. Геология. – 2010. – №6. – С. 23-35. [Murzin Sh.M. Neftianye sistemy i istorija ih formirovaniya v akvatorii Severnogo Kaspija // Vestnik Moskovskogo Universiteta. Seriya 4. Geologija. – 2010. - №6. – S. 23-35.]
- 9 Сейтхазиев Е.Ш. Комплексное геохимическое изучение образцов шлама и керна надсолевых отложений южной части Прикаспийской впадины и корреляция «нефть-нефтематеринская порода» // SOCAR Proceedings. – 2020. - №2. – С. 30-49. [Seytkhaziev E.Sh. Kompleksnoe geohimicheskoe izuchenie obraztsov shlama I kerna nadsoleyvyh otlozhenij yuzhnoj chasti Prikaspijskoj vpadiny I korrelacija "neft-neftematerinskaja poroda" // SOCAR Proceedings. – 2020. - №2. - S. 30-49.]
- 10 Справочник «Месторождения нефти и газа Казахстана» / Под. ред. Абдуллина А.А. Беспяева Х.А., Воцалевского Э.С. и др. – Алматы: ИАЦ, 1996. – 324 с. [Spravochnik «Mestorozhdeniya nefti i gaza Kazakhstan» / Pod red. Abdullina A.A., Bespaeva H.A., Votsalevskogo E.S. at al. – Almaty: IAC, 1996. – 324 s.]

УДК 550.834:553.982; <https://doi.org/10.37878/2708-0080/2021-2.05>

ПРОБЛЕМНЫЕ ВОПРОСЫ И ПУТИ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ СЕЙМОРАЗВЕДКИ Часть II



С.М. ИСЕНОВ*,

кандидат геол.-мин. наук,
Почетный разведчик недр РК,
главный геофизик,
<https://orcid.org/0000-0003-737-2336>

ТОО «ГЕОМЕДЖ KZ»

Республика Казахстан, 050000, г. Алматы, ул. Богенбай батыра, 132

Рассмотрены пути и практические примеры повышения эффективности сейморазведки, на основе улучшения количественных оценок Сигнал/Помеха и вертикальной разрешающей способностью сейсмической записи при проведении полевых сейсмических наблюдений, обработки и интерпретации сейсмоданных. Существенное улучшение качества и детальности сейсмического изображения среды будет обеспечено при применении высокоплотных систем полевой сейсмосъемки и увеличении кратности наблюдений и технологии обработки, в которых базовые математические модели основаны на волновой природе формирования сейсмических сигналов в пределах первой зоны Френеля. Эффективность технологий сейсмогеологической интерпретации зависит от степени соответствия базовых математических моделей реальному строению геологического разреза, что будет определять достоверность прогнозирования вещественного состава отложений и физических параметров резервуаров углеводородов.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: геологические задачи сейморазведки МОГТ, физические возможности и ограничения сейморазведки, технологии Мультифокусинг, количественные оценки Сигнал/Помеха и вертикальная разрешающей способностью, прогнозирование вещественного состава отложений и физических параметров резервуаров, неопределенности при геологическом и гидродинамическом моделировании.

*Адрес для переписки. E-mail: serik.issenov@gmail.com

СЕЙСМИКАЛЫҚ БАРЛАУ ТИІМДІЛІГІН АРТТЫРУ ЖОЛДАРЫ ЖӘНЕ КҮРДЕЛІ МӘСЕЛЕР. ІІ БОЛІМ

С.М. ИСЕНОВ*, геол.-мин. ғыл. канд., бас геофизик, <https://orcid.org/0000-0003-737-2336>

«ГЕОМЕДЖ KZ» ЖШС

Қазақстан Республикасы, 050000, Алматы қ-сы, Бөгенбай батыр к-сі, 132

Далалық сейсмикалық түсірілім мен өңдеу және түсіндіру кезіндегі сандық Сигнал/Шу бағалары мен сейсмикалық жазбаның вертикаль тұнықтық қабілетін жақсартуға негізделген сейсмосбарлау тиімділігін арттыру жолдары мен практикалық үлгілері қарастырылған. Ортаның сейсмикалық кескінінің сапасы мен дәлдігін бақылаулар жиілігінің едәуір артуымен тығыздығы жоғары далалық сейсмикалық жүйелерді қолдану және негізгі математикалық модельдер бірінші Френель зонасында сейсмикалық сигналдардың пайда болуының толқындық сипатына негізделген өңдеу технологияларын қолдану айтарлықтай арттырады. Сейсмогеологиялық түсіндіру технологиясының тиімділігі базалық математикалық үлгісінің геологиялық қиманың нақты құрылымына сәйкестік дәрежесіне байланысты, бұл шөгінділердің материалдық құрамы мен көмірсутегі қоймаларының физикалық параметрлерін болжау сенімділігін анықтайды.

ТҮЙІН СӨЗДЕР: ЖТНТ (МОГТ) сейсмикалық барлаудағы геологиялық мәселелер, сейсмикалық барлаудың физикалық мүмкіндіктері мен шектеулері, Мультифокусинг технологиясы, сандық Сигнал/Шу бағалары мен вертикаль тұнықтық қабілет, шөгінділердің заттық құрамы мен қоймалардың физикалық параметрлерін болжау, геологиялық және гидродинамикалық модельдеудегі белгісіздіктер.

PROBLEM ISSUES AND WAYS OF INCREASE THE EFFICIENCY OF SEISMIC SURVEY. PART II

S.M. ISSENOV*, Candidate of Geological and Mineralogical Sciences, Chief Geophysicist, <https://orcid.org/0000-0003-737-2336>

«GEOMAGE-KZ» LLP

132, Bogenbay batyr, str., Almaty, Republic of Kazakhstan, 050000

Ways and practical examples of increasing the efficiency of seismic exploration are considered, based on improving the quantitative estimates of Signal/Noise ratio and the vertical resolution of seismic records when conducting field seismic survey, processing and interpreting seismic data. A significant improvement in the quality and detail of the seismic image of the environment will be ensured by using high-density field seismic systems with a significant increase in the frequency of observations and processing technologies, in which the basic mathematical models are based on the wave nature of the formation of seismic signals within the first Fresnel zone. The effectiveness of seismic-geological interpretation technologies depends on the degree of correspondence of the basic mathematical models to the real structure of the geological section, which will determine the reliability of predicting the material composition of deposits and the physical parameters of hydrocarbon reservoirs.

KEY WORDS: geological problems of CDP seismic exploration, physical capabilities and limitations of seismic exploration, Multifocusing technologies, quantitative estimates of Signal / Noise and vertical resolution, prediction of the material composition of sediments and physical parameters of reservoirs, uncertainties in geological and hydrodynamic modeling.

ВВЕДЕНИЕ

В

первой части данной статьи были рассмотрены основные факторы, ограничивающие эффективность и результативность сейсморазведочных исследований [1]. Было отмечено, что искажающее влияние некоторых факторов может

быть учтено с высокой точностью, части факторов – приближенно, а таких факторов как обменные и частично-кратные волны, тонкослоистость и многофазность реальной среды вообще не поддаются коррекции или корректируются с невысокой точностью [2, 3]. Эти факторы связаны как со сложностью и особенностями строения геологической среды и состава регистрируемого сейсмического волнового поля, так и степенью адекватности базовых математических моделей особенностям строения изучаемой реальной среды. Общепринятые методики и технологии сейсморазведки обеспечивают в большинстве случаев решение структурно-тектонических задач, но продолжает оставаться проблематичной достоверность решения задач изучения детального геологического строения продуктивных слоев и резервуаров, включая «динамический» анализ сейсмических записей при прогнозировании вещественного состава отложений и параметров коллекторов.

Известно, что снижение эффективности сейсморазведки методом ОГТ наблюдается по мере усложнения строения геологической среды, увеличения глубинности исследований, при изучении неглубоко залегающих объектов, при детальном изучении внутреннего строения продуктивных толщ и резервуаров УВ и пр. Применение более эффективных инновационных методик и технологий сейсморазведки, включая полевые системы наблюдения, обработку и интерпретацию сейсмоданных, приведет к повышению количественных оценок Сигнал/Помеха и разрешенности сейсмической записи. Применение инноваций зависит от информированности руководства компаний недропользователей о новых возможностях повышения эффективности проектов разведки и доразведки месторождений УВ, от которых зависит открытие новых месторождений, снижение рисков глубокого бурения и повышение эффективности разработки.

Во второй части статьи приведены некоторые практические результаты повышения эффективности сейсморазведки, полученных в последние годы в разных сейсморазведочных проектах РК, а также из опубликованных источников. Рассмотренные примеры демонстрируют пути повышения качества и полноты сейсмических изображений среды на этапах полевой сейсмосьемки и обработки сейсмоданных. Дальнейшая интерпретация улучшенного качества сейсмических записей и изображений среды повысит достоверность и расширит круг решаемых геологических задач в разных сейсмогеологических условиях.

О ВЛИЯНИИ ПЛОТНОСТИ И КРАТНОСТИ ПОЛЕВЫХ СЕЙСМИЧЕСКИХ НАБЛЮДЕНИЙ НА РЕЗУЛЬТАТЫ СЕЙСМОРАЗВЕДКИ

Очевидно, что качество исходных полевых сейсмических записей существенным образом определяет результативность сейсморазведки. При постановке целевых геологических задач и проектировании нового проекта сейсморазведки обычно выполняют анализ ранее выполненных сейсморазведочных исследований, влияния искажающих факторов в приповерхностных и глубинных сейсмогеологических условиях. Не всегда должное внимание уделяется опытно-методическим работам (ОМР), предназначенных для выбора оптимальной методики и технологии сейсмических наблюдений на основе более совершенных технических средств. Также необходимо определить состав вспомогательных видов исследований неоднородно-

стей в верхней части разреза (ВЧР), от учета искажающего влияния которых будет зависеть решение целевых геологических задач.

Ожидаемую эффективность сейсморазведки методом ОГТ обычно оценивают по кратности (N) перекрытия полевых сейсмических наблюдений в пределах бина или «точки» ОГТ, которая определяет статистический эффект суммирования сигналов \sqrt{N} [4]. Другими важными параметрами полевой 3Д сейсмостъёмки являются плотность наблюдений на 1 кв. км, широкоазимутальность расстановки, максимальные удаления взрыв-прием и др. Значительное увеличение плотности и кратности систем наблюдений приведет как к повышению качества результатов сейсморазведки, так и к избыточности информации, если учитывать волновую природу сейсмических волн. Поэтому к статистическому эффекту суммирования сигналов начали добавлять поправочный коэффициент – $k\sqrt{N}$, чтобы лучше соответствовать количественным и визуальным оценкам соотношения Сигнал/Помеха (С/П) на сейсмических разрезах и кубах.

На *рисунке 1* приведены сечения кубов временной миграции до суммирования (PSTM), на которых сравниваются сейсмические изображения и прослеживание подсолевых опорных отражающих горизонтов, при изменении кратности суммирования 3Д ОГТ при $N=60, 100, 200$ и 400 . По мере увеличения кратности ОГТ статистический эффект суммирования сигналов растет в 1,3, 1,8 и 2,6 раза, относительно исходной кратности $N=60$ (*рисунк 1, з*), что хорошо согласуется с визуальными оценками качества сейсмической записи. На кубе PSTM с кратностью ОГТ $N=400$ (*рисунк 1, а*) подсолевой карбонатный резервуар (выделен синим контуром) освещается энергетически слабыми второстепенными отражениями, которые прослеживаются с перерывами и имеют низкую вертикальную разрешающую спо-

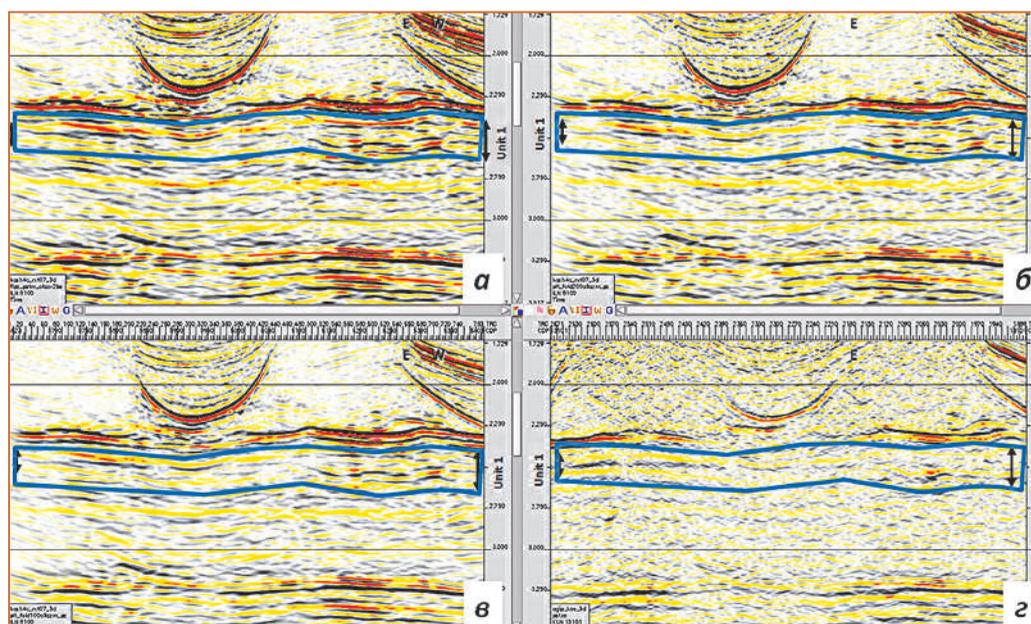


Рисунок 1 – Сравнение сечений кубов PSTM (из материалов Agip КСО) при кратности ОГТ: а – 400, б – 200, в – 100, з – 60

способность. Качеству визуального прослеживания этих второстепенных отражений соответствует оценка $C/P < 1-1,5$. При таком качестве сейсмической записи, вряд ли можно корректно решить задачу детального изучения геологического строения подсолевого карбонатного резервуара [3, 5, 6, 7].

Новое поколение полевой **технологии сверхплотной и широкоазимутальной 3Д сейсморазведки** получило все большее применение в последние 10-15 лет, с целью повышения эффективности сейсморазведки и достоверности решения геологических задач исследований. В сверхплотных системах наблюдения применяют одиночные источники и приемники или малые размеры их группирования, «сверхмногоканальные» регистрирующие системы с активными каналами от сотен тысяч до первых сотен миллионов, с уменьшением шага пунктов приема до нескольких метров. Это повысило качество сейсмических изображений среды и некоторое увеличение разрешающей способности сейсмической записи, за счет расширения частотного диапазона в сторону высоких частот [8].

На *рисунке 2* приведено сравнение результатов 3Д сейсморазведок (Китай), выполненных с группированием геофонов и с применением одиночных акселерометров (из материалов А.В. Череповского). В первом проекте плотность наблюдений составила 48 000 трасс/1 кв.км при кратности ОГТ $N=60$ и размере бина 25x50 м, во втором проекте плотность наблюдений была увеличена до 480 000 трасс/1 кв. км при кратности ОГТ $N=96$ и размере бина 10x20 м. Десятикратное увеличение плотности размещения одиночных акселерометров обеспечило заметное повышение разрешенности сейсмического изображения и, что важно, выделение отражения от ВНК в нефтяной залежи (*рисунк 2, б*).

В современных проектах сверхплотной и широкоазимутальной 3Д сейсморазведки, выполненных в северной части Африки и на Аравийском полуострове, плотность наблюдений достигла 100 млн.трасс/1 кв.км при кратности перекрытия ОГТ до 8000 (была уменьшена до 6400 при ограничении удаления взрыв-прием до 4000 м),

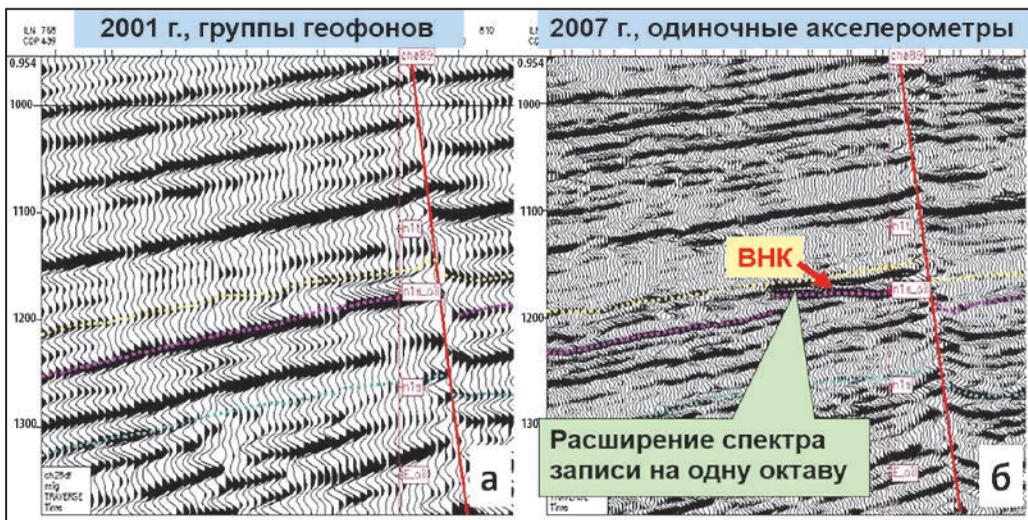


Рисунок 2 – Сравнение фрагментов 3Д сейсмозъемок:
а - с группированием геофонов; б - с одиночными акселерометрами

рекордное значение плотности наблюдений 184 млн.трасс/1 кв.км [8]. В Казахстане в нескольких проектах также была применена методика сверхплотной широкоазимутальной 3Д сейсморазведки. На месторождении Карачаганак плотность наблюдений составила 3 300 000/1 кв.км, при кратности $N=330$ и размере бина 10x10 м, а на месторождении Аксай плотность наблюдений достигла 6 380 000/1 кв.км, при кратности $N=924$ и размере бина 10x10 м [9].

При подготовке проекта сверхплотной широкоазимутальной 3Д сейсморазведки (2009 г.) на месторождении Карачаганак большое внимание было уделено вопросам компенсации влияний мешающих факторов, которые существенно ухудшили качество результатов 3Д сейсморазведки 1999 г. К этим факторам относятся: малая кратность перекрытия ОГТ $N=40$; специфические волны-помехи, которые удалось подавить только после применения нестандартной программной процедуры; сложная форма соляного купола (площадью до 300 кв. км), кровля соляного купола является сильной преломляющей границей для сейсмических волн, которая залегает на глубине 200-400 м и имеет холмистую поверхность.

В процессе итеративной обработки по технологии глубинной миграции до суммирования (PSDM, RTM) была выполнена оптимизация параметров глубинно-скоростной модели и был укрупнен размер бина до 30x30 м, что повысило статистический эффект суммирования сигналов в 8,6 раз относительно 3Д сейсмоданных 1999 г. Т.о. качество сейсмического изображения было значительно улучшено по всей глубине результирующего куба PSDM. В то же время, целевой интервал карбонатного резервуара (высотой в каменноугольных отложениях до 800 м и совместно с нижнепермской постройкой высотой до 1600 м) освещен слабыми нерегулярными отражениями с низкой ветикальной разрешенностью. После дополнительной полосовой фильтрации глубинного куба PSDM в интервале резервуара появились наклонные элементы (рисунок 3), которые объясняют проградационными условиями осадконакопления большой толщины карбонатных отложений с косою слоистостью, которая должна бы наблюдаться также на керне и данных FMI. Пока нет ответа на следующие вопросы: «Не являются ли эти наклонные элементы помехами процедуры полосовой фильтрации в интервале слабой и нерегулярной записи? Откуда мог происходить снос осадков, чтобы в условиях морской изолированной карбонатной постройки сформировать большой толщины отложения с косою слоистостью?».

На месторождении Тенгиз в 2009-2010 гг. была выполнена 3Д сейсморазведка с применением взрывных источников возбуждения, кратностью ОГТ $N=220$ и размером бина 20x20 м. Статистический эффект суммирования сигналов был увеличен всего в 2,4 раза, в сравнении с предыдущей 3Д сейсморазведкой (1999-2000 гг.) с

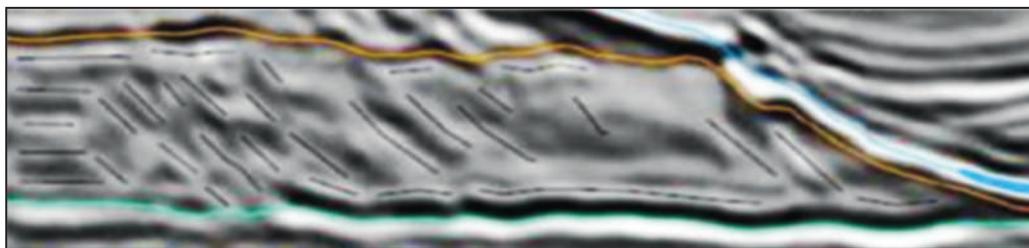


Рисунок 3 – Фрагмент глубинного куба в интервале подсолевого карбонатного резервуара

кратностью ОГТ $N=60$ и размере бина 25×25 м. Ожидалось, что данная методика обеспечит существенное улучшение качества и разрешенности сейсмического изображения разреза и детальное изучение геологического строения подсолевого карбонатного резервуара высотой более 1500 м. Однако, не был учтен опыт ранее выполненных проектов сейсморазведки в Прикаспийской впадине, что взрывные скважины необходимо бурить глубже слоя синих глин. Сравнение полевых сейсмограмм 1999 г. и 2010 г. показало незначительные различия в сейсмических записях и амплитудно-частотных спектрах. Возможно поэтому результаты новой 3Д сейсморазведки оказались недостаточно информативными и необеспечившими решение целевых задач исследований (из неофициальных источников).

При изучении трехмерных сложнопостроенных сред необходимо правильно определить параметр азимутальности 3Д сейсморазведочных наблюдений. На глубинном кубе PSDM, полученном по данным высокоплотной полноазимутальной 3Д сейсморазведки (рисунок 4, а), сейсмическое изображение среды значительно лучше по всей глубине разреза, включая выделение целевых карбонатных объектов, в сравнении с результатом узкоазимутальной 3Д сейсмосьемки (рисунок 4, б) [10].

Методика высокоразрешающей сейсморазведки (ВРС) предназначена для существенного повышения разрешающей способности сейсмической записи, при этом будут увеличены доминирующие частоты полезных отраженных сигналов и расширен частотный спектр сейсмической записи в сторону высоких частот. В методике ВРС уменьшают вес заряда и шаг между одиночными пунктами взрывов и приема до нескольких метров. К факторам, ограничивающим эффективность наземной методики ВРС, относят небольшую глубину проникания в геологическую среду высокочастотных компонент спектра сигналов и разного рода неоднородности в приповерхностной и верхней частях разреза, компенсировать искажающее влияние которых проблематично в процессе обработки данных ВРС [11].

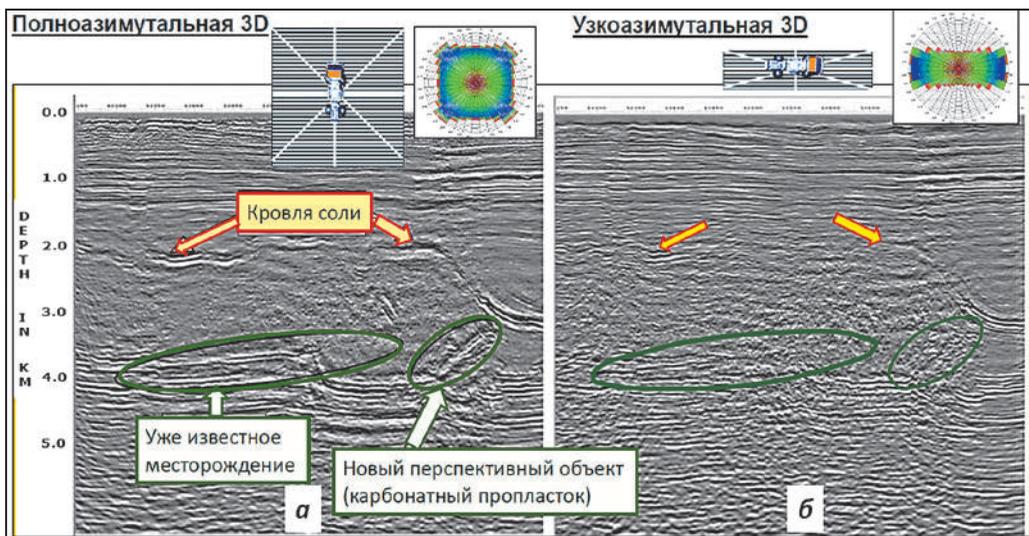


Рисунок 4 – Сравнение 3Д сейсмосьемок: а - полноазимутальной ультра-высокоплотной, б - узкоазимутальной высокоплотной

Более благоприятными для ВРС являются морские условия проведения сейсмосьемки, где практически идентичные условия возбуждения и регистрации сейсмических колебаний, и при относительно ровной поверхности дна. Сравнение временных разрезов ОГТ 2Д морской среднечастотной сейсморазведки (1995 г., «Western Geophysical») и дублирующего профиля 2Д ВРС (2007 г., ООО «PGS-Хазар», экспресс-обработка «Paradigm Geophysical») показывает, что на результатах морской 2Д ВРС существенно повышена разрешенность сейсмической записи и значительно улучшено прослеживание отражений, характеризующих внутреннее строение потенциально продуктивных юрского и мелового комплексов отложений (рисунк 5). Основные параметры морской ВРС: общий объем группы пневмопушек 376 куб. дюймов, шаг ПВ – 12,5 м, регистрация на стримере пьезоприемниками с шагом 6,25 м (в ближней зоне до 900 м) и 12,5 м (в дальней зоне до 1500 м), кратность ОГТ $N=36/60$. На разрезе ВРС (рисунк 5, б) амплитудно-частотный спектр расширился в сторону высоких частот в ~2 раза и доминирующие частоты отраженных волн увеличились от 50-60 Гц на разрезе ОГТ до 60-75 Гц, по сравнению с разрезом ОГТ среднечастотной сейсморазведки (рисунк 5, а). Тем не менее, в проектах морской сейсморазведки при разведке юрско-меловых структур продолжают применять методику среднечастотной сейсморазведки, для которой параметры системы наблюдений были определены по данным ОМР (1995 г.), направленных на изучение подсолевого палеозойского комплекса отложений.

На основе рассмотренных примеров зависимости качества результатов 3Д сейсморазведки от плотности и кратности полевых сейсмических наблюдений сделаем следующие выводы:

1. Эффективность и результативность 3Д сейсморазведки возрастают при повышении плотности, кратности и широкоазимутальности сейсмосьемки, а также применении современных сейсмоприемников и многоканальных систем регистра-

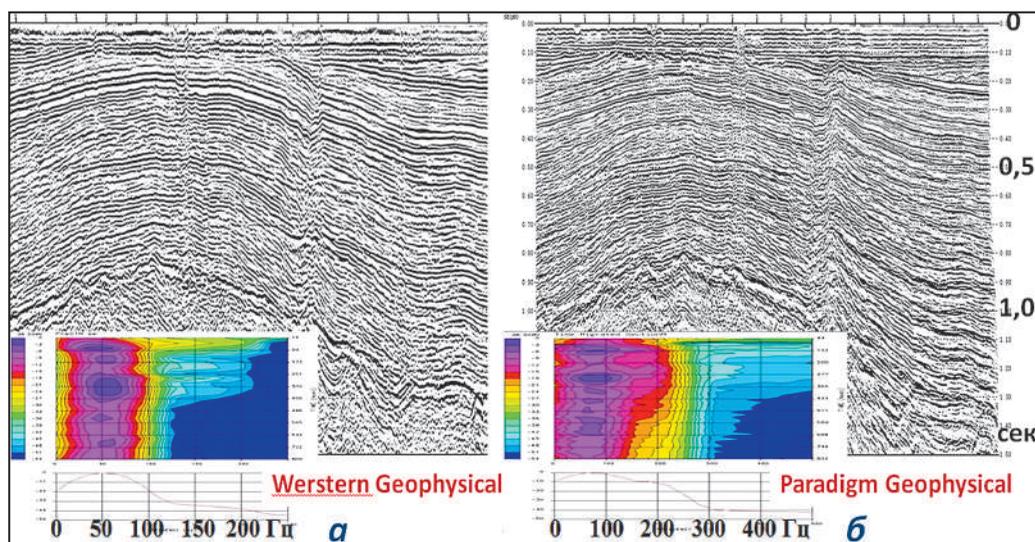


Рисунок 5 – Сравнение морской сейсморазведки: а – среднечастотная ОГТ, б – ВРС (из материалов ТОО «Курмангазы Петролеум»)

ции, что обеспечит решение целевых задач исследований в условиях трехмерных сред. На основе повышенного качества сейсмического изображения среды будут уменьшены риски бурения разведочных и эксплуатационных скважин. Применение узкоазимутальной высокоплотной 3Д сейсморазведки может оправдано при относительно простом строении геологического разреза;

2. Среднечастотный состав и разрешающая способность сейсмической записи на данных высокоплотной широкоазимутальной 3Д сейсморазведки в основном определяются характеристиками источников возбуждения и в меньшей степени зависят от характеристик современных сейсмоприемников (вибраторы обычно возбуждают сейсмические колебания в полосе частот от 8-10 Гц до 90-120 Гц);

3. Применение методики морской высокоразрешающей сейсморазведки (ВРС) существенно повысит разрешающую способность сейсмической записи.

О ЗАВИСИМОСТИ ЭФФЕКТИВНОСТИ ТЕХНОЛОГИЙ ОБРАБОТКИ СЕЙСМОДАНЫХ ОТ БАЗОВЫХ МАТЕМАТИЧЕСКИХ МОДЕЛЕЙ СРЕДЫ

Основной целью цифровой обработки полевых сейсмоданных является получение сейсмического изображения среды, с теми соотношениями Сигнал/Помеха и разрешающей способностью сейсмической записи, которые обеспечивают решение задач изучения строения геологического разреза и прогнозирование вещественного состава и физических параметров отложений. Программные технологии обработки по методике ОГТ данных сейсморазведки постоянно совершенствуются, при этом отмечают отставание в развитии этих технологий для обработки и интерпретации данных высокоплотной широкоазимутальной 3Д сейсморазведки [10]. Информативность сейсморазведки методом ОГТ, включая этап обработки сейсмоданных, достигла или близка к пределу своих возможностей, о чем косвенно свидетельствуют факты уменьшения количества открытий новых месторождений УВ и снижении объемов добычи нефти, несмотря на известный прогресс в современных методах и технологиях ГРП, это было отмечено в 1-й части статьи.

Эффективность обработки сейсмоданных зависит от базовых математических моделей среды. В основе сейсморазведочного метода ОГТ лежит математическая модель среды с плоскими субгоризонтальными границами раздела, положительным вертикальным градиентом средней скорости распространения сейсмических волн и упрощенной гиперболической формой годографа отраженной волны (Модель МОГТ). Технология PSDM увеличивает эффективность обработки сейсмоданных в условиях сложнопостроенных сред, которые могут быть описаны задаваемой глубинно-скоростной моделью (Модель PSDM). При этом качество результатов PSDM зависит от степени адекватности параметров Модели PSDM строению изучаемой среды, что также является основной задачей кинематической интерпретации данных сейсморазведки [12, 13]. Ниже кратко рассмотрим математическую основу технологии Мультифокусинг (МФ) и практические результаты обработки сейсмоданных в разных сейсмогеологических условиях, в сравнении с результатами обработки по стандартной методике ОГТ.

Технология Мультифокусинг предназначена для существенного улучшения качества сейсмических изображений среды, в т.ч. результатов обработки сейсмо-

данных по технологии PSDM. В основе метода МФ лежит оригинальное математическое решение, описывающее форму фронта отраженной волны для широкого класса моделей среды, с учетом волновой природы формирования отраженного сигнала в пределах 1-й зоны Френеля (Б. Гельчинский, 1992 г. А. Беркович и др., 1994 г.). В методе МФ формула, описывающая фронт отраженной волны, включает три параметра по осям X и Y : угол β подхода волны к центральной точке и радиусов кривизны двух фундаментальных волновых фронтов – R_{CRE} и R_{CEE} . При обработке 2Д сейсмоданных рассчитываются 3 указанных параметра МФ, а для 3Д сейсмоданных – 8 параметров МФ. Формирование сейсмограмм МФ выполняется из трасс обработанных сейсмограмм ОГТ в пределах «супербазы» в центральной части 1-й зоны Френеля, размер которой увеличивается с глубиной и временем регистрации отраженных сигналов. В результате кратность сейсмограмм МФ на 1-2 порядка больше кратности исходных сейсмограмм ОГТ, что увеличивает статистический эффект суммирования сигналов от 5-7 раз в верхней и до 12-15 раз в нижней частях разреза. Формула ввода кинематических поправок МФ приводит к практически идеальному спрямлению отраженных волн на сейсмограмме МФ, сформированной из сейсмограмм ОГТ (рисунки 6, а), при этом на удаленных трассах отсутствуют кинематические «растяжки» записи (рисунки 6, б). Собственно обработка сейсмоданных методом МФ заключается в переборе всех сочетаний параметров МФ и расчете коэффициентов когерентности выделяемых волн, что требует применения супермощных компьютерных систем. По главному максимуму многопараметрической функции когерентности определяют параметры МФ для каждого элемента отраженных волн вдоль всего профиля [14, 15].

На суммарных разрезах и кубах МФ, полученных в разных сейсмогеологических условиях, наблюдается значительное повышение качества сейсмического изображения прослеживание основных и энергетически слабых второстепенных отражающих горизонтов, характеризующих внутреннее строение продуктивных комплексов отложений, а также отражений в верхнем интервале накопления кратности ОГТ. Также улучшается выделение тектонических нарушений и обеспечивается сохранение относительных амплитуд на результатах МФ, количественные оценки соотношения Сигнал/Помеха (С/П) увеличиваются в среднем до 2-3 раз и более, а разрешенность записи – до 10-15%.

В процессе получения суммарных временных разрезов и кубов МФ формируется набор параметров МФ, рассчитанных для всех элементов поля отраженных волн. Одной из функций технологии МФ является формирование набора улучшенных (MF-Enhanced) сейсмограмм МФ с повышенным отношением Сигнал/Помеха, на основе рассчитанных параметров МФ и при частичном когерентном суммировании записей на сейсмограммах ОГТ (рисунки 6, б и в). При формировании улучшенных сейсмограмм МФ параметры системы наблюдения могут задаваться совпадающими или отличающимися от местоположения трасс на исходных сейсмограммах ОГТ [16]. На сейсмической записи улучшенных сейсмограмм МФ выделяются все отраженные и дифрагированные волны, в т.ч. с негиперболической формой годографов, при этом отсутствуют низко- и среднескоростные линейные волны-помехи, которые были пропущены при стандартной обработке по методике ОГТ, а также обеспечено сохранение относительных амплитуд и более точное определение времен прихода отраженных волн (рисунки 6, в, г).

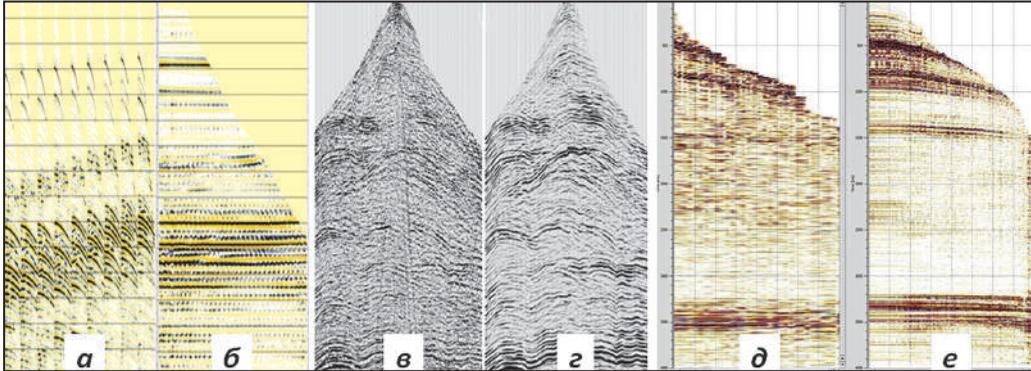


Рисунок 6 – Сравнение сейсмограмм ОГТ и МФ: а, в, д – сейсмограммы ОГТ, б – сейсмограмма МФ после ввода кинематических поправок, г, е – улучшенные сейсмограммы МФ

В начальный период обработки с применением технологии МФ были отмечены как преимущества, так и недостатки: большая чувствительность метода МФ и возможность выделения помех, снижение латеральной разрешенности на разрезах МФ за счет улучшения соотношения С/П, высокие стоимость и ресурсоемкость [17]. В процессе совершенствования методики обработки МФ указанные недостатки, за исключением ресурсоемкости, были сняты, включая значительное снижение стоимости.

Приведем отличительные свойства (преимущества) технологии Мультифокусинга:

1. Значительное увеличение статистического эффекта накапливания сигналов и направленности системы при суммировании сейсмических записей и в сейсмограммах МФ, сформированных по принципу общности 1-й зоны Френеля;
2. Сохранение исходной разрешенности сейсмической записи, из-за отсутствия эффекта растяжения записи на удаленных трассах после ввода кинематических поправок и последующего суммирования вдоль фронтов отраженных волн, соответствующих оптимальному сочетанию параметров МФ. Это повышает точность анализа сейсмических скоростей и «динамического» анализа сейсмической записи;
3. Учёт локальной негиперболичности годографов отраженных волн и более точная оценка времен вступления отраженной волны, что важно для повышения качества сейсмического изображения в условиях сложнопостроенных сред;
4. Обработка сейсмограмм МФ и ОГТ может выполняться в условиях сложного рельефа местности, где выполняются сейсмические наблюдения;
5. Повышение качества результатов PSDM за счет использования улучшенных сейсмограмм МФ до суммирования и формирования более достоверной Модели PSDM по улучшенному суммарному разрезу или кубе МФ;
6. Дополнительная обработка по методике ОГТ улучшенных сейсмограмм МФ для улучшения сейсмических изображений на результативных разрезах и кубах МФ.

Эффективность технологии Мультифокусинг в зависимости от кратности ОГТ. Сравним суммарный разрез ОГТ с кратностью $N=120$ (предгорья Канады) с вариантами суммарных (без миграции) сейсмических разрезов МФ, полученных с прореживанием исходных сейсмограмм ОГТ с кратностью $N=120, 60, 30$. На всех вариантах разрезов МФ качество изображений существенно выше, чем на разрезе

ОГТ, что подтверждает эффективность свойства «увеличение статистического эффекта накапливания сигналов и эффекта направленности системы» в технологии МФ (рисунок 7). Незначительное ухудшения изображения наблюдаются в верхнем интервале накопления кратности МФ, при кратности исходных сейсмограмм ОГТ $N=30$, остальные геологические особенности на сейсмической записи сохранены в полной мере (рисунок 7). Данный пример свидетельствует об избыточности информации на исходных сейсмограммах ОГТ и позволил сделать вывод о возможности, в рассматриваемом случае, уменьшения кратности перекрытия ОГТ с $N=120$ до $N=60$ за счет разряжения пунктов возбуждения, при этом на результирующем разрезе МФ было получено высококачественное изображение разреза. Экономия такого проекта сейсморазведки может составить до 30%, при росте производительности полевой сейсмосьемки [15].

Для учета фактической топографии рельефа сейсмосьемки и статических поправок, при обработке по методикам ОГТ и МФ (рисунок 7, 9, 2 и 12, 1) была применена программная разработка «Geomage Statics and MultiFocusing© Imaging» («Geomage, LTD»).

Применение технологии МФ по 3Д сейсмоданным (1991 г.) с очень низкой кратностью перекрытия ОГТ $N=12$, обеспечило существенное повышение качества сейсмического изображения среды, в условиях развитой солянокупольной тектоники Прикаспийской впадины (из материалов «Geomage, LTD»).

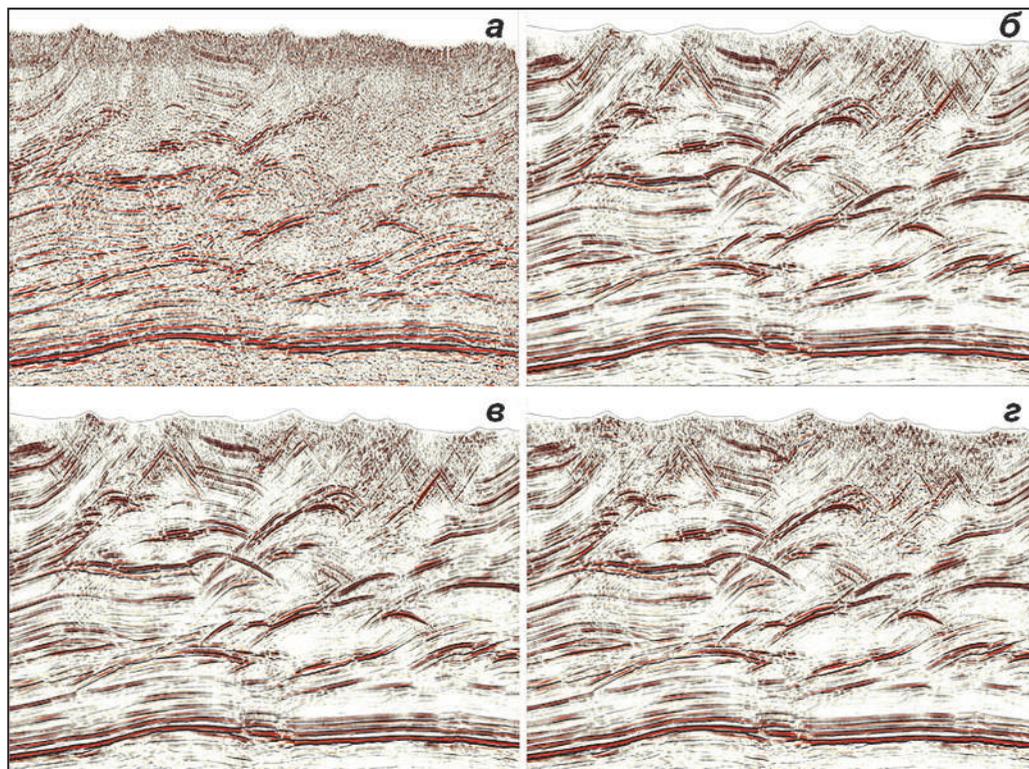


Рисунок 7 – Влияние на результаты МФ уменьшение кратности сейсмограмм ОГТ:
 а – разрез ОГТ $N=120$, разрезы МФ с кратностью: б – $N=120$, в – $N=60$, з – $N=30$

На мигрированном суммарном кубе МФ (рисунок 8, б) наблюдается значительное улучшение прослеживания отражающих горизонтов, по сравнению с кубом ОГТ (рисунок 8, а):

- опорных отражающих горизонтов по всей глубине разреза, включая верхний интервал накопления кратности ОГТ, а также под соляным куполом, причем без применения глубинной миграции до суммирования PSDM;
- энергетически слабых второстепенных отражений, выделение которых проблематично при стандартной обработке ОГТ. Эти отражения характеризуют внутреннее геологическое строение потенциально перспективных в отношении нефтегазности надсолевого, соленосного и подсолевого осадочных комплексов;
- существенно изменилось изображение соляного купола, на котором уверенно выделился соляной карниз, что необходимо будет учесть при обработке PSDM.

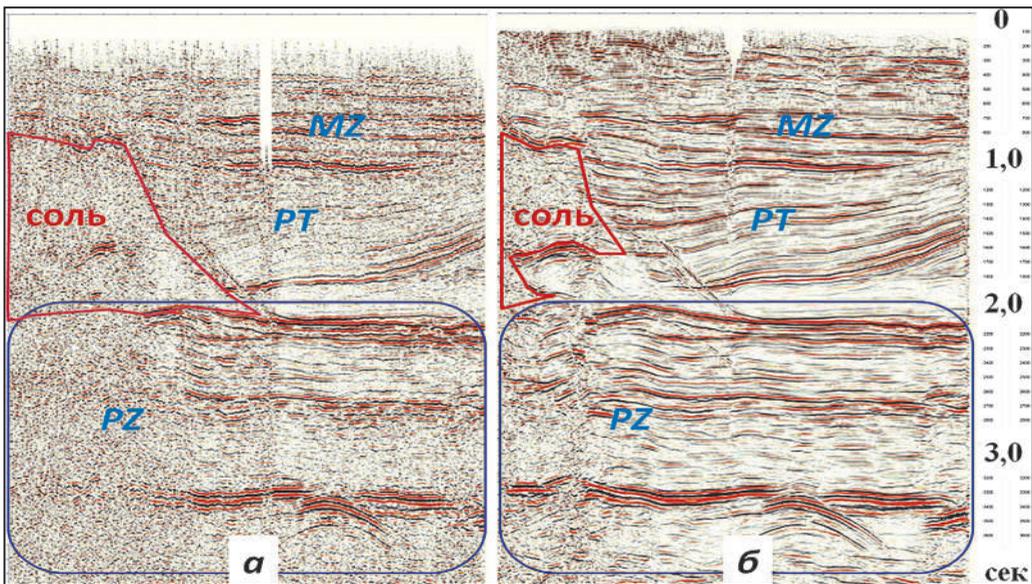


Рисунок 8 – Сравнение сечений Inline кубов PostSTM:
а – стандартная обработка ОГТ; б – с применением Мультифокусинга

Задачи разведки и детального изучения геологического строения неглубоко залегающих структур и ловушек нефти (глубина до 300–400 м) являются проблематичными на основе среднечастотной сейсморазведки ОГТ. Причинами низкого качества освещения верхней части разреза (ВЧР) на разрезах и кубах ОГТ являются: (1) интервал накопления кратности ОГТ от 1 до проектной; (2) большие интервалы между линиями возбуждения и приема, которые в 5–10 раз превышают шаги между пунктами возбуждения (ПВ) и приема (ПП). Верхние интервалы сейсмических разрезов ОГТ, полученных в Прикаспийской впадине (рисунок 9, 1, а, нефтяной резервуар на глубине 60–70 м) и в предгорьях Канады (рисунок 9, 2, а), практически не освещаются в поле отраженных волн. После применения технологии МФ качество сейсмических изображений в рассматриваемых интервалах существенно улучшилось (рисунок 9, б), в т.ч. за счет учета пересеченного рельефа поверхности наблюдений в предгорьях Канады (рисунок 9, 2, б).

Латеральная разрешенность сейсмической записи на результатах МФ находится в зависимости от размера «супербазы», определяемого в процентах от размера 1-й зоны Френеля, который увеличивается с глубиной. При задании данного параметра МФ в пределах 1/3 от размера 1-й зоны Френеля получим оптимальный баланс между латеральной разрешенностью сейсмической записи и статистическим эффектом накапливания сигналов (кратность сейсмограммы МФ). На мигрированном разрезе МФ (рисунком 10, б), полученного по сейсмоданным морской сейсморазведки, демонстрируется улучшение качества прослеживании и разрешенности записи опорных и вспомогательных отражений в юрском и меловом комплексах. Отметим значительное повышение латеральной разрешенности в вертикальных зонах характерных изображений возможных «грязевого вулкана» (синие стрелки) и «газовых трубок» (синие стрелки) [18]. Некоторое ухудшение прослеживании отражений в интервале палеоген-неогеновых отложений связано с тем, что их динамическая выразительность много слабее на фоне отражения от дна моря (желтые стрелки).

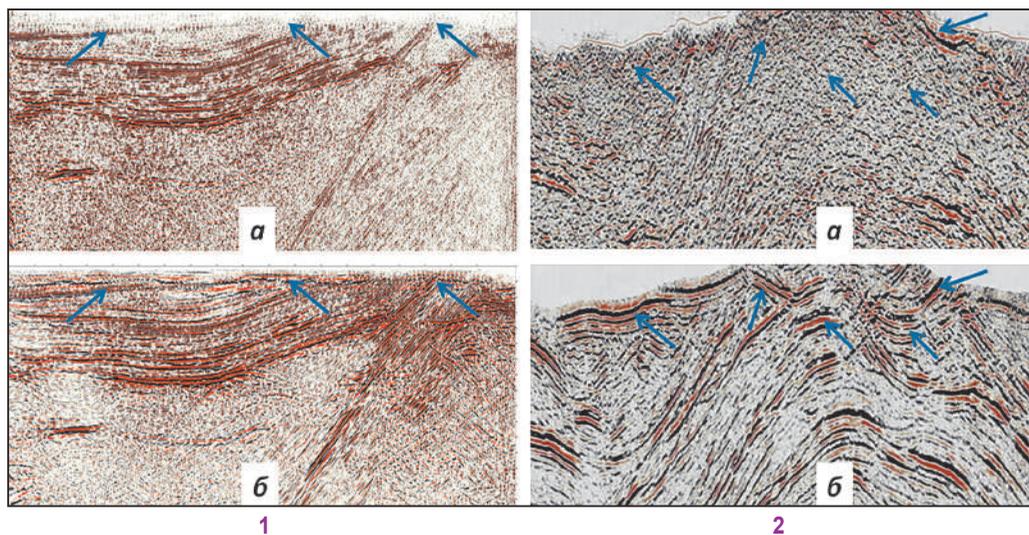


Рисунок 9 – Улучшение сейсмических изображений в ВЧР:
 1 – условия Прикаспийской впадины; 2 – предгорье (провинция British Columbia, Канада)
 а - суммарный разрез ОГТ; б - суммарный разрез МФ (из материалов «Geotage, LTD»)

Повышение эффективности технологии PSDM на основе результатов Мультифокусинга. В первой части статьи было отмечено, что эффективность PSDM существенным образом зависят от адекватности сформированной глубинно-скоростной модели (Модель PSDM) строению изучаемой среды [12, 13]. Формирование начального приближения Модели PSDM выполняется по временному или мигрированному разрезу или кубу ОГТ, на которых прослеживание целевых отражающих горизонтов ухудшается вплоть до полной их потери, по мере усложнения строения геологического разреза и увеличения негиперболичности годографов отраженных волн. Если Модель PSDM будет содержать значимые погрешности геометризации границ раздела, тектонических нарушений и пластовых скоростей, то в процессе итеративной обработки PSDM минимизировать такие погрешности будет проблема-

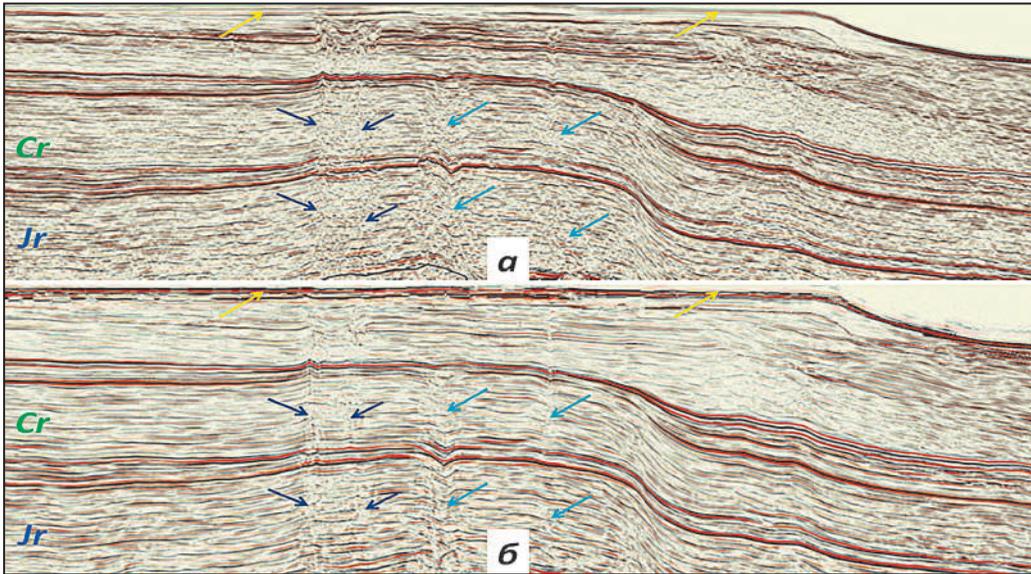


Рисунок 10 – Сравнение разрешенности записи на морских сейсмических разрезах: а – стандартная обработка ОГТ; б – с применением технологии Мультифокусинг

точно. На соответствующих участках результатов PSDM сейсмическое изображение среды также будет с искажениями или не содержать целевых отражений, что не обеспечит решение целевых геологических задач исследований.

Для существенного повышения качества сейсмических изображений на результативных разрезах и кубах PSDM рекомендуем: (1) формировать начальный вариант Модели PSDM по более полному и качественному сейсмическому изображению среды на разрезах или кубах МФ; (2) использовать в качестве входных данных PSDM улучшенные сейсмограммы МФ [16, 17]. Отметим, что на результатах PSDM и PSTM, полученных по улучшенным сейсмограммам МФ, может наблюдаться некоторое уменьшение разрешенности записи в сравнении с суммарными или мигрированными разрезами и кубами МФ. Это связано с алгоритмом ввода кинематических поправок в технологиях миграции PSDM и PSTM, приводящему к растяжению сейсмической записи на удаленных трассах.

Использование улучшенных сейсмограмм МФ в качестве входных данных в технологии PSDM. На рисунке 11 сравниваются сейсмические изображения на кубах PSDM при стандартной глубинной миграции по сейсмограммам ОГТ и по улучшенным сейсмограммам МФ. Для чистоты эксперимента была использована одна и та же Модель PSDM. Использование улучшенных сейсмограмм МФ значительно улучшило сейсмическое изображение на кубе PSDM (рисунок 11, б), что демонстрируется на вертикальных сечениях и горизонтальном слайсе на уровне подсолевого опорного горизонта Π_3 . При этом количественные оценки С/П в среднем увеличились до 2-3 раз и разрешенность записи – до 10-15%, по сравнению с результатом стандартной обработки PSDM (рисунок 11, а).

Опция «**Вычитание многократных волн-помех**» в технологии Мультифокусинг реализована на основе: скоростного анализа атрибутов МФ, формирования

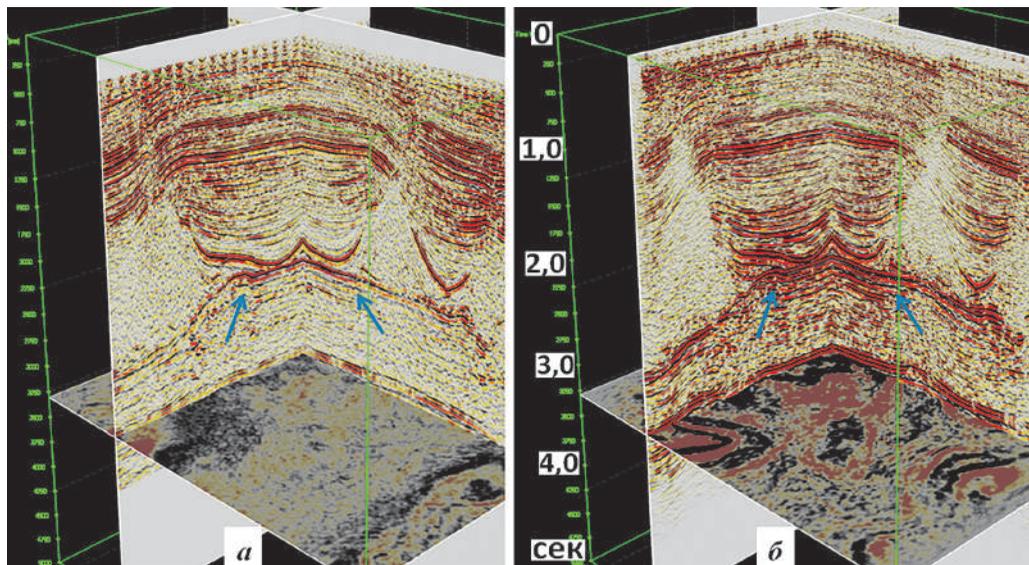


Рисунок 11 – Сравнение сечений кубов PSDM: а – предыдущая стандартная обработка; б – по улучшенным сейсмограммам МФ

модели многократных волн и процедуры адаптивного вычитания отфильтрованных предсказанных кратных волн из сейсмической записи на улучшенных сейсмограммах МФ [19]. Сейсмический разрез (предгорье Карпат, материалы «Rompetrol») получен в условиях слабой дифференциации акустических свойств осадочных отложений (рисунок 12). Поэтому на большей части суммарного разреза ОГТ, отражения плохо видны на фоне нерегулярной записи (рисунок 12, 1, а). На базовом разрезе МФ существенно улучшилось изображение однократных и кратных отраженных волн, имеющих близкие параметры МФ (рисунок 12, 1, б). Сейсмическое изображение разреза заметно изменилось после применения опции «Вычитание многократных волн-помех» (рисунок 12, 1, в), но определить достоверность этого разреза можно будет при наличии данных ВСП. В другом примере (из материалов «Geomage, LTD») кратные волн энергетически значительно сильнее однократных отраженных волн, которых практически не видно в нижней части базового разреза МФ (рисунок 12, 2, б). Применение опции «Вычитание многократных волн-помех», по оценке заказчика, привело к получению более реалистичного изображения нижнего структурного этажа (рисунок 12, 2, в).

Применение «глубинной миграции после суммирования» по суммарному кубу МФ (обозначим PostSDM+МФ) рассматривается как методический прием повышающий эффективность технологии PSDM. В ряде случаев куб PostSDM+МФ может стать альтернативным результатом глубинной миграции. В представленном примере на рисунке 13 сравниваются изображения на стандартном кубе PSDM и кубе PostSDM+МФ, полученных с использованием одной и той же Модели PSDM (из материалов ТОО «Казахойл Актобе»). На кубе PostSDM+МФ наблюдается значительное улучшение (рисунок 13, б):

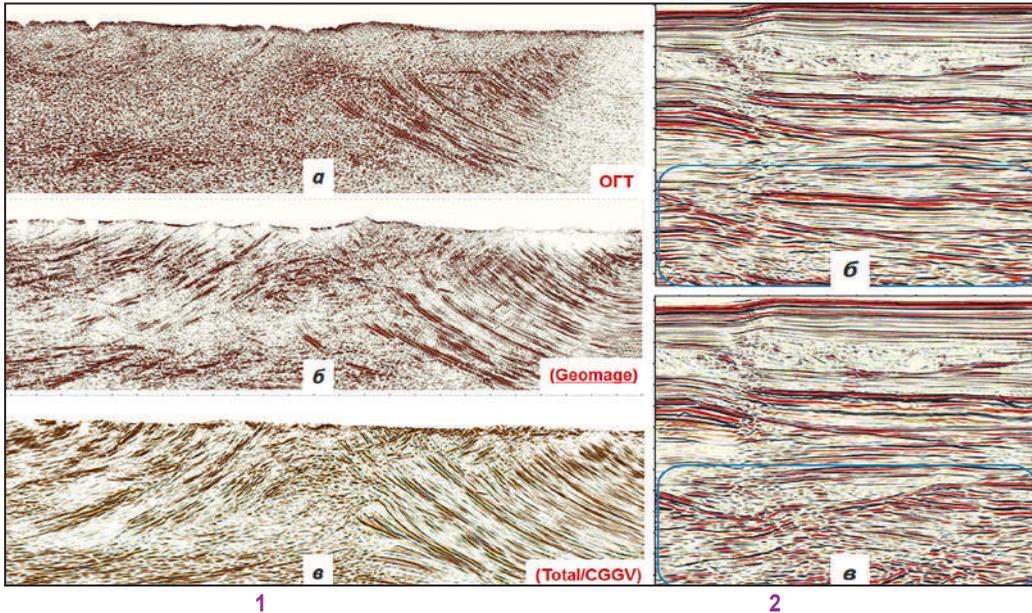


Рисунок 12 – Сравнение вариантов суммарных разрезов: 1 – однократные и кратные волн имеют близкие параметры МФ; 2 – энергия однократных волн существенно меньше, чем у кратных волн; а – стандартная обработка ОГТ; б – базовое суммирование МФ; в – после вычитания кратных волн на улучшенных сейсмограммах МФ

- качества прослеживания основных и второстепенных отражающих горизонтов по всей глубине разреза;

- изображения блокового строения подсолевого карбонатного нефтяного месторождения;

- разрешенности записи и детальность изображения внутреннего строения продуктивного интервала каменноугольного комплекса отложений;

- изображения соляного купола, которое трансформировалось из трапециевидной формы на кубе PSDM (рисунок 13, а) в грибовидную на кубе PostSDM+МФ (рисунок 13, б).

На кубе PSDM, представляемом в глубинном масштабе, сейсмическая запись с глубиной становится все более низкочастотной. Для повышения надежности прослеживания отражающих горизонтов могут применять полосовую фильтрацию или частотно-зависимые процедуры. Указанное приводит к ухудшению разрешенности записи, что может сделать невозможным изучение внутреннего строения перспективного подсолевого комплекса отложений (оранжевые стрелки на рисунке 13, а).

Применение опции «Мультифокусинг после суммирования» существенно повышает качество сейсмических разрезов «старых» сейсмических профилей, отработанных более 30 лет назад. По этим профилям в фондах сохранились суммарные или мигрированные сейсмические временные разрезы ОГТ на бумаге (фотобумаге). За давностью лет трудно рассчитывать на сохранность «старых» суммарных разрезов ОГТ и полевых сейсмических записей в электронном (цифровом) виде на магнитных носителях с тем, чтобы без потери информации их переобработать и выполнить переинтерпретацию. Практические результаты оцифровки с фотобумаги в стандартный формат SEG-Y суммарных разрезов ОГТ (около 3000 пог. км) и вы-

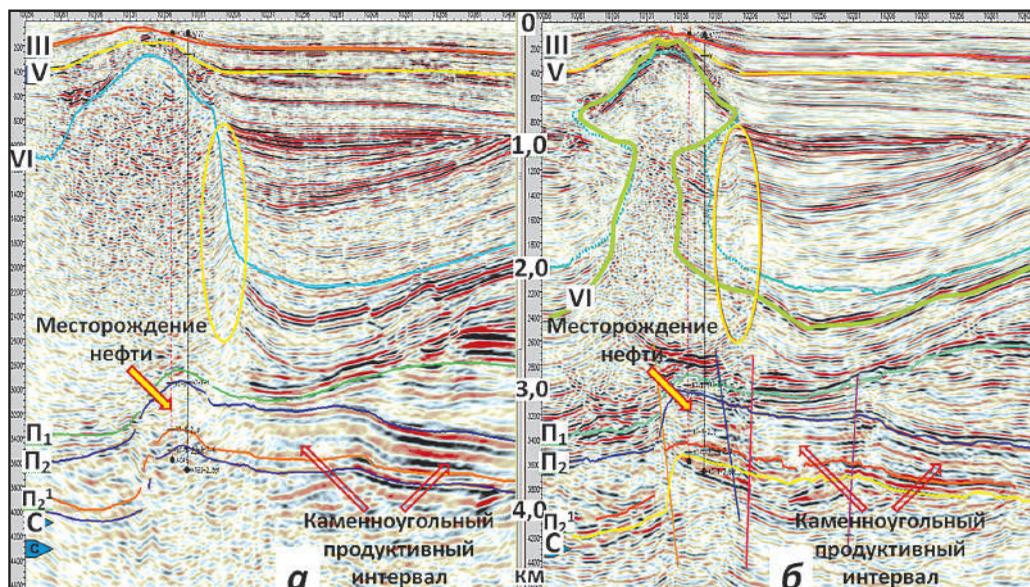


Рисунок 13 – Сравнение сечений кубов: а – стандартная обработка PSDM, б – глубинная миграция PostSDM суммарного куба МФ

полнения постобработки показывают, что качество восстановленных сейсмических разрезов ОГТ близко к оригиналам на фотобумаге или немного лучше.

На результатах «Мультифокусинг после суммирования» существенно повышается (до 2-3 раз по количественным оценкам С/П) качество сейсмического изображения на восстановленных или сохранившихся в электронном виде «старых» сейсмических разрезах или кубах ОГТ (рисунок 14). На таких улучшенных изображениях среды и прослеживания опорных и второстепенных отражающих горизонтов могут быть выявлены новые структурные и неструктурные перспективные ловушки УВ, которые ранее не были обнаружены на «старых» сейсмических разрезах. Отметим, что также на результатх «Мультифокусинга после суммирования» будет улучшено выделение тех волн-помех, которые не были удалены в процессе прежней обработки.

Данный пример и другие результаты подтверждают эффективность «Мультифокусинга после суммирования». Применение данной опции улучшит сейсмическое изображение среды, т.е. повысит геологическую информативность данных сейсморазведки прошлых лет, которая также повысит коммерческую привлекательность малоизученных территорий и будет полезна в действующих проектах разведки.

Аналогичные работы по оцифровке и восстановлению сейсмических разрезов ОГТ прошлых лет описаны в статье [20], где также предполагается возможность выполнения «динамического» анализа по восстановленной сейсмической записи. Но будут ли эти результаты иметь высокий коэффициент корреляции со скважинными данными?

Известные положительные результаты «динамического» анализа данных 3Д и 4Д сейсморазведки были получены в благоприятных сейсмогеологических условиях и при применении современных методик и технологий полевой сейсмосъемки. Во

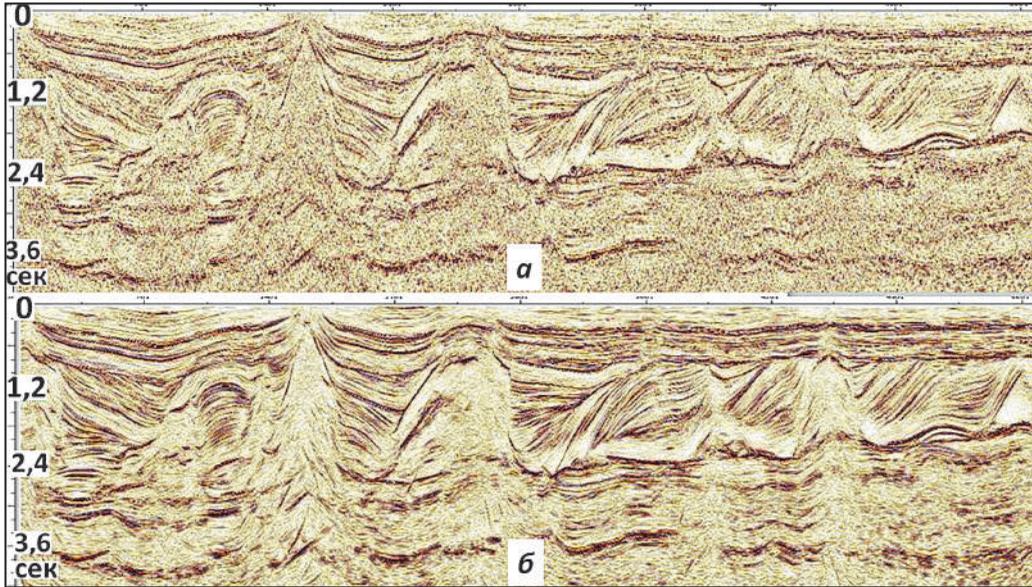


Рисунок 14 – Улучшение сейсмического изображения восстановленного сейсмического профиля: а – сейсмический разрез ОГТ; б – с применением «Мультифокусинга после суммирования»

многих других случаях проблематично обеспечить требования к качеству сейсмических записей даже при применении самых современных технологий полевых сейсмозъемок и последующей цифровой обработки. Отметим, что в настоящей статье делается акцент на том, что для реального повышения достоверности результатов «динамического» анализа необходимо иметь соответствующее соотношение Сигнал/Помеха и разрешающую способность на записях до и после суммирования (миграции). Этим требованиям вряд ли отвечают данные 2Д сейсморазведки прошлых лет с кратностью ОГТ $N=12, 24$.

Таким образом, эффективность технологии Мультифокусинг наглядно показана на приведенных примерах (рисунок 8-14), полученных по 2Д/3Д сейсмоданным в разных сейсмогеологических условиях и по разным методикам полевой сейсмозъемки. Совокупность отличительных свойств МФ обеспечивает существенное улучшение качества и разрешенности сейсмических изображений по всей глубине разрезов МФ: (1) при пониженной кратности исходных сейсмограмм ОГТ, в т.ч. в верхней части разреза; (2) при вычитании кратных волн, которые не были подавлены при стандартной обработке по методике ОГТ; (3) на восстановленных суммарных разрезах ОГТ. Кроме того, на основе результатов МФ, включая улучшенные сейсмограммы МФ, значительно повышается эффективность и достоверность результатов технологии глубинной миграции до (PSDM) и после суммирования (PostSDM).

КАЧЕСТВО СЕЙСМИЧЕСКОГО ИЗОБРАЖЕНИЯ СРЕДЫ И РАСШИРЕНИЕ КРУГА ГЕОЛОГИЧЕСКИХ ЗАДАЧ

Все более актуальными становятся задачи выявления неантиклинальных (неструктурных) ловушек в нефтегазоносных бассейнах, которые разделяют по типам

ловушек, генетическим группам и формирующим процессам и с которыми связывают прирост углеводородного потенциала [21, 22, 23]. Также возрастает внимание к изучению геологического строения и оценки перспектив нефтегазоносности глубоко залегающих палеозойских отложений в Западной Сибири, Прикаспийской впадине и других осадочных бассейнах [23, 24, 25, 26 и др.]. Достоверность решения геологических задач разведки и доразведки месторождений УВ во многом зависит от качества сейсмического изображения среды на результатах сейсморазведки методом ОГТ в поле отраженных волн и от достоверности скоростной модели среды, формируемой по опорным скважинным данным (ГИС и ВСП). Выявление неантиклинальных ловушек выполняют по характерным особенностям рисунков сейсмического изображения на основе знаний петрофизических свойств пород, условий осадконакопления и другой геологической информации об изучаемых комплексах отложений [6, 27].

Для повышения эффективности разведки структурных и неструктурных ловушек УВ применяют комплексный анализ полей отраженных волн, формирующихся на протяженных границах раздела, и дифрагированных волн, которые образуются на локальных геологических объектах и разномасштабных акустических неоднородностях: контактах слоев с разломами или с другими слоями, в зонах трещиноватости, каверно- или карстообразования и пр. В данной статье приведены примеры существенного повышения качества сейсмического изображения среды при применении технологий «Мультифокусинг» и «Дифракционный Мультифокусинг» (ДМФ). Преимуществом технологии ДМФ перед альтернативными технологиями является то, что фокусирование энергетически слабых дифрагированных волн основано на использовании улучшенных сейсмограмм МФ и параметров МФ, включая учет негиперболичности годографов в условиях сложнопостроенных сред, которые были получены в результате базовой обработки МФ. На результатах ДМФ дифрагированные волны представляются в виде локальных амплитудных аномалий (аномалии ДМФ), которые показывают на наличие в разрезе локальных акустических неоднородностей [14, 28, 29, 30].

Выявление структурных и неантиклинальных ловушек УВ в Прикаспийской впадины. В статье [23] рассмотрены примеры крупных седиментационных структур карбонатного (массивы) и терригенного (конуса выноса) состава, а также седиментационно-эрозионные типы ловушек в глубоко залегающих подсолевых палеозойских отложениях. Выявление этих ловушек на удовлетворительного качества сейсмических разрезах следует отнести к геологической интерпретации, основанной на большом опыте, знаниях и интуиции геологов. Применение технологии Мультифокусинг существенно повышает качество и детальность сейсмического изображения среды, следовательно, и достоверность выявления глубоко залегающих перспективных палеозойских структур и объектов [27, 30].

Как уже отмечалось, изучение внутреннего строения подсолевого палеозойского комплекса отложений, в котором слои характеризуются незначительной акустической дифференциацией, осложнено в поле нерегулярных и динамически слабых второстепенных отражений на результатах метода ОГТ. Так, на глубинном разрезе предыдущей обработки PSDM (рис. 15, а) в интервале девонских отложений наблюдаются лишь

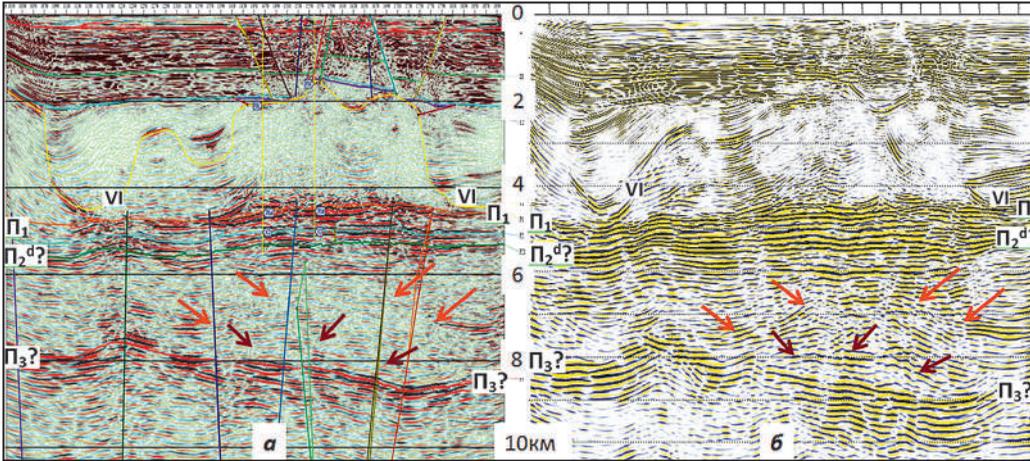


Рисунок 15 – Выделение антиклинального объекта в подсолевом палеозойском комплексе отложений: а – предыдущая обработка; б – с применением Мультифокусинга

отдельные отражающие площадки, по которым невозможно судить об особенностях строения девонских отложений. Использование улучшенных сейсмограмм МФ значительно повысило качество сейсмического изображения по всей глубине разреза PSDM (рисунок 15, б), включая подсолевой комплекс отложений. В интервале девонского комплекса отложений достаточно уверенно стал выделяться антиклинальный объект, оконтуренный энергетически слабыми отраженными волнами (оранжевые и коричневые стрелки на рисунок 15, б), которые имеют характерные угловые несогласия с опорными отражающими горизонтами $P_2^{d?}$ и $P_3?$ и отражающими площадками в рассматриваемом доновском интервале разреза. Данный объект также был виден на других сейсмических профилях, имеющих разные азимуты.

Другие примеры выделения антиклинальных объектов в подсолевом палеозойском комплексе отложений приведены на сечениях кубов PSDM, полученных с использованием улучшенных сейсмограмм МФ (рисунок 16). Выравнивание отражающего горизонта $P_2^{c?}$ сделало более выразительным антиклинальный объект в каменноугольных отложениях (рисунок 16, а). Изображения рисунков выделенных (синим контуром) объектов в каменноугольных и девонских отложениях заметно отличаются по ослаблению динамики записи от вмещающих отложений и угловыми несогласиями отражений на склонах и внутри этих объектов. Отметим, что на этих примерах не все отражения от склонов могли быть зарегистрированы из-за ограниченной площади 3Д сейсмосьемки и большой глубины залегания рассматриваемых палеозойских отложений.

Качество сейсмического изображения на мигрированном разрезе PostSTM, полученного с использованием улучшенных сейсмограмм МФ (рисунок 17, б), значительно лучше по всей глубине разреза, чем на разрезе PostSTM предыдущей обработки (рисунок 17, а). При этом повысилось качество прослеживания отражений от кровли соляного купола и соляного карниза, пермотриасовых и подсолевых отражающих горизонтов, второстепенных отражений в толще юрских и пермотриасовых отложений. Отметим улучшение выделения следующих неантиклинальных ловушек (рисунок 17):

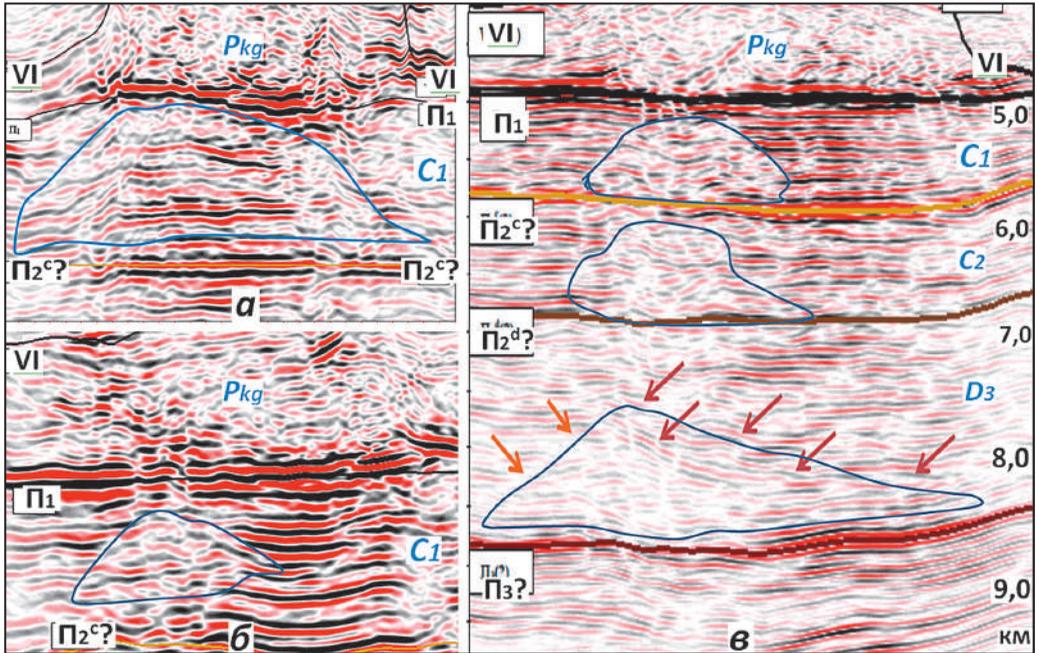


Рисунок 16 – Примеры выделения рифоподобных объектов на кубах PSDM+МФ: а, б – в верхнем карбоне; в – в верхнем карбоне и девоне

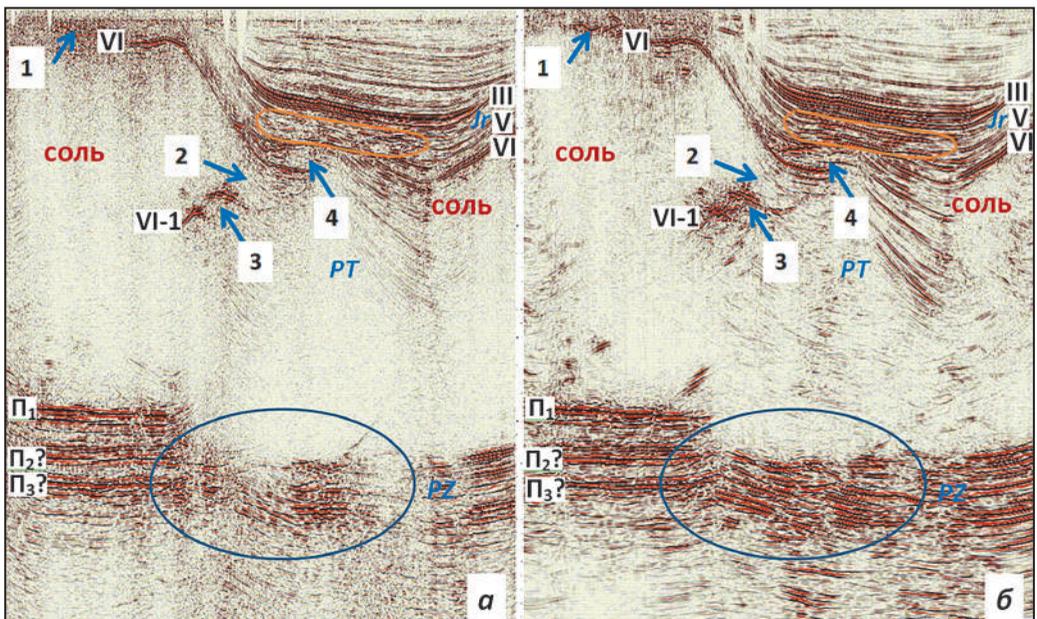


Рисунок 17 – Выделение неантиклинальных ловушек на разрезах 2D PostSTM: а – стандартная обработка, б – с применением Мультифокусинга; 1 – кровля соляного купола, 2 – соляной карниз, 3 – подкарнизная ловушка, 4 – рифоподобный объект в триасе

- 1) Локальное увеличение динамической выразительности записи на второстепенных отражениях (в оранжевом контуре) внутри толщи юрского комплекса может свидетельствовать о наличии литологической ловушки с повышенной песчанистостью;
- 2) Под соляным карнизом была выявлена продуктивная нефтяная залежь;
- 3) В интервале верхнетриасовых отложений выделился рифоподобный объект.

В условиях трехмерных сред 3Д сейсморазведка значительно повышает качество результатов обработки сейсмоданных. На кубе PSDM, полученного с использованием улучшенных сейсмограмм МФ, существенно повысилось качество сейсмического изображения по всей глубине разреза, при этом выделилось многослойное подкарнизное месторождение нефти в поле отраженных волн (рисунок 18, б), строение которого было проблематично определить на стандартном кубе PSDM (рисунок 18, а). На сечениях этих кубов PSDM вдоль подкарнизных отражений видно только одно амплитудное тектоническое нарушение. Дальнейшая обработка улучшенных сейсмограмм по технологии 3Д «Дифракционный Мультифокусинг» выделила локальные амплитудные аномалии дифрагированных волн (ДМФ), согласованный характер которых в интервале подкарнизной пермотриасовой залежи свидетельствует о наличии серии малоамплитудных тектонических нарушений (рисунок 18, в). На других участках применение МФ также повысило качество выделения отражений в подкарнизном интервале. Более широкое применение МФ в новых или существующих сейсморазведочных проектах приведет к увеличению количества выделяемых подкарнизных ловушек и детальности изучения их геологического строения.

Анализ совмещенных изображений кубов МФ (поле отраженных волн) и ДМФ (поле дифрагированных волн) (рисунок 19, а) и карты амплитудных аномалий ДМФ (рисунок 19, б), сформированной из в подсолевом интервале продуктивной карбонатной толщи, показывает, что аномалии ДМФ имеют высокую разрешенность и амплитудную дифференциацию. Наблюдается приуроченность аномалий ДМФ к: тектоническим нарушениям; отдельным отражающим горизонтам; зонам интенсивной трещиноватости, определенной по данным FMI и керну. При сопоставлении аномалий

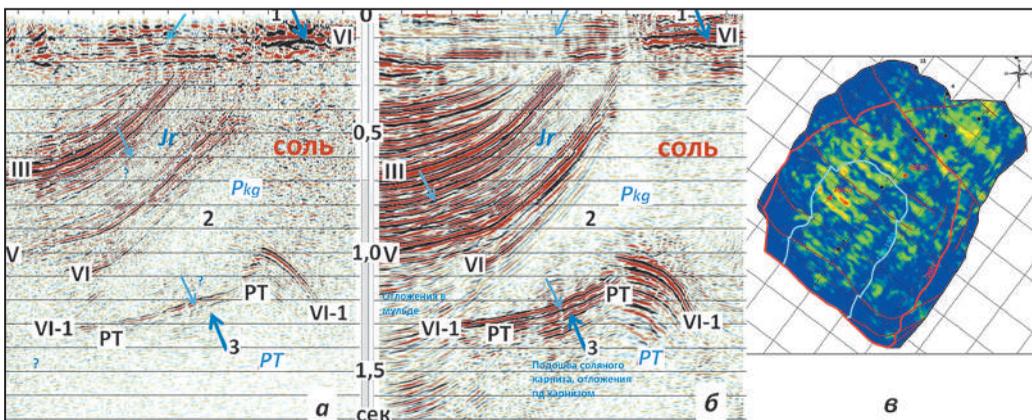


Рисунок 18 – Выделение подкарнизной многопластовой ловушки на кубах PSDM: а – стандартная обработка, б – с применением Мультифокусинга, в – карта атрибута ДМФ; 1 – кровля соляного купола, 2 – соляной карниз, 3 – подкарнизная ловушка в триасе

ДМФ и дебитов в эксплуатационных скважинах (рисунк 19, в) был получен достаточно высокий коэффициент корреляции 0,65. Это дает основание рекомендовать корректировку схемы бурения эксплуатационных скважин, с учетом местоположения аномалий ДМФ.

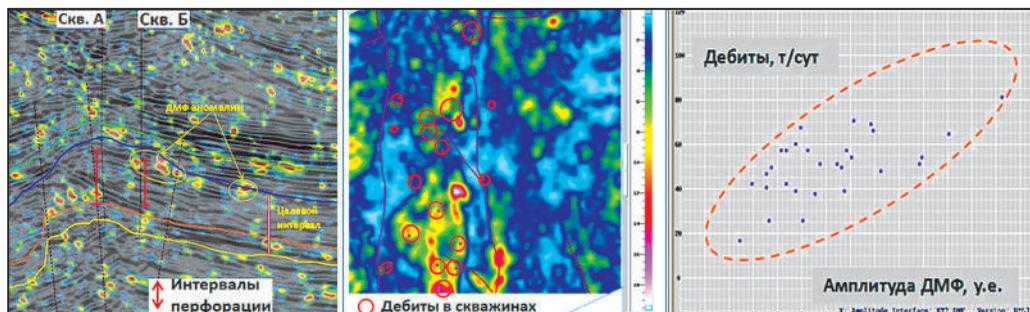


Рисунок 19 – Совместный анализ аномалий ДМФ: а – с полем отраженных волн, б – на карте амплитуд ДМФ в продуктивном интервале, в – с дебитами в эксплуатационных скважинах

При изучении баженовской свиты на месторождении нефти в Западной Сибири был получен более высокий коэффициент корреляции (0,72) аномалий ДМФ с дебитами нефти в эксплуатационных скважинах в результате совместного анализ полей отраженных и дифрагированных волн [31].

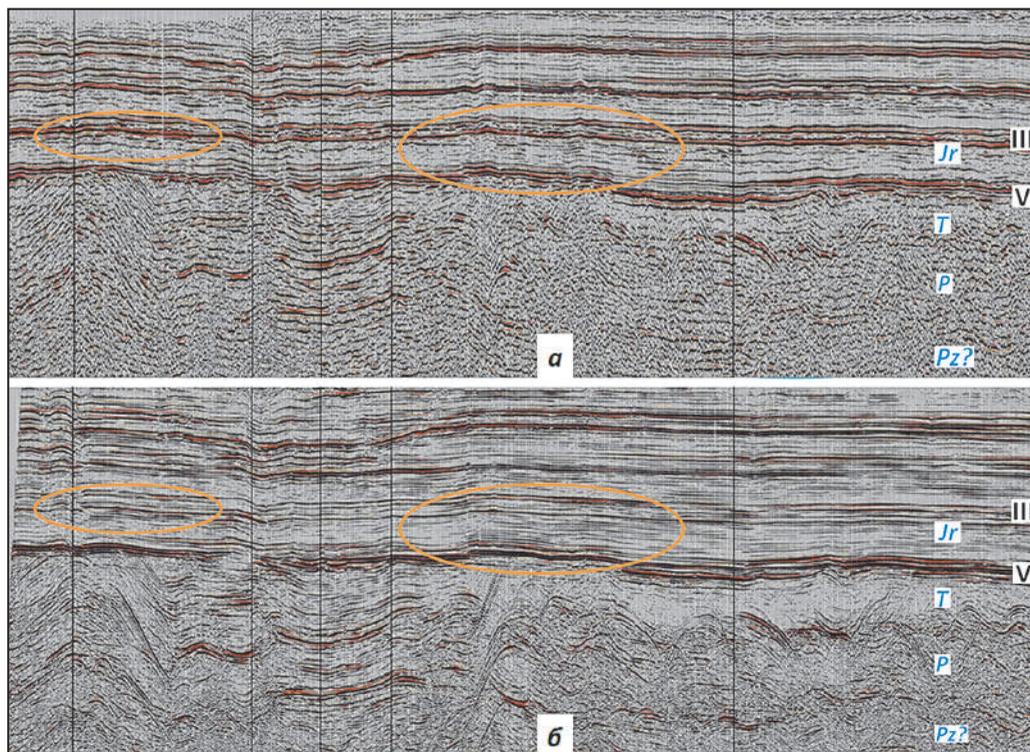


Рисунок 20 – Выделение литологических ловушек в юре и уточнение структурно-тектонического строения доюрских отложений (из материалов «Geotage LTD»): а – стандартная обработка ОГТ, б – с применением Мультифокусинга

Сейсмические разрезы, приведенные на *рисунках 20 и 21*, были получены в Западной Сибири с целью разведки структур в перспективном юрском комплексе отложений. После дополнительной обработки сейсмограмм ОГТ по технологии Мультифокусинг значительно улучшилось качество прослеживания основных и второстепенных отражений в юрско-меловых отложениях. На второстепенных отражениях в толще юрских отложений (оранжевые контуры на *рисунках 20, б и 21, б*) появились амплитудные аномалии, которые несколько смещены в пределах антиклинальных структур по горизонту III, что может свидетельствовать на наличии ловушек руслового или озерно-болотного типов.

Также необходимо отметить значительное улучшение сейсмического изображения доюрских отложений (*рисунок 20 и 21*), к которым в последние годы привлечено повышенное внимание с целью изучения перспектив нефтегазоносности [24, 28 и др.].

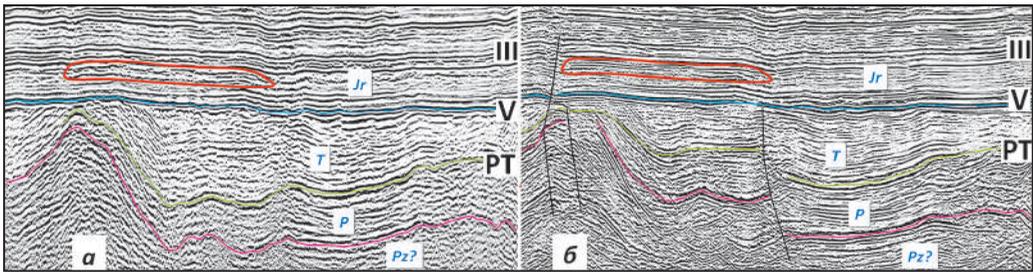


Рисунок 20 – Уточнение структурно-тектонического строения доюрских отложений (из материалов «Geotage LTD»): а – стандартная обработка ОГТ, б – с применением Мультифокусинга

ВЫВОДЫ И РЕКОМЕНДАЦИИ

1. Для решения все более усложняющихся целевых геологических задач необходимо применять наиболее эффективные сейсморазведочные методики и технологии, в основе которых лежат математические модели среды адекватные реальному геологическому строению среды.

2. Применение технологии Мультифокусинг обеспечивает значительное повышение качества сейсмического изображения среды и сейсмической записи на улучшенных сейсмограммах МФ, с сохранением относительных амплитуд. Это расширяет круг решаемых геологических задач в разных сейсмогеологических условиях, включая задачи разведки мелких и глубоко залегающих структурных и неантиклинальных ловушек УВ, в т.ч. на основе выделенных энергетически слабых второстепенных отражений, а также при прогнозировании вещественного состава отложений и параметров коллекторских свойств отложений и покрышек. На этой основе будут повышены информативность и достоверность смежных видов сейсмогеологических исследований, уменьшены неопределенности параметров в геологических и гидродинамических моделях резервуаров и снижены риски разведочного и эксплуатационного бурения.

3. Опция «Мультифокусинг после суммирования» существенно повышает качество сейсмических разрезов на ретроспективных сейсмических профилях, которые

были восстановлены (оцифрованы с бумаги) или сохранились в цифровом виде на магнитных носителях.

4. Повышение эффективности технологии глубинной миграции до суммирования (PSDM) связано с использованием результативных разрезов или кубов МФ и улучшенных сейсмограмм МФ. Также глубинный разрез или куб (PostSDM+МФ), полученный по суммарному разрезу или кубу МФ, может рассматриваться как методический прием, повышающий эффективность технологии PSDM или как альтернативный результат глубинной миграции.

5. Относительная дороговизна инновационных сейсморазведочных методик и технологий сдерживает их широкое внедрение. Применение методики сверхплотной широкоазимутальной полевой 3Д сейсморазведки повысит статистический эффект суммирования сигналов от 3-5 до 7-9 раз, в сравнении со стандартными проектами сейсморазведки и при кратном увеличении стоимости полевых сейсморазведочных проектов. Известно, что стоимость проектов сейсморазведки сопоставима со стоимостью одной разведочной скважины.

6. Применение обрабатывающих технологий Мультифокусинг и Дифракционный Мультифокусинг увеличит общую стоимость сейсморазведочного проекта до 10-20%. Расчетные оценки показывают, что применение МФ приводит к повышению качества сейсмического изображения среды за счет увеличения статистического эффекта суммирования сигналов от 5-7 раз в верхней и до 12-15 раз в нижней частях разреза, в сравнении с результатами стандартной обработки сейсмоданных по методике ОГТ. При этом количественные оценки соотношения Сигнал/Помеха увеличиваются в среднем до 2-3 раз и более, а разрешенность записи – до 10-15%.

Для более объективной оценки повышения эффективности проектов сейсморазведки за счет усложнения полевой технологии сейсмосьемки и/или применения обрабатывающей технологии Мультифокусинг необходимо выполнить специальные исследования.

7. Применение методики морской высокоразрешающей сейсморазведки обеспечит повышение детальности изучения тонкослоистого разреза юрско-мелового и триасового комплексов отложений на шельфе Каспийского моря. 

ЛИТЕРАТУРА

- 1 Исенов С.М. Проблемные вопросы и пути повышения эффективности сейсморазведки (при разведке и доразведке месторождений нефти и газа. / Нефть и газ. – 2021. – № 1. – С. 52-68. [S.M. Issenov Problem Issues and Ways of Increasing the Efficiency of Seismic Research. / Oil and gas. – 2021. – No. 1. – PP. 52-68].
- 2 Бляс Э.А. Линеаризованный подход к определению импедансов продольных и поперечных волн по сейсмограммам отраженных волн (AVO-инверсия). / Технологии сейсморазведки, ЕАГО. – 2005. – № 1. – С. 5-15. [Blyas E.A. Linearized approach to the determination of P- and S-wave impedances from reflected wave seismograms (AVO inversion). / Technologies of seismic exploration, EAGO. – 2005. – No. 1. – PP. 5-15].
- 3 Ампилов Ю.П. От сейсмической интерпретации к моделированию и оценке месторождений нефти и газа. / – М., ООО «Издательство «Спектр». 2008, – 384 с. [Ampilov Yu.P. From seismic interpretation to modeling and appraisal of oil and gas fields. / – М., LLC "Publishing house "Spectrum". 2008. – 384 s.].

- 4 Мешбей В.И. Методика многократных перекрытий в сейсморазведке. / – М.: Недра. – 1985. – 264 с. [Meshbei V.I. Multiple overlap technique in seismic exploration. / – М.: Nedra, – 1985. – 264 s.].
- 5 Гогоненков Г.Н. Прогнозирование геологического разреза по сейсмическим данным. / Геология нефти и газа. – 1981. – № 1. – С. 48-55. [Gogonenkov G.N. Forecasting a geological section based on seismic data. / Geology of oil and gas. – 1981. – No. 1. – PP. 48-55].
- 6 Шерифф Р.Е., Грегори А.П., Вейл П.Р., Митчем Р.М. и др. Сейсмическая стратиграфия. / – М, Мир, 1982. – 846 с. [Sheriff R.E., Gregory A.P., Vail P.R., Mitchum R.M. Jr. and others. Seismic stratigraphy. / – М, Mir, 1982. – 846 s.].
- 7 Птецов С.Н. Анализ волновых полей для прогнозирования геологического разреза. / – М.: Недра, 1989. – 135 с. [Ptetsov S.N. Analysis of wave fields for predicting a geological section. / – М.: Nedra, 1989. – 135 s.].
- 8 Череповский А.В. Миллион каналов и миллиард трасс в наземной сейсморазведке: актуально или нет? / Геофизика. – М. – 2020. – № 2. – С. 22-26. [A.V. Cherepovsky. A million channels and a billion traces in land seismic prospecting: is it relevant or not? / Geophysics. – М. – 2020. – No. 2. – PP. 22-26].
- 9 Калмагамбетов Ж.К. Сейсмика нефтяного месторождения и направления ее развития в Казахстане. / Нефть и газ. – 2020. – №1. – С. 33-41. [Kalmagambetov Zh.K. Seismics of an oil field and directions of its development in Kazakhstan. / Oil and gas. – 2020. – No. 1. – PP. 33-41].
- 10 Sambell R. et al. Land seismic super-crew unlocks the Ara carbonate play of the Southern Oman Salt Basin with wide azimuth survey. / First Break. – Feb. 2010. – vol. 28. – PP. 61-68.
- 11 Шерифф Р., Гелдарт Л. Сейсморазведка. / В 2-х томах. – М. Мир, 1987. – 448 с. и 400 с. [Sheriff R., Geldart L. Seismic survey. / In 2 volumes. – М. Mir, 1987. – 448 s. and 400 s.].
- 12 Коростышевский М.Б., Сахаров А.Б., Смнева Д.А., Хайретдинова Е.М. Некоторые аспекты совместного использования данных глубинной миграции до суммирования и бурения. / Технологии сейсморазведки. – 2005. – № 1. – С. 52-56. [Korostyshevsky M.B., Sakharov A.B., Smneva D.A., Khairetdinova E.M. Some aspects of sharing prestack and drilling depth migration data / Technologies of seismic exploration. – No.1. – 2005. PP. 52-56].
- 13 Тяпкина А.Н., Тяпкин Ю.К., Окрепкий А.И. Адекватная скоростная модель – основа эффективного построения сейсмических изображений при картировании ловушек углеводородов, связанных с соляными куполами. / Геофизический журнал. – 2015. – Т. 37. – №1. – С. 147-164. [Tyapkina A.N., Tyapkin Yu.K., Okrepky A.I. Adequate velocity model is the basis for efficient seismic imaging when mapping hydrocarbon traps associated with salt domes. / Geophysical journal. – 2015. – V. 37. – No. 1. – PP. 147-164].
- 14 Berkovitch A., Belfer I., Hassin Y. and Landa E. Diffraction Imaging by Multifocusing. / Geophysics. – November-December 2009. – Vol. 74. – No. 6. – WCA75-WCA81.
- 15 Цимбалюк Ю.А., Матигоров А.А., Беркович А. Мультифокусинг – новая технология обработки данных сейсморазведки / Нефтегазовая вертикаль. Спец. выпуск ЗапСибНИИГГ. – 2010. - С. 26–31. [Tsimbalyuk Yu.A., Matigorov A.A., Berkovich A. Multifocusing – new processing technology of seismic data / Oil & Gas Vertical. West-Siberian Scientific Research Institute of Geology and Geophysics special ed. – 2010. – PP. 26–31].
- 16 Berkovitch A., Deev K. and Landa E. How Non-hyperbolic MultiFocusing Improves Depth Imaging. / First Break, – September 2011. – Vol. 29. – PP. 95-103.

- 17 Каковы основные недостатки и преимущества использования метода Мультифокусинга для обработки сейсмических данных? / Ланда Е., Балдин В., Хафизов С. и др. – Oil & Gas Journal Russia. – август 2012. – С. 48-50. [What are the main disadvantages and advantages of using the Multifocusing method for seismic data processing? / Landa E., Baldin V., Khafizov S. et al. – Oil & Gas Journal Russia. – August 2012. – PP. 48-50].
- 18 Волож Ю.А., Трохименко М.С., Калимов А.М., Едилбаев М.Т. Каспийский регион: кольцевые субвертикальные структуры, покмарки и экс-покмарки (в 2-х частях). / Нефть и газ. – 2019. № 6. – С. 15-50 и – 2020. № 2. – С. 11-37. [Volozh Yu.A., Trokhimenko M.S., Kalimov A.M., Edilbaev M.T. Caspian region: circular sub-vertical structures, pockmarks and ex-pockmarks. / Oil and gas. – 2019. No. 6. PP. 15-50 and – 2020. No. 2. – PP. 11-37].
- 19 Berkovitch A., Deev K. and Landa E. Multifocusing-based multiple attenuation. / The Leading Edge. – October 2012. – PP. 1146-1152.
- 20 Москалев П.Ю. Современный подход к переобработке данных прошлых лет. / Нефть и газ. – 2020. – № 6. – С. 52-58. [Moskalev P.Yu. A modern approach to reprocessing data from past years. / Oil and gas. – 2020. – No. 6. – PP. 52-58].
- 21 Андреев В.Н., Блюменцвайг В.И., Глотов О.К. и др. Временные указания по методике поисков залежей нефти в ловушках неантиклинального типа. / – М., ИГиРГИ. 1986. – 215 с. [Andreev V.N., Blumentsvaig V.I., Glotov O.K. et al. Temporary instructions on the method of prospecting for oil deposits in traps of non-anticlinal type. – М., IGIrGI. – 1986. – 215 s.].
- 22 Матлошинский Н.Г., Таскинбаев К.М., Матлошинский Р.Н. и др. Неантиклинальные ловушки надсолевого комплекса Прикаспийской впадины: поиски, оценка и перспективы. / Нефть и газ. – 2019. – №6. – С. 51-68. [Matloshinsky N.G., Taskinbaev K.M., Matloshinsky R.N. et al. Non-anticlinal traps of the post-salt complex of the Caspian basin: search, assessment and prospects. / Oil and gas. – 2019. – No. 6. – PP. 51-68].
23. Волож Ю.А., Быкадоров В.А., Антипов М.П. и др. Типы высокоемких нефтегазо-локализирующих объектов подсолевого разреза Прикаспийской впадины. / Нефть и газ. – 2018. – №5. – С. 26-46. [Volozh Yu.A., Bykadorov V.A., Antipov M.P. and others. Types of high-capacity oil and gas localizing objects of the subsalt section of the Caspian depression. / Oil and gas. – 2018. – No. 5. – PP. 26-46].
- 24 Карабельников А., Куликова А., Невидимова А. И др., Применение технологии Мультифокусинг для переобработки сейсмических материалов по Русскому месторождению Западной Сибири. / First Break. – 2008. – vol. 26. [Karabelnikov A., Kulikova A., Nevidimova A. et al., Application of Multifocusing technology for reprocessing seismic materials for the Russkoye field in Western Siberia. / First Break. – 2008. – vol. 26].
- 25 Кузнецова О.В., Караулов А.В., Цимбалюк Ю.А. Новые геотехнологии – для старых нефтегазоносных провинций. / Oil&Gas Journal, – 2013. – 1-2. [Kuznetsova O.V, Karaulov A.V., Tsimbalyuk Yu.A. New geotechnologies – for old oil and gas provinces. / Oil & Gas Journal. – 2013. – 1-2].
- 26 Куандыков Б.М., Волож Ю.А. Изучение глубоководных горизонтов Прикаспийской впадины // Сборник «Нефтегазоносные бассейны Казахстана и перспективы их освоения». – Алматы: КОНГ. 2015. – С. 53–59. [Kuandykov B.M., Volozh Yu.A. The study of deep-seated horizons of the Pre-Caspian depression. Collection: “Oil and gas basins of Kazakhstan and prospects for their development”. – Almaty: KONG. 2015. – PP. 53–59].
- 27 Исказиев К.О., Адилбеков К.А., Исенов С.М. Повышение качества сейсмического изображения при изучении глубоких палеозойских отложений. / Нефть и газ. – 2018. – №1. – С. 52-64. [Iskaziev K.O., Adilbekov K.A., Issenov S.M. Improving the quality of seismic images in the study of deep Paleozoic deposits. / Oil and gas. – 2018. – No. 1. – PP. 52-64].

- 28 Ланда Е. Обнаружение зон трещиноватости методом Дифракционного Мультифокусинга. / Oil & Gas Journal Russia. – ноябрь, 2011. – С. 48-51. [Landa E. Detection of fracture zones by the method of Diffraction Multifocusing. / Oil & Gas Journal Russia. – November, 2011. – PP. 48-51].
- 29 Исенов С.М. Геотехнологии Мультифокусинг и Дифракционный Мультифокусинг – новый уровень решения геологических задач. / Материалы совещания ООО «Газпром геологоразведка»: Развитие минерально-сырьевой базы газонефтедобычи в Восточной Сибири. – Красноярск. – 2013. – С. 114-121. [Issenov S.M. Multifocusing and Diffractive Multifocusing Geotechnologies - a new level of solving geological problems. / Materials of the meeting of Gazprom Geologorazvedka: Development of the mineral resource base for gas and oil production in Eastern Siberia. – Krasnoyarsk. – 2013. – PP. 114-121].
- 30 Исенов С.М., Кузнецова О.В., Караулов А.В., Пельман Д. Технологии: Мультифокусинг и Дифракционный Мультифокусинг – новые перспективы детального изучения подсолевых карбонатных резервуаров в Прикаспийской впадине. / Нефтесервис. – Лето 2014. – С. 32-34. [Issenov S.M., Kuznetsova O.V., Karaulov A.V., Pelman D. Technologies: Multifocusing and Diffraction Multifocusing - new perspectives for detailed study of subsalt carbonate reservoirs in the Pre-Caspian Basin. / Oilfield service. – Summer 2014. – PP. 32-34].
- 31 Ланда Е. Дифракционный мультифокусинг: оценка зон трещиноватости в баженовской свите. / Oil&Gas Journal Russia. – 2013. – 8. [Landa E. Diffraction Multifocusing: assessment of fracture zones in the Bazhenov formation. Oil & Gas Journal Russia. – 2013. – 8].

АНАЛИЗ ОТКЛОНЕНИЙ ТРАЕКТОРИЙ СТВОЛОВ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ И НАКЛОННО-НАПРАВЛЕННЫХ СКВАЖИН ОТ ИХ ПРОЕКТНЫХ ПРОФИЛЕЙ



Ж.Г. ШАЙХЫМЕЖДЕНОВ*,
доктор технических наук, профессор,
член-корреспондент НИА РК,
<https://orcid.org/0000-0002-2290-1040>

КАЗАХСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ ТЕХНОЛОГИИ И БИЗНЕСА
г. Нур-Султан, район Есиль, ул. Кайым Мухамедханова, здание 37 А.

В работе представлен анализ промысловых материалов по отклонениям от проектных траекторий стволов при проводке наклонно-направленных, горизонтальных скважин (ГС) и скважин по зарезкебоковых стволов с горизонтальным окончанием (ЗБГС) по рассмотренным месторождениям. Результаты показывают на наличие большого количества скважин завершённых бурением с отклонениями от проектного профиля. Приведены факты о не корректном заполнении фактических инклинометрических замеров, а также из-за неясностей в заполненных данных о замерах, профили скважин в ПО «Petrel» загружались без учета поправки направления (ПН), которые привели к смещению забоев многих скважин в моделях по отношению к заданным. Для предотвращения указанных случаев в заключении работы даны соответствующие рекомендации.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: профили скважин, горизонтальные скважины (ГС), отклонения от проектного профиля, инклинометрические замеры, ПО «Petrel», поправки направления (ПН), смещение забоев скважин в моделях.

КӨЛДЕНЕҢ ОҚПАҢДАР ЖӘНЕ КӨЛБЕУ БАҒЫТТАЛҒАН ҰҒЫМАЛАРДЫҢ ТРАЕКТОРИЯЛАРЫНЫҢ ЖОБАЛЫҚ ПРОФИЛЬДЕН АУЫТҚУЫН ТАЛДАУ

*Адрес для переписки. E-mail: zhshaikhymezhdenov@mail.ru

Ж.Г. ШАЙХЫМЕЖДЕНОВ*, техника ғылымдарының докторы, профессор, ҚР ҰИҒА корп. мүшесі, <https://orcid.org/0000-0002-2290-1040>

КАЗАҚ ТЕХНОЛОГИЯ ЖӘНЕ БИЗНЕС УНИВЕРСИТЕТИ
Нұр-Сұлтан қаласы, Есіл ауданы, Қайым Мухамедханов көшесі, ғимарат 37А

Бұл жұмыста таңдалған бірқатар кен орындары бойынша көлбей бағытта, көлденең (КҰ) және оқпан бүйірінен жарып шығып, көлденең аяқталатын (ЖБКҰ) ұңғыларды қазу кезіндегі ұңғы оқпанының жобалық профилінен ауытқуы туралы өндірістік мәліметтерді талдау нәтижелері берілген. Мұнда бұрғыланған көптеген ұңғылардың жобалық профилінен ауытқу жағдайында аяқталғанды анықталды. Инклинометриялық нақты өлшеу мәндерінің дұрыс толтырылмауынан туындаған белгісіздіктердің салдарынан көптеген ұңғы профилдері ПО «Petrel» аппаратына бағыттау түзетпесінсіз (БТ) енгізілгендігі туралы анық белгілі болды. Яғни моделге салынған қате мәліметтердің әсерінен жобада белгіленген ұңғы түбінің орнынан ығысуы байқалды. Осы жағдайларды болдырмауға бағытталған тиесілі ұсыныстар жұмыстың түйіні түрінде берілген.

ТҮЙІН СӨЗДЕР: ұңғы профилдері, көлденең ұңғылар, жобаланған профилінен ауытқу, инклинометриялық өлшеулер, бағыттау түзетпелері (БТ), ПО «Petrel», ұңғы түбінің модельдегі ауытқуы.

ANALYSIS OF TRAJECTORY DEVIATIONS OF HORIZONTAL AND DIRECTIONAL WELLS FROM THEIR DESIGN PROFILES

Zh. G. SHAIKHYMEZHENOV*, doctor of technical science, professor of KazUTB, member of National Engineering Academy of RK, <https://orcid.org/0000-0002-2290-1040>

KAZAKH UNIVERSITY OF TECHNOLOGY AND BUSINESS
37A, Kayym Mukhamedkhanov st., Esil district, Nur-Sultan, Republic of Kazakhstan

The paper presents an analysis of field materials in deviations from the design trajectories of the boreholes when drilling directional horizontal wells (HW) and sidetracking with horizontal completion wells (SHW) in the considered fields. The results indicate the presence of a large number of completed wells with deviations from the design profile. It has been observed that there is an incorrect filling of actual directional measurements, and also due to ambiguities in the filled-in data on measurements, well profiles in the Petrel software were loaded without directional correction (DC), which led to displacement of the bottom of many wells in the models. To prevent these cases, appropriate recommendations are given.

KEY WORDS: well profiles, horizontal wells (HW), deviations from the design profile, directional measurements, “Petrel” software, direction corrections (DC), well bottomhole displacement in models.

Проводка горизонтальных и наклонно- направленных скважин осуществляются с целью вскрытия продуктивных пластов, где разработка традиционными вертикальными скважинами неэффективна. Встречающиеся при вскрытии осложнения при этом, в основном, заключаются в сохранении заданной траектории ствола скважины до проектной отметки.

Основным критерием оценки горизонтальных и наклонно- направленных скважин, заложенных для дальнейшей разработки вскрытой залежи является завершение строительством скважины, ствол которой проведен до забоя без отклонения от проектной траектории.

Проведенный анализ промысловых материалов проводки наклонно-направленных, горизонтальных скважин (ГС) и скважин по зарезке боковых стволов с горизонтальным окончанием (ЗБГС) по некоторым месторождениям показывает на наличие значительного их количества, завершенных с отклонениями от проектного профиля. Например,

в таблице 1, 2 и рисунок 1. представлены сведения по отклонениям проведенных стволов некоторых скважин от проектных профилей из числа рассматриваемых 126 скважин по месторождениям Жетыбай – 81 ГС, Каламкас – 45 ЗБГС.

Таблица 1 - Отклонение от проектного профиля горизонтальных скважин месторождения Жетыбай

№ скв.	Отклонение от проектного профиля, ГС	
	По вертикали, м	На забое по горизонтали, м
4416	-	53
4468	11	41
4472	4	50
4476	16	29
4477	9	55
4490	14	60
4498	3	70
4519	8	40
4525	20	11
4531	-	40
4544	2	50
4548	12	8

Таблица 2 - Отклонение от проектного профиля при зарезке боковых стволов с горизонтальным окончанием по месторождению Каламкас

№ скв.	Отклонение от проектного профиля, ЗБГС	
	По вертикали, м	На забое по горизонтали, м
122	-	140
2218	-	51
3358	15	24
3386	3	83
3405	4	146
4075	9	67
5031	2	41

Для выяснения причин безуспешности вскрытия продуктивных горизонтов были детально рассмотрены геологические условия проводки горизонтальных скважин. Например, скважина № 4490 пробуренная в 2015 г. по проекту на горизонт Ю-7 проведена в кровельной части пласта. Начальный дебит составил 0,6 т/сут, а дебит на 01.03.2016 составил также 0,6 т/сут. Проницаемость согласно 3Д модели 50-150 мD. Длина горизонтального участка (рисунок 2) составляет 200 м.

Высокая глинистость коллекторов, вскрытых в рассматриваемом интервале объясняют причину отсутствия промышленного притока. Аналогичные картины наблюдаются по многим рассмотренным скважинам, то есть отклонение траектории ствола от цели (или некорректное попадание в цель).

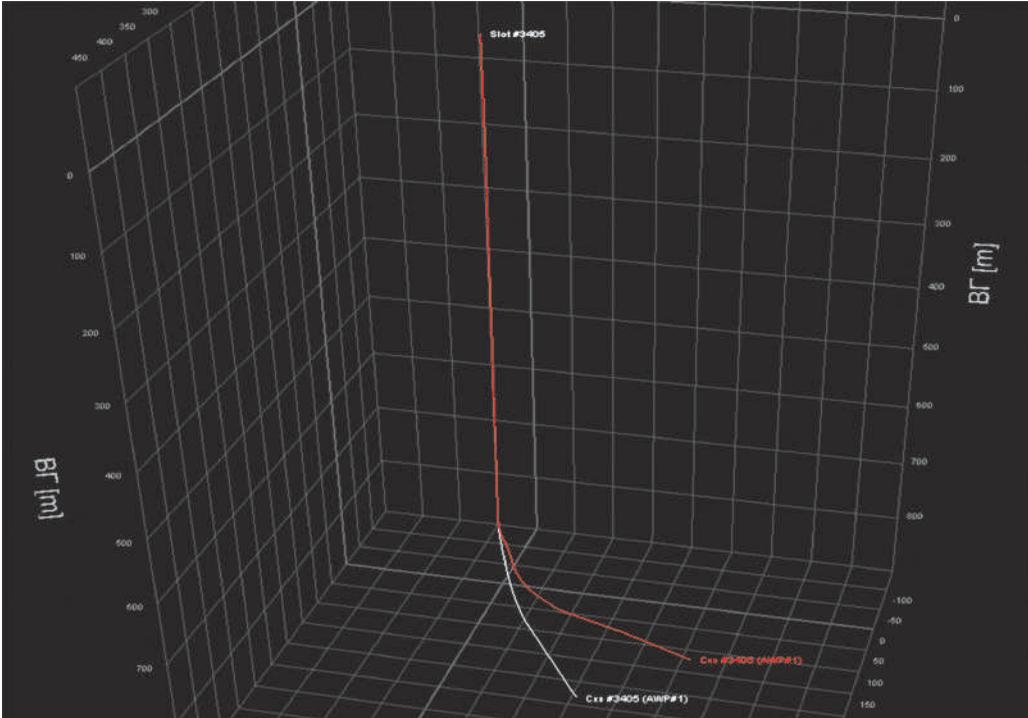


Рисунок 1 - Скважина № 3405 ЗБГС - Каламкас, расхождение от проектного профиля на забое равно 146 м

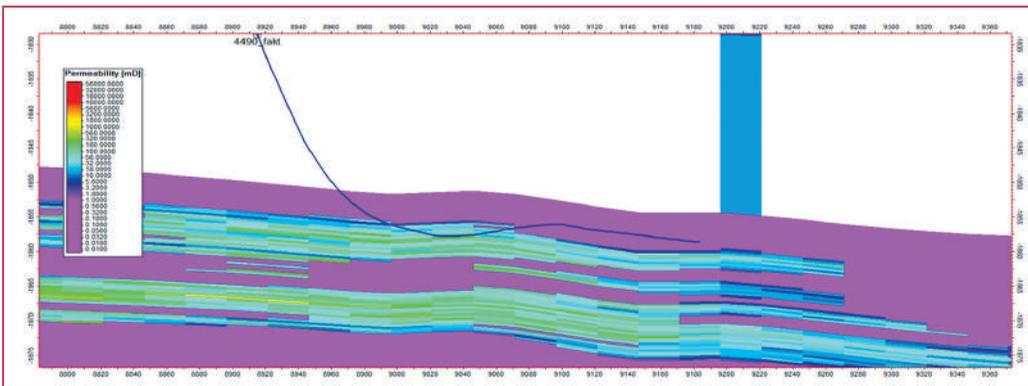


Рисунок 2 - Куб проницаемости. Фактический ствол скважины № 4490 в 3Д модели

При проведении анализа инклинометрических данных, представленных геофизическими компаниями и загруженных в ПО профилей скважин, были выявлены ошибки, которые привели к отклонениям траекторий от заданных профилей. Например, наблюдались отклонения при загрузке данных в ПО Petrel и выявлены неточности предоставленных данных по инклинометрическим замерам от геофизических компаний АО УПГФ по месторождениям Узень, Карамандыбас, Жетыбай, TOO TechnoTradingLtd по месторождению Каламкас и т.д.

Для выяснения указанных причин по отклонению фактических профилей от проектных были также проанализированы промысловые материалы по более 300 скважинам, пробуренных на месторождениях Узень и Карамандыбас в 2011-2017 годах. Для примера по анализу приняты данные инклинометрических замеров и профилей скважин, загруженных в ПО Petrel некоторых скважин по месторождениям Карамандыбас, Узень, Қаламқас.

Как видно из *таблицы 3*, данные инклинометрии по скважине № 4592 Узень, замеренные АО УПГФ через магнитометрический инклинометр, содержат в себе магнитные азимуты, а в третьей колонке не указан, какой именно азимут (истинный, магнитный, дирекционный угол). В третьей колонке должен быть указан магнитный азимут.

И в итоге такие данные грузятся (*таблица 4*) в модели без поправок направления (ПН), что составляет примерно 6 градусов на рассматриваемые даты проведения замеров. Для того чтобы избежать путаницу, необходимо угол склонения называть поправкой направления или отклонением магнитной стрелки.

Таблица 3 - Инклинометрические измерения АО УПГФ по скважине № 4592

Заказчик: ТОО «Бургылау»

Скважина №4592 площадь: Узень

Диаметр скважины: 0.216 м. Глубина башмака: 225.0 м.

Угол склонения: 6.00 градусы минуты. Альтитуда: 95.91 м. Забой: 1188.2 м.

Исполнитель: АО «УПГФ»

№	Интервал, кол. точек и дата исследования	Тип и номер прибора, дата проверки	Хар-ка ствола замера			
			Ствол	ЛБТ ТБПВ УБТ		
1	0 – 156 (17т)	ИММН-60 №584	откр. ствол	0	0	0
2	100 – 650 (53т)	ИММН-60 №377	через бур/инструмент	0	0	0
3	100 – 560 (47т)	ИММН-60 №377	откр. ствол	0	0	0
4	500 – 800 (31т)	ИММН-60 №583	откр. ствол	0	0	0
5	750 – 975 (24т)	ИММН-60 №583	откр. ствол	0	0	0
6	500 – 1188 (70т)	ИММН-60 №584	откр. ствол	0	0	0

Magnetic Azimuth

Глубина м	Угол градусы	Азимут градусы	Удлинен м	Абс отметка м	Верт глубина м	Смещение м	Дир. Угл смещени градусы	+ сервер - юг, м	+восток -запад, м	Интен. Градусы/10 м
0.0	0.00		0.00	95.91	0.00					
10.0	0.68		0.00	85.91	10.00					
30.0	0.44		0.00	75.91	20.00					
		193.92								
		288.41								
		300.41								
		308.21								
		311.98								
		261.49								
		358.22								
		310.38								
130.0	0.28	104.95	0.01	-34.08	129.99	0.7	313.95	0.5	-0.5	0.49

Таблица 4 - Загрузка инклинометрических измерений по скважине № 4592 в ПО «Petrel»
WELL TRACE PETREL

- WELL TRACE FROM PETREL
- WELL NAME: 4592
- WELL HEAD X-COORDINATE: 39586.20000000 (m)
- WELL HEAD Y-COORDINATE: 84870.81000000(m)
- WELL KB: 95.91000000 (m)
- WELL TYPE: unknown
- MD AND TVD ARE REFERENCED (-0) AT KB AND INCREASE DOWNWARDS
- ANGLES ARE GIVEN IN DEGREES
- XYZ TRACE IS GIVEN IN COORDINATE SYSTEM Null
- AZIMUTH REFERNCE UNDEFINED
- DX DYARE GIVEN IN GRID NORTH IN m-UNITS **Grid Azimuth**
- DEPTH (Z, TVD) GIVEN IN m-UNITS

MD	X	Y	Z	TVD	DX	DY	AZIM	INCL	DLS
0.0000000000	39586.200000	84870.810000	95.9100000000	0.0000000000	0.0000000000	0.0000000000	0.0000000000	0.0000000000	0.0000000000
30.0000000000	39586.190763	84870.999620	65.911037727	29.998962273	-0.009237274	0.1896198363	193.92000000	0.4400000000	3.1572442055
							288.41000000 300.41000000 308.21000000 311.98000000 261.49000000 358.22000000 310.38000000		
130.0000000000	39585.624584	84871.417051	-34.08553727	129.99553727	-0.575415659	0.6070511366	104.95000000	0.2800000000	2.4354708195

По данным *таблицы 4* видно, как в ПО PETREL загрузили дирекционные углы в значениях магнитного азимута, хотя разница между ними должна быть равной 6,06 градусам.

Необходимо было загружать данные в ПО PETREL, с учетом поправки направления (ПН): $(\text{GridAzimuth}) = (\text{MagneticAzimuth}) + 6.06$

Например: $\text{GridAzim}(30\text{m}) = \text{MagneticAzim}(30\text{m}) + 6.06 = 193.92 + 6.06 = 199.98$

Инженерами АО УПГФ на скважине № 657 Карамандыбас (*таблица 5*) допущена грубейшая ошибка, прописывая угол склонения равным нулю, и не учитывая углы сближения меридианов между истинным севером и севером сетки. Угол склонения не может быть равным нулю в данной точке, так как магнитное склонение равно 7,18 градусов, а ПН = 6,06 градусов. Необходимо было указать угол сближения меридианов: $7,18 - 6,06 = 1,12$ градусов. приравняться дирекционным углам (0 м, 3 и 8 колонки). Так, в третьей колонке указаны при «0м» истинные азимуты, поэтому они не должны быть равным дирекционным углам (3 и 8 колонки).

Аналогично по скважине № 4592 – Узень супервайзеры также некорректно заполнили данные по инклинометрии, дублируя ошибки заполнения геофизиков, не указывая какие именно азимуты заполняются. То есть, как ранее было отмечено, необходимо было написать, что это магнитные азимуты. Тем самым, эти ошибки могут привести к столкновениям при ЗБС, бурении горизонтальных и наклонно-на-

Таблица 5 - Ошибки операторов при заполнении данных инклинометрических измерений по скважине №657

Заказчик: НГДУ-4, ППД-4

Скважина № 657, площадь: Карамандыбас

Диаметр скважины: 0.216 м. Глубина башмака кондуктора: 592.2 м.

Существующие интервалы перфорации: 1359-1360 1363-1368

Угол склонения: 0,00 градусы' минуты.

Альтитуда: 215,05 м. Забой по заявке: 1440 м.

Доход прибора: 1435 м.

Инженер КИП: Ф.И.О.

№	Интервал, кол. точек и дата исследования	Тип и номер прибора, дата проверки	Хар-ка ствола замера			
			Ствол	ЛБТ	ТБПВ	УБТ
1	0.0-1435 0-1434	ИГН-73 №109	в колонне	0	0	0

Глубина м	Угол градусы	Азимут градусы	Удлинен м	Абс отметка м	Верт глубина м	Смещение м	Дир. Угл смещени градусы	+ сервер - юг, м	+восток -запад, м	Интенс. Градусы/10м
0.0	0.00	203.15	0.00	215.05	0.00	0.0	203.15	0.0	0.0	0.00
10.0	0.09	222.15	0.00	205.05	10.0	0.0	223.02	-0.0	-0.0	0.16
140.0	0.24	144.86	0.00	75.05	140.00	0.3	193.70	-0.03	-0.1	0.07

правленных стволов скважин, отклонениям при составлении 3D геологических и гидродинамических моделей.

В рассмотренных материалах инклинометрических замеров по месторождениям АО ММГ по скважине № 40 Алатобе также ошибочно не указываются принадлежность азимутов с учетом того, что замеры производились магнитометрическими инклинометрами. По материалам скважин № 760 Асар, №2729 Каламкас видно, что после замеров магнитометрическими инклинометрами, представленных от ТОО Technotrading Ltd инклинометрии столбик «Азимут» содержит именно «Магнитные азимуты», но в ПО Petrel эти данные вводятся как дирекционные углы.

При большом количестве профилей наклонно-направленных и горизонтальных скважин, как на рассмотренных месторождениях загрузка данных инклинометрии вводится без учета поправки направления (ПН), что является критичным и может привести к большим отклонениям от фактического расположения профиля скважин. В этих случаях необходимо строго проверять исходные и загруженные параметры инклинометрических данных.

Следует также отметить, что в ПО Petrel есть возможность указать истинные азимуты или дирекционные углы в инклинометрии скважины. Если указаны истинные азимуты, то учитывая систему координат и координаты устья скважины, программа автоматически высчитывает угол сближения меридианов и конвертирует истинные азимуты в дирекционные углы, то есть построение траекторий выполняется только в дирекционных углах.

Но так как во многих моделях месторождений ДЗО КМГ система координат «Undefined» (Неопределенная), что подразумевает в большинстве случаев условную систему координат СК66-геологическую, то необходимо загружать инклинометрию

только (!) в дирекционных углах, так как программа не сможет корректно определить угол сближения меридианов в данной точке.

Таким образом, по рассмотренным месторождениям имеются большое количество, например, только по месторождениям Каламкас и Жетыбай по пробуренным 170 скважинам 88 (49 скв. Жетыбай и 39 скв. Каламкас), что составляет 52%, оказались, завершёнными с существенными отклонениями от проектного профиля, а также по одной скважине в техническом проекте отсутствует даже профиль (№5747 Каламкас).

Отклонения от проектного профиля связано, в основном, кроме геологических причин и отсутствием геофизической информации в процессе бурения (LWD), от ошибочно представленных значений инклинометрических замеров, которые при составлении геологической модели загружались в ПО «Petrel» без внесения соответствующих поправок.

Таким образом, из рассмотренных выше материалов можно сделать следующие выводы:

1. Определено, что по месторождениям наблюдается наличие большого количества завершённых скважин с отклонениями от проектных профилей, которые приводят к значительным экономическим затратам, тем самым к снижению рентабельности предприятий.

2. Анализ, проведенный по инклинометрическим данным, представленных геофизическими компаниями и загруженных в ПО «Petrel» профилей скважин, показал на некорректные заполнения фактических замеров, которые привели к указанным выше отклонениям траекторий от заданных профилей.

3. Выявлены факты того, что из-за неясностей в заполненных данных об инклинометрических замерах, профили скважин в ПО Petrel загружались без поправки направления (ПН), например, на месторождениях Узень и Карамандыбас, равной 6 градусам. В итоге произошли смещения забоев многих скважин в моделях по отношению к заданным.

4. Определено, что не существует единой формы заполнения данных по инклинометрическим замерам, обеспечивающие надлежащие взаимодействия по отчетности по ним между заказчиками, геофизическими компаниями, проектировщиками и подрядчиками.

С целью недопущения вышеописанных ошибок и неточностей при заполнении инклинометрических замеров, нами предлагается следующее:

1. Геофизическим компаниям при предоставлении материалов Проектировщикам и Заказчикам инклинометрических данных следует:

- указывать принадлежность азимутов к дирекционным углам или к истинным;
- предоставлять технические характеристики используемых инклинометров для учета погрешностей приборов после загрузки инклинометрии в ПО и построения «Эллипса неопределенности» положения ствола скважины;
- указывать магнитное склонение, угол сближения меридианов, а также поправка направления (ПН).

2. Обязательно, чтобы Проектанты перед загрузкой в ПО данные инклинометрии (азимуты) переводили в дирекционные углы.

3. Использовать в практике предлагаемые «Единые формы заполнения инклинометрических замеров» (таблицы 6,7). 

Таблица 6 - Форма заполнения инклинометрических замеров когда не используются условные системы координат

Заказчик		Система координат/зона		
Подразчик		Широта/Долгота, град		
Месторождение		Координаты Y(C/Ю), X(B/З), м		
Скважина		Метод расчета профиля		минимальной кривизны и т.д.
Ствол скважины		Сближение меридианов, град		
Альтитуда стола ротора, м		Поправка направления, град		
Альтитуда поверхности земли, м		Магнитное склонение, град		
Конструкция скважины	324x9,5-30 м; 245x8,9Д-600 м; 168x8,9Е-1310 м (Пример)			

Дата отчета	Дата замера	Интервал замеров, м	Диаметр скважины, м	Состояние ствола	Тип прибора	Ориентация на север
		0-500 (Пример)		открытый, обсаженный	ИММН-60 (Пример)	магнитный север, истинный север
		500-1200 (Пример)		открытый, обсаженный	ИММН-60 (Пример)	магнитный север, истинный север

Глубина по стволу, м	Зенитный угол, град	Магнитный азимут, град	Истинный азимут, град	Дирекционный угол, град	Абсолютная глубина, м	Вертикальная глубина, м	Смещение, м	Дирекционный угол смещения, град	+Север -Юг, м	+Восток -Запад, м	Интенсивность искривления, град/10 м

Примечание: Прикрепляются основные технические характеристики используемых инклинометров

Данная форма заполняется если не используются условные системы координат.

Таблица 7 - Форма заполнения инклинометрических замеров, когда используются условные системы координат

Заказчик		Система координат/зона		
Подразчик		Широта/Долгота, град		
Месторождение		Координаты Y(C/Ю), X(B/З), м		
Скважина		Метод расчета профиля		минимальной кривизны и т.д.
Ствол скважины		Сближение меридианов, град		
Альтитуда стола ротора, м		Поправка направления, град		
Альтитуда поверхности земли, м		Магнитное склонение, град		
Конструкция скважины	324x9,5-30 м; 245x8,9Д-600 м; 168x8,9Е-1310 м (Пример)		Угол разворота условных систем координат, град	если используется

Дата отчета	Дата замера	Интервал замеров, м	Диаметр скважины, м	Состояние ствола	Тип и номер прибора	Ориентация на север
		0-500 (Пример)		открытый, обсаженный	ИММН-60 (Пример)	магнитный север, истинный север
		500-1200 (Пример)		открытый, обсаженный	ИММН-60 (Пример)	магнитный север, истинный север

Глубина по стволу, м	Зенитный угол, град	Магнитный азимут, град	Истинный азимут, град	Дирекционный угол, град	Дирекционный угол в услов. системе координат, град	Абсолютная глубина, м	Вертикальная глубина, м	Смещение, м	Дирекционный угол смещения, град	+Север -Юг, м	+Восток -Запад, м	Интенсивность искривления, град/10 м
					если используется							

Примечание: Прикрепляются основные технические характеристики используемых инклинометров

Данная форма заполняется если используются условные системы координат.

ЛИТЕРАТУРА

- 1 Материалы по отчетам департамента «Технологии бурения и капремонта скважин» ТОО НИИ «ТД и Б» «Казмунайгаз» за 2015 -2017 гг.
- 2 Исаченко В.Х. Инклинометрия скважин. – М.: Недра, 1987. – С. 216. [V.H. Issachenko. Inklinometriya skvazhin. – М.: Nedra, 1987. – P. 216].
- 3 Кульчинский В.В., Григашкин Г.А., Ларионов А.С., Щebetов А.В. Геонавигация скважин. – М.: МаксПресс, 2008. – С. 312. [V.V. Kulchinskii, G.A. Grigashin, A.S. Larionov, A.V. Shebeov. Geonaviniaciya skvazhin. –М.: MaksPress, 2008. – P. 312].
- 4 Калинин А.Г., Никитин Б.А., Солодский К.М., Султанов Б.З. Бурение наклонных и горизонтальных скважин. – М.: Недра, 1997. – С. 648. [A.G. Kalinin, B.A. Nikitin, K.M. Solodskii, B.Z. Sultanov. Burenie naklonnyh i gorizontaľnyh skvazhin. – М.: Nedra, 1997. – P. 648].
- 5 Акбулатов Т.О., Левинсон Л.М., Салихов Р.Г., Янгиров Ф.Н. Расчеты при бурении наклонных и горизонтальных скважин. Учебное пособие. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2005. [T.O. Akbulatov, L.M. Levinson, R.G. Salihov, F.N. Yangirov. Raschety pri burenii naklonnyh i gorizontaľnyh skvazhin./ Uchebnoe posobie. – Ufa: Izdatel'stvo UGNTU, 2005.]

- 6 Калинин. А.Г., Кульчицкий В.В. Естественное и искусственное искривление скважин. Учебное пособие для вузов. – Москва-Ижевск, 2006. – С. 640 [A.G. Kalinin, V.V. Kul'chickii. Estestvennoe i iskustvennoe iskrivlenie skvazhin / Uchebnoe posobie dlya vuzov. – Moskva-Izhevsk, 2006. – P. 640]
- 7 Доровских И.В., В.В. Живаева., С.В. Воробьев. Построение проектного и фактического профилей скважины. Методические указания. Самарский Государственный Университет, 2010. – С. 50. [I.V. Dorohovskih, V.V. Zhivayeva, S.V. Voroby'ev. Postroenie proektnogo i fakticheskogo profilei skvazhini./ Metodicheskie ukazaniya. Samarskii Gosudarstevnniy Universitet, 2010. – P.50].
- 8 Hean Ed. How operators can improve performance of measurement while drilling systems// Oil and Gas. 1984. - vol. 82. - № 44. - P. 80-81, 84.
- 9 Кульчицкий В.В. Геонавигационные технологии проводки наклонно-направленных и горизонтальных скважин.: ВНИИОЭНГ, 2000. – С. 351 [V.V. Kul'chickii. Geonavigacionnye tehnologii provodki naklonno-napravlennyh i gorizontal'nyh skvazhin. / VNIIOENG, 2000. – P. 351]

УДК 547.912, <https://doi.org/10.37878/2708-0080/2021-2.07>

ВЛИЯНИЕ ПОДКАЧИВАЕМЫХ НЕФТЕЙ НА РЕОЛОГИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА «БУЗАЧИНСКОЙ» НЕФТЕСМЕСИ И ЕЕ ПЕРЕКАЧКУ ПО МАГИСТРАЛЬНОМУ НЕФТЕПРОВОДУ «УЗЕНЬ-АТЫРАУ-САМАРА»



Б.К. САХОВ,
кандидат технических наук,
заместитель директора
департамента инновационно-
технического развития
АО «КазТрансОйл»
<https://orcid.org/0000-0001-9475-1478>



О. Б. ИСМУРЗИН,
заместитель начальника
Атырауского нефтепроводного
управления АО «КазТрансОйл»,
<https://orcid.org/0000-0002-1246-6735>



Г.А. ГАБСАТТАРОВА,
кандидат химических наук,
руководитель лаборатории
исследований нефти и
нефтепродуктов филиала
«Центр исследований и
разработок АО «КазТрансОйл»,
<https://orcid.org/0000-0002-0858-1511>



Д. Н. БЕЛОГЛАЗОВ,
ведущий специалист
по энергоменеджменту
Атырауского нефтепроводного
управления АО «КазТрансОйл»,
<https://orcid.org/0000-0001-6655-3044>



К. И. ТОГАСHEВА,
ведущий специалист по
НИОКР и НТД Атырауского
нефтепроводного управления
АО «КазТрансОйл»,
<https://orcid.org/0000-0002-5530-8892>

А.Г. ДИДУХ, кандидат химических наук, заместитель директора филиала «Центр исследований и разработок АО «КазТрансОйл», <https://orcid.org/0000-0003-4393-6274>;
Ж.К. НАУРУЗБЕКОВ*, научный сотрудник лаборатории исследований нефти и нефтепродуктов филиала «Центр исследований и разработок АО «КазТрансОйл», <https://orcid.org/0000-0002-3606-8627>

Влияние подкачиваемых нефтей на реологические свойства «бузачинской» нефтесмеси и её перекачку по магистральному нефтепроводу «Узень-Атырау-Самара».

Представлены результаты исследований влияния подкачиваемых нефтей различных месторождений на реологические свойства «бузачинской» нефтесмеси. Проведен анализ физико-химических и реологических свойств исследуемых нефтей. Показано, что среди всех подкачиваемых нефтей негативное влияние на реологические параметры «бузачинской» нефтесмеси оказывает добавление высокозастывающей «мангышлакской» смеси. На основании полученных данных сделано заключение, что регулирование объемов подкачек нефти является одним из важных направлений регулирования хладо-текучих свойств нефтесмеси и оптимизации режимов её транспортировки.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: магистральный нефтепровод, «бузачинская» нефтесмесь, подкачки нефти, реологические характеристики, технология перекачки.

АЙДАЛАТЫН МҰНАЙДЫҢ «БОЗАШЫ» МҰНАЙ ҚОСПАСЫНЫҢ РЕОЛОГИЯЛЫҚ ҚАСИЕТТЕРІНЕ ЖӘНЕ ОНЫҢ «ӨЗЕН-АТЫРАУ-САМАРА» МАГИСТРАЛЬДЫҚ МҰНАЙ ҚҰБЫРЫ АРҚЫЛЫ АЙДАУЫНА ӘСЕРІ

Б.К. САЯХОВ, техника ғылымдарының кандидаты, «КазТрансОйл» АҚ инновациялық-техникалық даму департаменті директорының орынбасары, <https://orcid.org/0000-0001-9475-1478>;

О.Б. ИСМУРЗИН, «КазТрансОйл» АҚ Атырау мұнай құбыры басқармасы бастығының орынбасары, <https://orcid.org/0000-0002-1246-6735>;

Г.А. ГАБСАТТАРОВА, химия ғылымдарының кандидаты, «КазТрансОйл» АҚ зерттеулер мен әзірлемелер орталығы» филиалы мұнай және мұнай өнімдерін зерттеу зертханасының басшысы, <https://orcid.org/0000-0002-0858-1511>;

Д.Н. БЕЛОГЛАЗОВ, «КазТрансОйл» АҚ Атырау мұнай құбыры басқармасының энергоменеджмент жөніндегі жетекші маманы, <https://orcid.org/0000-0001-6655-3044>;

К.И. ТОГАШЕВА, «КазТрансОйл» АҚ Атырау мұнай құбыры басқармасының ҒЗТҚЖ және НТҚ жөніндегі жетекші маманы, <https://orcid.org/0000-0002-5530-8892>;

А.Г. ДИДУХ, химия ғылымдарының кандидаты, «КазТрансОйл» АҚ зерттеулер және әзірлемелер орталығы» филиалы директорының орынбасары, <https://orcid.org/0000-0003-4393-6274>;

Ж.К. НАУРУЗБЕКОВ*, «КазТрансОйл» АҚ зерттеулер мен әзірлемелер орталығы» филиалы мұнай және мұнай өнімдерін зерттеу зертханасының ғылыми қызметкері, <https://orcid.org/0000-0002-3606-8627>

Бұл мақалада әр түрлі кен орындарындағы айдалатын мұнайдың «Бозашы» мұнай қоспасының реологиялық қасиеттеріне әсері зерттелген. Зерттелетін мұнайдың физика-химиялық және реологиялық қасиеттеріне талдау жасалды. Барлық айдалатын мұнай арасында «Бозашы» мұнай қоспасының реологиялық параметрлеріне биіктікте қататын «Маңғышлақ» қоспасын қосу теріс әсер бергені көрсетілген. Алынған мәліметтер негізінде мұнай айдаудың көлемін реттеу арқылы мұнай қоспасының суық-ағындық қасиеттерін реттеуге болатындығы және оны тасымалдау режимдерін оңтайландырудың маңызды бағыттарының бірі болатындығы туралы қорытынды жасалды.

ТҮЙІН СӨЗДЕР: магистральдық мұнай құбыры, «Бозашы» мұнай қоспасы, мұнай айдау, реологиялық сипаттамалары, қайта айдау технологиясы.

* Адрес для переписки. E-mail: znauruzbekov@rds.kaztransoil.kz

INFLUENCE OF PUMPED OILS ON THE RHEOLOGICAL PROPERTIES OF «BUZACHI» OIL MIXTURE AND ITS PUMPING THROUGH THE «UZEN-ATYRAU-SAMARA» MAIN OIL PIPELINE

B.K. SAYAKHOV, Candidate of Technical Sciences, Deputy Director of the Department of Innovative and Technical Development of KazTransOil JSC, <https://orcid.org/0000-0001-9475-1478>;

O.B. ISMURZIN, Deputy Head of the Atyrau Oil Pipeline Department of KazTransOil JSC, <https://orcid.org/0000-0002-1246-6735>;

G.A. GABSATTAROVA, Candidate of Chemical Sciences, Head of the laboratory for research of oil and oil products of the branch "Research and Development center of KazTransOil JSC", <https://orcid.org/0000-0002-0858-1511>;

D.N. BELOGLAZOV, Leading specialist in energy management of the Atyrau oil pipeline department of KazTransOil JSC, <https://orcid.org/0000-0001-6655-3044>;

K.I. TOGASHEVA, Leading specialist in R&D and NTD of the Atyrau oil pipeline department of KazTransOil JSC, <https://orcid.org/0000-0002-5530-8892>;

A.G. DIDUKH, Candidate of Chemical Sciences, Deputy Director of the branch "Research and Development center of KazTransOil JSC", <https://orcid.org/0000-0003-4393-6274>;

ZH.K. NAURUZBEKOV*, Researcher of the laboratory for research of oil and oil products of the branch "Research and Development center of KazTransOil JSC", <https://orcid.org/0000-0002-3606-8627>

This article investigates the effect of pumped oils from various fields on the rheological properties of the "Buzachi" oil mixture. The analysis of the physicochemical and rheological properties of the studied oils is carried out. It is shown that among all pumped oils, the addition of a highly solidifying "Mangyshlak" mixture has a negative effect on the rheological parameters of the "Buzachi" oil mixture. Based on the data obtained, it was concluded that the regulation of the volumes of oil pumping is one of the important directions of regulation of the cold-flow properties of the oil mixture and the optimization of the modes of its transportation.

KEY WORDS: main oil pipeline, "Buzachi" oil mixture, oil pumping, rheological characteristics, pumping technology

Как известно, перекачиваемая по магистральному нефтепроводу «Узень-Атырау-Самара» «бузачинская» нефтесмесь формируется из нефтей Бузачинского полуострова (преимущественно высокосмолистой нефти месторождения Каламкас и высоковязкой «тяжелой» нефти месторождения Каражанбас), а также нефти Северные Бузачи [1-3].

При этом «бузачинская» нефтесмесь на входе НПС «Жетыбай», отличаясь высоким содержанием смол, закономерно имеет низкую температуру потери текучести и высокие значения плотности (таблица 1). Следует отметить, что в данной смеси присутствует также нефть с месторождения Дунга и слив с НСЭ ГНПС «Актау».

Далее, по мере перекачки «бузачинской» нефтесмеси на участке «Узень-Атырау» магистрального нефтепровода «Узень-Атырау-Самара» в данную нефтесмесь подкачиваются как парафинистые высокозастывающие нефти месторождений Узень и Жетыбай

Таблица 1 – Физико-химические свойства и компонентный состав «бузачинской» нефтесмеси

Тпт, °С	Плотность при 20°, г/см ³	Парафины, %	Асфальтены, %	Смолы, %	Сера, %
-30	0,901-0,905	3,46	3,1	13,2	1,52
Тпт – температура потери текучести					

Таблица 2 – Реологические параметры «бузачинской» нефтесмеси (на входе НПС «Жетыбай») при температуре 15 - -5°C

t, °C	τ , Па (D=5c ⁻¹)	η , Па·с (D=5c ⁻¹)	τ , Па (D=10 c ⁻¹)	η , Па·с (D=10 c ⁻¹)	τ_0 , Па	Kтек, Па·с
15	0,945	0,189	1,89	0,189	0	0,189
10	1,39	0,278	2,78	0,278	0	0,278
5	2,363	0,473	4,61	0,461	0,267	0,441
0	3,954	0,791	7,738	0,774	0,641	0,729
-5	7,437	1,49	14,32	1,43	2,811	1,229

t – напряжение сдвига; h – пластическая вязкость; t₀ – предельное напряжение сдвига; K_{ТЕК} – коэффициент текучести по Бингаму

(так называемая «мангышлакская» смесь), так и другие нефти месторождений п-ва Мангышлак, а также сернистые низкозастывающие нефти месторождений Эмбинского и Прорвинского регионов – в целом имеется около восьми подкачек нефти с месторождений. Далее подкачиваются нефти группы атырауских месторождений [4].

Изучение влияния подкачек на текучесть общей нефтесмеси является важным и актуальным вопросом при проведении работ по оптимизации технологий и подбору режимов перекачки нефти, что и обусловило проведение исследований, описываемых в настоящей статье. Исследования проведены с использованием стандартных методик.

Температуру потери текучести определяли на установке «S.D.M.– 530» (Германия), снабженной тремя камерами для поддержания температур 0, -17 и -34°, согласно СТ РК АСТМ Д 5853-2010.

Плотность нефти определяли с помощью нефтяных ареометров в термостатируемых цилиндрах для измерения плотности Technoglass (Голландия) в соответствии с ГОСТ 3900-85.

Выделение парафинов, асфальтенов и смол из нефти проводили по методикам ГОСТ 11851-85.

Содержание общей серы определяли на рентгено-флуоресцентном анализаторе Спектроскан S (Россия), согласно СТ РК ГОСТ Р ЕН ИСО 14596-2010.

Реологические исследования проведены с применением ротационного реометра фирмы «Brookfield» модель «RST» (Великобритания) с использованием термостатируемой цилиндрической измерительной системы МК-СС45 (MS-CC45) типа «цилиндр-цилиндр» и измерительного цилиндрического элемента МВ-СС 45 (МВ-СС 48). Контроль параметров (температура, скорость сдвига, частота измерений) осуществлялся специализированной компьютерной программой RHEO 3000. Измерения кажущейся (или эффективной) вязкости и напряжения сдвига проводили в режиме линейного изменения скорости сдвига (от 0 до 100 с-1) при постоянной температуре. Динамическое предельное напряжение сдвига и коэффициент текучести рассчитывались также специализированной компьютерной программой RHEO 2000 по уравнению Бингама-Шведова:

$$\tau = \tau_0 + D \times \eta$$

Физико-химические и реологические свойства нефтей, подкачиваемых в «бузачинскую» нефтесмесь в ходе транспортировки по магистральному нефтепроводу «Узень-Атырау-Самара», представлены в *таблице 3* и на *рисунке 1* (а-б).

Таблица 3 – Физико-химические свойства и компонентный состав подкачиваемых нефтей

Наименование	Тпт, °С	Плотность при 20 °С, кг/м ³	Содержание парафина, %	Содержание серы, %
Мангышлакская смесь (нефти м/р Узень и Жетыбай)	+33	844,5	17,5	0,12
подкачка 1	+21	805,7	10,5	0,03
подкачка 2	+30	855,1	15,5	0,13
подкачка 3	-12	743,2	8,3	0,02
подкачка 4	+24	813,9	22,2	0,03
подкачка 5	+21	808,2	19,6	0,03
подкачка 6	<-27	866,1	1,6	0,98
подкачка 7	-15	814,7	4,8	0,25
подкачка 8	<-27	879,6	2,8	0,25
Подкачка атырауских месторождений	-21	866,4	4,4	0,30

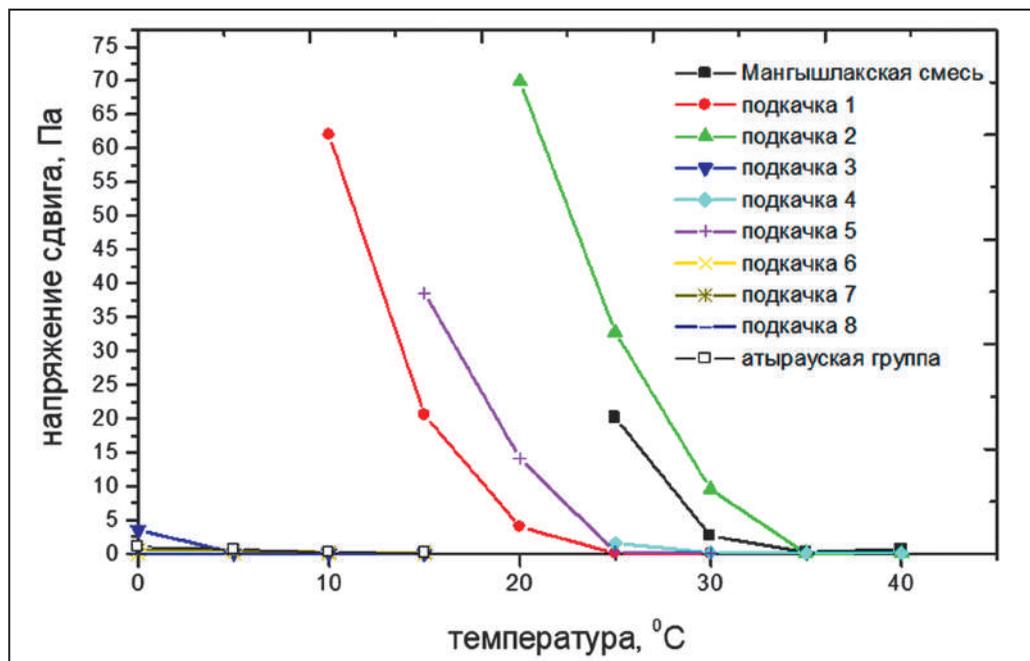


Рисунок 1 – График температурной зависимости напряжения сдвига подкачиваемых нефтей (измерены при скорости сдвига 5 с⁻¹)

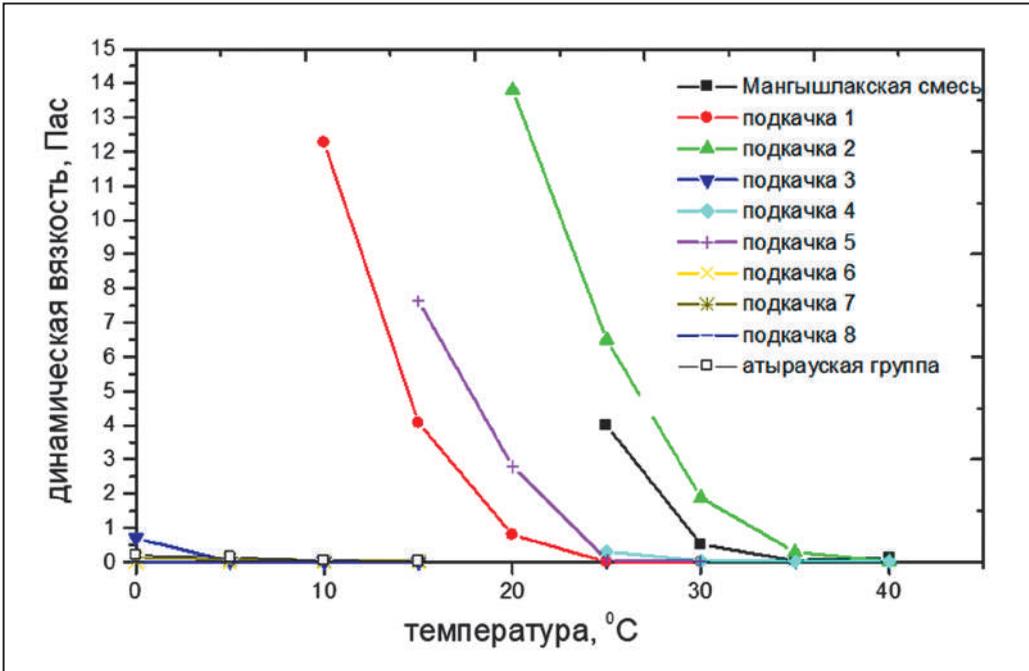


Рисунок 2 – График температурной зависимости динамической вязкости подкачиваемых нефтей (измерены при скорости сдвига 5 с⁻¹)

Как видно из *таблицы 3* и *рисунков 1-2*, подкачиваемые нефти различаются по свойствам и будут по-разному влиять на реологические параметры «бузачинской» смеси по мере её транспортировки по магистральному трубопроводу.

Характер такого влияния наглядно отображен на *рисунках 3-5*, где представлены результаты исследования влияния как фактически подкачиваемого объема нефти, так и модельного состава (в случае добавления мангышлакской смеси и нефти группы атырауских месторождений) нефтесмеси. При моделировании смешивали «бузачинскую» нефтесмесь с «мангышлакской» смесью в соотношении ~ 50:50, и впоследствии в сформированную нефтесмесь добавляли ~ 4% смеси нефтей группы атырауских месторождений.

Из графиков *рисунков 3-5* видно, что подкачка нефтей (основная доля которых отличается небольшим содержанием парафинов и смол, но встречаются и парафинистые высокозастывающие нефти) приводит к повышению температуры потери текучести «бузачинской» нефтесмеси с -30 до -15/-9°C. При этом в ряде случаев происходит небольшое снижение вязкости и повышение напряжения сдвига. Это обусловлено «эффектом разбавления» смолистой «бузачинской» нефтесмеси.

Однако наибольшее негативное воздействие на реологические свойства «бузачинской» нефтесмеси будет проявляться только в случае её смешения с высокозастывающей парафинистой «мангышлакской» смесью. Так на *рисунке 3* видно, что температура потери текучести при этом повышается до +15°C. Наряду с этим происходит значительное повышение реологических параметров (*рисунки 4-5*). При

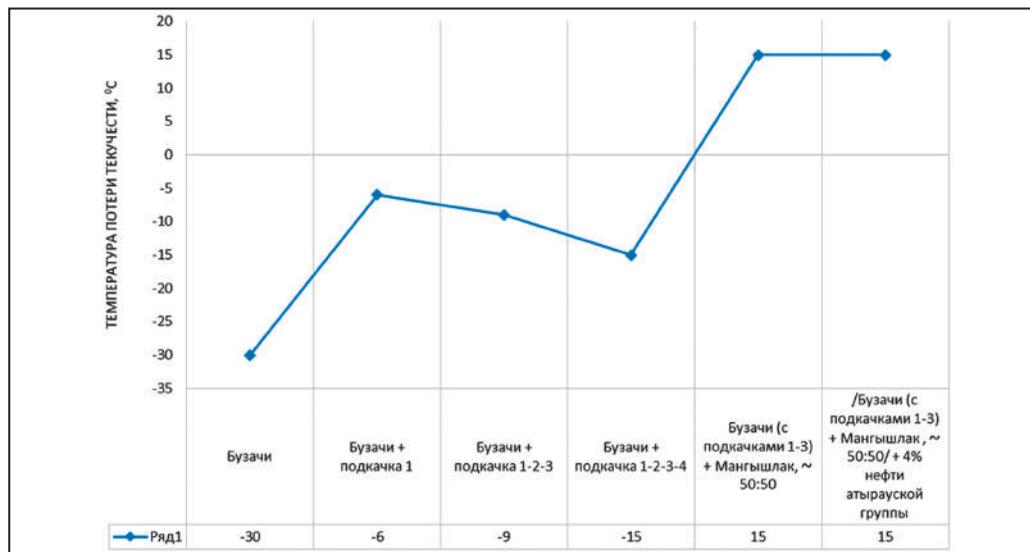


Рисунок 3 – Изменение температуры потери текучести «бузачинской» нефтесмеси после подкачек нефти различных месторождений

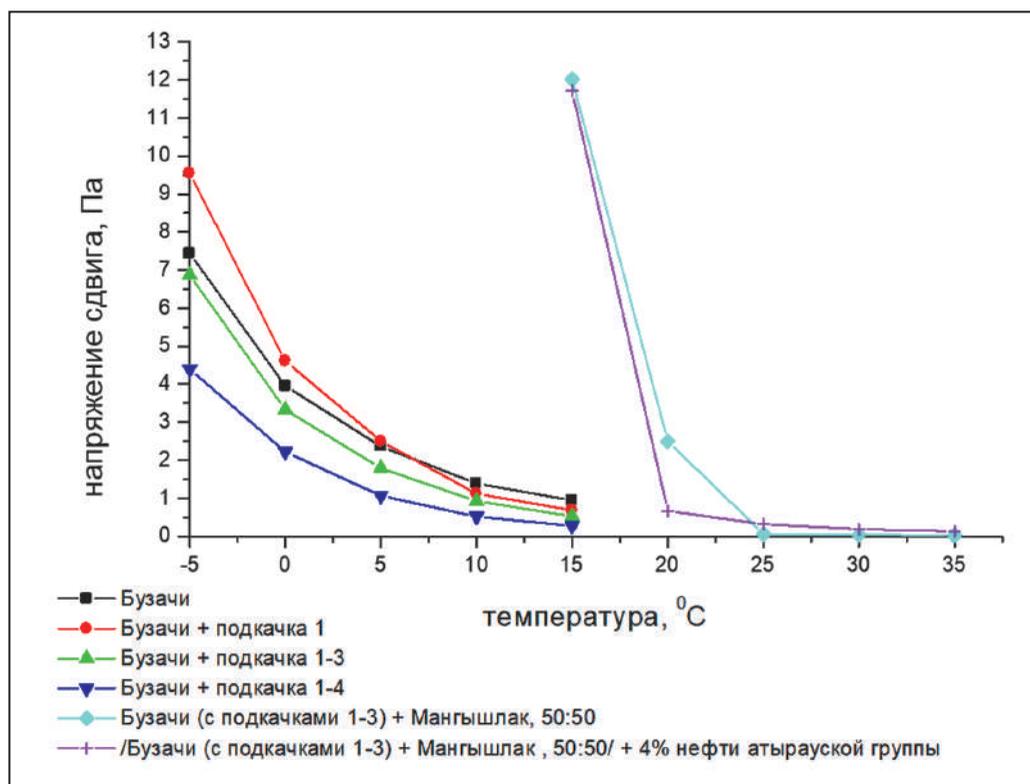


Рисунок 4 – Изменение графика температурной зависимости напряжения сдвига «бузачинской» нефтесмеси после подкачек нефти различных месторождений (измерены при скорости сдвига 5 с⁻¹)

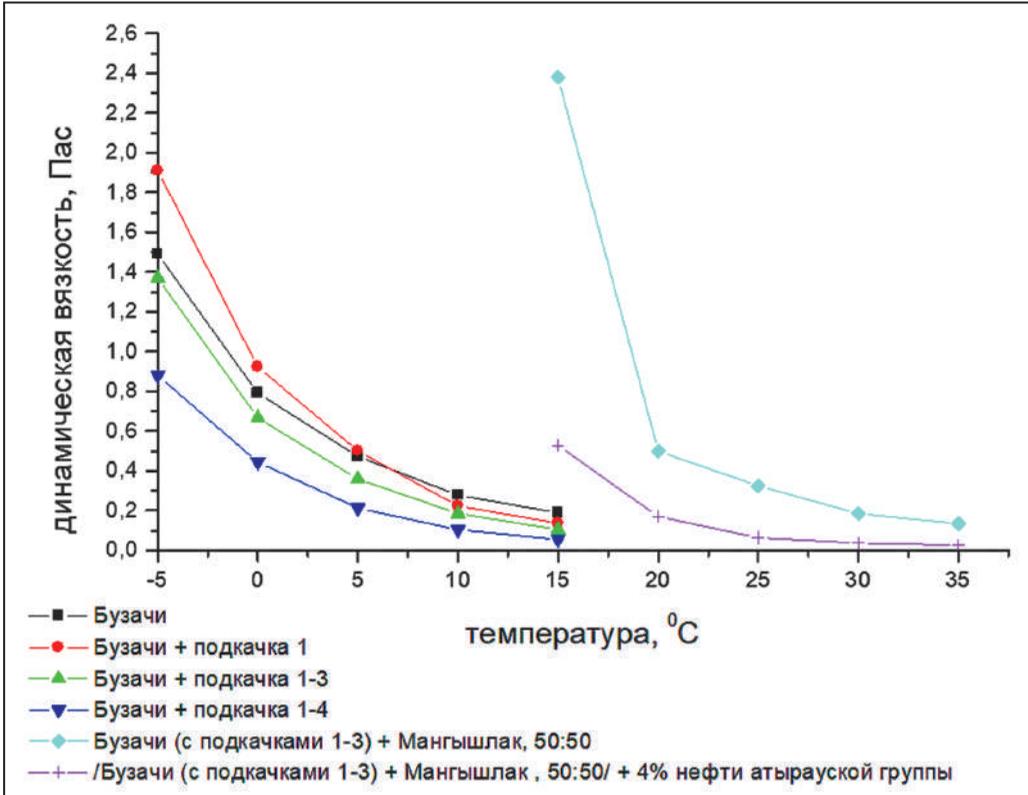


Рисунок 5 – Изменение графика температурной зависимости динамической вязкости «бузачинской» нефтесмеси после подкачек нефти различных месторождений (измерены при скорости сдвига 5 с⁻¹)

этом добавление малопарафинистой нефти группы атырауских месторождений не оказывает «эффекта разбавления».

Тепло-гидравлические расчеты режимов транспортировки таких высокозастывающих нефтесмесей на участке «НПС им. Т.Касимова - НПС Большой Чаган» МН «Узень-Атырау-Самара», проведенные на специализированном программном обеспечении «SmartTran» (позволяет также рассчитывать оптимальный энергосберегающий режим работы магистрального нефтепровода) показали, что перекачка возможна только с использованием путевого подогрева нефти. Основным фактором при этом является отсутствие возможности безопасной остановки нефтепровода на 72 часа (в случае аварийных ситуаций/ремонтных работ) и его последующей безопасной перекачки.

Таким образом, в работе показано, что среди всех подкачиваемых нефтей, негативное влияние (в сторону увеличения значений) на реологические параметры «бузачинской» нефтесмеси будет оказывать добавление высокозастывающей «мангышлакской» смеси. Поэтому регулирование объемов подкачиваемой нефти является одним из важных направлений регулирования холодо-текучих свойств нефтесмеси и оптимизации режимов её транспортировки. В случае невозможности изменения

состава перекачиваемой нефтесмеси (в сторону снижения количества парафинистой составляющей) может потребоваться изменение технологических условий перекачки в таких направлениях, как увеличение давления на промежуточных станциях либо подключение дополнительных пунктов подогрева и др. Изучение данных направлений будет являться предметом дальнейших исследований. 

ЛИТЕРАТУРА

- 1 Надиров Н.К. Высоковязкие нефти и природные битумы. Алматы: 2001. Т. 1-5. [Nadirov N.K. High-viscosity oils and natural bitumens. 2001. Т. 1-5.]
- 2 Надиров Н.К., Тугунов П.И., Брот Р.А., Уразгалиев Б.У. Трубопроводный транспорт вязких нефтей. Новые нефти Казахстана и их использование. Алма-Ата: 1985. 264 с. [Nadirov N.K., Tugunov P.I., Brot R.A., Urazgaliev B.U. Pipeline transport of viscous oil. Series New oils of Kazakhstan and their use. 1985. p. 264.]
- 3 Акжигитов А.Ш. Проблемы текучести высокозастывающих нефтей. Нефть и газ. 2002;1:121-125. [Akzhigitov A.Sh. Problems of fluidity of highly solidified oils. Oil and Gas. 2002;1:121-125.]
- 4 Махмотов Е.С., Сигитов В. Б., Боранбаева Л. Е., Дидух А.Г., Алексеев С. Г. Нефтесмеси, транспортируемые по магистральным нефтепроводам АО «КазТрансОйл». Алматы: Жибек Жолы, 2009. 629 с. [Makhmotov E.S., Sigitov V.B., Boranbayeva L.E., Didukh A.G., Alekseev S.G. Oil mixtures transported through the main oil pipelines of KazTransOil JSC, Almaty: Zhybek zholy, 2009, p.629]

УДК 504.06, <https://doi.org/10.37878/2708-0080/2021-2.08>

АНАЛИЗ И УПРАВЛЕНИЕ ЭКОЛОГИЧЕСКИМИ РИСКАМИ В НЕФТЕГАЗОВОЙ СФЕРЕ



Ж.Р. ТОРЕГОЖИНА,
профессор кафедры ЮНЕСКО
и Устойчивое развитие,
<https://orcid.org/0000-0003-2419-7920>



Е.В. СОЛОДОВА,
и.о. доцента кафедры ЮНЕСКО
и Устойчивое развитие,
<https://orcid.org/0000-0003-0136-4220>



Ш. АСКАР,
магистрант,
<https://orcid.org/0000-0002-1053-5733>

КАЗАХСКИЙ НАЦИОНАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ ИМ. АЛЬ-ФАРАБИ
Республика Казахстан, 050040, г. Алматы, пр. аль-Фараби, 71

Авторами проведен анализ современного состояния управления экологическими рисками в нефтегазовой сфере Республики Казахстан. Установлено, что в настоящее время не существует полного определения понятия «экологический риск» и отсутствует единая методика проведения оценки экологического риска.

Рассмотрены возможные экологические риски, возникающие при разработке месторождения, добыче сырья, транспортировке и др. Выяснено, что масштабное негативное воздействие происходит при авариях на объектах. В таких ситуациях важна роль законодательных и нормативных документов, которые должны содержать гарантии и критерии недопущения чрезвычайных ситуаций, а в случае критического положения предусматривать действенные меры выхода из них с минимизацией возможных потерь.

Авторами отмечено, что вопросы экологической безопасности требуют скорейшего освоения и нормативно-законодательного оформления. Международный и казахстанский опыт в области анализа, оценки и управления экологическими рисками убедительно показывает, что с каждым годом решение таких задач становится все более актуальным не только для общества в целом, но и для отдельных организаций, являющихся объектами недропользования.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: окружающая среда, экологическая безопасность, риск, техногенные системы, управление экологическими рисками, нефтегазовая сфера, устойчивое развитие.

МҰНАЙ-ГАЗ САЛАСЫНДАҒЫ ЭКОЛОГИЯЛЫҚ ТӘУЕКЕЛДЕРДІ ТАЛДАУ ЖӘНЕ БАСҚАРУ

Ж.Р. ТОРЕГОЖИНА, ЮНЕСКО және тұрақты даму кафедрасының профессоры, <https://orcid.org/0000-0003-2419-7920>

Е.В. СОЛОДОВА, ЮНЕСКО және тұрақты даму кафедрасы доцентінің міндетін атқарушы, <https://orcid.org/0000-0003-0136-4220>

Ш. АСҚАР, магистрант, <https://orcid.org/0000-0002-1053-5733>

ӘЛ-ФАРАБИ АТЫНДАҒЫ ҚАЗАҚ ҰЛТТЫҚ УНИВЕРСИТЕТИ
Қазақстан Республикасы, Алматы, 050040, әл-Фараби даңғылы, 71

Авторлар Қазақстан Республикасындағы мұнай-газ саласындағы экологиялық тәуекелдерді басқарудың қазіргі жай-күйіне талдау жасады. Қазіргі уақытта "экологиялық тәуекел" ұғымының толық анықтамасы жоқ және экологиялық тәуекелді бағалауды жүргізудің бірыңғай әдістемесі жоқ екендігі анықталды.

Кен орнын игеру, шикізат өндіру, тасымалдау және т.б. кезінде туындауы мүмкін экологиялық қауіптер қарастырылды, объектілердегі авариялар кезінде ауқымды теріс әсер болатындығы анықталды. Мұндай жағдайларда заңнамалық және нормативтік құжаттардың рөлі маңызды, оларда Төтенше жағдайларға жол бермеудің кепілдіктері мен критерийлері қамтылуға, ал қиын жағдайда ықтимал шығындарды барынша азайта отырып, олардан шығудың пәрменді шаралары көзделуге тиіс.

Авторлар экологиялық қауіпсіздік мәселелері тез игеруді және нормативтік-заңнамалық ресімдеуді талап ететінін атап өтті. Экологиялық тәуекелдерді талдау, бағалау және басқару саласындағы халықаралық және қазақстандық тәжірибе жыл сайын мұндай міндеттерді шешу жалпы қоғам үшін ғана емес, жер қойнауын пайдалану объектілері болып табылатын жекелеген ұйымдар үшін де өзекті бола түсетінін айқып көрсетіп отыр.

ТҮЙІН СӨЗДЕР: қоршаған орта, экологиялық қауіпсіздік, тәуекел, техногендік жүйелер, экологиялық тәуекелдерді басқару, Мұнай-газ саласы, тұрақты даму.

ENVIRONMENTAL RISK ANALYSIS AND MANAGEMENT IN THE OIL AND GAS SECTOR

ZH.R. TOREGOZHINA, Professor of UNESCO and Sustainable Development Department, <https://orcid.org/0000-0003-2419-7920>

YE.V. SOLODOVA, Acting Associate Professor of UNESCO and Sustainable Development Department, <https://orcid.org/0000-0003-0136-4220>

SH. ASKAR, master's degree student, <https://orcid.org/0000-0002-1053-5733>

AL-FARABI KAZAKH NATIONAL UNIVERSITY
71 al-Farabi Ave., Almaty, 050040, Republic of Kazakhstan

The authors analyze the current state of environmental risk management in the oil and gas sector in the Republic of Kazakhstan. It is established that at present there is no complete definition of the concept of "environmental risk" and there is no unified methodology for conducting an environmental risk assessment.

Possible environmental risks arising during the development of the field, extraction of raw materials, transportation, etc. are considered. It was found that a large-scale negative impact occurs during accidents at facilities. In such situations, the role of legislative and regulatory documents is important, which should contain guarantees and criteria for avoiding emergency situations, and in the case of a critical situation, provide effective measures to overcome them with minimizing possible losses.

The authors noted that the issues of environmental safety require early development and regulatory and legislative registration. International and Kazakhstani experience in the field of analysis, assessment and management of environmental risks clearly shows that every year the

solution of such problems becomes more and more relevant not only for society as a whole, but also for individual organizations that are objects of subsurface use.

KEYWORDS: *environment, environmental safety, risk, technogenic systems, environmental risk management, oil and gas sector, sustainable development.*

Сегодня управление экологическими рисками является необходимым элементом процесса обеспечения экологической безопасности в стране.

Общеизвестно, что в нефтегазовой сфере существует высокая степень экологических рисков – от разработки месторождения, добычи сырья и первичной обработки до использования конечного продукта и размещения отходов [1–4].

Актуальность исследования обусловлена тем, что понятие «экологический риск» является относительно новым для стран постсоветского пространства, включая Республику Казахстан.

Оценка воздействия экологических рисков на окружающую среду как стадия управления экологическими рисками сформировалась в начале 1970-х гг., с принятием в 1969 г. Акта о Национальной политике по охране окружающей среды в США. С тех пор она превратилась в мощный предупредительный инструмент, широко применяющийся в практике экологического регулирования в более чем 100 странах мира [2].

В настоящее время не существует достаточно полного определения понятия «экологический риск», которое в полной мере бы отражало его суть и, следовательно, каждый автор трактует это понятие исходя из своих интересов или области познания. Помимо этого, отсутствует единая методика проведения оценки экологического риска. В научной литературе [4–7] понятие риск имеет множество определений и трактовок, так, например в большинстве случаев под риском понимается возможная опасность потерь, связанных со спецификой тех или иных явлений природы и видов деятельности человеческого общества. Поэтому, необходима классификация экологических рисков, которая может проводиться по различным критериям, например, *по степени распространения* (риски могут быть глобальными и локальными), *по степени их восприятия и воздействия* (риски для здоровья людей, риски для недр, земли, водоемов, лесов и т.д.).

Сфера недропользования является одной из отраслей экономики, где существует высокая степень экологических рисков, особенно при разработке месторождений углеводородного сырья [1].

Экологические проблемы и риски с каждым годом становятся все более актуальными не только для общества в целом, но и для недропользователей, являющимися объектами экологического контроля со стороны уполномоченных государственных органов. Субъекты этих отношений подразделяются на две основные группы. К первой группе относятся различные государственные органы республиканского и местного уровня. В состав второй группы входят недропользователи и подрядчики/субподрядчики. Все субъекты, входящие в первую и вторую группу, имеют непосредственное отношение к экологическим рискам. Причем субъекты первой группы в большей степени выступают как контролирующие, разрешающие и сдерживающие органы, а субъекты второй группы – как потенциальные источники экологических

опасностей и угроз. Тем не менее, для тех и других большое значение имеет рациональное управление экологическими рисками, с которыми они сталкиваются в своей деятельности.

Экологический кодекс РК содержит нормы, устанавливающие общие принципы государственного регулирования в области охраны окружающей среды и в области использования природных ресурсов. Экологическое законодательство предусматривает и систему общественного контроля за деятельностью природопользователей и обеспечивает доступность экологической информации для населения. Однако, в сфере регулирования экологических отношений множество проблем, связанных с отсутствием простых правил взаимодействия государственных уполномоченных органов и природопользователей по обеспечению устойчивой модели производства и потребления, противоречивостью положений нормативных правовых актов, отсутствием единообразной, объективной и справедливой правоприменительной практики [1].

В методическом пособии «Методы анализа экологического риска» [8] автор описывает анализ рисков, они различаются по типу и полноте исходной информации и решаемым задачам. По типу и полноте исходной информации различают качественный и количественный виды анализа риска.

Качественный анализ риска предназначен для определения факторов риска и обстоятельств, приводящих к рисковым ситуациям. Он включает в себя: выявление источников и причин риска; идентификацию всех возможных рисков; выявление практических выгод и возможных негативных последствий, которые могут наступить при реализации содержащего риск решения; ранжирование рисков по экспертным данным.

Качественный анализ позволяет выделить наиболее значимые риски, которые будут являться объектом дальнейшего количественного анализа.

Количественный анализ риска предполагает количественное определение отдельных рисков и риска проекта (принимаемого решения) в целом.

По решаемым задачам анализ риска включает его идентификацию, оценивание и прогноз.

Идентификация риска – это выявление рисков, характерных для определенного вида деятельности, причин их возникновения, форм проявления и рискообразующих факторов. Идентификация основана на анализе статистических данных об опасных явлениях и результатах их взаимодействия с антропосферой.

Оценивание риска включает оценку риска и определение его приемлемости путем сравнения с допустимым уровнем. Оценка риска заключается в количественном измерении фактического уровня показателя риска. Допустимый риск – это риск, который в данном контексте считается допустимым при существующих общественных ценностях.

Прогноз риска – это оценка риска на определенный момент времени в будущем с учетом тенденций изменения условий его проявления [9].

В работе «Экологические риски. Теория и практика» классифицируют экологические риски на 2 варианта. Первый базируется на использовании 3 понятий – субъект риска, объект риска и предмет риска в контексте спектра потенциальных экономических ущербов. В этом варианте экологические риски классифицируются по родам.

Экологические риски первого рода обусловлены негативным влиянием экосистем или их отдельных частей на экономическую деятельность. Экологические риски второго рода связаны с экологическими опасностями, возникающими в процессе негативного воздействия на экосистемы в условиях нормальной экономической деятельности в штатном режиме. Эти опасности подразделяются на прямые и косвенные. Экологические риски третьего рода связаны с экологическими опасностями, которые вызываются авариями и катастрофами технических систем, а также с залповыми выбросами и сбросами загрязняющих веществ. Во втором варианте классификации принимается во внимание, что риски, угрожающие безопасности населения, обычно характеризуются малыми вероятностями, но тяжелыми последствиями [14].

Автор в своей работе «Современные методы оценки рисков в экологии» [3] подробно описывает методику анализа риска, разработанную американским агентством по охране окружающей среды (Environmental Protection Agency of USA – U.S. EPA). Данная методика успешно применяется в США. EPA разрабатывает и применяет методы анализа риска с целью решения проблем загрязнения и защиты от загрязнений окружающей среды с целью изучения проблем загрязнения в производственной деятельности и загрязнения продуктов, соответственно своим названиям.

Первоначально EPA начало разработки методик анализа риска с целью определения критериев и стандартов для химических веществ, загрязняющих воды, затем был распространен на все другие среды. Большинство критериев были разработаны на основе экстраполяции данных, полученных в экспериментах на животных, и данных о дыхании, потреблении воды, пищи и усредненном весе человека.

Анализ химического риска обычно делится на 4 шага:

1 – Идентификация опасностей (загрязнителя). Идентификация потенциально токсического химического вещества;

2 – Определение отношения «доза–ответ». Определение токсикологических свойств в зависимости от пути поступления – оральный, ингаляционный или другой – в организм человека. Отношение доза-ответ обычно определяют на экспериментах с животными;

3 – Оценка экспозиции. Определение количества химического вещества в окружающей природе и его поступления в организм человека. Количество химического вещества поступившего в организм человека определяют путём установления количества химиката в окружающей природе и путей его транспорта (миграции). Суммарное количество токсиканта, который может нанести вред здоровью отдельного индивидуума или популяции, определяют путём количественной оценки поступления с пищей, воздухом и дермального контакта;

4 – Оценка риска. Оценка риска состоит в обработке данных, полученных на 2-м и 3-м шагах. Для выработки критерия или стандарта исходят из предположения, что концентрация должна быть такой, чтобы не мог быть нанесён вред здоровью [3, 10].

Первый этап: качественная идентификация опасностей. Это процесс выявления проблемы: например, выявляются источники загрязнения, потенциально опасные вредные вещества, их токсичность. При этом используются различные методы идентификации риска:

статистические, основанные на анализе накопленных статистических данных произошедших событий, их частоте повторения;

аналитические, базирующиеся на изучении причинно-следственных связей; экспертные оценки событий, предполагающие оценку вероятностей проявления факторов экологической опасности.

Второй этап: определение границ зоны риска. В процесс количественной оценки опасности входит рассмотрение схемы максимально возможного потока вредного вещества и установление географических границ его воздействия, т.е. полного жизненного цикла продукта.

Третий этап: оценка путей воздействия стрессора. Он предусматривает рассмотрение общей схемы воздействия вредного вещества на биоту, а также прямое его воздействие на здоровье человека, в результате чего проводится количественная оценка между воздействующей дозойзагрязняющего вещества и случаями вредных эффектов, устанавливается зависимость «доза–эффект».

Четвертый этап: характеристика риска. С использованием количественных показателей, полученных на предыдущих этапах анализа, оценивается вероятность экологического риска для индивидуума, популяции или экосистемы в целом, расчет значений риска для отдельных маршрутов и путей поступления вещества, проводится анализ неопределенности оценки риска.

Пятый этап: управление риском. Концепция оценки риска включает в себя два элемента: оценку риска и управление риском, и пятым завершающим этапом является управление риском. На этом этапе рассматривается совместимость финансовой выгоды с экологическими требованиями и вероятностью проявления экологического риска. Например, предлагаются варианты мероприятий по уменьшению риска:

- наиболее оперативные и сравнительно дешевые;
- оперативные и сравнительно дорогие;
- сравнительно дорогие;
- другие организационные мероприятия

В статье «Экологические риски в нефтедобывающей промышленности» [11] автор пишет, что «максимальная вероятность возникновения экологических рисков проектов разработки нефтяных месторождений имеет место в период строительства, на стадии постоянной добычи и на ликвидационной стадии. Степень влияния экологических рисков на результат проекта максимальна в период постоянно.

Существуют также следующие методы минимизации рисков:

- Передача рисков;
- Распределение рисков между участниками проекта;
- Удержание риска;
- Сокращение риска;
- Резервирование средств на покрытие непредвиденных расходов;
- Поглощение риска;
- Избежание (упразднение) рисков

Любой экологический риск следует рассматривать только в сочетании с конкретными экономическими и социальными условиями [12]. При недропользовании возникают риски, которые могут быть связаны как с неполучением ожидаемых результатов при изучении недр, так и с возможной поломкой или потерей дорогостоящей техники, что в обоих случаях приводит к нерациональным затратам финансовых

и трудовых ресурсов. В связи с этим экологические риски при недропользовании можно связывать как с информационными несбывшимися ожиданиями, так и с материальными потерями. В первом случае из-за технических или технологических причин не может быть дана информация о недрах достаточной полноты и точности, необходимой для решения поставленной задачи, а во втором случае не будет получен планируемый материальный объект – не выявлено месторождение полезных ископаемых; не получено в достаточном количестве искомое минеральное сырье (разведанные запасы требуемой кондиции), а также понесены другие материальные потери разрушение используемой техники, зданий, сооружений и др.»

Согласно [6] риски делятся на 2 группы: Геологические риски и экологические риски. Геологические риски в свою очередь подразделяются на 2 категории. Первая касается геологоразведочных работ, особенно на новых и слабоизученных объектах. Весь цикл разведочных работ, особенно бурение глубоких скважин, является очень дорогим «удовольствием», поэтому недропользователи пытаются до предела уменьшить эти затраты. Доля затрат на разведку и соответствующие объемы работ почти во всех крупных нефтяных компаниях являются очень низкими.

Вторая категория геологических рисков связана с разработкой месторождений. «Поршневой» принцип вытеснения нефти в пласте не обеспечивает эффективную перколяцию. Следует иметь в виду, что масштабная закачка «инородной» воды резко и необратимо изменяет минералогический состав продуктивного пласта и соответственно все природные свойства коллектора, т. е. происходит активный техногенный метасоматоз с отрицательным эффектом. Закрытые режимы разработки нефтяных месторождений возмущают геологическую среду и создают многочисленные точки бифуркаций в глубинных недрах и на поверхности, что предопределяет геологические риски.

Экологические риски при добыче нефти связаны в первую очередь с тем, что такая гигантская техногенная нагрузка инициирует проявление геодинамических процессов природно-техногенного генезиса, имеющих место в пределах данного и других месторождений, а также оказывает воздействие на почвы, поверхностные и подземные воды.

В статье «Экологические риски в системе нормативно-правовой базы Республики Казахстан» [9] автор разъясняет, что добыча и транспортировка нефти и газа относятся к разряду потенциально опасных производств, а соответствующие объекты являются объектами повышенного риска. Они обладают колоссальными возможностями по воздействию на окружающую среду и население (изменение ландшафта, загрязнение объектов природной среды, вредное воздействие на организмы человека и животных). Наиболее концентрированное и масштабное негативное воздействие происходит при авариях. В таких ситуациях чрезвычайно важна роль законодательных и нормативных документов, которые должны содержать гарантии и критерии недопущения чрезвычайных ситуаций, а в случае критического положения предусматривать действенные меры выхода из них с минимизацией возможных потерь.

Анализ казахстанской законодательной и нормативной документации [9, 12, 14] показал, что к настоящему времени в республиканском природоохранном законодательстве сложилась довольно сложная ситуация с определением таких ос-

новополагающих понятий, как «экологическая опасность», «экологически опасная деятельность», «экологически опасный объект», «экологический риск», «оценка риска», «управление риском», управление безопасностью». Это приводит к значительным трудностям во взаимоотношениях между контролирующими органами и компаниями, осуществляющими связанные с риском нефтегазовые операции.

Если проблемы промышленной безопасности в определенной мере отрегулированы правовыми нормами промышленной безопасности, то вопросы экологической безопасности являются открытым полем, которое требует скорейшего освоения и своего нормативно-законодательного оформления [1].

Таким образом, международный и казахстанский опыт в области анализа, оценки и управления экологическими рисками убедительно показывает, что с каждым годом решение таких задач становится все более актуальным не только для общества в целом, но и для отдельных организаций, являющихся объектами недропользования. 

ЛИТЕРАТУРА

- 1 Елюбаев Ж.С. Экологические риски в сфере недропользования: законодательство и практика – Режим доступа: http://online.zakon.kz/Document/?doc_id=31449738 [Elyubaev Zh.S. Ekologicheskie riski v sfere nedropol'zovaniya: zakonodatel'stvo i praktika – Rezhim dostupa: http://online.zakon.kz/Document/?doc_id=31449738]
- 2 Шлегель О.В. Управление экологическими рисками на предприятиях нефтяной отрасли // Российское предпринимательство. – 2011. – № 11 (2). – С. 92-97. [Shlegel' O.V. Upravlenie ekologicheskimi riskami na predpriyatiyah neftyanoj otrasli // Rossijskoe predprinimatel'stvo. – 2011. – № 11 (2). – S. 92-97.]
- 3 Торегожина Ж.Р., Жунусова М.А. Қауіпсіздік және тәуекел; оқу-әдістемелік құралы-Алматы; Қазақ университеті, 2012.-163бет [Toregozhina Zh.R., Zhunusova M.A. Қауіпсіздік және тәуекел; оқу-әдістемелік құралы-Алматы; Қазақ университеті, 2012.-163бет]
- 4 Ехлаков Ю.П., Переметина Т.О. Методика оценки экологического риска при добыче и транспортировке нефти. <https://cyberleninka.ru/article/n/metodika-otsenki-ekologicheskogo-riska-pri-dobyche-i-transportirovke-nefti/viewer> [Ekhlakov YU.P., Peremetina T.O. Metodika ocenki ekologicheskogo riska pri dobyche i transportirovke nefi. <https://cyberleninka.ru/article/n/metodika-otsenki-ekologicheskogo-riska-pri-dobyche-i-transportirovke-nefti/viewer>]
- 5 Касьяненко А.А. Современные методы оценки рисков в экологии. Учебное пособие. – М.: Изд-во РУДН 2008. – 271 с. [Kas'yanenko A.A. Sovremennye metody ocenki riskov v ekologii. Uchebnoe posobie. – M.: Izd-vo RUDN 2008. – 271 s.]
- 6 Хаустов А.П., Редина М.М., Силаева П.Ю. Экологическое проектирование и риск-анализ. – М.: РУДН, 2008. – 320 с. [Haustov A.P., Redina M.M., Silaeva P.Yu. Ekologicheskoe proektirovanie i risk-analiz. – M.: RUDN, 2008. – 320 s.]
- 7 Экологический кодекс Республики Казахстан от 2 января 2007 г. № 212-III РК [Ekologicheskij kodeks Respubliki Kazahstan ot 2 yanvarya 2007 g. № 212-III RK.]
- 8 Карандашева Т.К. Методы анализа экологического риска – Вологда: ВГТУ, 2012. - 36 с. [Karandasheva T.K. Metody analiza ekologicheskogo riska – Vologda: VGTU, 2012. - 36 s.]
- 9 Руденко И. Экологические риски в системе нормативно-правовой базы Республики Казахстан. II Атырауский правовой семинар «Актуальные вопросы и анализ практики применения законодательства в нефтегазовой отрасли Республики Казахстан», Атырау, 9 апреля 2004 г. [Rudenko I. Ekologicheskie riski v sisteme normativno-pravovoj

bazy Respubliki Kazahstan. II Atyrauskij pravovoj seminar «Aktual'nye voprosy i analiz praktiki primeneniya zakonodatel'stva v neftegazovoj otrasli Respubliki Kazahstan», Atyrau, 9 aprelya 2004 g.]

- 10 Меньшиков В.В., Швыряев А.А. Анализ риска при систематическом загрязнении атмосферного воздуха опасными химическими веществами: Учебное пособие. -М.: Изд-во МГУ, 2003. [Men'shikov V.V., Shvyryaev A.A. Analiz riska pri sistematicheskom zagryaznenii atmosfernogo vozduha opasnymi himicheskimi veshchestvami: Uchebnoe posobie. - M.: Izd-vo MGU, 2003.]
- 11 Сабирова А.Р., Адильханова А.К. Экологическая оценка влияния загрязнений на окружающую среду в Мангистауской области // Вестник Каз. Академии транспорта и коммуникации. – 2010. – №5 (66). – С. 263-266. [Sabirova A.R., Adil'hanova A.K. Ekologicheskaya ocenka vliyaniya zagryaznenij na okruzhayushchuyu sredu v Mangistauskoj oblasti // Vestnik Kaz. Akademii transporta i kommunikacii. – 2010. – №5 (66). – С. 263-266.]
- 12 Байдельдинов Д.Л., Акопова Э.А. Экологическая безопасность и риски в сфере недропользования // Вестник КазНУ. Серия Юридическая. № 3 (67). 2013 – С. 124-128. [Bajdel'dinov D.L., Akopova E.A. Ekologicheskaya bezopasnost' i riski v sfere nedropol'zovaniya // Vestnik KazNU. Seriya Yuridicheskaya. № 3 (67). 2013 – С. 124-128]
- 13 Zh. Zholmahan, Some questions in the environmental risks in the subsoil // KazNU Bulletin. Lawsereies. – 2014. – №3 (71). – P. 213-215.
- 14 Музалевский А.А., Карлин Л.Н. Экологические риски. Теория и практика. – СПб.: РГГМУ, 2011. – 446 с. [Muzalevskij A.A., Karlin L.N. Ekologicheskie riski. Teoriya i praktika. – SPb.: RGGMU, 2011. – 446 s.]



Р.Г. САРМУРЗИНА,
Председатель Ассоциации,
доктор химических наук,
академик Национальной
академии наук РК

7 августа 2020 г. в городе Нур-Султан состоялось учредительное собрание производителей и потребителей нефтегазохимической продукции, на котором было принято решение о создании ОЮЛ «Ассоциация производителей и потребителей нефтегазохимической продукции (Нефтегазохимической Ассоциации)».

Целью Ассоциации является объединение юридических лиц для представления общих интересов и содействия устойчивому развитию нефтегазохимической отрасли Казахстана.

Ассоциация должна обеспечить коммуникационное взаимодействие между участниками отрасли, производителями, потребителями и государственными органами.

Члены Ассоциации: ТОО «Kazakhstan Petrochemical Industries Inc.», ТОО «KLPE», ТОО «Сапалы Технология», ТОО «Karabatan Chemical Corporation», ТОО «Каспио Пласт» и ТОО «Light Way Solution».

Председателем Ассоциации Совета избрана Сармурзина Раушан Гайсиевна – доктор химических наук, профессор, почетный академик Национальной академии РК, академик Национальной академии естественных наук РК.

Генеральный директор Ассоциации – Толкимбаев Габит Аждарович, ранее занимал руководящие должности в государственных органах, в системе АО «НК «КазМунайГаз», Ассоциации «KAZENERGY», на нефтеперерабатывающем предприятии.

Нефтегазохимическая Ассоциация прошла аккредитацию в Министерстве финансов Республики Казахстан, Министерстве экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан, Министерстве энергетики Республики Казахстан.

Ассоциация подписала меморандумы-соглашения с Казахстанско- Британским техническим университетом, Высшим колледжем АРЕС PetroTechnic, Атырауским университетом нефти и газа им. Сафи Утебаева, Казахским национальным исследовательским техническим университетом имени К.И. Сатпаева. Сформирована Рабочая группа по разработке Концепции подготовки кадров для нефтегазохимической отрасли.

Ассоциация входит в состав Индустриального Комитета на базе ТОО «Высший колледж АРЕС PetroTechnic», КБТУ, Сатпаев университет.

Проводится обзор и анализ потребления и перспектив развития полимерной продукции (ПП, ПЭ, ПЭТФ) в стране по отраслям экономики (строительство, сельское хозяйство, медицина, легкая промышленность и др.) на основе материалов, предоставленных Членами Ассоциации: ТОО «KLPE», ТОО «KPI» и материалов из открытых источников.

Подписан меморандум о стратегическом партнерстве и сотрудничестве с ОЮЛ «Ассоциация химической промышленности KAZХИМИЯ».

Были проведены встречи с основными потребителями в городе Атырау на территории СЭЗ «НИНТ»: участки «Карабатан» и «Атырау», ТОО «Полимер Продакшн», ТОО «КазХим», Атырауский завод полиэтиленовых труб компании «Шеврон» и также в городе Алматы: ТОО «Казахстанская Нефтехимическая Компания Кемикал», ТОО «Best Plast Products», Astana Motors, ТОО «ТД Евразкабель», EcoGreenPack, Завод высокопрочных труб, ТОО «Алем Тынысы».

Ассоциация принимает активное участие и выступает на международных конференциях и форумах: «Нефтегазовое машиностроение», «Argus Нефтегазохимия 2020: СНГ и глобальные рынки», «Потенциал нефтегазохимической отрасли Республики Казахстан», организованное АО «НК «KAZAKH INVEST». Председатель Совета Ассоциации Сармурзина Р.Г. выступила в 7-й ежегодной конференции «Нефтепереработка и нефтехимия Каспия и Центральной Азии» на тему «Развитие нефтегазохимии в Казахстане». 

УДК 622.276, <https://doi.org/10.37878/2708-0080/2021-2.09>

РАЗРАБОТКА ТЕХНОЛОГИЙ И ТЕХНИЧЕСКИХ СРЕДСТВ ДЛЯ ПОДДЕРЖАНИЯ ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ



Г. БАЙКОВ*,
магистрант

<https://orcid.org/0000-0002-4684-8272>

АКТЮБИНСКИЙ РЕГИОНАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ ИМ. ЖУБАНОВА,
Республика Казахстан, 030000, г. Актобе, проспект Алии Молдагуловой, 34

Нефтяная компания, разрабатывающая месторождение, в первую очередь должна поставить перед собой задачи по проектированию и внедрению разработки системы поддержания пластового давления. В любой нефтяной компании основными задачами являются количество добываемой нефти и минимальная стоимость ее добычи, но не следует забывать о таком понятии, как коэффициент извлечения нефти.

Актуальность работы заключается в поддержании пластового давления закачкой воды, что обеспечивает высокую нефтеотдачу.

В результате проведения анализа была изучена система поддержания пластового давления.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: пластовое давление, система поддержания пластового давления, заводнение, центробежный насос, нагнетательная скважина.

ҚАБАТТЫҚ ҚЫСЫМДЫ ҰСТАП ТҰРУҒА АРНАЛҒАН ТЕХНОЛОГИЯЛАР МЕН ТЕХНИКАЛЫҚ ҚҰРАЛДАРДЫ ӨЗІРЛЕУ

Г. БАЙКОВ*, Жұбанов атындағы Ақтөбе өңірлік университетінің магистранты, <https://orcid.org/0000-0002-4684-8272>

* Адрес для переписки. E-mail: balgyn.ashim@mail.ru

Қ. ЖҰБАНОВ АТЫНДАҒЫ АҚТӨБЕ ӨҢІРЛІК УНИВЕРСИТЕТІ,
Қазақстан Республикасы, 030000, Ақтөбе қаласы, Молдағұлова даңғылы, 34

Кен орнын игеретін мұнай компаниясы ең алдымен қабаттық қысымды ұстап тұру жүйесін (ҚҚҰ) әзірлеуді жобалау және енгізу жөніндегі міндеттерді алдына қоюы тиіс. Кез-келген мұнай компаниясында негізгі міндеттер-өндірілген мұнайдың мөлшері және оны өндірудің минималды құны, бірақ Мұнайды алу коэффициенті сияқты ұғымды ұмытпау керек.

Жұмыстың өзектілігі мұнайбергіштікті жоғарылату арқылы қабаттық қысымды ұстау. Нәтижесінде резервуардағы қысымды ұстап тұру жүйесі зерттелді.

ТҮЙІН СӨЗДЕР: қабаттық қысым, қабаттық қысымды ұстап тұру жүйесі, су басу, ортадан тепкіш сорғы, айдау ұңғымасы.

DEVELOPMENT OF RESEARCH TECHNOLOGIES AND TECHNICAL MEANS FOR MAINTAINING RESERVOIR PRESSURE OF OIL FIELDS

G. BAYKE*, Master's degree student of Zhubanov Aktobe Regional University, <https://orcid.org/0000-0002-4684-8272>

K. ZHUBANOV AKTOBE REGIONAL UNIVERSITY,
34, A. Moldagulova Avenue, 030000, Aktobe, Republic of Kazakhstan

First of all, the oil company developing the deposit should set itself the task of designing and implementing the development of a reservoir pressure maintenance system. In any oil company, the main tasks are the amount of oil produced and the minimum cost of its production, but we should not forget about such a concept as the oil extraction coefficient.

The relevance of the work is to maintain the reservoir pressure by pumping water, which ensures high oil recovery.

As a result of the analysis, the reservoir pressure maintenance system was studied.

KEY WORDS: reservoir pressure, reservoir pressure maintenance system, water flooding, centrifugal pump, injection well.

Кабаттық қысымды ұстап тұру жүйесі-мұнай өндірудің жоғары қарқынына қол жеткізу және оны алу дәрежесін арттыру мақсатында бастапқы немесе жобаланған шамада мұнай шоғырларының өнімді қабаттарында қысымды табиғи немесе жасанды түрде сақтау процесі. Мұнай кен орнын игерудегі ҚҚҰ жүйесі табиғи белсенді су қысымы немесе су қысымы режимі, контур немесе контур астындағы резервуарларға, сондай-ақ ішкі контурды суландыру кезінде суды ағызу нәтижесінде пайда болатын жасанды су режимі арқылы жүзеге асырылуы мүмкін. Геологиялық жағдайларға және дамудың экономикалық көрсеткіштеріне байланысты ҚҚҰ әдісін немесе олардың комбинациясы таңдалады [1].

Мұнай өнеркәсібінің дамуының көптеген онжылдықтарында кен орындарын игеру тек өндіруші Ұнғымаларды бұрғылау және резервуарлық энергияның барлық табиғи түрлерінің ресурстарын пайдалану арқылы олардан мұнай алу арқылы жүзеге асырылды. Қабаттық энергияның сарқылуы және өндіруші ұнғымалардағы кенжарлық қысымның төмендеуі бойынша кен орны кейде қойнауқаттағы мұнайдың бастапқы қорының 25-30% – нан аспайтын кен орнын нөлге дейін түсіріледі.

Жасанды су басу кең таралды. Кен орындарын суландыру арқылы игерілетін кен орындарында қазіргі уақытта мұнай өндірудің жалпы деңгейінің 90% -ға жуығы

өндіріледі, қабаттарға жылына 2 млрд.м³ астам айдалады. Мұнай кен орындарын жасанды суландырудың танымалдылығы оның келесі артықшылықтарына байланысты:

- судың қол жетімділігі мен еркіндігі;
- суды айдаудың салыстырмалы қарапайымдылығымен;
- мұнайды сумен ығыстырудың салыстырмалы түрде жоғары тиімділігі.

Бастапқыда су басуды қолдану негізінен кен орнының контурлы бөлігінде орналасқан айдау ұңғымаларына суды айдаумен байланысты болды.

Мұнай кен орнын пайдалану кезінде ұңғымаға мұнай ағынын анықтайтын Қабаттық қысым соншалықты төмендеуі мүмкін, сондықтан ұңғыманы одан әрі пайдалану осы дебит кезінде үнемді болмайды. Бұл жағдайда Қабаттық қысым жұмыс агентінің (су, ауа, газ) қойнауқатына айдамалау ұңғымалары арқылы жер бетінен айдау жолымен талап етілетін деңгейге дейін қалпына келтірілуі мүмкін.

Резервуардағы қысымды суды айдау арқылы ұстап тұру, мұнай өндіруді арттырудан басқа, даму процесінің күшеюін қамтамасыз етеді. Бұл суды айдау ұңғымаларына айдау арқылы пайда болатын жоғары қысым аймағының өндіруші ұңғымаларға жақындауына байланысты. ҚҚҰ мақсаты:

- жұмыс агентін қабатқа айдауды қамтамасыз ету;
- сеноман суын айдаудың белгілі бір шарттарына дейін дайындауды қамтамасыз ету;
- қабаттық қысымды ұстап тұру процесінің тиімділігін басқару;
- процесті басқару кезінде шешімдер қабылдау сапасы мен жеделдігін арттыру;
- қабаттық қысымды ұстап тұру үдерісіне арналған шығындарды оңтайландыру және бақылау;

- кен орнынан мұнай алу қарқынын арттыру және қысым режимдеріне тән мұнай өндірудің жоғарылатылған коэффициенттерін алу.

ҚҚҰ міндеттері:

- қабаттық қысымды ұстап тұру әдісін анықтау;
- қабатқа айдау үшін жұмыс агентін таңдау;
- жүктелген агенттің сапасын қамтамасыз ету;
- қабаттық қысымды ұстап тұру процесінің тиімділігін қамтамасыз ету.

ҚҚҰ-ның оңтайлы әдістерін анықтаңыз, өйткені барлық қосалқы шаруашылықтары бар ҚҚҰ станцияларын салу үлкен инвестициялармен байланысты және өте көп уақытты қажет ететін жұмыс болып табылады [3].

Резервуардағы қысымды ұстап тұру үшін су басқан кезде сумен жабдықтау жүйесінің негізгі мәні сапалы судың қажетті мөлшерін табу және өндіру, оны айдау ұңғымалары жүйесі арқылы резервуарға тарату және айдау болып табылады. Сумен жабдықтау жүйесін таңдау көбінесе кен орнын игеру сатысына байланысты. Соңғы уақытта су тасқыны кен орнын игерудің басынан бастап жүзеге асырыла бастады. Кен орнын игерудің бастапқы кезеңінде мұнай сусыз өндірілетінін ескере отырып, бұл уақытта көп мөлшерде Тұщы су қажет. Кен орындарын жайластыру жобаларында кейінгі уақытта мұнай өндіру ұңғымалар өнімін суландырудың өсуімен қатар жүретінін ескеру қажет, сондықтан сумен жабдықтау жүйесі мұнай дайындаудың кәсіпшілік қондырғыларынан барлық кәсіпшілік сарқынды суларды ҚҚҰ жүйесінде 100% кәдеге жаратуды ескере отырып жобалануы және салынуы тиіс. Игерудің соңғы кезеңінде бір тонна мұнай алу үшін он екі немесе одан да көп м³ су алу керек.

Бұл сумен жабдықтау жүйесін қиындатады және қымбаттайды, өйткені көлемнің ұлғаюымен сәйкес болады.

ҚҚҰ жүйесі қаттық қысымды ұстап тұру және қаттан мұнай алудың ең жоғары көрсеткіштеріне қол жеткізу мақсатында мұнай кен орны қабатына Жұмыс агентін дайындау, тасымалдау, айдау үшін қажетті технологиялық жабдық кешені болып табылады.

ҚҚҰ жүйесі мыналарды қамтамасыз етуі керек:

- жобалық құжаттарға сәйкес Суды қабатқа айдаудың және ұңғымалар, игеру объектілері және кен орны бойынша оны айдау қысымының қажетті көлемі;

- жобалық құжаттардың талаптарын қанағаттандыратын кондицияларға (құрамы, физикалық-химиялық қасиеттері, механикалық қоспалардың, оттегінің, микроорганизмдердің құрамы бойынша) айдалатын суды дайындау;

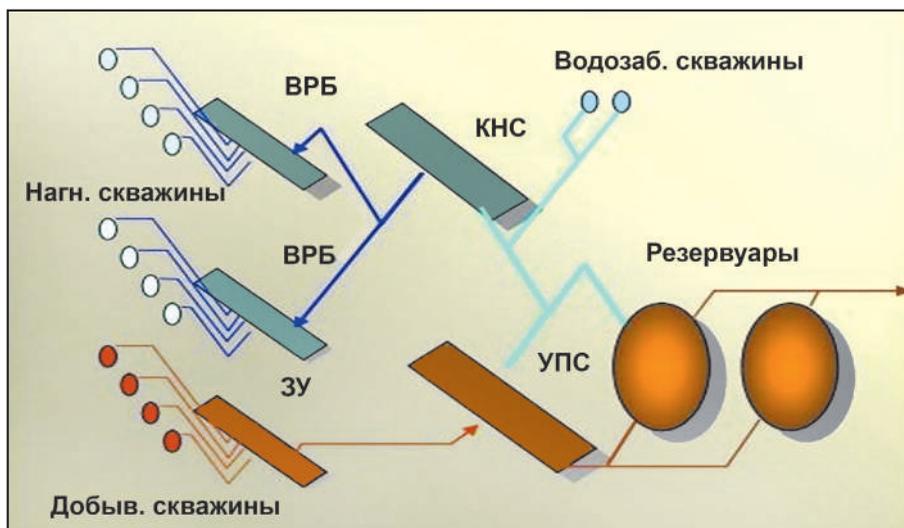
- ҚҚҰ жүйесі суларының сапасына бақылау жүргізу, ұңғымалардың қабылдағыштығын өлшеу, әрбір ұңғыма бойынша, сондай-ақ топтар, қабаттар және игеру объектілері мен тұтас кен орны бойынша суды айдауды есепке алу;

- кәсіпшілік су тартқыштар жүйесінің герметикалығы мен пайдалану сенімділігі, су дайындаудың тұйық циклын қолдану және сарқынды суларды пайдалана отырып қабаттарды суландыру;

- ұңғымаларға су айдау режимдерін өзгерту, қабаттардың қабылдағыштығын арттыру, су басу әсерімен қабаттарды қамту, өндіруші ұңғымалардың кенжарларына мұнайды ығыстыру процесін реттеу мақсатында айдау ұңғымаларына жүргізу мүмкіндігі.

ҚҚҰ жүйесі мынадай технологиялық тораптарды қамтиды (*1-сурет*).

- айдау ұңғымаларының жүйесі;
- құбырлар мен тарату блоктарының жүйесі (ВРБ);
- агентті айдау станциялары (БК), сондай-ақ қабатқа айдау үшін агентті дайындауға арналған жабдық.



Сурет 1- ҚҚҰ жүйесінің принциптік схемасы

рының орналасқан жерін таңдау принциптері мен критерийлерін ескере отырып, су басу әдістерінің жіктелуі келтірілген.

Тұрақты су басу жүйелерінің салыстырмалы тиімділігі бойынша жүргізілген есептеулерге сүйене отырып, келесі қорытынды жасауға болады: су басу жүйелерін жақын қарқындылықпен салыстыру олар қамтамасыз ететін мұнай шығару дәрежесінің ерекшеленетінін көрсетеді. Іріктеу қарқыны бойынша шашыраңқы жүйелерге, ал мұнайды алудың соңғы коэффициентіне, сұйықтықты іріктеуге және суды айдауға - су басудың қатардағы жүйелеріне артықшылық беріледі; су басу жүйелерін әзірлеудің технологиялық көрсеткіштерінің серпініне мұнай мен судың тұтқырлығы мен коллекторлық бойынша гетерогенділік дәрежесі қатынасының шамасы айтарлықтай әсер етеді; қасиеттері. Мұнайдың тұтқырлығы мен гетерогенділік көрсеткішінің жоғарылауымен даму уақыты артады, суыз кезеңде де, бүкіл даму кезеңінде де мұнай алу коэффициенттері төмендейді. 

ӘДЕБИЕТ

- 1 Фазлыев Р.Т. Площадное заводнение нефтяных месторождений. – М.: Недра, 1979. – С. 47-88. [Fazlyev R.T., Ploshadnoe zavodnenie neftyanyh mestorozhdenii. Nedra, 1979, pp. 47-88.]
- 2 Закиров С.Н., Индрупский И.М. Новые принципы и технологии разработки месторождений нефти и газа. Часть 2; – , 2009. – 488 с2 [Zakirov S. N., Indrupsky I. M. Novye principy I technologii razrabotki mestorozhdenii nefiti I gaza . Chast` 2; – , 2009. – 488 с]
- 3 <https://findpatent.ru/patent/236/2366811.html> ©, 2012-2021
- 4 Рухин Л. Б. Основы литологии; Государственное научно-техническое издательство нефтяной и горно-топливной литературы. – Москва, 1995. – 672 с.5 [Rukhin L. B. Osnovy litologii; Gosudarstvennoe nauchno-technicheskoe izdatelstvo neftyanoi I gorno-toplivnoi literatury. – Moskva, 1995. – 672 s.]
- 5 Тагиров К. М. Эксплуатация нефтяных и газовых скважин. Academia – Москва, 2012. – 336 с [Tagirov K. M. Ekspluatatsia neftyanyh i gazovyh skvazhin. Academia-Moskva, 2012. – 336 p.]
- 6 <http://www.lib.tpu.ru/fulltext/c/2014/C11/V2/015.pdf>

ҚҰРАМЫНДА ЕРКІН ГАЗ ЖӘНЕ МЕХАНИКАЛЫҚ ҚОСПАЛАРЫ БАР МҰНАЙ ҰҢҒЫМАЛАРЫН СОРАПТЫ ПАЙДАЛАНУ ТЕХНОЛОГИЯСЫН ӘЗІРЛЕУ



А.М. ҚИЯСБАЕВ*,
магистрант

<https://orcid.org/0000-0003-4496-1703>

Қ. ЖҰБАНОВ АТЫНДАҒЫ АҚТӨБЕ ӨҢІРЛІК УНИВЕРСИТЕТІ,
Қазақстан Республикасы, 030000, Ақтөбе қаласы, Молдағұлова даңғылы, 34

Бүгінгі таңда мұнай компаниялары қорларының жартысынан көбі рентабельділік шегінде ұңғымалардың төмен дебиттерінің диапазонында тұр. Егер 10 жыл бұрын ұңғымалардың дебиттері бар қорларды игеруге тартылған үлесі тәулігіне 25 т-дан кем 55% -ды құраса, бүгінде мұндай үлесті тәулігіне 10 т-ға дейінгі дебиттері бар қорлар құрайды. Мұнай компаниялары әзірлейтін қорлардың үштен бірінен астамының сулануы 70% -дан асады. Өз кезегінде, өндірілетін өнімдегі механикалық қоспалардың ұлғаюы ұңғымалардағы ақаулардың өсуіне, тіпті "ұшуларға", суасты жабдықтарына әкеледі. Жоғарыда айтылғандардан басқа, депрессияның жоғарылауы суасты жабдықтарын қабылдауға кіретін ұңғымалар өнімдеріндегі бос газ мөлшерінің өсуіне және нәтижесінде осы жабдықтың тиімділігінің төмендеуіне әкеледі. Осыған байланысты күрделі факторлардың суасты жабдықтарының жұмысына әсерін зерттеу және күрделі жағдайлары бар ұңғымаларда өндіруші жабдықты пайдалануға мүмкіндік беретін жаңа технологияларды әзірлеу өте өзекті болып табылады.

ТҮЙІН СӨЗДЕР: газ-сұйық технологиялар, мұнай өндірісі, суасты жабдықтары, еркін газдар, механикалық қоспалар.

* Адрес для переписки. E-mail: aralxan1997@mail.ru

РАЗРАБОТКА ТЕХНОЛОГИЙ НАСОСНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ НЕФТЯНЫХ СКВАЖИН С ПОВЫШЕННЫМ СОДЕРЖАНИЕМ СВОБОДНОГО ГАЗА И МЕХАНИЧЕСКИХ ПРИМЕСЕЙ

А.М. КИЯСБАЕВ*, магистрант Актюбинского регионального университета им. Жубанова, <https://orcid.org/0000-0003-4496-1703>

АКТЮБИНСКИЙ РЕГИОНАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ ИМ. ЖУБАНОВА,
Республика Казахстан, 030000, г. Актобе, проспект Алии Молдагуловой, 34

На сегодняшний день более половины запасов нефтяных компаний находятся в диапазоне низких дебитов скважин в пределах рентабельности. Если 10 лет назад доля скважин, вовлеченных в освоение запасов с дебитами, составляла менее 55% от 25 т/сут, то сегодня такую долю составляют запасы с дебитами до 10 т/сут. Орошение более трети запасов, разрабатываемых нефтяными компаниями, составляет более 70%. В свою очередь, увеличение механических примесей в добываемой продукции приводит к росту дефектов в скважинах и даже к "полетам", подводному оборудованию. Кроме вышесказанного, увеличение депрессии приводит к увеличению количества свободного газа в изделиях скважин, поступающих на прием подводного оборудования, и, как следствие, к снижению эффективности работы данного оборудования. В связи с этим изучение влияния сложных факторов на работу подводного оборудования и разработка новых технологий, позволяющих использовать добываемое оборудование в скважинах со сложными условиями, является весьма актуальным.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: газожидкостные технологии, нефтедобыча, подводное оборудование, свободные газы, механическая примесь.

DEVELOPMENT OF TECHNOLOGIES FOR PUMPING OPERATION OF OIL WELLS WITH A HIGH CONTENT OF FREE GAS AND MECHANICAL IMPURITIES

A.M. KIYASBAYEV*, Master's degree student of Zhubanov Aktobe Regional University, <https://orcid.org/0000-0003-4496-1703>

K. ZHUBANOV AKTOBE REGIONAL UNIVERSITY,
34, A. Moldagulova Avenue, 030000, Aktobe, Republic of Kazakhstan

Today, more than half of the reserves of oil companies are in the range of low well flow rates within the range of profitability. If 10 years ago the share of wells involved in the development of reserves with a flow rate of less than 25 tons per day was 55%, today this share is accounted for by reserves with a flow rate of up to 10 tons per day. The wetting of more than a third of the reserves developed by oil companies exceeds 70%. In turn, an increase in mechanical impurities in the manufactured product leads to an increase in defects in wells, and even "flyovers", underwater equipment. In addition to the above, an increase in depressurization leads to an increase in the amount of free gas in the well products included in the acceptance of underwater equipment and, as a result, to a decrease in the efficiency of this equipment. In this regard, it is very relevant to study the impact of complex factors on the operation of underwater equipment and develop new technologies that allow the use of mining equipment in wells with complex conditions.

KEY WORDS: gas-liquid technology, oil industry, underwater equipment, free gases, mechanical impurity.



азіргі уақытта кен орнының ұңғымаларын пайдалану процесінде пайдалатын негізгі асқынулардың бірі-суасты ұңғымаларының центрифугалық сорғыларының жұмыс доңғалақтарында тұзды тұндыру. Тұздың бөлінуінің

негізгі көзі мұнаймен бірге өндірілетін су болып табылады. Осыған байланысты, алынатын өнімді суландыру жағдайында пайдаланылатын ұңғымалар мен жер үсті жабдықтары тұздану процесіне ұшырайды. Мұнай ағынын кенжардан ұңғыманың аузына көтеру процесінде термобариялық жағдайлар өзгереді, бұл өндірілген өнімдерде химиялық тепе-теңдіктің бұзылуына әкеледі. Бұл сорғы-компрессорлық құбырдың (НКТ) қабырғаларында және электр-орталықтан тепкіш сорғылардың (ЭЦН) жұмыс доңғалақтарында Бейорганикалық тұздардың тұндыруымен бірге жүреді, бұл сорғы жабдығының істен шығуын, өндіруші ұңғымалардың дебитін азайтады. Тескіш тесіктерде, шегендеу бағанасында, НКТ бетінде, электр орталықтан тепкіш сорғылардың (УЭЦН) батырылатын қондырғыларының жұмыс бөліктері мен беттерінде қаттың төменгі шұңқырлы аймағында (ПЗП) тығыз тас тәрізді тұнба түзілуі ұңғымалардың өнімділігінің төмендеуіне әкеледі. Атап айтқанда, УЭЦН-ге тұздардың түсуі жылу беруді бұзады, электр қозғалтқышының кептелуіне, біліктің бұзылуына және сорғының істен шығуына әкеледі.

Кен орнын игеру барысында өндірілетін өнім суланатын болады, бұл ретте өндірілетін судың құрамы қаттағы гидрогеохимиялық масса алмасу процестерін ескере отырып, қаттық суға сәйкес келетін құрамнан айдалатын судың құрамына дейін өзгертін болады. Тұзды тұндырудың негізгі шарты-ілеспе судың қаныққан ерітінділерінің пайда болуы. Тұздардың тұнбаға түсу себептері келесі процестер болып табылады: сәйкес келмейтін сулардың араласуы, судың жалпы минералдануының өзгеруі, тау жыныстары мен газдардың еруі, булану, суды газсыздандыру, термобариялық жағдайлардың өзгеруі. Тұздың тұндыруы күрделі гидротермодинамикалық жағдайларда мұнай компоненттерінің, газ фазасының және механикалық қоспалардың қатысуымен өтетінін ескеру қажет, бұл процестің қарқындылығына, резервуардың төменгі шұңқыр аймағында да, мұнай кен орны жабдықтарында да пайда болатын жауын-шашынның сипаты мен қасиеттеріне әсер етеді.

ЭЦН істен шығуына әсер ететін негізгі күрделі факторлар:

Резервуардағы механикалық қоспалармен сорғының бітелуі және өндіруші өнімдердегі парафиннің жоғары мөлшері.

Көптеген мұнай кен орындарының мұнайлары парафинді. Мұндай майларда парафиндердің мөлшері 2% -дан асады. Қалыпты жағдайда парафиндер қатты кристалды заттар болып табылады, қабаттарда олар көбінесе мұнайда ериді.

Асфальт-шайырлы парафин тұнбалары (АСПО) - құрамында азот, күкірт, оттегі және металдар бар жоғары молекулалық қосылыстардың қоспасын білдіретін мұнай компоненттері. Асфальт-шайырлы парафинді заттардың (АСПВ) шөгінділері сорғы-компрессорлық құбырлардың қабырғаларында (НКТ) және штуцерлерде, муфталарда ағынның төмен жылдамдығы аймақтарында және ағынға гидравликалық қарсылықтың басқа жерлерінде байқалады.

Парафин шөгінділерінің пайда болуының негізгі себебі-мұнай-газ ағынын температураға дейін салқындату, мұнай қабатының газдалуы мен жылу алмасуына байланысты мұнайдың парафинмен қанығуының төмен температурасы.

Мұнайды ұңғыманың түбінен аузына дейін көтеру және оның одан әрі қозғалысы температура мен қысымның үздіксіз өзгеруімен бірге жүреді. Нәтижесінде "мұнай - еріген газ - еріген парафин" жүйесіндегі тепе-теңдік бұзылады.

Газды біртіндеп жоғалтатын мұнай ауырлай түседі, оның тұтқырлығы артады, ал ауыр көмірсутектер мен түрлі қоспаларға қатысты оның ерігіштігі төмендейді, өйткені ондағы сұйық газдардың құрамы жақсы ерігіштігі төмендейді. Сонымен бірге мұнайдың температурасы төмендейді, бұл екі себепке байланысты:

- 1) мұнайдан ұңғыманы қоршаған тау-кен жыныстарына жылу беру
- 2) үлкен газ факторы кезінде газ бөлінуі салдарынан мұнайды салқындату арқылы қамтамасыз етіледі.

Бұл екі өзара байланысқан процесс мұнайдан парафиннің қатты көмірсутектерінің ұсақ бөлшектерінің түсуіне әкеледі. Парафиннің ұсақ кристалдары мұнайдан ағынның ең салқындатылған нүктелерінде – тікелей құбырлардың қабырғаларында және жаңадан пайда болған газ көпіршіктерінің жанында түседі. Парафиннің тікелей құбыр қабырғаларына түсу және шөгу процесі көтергіш құбырлардың бүкіл бойында – ол басталған нүктеден ұңғыманың аузына дейін әр түрлі қарқындылықпен жалғасады. Ағынға түсетін парафиннің сол бөлігі көтергіш құбырлар арқылы майда тоқтатылған ұсақ кристалдар және газ көпіршіктерінің қабықтарына жабысатын кристалдар түрінде көтеріледі. Мұнайдағы осы кристалдардың мөлшері ұлғайған сайын, олар парафин шөгінділерінің қалыңдығын арттыра отырып, құбыр қабырғаларына жабысып қалуы мүмкін. Парафинді шөгінділер-бұл майлы құрылымнан қатты консистенцияға дейінгі қараңғы масса: олардың құрамында парафиннен басқа шайырлар, майлар, су (суланған мұнай беретін ұңғымаларда) және минералды бөлшектер көп.

Көтергіш құбырлардағы парафиннің шөгуі күрт төмендейді. Көлденең қимасы, демек, газ-мұнай ағынына қарсылықтың артуына. Алдымен бұл ағынның жылдамдығы мен буферлік қысымның төмендеуіне, содан кейін көтергіш құбырлардың бітелуіне әкеледі.

Мұнайды қарқынды өндіру, резервуарға су құю болмаған жағдайда, қазіргі резервуардағы қысым мұнайдың қанығу қысымына дейін төмендеуі мүмкін және НКТ ортаңғы бөлігінде газ сұйықтығы ағынының қосымша салқындауы мүмкін, нәтижесінде парафин тұндыру процесінің күшеюі артады.

Мұнай-газ, химия, азық-түлік және басқа да бірқатар салалардағы жаңа Үздіксіз технологиялық процестердің жиынтығы суды, әртүрлі сұйықтықтарды (таза және механикалық қоспалармен ластанған, агрессивті, тұтқыр және т.б.) сорып алатын шағын берілістері бар және салыстырмалы түрде жоғары қысымды сорғыларды кеңінен қолдануды қажет етті. т. б.) және газ-сұйық қоспалар, сонымен қатар беруді біркелкі және үнемді реттеу мүмкіндігін қамтамасыз етеді.

Бір бұрандалы сорғылар осы жұмыс жағдайларына толық сәйкес келеді. Олар құрылымдық жағынан қарапайым, металл сыйымдылығы төмен (поршеньге қарағанда 4-6 есе жеңіл, бірдей параметрлері бар), сенімді және үнемді.

Соңғы жылдары отандық және шетелдік мұнай өнеркәсібінде ұңғымаларды бұрғылау және күрделі жөндеу кезінде тау жыныстарын бұзатын құралдарды жүргізу үшін гидроқозғалтқыш ретінде пайдаланылатын көп кіретін бір бұрандалы гидравликалық машиналар, сондай-ақ мұнай өндіруге арналған сорғылар кеңінен қолданылуда.

Мұнай ұңғымаларын сораптық пайдалану әртүрлі жағдайлармен және режимдік параметрлермен сипатталады. Атап айтқанда, өндірілген резервуарда еріген және

бос газдың едәуір мөлшері болуы мүмкін. Бұрандалы ұңғымалық қондырғыларды пайдалану кезінде рвх сорғысын қабылдаудағы бос газдың көлемдік құрамы 50% немесе одан да көпке жетуі мүмкін. Осыған байланысты, бұрандалы сорғыларды жобалау процесінде гидромашинаның орналасуын таңдағанда, жұмыс органдарының геометриясы мен материалдарын оңтайландыру кезінде сорылатын өнімнің физикалық қасиеттерін ескеру және берілген жұмыс жағдайларында сорғылардың сипаттамаларын болжау қажет.

Қазіргі заманғы газ сұйықтығы технологияларында бір бұрандалы гидромашиналарды қолдану тиімділігін айқындайтын бірінші кезектегі міндет (азрацияланған сұйықтықта бұрғылау, жоғары газ құрамы бар ұңғымаларды пайдалану, газ сұйықтығы қоспасын (ГЖС) құбыр жүйесі бойынша мультифазалы айдау және т.б.) еркін газдың олардың сипаттамаларына әсерін зерттеу болып табылады.

Сонымен бірге, газ-сұйық технологиялар (ГЖТ) мұнай өндіруде кеңінен қолданылады. ГЖТ бұрғылау кезінде ұңғыма-қабат жүйесіндегі дифференциалды қысымды реттеу мүмкіндігін қамтамасыз етеді, бұл өнімді және сіңіргіш аралықтарды ашу кезінде артықшылықтарды алдын ала анықтайды. Мұнай өндіруде ГЖТ құрамында газ бар ұңғымаларды пайдалану кезінде, өндіруші ұңғымалардың өнімдерін мұнайды дайындау пункттеріне дейін айдау кезінде, сығымдау сорғысының кіреберісіндегі газды алдын-ала ажыратпай қолданылады.

ГЖТ -да көлемді және динамикалық гидравликалық машиналардың әртүрлі түрлері қолданылады.

Жер үсті көп фазалы сорғылар ретінде ең көп тарағаны – металл жұмыс органдары бар екі және үш бұрандалы сорғылар, сондай-ақ үдеткіш саптамалары бар поршеньді сорғылар. Ұңғымалық сорғылар мен кенжарлық гидрокөзғалтқыштар арасында газ-сұйық қоспада (ГЖС) жұмыс істеуге неғұрлым бейімделген бір винтті гидромашиналар болып табылады, олардың жұмыс органдарында металл бұранда және созылғыш төсемі бар құрсау бар.

Бір уақытта-екі қабаттан бөлек мұнай өндіру үшін ұңғыма сорғысын орнату, оның ішінде әр түрлі диаметрлі поршеньді қос штангалы сорғы, жоғарғы сорғының бүйірлік сору клапаны, жоғарғы поршень каналдары бар көлденең және тік, жоғарғы және төменгі плунжерлерді қосатын қуыс өзек, төменгі сорғының сору және айдау клапандары, ол арқылы өтетін төменгі құбырмен пакет, Сорғы мен пакердің арасындағы құбырдағы телескопиялық коннектор, поршень мен түтік бар құбырдағы қосымша цилиндр шағын диаметрлі, төменгі саптамада шоғырланған поршеньдің қосымша цилиндрінің төменгі бөлігінде төменгі қабаттағы сұйықтықтың сорғыны қабылдауға шығатын бүйірлік арналары бар, ал қосымша цилиндрдің төменгі ұшы саңылауы бар көлденең секіргішпен жабылған, ал көлденең секіргіштің үстіндегі бүйір арналардың биіктігі поршень биіктігінен аспайды.[2]

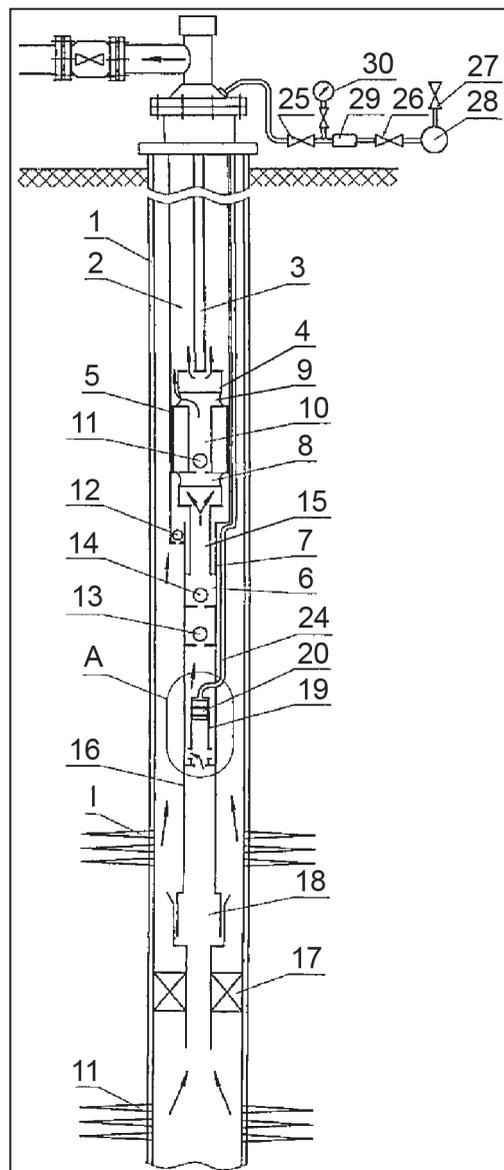
Біріншіден, 1-ұңғымада телескопиялық коннектордың сыртқы құбыры бар 5 пакет орнатылады 8. Содан кейін ұңғымаға 4 құбырымен және соңында 8 телескопиялық коннектордың ішкі құбырымен ЭЕМ түседі. Телескопиялық коннектор ретінде екі клапаны жоқ кәдімгі штангалық сорғының цилиндрі мен плунжері қолданылады. Ұңғымаға НКТ және сорғының сыртын орнатумен бірге кіші диаметрлі 16 түтікті түсіреді. Жұмыс кезінде төменгі қабаттағы сұйықтық 7 құбыр арқылы 4,

секіргіштегі тесік 14, 15 арналары төменгі сорғыны қабылдауға түседі және 33 қуыс өзек арқылы 24 плунжер қабырғасы мен 29 тік канал арасындағы кеңістікке енеді, сол жерден ол НКТ қуысына шығарылады. 6 жоғарғы қабатының сұйықтығы 25 қабылдау клапаны, 27 көлденең арнасы, 26 клапаны, 29 және 28 арналары арқылы НКТ-ға шығарылады. Осылайша, екі қабаттың сұйықтықтары НКТ-да араласып, бетіне шығарылады.[1-2]

Жұмыс істеп тұрған ұңғымада 16 түтіктегі газдың (мысалы, азоттың) қысымы атмосфералық қысымға тең болады. Поршеньнің төменгі жағында қысымның болуына байланысты 10, соңғысы цилиндрдің жоғарғы ұшына 9 қысылады. Осы кезеңде күнделікті бетінде әдеттегі автоматтандырылған топтық қондырғылардың көмегімен 6 және 7 қабаттарының жиынтық дебитін және жалпы сулануды өлшеу жүргізіледі.

Соңғы жылдары мұнай өнеркәсібінде реактивті сорғыларды қолдану тек ТМД елдерінде ғана емес, сонымен қатар шетелде де белгілі бір таралымға ие болғанын атап өткен жөн. Бұл қондырғының кемшілігі-игеру кезеңінде ұңғымадан өшіру сұйықтығы мен резервуар сұйықтығын сору кезінде жұмыс сұйықтығын тазартудың қажетті сапасы қамтамасыз етілмейді. [4-5]

Алайда, бұл қондырғының дизайны қондырғы жұмыс істеп тұрған кезде подпакер аймағында жұмыс істеуге мүмкіндік бермейді, бұл оны пайдалану мүмкіндігін күрт тарылтады. Ұлыбританияда, бірақ бұл қондырғыда айдалатын ортаны өндіруді күшейту мақсатында резервуарға әсер ету мүмкіндігі қарастырылмаған, бұл энергияны беру бойынша шектеулі мүмкіндіктермен байланысты, оны кабель арқылы Технологиялық жабдыққа жеткізуге болады, бұл ұңғыма аймағын тазарту жұмыстарын тиімді жүргізуге мүмкіндік бермейді. Қ. Сорылатын ортаның біркелкілігін арттыру арқылы тиімділік.[6] Сонымен қатар, ұңғыманы реактивті аппараттарды қолдана отырып игеру, зерттеу және пайдалану әдісі жасалды, бұл резерву-



1 сурет - Бұрандалы сорғы

ардағы сұйықтықтың ағуын өлшеуге және каротаж станциясын қолдана отырып, кабель арқылы жер бетіне ақпарат бере отырып, әр түрлі режимдердегі терендік манометрмен кенжарлық қысымды бақылауға мүмкіндік береді.

Қорыта келе, газ-сұйық қоспаларда жұмыс істеген кезде бір бұрандалы сорғының алынған қысым сипаттамалары кіріс көлемді газ құрамына байланысты Р-С5 сипаттамаларының өзгеру заңдылығын анықтауға мүмкіндік берді. Сонымен қатар, құрамында беттік-белсенді заттар бар газ-сұйық қоспалардағы бір бұрандалы сорғының жұмысы кезінде көлемді газ құрамының жоғарылауымен сорғы жасаған қысым аз қарқынды түрде төмендейді, сондықтан жоғары кіріс газ құрамына қол жеткізіледі. Жұмыста қойылған міндеттер теориялық және эксперименттік түрде зертханалық және коммерциялық жағдайда шешілді. Алынған нәтижелерді өңдеу, эмпирикалық есептеулер және өнеркәсіптік сынақтарда қолданылатын жабдықты таңдау заманауи технологияларды қолдану арқылы жүзеге асырылды. 

ӘДЕБИЕТ

- 1 Ахметов С. А., Ишмияров М. Х., Кауфман А. А. Технология переработки нефти, газа и твердых горючих ископаемых. – М.: Недра, 2009. – 844 с. [Akhmetov S. A., Ishmiyarov M. Kh., Kaufman A. A. *Technologia pererabotki nefi, gaza i tverdyh goruchih iskopayemyh.* – М.: Nedra. 2009. – 844 p.]
- 2 Закиров С.Н., Индрупский И.М. Новые принципы и технологии разработки месторождений нефти и газа. Часть 2. – М., 2009. – 488 с [Zakirov S. N., Indrupsky I. M. *Novye principy i technologii razrabotki mestorozhdenii nefi i gaza. Chast 2.* – М., 2009. – 488 p.]
- 3 Ажигитов А.Ш. Уразгалиев Б.У. Реологические свойства нефтей // Нефть и газ. – 2007. [Akzhigitov A. Sh. Urazgaliev B. U. *Reologicheskie svoystva neftei // Neft i gaz.* –2007]
- 4 Алескеров С.С., Алибеков Б.И., Алиев С.М. и др. Эксплуатация скважин в осложненных условиях. М.: Недра, 1971. [Aleskerov S. S., Alibekov B. I., Aliev S. M., etc. *Ekspluatatsiya skvazhin v oslozhnennykh usloviyah.* – М.: Nedra, 1971.]
- 5 Евдокимов И.Н., Елисеев Д.Ю., Елисеев Н.Ю. Отрицательная аномалия вязкости жидких нефтепродуктов после термообработки. 2002; 3:26-29. [Evdokimov I. N., Eliseev D. Yu., Eliseev N. Yu. *Otricatelnaya anomalija vyazkosti zhidkih nefteproduktov posle termoobrabotki.* 2002; 3:26-29.]
- 6 Надилов Н.К. Нефть и газ Казахстана. – Алматы: «Гылым», 1995. – 290 с. [Nadirov N.K. *Neft i gaz Kazakhstana.* – Almaty: «Gylym», 1995. – 290 c.]

СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИИ ДОБЫЧИ НЕФТИ В УСЛОВИЯХ ИНТЕНСИВНОГО ВЫНОСА МЕХАНИЧЕСКИХ ПРИМЕСЕЙ



Д.Ж. БАЗАРБАЕВ,
магистрант,
<https://orcid.org/0000-0002-0647-5002>



Е.С. НУРМАШЕВ*,
магистрант,
<https://orcid.org/0000-0002-6601-1066>

АКТЮБИНСКИЙ РЕГИОНАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ ИМ. ЖУБАНОВА,
Республика Казахстан, 030000, г. Актобе, проспект Алии Молдагуловой, 34

Важнейшей научно-технической проблемой разработки месторождений является одновременное обеспечение высоких уровней и темпов добычи углеводородного сырья при наиболее полном извлечении его из недр с высокими технико-экономическими показателями работы нефтегазодобывающих предприятий. Одной из причин, не позволяющей эффективно решить эту проблему, является пескопроявление и вынос мехпримесей при эксплуатации скважин. И для совершенствования технологии добычи нефти можно использовать разные виды излучения. В данной работе обзорно представлены эти технологии.

Актуальностью работы является совершенствование технологии при добыче нефти на примере Кенкиякского месторождения.

Результаты показывают, что залежи подсолевой части месторождения Кенкияк относятся к залежам с аномально-высоким давлением, их нефть – слаболетучая.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: месторождение, нефтедобыча, подводное оборудование, фракционный состав.

* Адрес для переписки. E-mail: balgyn.ashim@mail.ru

КЕҢҚИЯҚ КЕН ОРНЫ МЫСАЛЫНДА МЕХАНИКАЛЫҚ ҚОСПАЛАРДЫ ҚАРҚЫНДЫ ШЫҒАРУ ЖАҒДАЙЫНДА МҰНАЙ ӨНДІРУ ТЕХНОЛОГИЯСЫН ЖЕТІЛДІРУ

Б.Ж. БАЗАРБАЕВ, Жұбанов атындағы Ақтөбе өңірлік университетінің магистранты, <https://orcid.org/0000-0002-0647-5002>

Е.С. НУРМАШЕВ*, Жұбанов атындағы Ақтөбе өңірлік университетінің магистранты, <https://orcid.org/0000-0002-6601-1066>

Қ. ЖҰБАНОВ АТЫНДАҒЫ АҚТӨБЕ ӨҢІРЛІК УНИВЕРСИТЕТІ,
Қазақстан Республикасы, 030000, Ақтөбе қаласы, Молдағұлова даңғылы, 34

Кен орындарын игерудің маңызды ғылыми-техникалық проблемасы мұнай-газ өндіруші кәсіпорындар жұмысының техникалық-экономикалық көрсеткіштері жоғары жер қойнауынан неғұрлым толық алынған кезде көмірсутек шикізатын өндірудің жоғары деңгейі мен қарқынын бір мезгілде қамтамасыз ету болып табылады. Бұл мәселені тиімді шешуге мүмкіндік бермейтін себептердің бірі-ұңғымаларды пайдалану кезінде құмның пайда болуы және механикалық қоспаларды алып тастау. Мұнай өндіру технологиясын жетілдіру үшін сәулеленудің әртүрлі түрлерін қолдануға болады. Бұл жұмыс осы технологияларды шолумен ұсынылған.

Жұмыстың өзектілігі-Кеңқияқ кен орны мысалында мұнай өндіру технологиясын жетілдіру. Нәтижелер Кеңқияқ кен орнының тұз астындағы кен орындары өте жоғары қысымды кен орындарына жататынын, олардың мұнайы нашар ұшатындығын көрсетеді.

ТҮЙІН СӨЗДЕР: кен орны, мұнай өндіру, суасты жабдықтары, фракциялық құрам.

IMPROVEMENT OF OIL PRODUCTION TECHNOLOGY IN CONDITIONS OF INTENSIVE REMOVAL OF MECHANICAL IMPURITIES ON THE EXAMPLE OF THE KENKIYAK FIELD

D.ZH. BAZARBAYEV, Master's degree student of Zhubanov Aktobe Regional University, <https://orcid.org/0000-0002-0647-5002>

E.S. NURMASHEV*, Master's degree student of Zhubanov Aktobe Regional University, <https://orcid.org/0000-0002-6601-1066>

K. ZHUBANOV AKTOBE REGIONAL UNIVERSITY,
34, A. Moldagulova Avenue, 030000, Aktobe, Republic of Kazakhstan

The most important scientific and technical problem of field development is the simultaneous provision of high levels and rates of production of hydrocarbon raw materials with the most complete extraction from the subsurface with high technical and economic performance of oil and gas production enterprises. One of the reasons that does not allow to effectively solve this problem is the sand occurrence and removal of mechanical impurities during the operation of wells. To improve the technology of oil production, different types of radiation can be used. This paper provides an overview of these technologies.

The relevance of the work is the improvement of technology in oil production on the example of the Kenkiyak deposit.

The results show that the deposits of the subsalt part of the Kenkiyak field belong to the deposits with abnormally high pressure, their oil is non-volatile.

KEY WORDS: field, oil production, underwater equipment, fractional composition.

М есторождение Кенкияк было открыто в 1959 г., введено в эксплуатацию в 1968 г., расположено в центральной части Жаркамьско-Енбекской зоны нефтегазонакопления. Температура пласта 20°С газовый фактор 4,6 м³/т,

плотность нефти в пластовых условиях 0,909 г/см³, средняя вязкость 145 сП. Надсолевые нефти в основном смолистые и малосернистые. Плотность нефтей при переходе от юрских к нижнетриасовым горизонтам изменяется от 0,917 до 0,813. «Кенкиакнефть» было проведено определение фракционного состава нефти (по Энглеру), в результате чего получены следующие данные:

Таблица 1 - Фракционный состав нефти

Температура отгона, °С	Кол-во отогнанной нефти, %	Температура отгона, °С	Кол-во отогнанной нефти, %
Н.к. – 130°С			
180	1,5	260	10,0
190	–	270	–
200	2,53	280	14,5
210	–	290	–
220	4,0	300	21,5
230	–	Общий выход	22,5
240	7,0	Остатка и потер, %	77,5
250	–		

Месторождение Кенкиак по своему построению – сложное: значительные тектонические нарушения, высокая степень неоднородности коллектора по толщине и простиранию, плохая выдержанность нефтенасыщенных пластов, их выклинивание, что в отдельных зонах затрудняет реализацию технологии паротеплового процесса с непрерывным нагнетанием теплоносителя.

Подсолевые отложения месторождения Кенкиак образуют два продуктивных горизонта: нижнепермский и каменноугольный. Нижнепермская нефтяная залежь является литологически экранированной (линзовидные), не имеет единого ВНК, а каменноугольная залежь – единой массивной, с ВНК на отметке – 4230 м утвержденные остаточные геологические запасы нефти нижнепермской залежи по категории С1 составляют 34013 тыс.т, по категории С2 – 40998 тыс.т, извлекаемые запасы соответственно по категории С1 – 5328 тыс.т, по категории С2 – 6477 тыс.т.

Утвержденные остаточные геологические запасы нефти по категории С1 каменноугольной залежи составляют 77163 тыс.т, извлекаемые запасы по категории С2 – 23139 тыс.т.

Всего извлекаемых запасов подсолевых залежей по категории С1 – 28467 тыс.т, за вычетом добычи нефти на дату утверждения запасов (173 тыс.т).

Суммарные геологические запасы нефти по всей подсолевой части месторождения составляют 152174 тыс.т, из них запасы нефти С1 – 111176 тыс.т.

По конфигурации структура подсолевых отложений представляется структурным «носом», с углом наклона к северо-западу. По кровле пласта КТ-П структура разбита нарушениями и состоит из нескольких куполов. По кровле нежнепермского горизонта данная структура менее разбита нарушениями.

Условием осадконакопления карбонатных пород-коллекторов каменноугольных отложений является мелководная морская область карбонатной платформы. В фациальном отношении данные породы-коллектора принадлежат к фации краевой платформенной части открытого моря и ее склона. А породы-коллектора нижне-

пермских отложений относятся к подводной дельте в переходных условиях осадконакопления, от континентального к морскому, дельта имеет веерообразную форму.

По литологическому составу породы-коллектора каменноугольных отложений в основном состоят из детритовых известняков. Тип коллекторов порово-кавернозный, поровая текстура в основном микроканальная, ее максимальный радиус менее 1 мкм, данные коллектора более или менее неоднородные. По разрезу коллектора имеют неоднородные свойства, среднее значение пористости – 8,74%, среднее значение проницаемости менее $10 \cdot 10^{-3}$ мкм². Тип коллекторов низкопористый и низкопроницаемый.

В литологическом отношении породы-коллектора нижнепермских отложений представлены аркозовыми песчаниками и алевролитами. Коллекторы кавернозно-поровые, очень неоднородные и относятся к низкопоровым и малопроницаемым, среднее значение пористости – 8,74%, среднее значение проницаемости – менее $10 \cdot 10^{-3}$ мкм². Тип коллекторов – низкопористый и низкопроницаемый.

В литологическом отношении породы-коллектора нижнепермских отложений представлены аркозовыми песчаниками и алевролитами. Коллекторы кавернозно-поровые, очень неоднородные и относятся к низкопоровым и малопроницаемым, среднее значение пористости – около 10,7%, среднее значение проницаемости – $10 \cdot 10^{-3}$ мкм².

Плотность нефти каменноугольного горизонта – 0,836 г/см³, вязкость нефти – 11,9 мПа·с (20°С), содержание серы – 0,54%, содержание смол – 23,3%, газовый фактор 277,5 м³/м³. Плотность нефти нижнепермского горизонта – 0,842 г/см³, вязкость нефти – 18 мПа·с (20°С), содержание серы – 0,38%, содержание смол – 21%, газовый фактор 267,5 м³/м³. В растворенном газе каменноугольной залежи содержание сероводорода – 1,6%, а в нижнепермской залежи сероводород отсутствует.

Залежи подсолево́й части месторождения Кенкияк относятся к залежам с аномально-высоким давлением, их нефть – слаболетучая. Коэффициент аномальности

давления (отношения пластового давления к гидродинамическому на одной глубине) для каменноугольной залежи – 1,84, для нижнепермской – 1,79. Разница между пластовым давлением и давлением насыщения большая, соответственно, 47,5 и 45,3 МПа. Залежи обладают большим запасом естественной энергии.

На изучении естественной радиоактивности горных пород основан гамма-картаж (ГК) или гамма-метод (ГМ). Это аналог радиометрии [2].

Работы проводят с помощью скважинных радиометров разных

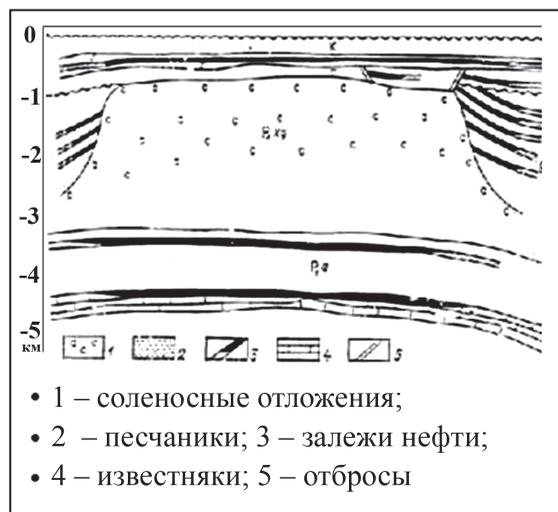


Рисунок 1 - Геологический разрез месторождения Кенкияк

марок. Электрические сигналы, пропорциональные интенсивности гамма-излучения, передаются с них по кабелю в обычную каротажную станцию, где и осуществляется их автоматическая регистрация.

В результате гамма-каротажа записывается непрерывная кривая, или диаграмма интенсивности гамма-излучения. Величина измеряется в импульсах за минуту или в микрорентгенах в час (гаммах). Поскольку распад ядер является случайным процессом, то интенсивность гамма-излучения колеблется около среднего уровня, испытывая статистические флуктуации. Для их учета применяются повторные записи с меньшей скоростью проведения наблюдений. Так как гамма-лучи почти полностью поглощаются слоем породы толщиной 1–2 м, а до 30% ядерной энергии не пропускается обсадными трубами, то скважинный радиометр может фиксировать гамма-излучение пород, расположенных в радиусе, не превышающем 0,5 м от оси скважины. Увеличение диаметра скважины и наличие воды или бурового раствора в ней еще больше снижают радиус обследования.

Спектрометрия естественного гамма-излучения, то есть определение энергии гамма-лучей служит для выделения в разрезах скважин пород и руд, содержащих определенные элементы, например, калий, торий, уран, фосфор и др. [2].

Гамма-каротаж (ГК) основан на измерении естественной гамма-активности горных пород. Самопроизвольный распад атомных ядер в естественных условиях (проявление радиоактивности) сопровождается альфа-, бета- и гамма-излучением. Все виды этих излучений, попадая в материальную среду, в той или иной мере испытывают поглощение. Наибольшему ослаблению подвержены α -лучи, обладающие большой ионизирующей способностью. Поток α -лучей почти полностью поглощается даже листом бумаги и слоем пород толщиной в несколько микронметров [1].

Поток β -лучей обладает большей проникающей способностью и полностью поглощается слоем алюминия толщиной до 8 мм или слоем породы в несколько миллиметров. Гамма-излучение представляет собой высокочастотное коротковолновое электромагнитное излучение, граничащее с жестким рентгеновским излучением с энергией, измеряемой в мегаэлектронвольтах (МэВ). (В системе СИ энергия измеряется в джоулях. $1 \text{ МэВ} = 1,6021 \cdot 10^{-13} \text{ Дж}$.) Оно возникает в результате ядерных процессов и рассматривается как поток дискретных частиц γ -квантов. Благодаря своей высокой проникающей способности, гамма-излучение имеет практическое значение при исследовании разрезов скважин (γ -лучи полностью поглощаются лишь слоем пород толщиной около 1 м); наличие обсадной колонны не является препятствием для проведения измерений.

В строении УВ сорбированной части нефти намечается некоторое увеличение количества нафтеновых и ароматических колец. Состав поровой сорбированной части нефти отличается от исходной (месторождение Кенкияк) и тем более от ее фильтратов резким повышением количества смолисто-асфальтеновых компонентов (соответственно 17,5; 11,9 и 9,5%); количество парафино-нафтеновой фракции снижается до 17% против 81,6% в исходной нефти и 89% в ее фильтрате. Поровая нефть, т.е. нефть, вытесненная водой, в основном сохраняет состав поровой сорбированной нефти [4].

Данный метод был использован при контроле за процессом нагнетания пара на **месторождении Кенкияк**. На его основании было установлено, что фронт

закачки в течение 2-х лет к югу не распространялся, основное направление было северным.

Свойство пород пропускать жидкости или газы через систему взаимосоединяющихся пор называется проницаемостью.

Таким образом, анализы месторождения Кенкияк показали, что коэффициент проницаемости пород зависит от коэффициента пористости, характера, формы пор, размера зерен и поверхности порового пространства. Оценить величину коэффициента проницаемости можно по данным исследования скважин методами естественных потенциалов, сопротивлений и вызванной поляризации с использованием материалов анализа керн, по которым определяется литология пройденных скважиной пластов и размер зерен. Для разных типов пород имеются свои эмпирические зависимости коэффициента проницаемости от геофизических параметров. 

ЛИТЕРАТУРА

- 1 Ахметов С. А., Ишмияров М. Х., Кауфман А. А. Технология переработки нефти, газа и твердых горючих ископаемых. – М.: Недра, 2009. – 844 с. [Akhmetov S. A., Ishmiyarov M. Kh., Kaufman A. A. *Technologia pererabotki nefi, gaza i tverdyh goruchih iskorpaemyh.* – М.: Nedra, 2009. – 844 p.]
- 2 Иванов А. Н., Рапацкая Л. А., Буглов Н. А., Тонких М. Е. Нефтегазоносные комплексы. – М.: Высшая школа, 2009. – 232 с. [Ivanov A. N., Rapatskaya L. A., Buglov N. A., Tonkikh M. E. *Neftegazonosnye komplekсы.* – М.: Vysshaya shkola, 2009. – 232 s.]
- 3 Карнаухов М. Л., Пьянкова Е. М. Современные методы гидродинамических исследований скважин. – М.: Инфра-Инженерия, 2010. – 432 с [Karnaukhov M. L., Pyankova E. M. *Sovremennye metody gidrodinamicheskikh issledovaniy skvazhin.* – М.: Infra- Inzheneriya, 2010. – 432 p.]
- 4 Скворцов В.П. О бурении на пермтриас и пермь в Эмбенском районе. Нефтяные месторождения Урало-Эмбенского района. – М.-Л., ОНТИ НКТП СССР, 1933. [Skvortsov V.P. *Drilling for Permian Triassic and Permian waters in the Embensky region. Oil fields of the Ural-Embensky region.* – М.-L., ONTI NKTP USSR, 1933]
- 5 Надиров Н.К. Нефть и газ Казахстана. Алматы: «Гылым», 1995; 290 [Nadirov N.K. *Neft i gaz Kazakhstana.* Алматы: "Gylım", 1995; 290]

ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРОВЕДЕНИЯ ГИДРАВЛИЧЕСКОГО РАЗРЫВА ПЛАСТА С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ РЕЗУЛЬТАТОВ СОВРЕМЕННЫХ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ СКВАЖИН



Д. ТЕМИРГАЛИ*,
магистрант,
<https://orcid.org/0000-0002-1388-7785>



К.С. НУРБЕКОВА,
кандидат тех. наук, доцент,
<https://orcid.org/0000-0002-2576-5195>

АКТЮБИНСКИЙ РЕГИОНАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ ИМ. ЖУБАНОВА,
Республика Казахстан, 030000, г. Актобе, проспект Алии Молдагуловой, 34

Гидравлический разрыв пласта – довольно эффективный в настоящее время метод интенсификации добычи нефти из низкопроницаемых коллекторов, получивший массовое применение везде. Чаще всего гидроразрывы дают положительные результаты, однако эффективность зависит от геолого-физических характеристик пластов. Одним из наиболее серьезных факторов, снижающих успешность проведения, является наличие обширных водонефтяных зон, особенно в залежах, представленных низкопроницаемых коллекторов.

Актуальность исследований обусловлена значительным вкладом объемов нефти, добытых в результате проведения на скважинах гидравлического разрыва пласта (ГРП), в ее суммарной добыче.

Результаты показали, что производительность скважин после ГРП увеличивается, иногда в несколько десятков раз. Это свидетельствует о том, что образованные трещины соединяются с существовавшими ранее, и приток жидкости к скважине происходит из отдаленных, изолированных от скважины до применения ГРП, высокопроизводительных зон.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: гидравлический разрыв пласта, низкопроницаемые коллекторы, оценка эффективности.

* Адрес для переписки. E-mail: dinarat9710@gmail.com

ҰҢҒЫМАЛАРДЫ ЗАМАНАУИ ГИДРОДИНАМИКАЛЫҚ ЗЕРТТЕУ НӘТИЖЕЛЕРІН ҚОЛДАНУ АРҚЫЛЫ, ГИДРАВЛИКАЛЫҚ СЫНУ ТИІМДІЛІГІН БАҒАЛАУ

Д.Т. ТЕМИРҒАЛИ*, Жұбанов атындағы Ақтөбе өңірлік университетінің магистранты, <https://orcid.org/0000-0002-1388-7785>;

К.С. НҰРБЕКОВА, техника ғылымдарының кандидаты, Жұбанов атындағы Ақтөбе өңірлік университетінің доценті, <https://orcid.org/0000-0002-2576-5195>

Қ. ЖҰБАНОВ АТЫНДАҒЫ АҚТӨБЕ ӨҢІРЛІК УНИВЕРСИТЕТІ,
Қазақстан Республикасы, 030000, Ақтөбе қаласы, Молдағұлова даңғылы, 34

Гидравликалық сыну қазіргі уақытта өте тиімді, төмен өткізгіш коллекторлардан мұнай өндіруді күшейту әдісі, ол барлық жерде жаппай қолданылады. Көбінесе гидравликалық үзілістер оң нәтиже береді, бірақ тиімділігі қабаттардың геологиялық және физикалық сипаттамаларына байланысты. Жұргізудің сәттілігін төмендететін маңызды факторлардың бірі-кең су-мұнай аймақтарының болуы, әсіресе төмен өткізгіш коллекторлар ұсынылған кен орындарында.

Зерттеудің өзектілігі ұңғымаларда гидравликалық сыну (гидравликалық сыну) нәтижесінде өндірілген мұнай көлемінің оның жалпы өндірілуіне айтарлықтай үлес қосуымен байланысты.

Нәтижелерден, гидравликалық сынудан кейін ұңғымалардың өнімділігінің бірнеше есе жоғарлағанын көрдік.

ТҮЙІН СӨЗДЕР: гидравликалық сыну, төмен өткізгіш коллекторлар, тиімділікті бағалау.

EVALUATION OF THE EFFECTIVENESS OF HYDRAULIC FRACTURING USING THE RESULTS OF MODERN HYDRODYNAMIC STUDY OF WELLS

D.T. TEMIRGALI*, Master's degree student of Zhubanov Aktobe Regional University, <https://orcid.org/0000-0002-1388-7785>

K.S. NURBEKOVA, candidate of technical sciences, associate professor of Zhubanov Aktobe Regional University, <https://orcid.org/0000-0002-2576-5195>

K. ZHUBANOV AKTOBE REGIONAL UNIVERSITY,
34, A. Moldagulova Avenue, 030000, Aktobe, Republic of Kazakhstan

Hydraulic fracturing is currently a very effective method of strengthening oil production from low-permeable reservoirs, which is widely used everywhere. Most often, hydraulic fracturings have a positive effect, but the effectiveness depends on the geological and physical characteristics of the layers. One of the most important factors that reduce the success of driving is the presence of wide water-oil zones, especially in fields where low-permeable reservoirs are represented. In this case, the question arises: to extend the operation of wells with low oil yields or to increase the volume of water.

The results showed that the productivity of wells after hydraulic fracturing increases, sometimes by several tens of times. This indicates that the formed cracks are connected to the existing ones, and the flow of liquid to the well occurs from remote, isolated from the well before the use of hydraulic fracturing, high-performance zones.

KEY WORDS: hydraulic fracturing, low-permeability reservoirs, efficiency assessment.

Результат применения любой технологии, направленной на добычу углеводородов, может зависеть от множества факторов как геолого-физических и физико-химических, так и геотехнологических. Как правило, чем сложнее процесс или технология добычи нефти, тем больше качественных и количественных

параметров и свойств должно учитываться при оценке его эффективности. Одной из наиболее сложных и дорогостоящих технологий, нацеленных на увеличение степени нефтеизвлечения, является гидроразрыв пласта (ГРП). После проведения скважино-операции ГРП «на выходе» можно получить более тысячи параметров и около десяти графиков, которые можно выделить в несколько групп: параметры контроля качества ГРП, параметры сводных данных, финансовые параметры, результаты анализа мини-ГРП, результаты анализа основного ГРП. Все параметры прямо или косвенно могут использоваться для оценки эффективности ГРП. В последнее десятилетие отмечается увеличение объемов применения ГРП. Гидравлический разрыв пласта проводится практически на всех месторождениях. Для решения задач прогнозирования гидравлического разрыва пласта достижения достаточно высоких технико-экономических показателей эффективности мероприятий необходима объективная оценка его эффективности.

Гидродинамические исследования скважин (ГДИС) – совокупность различных мероприятий, направленных на измерение определенных параметров (давление, температура, уровень жидкости, дебит и др.) и отбор проб пластовых флюидов (нефти, воды, газа и газоконденсата) в работающих или остановленных скважинах и их регистрацию во времени.

Среди всех известных методов ГДИС, используемых для определения фильтрационных параметров пласта, геометрии и проводимости трещины после ГРП, наиболее предпочтительным является исследование с регистрацией кривой восстановления давления (КВД) на забое скважины. В скважинах, эксплуатируемых с применением установок электроцентробежных насосов (УЭЦН), можно проводить исследование КВД с высокой точностью с предварительным спуском автономного глубинного манометра УЭЦН. Исследование включает фиксирование участка изменения забойного давления – кривую падения давления (КПД) после ввода насоса в работу и замеры дебита скважины с последующей регистрацией участка КВД после ее остановки. В зависимости от проницаемости пласта исследование занимает примерно 1,5 – 2 мес. с последующим извлечением оборудования. Наиболее корректные данные о параметрах пласта и трещины можно получить по КВД. Данные, полученные по КПД, имеют погрешность, так как при запуске в работу скважины сначала происходит приток к ней жидкости глушения и только затем поступает пластовый флюид. На этапе принятия решения о выборе скважин кандидатов для проведения ГРП данные о характеристиках пласта могут получены из исследования кривой восстановления уровня (КВУ). Результаты исследований до и после проведения ГРП позволят наиболее точно оценить эффективность выполненного в скважине мероприятия [1]. Оценка параметров трещины ГРП с помощью снятия КВД основывается на выявлении и анализе режимов притока пластовой жидкости в скважину за счет перераспределения давления в пласте с трещиной ГРП после ее закрытия [2].

Метод кривой восстановления давления (КВД) применяется для скважин, фонтанирующих с высокими и устойчивыми дебитами.

Исследование методом КВД заключается в регистрации давления в остановленной скважине (отбор жидкости прекращён), которая была закрыта путём гермети-

зации устья после кратковременной работы с известным дебитом (тест Хорнера) или после установившегося отбора (метод касательной).

Для определения параметров удалённой от скважины зоны пласта длительность регистрации КВД должна быть достаточной для исключения влияния «после притока» (продолжающегося притока жидкости в ствол скважины), после чего увеличение давления происходит только за счёт сжатия жидкости в пласте и её фильтрации из удалённой в ближнюю зону пласта (конечный участок КВД).

При обработке реальных кривых восстановления давления (КВД) первое, что необходимо учитывать – это наличие притока из пласта после остановки скважины, который, как правило, неизвестен. Поэтому информацию о дебите пытаются получить из динамики давления. В литературе известен ряд таких методов. Наверное, самый простой из них – метод поправочного коэффициента [1]. Метод предполагает дифференцирование (численное) кривой изменения давления во времени. Для большинства реальных ситуаций – это только вид кривой изменения дебита, а для расчета конкретных значений необходимо получить поправочный коэффициент путем экстраполяции на значение времени, равное нулю. При попытке внести некоторые улучшения, появился метод, который, видимо, можно называть модификацией метода поправочного коэффициента или методом максимальной линеаризации. Для тестирования метода использовались модельные решения восстановления давления в пласте с учетом притока. Использование модельных примеров имеет свои преимущества, так как позволяет исключить все другие факторы и вычлнить более ярко влияние изучаемых. [2-3]

Модель содержит обычно используемые допущения об однородности пласта, плоской поверхности его границ и т.п. Приток из пласта задавался экспоненциальной функцией, достаточно близкой к реальным кривым дебита притока после остановки скважины. Математическая формулировка задачи в рамках классического упругого режима фильтрации выглядит следующим образом:

$$\frac{\partial p}{\partial t} = \frac{k}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \frac{\partial p}{\partial t} \right), r_c < r < R_k \quad (1)$$

$$t = 0, p = p_0 \quad (2)$$

$$r = r_c, 0 < t < t_0 \left(r \frac{\partial p}{\partial t} \right) = \frac{\mu q}{2\pi k h} \quad (3)$$

$$r = R_k, \left(r \frac{\partial p}{\partial t} \right) = 0 \quad (4)$$

где t – время, r – радиальная координата, t_0 – момент остановки скважины, κ – коэффициент пьезопроводности, p – давление. Используемые параметры: радиус скважины r_c – 10 см, радиус контура питания R_k – 3000 м, проницаемость k – 0.5 мкм 2, вязкость нефти μ – 3 спз, коэффициент упругоемкости $\beta=4*10^{-5}$ 1/ат, начальное пластовое давление $p_0=100$ ат, дебит q_0 – 10 см³/с, дебит притока $q_0^* \exp(-0.0003t)$, скважина 300 суток работала в стационарном режиме, была остановлена и 10 – суток регистрировалось восстанавливаемое давление. Результаты были обработаны несколькими способами: без учета притока, с учетом того притока, который заложен

в самой задаче (т.е. наиболее точный для данного примера), методом поправочного коэффициента. [4]

Графики представлены на *рисунке 1*. Обращает на себя внимание прямая, которая свидетельствует, что при учете точного дебита преобразованная зависимость является идеально линейной с первых же точек КВД. Указанное свойство и предлагается положить в основу обработки.

В данном примере метод поправочного коэффициента проявил себя не с лучшей стороны. Рассчитанный указанным способом дебит уже на времени 600 с имеет отклонение 21% от истинного и далее это отклонение быстро растет и доходит до 100%. По сути дела реально используется для определения гидродинамических параметров тот же диапазон точек, что и для метода без учета притока. С целью улучшения точности определения притока по кривой давления было предложено следующее.

Во-первых, сгладить кривую изменения давления во времени, аппроксимировав полиномом, можно при этом использовать логарифмический характер кривой

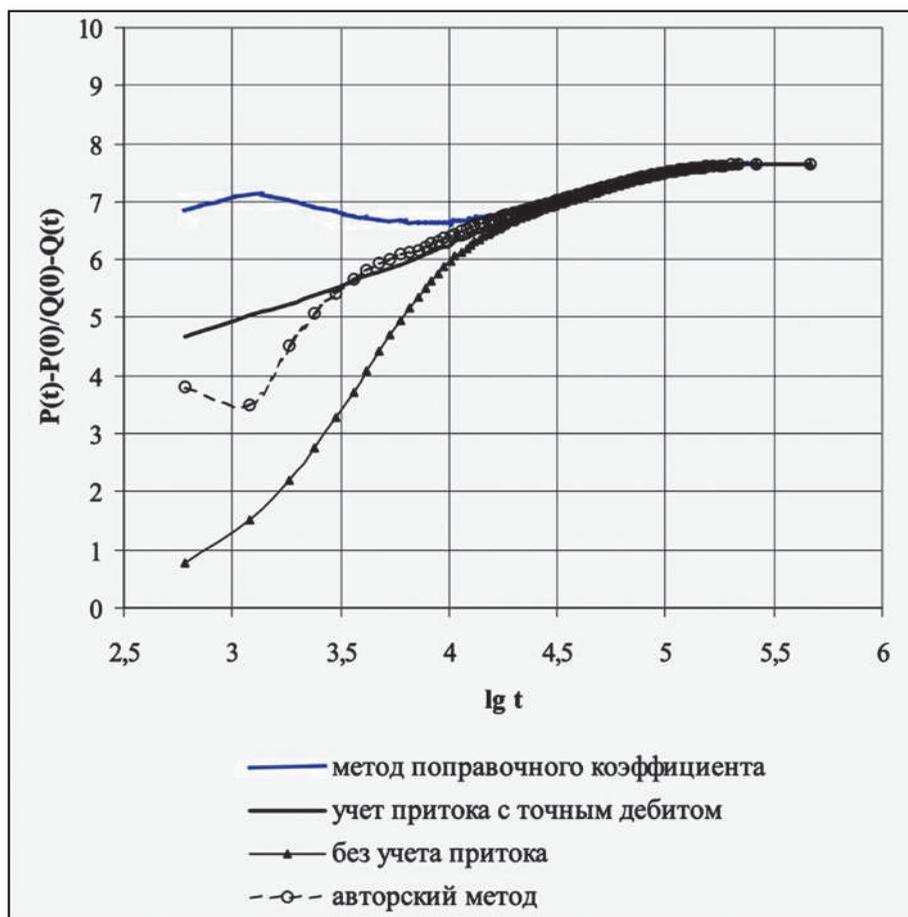


Рисунок 1 - Кривая восстановления давления, модельный пример

давления после остановки скважины и аппроксимировать кривую давления в координатах $(P, \lg t)$. Особое внимание необходимо уделить участку, расположенному до линейной части кривой. [5] Главная задача состоит в линеаризации более ранних точек. Однако вряд ли необходимо тратить время на линеаризацию самых первых точек где-то до 10 мин. Это может оказаться даже невозможно.

Во-вторых, продифференцировать полученный полином аналитически – полученная кривая тоже будет гладкой. Во-первых, сгладить кривую изменения давления во времени, аппроксимировав полиномом, можно при этом использовать логарифмический характер кривой давления после остановки скважины и аппроксимировать кривую давления в координатах $(P, \lg t)$. Особое внимание необходимо уделить участку, расположенному до линейной части кривой. Главная задача состоит в линеаризации более ранних точек. Однако вряд ли необходимо тратить время на линеаризацию самых первых точек где-то до 10 мин. Это может оказаться даже невозможно. Во-вторых, продифференцировать полученный полином аналитически, полученная кривая тоже будет гладкой.

В-третьих, остается только подобрать поправочный коэффициент для преобразования последней кривой в реальный дебит. В данном случае предлагается подбирать его исходя из наилучшей линеаризации КВД, построенной с учетом этого притока. Поскольку точный дебит, участвующий в преобразовании, дает графически прямую линию, как это наглядно видно из приведенного графика [4].

Для примера обработки реальной КВД использованы данные, опубликованные в упомянутой работе. Все виды КВД (зарегистрированная и обработанная двумя методами) приведены на рисунке 1. Из графика видно, что предлагаемый метод по сравнению с методом поправочного коэффициента обеспечивает меньшую осцилляцию и большую уверенность в значении углового коэффициента, естественно возрастает величина достоверности аппроксимации. При этом интервал линейности кривой увеличивается в сторону меньших времен.

Очевидно, что целью гидроразрыва является усиление текущего взрыва и повышение коэффициента добычи нефти при освоении низкопроницаемых залежей и, в конечном счете, добычи нефти по месторождению.

Факторы, обеспечивающие успешность плановых операций гидроразрыва, следующие:

- наличие необходимой ресурсной базы;
- наличие большого запаса перспективных скважин для реализации гидроразрывная корка;
- своевременное использование высококачественной зарубежной продукции;
- увеличение производства оборудования, технологий и материалов, обеспечивающих стабильный доход. 

ЛИТЕРАТУРА

- 1 Сеитов Н., Жаркынбеков Т.Н. Геотектоника и геодинамика. – Алматы: КазНТУ, 2013 – 173 с. [Seitov N., Zharkinbekov T.N. Geotektonika i geodinamika. – Almaty: KazNTU, 2013. – 173 p.]
- 2 Чернова О. С. Основы геологии нефти и газа: учебное пособие. – Томск, 2008. – 372 с. [Chernova O.S. Osnovy geologii nefiti i gaza: uchebnoe posobie. – Tomsk, 2008. – 372 s.]
- 3 Муравьев И.М. и др. Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений. – М.: Недра, 1970. [Murav'ev I. M. et al.. Razrabotka i ekspluatatsiya neftyanyh i gazovyh mestorozhdenii. – Moskva: Nedra, 1970.]
- 4 Александров С.И., Гогоненков Г.Н., Пасынков А.Г. Пассивный сейсмический мониторинг для контроля геометрических параметров гидроразрыва пласта // Нефтяное хозяйство. – 2007. – № 3. – С. 51-53. [Alexandrov S.I., Gogonenkov G. N., Pasyнков A. G. Passivnyi seismicheskii monitoring dlya kontrolya geometricheskikh parametrov gidrorazryva plasta Neftyanoe hozyajstvo. – 2007. – № 3. – S. 51-53.]
- 5 Валеев А.С., Дулкарнаев М.Р., Котенев Ю.А., Султанов Ш.Х., Бриллиант Л.С. Причины увеличения обводненности в скважинах после проведения гидравлического разрыва в неоднородных пластах // Нефтяное хозяйство. – 2019. – Т. 329. – №6. – С. 140-147 [Valeev A. S., Dulkarnaev M. R., Kotenev Yu. A., Sultanov Sh. Kh., Brilliant L. S. Prichiny uvelichenia obvodnennosti v skvazhinah posle provedeniya gidravlicheskogo razryva v neodnorodnyh plastah // Neftyanoe hozyajstvo. – 2019. – T. 329. – №6. – S. 140-147]
- 7 Воеводкин В.Л., Алероев А.А., Балдина Т.Р., Распопов А.В., Казанцев А.С., Кондратьев С.А. Развитие технологий гидравлического разрыва пласта на месторождениях Пермского края// Нефтяное хозяйство. – 2018. – № 5. – С. 108-113. [Voevodkin V.L., Aleroyev A. A., Baldina T. R., Raspopov A.V., Kazantsev A. S., Kondratyev S. A. Razvitie tehnologii gidravlicheskogo razryva plasta na mestorozhdeniyah Permskogo kraja // Neftyanoe hozyajstvo. – 2018. – № 5. – S. 108-113.]

УДК 665.637.87, <https://doi.org/10.37878/2708-0080/2021-2.13>

МҰНАЙ БИТУМЫН АДГЕЗИЯЛЫҚ ҚОСПАЛАР АРҚЫЛЫ МОДИФИЦИРЛЕУ



С.С. САТАЕВА*,
PhD докторы,
<https://orcid.org/0000-0002-2397-9069>



К.А. МИХАЙЛОВА,
магистрант,
<https://orcid.org/0000-0002-7332-2639>

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

Жыл сайын Мемлекет басшысы Қазақстан халқына Жолдауында еліміздің индустриялық-инновациялық дамуының маңыздылығын атап көрсетеді, соның ішінде отандық химия технологиясының өркендеуіне ерекше көңіл бөледі. Осыған байланысты, қазіргі заманғы өнеркәсіп пен экономика шарттарына сай, жол жабындары үшін құрылыс материалдарын алуға бағытталған технологияны жетілдіру басым бағыттардың бірі болып табылады.

Жұмыста Ақтау битум зауытының үлгілері қарастырылды. Эксперимент жүргізу барысында битум сынамалары 1% және 3% адгезиялық қоспамен модифицирленді. Адгезиялық қоспа ретінде StarAsphalt компаниясының Stardope 510С қоспасы қолданылды. Сынамалардың физика-химиялық қасиеттері: тығыздығы, тұтқырлығы, ине ену тереңдігі, созылғыштығы, жұмсару температурасы, тұтану температурасы, Фраас бойынша битумның морт сынғыштық температурасы анықталды. Зерттеу нәтижелері бойынша Stardope 510С адгезиялық қоспамен модифицирленген битумның негізгі көрсеткіштері жақсарғаны көрсетілді.

ТҮЙІН СӨЗДЕР: мұнай битумы, Stardope 510С – адгезиялық қоспа, тығыздық, тұтқырлық, пенетрация, созылғыштық, жұмсару және тұтану температуралары, морт сынғыш температура.

МОДИФИКАЦИЯ НЕФТЯНОГО БИТУМА АДГЕЗИОННЫМИ ДОБАВКАМИ

С.С. САТАЕВА*, доктор PhD, <https://orcid.org/0000-0002-2397-9069>

К.А. МИХАЙЛОВА, магистрант Западно-Казахстанского аграрно-технического университета им. Жангир хана, <https://orcid.org/0000-0002-7332-2639>

* Адрес для переписки. E-mail: sataeva_safura@mail.ru

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

Ежегодно в Посланиях народу Казахстана Глава государства подчеркивает значимость индустриально-инновационного развития страны, при этом особое внимание уделяет развитию отечественной химической технологии. Одним из приоритетных направлений является совершенствование технологии, направленной на получение строительных материалов для дорожных покрытий, что продиктовано условиями современной промышленности и экономики.

В работе рассмотрены образцы Актауского битумного завода. В ходе проведения эксперимента образцы битума модифицировали адгезионной смесью в количестве 1% и 3%. В качестве адгезионной смеси использовалась добавка Stardope 510C от компании StarAsphalt. Определены физико-химические свойства проб битума: плотность, вязкость, глубина проникновения иглы, растяжимость, температура размягчения, температура вспышки, температура хрупкости битума по Фраасу. Результаты исследований показали, что после модифицирования адгезионной смесью Stardope 510C основные показатели битума улучшились.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: нефтяные битумы, Stardope 510C – адгезионная добавка, плотность, вязкость, пенетрация, растяжимость, температура размягчения, температура вспышки, температура хрупкости.

MODIFICATION OF PETROLEUM BITUMEN WITH ADHESIVE ADDITIVES

S.S. SATAYEVA*, PhD, <https://orcid.org/0000-0002-2397-9069>

K.A. MIKHAILOVA, master degree of the West Kazakhstan Agrarian Technical University named after Zhangir Khan, <https://orcid.org/0000-0002-7332-2639>

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

Annually, the Head of state in his Messages to the people of Kazakhstan emphasizes the importance of industrial and innovative development of the country, while paying special attention to the development of domestic chemical technology. One of the priorities is to improve the technology aimed at obtaining construction materials for road surfaces, which is dictated by the conditions of modern industry and economy.

The paper considers samples of the Aktau bitumen plant. During the experiment, the bitumen samples were modified with an adhesive mixture in the amount of 1% and 3%. Stardope 510C additive by StarAsphalt was used as an adhesive mixture. The physicochemical properties of bitumen samples were determined: density, viscosity, depth of needle penetration, extensibility, softening temperature, flash point, and Fraas brittleness temperature of bitumen. The research results showed that after modification with the adhesive mixture Stardope 510C, the main characteristics of bitumen were improved.

KEY WORDS: petroleum bitumen, Stardope 510C – adhesive additive, density, viscosity, penetration, extensibility, softening point, flash point, brittleness temperature.

Автотранспорт саны, жолаушы тасымалы мен жүк көлемінің артуына сай асфальтобетон жабындысына түсетін күш үнемі жоғарылауда, сондықтан бұл жағдай жолдың тез бұзылуына әкеліп соқтырады. Жол-құрылысының тиімділігін арттыратын міндетті шарт жол құрылыс материалдарының сапасын жақсарту болып табылады.

Жол құрылысы – саз, саздақ, құм, қиыршықтас және құм тас түріндегі табиғи шикізат ресурстарын, сондай-ақ битум, цемент және әк түріндегі органикалық және

бейорганикалық байланыстырғыштардың ірі тұтынушылары болып табылады. ХХІ ғасырда Қазақстанда қолданылатын жол материалдарының құрылымында жолдардың сапасына қойылатын жоғары талаптарға негізделген елеулі өзгерістер болуы мүмкін. 110-140 км/сағ. шегінде автомобиль қозғалысы бар (соның ішінде ауыр жүк) жүрдек магистральдар көбірек жол көрсететін болады. Осыған байланысты күрделі және көпфункционалды құрылымды білдіретін жол жабындары, оның беріктігі мен сенімділігі көбінесе битумның сапасына байланысты, себебі микрожарықшақтар оның пленкасында қалыптасады. Битум мен цемент негізінен Ресей Федерациясының жеткізушілері есебінен қамтамасыз етіледі. Сондықтан өнеркәсіп қалдықтарын қолдану арқылы жергілікті шикізат ресурстарын пайдалану есебінен жолдардың материалдық сыйымдылығын, өзіндік құнын төмендетуге және сапасына қол жеткізуге бағытталған зерттеулер Қазақстанның барлық өңірлері ауқымында өзекті болып табылады.

Қазақстан Республикасының автомобильді жолдарын эксплуатациялау тәжірибесі көрсеткендей, асфальтобетонды жабындылардың төзімділігі нормативті мерзімінен айтарлықтай төмен. Сондықтан автомобиль жолдарының транспорт легіне қойылатын талапқа сай қалыпта болуы жаңа, дамушы материалдар мен технологияларды қолданбай мүмкін емес. Жол төсеуге арналған жабындының пайдалану мерзімінің күрт төмендеуіне әсер етуші негізгі фактор асфальтобетонды қоспаларда тұтастырғыш ретінде төмен сапалы битумның қолданылуы болып табылады, өйткені микрожарықшақтар негізінен оның қабықшасында дамиды. Битумның эксплуатациялық қасиеттерін жоғарлату үшін оны модифицирлеу қажет.

Жоғарыда айтылғандай, жол жабындарының беріктігіне әсер ететін негізгі факторлардың бірі – байланыстырушы зат ретінде асфальтбетон қоспаларында төмен сапалы битумды қолдану.

Осыған байланысты жұмыстың мақсаты битумның эксплуатациялық қасиеттерін жақсарту болып табылады, ол үшін оны (битумды) модифицирлеу қажет. Қазіргі уақытта осы бағытта көптеген зерттеулер жүргізілуде.

Г.А. Бонченко асфальтобетонды қоспаларда екінші реттік (қартайған) полиэтиленді қолдану туралы мәселені шешу үшін [1] тығыздығы төмен полиэтиленнің (пайдалануда 6-8 ай бұрын қолданыста болған ауылшаруашылық мақсаттағы пленка) және тығыздығы жоғары полиэтиленнің (орама материалы мен ыдыс) физика-механикалық қасиеттеріне эксперименталды зерттеулер жүргізген. Автор екіншілік полиэтиленнің беріктігі мен деформациялық қасиеттерін сақтайтынын және полиэтилен-битум композицияларын алу үшін модифицирлеуші қоспа ретінде пайдаланылуы мүмкін екенін көрсететін зерттеу нәтижелерін көрсеткен. Жұмыста полиэтиленмен модифицирленген асфальтбетоннан жасалған жол төсемдерінің артықшылықтары және оны өндіру технологиясы көрсетілген.

Жұмыс [2] авторлары молекулалық массасы және макромолекулалар құрылысы бойынша ерекшеленетін 1.2-полибутадиен бар полимерлі-битум композицияларының қасиеттерін зерттеді. 1.2-полибутадиенді битумның құрамына енгізу эксплуатациялық қасиеттерінің айтарлықтай жақсаруына және битумды тұтастырғыштың жұмыс істеу қабілетінің температуралық аралығының кеңеюіне әкеледі. 1.2-полибутадиен негізіндегі полимерлі-битум композициялары қазіргі уақытта қолданылатын дивизи-

нил-стиролды термоэластопластқа балама ретінде автожол құрылысында практикалық пайдалану үшін ұсынылған.

Жол тұтастырғышының сапалық көрсеткіштерін жоғарлату мақсатында мұнай битумдарын полимер материалдармен түрлендіруде бірқатар жұмыстар жүргізілуде [3, 4]. Асфальтобетонға алынған полимер-битумды тұтастырғышты енгізу оның физика-механикалық сипаттамаларын жақсартады.

Жұмыста [5] ЖШС «Caspi Bitum» Ақтау зауытының БНД 70/100 маркалы мұнай жол битумы зерттелген. Жол битумының эксплуатациялық қасиеттерін жақсарту үшін полимерлік қалдықтармен модифицирлеу жүргізілген. Пластификатор ретінде И-40 маркалы индустриалдық май қолданылған. Жол битумының келесі көрсеткіштері зерттелген: пенетрациясы, созылғыштығы (дуктильдігі), мөрт сынғыштық температурасы және жұмсарту температурасы. Модифицирлеуден кейін битумның физика-механикалық қасиеттері жақсарғандығы байқалады: иненің ену тереңдігі қысқарады, созылғыштығы азаяды, жұмсару температурасы артады. Сондай-ақ полимерлердің битум құрылымына және олардың композиттерге әсер ету эффектісі зерттелген. Екіншілік полиэтиленді модификатор ретінде қолдану тиімді екені дәлелденген.

ҚР-ның стандартымен белгіленетін жол битумдарының сапалық көрсеткіштері *1-ші кестеде* бейнеленген.

Кесте 1 - ҚР стандартымен белгіленетін жол битумдарының сапалық көрсеткіштері

Көрсеткіштердің аталуы	Битум маркалары				МЕМСТ
	БН 200/300	БН 130/200	БН 90/130	БН 60/90	
Иненің кіру тереңдігі, 0,1мм: 25°С-да 0°С-да	201-300 24	131-200 18	91-130 15	61-90 10	11501
Жұмсарту температурасы, °С, төмен емес	33	38	45	41	11507
Созылғыштық, см, 25°С-да 0°С-дан кем емес	- -	80 -	80 -	70 -	11508
Сынғыштық температурасы, 0°С-дан жоғары емес	-14	-12	-10	-6	11505
Тұтану температурасы, °С-дан кем емес	220	230	30	240	4333
Жұмсару температурасының қыздырғаннан кейінгі өзгеруі, °С-дан жоғары емес	8	7	6	6	11506
Пентрация индексі	-1,5ден +1,0-ге дейін				22245-90
Суда еритін қосылыстардың массалық үлесі, %	0,20	0,20	0,30	0,30	11510

Жоғарыда айтылғанға байланысты жұмыстың мақсаты жол төсеуге арналған битумның физика-механикалық қасиеттерін жоғарлату болып табылады.

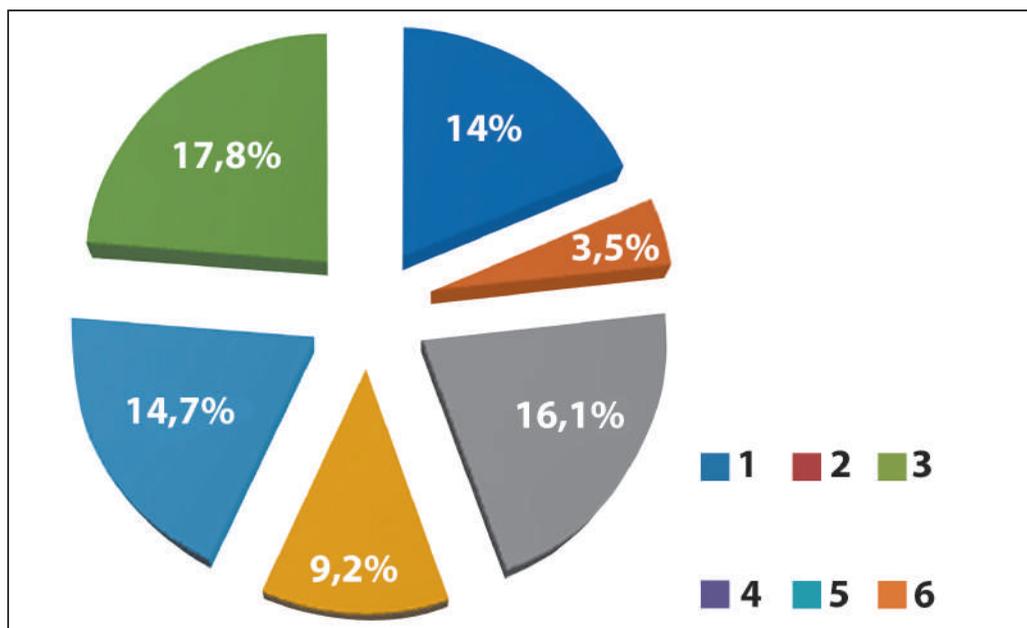
Талдау жүргізуге Ақтау қаласындағы «CASPI BITUM» БК» ЖШС Ақтау битум зауытынан шығарылған БН 90/130 маркалы мұнай битумы алынды.

Ақтау битум өндірісі зауыты Қазақстанның автокөлік саласындағы сұранысын қанағаттандыру мақсатында жол жабындысын отандық жоғары сапалы материалдан жасау үшін 2013 жылы ҮИИД МБ аясында іске қосылған болатын. «CASPI BITUM» зауыты – ҚазМұнайГаз – «КМГ-ӨМ» АҚ мен «СИТИК Қазақстан» ЖШС бірлескен кәсіпорны, тең дәрежеде (50%/50% үлестік негізде) құрылған. Өндірісті шикізатпен қамтуға Қаражанбас кен орны мұнай қалдығы қолданылады.

Бастапқы алынған мұнай битумының түсі қою қара, жылтыр және қатты.

Мұнай битумының физика-химиялық құрамына «Химия және химиялық технология» кафедрасында, Жәңгір хан атындағы Батыс Қазақстан аграрлық-техникалық университетінің ғылыми зерттеу орталығында, Башкортостан Республикасы Уфа қаласындағы Уфа мемлекеттік мұнай-техникалық университетінде талдаулар жүргізілді.

Шикізат ретінде алынған мұнай битумының химиялық құрамы төмендегі суретте көрсетілген.



Сурет – Битумның химиялық құрамы

1 - Парафинді нафтендер; 2 - жеңіл ароматика; 3 - ауыр ароматика; 4 - біріншілік смола; 5 - екіншілік смола; 6 - асфальтендер

Бастапқы битум құрамында асфальтендер мен смола мөлшері көп екендігі анықталды.

Мұнай битумының келесі көрсеткіштеріне зертханалық жағдайда анықтаулар жүргізілді: ашық тигельдегі тұтану температурасы, кинематикалық тұтқырлығы, тығыздығы, су мөлшері, механикалық қоспалардың мөлшері және күлділігі анықталды (кесте 2).

Мұнай битумын құрылыстық материалдар өндірісінде қолдану үшін олар модифицирлеуді қажет етеді. Модификатор ретінде кремний негізіндегі адгезиялық қоспа Stardor 510С алынды.

Кесте 2 – Мұнай битумының физика-химиялық көрсеткіштері

Көрсеткіштер	Зерттеу әдісі	Мұнай битумы	МЕМСТ бойынша
100°С кинематикалық тұтқырлық, мм ² /с	МЕМСТ 33-2000	59,2	65 көп емес
Тұтану температурасы, °С	МЕМСТ 26378.4-84	270	230
Механикалық қоспалар, %	МЕМСТ 6370-83	0,01	-
Су, %	МЕМСТ 2477-65	0,04	іздері
Суда еритін қосылыстар, %	МЕМСТ 11510 – 74	2,35	0,3 % көп емес
Күлділік, %	МЕМСТ 11512-85	1,5	-
Тығыздық, г/см ³	МЕМСТ 3900-85	0,9854	0,9000-1,8000

Stardope 510С силандар (кремнийсутектер) негізіндегі полимодифицирленген және таза битумдар үшін сұйық катионды қоспа. Тұтастырғыш пен тас арасындағы бүлінуге тұрақты және сүөткізгіштікті жоғарылата отырып тұрақты байланыстырғыш болып табылады. Қоспаның физика-химиялық қасиеттері келесі кесетеді берілген.

Кесте 2 – Stardope 510С қоспасының физика-химиялық көрсеткіштері

Сипаттамасы	Мәні
20°С сыртқы түрі	Тұтқыр сұйықтық
Түсі	қоңыр
pH	бейтарап
25°С-та тығыздығы	975 кг/м ³
40°С-та Брукфилд бойынша тұтқырлығы	<1000 сР
Қатаю нүктесі	-7°С
Тұтану нүктесі	>180°С
Суда ерігіштігі	Ерігіштігі төмен

Stardope 510С – бұл битум мен полимербитумды тұтастырғыш үшін сұйық адгезия күшейткіші болып есептеледі. Бұл жабысқақ қоспа адгезия күшейткіштерінің жаңа буынын, жоғары концентрацияны, жоғары тиімділікті және аз дозаны ұсынады. Аталған қоспа кремнийорганикалық қосылыстар негізінде жасалған, Химиялық құрылымына байланысты кез-келген тас материалын 100% жабынымен қамтамасыз етеді, өйткені химиялық қосылыстар көп мөлшерде түзіліеді.

Stardope 510С ыстық асфальт қоспаларында қолдануға арналған және битум мен инертті материалдар арасында өте берік байланысқа кепілдік береді.

Сонымен Stardope 510С қоспаның артықшылықтары: Stardope 510С – сұйық қоспа, жеңіл айдалады және битумда тез ериді, битум-қиыршық тас материалда-

рының кең ауқымында тиімді, қиыршық тастың химиялық негізі әсер етпейді. Ұзақ уақыт сақтауда белсенді қоспа қасиетін жоғалтпай отыра жоғары термотұрақтылыққа ие:

- Stardope 510C қоспасы асфальтті төсеуде иілгіштігін жоғарылатады, жұғылуын жақсартады, сапасына күман туғызатын битум және қиыршық тасты қолайсыз ауа райы жағдайында төсеу мен тығыздауды қамтамасыз етеді;

- қоспаның төмен тұтқырлығы оны қолмен, сонымен қатар мөлшерлегіш сорғы көмегімен қолдануға болады;

- Stardope 510C қоспасының жағымсыз және улы аммиакты иісі жоқ.

Модифицирлеу 1% және 3% Stardope 510C қоспасымен жүргізілді. Модифицирлеуден кейін сынамалардың келесі көрсеткіштері анықталды: пенетрация 0°C және 25°C-та, созылғыштығы, жұмсару температурасы, Фраас бойынша морт сынғыштық температурасы.

Битумның маңызды көрсеткіштерінің бірі – пенетрация. Пенетрация – бұл көрсеткіш белгілі бір режимде дененің өту қабілетіне негізделген жартылай сұйық және жартылай қатты өнімге стандартты үлгідегі дененің (калибрлі ине) ену тереңдігін сипаттайды, ал өнім осы енуге қарсылық көрсету керек. Пенетрация битум қаттылық дәрежесімен жартылай сипатталады. Пенетрация бірлігі ретінде иненің ену тереңдігі 0,1 мм деп қабылданған. Битум сынамаларының пенетрациясы модифицирлеуге дейін және кейін «KOEHLER INC» автоматты пенетрометрінде анықталды.

Сонымен қатар битум үлгілерінің созылғыштық қасиеті анықталды. Зерттеу Normlab фирмасының дуктилометрінде жүргізілді. Дуктилометр электронды реттегіш пен және сандық дисплеймен жабдықталған. Бір уақытта үш сынаманы 0,1 мм қадаммен 0-ден 99 мм/мин жылдамдықпен өлшеуге мүмкіндік береді. Максималды ұзындығы 150 см. Сынақ кезінде 25°C мен 0°C созылу жылдамдығы 5 см/мин болуы қажет.

Битумның сынғыштық температурасы Фраас бойынша ВРА-5 автоматты анализаторында анықталды. ВРА-5 автоматты анализаторында анықтау адам факторының әсерін азайтып, талдау уақытын қысқартып, нәтижелер дәлдігін жақсартады.

Кесте 3 – Мұнай битумының Stardope 510C қоспасымен модифицирлеуге дейінгі және кейінгі физика-химиялық көрсеткіштері

Көрсеткіштер	Модиф. дейін	Модиф. кейін		Техн. көрсеткіш
		1%	3%	
Пенетрация, 0°C, см	28	16	15	15
Пенетрация, 25°C, см	103	55	50	91-130
Созылғыштық, см, 25°C	65	28	15	80
Жұмсару температурасы, °C	46	55	64	45
Морт сынғыштық температурасы, 0°C	-20	-10	-10	-10

3-ші кестеде көрсетілгендей, мұнай битумын Stardope 510C қоспамен модифицирленгеннен кейін оның пенетрациясы, созылғыштығы, жұмсару және морт сынғыш температурасы жақсарғаны байқалады.

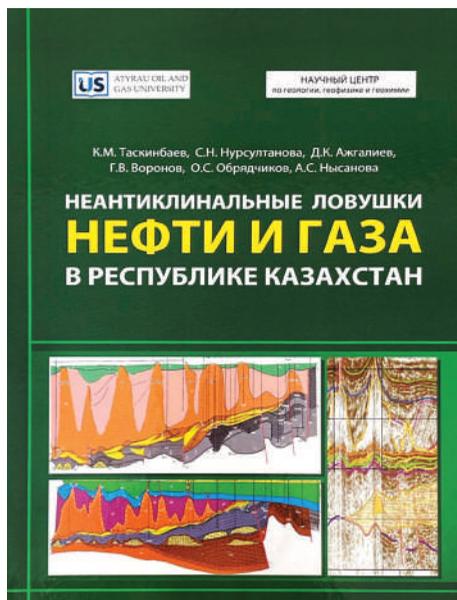
Климаттық өзгерістермен транспорт жүктерінің әсерінен асфальт-битумды жабындар қызметінің нашарлауына байланысты, жол жабындары жұмыстарының шарттарына сәйкес асфальт-битум құрылымына жаңа талаптар орнатылып отыр. Қазіргі уақытта асфальт-битумды жабындардың құрылымды-механикалық және термотұрақтылық қасиеттерін жақсартатын, жол-құрылыс материалдарының эксплуатациялық қасиеттерін жоғарылатуға мүмкіндік беретін, битум және асфальтбетон қасиеттерін өзгертетін модификаторлар пайда болуда.

Сонымен зерттеуге Ақтау битум зауытының БН 90/130 маркалы үлгілері алынды. Эксперимент жүргізу барысында битум сынамалары 1% және 3% StarAsphalt компаниясының Stardope 510С адгезиялық қоспамен модифицирленді. Битумның құрамындағы компоненттер мен Stardope 510С қоспасы арасында химиялық әрекеттесу жүріп, олардың физика-химиялық қасиеттерін өзгертуге болатындығы дәлелденді. Зерттеу нәтижелері бойынша адгезиялық қоспаны еңгізу битумның негізгі эксплуатациялық көрсеткіштерін жақсартуға болатыны көрсетілді. 

ӘДЕБИЕТ

- 1 Бонченко Г.А. Асфальтобетон. Сдвигоустойчивость и технология модифицирования полимером. – М.: Машиностроение, 1994. – 176 с. [Bonchenko G.A. Asphaltconcrete. Shift stability and polymer modification technology. – М.: Engineering, 1994. – 176 p.]
- 2 Глазырин А.Б., Кинзибаев Д.Р., Абдуллин М.И. Битумные композиции, модифицированные 1,2-полибутадиеном // Вестник Башкирского университета. – 2015. – № 4. – С. 193-197. [Glazyrin A.B., Kinzibayev D.R., Abdullin M.I. Bitumen compositions modified with 1,2-polybutadiene // Bulletin of the Bashkir University. – 2015. – Vol. 4: – PP. 193-197.]
- 3 Калгин Ю.И. Дорожные битумоминеральные материалы на основе модифицированных битумов. – Воронеж: Изд-во Воронеж. гос. ун-та. – 2006. – 272 с. [Kalgin Yu.I. Pumping bituminous materials based on modified bitumen: monograph. – Voronezh: Readiness Voronezh. st. un-t. – 2006. – 272 p.]
- 4 Беляев П.С. Решение проблемы утилизации полимерных отходов путем использования их в процессе модификации дорожного вяжущего // Строительные материалы. – 2013. – № 10. – С. 38-41. [Belyaev P.S. Solution of problems utilization of polymer discharges in the process updating of rotary paddle // Building materials. – 2013. – № 10. – P. 38 – 41.]
- 5 Satayeva S.S., Burakhta V.A. Improvement of production technology of asphalt concrete with the use of polymer waste // Materials Science and Engineering 775 (2020) 012124 – DOI: 10.1088/1757-899X/775/1/012124 (Scopus).

НОВАЯ КНИГА О НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ БАССЕЙНАХ КАЗАХСТАНА



**ТАСКИНБАЕВ
КОСАН МЫНБАЕВИЧ** –
профессор НАО «Атырауский
университет нефти и газа
им С.У. Утебаева»



**НУРСУЛТАНОВА
СОФИЯ НУРБАЕВНА** –
профессор НАО «Атырауский
университет нефти и газа
им С.У. Утебаева»



**АЖГАЛИЕВ
ДУЛАТ КАЛИМОВИЧ** –
доцент НАО «Атырауский
университет нефти и газа
им С.У. Утебаева»



**ВОРОНОВ
ГЕННАДИЙ ВАСИЛЬЕВИЧ** –
старший научный сотрудник
НАО «Атырауский университет
нефти и газа им С.У. Утебаева».



**ОБРЯДЧИКОВ
ОЛЕГ СЕРГЕЕВИЧ** –
главный научный сотрудник РГУ
им. И.М. Губкина



**НЫСАНОВА
АЙГУЛЬ САБЫРАЛИЕВНА** –
доцент НАО «Атырауский
университет нефти и газа
им С.У. Утебаева»

В Алматы опубликована монография «Неантиклинальные ловушки нефти и газа в Республике Казахстан» (К.М. Таскинбаев, С.Н. Нурсултанова, Д.К. Ажгалиев, Г.В. Воронов, О.С. Обрядчиков, А.С. Нысанова), в которой подведены итоги многолетней работы исследователей Атырауского университета нефти и газа имени Сафи Утебаева. Это своеобразный творческий отчет относительно молодого коллектива и его подарок к 30-летию Независимости Казахстана.

Исторически поиски залежей углеводородов во всем мире длительное время связывались в основном с выявлением структурных ловушек. Это объясняется относительной легкостью их обнаружения. В процессе разведки залежей нефти или газа на разнообразных структурных ловушках попутно с ними выявлялась продуктивность и ловушек иного генезиса, которые были отнесены к классу неантиклинальных (НАЛ). По мере совершенствования сейсмических методов изучения строения земной коры, количество НАЛ все время возрастало. Обнаруженные на этих объектах запасы нефти и газа достигли значительных объемов. Как указывают авторы монографии, в бассейнах США их доля составляет 37%. По их же оценке в НАЛ Казахстана содержится более половины углеводородного потенциала страны.

При современном техническом уровне изучения строения осадочных бассейнов поиски залежей углеводородов в структурных и неструктурных ловушках, по мнению авторов работы, являются равнозначными.

В монографии излагается история изучения НАЛ в РК, рассмотрено их размещение и особенности строения в различных бассейнах, дан прогноз поисков этих объектов как в известных, так и перспективных на углеводороды впадинах и прогибах Западного и Восточного Казахстана.

Книга представляет интерес для научных работников не только Республики Казахстан, но и других стран. Изложенные в ней идеи и методические подходы к изучению геологических объектов стимулируют расширение на практике поиски новых геологических объектов, на которых могут быть выявлены значительные запасы нефти и газа. В чисто познавательном отношении изданная монография крайне полезна для студентов нефтяных специальностей.

Решения поднятых авторами монографии вопросов не являются однозначными и требуют проведения обширных дискуссий. В их организации большую роль может сыграть журнал «Нефть и газ». 

*О.С. Турков,
Почетный разведчик недр Республики Казахстана*



75
ЖЫЛ
ЛЕТ

**АКИМГАЛИ КЕНЖЕГАЛИЕВИЧ КЕНЖЕГАЛИЕВ,
доктор технических наук, профессор,
Почетный работник образования РК,
известный ученый в области нефтяной экологии**

А.К. Кенжегалиев родился 23 февраля 1946 г. в Денгизском (ныне Курмангазинском) районе Гурьевской (ныне Атырауской) области.

В 1962 г. окончил среднюю школу и поступил в Гурьевский государственный педагогический институт на физико-математический факультет, в 1966 г. окончил его по специальности «учитель физики» средней школы.

В 1966-1967 гг. служил в рядах Советской Армии в Туркестанском военном округе, затем до июля 1972 г. работал учителем физики средней школы.

В 1972 г. был принят в Институт химии нефти и природных солей АН Каз. ССР, в котором прошел путь инженера, младшего научного сотрудника до научного сотрудника.

С 1975 по 1985 гг. руководил авиамodelьным кружком в Гурьевском городском Доме пионеров, копия самолета «ИЛ-2» на областной выставке заняла призовое 3-ое место.

В 1988 г. назначается начальником Тенгизского отряда по наблюдению за загрязнением атмосферного воздуха.

С 1998 по 2003 гг. А.Кенжегалиев работал в «Каспийской экологической программе» экспертом по загрязнению Каспийского моря от республики и был одним из создателей «Каспийского национального плана действий» государства.

С 1998 г. по декабрь 2002 г. А.Кенжегалиев работал также и преподавателем кафедры «Прикладная экология и рыбное хозяйство» Атырауского института нефти и газа имени Сафи Утебаева.

В 2001 г. присвоено звание доцента экологии, а в 2002 г. – академическое звание профессора кафедры «Прикладная экология, рыбное хозяйство и охрана окружающей среды».

С января 2003 г по сентябрь 2005 г. работал заведующим кафедры. В 2009 г. А. Кенжегалиев защитил докторскую диссертацию «*Технология оценки и снижения влияния нефтегазовой отрасли на воды Каспийского моря*» по специальности 25.00.36 – геоэкология на диссертационном совете Д 14.13.02 Таразского государственного университета им. М.Х.Дулати.

А.Кенжегалиев – автор более 200 научных работ: издал 6 научных монографий, 10 учебных пособий и курсов лекций, является обладателем 3 предварительных и 1 инновационного патента РК на изобретение, 16 авторских свидетельств СССР, из них 2 учебных пособия заняли 3 место в конкурсе института «Лучший учебник года». Выступает с докладами на Международных Научно – практических конференциях, на пятом Надиоровском чтении награжден медалью «Лауреат Надиоровские чтения». Под его руководством защищены 9 магистерских научных работ, а также одна кандидатская диссертация.

Он вносит большой вклад в подготовку инженерных и научных кадров нефтегазового производства, за что награжден нагрудным знаком Федерации профсоюзов РК «Почетная грамота» (2005 г.) и «Почетный работник образования РК» (2006 г.). Действительный член Международной академии наук экологии и безопасности жизнедеятельности (МАНЭБ) награжден нагрудным знаком В.И. Вернадского «За заслуги перед экологией» (2007 г.), медалью М.В. Ломоносова «За вклад в экологию» (2008 г.) и орденом «Звезда Почета» (2011 г.), «Звезда ученого» (2016 г.). Ассоциация вузов наградила медалью А. Байтурсынова «Санылак автор».

В 2006 г. за вклад в развитие Ассоциации прикаспийских университетов награжден нагрудным знаком «Мир в Каспии».

За особые заслуги в области науки Республики Казахстан в 2013 г. награжден нагрудным знаком «За заслуги в развитии науки Республики Казахстан».

29 января 2016 г. решением №507-V Курмангазинского районного маслихата присвоено звание «Почетный гражданин» района.

В 2017 году награжден медалью РК «Ерен еңбегі үшін».

2019 г. присвоено звание «Лучший инженер Республики Казахстан». 🌐

Редколлегия журнала «Нефть и газ» сердечно поздравляет Акимгали Кенжегалиевича с юбилеем и желает ему творческих успехов, новых открытий, доброго здоровья и большого счастья!

КАЗАХСТАН ДОБИЛСЯ ПРАВА УВЕЛИЧИТЬ ДОБЫЧУ НЕФТИ В РАМКАХ СОГЛАШЕНИЯ ОПЕК+



По итогам министерского заседания стран-участниц соглашения ОПЕК+, которое прошло накануне в формате видеоконференции, стало известно, что Казахстан увеличит добычу нефти в рамках соглашения ОПЕК+.

Министр энергетики Казахстана **Нурлан Ногаев** в своем выступлении отметил, что на сегодняшний день наблюдаются положительная динамика в отношении борьбы с распространением коронавируса, а также постепенное восстановление спроса на нефть и нефтепродукты.

По итогам заседания странами-участницами соглашения было принято решение о продлении текущего уровня сокращения добычи нефти на апрель 2021 года. При этом для Казахстана и России были согласованы отдельные условия, предусматривающие дальнейшее увеличение добычи в данный период на 20 и 130 тыс. барр/сутки соответственно. Таким образом, обязательства для Казахстана в рамках ОПЕК+ в апреле составят 1,457 млн. барр/сутки (-15% от базового уровня). 📌

НОВЫЙ ИСТОЧНИК «ЧЕРНОГО ЗОЛОТА»

Открытие крупного нефтяного месторождения в Мангистауской области приурочат к 30-летию Независимости Казахстана.

Новому месторождению присвоено имя легендарного геологоразведчика **Халела Узбекгалиева**.

По словам экспертов, это самое крупное скопление углеводородов, найденное в регионе за последние 30 лет. Мощный фонтан нефти был получен из первой раз-

ведочной скважины ТЗ-1 участка Тепке, расположенного на стыке Мангистауского и Бейнеуского районов, рядом с уже известными нефтеносными горизонтами – Каракудука, Арыстановского и Комсомольского.

Согласно анализу, нефть участка Т легкая, безсернистая, добываемая стандартными способами. Сообщается, что точный подсчет запасов углеводородного сырья будет выполнен после завершения строительства и начала освоения скважины.

Положительному результату бурения разведочной скважины предшествовали крупные исследования геологов и геофизиков, стартовавшие в 1999 году. В начале 2018 года на территории участка Тепке были проведены активные геолого-геофизические работы, в итоге выявлено 6 перспективных объектов.

Глава региона Серикбай Трумов подчеркнул, что открытие месторождения **Халела Узбекгалиева** даст мощный импульс социально-экономическому развитию региона и позволит создать новые рабочие места. 

МИНИСТЕРСТВО ЭНЕРГЕТИКИ КАЗАХСТАНА И ЕВРОПЕЙСКИЙ БАНК РЕКОНСТРУКЦИИ И РАЗВИТИЯ (ЕБРР) ПОДПИСАЛИ МЕМОРАНДУМ О СОТРУДНИЧЕСТВЕ

Стратегия будет нацелена на обеспечение углеродной нейтральности энергетической и газовой инфраструктуры Казахстана к 2060 году, путем введения поэтапных целей и действий в уже существующие политику и нормативные положения в области климата и энергетики.

Меморандум описывает рамки сотрудничества и закладывает основу для развития надежного пути достижения углеродной нейтральности в секторах электроэнер-



гетики и газовой инфраструктуры, обеспечивая их соответствие целям Парижского соглашения и долгосрочному устойчивому развитию на благо народа Казахстана.

«Многолетнее Сотрудничество с Европейским банком реконструкции и развития помогает в достижении поставленных задач в энергетическом секторе. Важной основой совместной работы является поиск инновационных решений для долгосрочного устойчивого развития энергетики», – отметил министр энергетики Республики Казахстан **Нурлан Ногаев** при подписании Меморандума.

Меморандум был подписан во время виртуального визита президента ЕБРР госпожи **Одиль Рено-Бассо** в Казахстан. ЕБРР является первопроходцем в финансировании проектов по продвижению возобновляемых источников энергии борьбе с изменением климата, став крупнейшим инвестором в возобновляемые источники энергии в регионах Центральной и Восточной Европы, Центральной Азии и Южного и Восточного Средиземноморья. 

СОГЛАШЕНИЕ О СОТРУДНИЧЕСТВЕ

19 марта 2021 года подписано соглашение о сотрудничестве между АО НК «КазМунайГаз» – председатель Правления **Алик Серикович Айдарбаев**, Министерством экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан – министр **Магзум Маратович Мирзагалиев** и АО «Национальная геологоразведочная компания «Казгеология» – председатель Правления **Анвар Кимович Боранбаев**.



Слева направо:
**Алик Серикович Айдарбаев, Магзум Маратович Мирзагалиев,
Анвар Кимович Боранбаев**

Стороны будут совместно работать над привлечением инвесторов для проведения геологоразведочных работ в целях оценки запасов углеводородов на малоизученных осадочных бассейнах Казахстана. Соглашение даст возможность консолидировать усилия и определить территории для геологического изучения и разведки. Привлечение иностранных инвестиций позволит не только повысить геологическую изученность территории Казахстана, но и восполнить минерально-сырьевую базу.

На данный момент имеются все условия для новых исследований недр страны. Только в части углеводородов отечественные геологи выделили 15 осадочных бассейнов с прогнозными ресурсами порядка 76 млрд тонн условного топлива. 📍

ОБСУЖДЕНЫ ПРОЕКТЫ РАСШИРЕНИЯ СП «ТЕНГИЗШЕВРОЙЛ» (ТШО)

Премьер-министр РК **Аскар Мамин** обсудил с президентом «Шеврон» (Chevron) **Найджелом Хирном** по разведке и добыче в евразийско-тихоокеанском регионе компании перспективы развития в сфере нефтедобычи.

«Шеврон» является крупнейшим иностранным инвестором в Казахстане с активами в трех крупных проектах – Тенгиз (50%), Карачаганак (18%) и Каспийский трубопроводный консорциум (15%).

В 2020 году объем добычи сырой нефти на ТШО составил 26,5 млн тонн. Осуществлены прямые финансовые выплаты государству в размере 6,6 млрд долларов, закуплены товары и услуги казахстанских поставщиков на сумму более 3,5 млрд долларов.

Газ ТШО является сырьем для двух крупных газохимических проектов по производству полипропилена (мощностью 500 тыс. тонн в год) и полиэтилена (1,25 млн тонн в год) в Атырауской области.

Стороны обсудили реализацию проекта будущего расширения «Тенгизшевройл» (ТШО), по завершении которого ТШО увеличит добычу до 12 млн тонн в год в 2023 году, что в совокупности составит порядка 39 млн тонн в год.

Во встрече приняли участие министр энергетики **Нурлан Ногаев** и председатель правления АО «НК «КазМунайГаз» **Алик Айдарбаев**. 📍

КАРАЧАГАНАК ПЕТРОЛИУМ ОПЕРЕЙТИНГ (КПО) ОБЪЯВИЛ ОБ УСПЕШНОМ ЗАВЕРШЕНИИ ПРОЕКТА

18 марта 2021 года (КПО) объявила об успешном завершении проекта снятия производственных ограничений по газу (СПОГ) на Карачаганакском месторождении.

На церемонии запуска производственных объектов проекта присутствовали руководство акимата Западно-Казахстанской области во главе с акимом **Гали Искалиевым**, АО «НК «КазМунайГаз» во главе с председателем правления **Аликом Айдарбаевым**, руководители КПО и подрядной компании «Сичим».

Успешное завершение проекта СПОГ представляет собой историческую веху в непрерывном процессе развития Карачаганакского месторождения. Проект СПОГ поднял планку в отрасли благодаря применению высочайших стандартов техники безопасности и эффективности затрат. К тому же он завершён досрочно.



СПОГ обеспечивает производственные мощности, позволяющие реализовать все остальные проекты продления полки добычи, включая проект четвертого компрессора обратной закачки газа, вступивший в стадию реализации, и утвержденный проект пятого компрессора обратной закачки газа. Эти важные проекты направлены на продление сроков полки добычи жидких углеводородов на Карачаганаке. Они принесут значительную прибыль и обеспечат стабильный источник доходов для Республики Казахстан и акционеров Карачаганакского проекта, в то же время предоставляя возможности для дальнейших инвестиционных проектов на месторождении и максимального увеличения местного содержания.

– Ввод в эксплуатацию Проекта снятия ограничений по газу на КПК является крупным достижением в истории освоения Карачаганак. Для возведения такого грандиозного объекта необходимы знания, опыт и прежде всего высокая квалификация, – подчеркнул **Гали Искалиев**.

На сегодня консорциум КПО инвестировал свыше 27 млрд долларов в разработку Карачаганакского месторождения, включая 8,2 млрд долларов, потраченные на местные товары и услуги. Доля местного содержания в проекте СПОГ достигла 57%. 

КАЗАХСТАН И ЕВРОСОЮЗ (ЕС) НАМЕРЕНЫ ПРОДОЛЖАТЬ СОТРУДНИЧЕСТВО В СФЕРЕ ЭНЕРГЕТИКИ

Министр энергетики РК **Нурлан Ногаев** провел встречу с главой представительства Евросоюза **Свен-Олов Карлссоном**.

В ходе встречи стороны обсудили вопросы совместного взаимодействия в сфере энергетики, в том числе в рамках процесса модернизации договора энергетической хартии, а также механизмов мониторинга выбросов метана при производстве и

транспортировке углеводородного сырья. Кроме того, **Свен-Олов Карлссон** пригласил министра энергетики принять участие в работе предстоящей Совместной конференции «Республика Казахстан – Европейский Союз» по вопросам климата. По итогам визита стороны договорились продолжить работу по укреплению взаимовыгодного сотрудничества в сфере энергетики. В Казахстане ряд крупнейших европейских компаний Eni, Shell, Total задействованы в таких масштабных нефтегазовых проектах, как Северо-Каспийский проект, Карачаганак и Дунга. Порядка 80% ежегодного экспорта казахстанской нефти приходится на страны ЕС. 📍

АТЫРАУСКИЙ НЕФТЕПЕРЕРАБАТЫВАЮЩИЙ ЗАВОД (АНПЗ) ДЛЯ СОТРУДНИКОВ ЗАПУСТИЛ ЦИФРОВУЮ ОБРАЗОВАТЕЛЬНУЮ СИСТЕМУ

Теоретические знания, необходимые для работы на высокотехнологичном производстве нефтепродуктов, заводчане теперь получают в online-режиме на платформе для дистанционного образования AMOZ iSpring Learn. Работать с ней можно как со стационарного компьютера, так и с мобильного телефона, – передает SKnews.kz со ссылкой на сайт компании

На сегодняшний день для обучения сотрудников загружено более 50 курсов. Каждый профессиональный курс включает в себя видеоролик, учебник и тесты. Доступ к материалам открыт 24 часа в сутки.

«Круглосуточный доступ – существенный компонент цифровой образовательной экосистемы. Инструкции, стандарты, обучающие материалы должны всегда



быть «под рукой», чтобы все сотрудники находились в едином информационном поле. Это критически важно для высокотехнологичного производства», – отмечает начальник отдела управления персоналом А.Жайлашева.

Перевод теоретического обучения в дистанционный формат позволяет в режиме реального времени отслеживать образовательный процесс и частоту использования платформы для обучения, видеть успехи каждого сотрудника при проверке знаний, получать отчеты по прогрессу обученности в процентах. Благодаря удобству в получении знаний, работники могут теорию сразу применить на практике.

На Атырауском НПЗ 2021 год объявлен годом обучения и развития персонала завода и особенная роль в работе в этом направлении отводится инновационной платформе обучения AMOZ iSpring Learn.

Всего на портале зарегистрировано 1760 сотрудников Атырауского НПЗ. 

В КАЗАХСТАНЕ УТВЕРЖДЕНА ПРЕДЕЛЬНАЯ ЦЕНА НА СЖИЖЕННЫЙ ГАЗ

Согласно приказу министра энергетики **Нурлана Ногаева** от 15 марта 2021 года, утверждена предельная цена сжиженного нефтяного газа, реализуемого в рамках плана поставки сжиженного нефтяного газа на внутренний рынок РК вне электронных торговых площадок.

Утвердить предельную цену сжиженного нефтяного газа на период с 1 апреля по 30 июня 2021 года в размере 38 701,67 тенге (тридцать восемь тысяч семьсот одна тенге шестьдесят семь тьин) за тонну без учета налога на добавленную стоимость, – говорится в документе. 





КГЭУ

МЕЖДУНАРОДНЫЙ СИМПОЗИУМ «УСТОЙЧИВАЯ ЭНЕРГЕТИКА И ЭНЕРГОМАШИНОСТРОЕНИЕ – 2021: SUSE-2021»

18–19 февраля 2021 г. в Казанском государственном энергетическом университете (КГЭУ) состоялся Международный симпозиум, где соорганизатором выступил Атырауский университет нефти и газа им. Сафи Утебаева (АУНиГ).

Целью симпозиума была демонстрация перспектив, обсуждение вопросов научных и практических исследований энергетического сектора и реализация потенциала международного сотрудничества в сфере энергетики.

В работе симпозиума приняли участие более 800 представителей вузов России, Казахстана, Таджикистана, Кыргызстана, Италии, Болгарии, Турции, Беларуси, Молдовы, Монголии.

Среди участников были заместитель министра промышленности и торговли Республики Татарстан **Минибаев М. Ф.**, ректор НИУ «Московский энергетический институт» **Роголев Н. Д.**, первый заместитель генерального директора – директор по экономике и финансам АО «Татэнерго» **Сабирзанов А. Я.**

На пленарном заседании ректором АУНиГ им. Сафи Утебаева **Шакуликовой Г.Т.** было отмечено, что данное событие является важным в научной жизни Республики Казахстан и Российской Федерации, которое внесет вклад в улучшение интеграционных процессов в области науки, образования и энергоэффективности.

Проректор по науке и инновациям АУНГ им. Сафи Утебаева **М. Сыздыков** выступил с докладом «Перспективы развития Зеленой энергетики в Республике Казахстан (на примере проектов устойчивого развития ООН)».

Началом подготовки совместного симпозиума стало подписание протокола 30 сентября 2020 г., сформированного на основе достигнутых договоренностей представителей КГЭУ и АУНиГ им. Сафи Утебаева для развития научного и образовательного сотрудничества.

5 октября 2020 г. было подписано Соглашение о сотрудничестве между двумя вышеназванными вузами, в котором сторонами были обозначены направления взаимодействия не только в совместном проведении международных научных мероприятий, но и по другим перспективным проектам.

АУНиГ им. Сафи Утебаева вошел в состав созданного в данный период Консорциума технического образования России и Казахстана (КТОРК).

Одним из важных событий прошедшего симпозиума, стали проведенные семинары, а также работы 9 секций: «Турбомашины и комбинированные установки»; «Экологические аспекты современной энергетики»; «Цифровые и интеллектуальные энергетические системы»; «Локализация энергооборудования: обеспечение энергетической безопасности в условиях глобального рынка»; «Водородная и возобновляемая энергетика»; «Надежность и диагностика в энергетике»; «Цифровая трансформация общества и экономики энергетического сектора» и др.

АУНиГ им. Сафи Утебаева, как вуз-соорганизатор симпозиума, организовал работу секции «Научно-технологическое развитие нефтегазовой промышленности как основа повышения эффективности топливно-энергетического комплекса». 

КИТАЙ И США ОБЕСПЕЧИЛИ РЕКОРДНЫЙ ПРИРОСТ ВОЗОБНОВЛЯЕМЫХ ЭНЕРГОМОЩНОСТЕЙ В МИРЕ В 2020 Г

Рекордный объем мощностей возобновляемой энергетики был построен в прошлом году, чему во многом способствовали инвестиции Китая и США.

На долю возобновляемых источников энергии (ВИЭ), главным образом энергии ветра и солнца, в 2020 году пришлось 82% новых электрогенерирующих мощностей в мире по сравнению с 73% годом ранее. Более половины новых возобновляемых мощностей было установлено в Китае – 136 ГВт.

«Несмотря на сложный период, 2020 год знаменует собой начало десятилетия ВИЭ. Расходы сокращаются, рынки чистых технологий растут, и никогда прежде преимущества энергетического перехода не были столь очевидны», – отметил генеральный директор «IRENA» **Франческо Ла Камера**.

Общий объем генерирующих мощностей на возобновляемых источниках энергии в мире на конец 2020 года составил 2799 ГВт, что на 261 ГВт, или 10,3% больше, чем в 2019 году, следует из отчета IRENA. На гидроэнергетику пришлось 43% мощностей ВИЭ, еще по 26% пришлось на ветровую и солнечную энергетику.

Китай в прошлом году построил 72 ГВт ветровых электростанций и 49 ГВт солнечных. В США было введено в строй 29 ГВт ВИЭ-электростанций, что почти на 80% превышает показатель 2019 года.

По мере наращивания возобновляемых мощностей Европа, Северная Америка и такие страны, как Россия и Турция, выводят из эксплуатации электростанции, работающие на ископаемых видах топлива. Объем новых мощностей на ископаемом топливе снизился до 60 ГВт в 2020 году с 64 ГВт годом ранее. 🌐



ЦЕНЫ НА НЕФТЬ «BRENT» ОПУСТИЛИСЬ НИЖЕ 63 ДОЛЛАРОВ ЗА БАРРЕЛЬ

Котировки опустились после решения ОПЕК+ увеличить добычу в мае-июле почти на 2,2 млн баррелей в сутки. Первоначально решение альянса вызвало оптимизм рынка как свидетельство восстановления спроса на нефть и нефтепродукты в мире. Котировки превысили 65 долларов за баррель, но с 5 апреля цены пошли вниз.

Также давление на них оказывает возможное ослабление или снятие санкций с нефтяного экспорта Ирана по итогам встречи 6 апреля совместной комиссии по иранскому ядерному соглашению с участием США. В случае, если санкции будут отменены, Иран сможет добавить к мировому производству нефти 1,5-2 млн баррелей в сутки.

По мнению директора группы корпоративных рейтингов АКРА **Василия Тануркова**, в целом не стоит ожидать существенного снижения цен на нефть в связи с решением ОПЕК+. Увеличение добычи будет происходить в период сезонного роста спроса. Кроме этого велика вероятность ускорения восстановления потребления нефти и нефтепродуктов в связи с прогрессом вакцинации в мире. Это может даже привести к усилению дефицита на рынке и росту нефтяных котировок, уточнил **Танурков**.



РОССИЯ В ЯНВАРЕ 2021 Г. УВЕЛИЧИЛА ЭКСПОРТ НЕФТИ В США В ПОЛТОРА РАЗА

Россия в январе 2021 года сохранила за собой третью строчку в рейтинге крупнейших поставщиков нефти и нефтепродуктов в США, поставив 20,104 миллиона баррелей, свидетельствуют данные управления энергетической информации минэнерго США (EIA).

Показатель вырос в 1,5 раза по сравнению с декабрем 2020 года. Таким образом, на первом месте осталась Канада, поставив в США 138,511 миллиона баррелей нефти и нефтепродуктов, а на втором по-прежнему Мексика, экспортировавшая в Соединенные Штаты 23,169 миллиона баррелей. Саудовская Аравия поднялась с пятого на четвертое место, поставив 7,362 миллиона баррелей.



Что касается только нефти, то тут Россия оказалась на восьмом месте, поставив в США 3,149 миллиона баррелей (102 тысячи баррелей в сутки), что в два раза больше уровня декабря. Первые три строчки заняли Канада, Мексика и Саудовская Аравия, которая поставила 6,407 миллиона баррелей (207 тысяч баррелей в день).

В целом импорт нефти и нефтепродуктов в США в январе вырос на 2,4% – до 7,915 миллиона баррелей в сутки, а экспорт – снизился на 2,3%, до 8,729 миллиона в сутки. При этом импорт только нефти в США в отчетном месяце увеличился на 1,2% – до 5,783 миллиона баррелей в сутки, а экспорт – на 6,1%, до 3,165 миллиона баррелей в сутки. 

НЕФТЬ С НАЧАЛА ГОДА ПОДРОЖАЛА БОЛЕЕ ЧЕМ НА 20%

Мировые цены на нефть завершили торги среды снижением более чем на 2%, увеличившись при этом по итогам первого квартала более чем на 20%, свидетельствуют данные торгов.

По итогам торгов среды цена июньских фьючерсов на североморскую нефтяную смесь марки Brent снизилась на 2,7%, до 62,74 доллара за баррель, стоимость майских фьючерсов на WTI – на 2,3%, до 59,16 доллара за баррель.

В первом квартале нефть марок Brent и WTI подорожала на 21 и 22% соответственно, при этом февраль для стал лучшим месяцем для нефти с ноября 2020 года. Резкий скачок стоимости нефти на 18% в феврале по обеим маркам был обусловлен в большей степени решением ОПЕК+ по сделке. В январе некоторые страны ОПЕК+ согласились снизить добычу в феврале-марте суммарно на 1,425 миллиона баррелей нефти в сутки, из которых 1 миллион приходится на Саудовскую Аравию.

Кроме того, новости о проведении масштабной вакцинации населения в странах по всему миру и общее улучшение эпидемиологической обстановки подтолкнули цены на нефть к росту. Трейдеры стали с оптимизмом оценивать перспективы восстановления мировой экономики и спроса на нефть. Благодаря такому оптимизму ценам удалось обновить максимумы с начала января 2020 года, достигнув 71 доллара по марке Brent и 67,98 доллара по марке WTI.

При этом март стал первым месяцем с октября 2020, который нефть заканчивает в последний день снижением цен. Такая динамика вызвана в основном коррекцией после активного роста в феврале: тогда снижение цен было отмечено всего лишь на пяти торговых сессиях за весь месяц.

В то же время, в последние дни марта инвесторы сосредоточили свое внимание на предстоящем заседании ОПЕК+, в рамках которого будет принято решение по сделке. 🌐

ЧИСТАЯ ПРИБЫЛЬ ПАО «ТАТНЕФТЬ» В 2020 ГОДУ СНИЗИЛАСЬ НА 46,2%

Чистая прибыль «Татнефть» в 2020 году снизилась на 46,2% по сравнению с предыдущим годом и составила 103,49 миллиарда рублей, следует из отчета компании.

Выручка от реализации и прочие операционные доходы от небанковской деятельности составили 720,677 миллиарда рублей, уменьшившись на 22,7% в годовом выражении.

Прибыль до выплаты налога на прибыль за год снизилась на 45,6%, до 137,045 миллиарда рублей. Чистая прибыль с учетом неконтролирующей доли участия по итогам года уменьшилась на 46,8% и составила 192,818 миллиарда рублей.

Стоимость активов компании за год выросла до 1,263 триллиона рублей по состоянию на 31 декабря 2020 года с 1,24 триллиона на конец 2019 года. Общая сумма обязательств на конец года достигла 431,851 миллиарда рублей против 488,213 миллиарда годом ранее, долгосрочные обязательства выросли до 140,34 миллиарда, краткосрочные уменьшились до 291,511 миллиарда рублей.

Согласно дивидендной политике компании, «Татнефть» направляет не менее 50% от чистой прибыли по РСБУ или МСФО, в зависимости от того, какая больше. Чистая прибыль «Татнефти» за 2020 год по РСБУ составила 81,7 миллиарда рублей, по МСФО – 103,5 миллиарда.



«Татнефть» – одна из крупнейших публичных вертикально интегрированных нефтяных компаний в России, осуществляет основную деятельность в Татарстане. Компания, в частности, управляет одним из крупнейших в России комплексов нефтеперерабатывающих заводов «Танеко», его проектная мощность по переработке нефти достигает 15,3 миллиона тонн в год.

Правительство Татарстана контролирует приблизительно 36% голосующих акций компании и является держателем «золотой акции», госхолдингу «Связьинвестнефтехим» принадлежит доля в 27%. 🌐

ПАО «ГАЗПРОМ» ПРИОСТАНАВЛИВАЕТ ПРОКАЧКУ ГАЗА ПО «СИЛЕ СИБИРИ» ДЛЯ ПЛАНОВОЙ ПРОФИЛАКТИКИ

Транспортировка газа по газопроводу «Сила Сибири» будет остановлена с 1 по 7 апреля для проведения плановых профилактических работ на трубопроводе.

Ранее «Газпром» сообщал, что даты проведения профилактических работ согласованы с китайской компанией CNPC. По договоренности сторон профилактика оборудования и систем газопровода осуществляется дважды в год: весной и осенью.

«Сила Сибири» – крупнейшая система транспортировки газа на востоке России, по которой поставляется газ российским потребителям на Дальнем Востоке и в Китай. Экспортная производительность газопровода – 38 млрд куб. м газа в год.



Первые трубопроводные поставки российского газа в Китай по «восточному» маршруту начались в декабре 2019 года. В 2020 году «Газпром» экспортировал по «Силе Сибири» в Китай 4,1 млрд куб. м газа. 🌐

ЦЕНА BRENT ВЫРОСЛА НА 5% ПОСЛЕ БЛОКИРОВКИ СУЭЦКОГО КАНАЛА

Стоимость нефти марки Brent на пике 24 марта выросла на 5,13% после блокировки движения в Суэцком канале из-за севшего на мель контейнеровоза. Это следует из информации на лондонской бирже ICE. Стоимость майского фьючерса на пике составила \$63,91. К 4:40 мск цена снизилась до \$63,38

Утром 24 марта в южной части Суэцкого канала сел на мель сверхбольшой контейнеровоз Ever Given. Причиной стал сильный порыв ветра. Это привело к блокировке движения судов. Днем судно удалось частично снять с мели.



При этом из-за остановки движения в канале у его южного входа остановились суда, на которых было примерно 10 млн барр. сырой нефти и нефтепродуктов. По оценкам аналитической компании TankerTrackers, 2,6 млн барр. из них – это нефть из России. Общая стоимость российской нефти, застрявшей в результате инцидента, может составить \$160 млн.

При этом CNN и ТАСС со ссылкой на источники указывали, что движение по Суэцкому каналу, где контейнеровоз сел на мель, смогут восстановить через два-три дня. Собеседник ТАСС в управлении водной артерией также указывал, что сейчас движение судов производится через старое русло со стороны Средиземного моря. По данным источника CNN, всего в очереди на проход через канал может стоять примерно сто судов.

Ранее о том, что снятие судна с мели займет примерно два дня, РБК говорил аналитик компании Vortexa Артура Ричье. По его словам, такие сроки операции будут возможны, если не возникнет дополнительных трудностей. 🌐



ДИАРОВ МУФТАХ ДИАРОВИЧ,

академик Национальной академии наук Республики Казахстан

17 марта 2021 года на 88 году жизни ушел из жизни известный геологоразведчик, академик Национальной академии наук Республики Казахстан, доктор геолого-минералогических наук, почетный гражданин Атырауской области и г. Атырау Диаров Муфтах Диарович.

Муфтах Диарович родился 10 сентября 1933 года в селе Махамбет Гурьевской области. После окончания Казахского политехнического института в 1962 году, получив специальность горного инженера-геолога, с 1955 по 1964 годы прошел путь от геолога и до главного геолога экспедиции в Индерской комплексной геологоразведочной экспедиции, где руководил всеми видами геолого-поисковых, геологоразведочных и тематических работ.

С 1964 по 1978 годы заведовал лабораторией геологии и геохимии минеральных солей Казахского научно-исследовательского геологоразведочного нефтяного института (КазНИГРИ) в г. Гурьев (ныне Атырау). Занимаясь исследованиями по геологии и геохимии галогенных формаций Западного Казахстана. Он установил закономерности формирования и размещения залежей горно-химического сырья Прикаспийской впадины и Южно-Приуральского прогиба, разработал и внедрил в производство новый промышленный метод поиска залежей боратов и калийных солей. Позднее была основана принципиальная возможность применения этого нового направления при поисках калийных солей в пределах Днепро-Донецкой впадине (Украина) и Сибирской платформы (Россия).

В 1978-1992 годы Муфтах Диарович, будучи заведующим лабораторией геохимии природных солей, заместителем директора, а затем директора Института химии нефти и природных солей Национальной академии наук РК, руководил научно-исследовательскими работами различного направления. Он теоретически обосновал перспективы открытия месторождений горно-химического сырья в пределах При-

каспийской впадины, составил прогнозную карту впадины на бораты и калийные соли, проводил комплексную прогнозную оценку запасов бора, калия, магния и брома в недрах впадины и т.д. Им впервые установлены фундаментальные основы осаждения и образования борных оруденений в борно-калийных залежах, разработаны и внедрены в производство геологические и геохимические критерии поисков месторождений горно-химического сырья и т.д.

В 1992 году Диаров М.Д. был избран заместителем председателя по научной работе, а также директором Научного центра региональных экологических проблем и внес большой вклад в становление Западного отделения Национальной академии наук РК.

В 1997 году назначен вице-президентом АО «Атырау-Гылым».

Академик Диаров М.Д. долгие годы посвятил глобальным, региональным, локальным проблемам охраны окружающей среды, разрабатывал варианты научно-обоснованного природопользования в Западном Казахстане.

В 1983 году Муфтах Диарович был избран членом-корреспондентом Национальной академии наук РК, в 1995 году – академиком Народной академии «Экология», а в 2004 году – академиком Национальной академии наук РК.

Муфтах Диаров – автор 350 научных работ, в том числе 24 монографий, 8 изобретений и 2 патентов. Результаты исследований Муфтах Диарова используются как в Республике Казахстан, так и за рубежом. Среди его учеников один доктор наук и 7 кандидатов.

Диаров М.Д. вел большую общественную работу. Неоднократно избирался депутатом местных советов, был председателем областных обществ "Знание", "Книголюбов", НТО, был членом специализированного совета по защите докторских диссертаций института геологических наук имени К.И. Сатпаева и членом правления отраслевых профсоюзов РК. Его материалы об экологическом состоянии окружающей среды, о воздействии на нее нефтегазового комплекса публикуются в прессе, с ними он выступает на экологических семинарах и конференциях различного уровня.

Мустах Диаров – ученый, своими научными разработками активно доказывавший необходимость освоения научно-обоснованными темпами выявленных колоссальных углеводородных ресурсов в Казахстанском секторе Каспийского моря. Его исследования направлены на избежание в будущем возможных катастрофических экологических ситуаций в регионе и сохранение среды обитания с уникальными биологическими ресурсами. Его научные труды составили для будущих поколений золотой фонд в освоении колоссальных минерально-сырьевых ресурсов края.

Его имя занесено в Золотую Книгу Почета Министерства геологии и охраны недр РК, награжден орденом «Құрмет», Золотой медалью им. А. Байтұрсынова, медалью имени И. Алтынсарина, имеет звания «Отличник разведки недр», «Первооткрыватель месторождения РК», «Почетный работник науки Казахстана», «Наставник молодежи», является одним из авторов «Атырау энциклопедия».

Муфтах Диарович останется в памяти коллег, друзей и учеников как высококвалифицированный специалист, талантливый руководитель геолого-разведочной отрасли, обладавший невероятной скромностью, большим трудолюбием и отзывчивостью, пользовавшийся огромным уважением не только среди своих коллег, но и руководства нефтегазового комплекса нашей республики. 🌐

*Редакция журнала «Нефть и газ»,
Казахстанское Общество Нефтяников-Геологов*

**Адрес редакции
журнала «Нефть и газ»:**

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

Редакция: тел. +7 (727) 291 31 71

e-mail: neftgas@inbox.ru

<http://neft-gas.kz>

Подписано в печать 16.04.2021
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



9 771562 293001

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, сведения об авторах, аннотацию необходимо предоставлять на трех языках (казахском, русском и английском).
- **Название статьи** должно быть конкретным, лаконичным и отражать основную суть исследования.
- **Аннотация** объемом до 300 слов должна содержать принципиально новые результаты, полученные авторами. 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).



АТЫРАУ
OIL & GAS KAZAKHSTAN

19-я Северо-Каспийская
региональная выставка
«Атырау Нефть и Газ»

6 – 8 апреля 2022

Казахстан, Атырау

Подробная информация:

www.oil-gas.kz

