

ISSN 2707-4226

НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ КАЗАХСТАНА
ВЕСТНИК

Научно-практический журнал



№ 1 (2) 2020



КМГ
ИНЖИНИРИНГ



ҚазМұнайГаз
NATIONAL COMPANY ҰЛТТЫҚ КОМПАНИЯСЫ

Научно-практический журнал

**ВЕСТНИК
НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ
КАЗАХСТАНА**

№ 1 (2) 2020

Нур-Султан 2020

Вестник нефтегазовой отрасли Казахстана

№ 1(2) 2020

Научно-практический журнал

Журнал зарегистрирован
В Министерстве информации и
коммуникации РК
Свидетельство № 17609-Ж

Учредитель

ТОО «КМГ Инжиниринг»
АО «НК «КазМунайГаз»

Главный редактор

Хасанов Бахытжан Кенесович
Генеральный директор ТОО «КМГ
Инжиниринг» (далее – КМГ
Инжиниринг)

Заместители главного редактора

Карабалин У.С., *докт. техн. наук*,
Огай Е.К., *докт. техн. наук*

Члены редколлегии

Ибрашев К.Н., *канд. техн. наук*,
Куандыков Б.М., *докт. геол.-мин.
наук*,
Кулекеев Ж.А., *канд. экон. наук*,
профессор,
Утеев Р.Н., *докт. наук PhD по
геологии*,
Умралиев Б.Т., *докт. техн. наук*,
Мунара А., *докт. наук PhD по гео-
логии*,
Сармурзина Р.Г., *докт. хим. наук*,
Нуртаева Г.К., *докт. пед. наук*,
канд. хим. наук,
Золотухин А.Б. *докт. техн. наук*,
(Россия),
Исмаилов Ф.С., *докт. наук PhD
по техн. наукам*, (Азербайджан),
Агзамов Ф.А., *докт. техн. наук*,
(Россия)

Тираж 300 экз.

Почтовый адрес:

г. Нур-Султан,
пр. Кабанбай Батыра, 17

Тел. +7-7172-235-576

E-mail: vestnik@niikmg.kz

© ТОО «КМГ Инжиниринг»
АО «НК «КазМунайГаз»

Содержание

Х.Б. Абилхасимов. Перспективы нефтегазоносности
Кобыланды-Тамдинского поднятия северного борта
Прикаспийской впадины..... 3

М.Ж. Таубасова, О.Б. Бегимбетов. Методика поиска
углеводородного сырья по результатам бассейнового
моделирования..... 19

А.А. Жансеркеева. Геологическое строение и
моделирование карбонатного резервуара КТ-II
месторождения Кожасай (восточный борт
Прикаспийской синеклизы) 33

К.К. Манкенов. Второй этап геологоразведочных работ.
Опоискование сложнопостроенных
нетрадиционных ловушек углеводородов 43

**Б.К. Хасанов, А.К. Касенов, М.Ш. Мусаев,
Ж.М. Серниязов.** Повышение эффективности
разработки карбонатных коллекторов системами
горизонтальных скважин 48

**Г.И. Бойко, Н.П. Любченко, Г.С. Айткалиева,
Р.Г. Сармурзина, У.С. Карабалин, Д.С. Тиесов,
Г.А. Букаева.** Асфальтосмолопарафиновые отложения
месторождений Западного Казахстана и
композиции для их удаления 60

**Б.Т. Умралиев, Ф.А. Агзамов, М.Ж. Таскинбаев,
А.К. Сейтов.** Получение облегченных тампонажных
материалов из местного сырья для крепления
скважин в условиях коррозионно-активных сред 70

**Е.М. Сүлеймен, Р.У.-Ж. Сабилов, М.Р. Сисенбаева,
А.Д. Талипбеков.** Компонентный состав растворенных
органических соединений экстрактов сточной воды
месторождения Узень 83

Ж.А. Кулекеев, Г.К. Нуртаева. Анализ суммарной
экологической пользы как инструмент принятия
прикладных решений..... 93

**Требования к статьям научно-практического
журнала «Вестник нефтегазовой отрасли
Казахстана»..... 108**

УДК 553.98.061: 552.54.73. (470.4+574.1)

ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ КОБЫЛАНДЫ-ТАМДИНСКОГО ПОДНЯТИЯ СЕВЕРНОГО БОРТА ПРИКАСПИЙСКОЙ ВПАДИНЫ

Х.Б. Абилхасимов

В статье приводится геологическое строение Кобыланды-Тамдинского палеозойского поднятия северного борта Прикаспийской впадины по результатам данных бурения и сейсморазведочных работ. На примере площади Кобыланды рассмотрены перспективы нефтегазоносности подсолевого комплекса осадочных пород зоны сочленения северного и восточного бортов Прикаспийской впадины, приведены перспективные ресурсы. Отмечены структуры в палеозойском осадочном комплексе, которые могут стать первоочередными поисковыми объектами в этом регионе.

Ключевые слова: Прикаспийская впадина, Кобыланды, Тамды, подсолевой комплекс, сейсморазведка, перспективы, нефтегазоносность.

Геологические данные последних лет, а это результаты магнитометрических, сейсморазведочных работ и глубокого бурения, позволяют нам обновить модели строения палеозойского осадочного комплекса Прикаспийского бассейна. Блокочный характер в строении фундамента Прикаспийской впадины прослеживается на сейсмических разрезах.

По данным бурения фундамент Прикаспийского бассейна вскрыт лишь немногими скважинами в северной бортовой части. Северный геоблок протягивается от Межузенского блока на западе до Новоалексеевского блока (прогиба) на востоке. Крупные тектонические элементы в пределах этого геоблока: Карповский, Федоровский, Аксайский и Оренбургский блоки. Поверхность фундамента ступенчато вдоль разломов погружается вглубь впадины от 4–5 км на севере бортовых зон до 22 км на юге тектонических ступеней блоков.

Результаты сейсморазведочных работ и данных глубокого бурения исследуемого района показывают, что выступам фундамента соответствуют поднятия по подсолевым отложениям. Однако совпадения структурного плана осадочного

комплекса с поверхностью фундамента не могут быть однозначными. Это предопределено многократными геотектоническими коллизиями, которые привели к трансгрессиям и регрессиям палеоокеана, размывам накопившихся осадочных толщ и перерывам в осадконакоплении.

Кобыланды-Тамдинская тектоническая ступень относится к зоне среднедевонского бортового уступа и расположена в крайней восточной части тектонической ступени. С юга она ограничена глубоководной частью Прикаспийской впадины, с юго-востока – Новоалексеевским прогибом. С севера Троицким глубинным разломом и узким Линево-Изобильненским прогибом она отделена от Соль-Илецкого блока, в пределах которого прослежены уступы карбонового и позднепермского этапов осадконакопления. Тамдинский и Бестауский выступы сопряжены с Новоалексеевским прогибом, который является юго-западным продолжением Предуральского прогиба, где глубина поверхности фундамента составляет 10,0–12,0 км. В подсолевых отложениях, как правило, выделяются пологие поднятия и цепочки локальных структур (рис. 1).

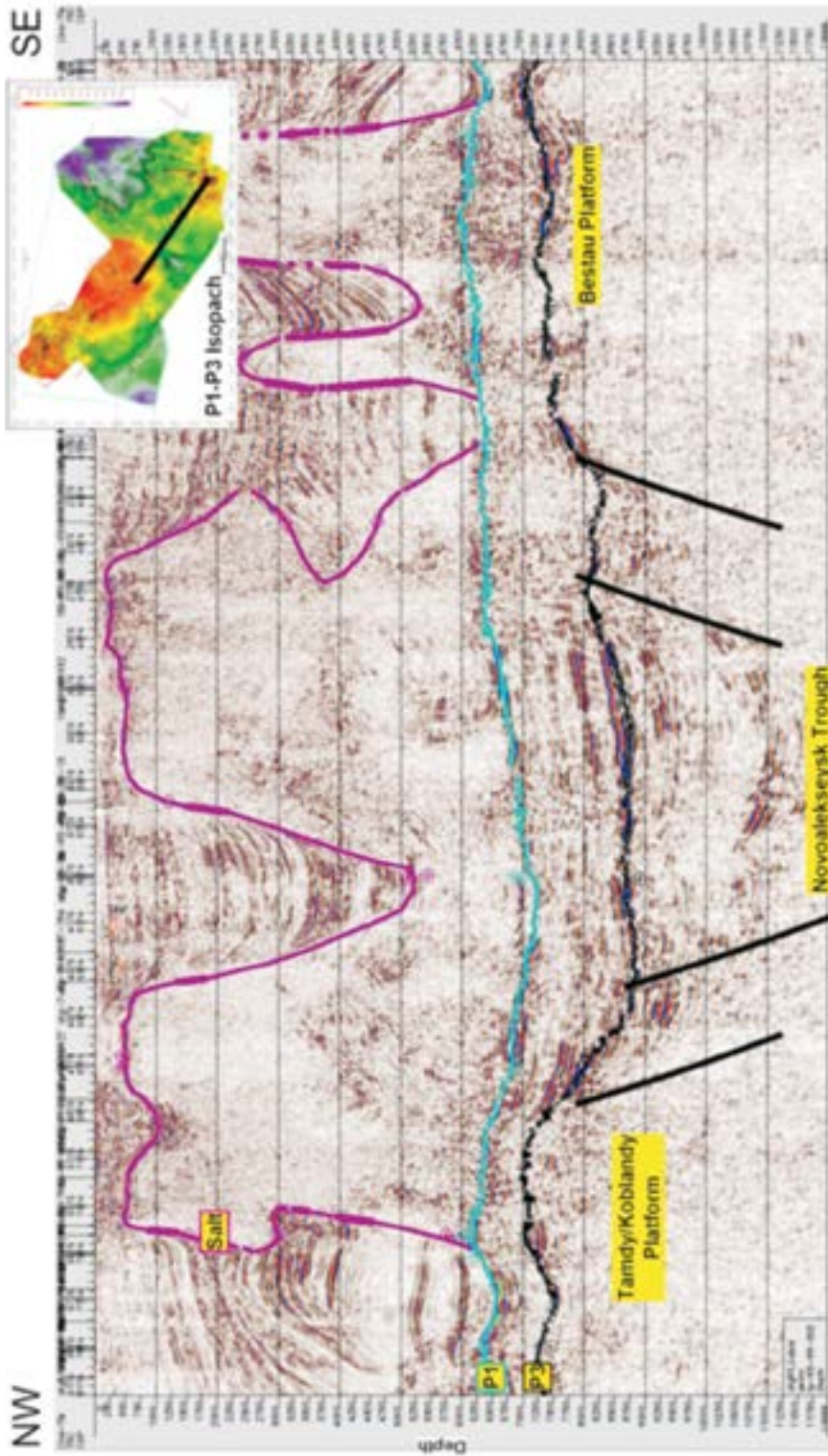


Рисунок 1. Сейсмический профиль по линии ОТГ-06-20 через Кобыланды-Тамдинскую тектоническую ступень – Новоалексеевский прогиб – поднятие Бестау

В последние годы ООО «Оренбурггазпром» активно ведет поиски объектов типа Карачаганак в российской части внутренней прибортовой зоны в непосредственной близости от площади Кобыланды. Было пробурено четыре скважины: Каинсайские Г-1 (6512 м) и Г-2 (6581 м), Буранная Г-1 (6504 м), Южно-Линевская П-1 (6145 м), которые вскрыли подсоловые отложения во внутренней прибортовой зоне восточного сектора впадины на глубину 553, 731 и 312 м соответственно.

Скважина Г-1 Каинсай вскрыла подсоловые отложения в возрастном диапазоне от нижней перми до эйфельского яруса включительно. В скважине Г-1 Буранная вскрыт идентичный разрез, и забой ее находится во франских отложениях. Скважина Г-2 Каинсай вскрыла близкий по строению разрез. Увеличение толщины каменноугольной части разреза, по-видимому, в меньшей мере связано со шлейфами шельфовых карбонатных отложений, а больше отражает ареал начала формирования комплекса в мелководно-морских фациях. Толщина подсолового комплекса в пределах оренбургской части внутренней прибортовой зоны значительно меньше, чем на площади Кобыланды. В каинсайских скважинах толщина подсолового комплекса находится на уровне 700–750 м.

По данным бурения скважины КОБ-3 и сейсморазведки 3D в подсоловом среднедевонском разрезе в своде карбонатного массива выделяется доломитовая толща мощностью от 500 до 650 м (с увеличением мощности к краям массива). При исследовании керна первичная порода – известняки, полностью доломитизированные. В верхней части керна просматриваются фрагменты известняков «бандстоунов», «пакстоунов» и «рудстоунов» из чего сделан вывод, что условия

осадконакопления относятся к склону карбонатной платформы.

На сейсмических разрезах Тамдинской площади также выделяется доломитовая толща в девонских отложениях. По данным сейсморазведки 2D мощность средне-верхнедевонских отложений на своде Тамдинского подсолового поднятия составляет 700–800 м (на некоторых участках до 950 м).

Накопление осадков происходило на ранней стадии формирования осадочного чехла Восточно-Европейской платформы. Там, где в пределах внешней прибортовой зоны Прикаспийской впадины данные отложения отсутствуют (площади Рожковская, Соль-Илецкий свод, Оренбургский свод), под среднедевонскими отложениями бурением вскрыты породы кристаллического фундамента. Разрез подсолового осадочного чехла северной бортовой зоны Прикаспийской впадины представлен следующими комплексами отложений:

Верхний венд, ордовик, силур, нижний девон. Нижнедевонские отложения в составе такатинского, ваяшского и вязовского горизонтов со стратиграфическим несогласием залегают на отложениях фундамента, рифея, ордовика и силура.

Терригенные отложения этого комплекса вскрыты скважинами в Сакмарском грабене, отделяющем Соль-Илецкий выступ фундамента от Оренбургского, в Предуральском прогибе, и возможно их наличие в Новоалексеевском прогибе. Нижнедевонские отложения вскрыты скважиной Каинсайская Г-2 (инт. 6562–6581 м) и Чинаревская П-9 (инт. 5168–5243 м). Породы представлены переслаиванием аргиллитов, песчаников, гравелитов).

Эйфельско-артинский комплекс вскрыт скважинами на площадях Чина-

ревской, Карачаганак, Каинсайской, Нагумановской, Вершиновской и Кобыланды. Карбонатные формации развиты, в основном, на приподнятых блоках и представлены биогермами и биостромами (тяготеющими к краевым частям массива). Депрессионные отложения слагают прогнутые зоны бассейна, представленные переслаиванием терригенных пород и известняков. Эйфельские отложения вскрыты на структуре Кобыланды скважиной КОБ-3. Эти отложения представлены монолитной толщей доломитов, трещиноватых, кавернозных, выделяемых на сейсмических разрезах в виде «светлого пятна», без четко выраженной слоистости.

Живетско-нижнефранский комплекс (D_2gv-D_21p-kn) в составе воробьевских, ардаатовских и муллинских слоев по северо-восточному борту Прикаспийской впадины представлен терригенными и карбонатными депрессионными породами сокращенной мощности (скв. Нагумановская-1, Вершиновская-501, Каинсайская Г-1, Карачаганак Д-5, КОБ-3), возможно частично размыт на приподнятых участках.

Отложения нижнефранского яруса D_3fr_1 в составе пашийского и кыновского горизонтов, также сокращенной мощности (11–89 м), представлены также депрессионными отложениями – переслаиванием известняков, аргиллитов, доломитов. В скважине КОБ-3 отложения представлены известняками, аргиллитами, доломитами и кремнистыми породами.

Севернее Линевско-Изобильневского прогиба, отделяющего девонский Карачаганак-Кобыландинский карбонатный массив от Оренбургской и Соль-Илецкой системы сводовых поднятий, выделяются:

Среднефранско-турнейский комплекс ($D_2fr_2-C_1t$), который слагает вто-

рую ступень северного бортового уступа Прикаспийской впадины, где развиты барьерные рифы на границе шельфовых карбонатных и депрессионных глинисто-карбонатных отложений. Фации и мощности фаменского, турнейского, визейского и серпуховского ярусов в зоне впадины и в бортовой зоне различаются, что указывает на образование бортового уступа впадины уже в фаменское время.

Несколько обособленно расположен Карачаганакский атолл, основанием которого являются верхнефаменские отложения. Полоса барьерных рифов каменноугольного возраста отодвинута на север (Чинаревская площадь, Нагумановская, Вершиновская), где мощность рифогенных известняков комплекса достигает 340–700 м, а на коротком расстоянии во внутреннюю сторону впадины мощные рифогенные известняки замещаются маломощной толщей депрессионных отложений. В данном случае на Кобыланды-Тамдинском карбонатном массиве и северо-западнее, на Каинсайской и Буранной структурах, среднефранско-турнейский комплекс представлен маломощными глубоководными осадками: известняками, аргиллитами, кремнистыми породами, доломитами. Мощность комплекса по скв. КОБ-3 составляет 58 м, Каинсайской Г-1 – 182 м, Буранной П-1 – 197 м, Каинсайской Г-2 – 270 м.

Визейско-башкирский комплекс, включающий малиновско-бобриковскую терригенную формацию, составляет часть барьерных рифов, которая к югу от визейско-башкирского уступа представлена депрессионными глинисто-битуминозными известняками, доломитами, аргиллитами. Карачаганакский атолл имеет мощность визейско-башкирских органогенных известняков 778 м, Вершиновская структура – 832 м, Нагумановская – 615 м, Чинаревская – 300–500 м.

По данным бурения скважин (Каинсайская-2, Буранная-1) разделение фаций на глубоководные и мелководные начинается с фаменского времени. В этой зоне не прослеживается серпуховско-башкирская карбонатная платформа. Мощность депрессионных отложений к югу за пределами визейско-башкирского шельфового карбонатного уступа незначительная – 55 м (скв. КОБ-3) и 15 м (скв. Каинсайская -1).

Каширско-нижнепермский карбонатный комплекс в зоне нижнепермского бортового уступа представлен органогенными, кавернозными известняками, доломитами с горизонтом терригенного состава в основании (верейская терригенная формация – C_2m_{1vr}). Мощность комплекса в пределах нижнепермского бортового уступа на площадях следующая: Чинаревская – 680–870 м, Нагумановская – 781 м, Вершиновская – 462 м. В скважине КОБ-3 артинско-ассельские отложения представлены переслаиванием известняков, аргиллитов, доломитов и кремнистых пород.

По результатам 3D сейсморазведочных работ подсолевое поднятие Кобыланды выделяется на временных и глубинных мигрированных разрезах как массивное карбонатное образование с несколькими вершинами типа биостромы, верхне-среднедевонского возраста, возникшее на своде одноименного выстула по фундаменту.

В результате интерпретации куба сейсмических данных 3D были выделены отражающие горизонты:

P_1 (размытая поверхность докунгурских отложений);

C_3 (кровля каменноугольных отложений);

P_2d (кровля доломитов эйфельского яруса D_{3ef});

Подощва доломитов D_{2ef} ;

P_3 (поверхность терригенных отло-

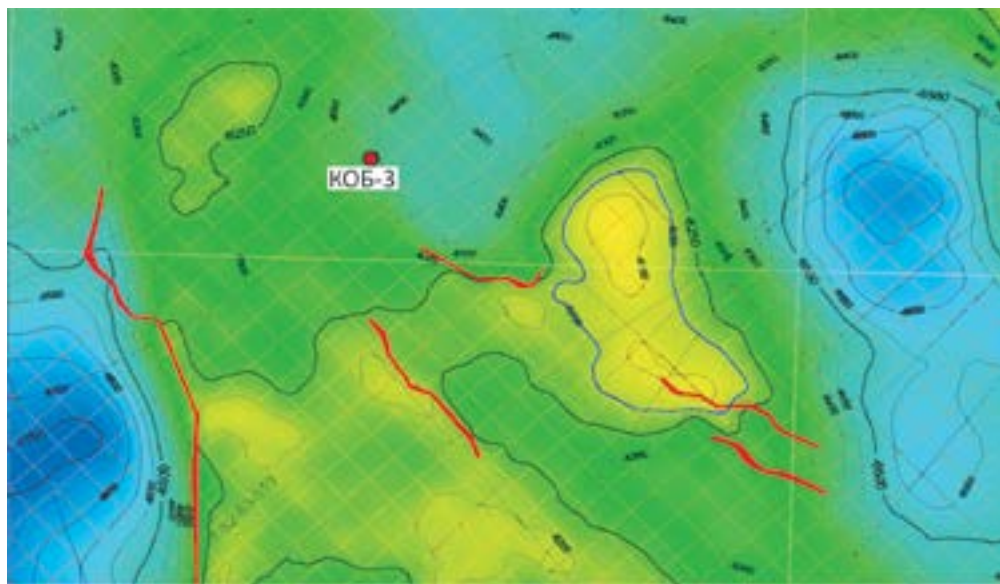
жений среднего девона).

На структурной карте по отражающему горизонту P_1 в центре площади Кобыланды выделяется обширный структурный вал. В центре площади в пределах этого структурного вала выделяется по изогипсе (-6150 м) поднятие с двумя вершинами: к западу от скважины КОБ-3 и к югу. Размеры поднятия по изогипсе (-6150 м) составляют 17,0 x 8,0 км, амплитуда – 200–250 м, площадь – 91,66 км².

Поднятие представлено брахиантиклиналью северо-западного простирания; юго-западное и западное крылья осложнены тектоническими нарушениями.

Структурный план по кровле отложений карбона представлен не по всей площади, так как мощность этих отложений небольшая и прослеживаемость не повсеместная. Поднятие Кобыланды по каменноугольному комплексу отложений выделяется по изогипсе (-6100 м), очертания сложной формы, имеет также две вершины, которые оконтуриваются изогипсами (-6050 м). Западная вершина имеет амплитуду 100 м, южная – 50 м. Мощность каменноугольных отложений в пределах свода поднятия составляет 100–150 м, увеличиваясь в юго-западном направлении до 200 м, площадь поднятия – 22,28 км².

Рассматривая основное поднятие Кобыланды, следует отметить, что наиболее приподнятыми частями являются северная и южная части структуры. Если рассматривать данную структуру обособленно от общего поднятия, то поднятие фиксируется изолинией (-6200 м) и сводом с отметкой (-6150 м) (рис. 2). Надежность структурных построений данного участка и выделения поднятия высока, так как изученность основана на трехмерных сейсмических данных и результатах технологии «Глубинная миграция до суммирования».



Масштаб 1:50000

Рисунок 2. Структурная карта по условному горизонту ниже Π_1 (площадь Кобыланды)

Отмечается соответствие структурных планов нижнепермских и карбоновых отложений, а структурный план по подстилающим отложениям девона заметно отличается своей выположенностью в центре площади поднятия и наличием структурных форм в пределах борта карбонатной платформы. Можно предположить, что отложения карбона (ввиду их неравномерности распределения по площади) сохранились как останцы заполнения прогибов и неровностей кровли верхнедевонского рельефа и подстилающей их толщи доломитов.

По девонскому комплексу отложений (отражающие горизонты Π_{2d} , подошва доломитов D_{2ef} и Π_3) в общих чертах сохранены очертания обширного структурного вала, западный, юго-западный и северо-восточный склоны которого осложнены глубинными тектоническими нарушениями, связанными с подвижками фундамента Кобыландинского блока. В центре структурного вала по всем глубоким горизонтам выделяется поднятие,

осложненное серией локальных нарушений северо-западного направления.

По девонскому комплексу (в пределах крупных уступов карбонатного образования типа биостромы) выделяются в виде отдельных вершин поднятия биогермных образований, выделенные и закартированные в процессе петрофизических исследований, которые могут представлять интерес для последующей разведки площади глубоким бурением. По кровле доломитовой толщи (отражающий горизонт Π_{2d}) поднятие Кобыланды обособляется в приподнятой части карбонатной платформы по изогипсе (-6250 м). В присклоновых участках выделяются отдельные биогермные образования. Крутые уступы девонской карбонатной постройки осложнены серией тектонических нарушений. Размеры свода карбонатной платформы по изогипсе (-6250 м) составляют $12,5 \times 4,0 \div 8,0$ км. В пределах свода выделяется 6 отдельных вершин, разделенных неглубокими погружениями рельефа и в восточной части осложненных серией тектонических нару-

шений. Амплитуда вершин от 50 до 100 м.

По подошве доломитовой толщи поднятие выделяется по изогипсе (-6800 м), размеры его составляют 17,0х8,0 км, амплитуда 200 м и в виде брахиантиклинали направленной формы, осложнено отдельными вершинами в центре и в восточной части площади. Наиболее рельефно выделяется поднятие в восточной части по изогипсе (-6750 м), где структурный план

осложнен тектоническим нарушением северо-западного направления. Размеры вершины по указанной изогипсе 5,0х4,6 км, амплитуда 150 м.

По результатам интерпретации 3D сейсморазведки, в наибольшей мере органогенной постройке по морфологическим признакам отвечает верхнедевонская часть разреза на crossline 10652 (рис. 3).

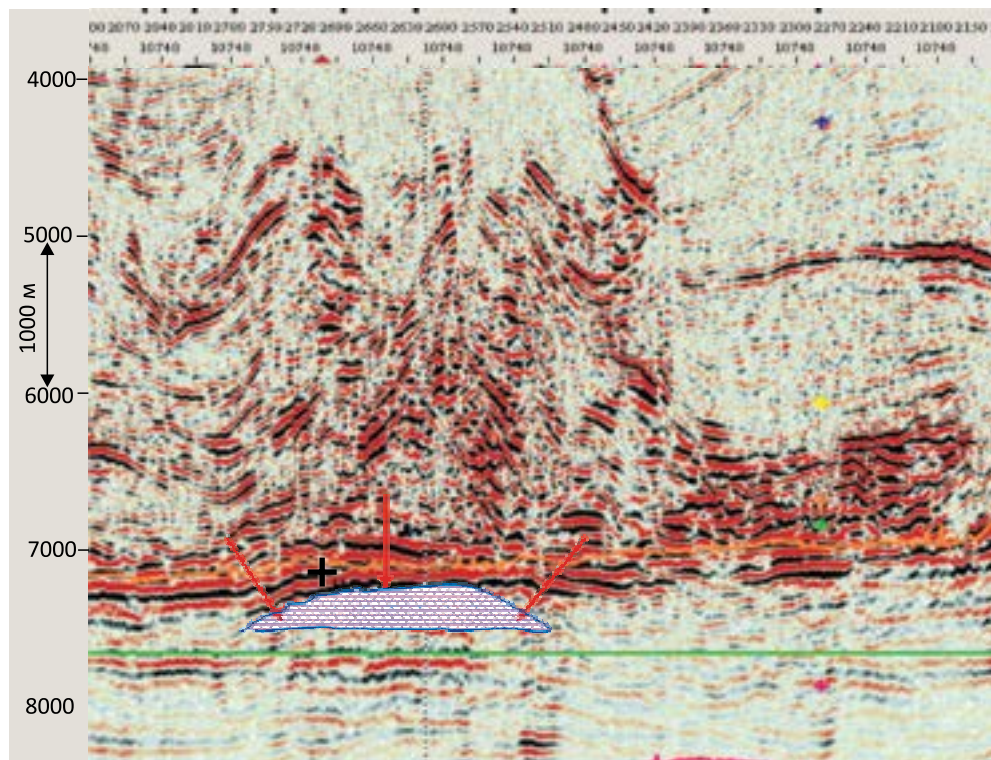


Рисунок 3. Структура Кобыланды. Сейсмический разрез по Crossline 10652, демонстрирующий предполагаемую рифовую постройку

Характер волнового поля и морфология объекта с приподнятыми краевыми участками указывают на возможные рифовые биогермные постройки по краям (волнистое поле) и внутреннюю лагуну (субгоризонтальное волновое поле).

Расположена постройка над приподнятыми участками подстилающего рельефа, при этом амплитуда предполагаемой

постройки больше амплитуды поднятия в подстилающих отложениях. В краевых частях постройки виден клиноформный характер ее перехода в более яркие отражения от депрессионных отложений.

Соотношение с вмещающими отложениями свидетельствует о постепенном заполнении возникшей топографической депрессии, по-видимому, терригенными

отложениями по типу onlap и overlap. Этот объект важен тем, что он свидетельствует о возможности развития здесь в верхне-

девонской толще мелководно-морского карбонатонакопления.

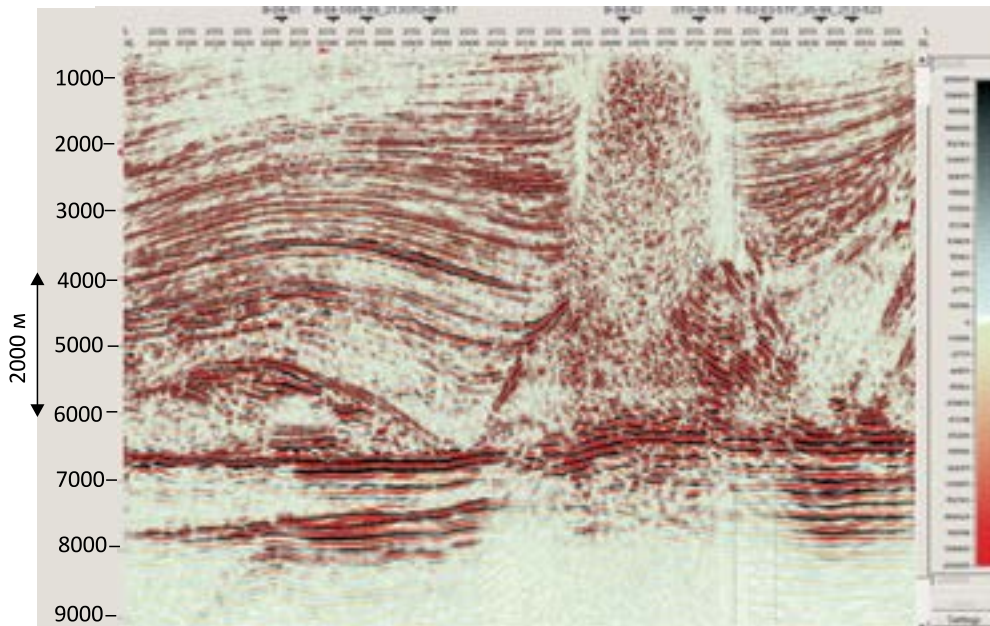


Рисунок 4. Структура Кобыланды. Сейсмический разрез по линии inline 2552, демонстрирующий депрессионные отложения среднедевонского комплекса

Характерной особенностью подсолового палеозойского осадконакопления на площади Кобыланды выступает явный проградационный характер среднедевонского и верхнедевонского комплексов. Толщина среднедевонского комплекса в два раза уменьшается с северо-востока на юго-запад с 1000–1200 м до 500–600 м. При этом в юго-восточной части площади на временных разрезах, четко прослеживается переход среднедевонских отложений в глубоководные депрессионные (рис. 4).

В то же время толщина верхнедевонского комплекса в этом направлении увеличивается в толщине с 200–300 м до 800–900 м. Таким образом, в этом соотношении отражается обмеление позднедевонского бассейна седиментации, которое пришло на смену начавшемуся формированию глубоководного осадочного бассейна.

Распределение толщин депрессион-

ного комплекса явно указывает на нивелирующую роль данного комплекса с пониженными толщинами в своде подстилающей структуры (50–100 м) и существенным их увеличением по ее периферии (300–500 м и более). Поскольку зоны увеличенных толщин депрессионного комплекса (депоцентры и их продолжение) имеют линейный характер и ортогональную ориентировку к структурным элементам, это, возможно, указывает на эрозионный характер (за счет эрозии подводными потоками) осложнения поверхности верхней терригенной толщи (горизонты D_3 и D_{3c}).

Глубокая поисково-разведочная скважина КОБ-3 с проектной глубиной 6800 м была заложена в своде поднятия, как представлялось по данным 2D сейсморазведки (далее – СР) Кобыланды между параметрическими скважинами П-1 и П-2, и завершена на глубине 6737 м (забой) в отложениях среднего девона. Проектная глубина не достигнута по

техническим причинам, в связи со смятием обсадной колонны в интервалах 6120–6130 м и 6021–6041 м, вызванным текучестью пластов соли в низах соляного массива.

Скважина КОБ-3 вскрыла отложения надсолевого, соленосного и подсолевого комплексов, подробная информация о которых представлена в табл. 1.

Таблица 1. Вскрытый фактический разрез скважины КОБ-3

№ п/п	Вскрытый стратиграфический разрез	Интервал глубин, м
1	Четвертичные	0–55
2	Юрские	55–220
3	Триасовые	220–2240
4	Верхняя пермь, татарский ярус	2240–2922
5	Нижняя пермь, кунгурский ярус	2922–6139
6	Нижняя пермь, артинско-ассельский ярус	6139–6240
7	Нерасчлененные каменноугольные отложения	6240–6255
8	Верхний девон, фаменский ярус	6255–6334
10	Верхний девон, франский ярус	6334–6376
11	Средний девон, живетский ярус	6376–6430
13	Средний девон, эйфельский ярус, афонинский горизонт	6430 – 6527
14	Средний девон, эйфельский ярус, бийский горизонт	6527–6737 (забой)

Разрез каменноугольных и девонских отложений представлен карбонатными породами, образовавшимися как в мелководных, так и глубоководных условиях.

Интервал 6299,4 - 6303,5 м (нижняя часть фаменского яруса верхнего девона) представлен аргиллитами различной окраски: темно-серыми, черными, темно-коричневыми, в разной степени карбонатными (10–30%), с редкими прослойками (1–10 см) аргиллита, предположительно с примесью пирокластического материала, известняка мелкозернистого и доломита мелко-среднекристаллического. Для аргиллита характерна горизонтальная слоистость, участками тонко горизонтальная (ламинарная), встречены единичные скелетные зерна, представленные раковинами гастропод и аммоноидей, а также участками встречены единичные платформенные элементы конодонтов рода *Palmatolepis*.

Участками аргиллит рассечен редкими прерывистыми трещинами длиной 1–5 см, шириной менее 0,05 мм, ориентированными под углом 0–10° к оси керна. Также встречены единичные трещины извилистой формы, шириной 1–2 мм, ориентированные под углом 0–45° к оси керна,

выполненные коричневатого-серым мелкозернистым кальцитом.

Аргиллит непористый, при ультрафиолетовом освещении свечение отсутствует, отмечены единичные прослойки до 1 см серого свечения, которые по литологии связаны с примесью в аргиллите тонкого пирокластического материала.

В интервале 6299,71 – 6300,36 м керн представлен остроугольными кусками шириной 3–8 см, длиной 8–12 см, причем слоистость ориентирована по длинной стороне куска, то есть куски по размерам больше диаметра керна, что вызвано «вывалом» породы, находящейся под давлением, в пространство ствола скважины. Можно предположить, что аргиллиты были накоплены в относительно глубоко-водных условиях.

Интервал 6421,4 – 6430,6 м (живетский ярус среднего девона) представлен доломитами. Первичная порода полностью доломитизирована, сохранились реликты первичной породы (известняка) – скелетные зерна и литокласты, по соотношению которых можно предположить тип известняка по классификации Данхема (1961 г.). При раскалывании породы, растворении ее в соляной кислоте выделяется запах

сероводорода, который, вероятно, находится в межзерновом пространстве доломита.

Порода в разной степени разбита трещинами, участками разбита единичными трещинами, участками – системой многочисленных трещин. Часть трещин имеет прерывистый характер, т.е. не рассекает керн полностью, извилистую дугообразную форму и ориентирована под углом 90° к оси керна. Подобный вид трещин можно отнести к трещинам, образованным в процессе бурения.

Другие трещины имеют более сложный облик, представлены, как правило, в виде сетки (системы) и ориентированы под различными углами к оси керна, то есть хаотично. Часть трещин открытая, часть трещин выполнена, в основном, серым мелкозернистым доломитом и светло-серым мелкокристаллическим ангидритом, реже встречены трещины, выполненные мелкозернистым кальцитом серого цвета. В случае сетки минеральных трещин порода приобретает брекчиевидный характер (форма фрагментов остроугольная).

Доломит мелко-среднекристаллический, пятнистый, пятнисто-полосчатый, что связано с наличием реликтового строения первичной породы, коричнево-серый, коричнево-темно-серый, темно-серый, сложен на 100% зернами доломита идиоморфной, часто ромбовидной формы, размером 0,1–0,3 мм, участками 0,3–0,5 мм.

В межзерновом пространстве доломита, в основном, более светлого цвета, участками (размером 0,1–0,2 мм) находится битум черного цвета, отмечены редкие трещины раскрытостью менее 0,05 мм, также заполненные битумом.

Первичная порода является известняком, который можно отнести к пакстоуну с литокластами или, возможно, к рудстоуну.

Строматопороидеи представлены в виде бесформенных угловатых обломков (размером 1–10 см, редко до 15 см) и содержат в себе около 1–5% округлых выделений серого кремнистого материала размером 2–5 мм.

Мшанки – в виде веточек удлиненной формы с характерным ячеистым строением длиной 3–5 см, диаметром 5 мм.

Кораллы – единичными включениями цилиндрической формы с четко выраженными септами (перегородками), пустота между септами была заполнена спаритом, который впоследствии замещен светло-серым доломитом, отличающимся от доломита основной массы более светлым цветом.

Брахиоподы – в виде дугообразных срезов, в отдельных случаях с внутренними перегородками, размером 1–3 см.

Породы в интервале отбора 6421,4 – 6430,6 м отлагались на склоне карбонатной платформы, на что указывает наличие остроугольных фрагментов строматопороидей размером до 15 см, которые можно рассматривать как фрагменты баундстоунов (биогермных известняков). Условия склона карбонатной платформы наиболее очевидны в верхней части интервала, породы которой до постседиментационных процессов были представлены известняками типа пакстоуна или, возможно, рудстоуна с литокластами.

По результатам интерпретации данных геофизических исследований (далее – ГИС) в скважине в подсолевом разрезе выделено две продуктивные толщи: нижняя и верхняя.

Верхняя продуктивная толща в скважине КОБ-3 объединяет отложения франского, живетского и верхнюю часть афонинского надгоризонта. Общая толщина горизонта составляет 130 м, продуктивная часть – 38,4 м (рис. 5). Общая пористость коллекторов составляет в среднем 6,2%, коэффициент нефтегазонасыщенности ($K_{нф}$) – 73%.

Нижняя продуктивная толща включает отложения бийского горизонта и нижнюю часть афонинского надгоризонта. Общая толщина горизонта составляет 203,3 м, толщина продуктивной части – 55,3 м. Общая пористость коллекторов составляет в среднем 4,8%, $K_{нф}$ – 75%.

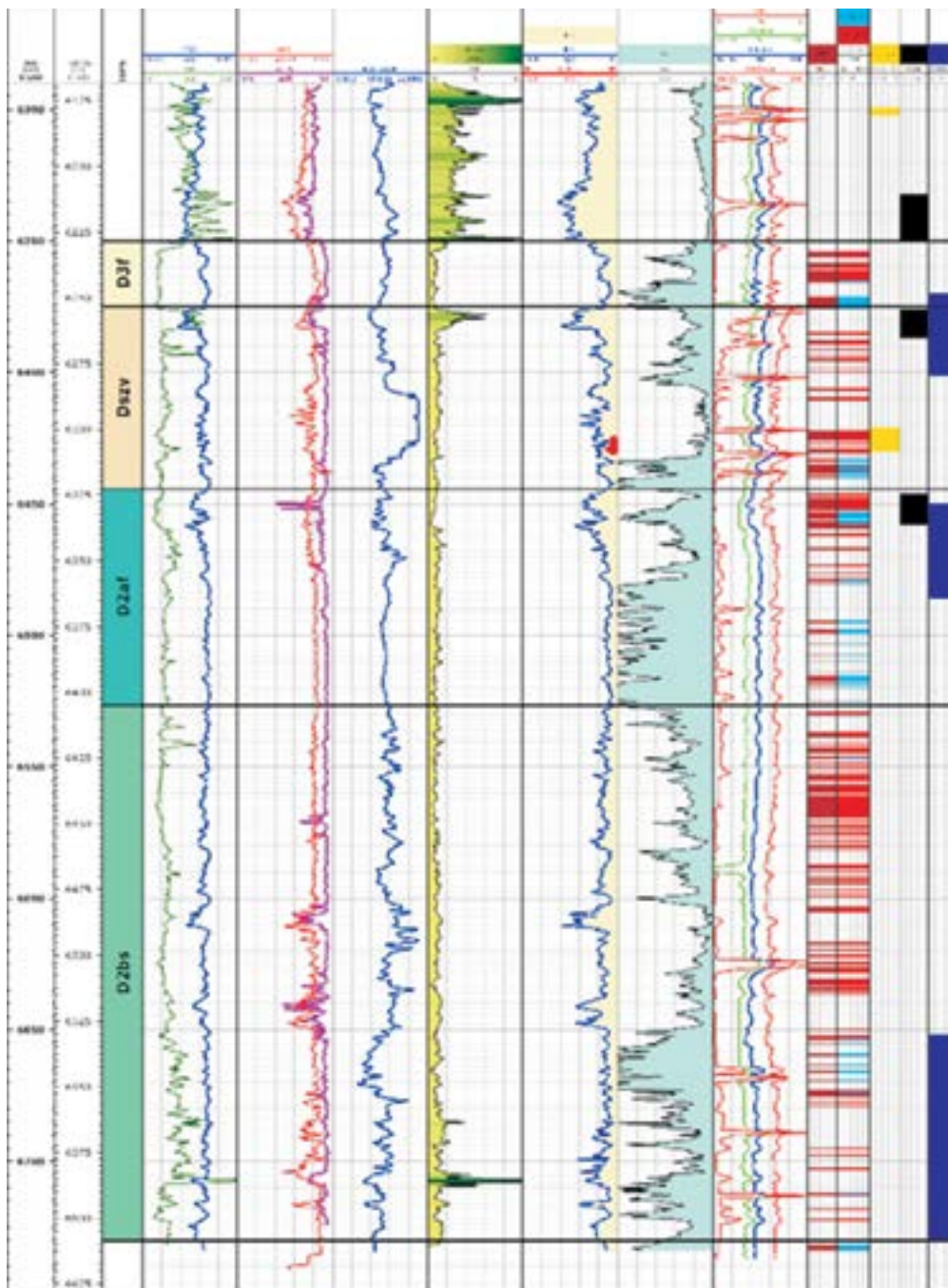


Рисунок 5. Результаты интерпретации данных ГИС скважины КОБ-3

Прогнозируемая модель природного резервуара. Для анализа геологического строения залежей структуры Кобыланды использовались структурные карты по отражающим горизонтам P_1 (кровля подсолевых отложений) и P_{2d} (кровля девонских отложений), данные интерпретации материалов ГИС пробуренных скважин, а также данные испытаний, газопоказаний и газопроявлений подсолевых отложений скважин КОБ-3.

Анализ данных на структуре Кобыланды показал, что общая толщина продуктивных отложений девона составляет порядка 380 м. Стоит отметить, что по сейсмическим данным амплитуда структуры не превышает 200 м. При этом сама скважина КОБ-3 находится на склоне структуры и, скорее всего, не вскрыла непосредственно сводовую часть структуры (возможно, рифовую постройку). Детальный литологический анализ спектрального гамма-каротажа (далее – ГК) карбонатной толщи помог идентифицировать высокую частоту переслаивания пористых доломитов (граничное значение 3%) и неколлекторов с содержанием нерастворимого остатка >10%. Это вероятно означает, что скважина вскрыла краевую часть рифа, содержащую переотложенный материал. Следовательно, общей амплитуды структуры в районе скважины КОБ-3 до замыкающей изогипсы (-6300 м) недостаточно, чтобы вместить весь продуктивный разрез скважины. Поэтому возникло предположение, что Кобыланды представляет собой не массивную залежь, а несколько условно пластовых залежей с различными уровнями флюидных контактов. Подтверждением данной модели является наличие водонасыщенных интервалов коллектора в афонинском горизонте среднего девона. Это позволило разделить девонский продуктивный разрез скважины на два

горизонта: D_{2bs} и D_{2-3} (предположительно включающий отложения D_{2af} , D_{2gv} и D_{3f}) (рис. 6).

В соответствии с предложенной моделью и на основании полученных данных по интерпретации ГИС, для двух продуктивных горизонтов флюидные контакты были установлены на следующих уровнях:

Горизонт D_{2-3} – абсолютная отметка (а.о.) условного газо-водяного контакта на (-6360 м), что является нижней отметкой продуктивного интервала газонасыщенного коллектора и верхней отметкой водонасыщенных интервалов соответственно. В скважине КОБ-3 были проведены испытания подсолевой части разреза. Нижняя часть девонских отложений не была опробована по причине непроходимости колонны. Перфорация трех интервалов (6458 – 6446 м, 6387 – 6376 м, 6350 – 6332 м) в верхней части девонского коллектора проявилась наличием газопоказаний, увеличением давления и значительной потерей бурового раствора. Из-за заколонных перетоков, завершить испытание скважины не удалось. Попытка изолировать интервалы также не удалась, тем самым было решено испытывать отложения пермского возраста (6236 – 6218 м, 6156 – 6138 м).

Горизонт D_{2bs} – по данным интерпретации каротажа четкий флюидный контакт выделить на данный момент невозможно. В пределах бийского горизонта уменьшение значений кривой сопротивления, которое может свидетельствовать о повышении водонасыщенности продуктивного пласта, отмечается дважды: на глубине 6581 м, а.о. (-6460 м) и 6651 м, а.о. (-6530 м). Максимально возможный уровень сопоставим с последней замыкающей изогипсой (-6610 м). Для расчета ресурсов залежи был использован уровень (-6530 м).

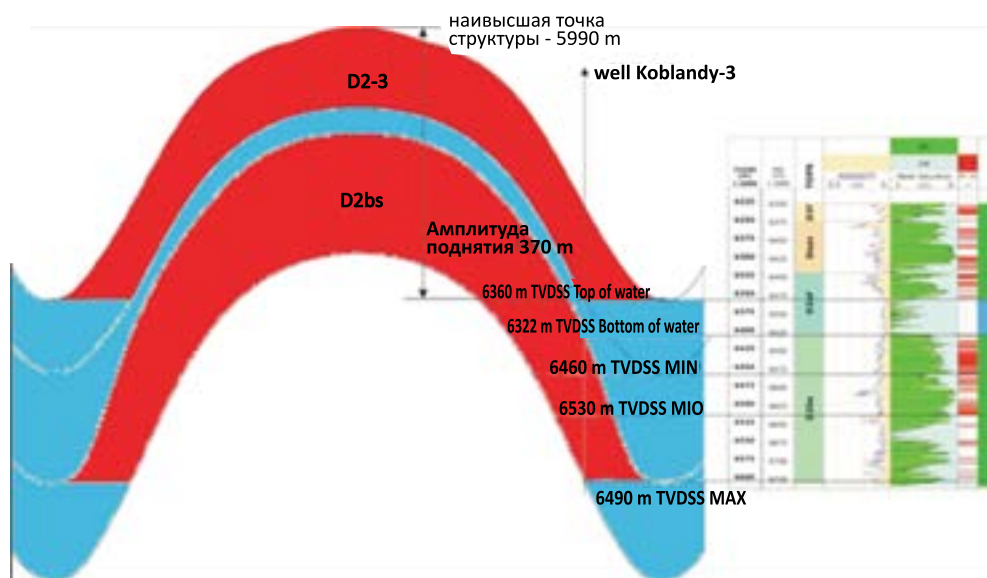


Рисунок 6. Прогнозируемая модель строения залежей площади Кобыланды

В связи с тем, что в процессе бурения на структурах Кобыланды, а также испытаниях подсолевых отложений, которые регионально продуктивны в пределах Прикаспийской впадины, промышленных притоков углеводородов (далее – УВ) не было получено, подсчет запасов для залежей этих структур не производился. Получение притока жидкости (конденсат и вода) при испытании скважины КОБ-3, а также газопроявления и газопоказания в процессе бурения не позволили однозначно выявить залежи УВ и дать им качественную характеристику. На площади Кобыланды условно принято наличие двух газоконденсатных залежей в среднедевонском разрезе: залежь франского яруса верхнего девона, а также залежь бийского горизонта среднего девона.

Полученные в результате переинтерпретации 3D сейсмические данные являются основой для расчета перспективных ресурсов УВ. Контуры нефтегазоносности для перечисленных выше залежей приняты в соответствии с моделью их строения на уровнях (-6360 м), D_{3f} горизонт, и (-6530 м), D_{2bs} горизонт. Подсчетные параметры газа

и конденсата взяты по аналогии с месторождением Чинаревское. Коллекторами в них являются карбонатные породы. Тип коллектора смешанный: каверново-поровый, порово-трещинный и трещинный.

По мнению специалистов, (PGS и OTG) ресурсы структуры Кобыланды оцениваются как весьма перспективные. **Суммарные геологические запасы по категории С3 составляют 101,7 млрд м³ газа, извлекаемые – 77,3 млрд м³. Суммарные геологические запасы конденсата – 62,9 млн т, извлекаемые – 20,4 млн т.**

Выводы

1. Анализ результатов выполненных геологоразведочных работ показал, что площадь Кобыланды с учетом новых сейсмических построений 3D недостаточно изучена бурением.

2. Результаты интерпретации данных 3D сейсморазведки внесли существенные поправки в структурные построения Кобыланды-Тамдинского поднятия. Скважина КОБ-3 Кобыланды, заложенная по данным 2D CP, вскрыла подсолевые отложения в склоновой части структуры, по ко-

торым трудно определить истинный объем коллекторов и их насыщенность.

3. Продуктивность девонских отложений подтверждается по отобранному керну и повышенным газопоказаниям в процессе бурения скважины КОБ-3.

4. При опробовании среднедевонских отложений в скважине был получен приток газоконденсатной смеси с водой.

Несмотря на недостаточную информацию, полученную при бурении глубокой скважины КОБ-3, проведенные исследования в этом сложном и малоизученном регионе вселяют большие надежды на открытие ряда крупных месторождений. Рис. 7 демонстрирует структурную карту

по отражающему горизонту P_1 с выделением перспективных структур зоны сочленения северной и восточной бортовых зон Прикаспийской впадины.

В пределах северной бортовой зоны, в Кобыланды-Тамдинской зоне, по результатам геолого-геофизических исследований, проведенных в последние годы в подсолевом комплексе, выделяются ряд перспективных структур: Айганым, Сыргалы, Тамды, Утектаз, Железный.

Не менее перспективные объекты выявлены в зоне Новоалексеевского прогиба: Александровское, Успенское, Каратайское, Байлисай.



Рисунок 7. Структурная карта по отражающему горизонту P_1 с выделением перспективных структур зоны сочленения северной и восточной бортовой зоны Прикаспийской впадины

В пределах северо-восточной зоны поднятий Предуралья особый интерес вызывает структура Шырак, где уже проведено бурение глубокой поисковой скважины Шырак-1, фактический забой которой составляет (-6597 м) с проектной глу-

биной (-7000 м) и проектным горизонтом девон. По данным ГИС в нижней части разреза выделяются 4 структурно-формационные толщи, которые представляют интерес в нефтегазоносном отношении. Из перечисленных толщ выделяются III и IV толщ, со-

ответствующие интервалам 5887 – 6195 м мощностью 308 м и 6195 – 6597,1 м мощностью 302 м соответственно.

По газовому каротажу выделяются три интервала 6026 – 6043 м, 6100 – 6114 м, 6170 – 6193 м, где суммарный газ составляет 100%, а доля метана – от 58 до 74% в процессе бурения. После спуско-подъемных операций и наращивания труб постоянно отмечались большие значения газопоказаний: суммарный – 100%, метан – 70%. В песчаниках по данным FMI и анализам керна отмечается повышенная трещиноватость пород. В процессе бурения в них отмечались высокие газопоказания (до 100% общего газа). Описываемые песчаники характеризуются хорошими коллекторскими свойствами: пористостью 4,25–10%, проницаемостью 0,017–0,43x10⁻³ мкм², в зонах трещиноватости пористость составляет 7,56–13,86%,

проницаемость – 0,844–3,49 x 10⁻³ мкм². В этой части разреза выделены по заключению ГИС, как перспективные, 13 интервалов и рекомендованы к испытанию в колонне.

В Бестауской зоне поднятий выделяются структуры: Бестау, Сорколь, Дамба, Дамба Юго-Восточная, Аккудук и Аккудук Северо-Западный, Хобдинское, Новодонецкое.

Первоочередными объектами, которые смогут подтвердить нефтегазоносность этого региона, несомненно являются структура Кобыланды и Ширак, где уже выявлены горизонты с нефтегазопроявлениями в подселевых отложениях, но пока недоизучены в процессе испытаний.

От успешного бурения и испытания уже выявленных объектов в этих структурах зависят дальнейшие шаги к открытию новых месторождений в пределах вышеперечисленных площадей.

Список использованной литературы

1. Астафьев Д.А. Перспективы поисков залежей нефти в девонских отложениях северной бортовой зоны Прикаспийской впадины. – Геология и перспективы нефтегазоносности бортовых зон Прикаспийской впадины, ВНИГНИ, М., 1983. вып. 248. с. 122-134.
2. Джангиров А.Н., Путинцева Т.Н. и др. Отчет о результатах работ по интерпретации сейсмических данных МОГТ 3D и 2D на контрактной территории ТОО «ОйлТехноГрупп» в Актыбинской и Западно-Казахстанской областях РК в 2009 г. – Алматы, 2009.
3. Куандыков Б.М., Матлошинский Н.Г. Сентгиорги К. и др. Нефтегазоносность палеозойской шельфовой окраины севера Прикаспийской впадины. – Алматы, 2011, 280 с.
4. Матлошинский Н.Г. О стратификации и корреляции разрезов карбонатных отложений северной бортовой части Прикаспийской впадины. – Геология Казахстана. 1997, № 2, с. 31-38.
5. Матлошинский Н.Г. Девонский карбонатно-терригенный комплекс северной бортовой части Прикаспийской впадины. – Геология Казахстана, 1999, № 1, с. 12-23.
6. Абилхасимов Х.Б. Особенности формирования природных резервуаров палеозойских отложений Прикаспийской впадины и оценка перспектив их нефтегазоносности. – Издательский дом Академии Естествознания, М., 2016, с. 244.
7. Абилхасимов Х.Б. Моделирование миграций углеводородов в природных резервуарах северного борта Прикаспийского бассейна. – Нефть и газ, 2016, № 2, с. 83–97.

**КАСПИЙ МАҢЫ ОЙПАТЫНЫҢ СОЛТҮСТІК ЖИЕГІНДЕ ОРНАЛАСҚАН
КОБЫЛАНДЫ-ТАМДИН КӨТЕРІЛУІНІҢ МҰНАЙГАЗДЫЛЫҚ ПЕРСПЕКТИВАСЫ
Қ.Б. Абілқасимов**

Түйіндеме

Мақалада аталған бұрғылау және сейсмикалық барлау жұмыстарының нәтижелері негізінде Каспий маңы ойпатының солтүстік жиегіндегі палеозой уақытында қалыптасқан Қобыланды-Тамдин көтерілуінің геологиялық құрылымы сипатталған. Қобланды аймағының мысалында Каспий маңы ойпатының солтүстік және шығыс жиектерінің түйісу аймағындағы тұзасты шөгінді кешенінің мұнай-газдылық перспективалары қарастырылған, табиғи қорлардың мөлшер болжамы ұсынылған. Мақалада осы аймақта бірінші кезектегі іздестіру объектілері болуы мүмкін палеозой уақытында қалыптасқан шөгінді кешендегі перспективті құрылымдар ерекше атап өтілді.

Түйін сөздер: Каспий маңы ойпаты, Қобланды, Тамды, тұзасты кешені, сейсмикалық зерттеулер, перспективалар, мұнайгаздылық.

**HYDROCARBON POTENTIAL OF THE KOBYLANDY-TAMDY UPFOLD OF THE NORTHERN EDGE
OF PRICASPIAN BASIN**

Kh.B. Abilkhasimov

Abstract

In the present article geological structure of Kobylandy-Tamdy Paleozoic upfold of the Pricaspian basin is described, the upfold was discovered and delineated based on seismic exploration and drilling results. On the example of Kobylandy area hydrocarbon potential of pre-salt complex of the conjunction of the Northern and Eastern edges of Pricaspian basin was evaluated and resources were estimated. New prospective structures were delineated within the Paleozoic sedimentary cover, which can be ranked as the first priority exploration drilling targets in the region.

Keywords: Pricaspian basin, Kobylandy, Tamdy, pre-salt complex, seismic exploration, prospects, oil and gas.

Информация об авторе

Абилхасимов Хаирлы Бабашевич – докт. геол.-мин. наук, академик Академии минеральных ресурсов РК, генеральный директор ТОО «ГЕО-МУНАЙ XXI», *khairly@mail.ru*.

УДК 550.812.12

МЕТОДИКА ПОИСКА УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ ПО РЕЗУЛЬТАТАМ БАСЕЙНОВОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ

М.Ж. Таубасова, О.Б. Бегимбетов

Бассейновое моделирование представляет собой технологию, комбинирующую геолого-геофизическую, геохимическую и промышленную информацию, а также практические геологические знания с целью восстановления всей цепочки тектоно-седиментационных процессов формирования осадочных бассейнов, что позволяет детальной понять принципы распределения элементов нефтегазоносных комплексов и механизмы генерации, миграции и аккумуляции углеводородов. Применение данного подхода позволяет снизить геологические риски при формировании и эффективном управлении портфелем разведочных работ, повышая эффективность геологоразведки.

Ключевые слова: бассейновое моделирование, залежи углеводородов, генерация, аккумуляция, нефтегазоматеринская порода, нефтегазоносная система.

Моделирование осадочных бассейнов и нефтегазоносных систем является неотъемлемой частью региональных проектов по изучению геодинамики областей с доказанной и перспективной нефтегазоносностью. Благодаря новым технологиям, таким как бассейновое моделирование, можно решить основную задачу – восстановление истории геологического развития региона и процессов, сопровождающих стадии накопления и преобразования осадочных пород и органического вещества с оценкой возможности формирования залежей углеводородов [1]. По результатам моделирования можно также получить количественный прогноз генерации и аккумуляции углеводородов (далее – УВ) и в дальнейшем использовать как при ранжировании перспективных объектов для портфеля на недропользование, так и для создания уточненных геологических моделей месторождений с целью обоснованного подсчета запасов УВ и проектирования разработки.

Статья сформирована по результатам выполненных региональных исследований и имеет информационный и методический характер для понимания прин-

ципов бассейнового моделирования как инструмента эффективного поиска ловушек нефти и газа.

По причине политики конфиденциальности названия районов, скважин, данные координат и другая аналогичная информация скрыта или намеренно изменена, также, как и краевые части геометрии структурных карт. Результаты данной работы предназначены для представления новых возможностей и методик в целях повышения геологоразведочных работ путем бассейнового моделирования.

Методический подход

Для регионального этапа исследования при бассейновом моделировании необходимо провести комплексный анализ всех имеющихся геолого-геофизических, а также геохимических данных. Основным фактором для прогноза перспектив нефтегазоносности является корректное геологическое наполнение модели различными свойствами и объектами – геохимические параметры (% витринита, общее содержание органического углерода, водородный индекс, S₁, S₂ и др.), концептуальная оценка развития в раз-

резе и по площади нефтегазоматеринских толщ, коллекторов и флюидоупоров, тепловая история региона, палеоуровни моря по основным периодам, наличие и проводимости разрывных нарушений, мощность и продолжительность размывов, перерывов и др.

Моделирование процессов формирования залежей углеводородов выполнено в программном комплексе PetroMod и основано на реконструкции истории геологического развития региона и всех процессов, сопровождающих стадии накопления и преобразования осадочных пород и органического вещества с оценкой формирования углеводородов.

Комплексный подход при бассейновом моделировании состоит из следующих этапов (рис. 1):

- сбор и анализ геолого-геофизической информации, включающей результаты бурения скважин, литолого-стратиграфическое описание пород, сейсмические и гравимагнитные материалы, результаты лабораторных исследований (физико-химические свойства флюидов и пласта);
- интерпретация и переинтерпретация сейсмических данных для построения структурно-тектонической модели по основным сейсмостратиграфическим горизонтам с дальнейшим построением внутриформационных горизонтов 3 и 4-го порядка;
- палеореконструкция истории развития региона, обстановок осадконакопления с использованием сейсмофациального (сиквенс-стратиграфического) анализа и применение атрибутного сейсмического анализа;
- построение седиментационной модели с разбиением карт фаций по ярусам в региональном масштабе;
- создание карт палеоэрозии и палеобатиметрии с использованием трендов изменения данных параметров в течение

геологического времени;

- 1D-моделирование – калибровка тепловой модели времени;
- 2D-моделирование – анализ и оценка генерации и миграции углеводородов, оценка влияния перерывов, размывов и разломов на формирование и сохранность залежей углеводородов;
- 3D-моделирование – выделение очагов генерации углеводородов, зон дренирования ловушек и путей миграции флюида, оценка объема сгенерированных углеводородов.

На основе подготовленного геолого-геофизического комплекса данных осуществляется моделирование формирования углеводородных систем, выполняется нефтегазогеологическое районирование, оценка ресурсов и геологических рисков, ранжирование перспективных объектов и подготовка рекомендаций по дальнейшим направлениям геолого-геофизических работ.

В данной работе представлено применение бассейнового моделирования на виртуальном осадочном бассейне, где подготовлен значительный объем сейсмических (более 5 800 км² 3D-сеймики, свыше ~26 970 пог. км 2D-сеймики) и скважинных (свыше 200 скважин) материалов. Изучены и применены многочисленные фоновые отчеты, научные публикации и зарубежная литература. С целью прогноза нефтегазоматеринских пород (далее – НМП) создана периодически дополняемая геохимическая база данных. В данной работе применены геохимические данные по 42 скважинам.

Следует отметить, что ввиду неравномерности геолого-геофизических данных, в первую очередь изучены районы с наиболее полным покрытием. В дальнейшем результаты легли в основу модели для адаптации всего осадочного бассейна.

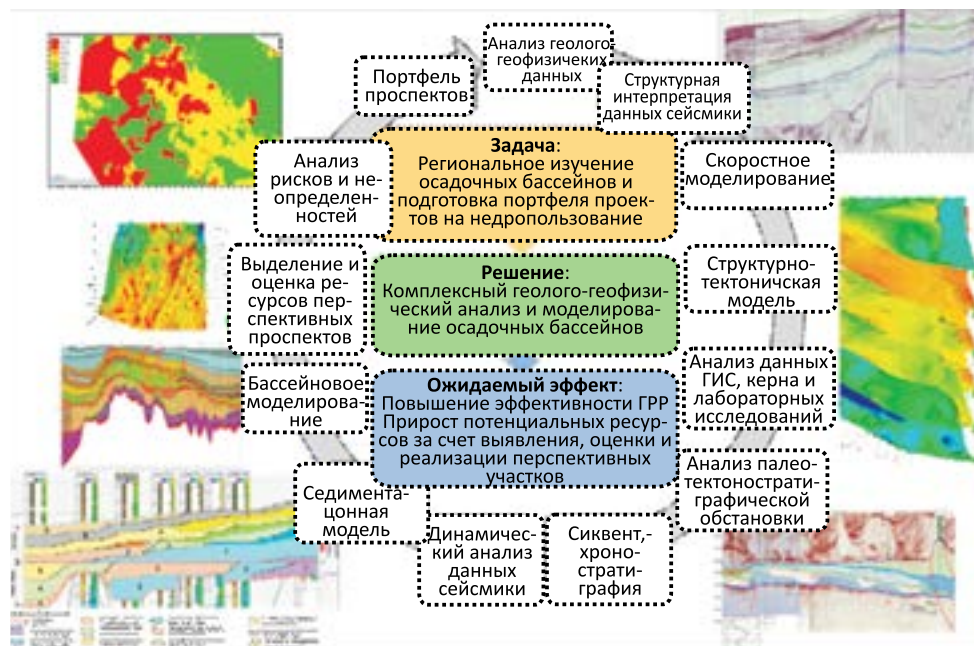


Рисунок 1. Алгоритм проведения бассейнового моделирования осадочных бассейнов

Структурно-тектоническая и седиментационная модель региона

В рамках регионального построения структурно-тектонической модели проводились работы по интерпретации и переинтерпретации сейсмических материалов с учетом гравиметрических и магнитных данных в комбинации с тектонической историей региона. Переинтерпретация сейсмических материалов позволила существенно уточнить, а в некоторых случаях пересмотреть и создать новую структурно-тектоническую модель строения и формирования осадочного бассейна (рис. 2).

Совместно со структурной интерпретацией проводились исследования по палеореконструкции истории развития региона с учетом накопленной геологической информации. В рамках текто-

но-стратиграфического анализа определена временная последовательность накопления осадков (хроностратиграфия) в целях восстановления истории формирования осадочного бассейна. Преимущество использования хроностратиграфии состоит в том, что учитываются горизонтальное распределение стратиграфических слоев и геологические процессы, такие как эрозия и перерывы в условиях осадконакопления. Восстановление хроностратиграфии осуществлялось посредством имеющихся данных сейсмических исследований (рис. 3). В дополнение для оценки развития резервуаров и флюидоупоров в плане и в разрезе по сейсмическим данным выполнен сейсмофациальный и сиквенс-стратиграфический анализ.

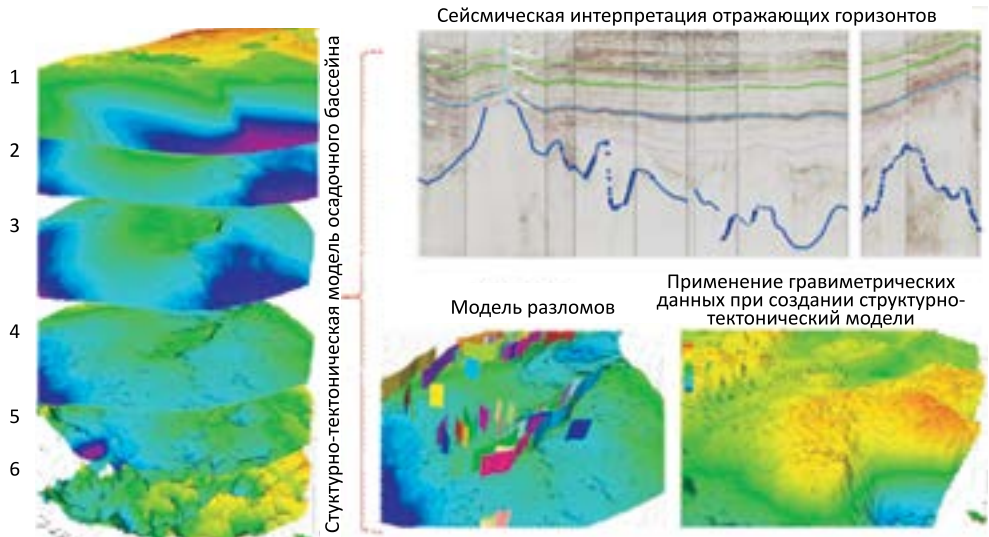


Рисунок 2. Структурно-тектоническая модель осадочного бассейна

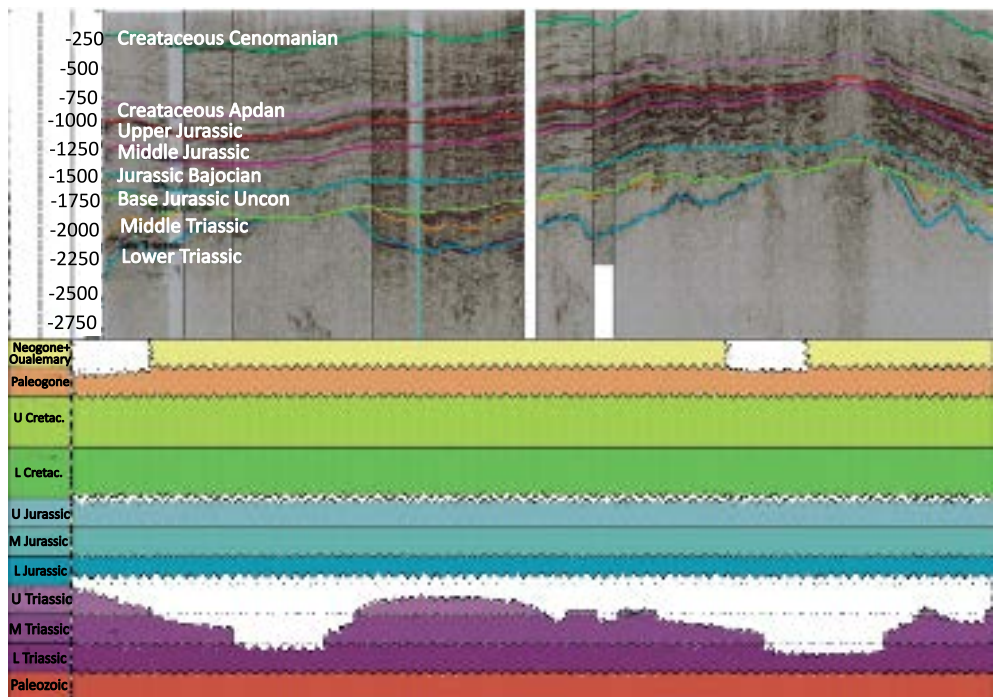


Рисунок 3. Хроностратиграфия осадочного бассейна

При анализе сиквенс-стратиграфии изучены данные керн и проведено сопоставление с каротажными данными по 24 месторождениям, что в дальнейшем позволило построить корреляционные профили по 102 опорным скважинам. Сиквенс-стратиграфия позволяет выявить и интерпретировать в осадочных толщах следы колебаний уровня моря и определить строение, функционирование и эволюцию осадочного бассейна. Корреляция по опорным скважинам основана на латеральных и вертикальных границах изменения толщ на основе гамма-каротажей,

где также учитывались тектонические процессы и обстановки седиментации. По полученным результатам определены и прослежены отложения дельтово-речных, морских и аллювиально-озерных условий осадконакопления, по которым выявлено потенциальное распространение коллекторов, флюидоупоров и нефтегазоматеринских пород (рис. 4). С учетом всех подготовленных и проанализированных данных по части структурно-седиментационных обстановок осадочного бассейна подготовлена модель углеводородной системы.

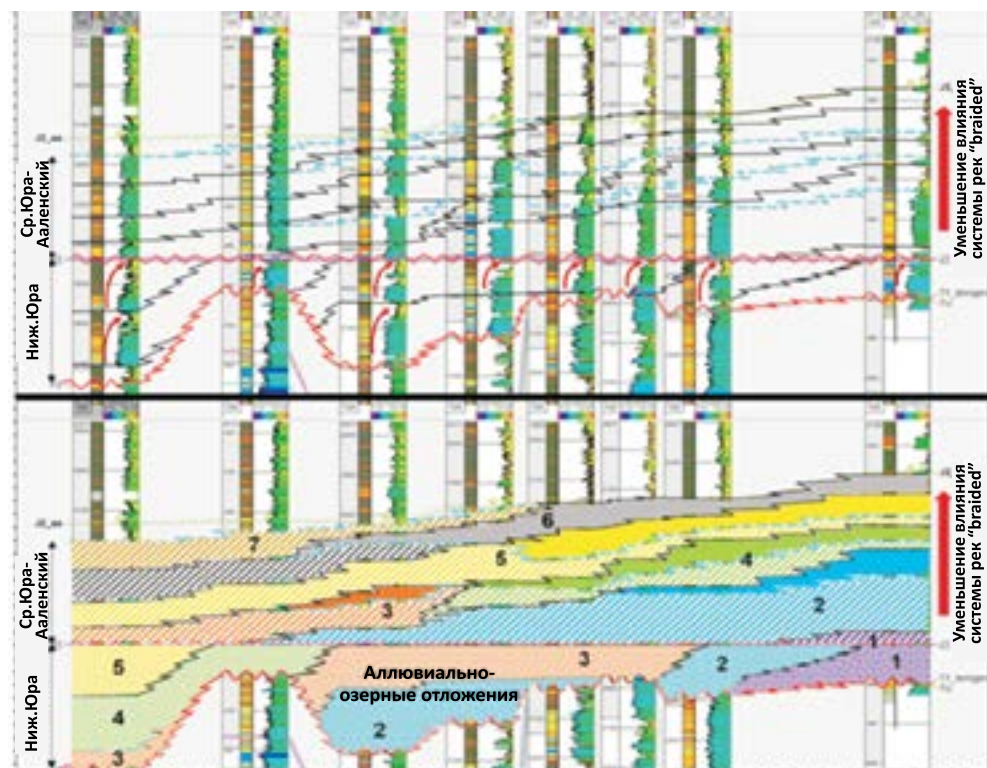


Рисунок 4. Сиквенс-стратиграфия осадочного бассейна в период средней юры

Моделирование формирования углеводородных систем

Моделирование формирования углеводородных систем выполнено в программном комплексе Petromod компании Schlumberger, где осуществлен прогноз времени генерации и определены масштабы миграции углеводородов из не-

фтегазоматеринских пород, проведена реконструкция структуры бассейна, путей миграции флюидов и оценка наиболее вероятного положения в разрезе ловушек углеводородов [1].

Моделирование углеводородной системы состоит из трех основных этапов: 1D, 2D и 3D-моделирования. На каждой

стадии проводится калибровка моделей с учетом геохимических параметров скважин, подготовленных карт эрозий, палеобатиметрии и теплового потока. Для модулей 2D и 3D-моделирования выбирается свой тип симулятора для расчета температуры и давления: мульти – 1D – для быстрой экспресс-оценки, или полный – 2D/3D – для более точного моделирования. При симуляции модели учитывается тип кинетики: двухкомпонентная кинетика (нефти и газа), которая часто используется, если отсутствуют прямые данные о материнской породе, или многокомпонентная кинетика, обеспечивающая точный прогноз свойств углеводородов.

Для выбранной модели кинетики в PetroMod используются три метода расчета миграции: «flow path» – метод трассировки путей миграции для быстрого моделирования, учитывающий только выталкивающие силы; «invasion percolation» – метод расчета миграции, основанный на выталкивающих силах внутри ячейки и капиллярном давлении; «hybrid» – метод расчета миграции, учитывающий миграцию в высокопроницаемых (flow path migration) и низкопроницаемых пластах (darcy migration), позволяя тем самым выполнять наиболее точное моделирование миграции [1]. В данной работе использован гибридный метод расчета, что позволило более эффективно рассчитать миграцию УВ.

При моделировании тепловой истории анализируются современные замеры теплового потока на поверхности и пластовых температур по скважинам, а также основной показатель палеотемператур – значения отражающей способности витринита по керну. Следует отметить, что тепловой поток имеет критическое влияние на начало генерации и миграции углеводородов, степень заполнения ловушек и фазовый состав флюидов в прогнозируемых залежах. Снижение неопределенностей, связанных с тепловой историей, возможно путем увеличения числа замеров современного теплового потока и более

точной реконструкции этапов активизации района работ [1,3]. В связи с тем, что присутствовали ограничения в данных по замерам теплового потока, в данной работе использована концептуальная, более приближенная к реальности модель теплового потока (рис. 5).

Ввиду регионального масштаба модели и оптимального использования вычислительных мощностей приняты следующие допущения:

- 1) усредненные значения кинетики (ТОС и НИ);
- 2) средние значения пористости пород и их минеральный состав;
- 3) разломы рассмотрены как полупроводящие;
- 4) карты палеоуровней моря и термального режима построены по материалам научных публикаций и региональных отчетов, в дальнейшем скорректированы с учетом 1D моделей;
- 5) карты эрозии подготовлены с учетом карт толщин и зон выклинивания согласно седиментационной модели.

1D-моделирование

1D-моделирование позволяет оценить температуру и зрелость нефтегазоматеринских пород, служит эффективным инструментом для визуализации расчетов на графиках и мульти-графиках по стволу скважины и на отдельных ячейках, представляющих интерес, а также для быстрого анализа одномерных данных [2].

Для калибровки 1D-модели выбраны 42 опорные скважины, расположенные в различных тектонических зонах бассейна. Калибровка модели осуществлена с целью повышения достоверности последующих расчетов генерации УВ, так как моделирование выполнено детерминистическим способом. Для калибровки палеотемпературных условий использованы данные по отражательной способности витринита, фиксирующей максимальную степень прогрева осадочной породы. Контроль температурных условий модели осуществлен с помощью имеющихся данных о пластовых температурах в скважинах (рис. 6).

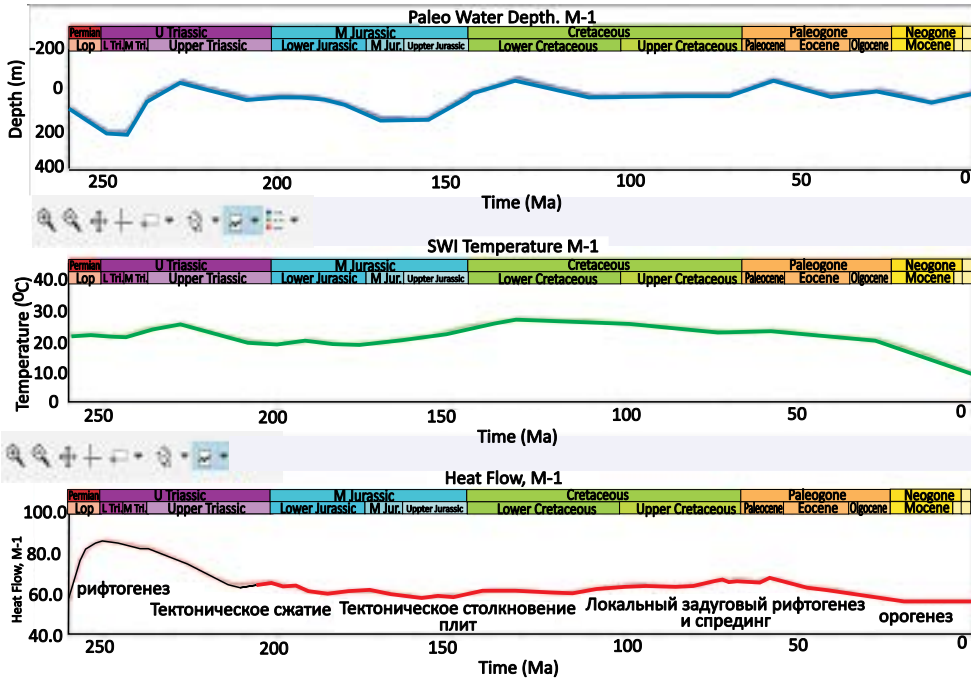


Рисунок 5. Графики палеоуровня моря (сверху), температуры поверхности осадков (в середине) и палеотеплового режима (снизу) по скважине М-1

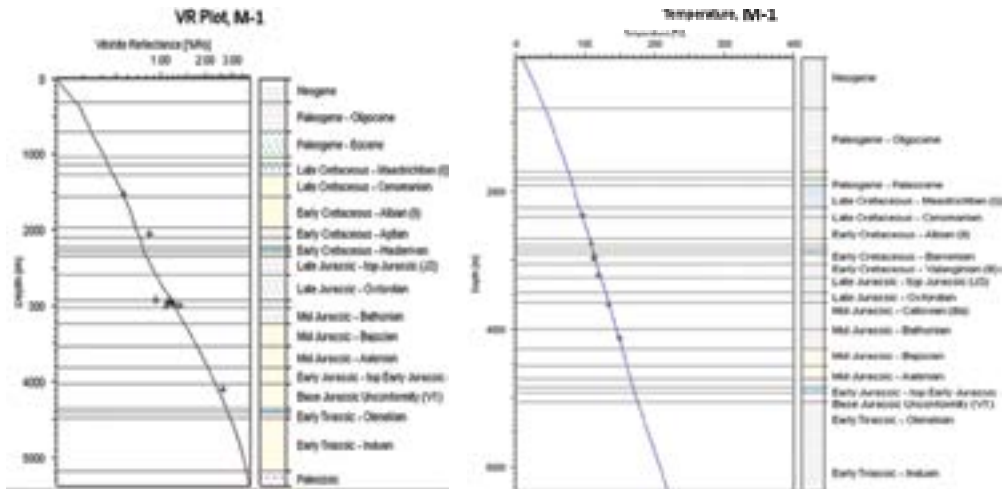


Рисунок 6. Калибровка 1D-модели по скважине М-1

Графики по отражающей способности витринита и с замерами температур. Данные зрелости (символы) свидетельствуют о хорошем соответствии с расчетной моделью (сплошные линии)

По результатам 1D-моделирования выявлены и подтверждены нефтегазоматеринские породы в общепринятых ме-

зозойских (триасовых) толщах. На рис. 6 и 7 заметно, что области, где отражательная способность витринита (%Ro) достиг-

ла 0,5–0,7%, соответствуют зоне ранней зрелости органического вещества и соответственно низкому генерационному потенциалу, в то время как показатели отражательной способности витринита, достигнувшие 0,7–1,0%, характеризуют области «нефтяного окна», где наблюдается максимальная генерация УВ.

По скважине Т-1 трансформация органического вещества в УВ триасовых НМП наблюдается в позднеюрский период, где генерация газа происходит в позднем меле (рис. 7). Вероятно, подобные изменения связаны с тектоническим развитием региона, так как скважина находится в зоне поднятия.

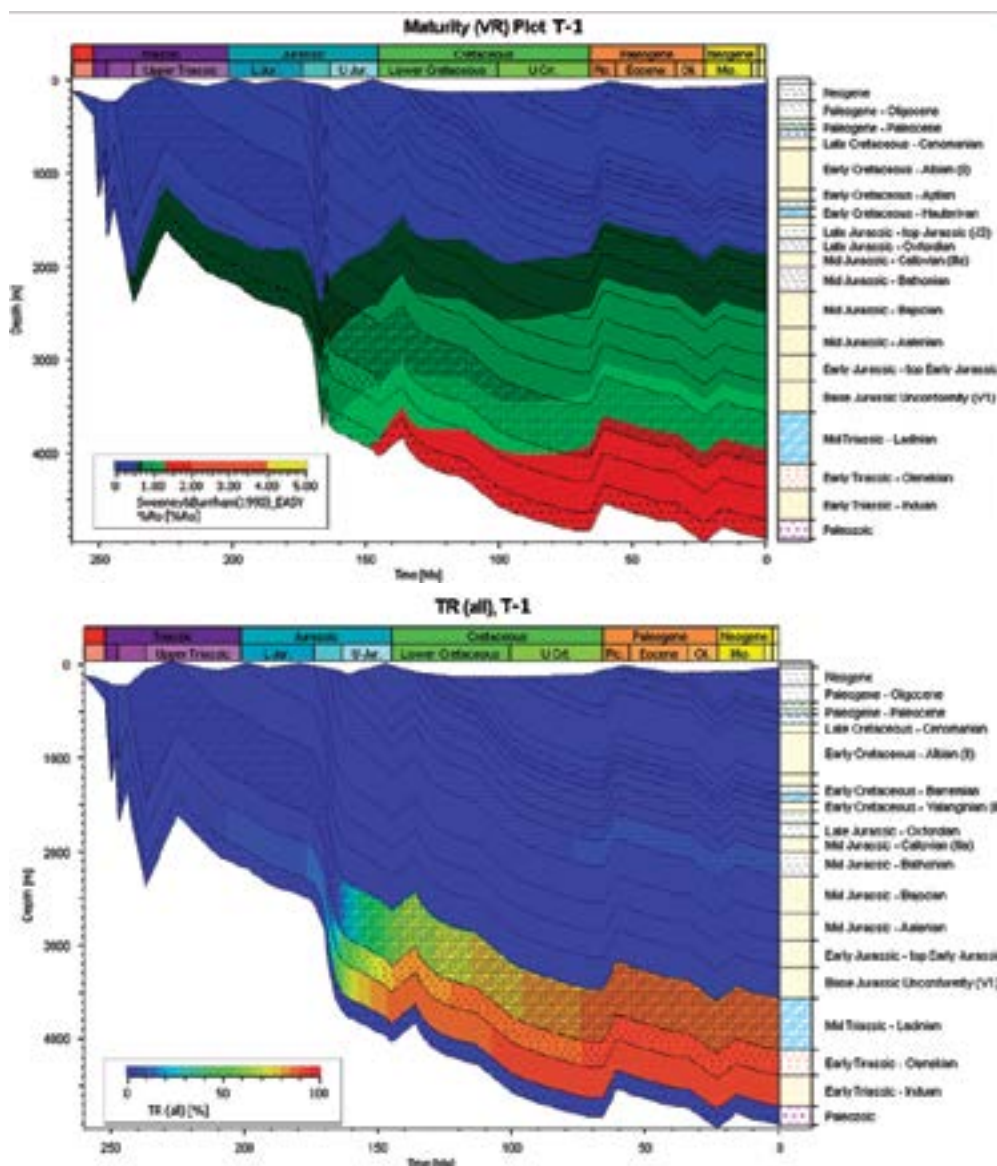


Рисунок 7. Калибровка 1D-модели по скважине Т-1

Откалиброванные скважины и полученные результаты, такие как тренды теплового потока, палеоуровня моря использованы при дальнейшем расчете 2D и 3D-моделей (рис. 8, 9).

2D-моделирование

Модуль 2D-моделирования может быть использован как для регионов с ограниченными данными, где достаточно построение геологического 2D-разреза, так и для экспресс-анализа районов с плотной сеткой изученности и прогноза изменения давления.

Для 2D-моделирования использованы различного направления геологические разрезы, проходящие через основные очаги генерации УВ, тем самым позволяя определить потенциальные пути миграции и влияние тектонических нарушений на формирование залежей. При симуляции 2D-модели шаг миграции установлен 5 миллионов лет (далее – Ma). Модель построена с учетом двухкомпонентной кинетики (нефть - газ). Кинетические параметры задавались согласно геохимическим свойствам нефтегазоматеринской породы.

Моделирование с учетом различной проводимости разломов показывает, что на региональном этапе при отсутствии данных о проводящей роли разломов и не столь значительной вертикальной амплитуде разломов существенных отличий в насыщении сводовых частей структур не отмечается. Вследствие этого при моделировании проводимость разломов рассчитана методом SGR (shale gouge ratio – коэффициент заполнения поверхности разлома глинистым материалом), где в среднем SGR = 50%. Данный метод учитывает соотношение между проницаемостью разрывного нарушения и количеством так называемой «глинки трения», которая присутствует в зоне разлома. Преимуществом данного метода является то, что модель рассматривает разломы как полупроводящие, учитывая геологические особенности региона (рис. 8).

Анализ чувствительности с примене-

нием разнообразных масштабов эрозии пород выявил, что крупные перерывы и размывы, происходившие после основной фазы генерации и миграции нефти и газа из очагов в ловушки, негативно влияют на процессы формирования и сохранности скоплений УВ, в то время как размывы амплитудой менее ~25–100 м, происходившие до начала основного этапа генерации и миграции УВ, несущественно влияют на формирование и сохранность залежей.

По данным 2D-моделирования предполагается латеральная миграция УВ с последующим вертикальным перераспределением (рис. 8). В целом, по результатам 2D-моделирования выявлены зоны нефте- и газогенерации, которые соответствуют существующим месторождениям региона (рис. 8).

3D-моделирование

3D-моделирование направлено на определение зрелости основных нефтегазоматеринских толщ по площади исследований, выделение очагов генерации углеводородов, оценку объемов сгенерированных и эмигрировавших углеводородов, выявление зон дренирования для перспективных объектов и оценку фазового состава флюидов в залежах (рис. 9) [1]. Возможно также проведение количественной оценки ресурсов потенциальных залежей при наличии данных о потере углеводородов.

После проведения 1D и 2D - моделирования выполнено заполнение каркаса модели всеми литологическими свойствами. Свойства распределены ремасштабированием литофациальных карт, построенным по результатам седиментационного анализа с учетом процентного соотношения фаций. Как ранее упоминалось, граничные условия, такие как тренды термального режима, изменений уровня моря, температуры поверхности, а также карты эрозий были подготовлены по результатам калибровки с данными геохимических исследований при анализе 1D и 2D-моделей углеводородного потенциала.

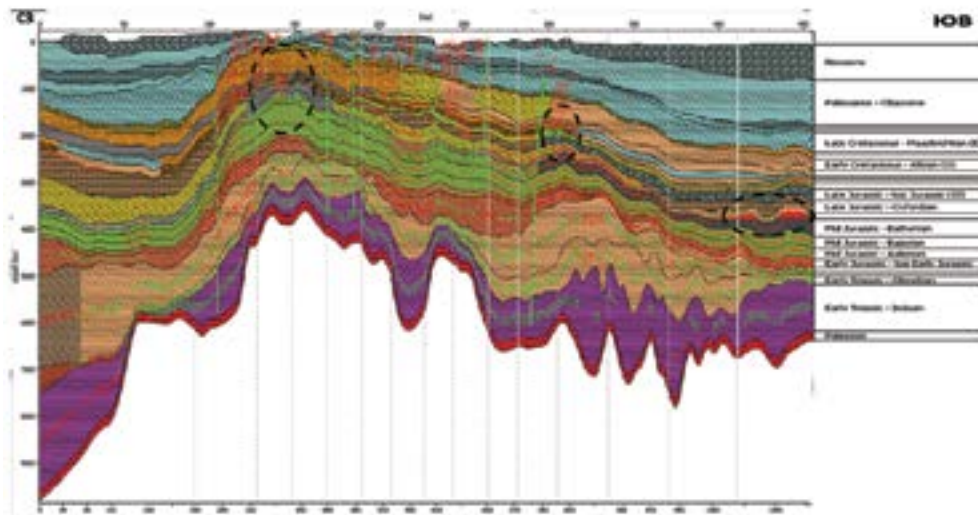


Рисунок 8. 2D-моделирование углеводородов
Пунктирным черным цветом выделены существующие месторождения.
Геологический разрез с СЗ-ЮВ направлением

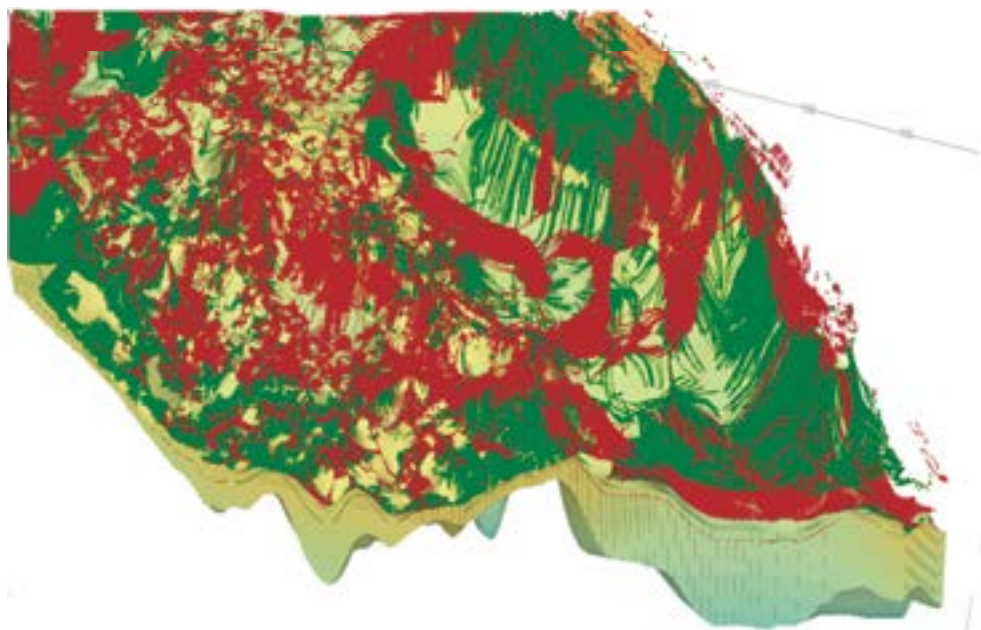


Рисунок 9. 3D-моделирование углеводородов с указанием миграционных путей
Зеленый – нефть; красный – газ.

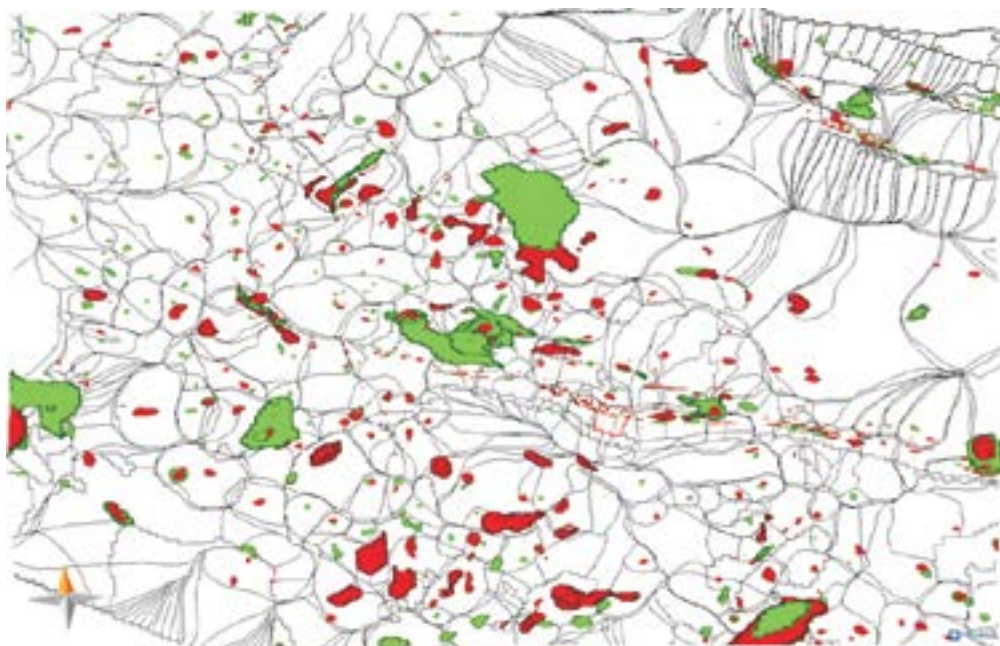


Рисунок 10. 3D-модель аккумуляции нефтяных (зеленый) и газовых (красный) залежей

При симуляции шаг миграции выбран 10 Ма с учетом двухкомпонентной кинетики (нефть газ) и гибридным методом миграции разломы приняты полупроводящими. Существенным преимуществом 3D-моделирования является наличие возможности проследить формы структур в различных направлениях.

По результатам работ проанализирована полная история осадконакопления, протекавшая на разных интервалах времени, процессы генерации, миграции и аккумуляции углеводородов (рис. 10), подтверждены зоны генерации УВ. Присутствует влияние дополнительных источников УВ в системе, вероятно, палеозойского происхождения, так как в условиях погружения осадочных толщ региона значительная часть углеводородов могла сохраниться и образовать залежи в перекрывающих палеозой породах мезозойского возраста.

При анализе миграции УВ выявлено, что глубокозалегающие структуры в основном заполнились газом и конден-

сатом, причем в погруженных зонах ловушки сосредоточили в себе конденсаты (рис. 9). Все остальные участки находятся в нефтяном окне. Выработанность органического вещества в исследуемом регионе составила от 60 до 100%. Роль вертикальных перетоков углеводородов являлась значительной для всего мезозойского разреза, но особенно важную роль сыграла для триасовых отложений за счет тектонической активности региона. Аккумуляция углеводородов была обусловлена наличием флюидоупора – залегающей над серией преимущественно глинистых отложений.

По итогам моделирования получена 3D-модель исследуемого региона с прогнозируемым расположением залежей нефти и газа (рис. 10). Выявлено, что в основном сформированы нефтяные залежи, где также из более глубоких горизонтов мигрирует газ. В дальнейшем результаты бассейнового моделирования использовались для построения карт рисков, что позволило определить первоочередные

объекты для постановки геологоразведочных работ.

Полученный результат следует считать промежуточным, так как для более полной характеристики нефтегазоносного потенциала необходимы детальные геолого-геофизические, а также геохимические исследования с равномерным охватом по всей рассматриваемой площади. Модель необходимо обновлять по мере поступления новых геолого-геофизических и геохимических данных.

Выводы

Проведенные комплексные работы по бассейновому моделированию подтвердили возможность формирования скоплений жидких и газообразных углеводородов в продуктивных терригенных отложениях за счет процессов нефтегазообразования не только в общепринятых мезозойских нефтегазоматеринских толщах. Также выявлено, что источником скоплений являются более глубокопогруженные палеозойские отложения. Расчетные модельные скопления пространственно совпадают с существующими залежами углеводородов осадочного бассейна и сопредельных территорий, что подтверждает корректность адаптации процесса моделирования и симуляции нефтегазоносных комплексов.

В процессе моделирования решены задачи восстановления истории нефтегазоматеринских пород, определения времени и масштабов генерации УВ, а также направления возможных путей миграции и областей скопления УВ. Результаты моделирования показывают геологическую историю развития региона и позволяют оценить возможности отдельных локальных зон и участков в формировании возможных залежей УВ в ее пределах.

Технология бассейнового моделирования позволяет проводить ранжирование перспективных объектов статистическим методом, на основе которого подготовле-

ны рекомендации для дальнейшего направления геологоразведки.

Сопровождение модели осадочного бассейна по мере поступления новых геолого-геофизических данных как сейсмических, скважинных, так и результатов геохимических исследований позволит снизить неопределенности модели, уточнить объемы и направления дальнейших геологоразведочных мероприятий.

Данный процесс комплексного анализа и моделирования осадочного бассейна является уже международной практикой, применяемой крупными нефтегазовыми компаниями мира до проведения геологоразведочных работ. Настоящая работа является продолжением ранее проведенных исторических региональных исследований, но с применением современных геолого-геофизических данных, методик и алгоритмов анализа, что позволило повысить понимание развития исследуемого региона и механизмов работы нефтегазоносных систем. Результаты работ помогли снизить неопределенности и риски при выделении перспективных, ранее не изученных регионов, для включения в портфель разведочных проектов. Текущие результаты указывают на вероятное воздействие дополнительных нефтематеринских пород палеозойского комплекса, так как триасовый комплекс не в полной мере наполняет ловушки текущих месторождений, кроме того о потенциальной палеозойской нефтематеринской породе свидетельствуют современные результаты геохимических анализов нефти. Следует также отметить, что результаты анализа и седиментационная модель региона позволили прогнозировать пространственное распространение возможных литологических ловушек, что может дать новый толчок для геологоразведочных работ в регионе, где были уже исследованы большинство структурных ловушек.

Список использованной литературы

1. Захрямина М.О. Бассейновое моделирование углеводородных систем в юго-западных районах Томской области (Нюрольская мегавпадина и сопредельные территории). – Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН, Новосибирск, 2016,. №3 (27).
2. Кузнецова Е.А. Перспективы нефтегазоносности южной части Верхнепечорской депрессии по данным 1D бассейнового моделирования. – Вестник Пермского университета - геология, поиски и разведка нефтяных и газовых месторождений. Пермский государственный национальный исследовательский университет, 2017, т. 16, №2.
3. Allen A. Philip, Allen John R. Basin analysis: principles and application to petroleum play assessment. Third edition. – Willey-Blackwell, 2014, 603 p.

БАССЕЙНДІК МОДЕЛЬДЕУ НӘТИЖЕЛЕРІ БОЙЫНША КӨМІРСУТЕКТІ ШИКІЗАТТЫ ІЗДЕУ ӘДІСІ

М.Ж. Таубасова, О.Б. Бегимбетов

Түйіндеме

Бассейндік модельдеу - бұл шөгінді бассейнінің қалыптасуының тектоникалық және седиментациялық процестерінің бүкіл тізбегін қалпына келтіру үшін геологиялық, геофизикалық, геохимиялық және далалық ақпараттарды, сонымен бірге практикалық геологиялық білімді біріктіретін құрал. Оның көмегімен мұнай-газ кешендерінің элементтерін бөлу принциптерін және генерация, миграция, көмірсутектердің жинақталу механизмдерін толығырақ түсінуге мүмкіндік береді. Бұл мақалада мұнай-газ жүйесін модельдеу процесі комплексті талдау, интерпретация және интеграция кезеңінен бастап, мұнай-газ жүйесінің перспективаларын бағалаумен және жер қойнауын пайдалану үшін басым объектілерді таңдаумен аяқталады.

Түйінді сөздер: бассейндік модельдеу, генерация, мұнайтудырушы тау жыныстары, жинақталу, мұнайлы-газды десте.

HYDROCARBON EXPLORATION METHOD BASED ON BASIN MODELING

M. Taubassova, O. Begimbetov

Abstract

Basin modeling is a tool that combines geological, geophysical, geochemical and field data, as well as practical geological knowledge in order to reconstruct the entire chain of tectono-sedimentological processes of sedimentary basins. Current approach allows us to understand in more detail the principles of the petroleum systems- mechanisms of generation, migration and accumulation of hydrocarbons.

The paper describes the process of basin modeling starting from the stages of complex geological and geophysical analysis, interpretation and integration of data, ending with a risk assessment of the potential pool of prospects and selection of prospects for subsoil use.

Key words: basin modeling, oil and gas accumulations, generation, source rock, petroleum systems.

Информация об авторах

Таубасова Мадина Жанаевна – магистр наук в области «Нефтегазовой геонауки» (Heriot-Watt University), ведущий инженер департамента региональной геологии, *m.taubassova@kmg.kz*;

Бегимбетов Олжас Бауржанович – магистр наук в области «Нефтегазовой геонауки» (Imperial College London), управляющий директор по разведке, *o.begimbetov@kmg.kz*.
ТОО «КМГ Инжиниринг», г. Нур-Султан, Казахстан.

УДК 550.8.05

ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ И МОДЕЛИРОВАНИЕ КАРБОНАТНОГО РЕЗЕРВУАРА КТ-II МЕСТОРОЖДЕНИЯ КОЖАСАЙ (ВОСТОЧНЫЙ БОРТ ПРИКАСПИЙСКОЙ СИНЕКЛИЗЫ)

А.А. Жансеркеева

В настоящей работе представлены результаты по комплексированию геолого-геофизических данных (региональных геолого-геофизических исследований, результатов бурения, исследований керна и шлама, результатов интерпретации 3D-сейсмике, данных скважинных микросканеров) месторождения Кожасай для построения геологической модели. Проведены сбор и ревизия данных скважинных микросканеров. Построена гибридная модель трещин (явных и неявных). Месторождение Кожасай находится в разработке с 2003 г., за период эксплуатации выработка запасов нефти составила 22% по состоянию на 01.01.2019 г. На основе построенной геологической модели карбонатных отложений КТ-II выполнена фильтрационная модель.

Ключевые слова: карбонатный резервуар, КТ-II, стратиграфия, керн, скважинные микросканеры, фации, литотипы, трещиноватость.

В региональном плане нефтегазоконденсатное месторождение Кожасай приурочено к подсолевым нижнекаменноугольным отложениям в зоне сочленения Предуральского прогиба и Прикаспийской синеклизы (восточный борт). Площадь месторождения Кожасай относится к Тускум-Кожасайской литолого-фациальной зоне [1].

Месторождение характеризуется высокой степенью геолого-геофизической изученности, площадь месторождения равномерно разбурена 7 поисковыми, 17 разведочными скважинами, в 2006–2019 гг. пробурено 63 эксплуатационных скважины. Самая глубокая скважина ПГС-1 вскрыла палеозойские отложения на глубине 6031 м.

Биостратиграфическое расчленение продуктивного разреза выполнено ТОО «АктюбНИГРИ» в 2010 г. на основе изучения фораминифер и водорослей, споро-пыльцевого анализа (по шламу и керну из 12 скважин) [2]. Продуктивный разрез представлен карбонатными отложениями визейского, серпуховского, башкирского и московского ярусов нижнего и среднего карбона, который объединен в единую продуктивную толщу КТ-II. В результате детальной корреляции скважин толща КТ-II была разделена на 2 пачки КТ-II-I и КТ-II-II. Вторая карбонатная толща КТ-II имеет стратиграфическую мощность порядка 470–500 м.

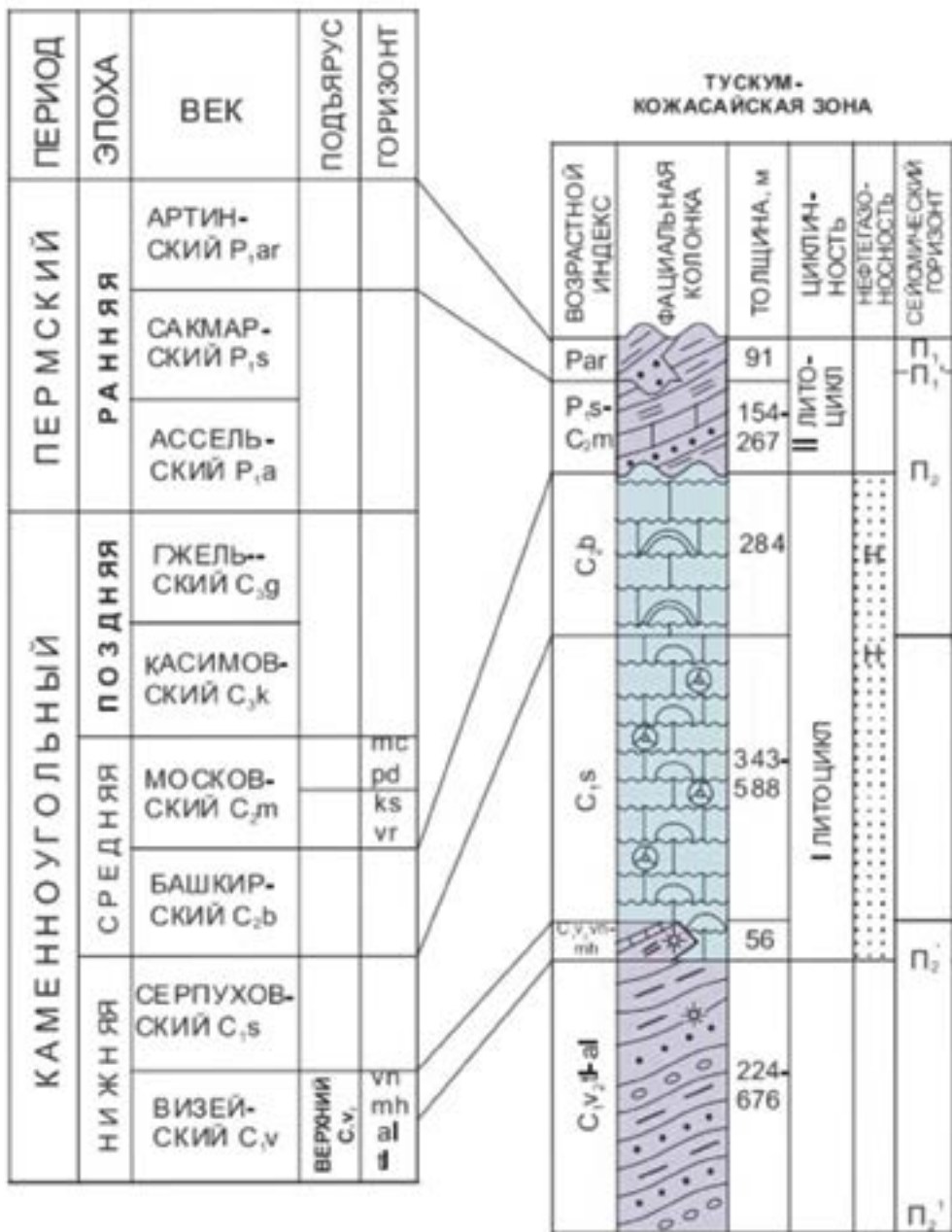


Рисунок 1. Литолого-стратиграфическая схема подсолевых отложений Тускум-Кожасайской зоны [3]

Высокая степень геолого-геофизической изученности месторождения позволила на основе априорной информации получить кубы параметров матрицы и трещин, описывающих строение карбонатного резервуара КТ-II.

Структурные построения выполнены по результатам переинтерпретации 3D-сеймики, вертикальные зоны выполнены в соответствии с принятой стратиграфической разбивкой продуктивного разреза.

По материалам 3D-сейсмике кровля нижней карбонатной толщи выделяется как высокоамплитудный репер, соответствующий границе перехода от карбонатных к терригенным отложениям. В пределах продуктивной части прослежена кровля протвинского горизонта (C1s-p), кровля тарусского горизонта (C1s-t), кровля михайловского горизонта (C1v-m). По результатам структурного и динамического анали-

зов протрассированы разломы субмеридионального и субширотного простирания.

Необходимо отметить, что в центральной части месторождения в зоне развития соляного диапира не удалось уверенно проследить отражения и дизъюнктивные нарушения. По итогам анализа сейсмических атрибутов не выявлено прямой связи с фациальной изменчивостью карбонатных отложений.

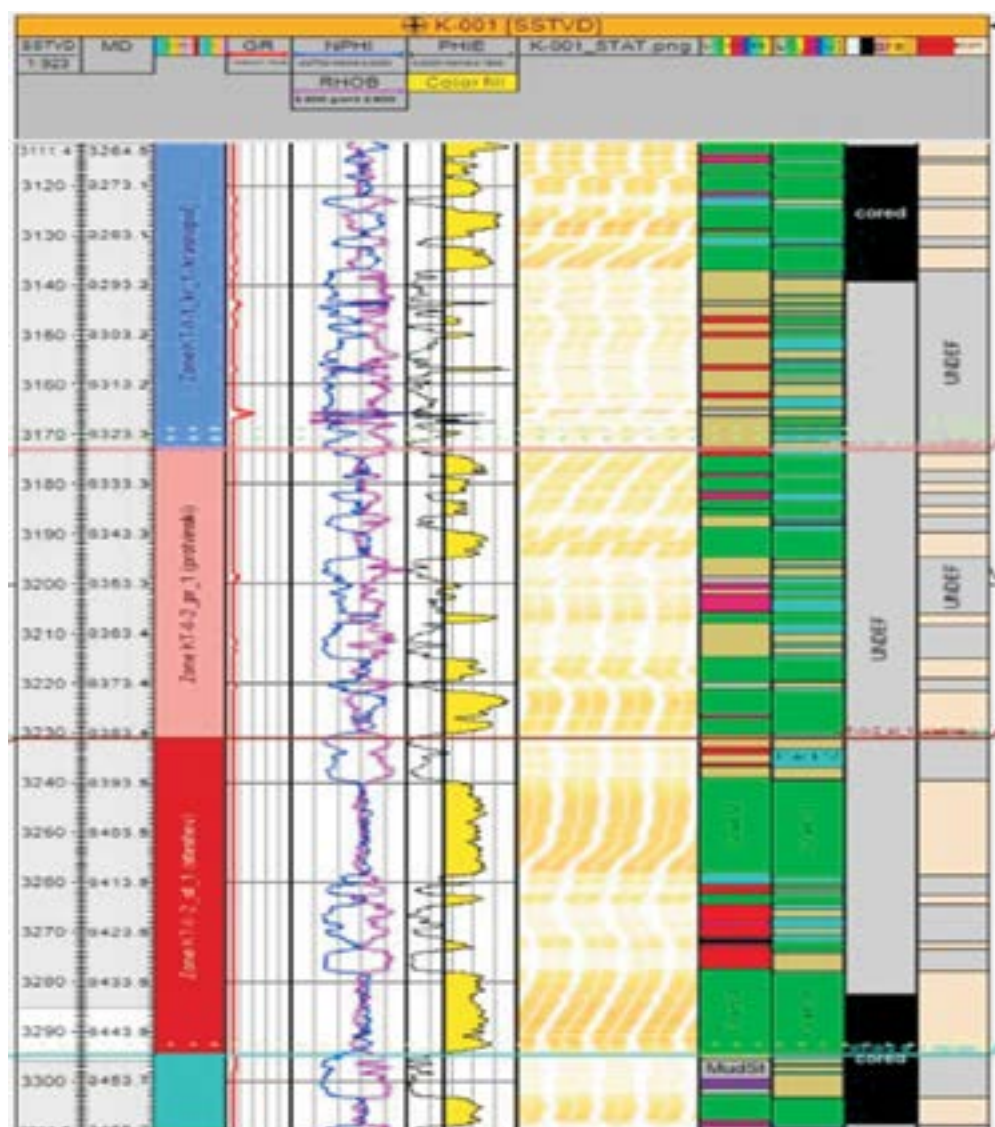
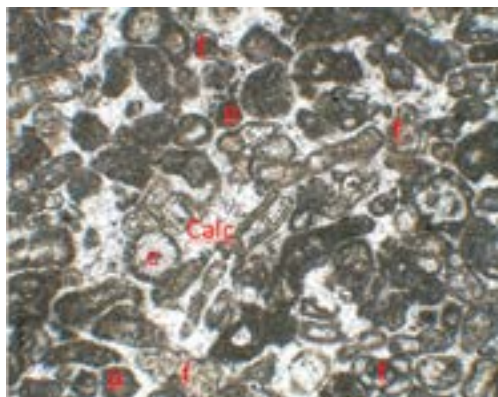


Рисунок 2. Планшет скважины K-001, выделение литотипов (грейнстоун, пакстоун, вакстоун)

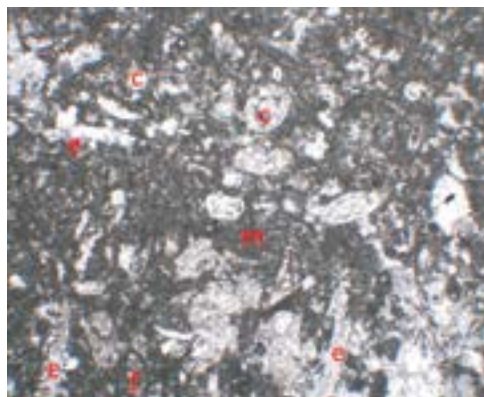
Низкая степень литологической, седиментологической и геохимической изученности карбонатного резервуара КТ-II на момент разработки модели требовала проведения дополнительных литолого-фациальных исследований. Результаты макроскопического и микроскопического исследований керна дали хорошую сходимость литологической неоднородности со скважинными имиджами и ГИС (рис. 2). Лабораторные исследования вещественного состава пород указывают на каль-

цитовый состав пород-коллекторов КТ-II. В шлифах отмечается микроспаритовый цемент (рис. 3). Средняя пористость составляет 5–8%.

Анализ региональных данных, 3D-сейсмики, керновых исследований, данных ГИС и скважинных микросканиров позволил провести районирование площади месторождения на фациальные зоны (внутренняя лагуна, ближний шельф, дальний шельф) и выделить 3 литотипа: грейнстоун, пакстоун и вакстоун.



а) Пелоидный пак-грейнстоун



б) Биокластовый вакстоун

Рисунок 3. Месторождение Кожасай. Фотографии шлифов, демонстрирующие обстановки осадконакопления в каменноугольное время: (e) иглокожие, (p) пелоиды, (f) фораминиферы, (c) обломки кораллов, (m) микрит, (Calc) перекристаллизация микрита (микроспарит)

Как оказалось, породы-коллекторы визейско-башкирского комплекса приурочены к зонам развития отмельных карбонатов (биокластовых, оолитовых и литокластовых грейнстоунов, обладаю-

щих сравнительно высоким емкостным потенциалом), которые формировались на приподнятых участках морского дна [3] (рис. 4).

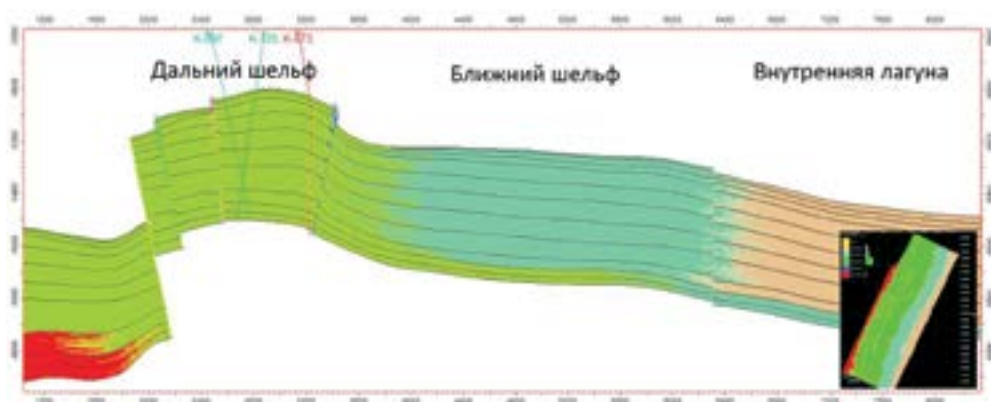


Рисунок 4. Поперечный профиль, модель фациальных зон месторождения Кожасай

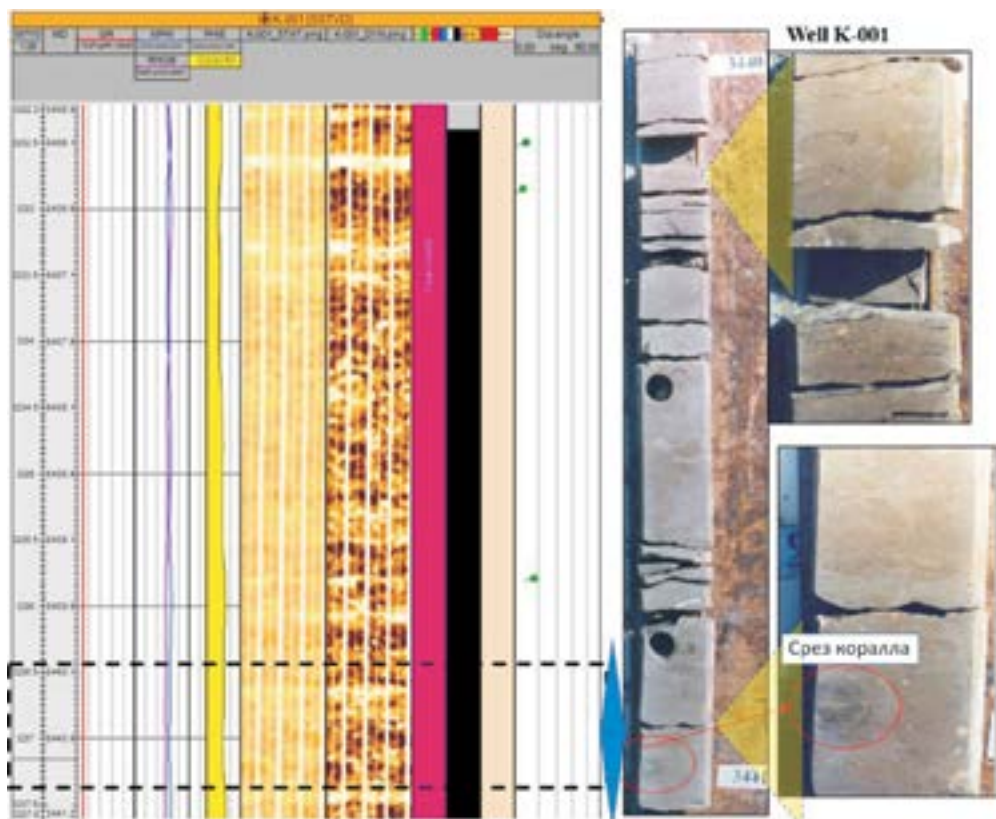


Рисунок 5. Месторождение Кожасай. Скважина К-001, сопоставление ГИС, FMI, керн: трещины субгоризонтальные вдоль напластования, преобладают открытые макро- и микротрещины, густота трещин 40–45 1 /м, раскрытость 0,5–1 мм

В ходе исследований выяснилось, что в результате макроскопического изучения по статическим и динамическим имиджам FMI микротрещины не регистрируются, а на динамическом имидже видна субгоризонтальная слоистость (рис. 5). По результатам качественного выделения литотипов в разрезе скв. 001, 002, 003, где

имеются данные FMI, керны, РИГИС, были определены критерии для выделения основных литотипов (рис. 6). При обосновании литотипов использована классификация Р. Данхэма [4]. Поэтому в отдельных скважинах с ограниченным комплексом ГИС интерпретация литотипов выполнена вручную.

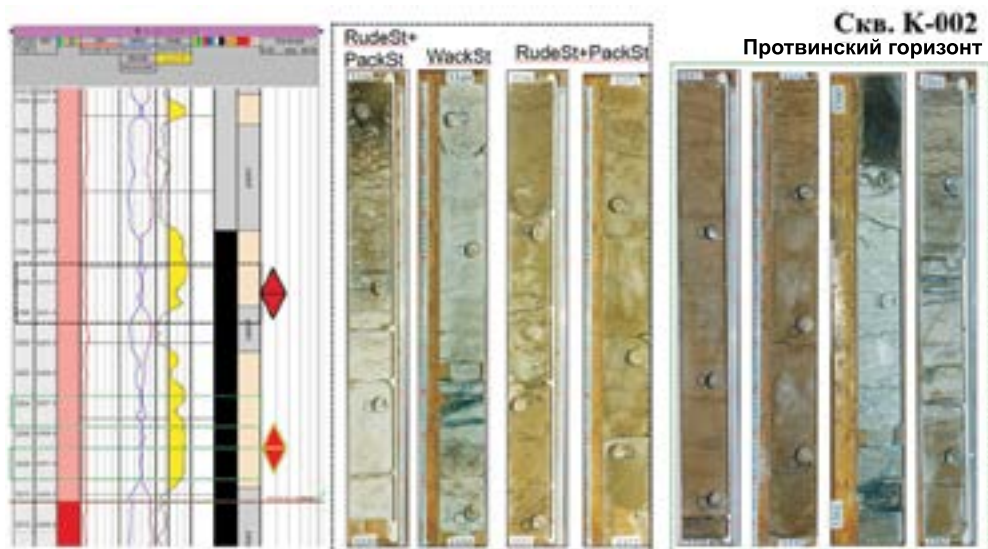


Рисунок 6. Месторождение Кожасай. Скважина К-002, выделение литотипов по данным керна и ГИС (пелоидно-биокластовый пакстоун, грейнстоун, прослой рудстоуна до 10–15 см)

Распространение выделенных литотипов в межскважинном пространстве проводилось в пределах каждой фациальной зоны отдельно с использованием метода SIS (стохастического индикаторного моделирования) и результатов варио-

граммного анализа (рис. 7). При подборе параметров вариограмм учитывалось количественное соотношение литотипов по площади и разрезу по представительной группе скважин.

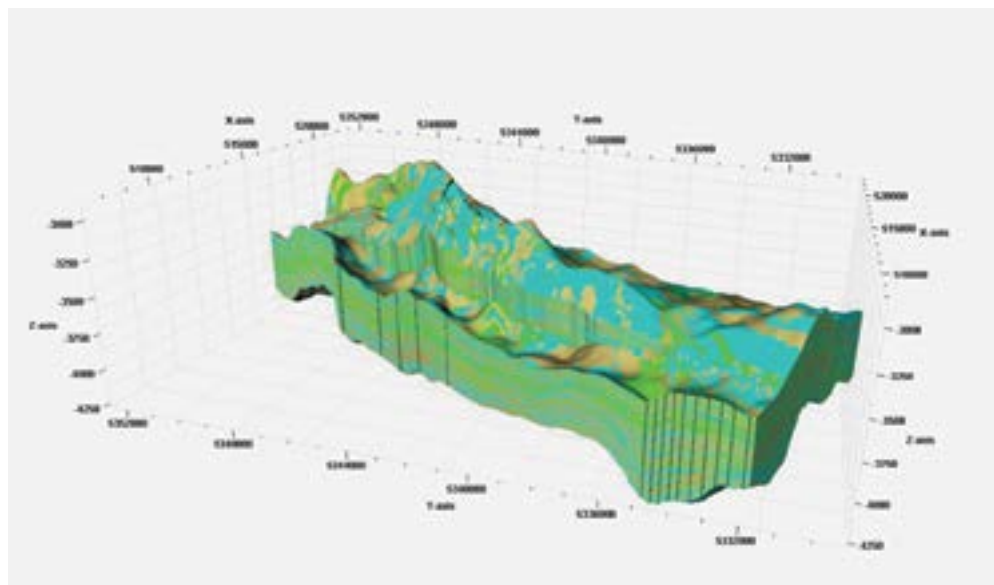


Рисунок. 7. Месторождение Кожасай. Результирующий куб литотипов

Моделирование трещиноватости

Низкопористые органогенно-детритовые известняки месторождения Кожасай относятся преимущественно к порово-трещинному и в меньшей степени – к трещинному типу коллектора, характеризуются высокой литолого-фациальной изменчивостью. Трещины являются путями фильтрации флюидов и в определенной мере участвуют в формировании емкостного пространства. Ориентация и стратиграфическая приуроченность трещин имеют сложный характер. По результатам специальных исследований ядра отмечается средняя степень перекристаллизации карбонатной толщи КТ-II. Вследствие уплотнения, стилолитизации карбонатных пород происходили перекристаллизация и частичное переотложение карбонатного материала, часть трещин залечена и заполнена кальцитом.

Для кондиционного прогноза зон развития и ориентации трещин КТ-II были интегрированы результаты переинтерпретации 3D-сеймики, результаты исследования ядра и данные электрических микросканеров. Построение модели трещин выполнено в ПК Petrel.

В связи с этим определение типа трещин и их генезиса (происхождения) должно предшествовать процессу построения вероятностной 3D-модели трещин. По результатам анализа и обобщения региональных данных, тектонической истории района, керновых и скважинных исследований были выделены 2 основных генетических вида трещин согласно генетической классификации трещин ВНИГРИ [5]:

1. Тектонические трещины (разноориентированные системы трещин, обусловленные тектоническими деформациями). Моделирование тектонических трещин выполнено методом DFN.

2. Диагенетические (литогенетические) трещины, возникшие вследствие перекристаллизации пород. Моделирование диагенетических трещин выполнено методом IFN.

По отношению к слоистости литогенетические трещины располагаются субвертикально или наклонно. Данный тип трещин влияет на емкость матрицы и контролируется литолого-фациальными особенностями карбонатных пород.

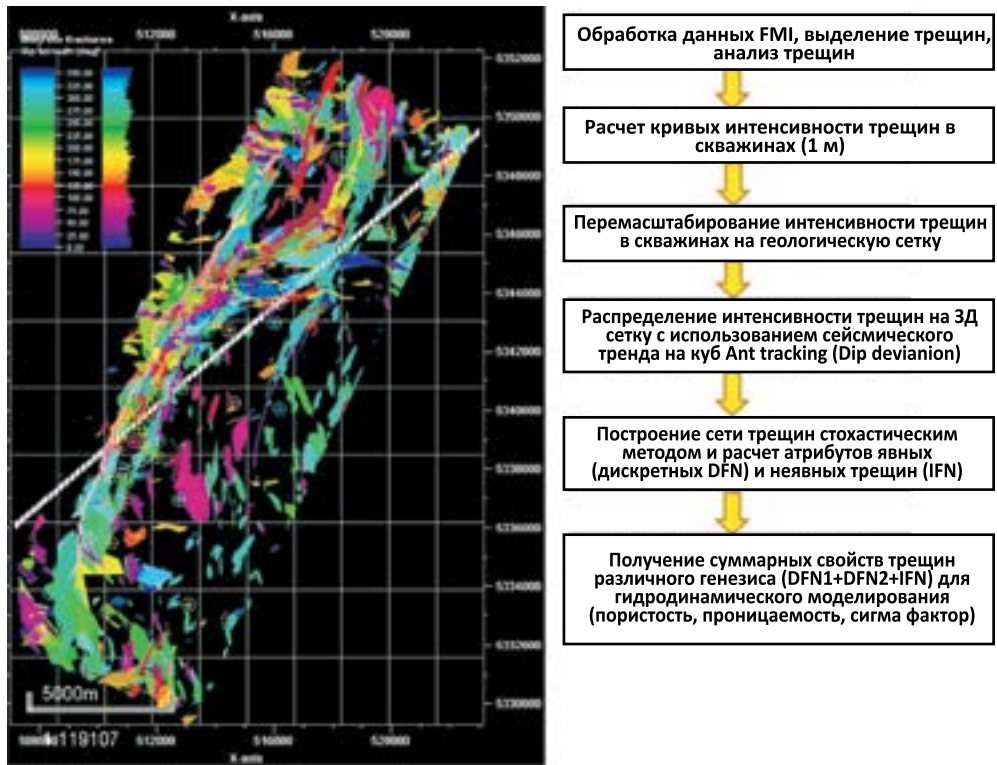


Рисунок 8. Результаты выделения дискретных трещин (DFN) по результатам Ant tracking вид в плане) и граф моделирования трещиноватости в интервале КТ-II

Наибольшее влияние на процессы фильтрации оказывают тектонические трещины. Применение алгоритма Ant tracking на базе сейсмического атрибута DipDev (Угол падения) позволило наиболее достоверно выделить и проследить предполагаемые малоамплитудные нарушения сплошности породы (рис. 8). Данная система трещин (DFN1) была сгенерирована детерминистическим способом с использованием модуля Fracture Modeling в ПО Petrel. Дополнительно, по данным скважинных микросканеров, сгенерировано 2 системы явных трещин с использованием стохастических алгоритмов (DFN 2).

В связи с высокой неопределенностью при прогнозе зон развития и ориентации литогенетических трещин был построен куб трещиноватости с использованием метода моделирования неявных трещин (IFN). При построении гибридного куба

трещин использованы результаты статистического анализа интенсивности, ориентации и раскрытости трещин по данным ядра и скважинных микросканеров (FMI, CMI).

Выводы

1. Выявлено влияние фациальных особенностей на коллекторские свойства карбонатных коллекторов КТ-II. По материалам ГИС, ядра, петрографических исследований развитие первичной и вторичной пористости наиболее выражено для фаций фораминиферо-водорослевых биогерм, образованных в мелководно-морских условиях пологого шельфа.

2. На основе анализа данных ГИС и ядрового материала автором разработана концептуальная модель осадконакопления и выработана методика построения цифровой литолого-фациальной модели и модели трещиноватости (модели явных DFN и неявных IFN трещин).

Комплексирование геолого-геофизической информации и обобщение литолого-фациальных исследований при построении цифровой геологической модели месторождения Кожасай позволило повысить достоверность геолого-гидродинамической модели.

Разработан и реализован граф моделирования трещиноватости в ПО Petrel, в результате чего получена гибридная модель трещин для КТ-II, рассчитаны

суммарные атрибуты 4 систем трещин (пористость, проницаемость, сигма-фактор).

Дополнительно результаты комплексирования геолого-геофизических данных месторождения Кожасай планируется использовать для оценки перспектив подсолевых карбонатных отложений на уровне нижнего и среднего карбона в пределах Тускум-Кожасайской литолого-фациальной зоны.

Список использованной литературы

1. Мильничук В.С., Тарханов Н.Б., Гибшман И.Н. и др. Геология и нефтегазоносность Юго-Востока Прикаспийской синеклизы (Западный Казахстан). – Наука КазССР, Алма-Ата, 1988 г.
2. Литолого-петрографическая, биостратиграфическая характеристика и коллекторские свойства карбонатных пород по скважине К-001 месторождения Кожасай. – ТОО «АктюбНИГРИ», Актюбе, 2005 г.
3. Абилхасимов Х.Б. Особенности формирования природных резервуаров палеозойских отложений Прикаспийской впадины и оценка перспектив их нефтегазоносности. – Издательский дом Академии Естествознания, М., 2016, 244 с.
4. Dunham R.J. Classification of carbonate rocks according to depositional texture. – Classification of carbonate rocks, Simp. Amer. Assoc. Petrol. Geol., Tulsa, 1962. Vol. 1. p. 108–121.
5. Методические рекомендации по изучению и прогнозу коллекторов нефти и газа сложного типа. – ВНИГРИ, Л., 1989, 102 с.

ҚОЖАСАЙ КЕН ОРНЫНЫҢ КТ-II КАРБОНАТТЫ РЕЗЕРВУАРЫНЫҢ ГЕОЛОГИЯЛЫҚ ҚҰРЫЛЫМЫ ЖӘНЕ МОДЕЛІ (КАСПИЙ МАҢЫ СИНЕКЛИЗАСЫНЫҢ ШЫҒЫС ЖИЕГІ)

А.А. Жансеркеева

Түйіндеме

Аталған жұмыста Қожасай кен орнының геологиялық моделін құру мақсатында геологиялық-геофизикалық деректерін (аймақтық геологиялық және геофизикалық зерттеулер, бұрғылау нәтижелері, керн мен шламды зерттеу, 3D сейсмикалық талдаудың нәтижелері, ұңғымалық микросканерлердің деректері) біріктіру нәтижелері ұсынылған. Ұңғымалық микросканерлердің деректерін жинау және қайта қарастыру жұмыстары жүргізілді. Жарықшақтардың гибриді моделі тұрғызылды (айқын және жасырын жарықшақтар). Қожасай кен орны 2003 жылдан бастап игерілуде, пайдалану кезеңіндегі мұнай өндіру көлемі 2019 жылдың 1 қаңтарына 22%-ды құрады. КТ-II карбонатты кешенінің геологиялық моделінің негізінде сүзілу үлгісі жасалды.

Түйін сөздер: карбонаты резервуар, КТ-II, стратиграфия, керн, ұңғымалық микросканерлер, фация, литотип, жарықшақтар.

**GEOLOGICAL STRUCTURE AND MODELING CARBONATE RESERVOIRS OF KT-II OF THE
KOZHASAY FIELD (THE EASTERN EDGE OF PRICASPIAN BASIN)**

A.A. Zhanserkeyeva

Abstract

In the present work the major results of integrating data from Kozhasay field for 3D geological modeling had been described (regional geological data, exploration and production drilling results, core and cuttings data, 3D seismic data interpretation results, borehole images). The entire borehole imaging data were revised and used for fracture modeling. The hybrid fracture model was generated (discret and implicit fractures). The Kozhasay field had been under production since 2003 and it has produced 4 % of the STOIP as for 01.01.2019. The integrated geological model of KT-II carbonate reservoirs was used to create hydrodynamic model of the field.

Keywords: carbonate reservoir, KT-II, stratigraphy, core, borehole microimages, facies, lithotypes, fractures.

Информация об авторе

Жансеркеева Айнура Алтаевна – заместитель директора департамента промысловой геологии и геологического моделирования, ТОО «КМГ Инжиниринг», a.zhanserkeyeva@kmg.kz.

УДК 553.98

ВТОРОЙ ЭТАП ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ. ОПОИСКОВАНИЕ СЛОЖНОПОСТРОЕННЫХ НЕТРАДИЦИОННЫХ ЛОВУШЕК УГЛЕВОДОРОДОВ

К.К. Манкенов

На основании изучения и обобщения исторических материалов и доступных в интернете статей по истории поисков, разработки и добычи на основных месторождениях Казахстана и анализа мирового опыта проведения геологоразведочных работ дана оценка возможных причин текущего состояния нефтегазовой отрасли, падения добычи и неэффективности геологоразведочных работ. Предлагается пересмотреть «классические» представления (парадигмы) о геологическом строении месторождений на основе новых геологических идей и ускорения процесса перехода на второй этап геологоразведочных работ, направленных на опоискование «нетрадиционных» типов неантиклинальных ловушек с привлечением новых технологий поиска и разведки, методических подходов для повышения эффективности поисков, разведки и добычи для обеспечения стабильности прироста запасов нефти и газа в Казахстане.

Ключевые слова: геологоразведочные работы (ГРП), углеводородное сырье, сейсмические данные, неантиклинальные ловушки, новые технологии, новые геологические идеи, парадигма поисков, залежь, нефть и газ.

С конца 90-х – начала 2000-х годов в мире выявлены и вовлечены в разработку новые залежи нефти и газа, в том числе и в сложнопостроенных неантиклинальных ловушках, включая районы исторических промыслов нефтедобычи. Так, существенный прирост запасов был получен в южной бортовой зоне бассейна Анадарко. На территории России открыта новая перспективная площадь Колтогорский тектонический прогиб, на которой удалось локализовать и открыть группу месторождений с извлекаемыми запасами порядка 150 млн т. К этой категории относятся и складчатые районы бассейна Ориноко в Венесуэле, Загрос в Иране и Ираке, и Таримский осадочный бассейн в Китае [1]. При этом нужно отметить, что размеры открытых залежей иногда намного больше ранее известных и разрабатываемых залежей.

Все эти открытия стали возможными благодаря новым идеям и переоценке ге-

ологического строения месторождений, а также разумному применению новых технологий поисков и разведки. Интеграция новых идей и технологий в процессе переинтерпретации исторической геологической информации сделала возможным выявление и вовлечение в разработку новых типов перспективных ловушек нефти и газа.

Ключевым фактором актуальности вопроса перехода на второй этап является то, что ранее применяемые поисковые технологии имели ограниченную информативность и низкую достоверность, и в результате этого позволяли находить лишь сравнительно простые и крупные объекты. В связи с этим нужно провести детальный и глубокий анализ всей исторической информации по действующим месторождениям и структурам, ранее выведенным из фонда подготовленных, как «бесперспективных». Применение новых идей и технологий даст возможность вы-

явить принципиально новые направления работ в этих «зрелых» районах и заново оценить потенциал «бесперспективных» структур, новый уровень понимания строения этих районов, которые, возможно, содержат крупные объекты, опосредованно которых сможет дать этим районам вторую жизнь.

К примеру, технологии трехмерных сейсмических съемок сегодня способны дать дополнительную информацию по строению залежей. По данным сейсморазведки можно оценить свойства пород и флюидов при правильном подходе и использовании такого мощного инструмента, как инверсия и анализ атрибутов сейсмического волнового поля. Анализ и расчеты компаний операторов подтверждают, что трехмерная сейсмическая съемка дает гораздо больше полезной информации, чем двумерная. Вопросы извлечения полезной информации из трехмерных сейсмических данных занимает новое направление в науке – геофизика месторождений. Высокоразрешающая скважинная сейсморазведка помогает в увязке данных ГИС и керн с данными поверхностных наблюдений и позволяет картировать всю площадь сейсмической съемки, исследуя характеристики, такие как пористость, проницаемость, литология и типы флюидов. Полагаясь на высококачественные трехмерные данные, основанные на передовых методах сбора, обработки и комплексной интерпретации, можно построить наиболее достоверную и полную геологическую модель месторождения, что позволит оптимизировать процесс разработки.

Ярким примером применения сейсмических данных для повышения эффективности оценки месторождения и разработки с применением сейсмической инверсии для картирования пористости является результат, полученный компанией Амоко Норвегия на месторождении Ход, где использование такой методики позволило выявить область высокопористого коллектора. Первоначально оценен-

ные запасы составляют 10,6 млн. м³ н.э., из которых 94% приурочены к Восточному Ходу. Несмотря на то, что залежь контролируется уверенным антиклинальным замыканием, ловушка является не только антиклинальной, но и стратиграфической. Было установлено, что подвижная нефть присутствует на отметках глубин ниже замкнутой изогипсы, а поведение коллектора контролируется совокупностью седиментационных, структурных и дигенетических факторов. Сложное взаимодействие этих факторов предопределяет сильную изменчивость коллектора в пространстве [2].

Использование новых технологий для верификации актуальных идей о геологическом строении и перспективах складчато-надвиговых зон дало понимание того, что их внутреннее строение не вписывается в рамки «классических» моделей, которые были сформулированы в 1930–1980 гг. Несоответствие структурных планов доюрских отложений, обусловленное структурной расслоенностью и дисгармоничной складчатостью осадочного чехла, указывает на наличие надвиговых структур. Подобные неопосредованные структуры выявлены в пределах северо-восточной оконечности кряжа Карпинского на территории российского сектора Каспийского моря. Данный факт значительно повышает перспективы выявления аналогичных структур в доюрской части разреза казахстанской части кряжа [3].

Поднадвиговые структуры, являющиеся основными продуктивными ловушками во многих странах и дающие львиную долю добычи, у нас практически не исследованы: единственное разрабатываемое месторождение – Лактыбай, потенциал других остается «за бортом» при постановке ГРП. В частности, рассмотрим Южно-Тургайский бассейн. Доюрский разрез остается практически неизученным, полученные данные о нефтеносности коры выветривания «протерозойского» фундамента носят единичный характер и не позволяют провести полноценную оценку

перспектив данного комплекса. Аналогичная ситуация с доюрскими отложениями п-ва Бузачи, района газового месторождения Кансу, Жетыбай-Узеньской ступени, Южной Эмбы и т. д. Тектоноседиментационная история развития и связанные с ней перспективы доюрской части нефтегазоносных регионов остаются практически неохваченными исследованиями.

Косвенным фактором, контролирующим интенсивность масштабов нефтегазообразования, является активность новейших тектонических движений. В этой связи зоны растяжения новейшего времени – основные каналы вертикальной струйной миграции глубинных перегретых флюидов – следует рассматривать как поисковые критерии зон нефтегазонакопления и единичных скоплений углеводородов (далее – УВ) [4, 5].

Литолого-фациальные критерии, материалы поисково-разведочного бурения указывают, что благоприятным признаком для выявления крупных месторождений является наличие мощных толщ осадочных пород, содержащих слои и горизонты хорошо проницаемых песков и алевролитов, перекрытых выдержанными на больших расстояниях толщами непроницаемых глин. Для образования ловушек литологического типа является благоприятным замещение по простиранию песков и алевролитов, слагающих продуктивные горизонты, непроницаемыми породами, например, глинами. Представляют также интерес трещиноватые и кавернозные разности карбонатных пород, являющихся ловушками крупных скоплений УВ. Так, газовое месторождение-гигант Панхэндл-Хьюгтон локализовано в зоне замещения пермских проницаемых карбонатных толщ свиты бигблэ и плотных глинистых пород. Общая протяженность полосы газоносности с севера на юг составляет около 200 км при ширине, достигающей в ряде мест 56 км.

Вероятность выявления неантиклинальных ловушек и залежей нефти в межкупольных мульдах Южной Эмбы намного

выше, чем на соляных куполах, поскольку практически все известные соляные купола уже разведаны. Также существует высокая вероятность того, что размеры ловушек межкупольной зоны гораздо больше по размерам, и экранирующие их разломы непроницаемы, а глинистые толщи слабо повреждены разрывными нарушениями. Такие перспективные поисковые объекты могут залегать глубже, чем на соляных куполах, но, тем не менее, они доступны для вскрытия современными буровыми установками [6,7].

Промышленная нефтегазоносность коры выветривания доюрских образований связана с широким спектром литологических разновидностей: ультраосновными, основными и кислыми интрузивными и эффузивными магматическими, метаморфическими и разнообразными терригенными и карбонатными осадочными породами. Кора выветривания, как правило, распространена в пределах эрозионно-тектонических выступов фундамента, образует сложнопостроенные ловушки для нефти и газа [8].

Полученные данные о нефтеносности коры выветривания «протерозойского» фундамента Южно-Тургайского осадочного бассейна подтверждают высокую вероятность обнаружения продуктивных коллекторов в породах фундамента.

Подавляющее количество залежей нефти и газа в породах фундамента относится к гранитоидному типу коллектора, в частности, месторождения Вьетнама (Белый Тигр, Дракон, Руби, Бави), месторождения зоны Суэцкого залива, Венесуэлы (Ла-Пас) и др. В Казахстане единственным примером такого типа месторождения является гранитоидная залежь месторождения Оймаша.

Теория и практика геологоразведочных работ на нефть и газ свидетельствуют о том, что опоискование и разработка антиклинальных ловушек является лишь первым этапом изучения нефтегазоносности региона, который завершается сравнительно быстро из-за естественного

истощения выявленного фонда структур. Вслед за ним наступает этап геологоразведочных работ, направленных на поиски скоплений нефти и газа в неантиклинальных ловушках. Этап поисков сложнопостроенных нетрадиционных ловушек является гораздо более сложным и длительным, требующим применения новых поисковых и добычных технологий, но все усилия и затраты окупаемы, и подтверждением тому является положительный мировой опыт.

Для удержания добычи, повышения эффективности бурения и обеспечения стабильного прироста запасов УВ нужно уйти от стереотипов в поисках нефти, изменить философию поисков и сфоку-

сировать поиск УВ в «нетрадиционных» районах, таких как прогибы, отрицательные формы рельефа, склоны поднятий. Задачей геологов на ближайшие годы является повышение эффективности ГРП для обеспечения существенного прироста запасов УВ на действующих и новых объектах. Необходимо сконцентрироваться на поисках идей по выявлению и вовлечению в разработку литологических и стратиграфических ловушек в зонах несогласий и выклиниваний, рифовых массивов и окаймляющих их осыпных шлейфов, в корях выветривания гранитов, в надвиговых структурах и тектонических прогибах, а также выполнить оценку запасов и рисков и передать новые объекты в разработку.

Список использованной литературы

1. Соколов А.В., Гриценко С.Б., Козупица Н.В. Локализация новых регионов поисковых работ в старых нефтегазоносных бассейнах – основа энергетической безопасности страны. – Сб. научных трудов (по материалам Межд. Научно-практической конф.), Май 2015, с. 14-16. – Материалы сайта https://istina.msu.ru/media/icollections/collectioneditorship/3d5/e57/9647481/Sbornik_trudov_Mezhdunarodnoj_nauchno-prakticheskoy_konferentsii_Novye_idei_v_geologii_nefti_i_gaza_-_2015.pdf
2. Таджал А., Грэг С. и др. Инструменты сейсморазведки для разработки месторождений. – Нефтегазовое обозрение Шлюмберже, 1997, том 2, № 1, с. 4-17. Материалы сайта <https://www.slb.com/resource-library>
3. Соборнов К.О., Волож Ю.А. Крупные открытия в старых районах: может ли это стать реальностью? – Сб. научных трудов (по материалам Межд. Научно-практической конф.), Май 2015, с. 10-13. – Материалы сайта https://istina.msu.ru/media/icollections/collectioneditorship/3d5/e57/9647481/Sbornik_trudov_Mezhdunarodnoj_nauchno-prakticheskoy_konferentsii_Novye_idei_v_geologii_nefti_i_gaza_-_2015.pdf
4. Черкешова С.М. К обоснованию механизма формирования залежей нефти и газа Южного Мангышлака. – Материалы сайта <http://lib.yu.edu.kz/elib/ns/doc0400>
5. Дмитриев Л.П., Попков В.И. и др. Влияние разломно-блоковой тектоники на формирование зон нефтегазоаккумуляции в пределах Южного Мангышлака. – Нефтегазовая геология и геофизика, 1979, № 1, с. 8-11. – Материалы сайта <http://www.geolib.ru/OilGasGeo/1982/03/Stat/stat05.html>
6. Б.К. Прошляков, Т.И. Гальянова, Ю.Г. Пименов, Ю.В. Ляпунов. Прогнозирование литологических ловушек в мезозойских отложениях Южно-Эмбенской нефтеносной области. – Геология нефти и газа, 1981, № 4. – Материалы сайта <http://www.geolib.ru/OilGasGeo/1981/04/Stat/stat07.html>
7. Н.А. Калинин. Основные закономерности в морфологии и нефтеносности соляных куполов Западного Казахстана. – Геология нефти и газа, 1958, № 9. – Материалы сайта <http://www.geolib.ru/OilGasGeo/1958/09/Stat/stat05.html>
8. Михайлец Н.М. Формирование залежей углеводородов в породах коры выветривания фундамента Западной Сибири. – Экспозиция Нефть Газ, 2012, № 5(23), с. 54-56. – Материалы сайта <https://cyberleninka.ru/article/v/formirovanie-zalezhey-uglevodorodov-v-porodah-kory-vyvetrivaniya-fundamenta-zapadnoy-sibiri>

ГЕОЛОГИЯЛЫҚ БАРЛАУ ЖҰМЫСТАРЫНЫҢ ЕКІНШІ КЕЗЕҢІ. КОМПЛЕКСТІ КЕШЕНДІК КӨМІРТЕКТІК ТРАПТЫ БАРЛАУ

К.К. Манкенов

Түйіндеме

Мақалада Қазақстанның негізгі кен орындарын барлау, игеру және өндіру тарихы туралы тарихи материалдар мен мақалаларды зерттеу және жалпылау, геологиялық барлау саласындағы әлемдік тәжірибені талдау негізінде қазіргі мұнай-газ саласының жағдайының себептері, шикі зат өндірісінің төмендеуі және барлау жұмыстарының тиімсіздігіне мүмкін болған салдар талқыланады. Қазақстанда мұнай мен газ қорларының өсу тұрақтылығын қамтамасыз ету үшін жаңа геологиялық идеялар негізінде кен орындарының геологиялық құрылымы туралы «классикалық» идеяларды (парадигмаларды) қайта қарау және жаңа іздеу және барлау технологияларын, тиімділікті арттырудың әдіснамалық тәсілдерін қолдана отырып, антиклинальдық емес көмірсутек тұзақтардың «дәстүрлі емес» түрлерін анықтауға бағытталған барлаудың екінші кезеңіне көшуді жеделдету ұсынылады.

Түйінді сөздер: геологиялық барлау жұмыстары, көмірсутек, сейсмикалық мәліметтер, антиклинальді емес тозақтар, жаңа технологиялар, жаңа геологиялық идеялар, барлау парадигмасы, шоғыр, мұнай және газ.

SECOND STAGE OF GEOLOGICAL EXPLORATION WORKS. DESCRIPTION OF COMPLEX NON-TRADITIONAL HYDROCARBON TRAPS

K.K. Mankenov

Abstract

The article reveals the possible causes of the current state of the oil and gas industry, the reasons for the decline in production, and the inefficiency of geological exploration based on study and synthesis of historical materials and available articles regarding exploration, exploitation and production on the main Kazakhstani fields and analysis of world experience in geological exploration. It is suggested to revise the “classical” approaches (paradigms) about the geological structure according to the new geological ideas and accelerate the transition to the second stage of exploration aimed at identifying “non-traditional” types of non-anticlinal traps with using new exploration technologies, methodological approaches to increase efficiency prospecting, exploration and production to ensure the stability of the oil and gas reserves growth in Kazakhstan.

Key words: geological exploration, hydrocarbons, seismic data, non-anticlinal traps, new technologies, new geological ideas, paradigm of search, accumulation, oil and gas.

Информация об авторе

Манкенов Кайрат Кемпирбаевич – эксперт ТОО «КМГ Инжиниринг»,
k.mankenov@niikmg.kz.

УДК 622.323

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАЗРАБОТКИ КАРБОНАТНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ СИСТЕМАМИ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН

Б.К. Хасанов, А.К. Касенов, М.Ш. Мусаев, Ж.М. Серниязов

Разработка месторождений с трещиноватыми коллекторами является актуальной проблемой. Запасы нефти по месторождениям АО «НК «КазМунайГаз» в карбонатных коллекторах составляют 90%, включая крупные проекты. Из-за двойной среды, обусловленной первичной (матричной) и вторичной (трещиноватой) пористостью, разработка подобных коллекторов менее эффективна стандартными методами, в связи с чем применение новых подходов является особенно своевременным. В данной статье представлен способ разработки порово-трещинных коллекторов системой горизонтальных скважин. Для реализации данного метода построен сектор геолого-гидродинамической модели системы добывающих и нагнетательных скважин и проведены гидродинамические расчеты. В результате система горизонтальных скважин показала эффективность применения подобной схемы в порово-трещинных коллекторах по отношению к разработке участка вертикальными скважинами.

Ключевые слова: карбонатные коллекторы, гидродинамическая модель, горизонтальные скважины, разработка карбонатных коллекторов.

Текущее состояние разработки участка

На данный момент эффективность разработки месторождения достаточно низкая в связи с тем, что заводнение пласта осуществляется неравномерно по всей площади залежи, и имеются частые случаи прорыва воды в добывающие скважины, расположенные вне сетки разработки. Вода прорывается к добывающим скважинам по многочисленным вертикальным разломам вдоль месторождения, что приводит к низкому охвату продуктивного объема пласта заводнением, а значит, и к низкому коэффициенту извлечения нефти (далее – КИН). Фактический текущий КИН составляет 10% при обводненности продукции 80%. Конечный КИН, согласно проектно-му документу, должен составить 40%, и его достижение вызывает сомнение при текущей системе разработки. В этой свя-

зи актуальной проблемой является разработка способа повышения конечного КИН за счет внедрения принципиально нового направления в процессе вытеснения нефти водой и управления заводнением продуктивного пласта. Для решения данной проблемы построена секторная гидродинамическая модель с детальной адаптацией на историю разработки.

В рамках повышения эффективности разработки порово-трещинных коллекторов системами горизонтальных скважин был выбран участок для секторного моделирования месторождения (рис. 1), представляющий с собой продуктивный карбонатный резервуар с двойной пористостью и проницаемостью. Участок экранирован тектоническими нарушениями со всех сторон.

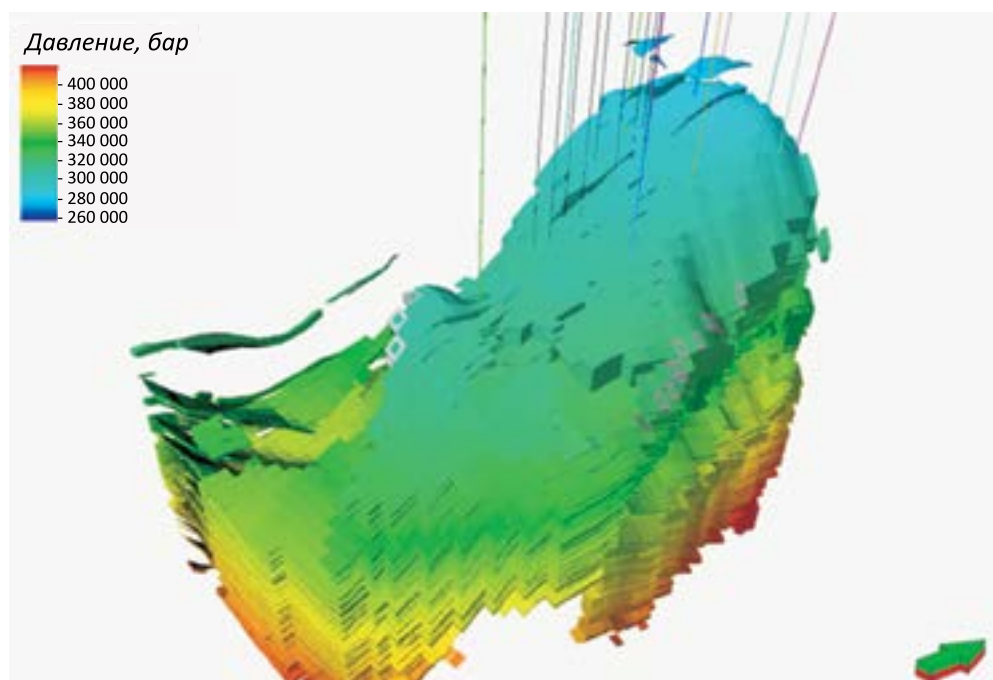


Рисунок 1. Общий вид трехмерной гидродинамической модели (сектор) пласта

В матричной части средняя проницаемость составила 1,2 мД при средней пористости 6,3%. Средняя проницаемость трещины составляет 1500 мД при сред-

ней пористости 0,1%. Более подробно геолого-технические параметры участка моделирования представлены в табл. 1.

Таблица 1. Геолого-технические параметры участка моделирования

Параметры	Ед. изм.	Значение
Начальное пластовое давление на глубине 3348 м	бар	349
Давление насыщения нефти газом	бар	242
Газосодержание	м ³ /т	246
Пористость матрица/трещина	д. ед.	0,063/0,001
Проницаемость матрица/трещина	мД	1,2/1500
Накопленная добыча нефти	млн т	5,5
Текущая обводненность	%	78
Накопленные объемы закачки воды	млн м ³	12,6
Текущая компенсация отбора	%	92,2

За 18 лет разработки рассматриваемого участка сформирована сетка вертикальных скважин со средней плотностью 400x400 м с организацией поддержания пластового давления (далее – ППД) водой.

Фонд скважин составляет 46 ед., из них действующих: 21 добывающая скважина, 11 нагнетательных скважин. На рис. 2 приведена динамика основных показателей разработки рассматриваемого участка.

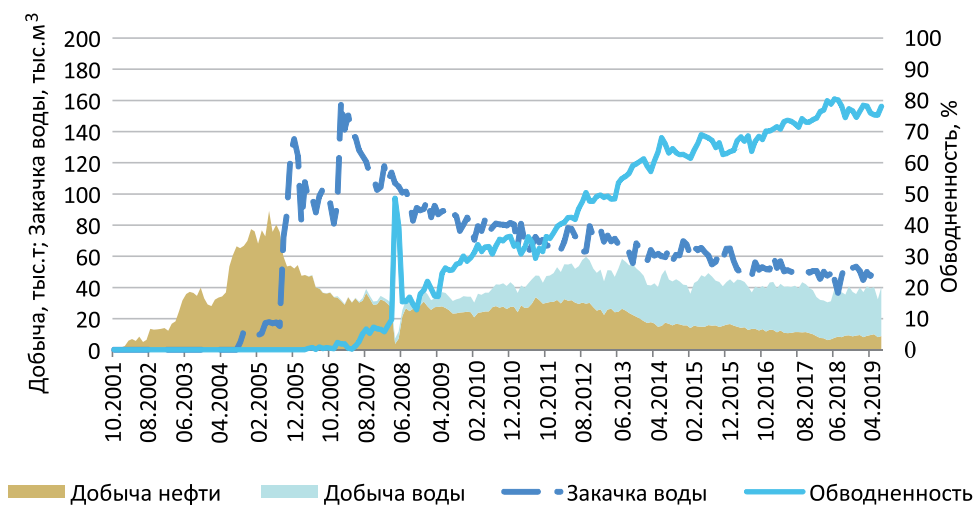


Рисунок 2. Динамика основных показателей разработки по участку

На дату анализа среднегодовой дебит нефти варьируется с 2,7 до 37 т/сут. При этом в 15 из 24 добывающих скважин обводненность превышает 80%. Высокой обводненности, помимо прорыва через системы трещин, способствует отсутствие ремонтно-изоляционных работ обводнившихся интервалов.

Эксплуатация всех добывающих скважин на рассматриваемом участке началась фонтанным способом (ФОН). По мере выработки запасов и увеличения обводненности продукции осуществлял-

ся постепенный переход на механизированный способ. В качестве механизированного способа добычи выбирался газлифтный способ эксплуатации (ГЛ) или погружной насос центробежного типа (ЭЦН). На рис. 3 и 4 представлено распределение добычи нефти и фонда добывающих скважин по способам эксплуатации на участке моделирования. Как видно из графиков на дату анализа, на рассматриваемом участке добыча продукции осуществляется механизированным способом с установкой ЭЦН.

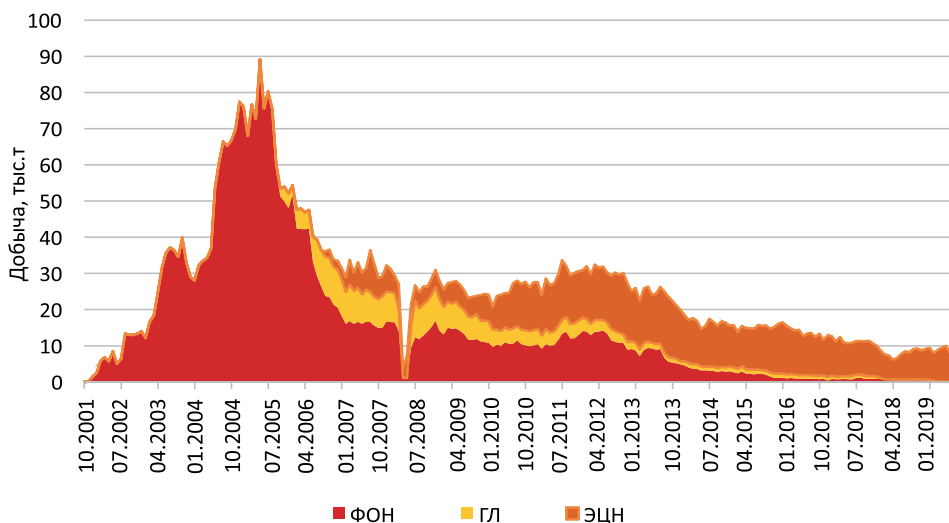


Рисунок 3. Распределение добычи нефти по способам эксплуатации по участку

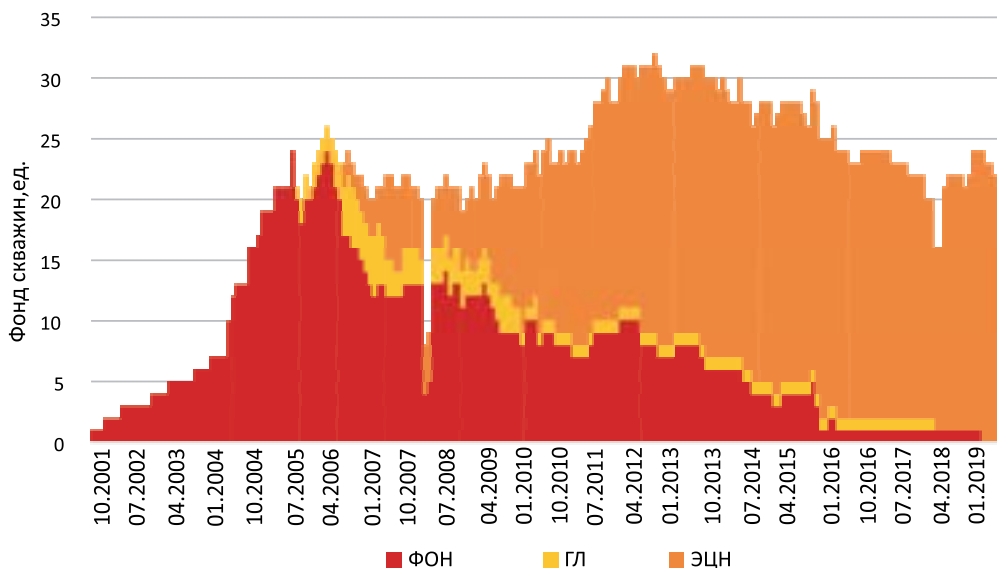


Рисунок 4. Распределение действующего добывающего фонда по способам эксплуатации

За период разработки участка отмечено 26 случаев переоборудования фонтанных скважин на механизированный способ с установкой ЭЦН. На рис. 5 представлена динамика средних показателей работы скважин до и после установки

ЭЦН. Как видно из рисунка, переоборудование скважин на ЭЦН позволило в среднем стабилизировать темп падения добычи жидкости с характерным ростом обводненности.

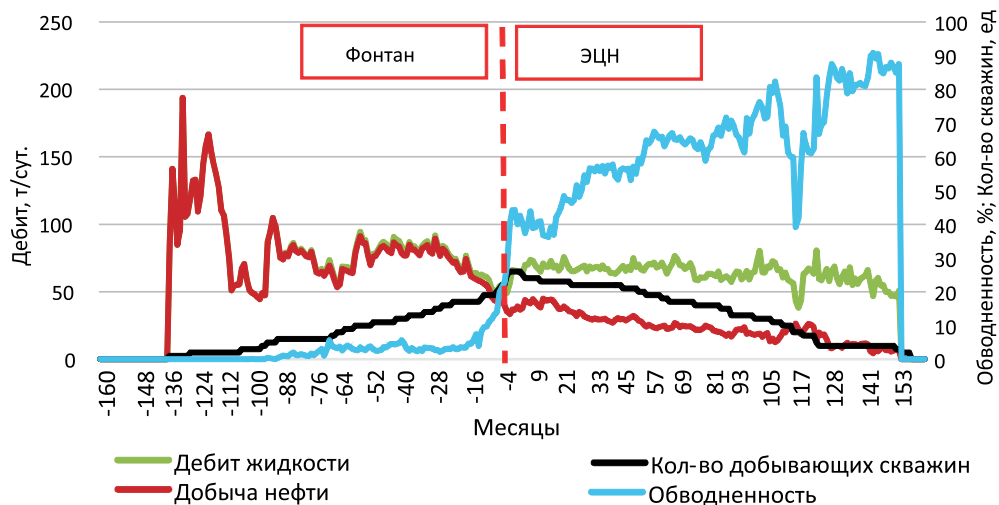


Рисунок 5. Динамика средних показателей работы скважин до (фонтанный способ) и после установки ЭЦН (приведенные к одной дате)

Одной из проблем при адаптации гидродинамической модели под историю разработки данного месторождения являются колебания добычи газа или газового фактора по скважинам во времени. В то время как использовалась модель

blackoil, адаптация гидродинамической модели по добыче газа заняла значительное время, поэтому проведен небольшой анализ исторических данных по газовому фактору.

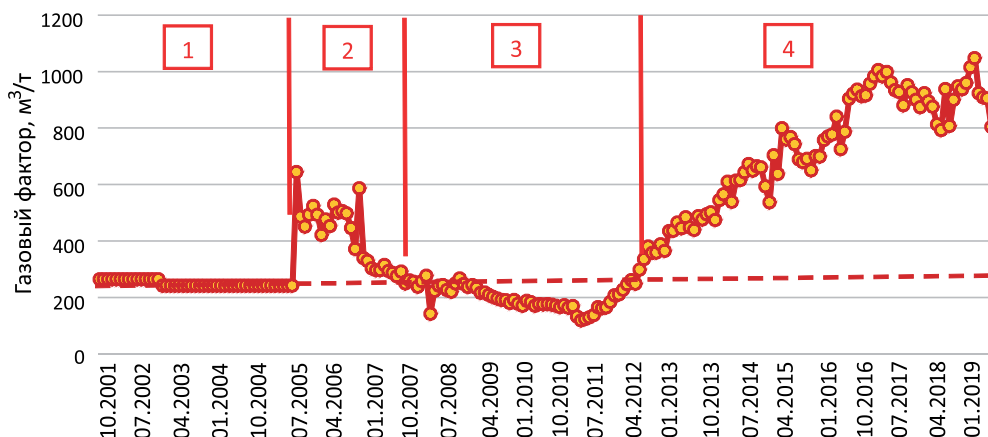


Рисунок 6. Динамика газового фактора в целом по участку

Динамика газового фактора (рис. 6), а также результаты исследования PLT скважин, расположенных на свode, позволяют говорить о хорошей вертикальной проницаемости и формирующейся в ходе разработки вторичной газовой шапке. Как видно из рис. 6, динамику ГФ можно разделить на 4 характерных периода. Непродолжительный этап роста газового фактора, охватывающий 2 периода, характеризуется снижением давления в призабойной зоне пласта ниже давления насыщения. По мере удаления контура давления, соответствующего значению давления насыще-

ния, выделяемый в пласте газ за счет хороших вертикальных проницаемостей стремится в свод резервуара, формируя вторичную газовую шапку. Последствия такого процесса приводят к снижению газового фактора ниже начального газосодержания, что наблюдается в 3 периоде. Четвертый период (начало 2012 г.) охарактеризован прорывом газа из вторичной газовой шапки, сформированной в ходе 3 периода (рис. 6 и 7).

Динамика исследования PLT двух скважин, расположенных на южном свode, представлена ниже:

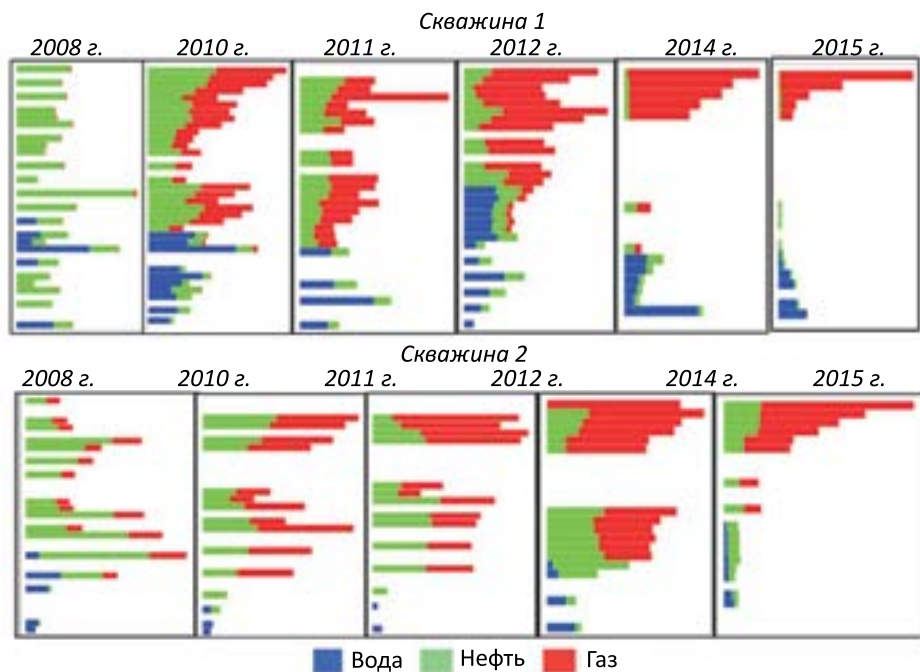


Рисунок 7. Динамика результатов PLT исследования в скважинах 1 и 2

В условиях газонапорных и водонапорных режимов на выбранном участке с целью повышения нефтеотдачи пласта по аналогии с эксплуатацией ряда нефтяных месторождений Ближнего Востока предложено рассмотреть вариант с бурением 4 горизонтальных добывающих скважин

в средней части пласта. В нижней же части пласта (ниже текущего водонефтяного контакта) расположились 4 горизонтальные нагнетательные скважины, совпадающие в плане с добывающими горизонтальными скважинами (рис. 8).

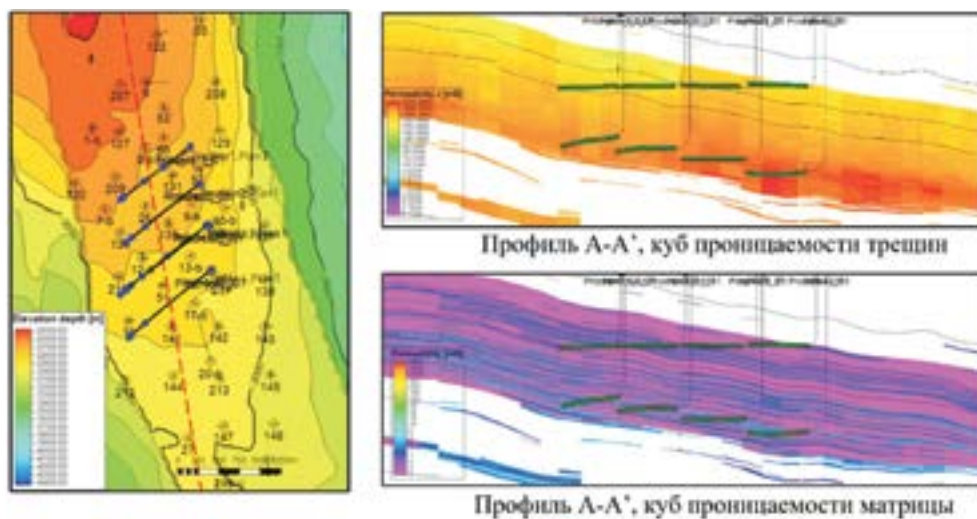


Рисунок 8. Схема расположения горизонтальных скважин

Данное расположение горизонтальных скважин позволит увеличить охват пласта разработкой и повысить конечный коэффициент нефтеотдачи при существующих геологических условиях.

Методика исследования и механизм воздействия на пласт

Эффективность разработки карбонатных коллекторов стандартными методами достаточно низкая, поэтому актуальной научно-технической задачей является поиск способа повышения конечного коэффициента нефтеотдачи пласта. Предлагается решить эту проблему за счет увеличения коэффициента охвата пласта воздействием водой с целью равномерного вытеснения нефти в пласте.

Оптимальное расстояние горизонтального ствола добывающей скважины от водонефтяного (ВНК) и газонефтяного (ГНК) контакта зависит от темпа нагнета-

ния воды. При проведении закачки вода, в первую очередь, вытесняет флюиды из трещин и из высокопроницаемой части коллектора из-за меньших фильтрационных сопротивлений в пласте. В процессе разработки контроль на горизонтальных скважинах выбирался таким образом, чтобы скорость продвижения фронта вытеснения флюида была сопоставима со скоростью капиллярной пропитки на поверхности раздела фаз «нефть-вода». Эффективность предлагаемого способа разработки прямо пропорциональна разнице удельных весов пластовых флюидов: чем больше разница плотностей, тем выше эффект. При снижении пластового давления ниже давления насыщения нефти газом выделяется свободный газ, который движется по трещинам в верхнюю часть пласта из-за низкой плотности газа, образуя искусственную газовую шапку (рис. 9).

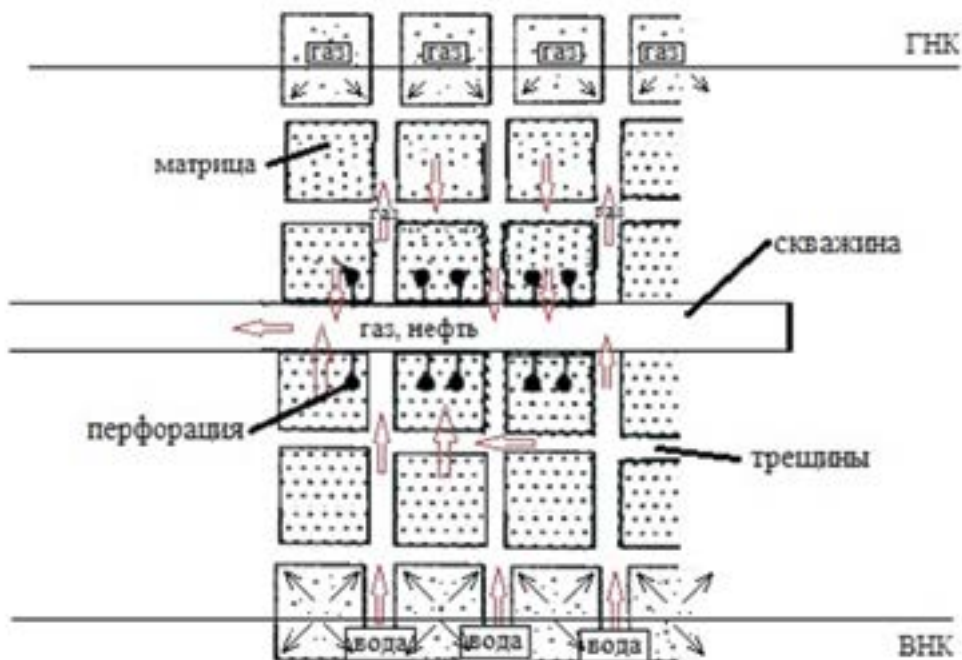


Рисунок 9. Схема движения флюидов в трещинно-поровом коллекторе

Экспериментально доказано, что нефтеотдача матричных блоков поровой части коллектора во многом определяется продолжительностью процесса пропитки, которая, в свою очередь, зависит от длины блоков, объемов закачки и величины капиллярного давления. При совместном движении нефти и воды в карбонатном коллекторе ниже горизонтального ствола осуществляются процессы капиллярной пропитки или дренирования в зависимости от смачиваемости породы, степени изменения капиллярных давлений от водонасыщенности. Выше горизонтального ствола вытеснение нефти происходит преимущественно за счет гравитационных сил, которые превосходят капиллярные. В данном случае процесс вытеснения нефти осуществляется в субвертикальном направлении при минимальных депрессиях и репрессиях на пласт.

При реализации предлагаемого способа разработки на месторождении рекомендуется использовать вертикальные наблюдательные скважины для контроля изменения пластового давления и продвижения уровней ВНК и ГНК к горизонтальной добывающей скважине.

Для предотвращения прорыва нагнетаемого агента в добывающую горизонтальную скважину может предусматриваться установка устройств контроля притока в горизонтальной части ствола как в нагнетательной, так и в добывающей скважине с целью перекрытия интервалов прорыва нагнетаемого агента, а также выравнивания профилей приемистости и продуктивности в зависимости от фильтрационно-емкостных свойств пласта.

Результаты расчетов по секторной модели

Проведен подбор расположения и граничных условий для вариантов разработки сектора горизонтальными и вертикальными скважинами. Расчет проводился в ПО Eclipse.

Рассчитаны 6 вариантов разработки, различающиеся между собой:

- количеством и конструкцией скважин.

Рассмотрены варианты с продолжением текущей системы разработки (базовый вариант), варианты с сочетанием проектных вертикальных или горизонтальных скважин с переходящими добывающими скважинами, а также для оценки взаимовлияния горизонтальных скважин – вариант с отключением всех переходящих вертикальных скважин;

- длиной горизонтального ствола. Предусмотрены варианты разработки с разной длиной горизонтальных стволов: 600 м и 1 000 м;
- ограничением забойного давления в добывающих горизонтальных скважинах. Рассмотрено ограничение забойного давления на уровне 150 и 100 бар, также рассмотрены варианты без ограничения забойного давления;
- объемом закачки воды для определения оптимального баланса газонапорных и водонапорных режимов.

Во всех вариантах прогнозный период составляет 20 лет. Результаты расчетов основных вариантов представлены в табл. 2.

Как показывают расчеты, разработка с существующей системой снижает эффективность образовавшегося газонапорного режима вследствие дальнейшего прорыва газа к добывающим скважинам.

Отключение всего фонда вертикальных скважин на участке и замена их системой горизонтальных скважин повышает эффективность выработки запасов за счет сохранения в пласте энергии газовой шапки и возможности ее дальнейшего расширения без локальных прорывов (рис. 11).

На рис. 10 приведена динамика основных технологических показателей разработки при переходе на систему горизонтальных скважин. Эта система позволяет снизить уровень газового фактора до начального газосодержания. Оптимальная конструкция горизонтальных скважин относительно фронтов вытеснения позволяет достичь безводного периода добычи со стабильным газовым фактором в первые 5 лет.

Таблица 2. Сравнение вариантов разработки

Параметры	Ед. изм.	Базовый	Базовый + вертикальные скв.	Горизонтальные скв. (1000 м)	Горизонтальные скв. (1000 м)
Фонд доб. скв: верт./гориз.	ед.	21/0	21(8*)/0	0/4	0/3
Фонд нагн. скв: верт./гориз.	ед.	11/0	11/0	0/4	0/2
Ограничение $P_{заб}$ новых скв.	бар	80	80	30	30
Накопленная добыча (за 20 лет)	млн т	1,55	2,20	2,69	2,79
Ср. накопленная добыча нефти на 1 скв. верт./гор. (за 20 лет)	тыс. т	74/0	50(144*)/0	0/672	0/931
Макс. суточная добыча	т	445	665	748	561
Макс. суточная закачка	м ³	1600	1600	1080	720

*-проектные вертикальные скважины

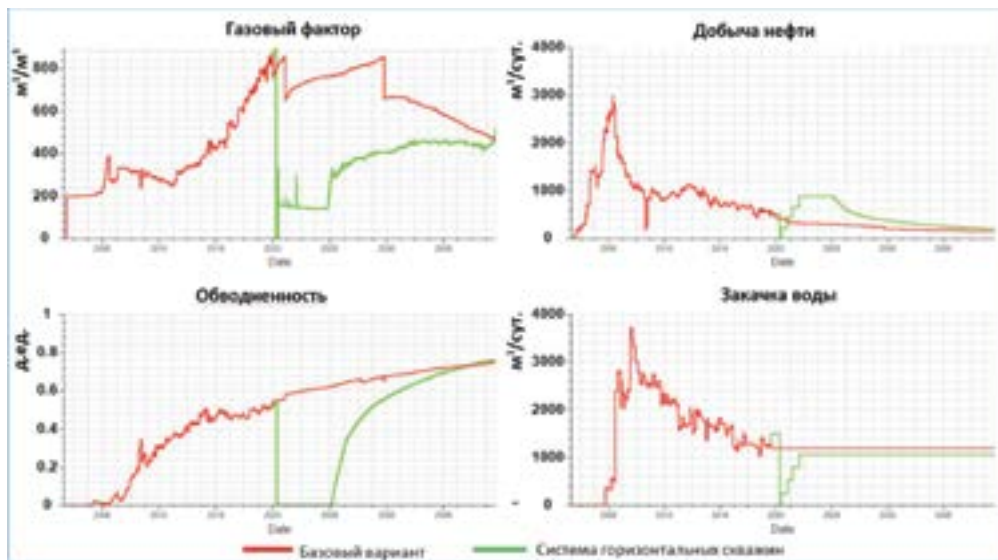


Рисунок 10. Прогноз основных показатели разработки с системой горизонтальных скважин

Предлагаемый способ позволяет осуществить эффективную разработку залежей нефти с трещиноватым типом коллектора, что способствует повышению коэффициента охвата заводнением и увеличению конечного коэффициента нефте-

отдачи пласта. Рекомендуется использовать данный метод на месторождениях с порово-трещиноватым типом коллектора, например, на продуктивных горизонтах месторождений Алибекмола, Алатюбе, Кожасай.

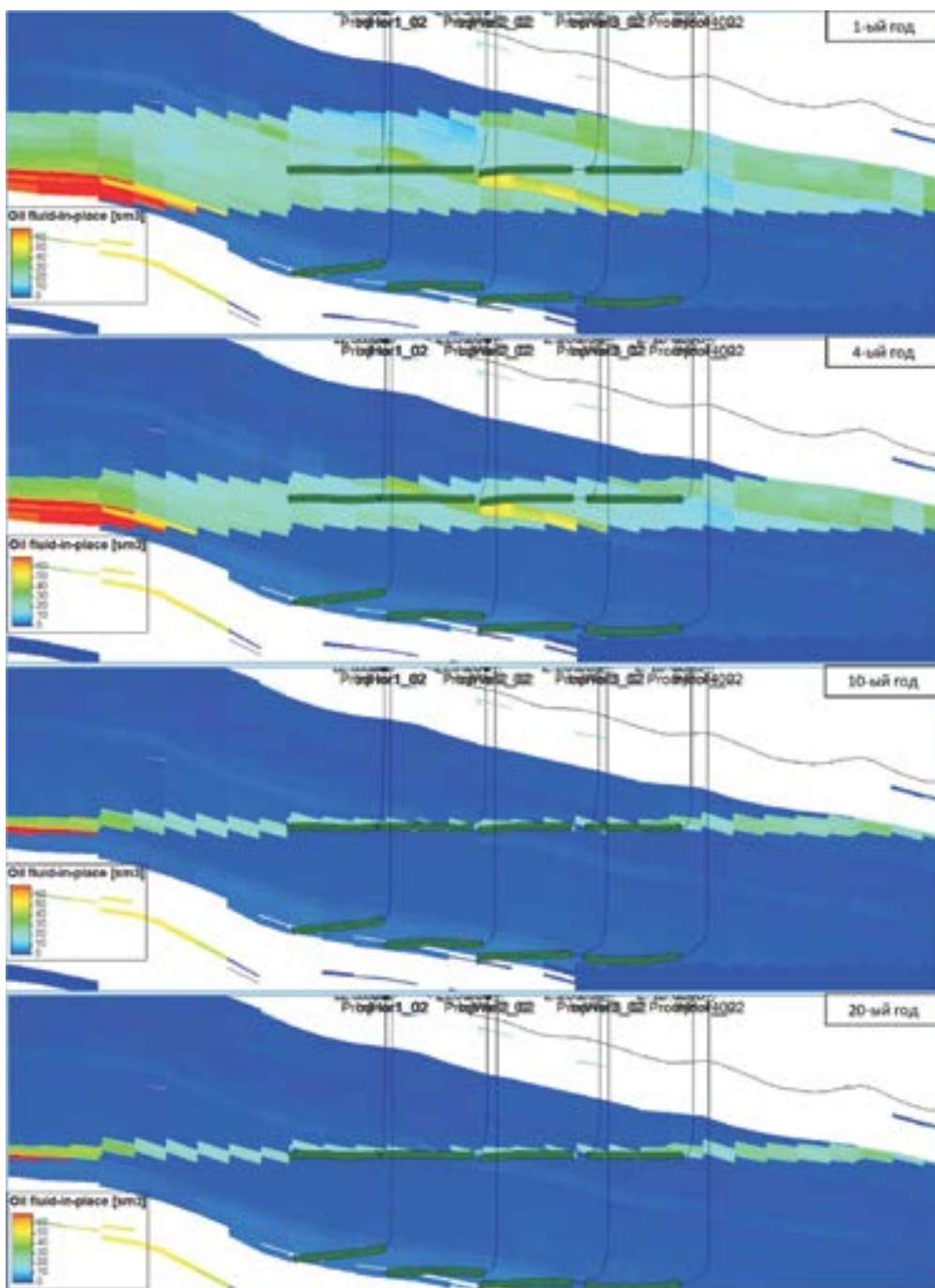


Рисунок 11. Динамика запасов нефти в трещинах при разработке с горизонтальными скважинами

Выводы

1. Сравнение полученных результатов расчета на секторной гидродинамической модели выявило эффективность разработки участка месторождения системами горизонтальных скважин по сравнению с вертикальными.

2. При разработке системами горизонтальных скважин массивных карбонатных коллекторов с высокой вертикальной проницаемостью прогнозируется в среднем удвоение накопленной добычи, но при этом необходимо соблюдать расчетные уровни закачки воды для оптимального вытеснения. В данном случае при искусственно созданной газовой шапке

подбирался объем закачки воды для максимального вытеснения нефти водой.

3. Выявлена зависимость: чем больше площадь соприкосновения открытых трещин со стволами горизонтальных скважин, тем медленнее поднимается фронт ВНК при прочих равных условиях, что приводит к более позднему прорыву газа и воды в добывающую скважину.

4. Увеличение объемов добычи нефти (форсированный отбор) и закачки воды в вертикальные скважины ведет к раннему резкому увеличению обводненности продукции и уменьшению конечного КИН из-за быстрого прорыва воды в добывающих скважинах.

Список использованной литературы

1. Хасанов Б.К., Касенов А.К. Способ разработки карбонатных нефтяных залежей системами горизонтальных скважин. – Заявка на патент РК №29879, 2019.
2. Бравичева Т.Б., Масленникова Л.В. Повышение эффективности выработки карбонатных коллекторов при заводнении. – Бурение и нефть, 2007, № 07-08, с. 26-28.
3. Хисамов Р.С., Ахметгареев В.В., Галимов И.Ф. Способ снижения водопритока в горизонтальный ствол скважины трещинно-порового коллектора. – Патент RU 2527413, 2014.
4. Техническое руководство Tnavigator 19.4, Rock Flow Dynamics. – Reference manualRFD. 20198, 2933 с.
5. Руководство пользователя Tnavigator 19.4, Rock Flow Dynamics. – Reference manualRFD. 2019, 484 с.

КАРБОНАТТЫ КОЛЛЕКТОРЛАРДЫҢ ДАМУ ТИІМДІЛІГІН ГОРИЗОНТАЛЬДЫ ҰҢҒЫМА СИСТЕМАСЫ АРҚЫЛЫ АРТТЫРУ

Б.К. Хасанов, А.К. Касенов, М.Ш. Мусаев, Ж.М. Серниязов

Түйіндеме

Жарық коллекторлы кен орынды игеру өзекті мәселе болып табылады. «ҰК «ҚазМұнайГаз» кен орындарының мұнай қорының 90%, ірі жобаларды қоса алғанда карбонатты коллекторларға жатады. Екі еселік орта болғандықтан бұндай коллекторларды стандартты түрде игерудің әсері аз, сондықтан игерудің жаңа тәсілдерін қолдану әсіресе мезгілді болып табылады. Бұл мақалада кеуекті-жарық коллекторларды көлденең ұңғымалар жүйесімен игеру әдісі ұсынылған. Бұл әдісті іске асыру үшін бір айдау және бір өндірістік ұңғымамен геолого-гидродинамикалық моделінің секторы салынды және гидродинамикалық есептеулер жүргізілді. Нәтижесінде кеуекті-жарықты коллекторды көлденең ұңғымалар жүйесімен игеру тік ұңғымалар жүйесіне қарағанда тиімділігін көрсетті.

Түйінді сөздер: Карбонатты өткізгіштер, гидродинамикалық модель, көлденең бұрғыланған ұңғымалар, карбонатты өткізгіштерді игеру.

INCREASING THE EFFICIENCY OF THE DEVELOPMENT OF CARBONATE COLLECTORS BY HORIZONTAL WELL SYSTEMS

B.K. Khassanov, A.K. Kasenov, M.Sh. Musaev, Zh.M. Serniyazov

Abstract

Reservoir development of fractured reservoirs is an essential problem. 90% of oil reserves in the fields of Kazmunaigas is concentrated in fractured reservoirs. Due to the double porosity, the development of such collectors is less effective by standard methods, therefore application of the new approaches is extremely vital. This article presents a method for developing pore-fractured reservoirs with a horizontal well system. To implement this method, 3D simulation model was build and respective calculations were performed. As a result, the horizontal well system has shown its efficiency compared to the development of fractured reservoirs by vertical wells.

Key words: carbonate reservoirs, reservoir simulation, horizontal wells, development of carbonate reservoirs

Информация об авторах

Хасанов Бахытжан Кенесович – Генеральный директор;

Касенов Акжан Кайнуллаевич – канд. техн. наук, директор департамента гидродинамического моделирования, A.Kassenov@niikmg.kz;

Мусаев Марлен Шакиржанович – магистр техн. наук, старший инженер департамента гидродинамического моделирования, M.Mussayev@niikmg.kz;

Серниязов Жалгас Манарбекович – магистр техн. наук, ведущий инженер департамента гидродинамического моделирования, Zh.Serniyazov@niikmg.kz.

ТОО «КМГ Инжиниринг», г. Нур-Султан.

УДК 66.061.1

АСФАЛЬТОСМОЛОПАРАФИНОВЫЕ ОТЛОЖЕНИЯ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ЗАПАДНОГО КАЗАХСТАНА И КОМПОЗИЦИИ ДЛЯ ИХ УДАЛЕНИЯ

Г.И. Бойко, Н.П. Любченко, Г.С. Айткалиева, Р.Г. Сармурзина, У.С. Карабалин, Д.С. Тиесов, Г.А. Букаева

Созданы новые композиционные составы для удаления и растворения асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО) месторождений Узень и Каражанбас. Осуществлен анализ структурно-группового состава АСПО и оценена растворяющая способность бинарных систем растворителей, содержащих прямогонный бензин и о-ксилол. В качестве активного компонента использован атактический полипропилен в количестве от 0,1 до 0,5% масс.

Подбор растворяющих составов АСПО и оценка их эффективности осуществлены в динамическом и статическом режимах.

Выявлено, что созданные композиционные системы обеспечивают полное разрушение и растворение АСПО, и наилучшим отмывающим, растворяющим и удаляющим эффектом обладает состав, содержащий 50% масс. о-ксилола, 50% масс. прямогонного бензина и 0,5% масс. атактического полипропилена (АПП). При использовании данной растворяющей композиции наблюдается максимальное увеличение насыщения растворителей высокомолекулярными соединениями АСПО.

Ключевые слова: асфальтосмолопарафиновые отложения, удалители, растворители, атактический полипропилен, тяжелая нефть.

В настоящее время в переработку поступают тяжелые нефти [1], которые насыщены высокоплавкими парафиновыми углеводородами, смолистыми и асфальтеновыми компонентами. По оценке Международного энергетического агентства (МЭА), тяжелая нефть представляет, по крайней мере, половину извлекаемых ресурсов нефти в мире [2]. Тяжелая нефть определяется как нефть, которая имеет плотность, равную или ниже 20 API.

Процессы добычи такой нефти серьезно осложнены формированием органических отложений, которые являются причинами снижения эффективности функционирования и появления технологических проблем в основных подсистемах единой нефтедобывающей системы: продуктивном пласте, призабойной зоне скважины, системе нефтесбора [3, 4].

Считается [3], что на интенсивность вы-

падения отложений влияют многие факторы, но основным является групповой химический состав нефти, а именно, количественное содержание в ней высокомолекулярных соединений, прежде всего парафинов, смол и асфальтенов, которые определяют характер процессов структурообразования в нефтяной системе, причем не только их количественное содержание, но и состав, строение и взаимное соотношение [5, 6]. Последнее определяет характер взаимодействия высокомолекулярных компонентов нефти и при пониженных температурах, т.е. в условиях, когда возрастают силы межмолекулярного взаимодействия между отдельными компонентами.

Успешному решению проблемы формирования органических отложений препятствует ряд факторов природного и техногенного характера. Исследование

влияния техногенных условий эксплуатации нефтяных залежей на проблему формирования органических отложений является основой разработки и развития технологических решений, направленных на предупреждение и удаление отложений [3].

Наиболее эффективным способом борьбы с проблемой парафиноотложений является предотвращение их возникновения.

С целью прогнозирования эффектив-

ности обработки нефти ингибиторами АСПО были определены физико-химические свойства образцов нефти различных месторождений Казахстана. В качестве объектов исследования были взяты АСПО месторождений Узень и Каражанбас.

С использованием методов экстракции и жидкостной хроматографии АСПО разделены на механические примеси, асфальтены, парафины и силикагелевые смолы [7, 8]. Результаты исследований представлены в табл. 1.

Таблица 1. Состав и тип АСПО месторождений Казахстана

Место отбора проб АСПО	Состав, % масс.				Тип АСПО	Тпл, °С
	мех. примеси	асфальтены (А)	смолы (С)	парафины (П)		
м. Узень, НГДУ-4, скв. 253	42,90	5,42	11,68	40,00	П	70
м. Узень, ГУ-43, скв.4572	20,50	2,00	37,60	39,90	С	77
м. Каражанбас	57,21	20,80	9,90	12,09	А	85

Примечание: П – парафиновый тип отложений; А – асфальтеновый тип отложений; С – смолистый тип отложений.

Групповой состав асфальтосмолопарафиновых отложений существенно различается. Основу АСПО м. Узень составляют парафиновые углеводороды. Высокое содержание асфальтеновых углеводородов характерно для АСПО м. Каражанбас.

В зависимости от количества минеральных примесей в АСПО [9], отложения разделяются на три вида: с малым, средним и повышенным содержанием минеральных примесей. Согласно результатам табл. 1, данные АСПО были отнесены к типу с повышенным содержанием механических примесей.

Одной из важнейших характеристик АСПО является температура плавления, которая характеризует подвижность отложения, и она необходима для изучения высокотемпературного растворения АСПО в растворяющих составах. Для определения температурных характеристик АСПО применили метод дифференциальной сканирующей калориметрии (ДСК).

Анализ данных табл. 1 свидетельствует о том, что по температурам плавления АСПО, извлеченные из скважин, значительно различаются. Наибольшей термической стабильностью характеризуется АСПО м. Каражанбас, что обусловлено значительным содержанием в данном АСПО высокомолекулярных смол и асфальтенов. Был сделан вывод, что при подборе оптимального растворяющего состава для АСПО м. Каражанбас рекомендуется поддерживать температуру в пределах 75–85°С.

При выборе депрессорных присадок и ингибиторов АСПО обычно руководствуются наличием следующих характерных признаков [10]:

- парафинообразные линейные алкильные цепи, кристаллизующиеся совместно с парафинами нефти;
- полярные группы, блокирующие совместную кристаллизацию;
- макромолекулярные цепи, создаю-

щие пространственные затруднения при совместной кристаллизации, что приводит к образованию мелких кристаллов;

– большая молекулярная масса по сравнению с высокомолекулярными соединениями нефти;

– температура застывания выше температуры объемной кристаллизации парафинов.

Из литературных источников известно [11], что в качестве растворителей АСПО используются как индивидуальные растворители, так и композиционные составы на их основе, состоящие из алканов и ароматических углеводородов. Эти данные можно объяснить благоприятной сольватацией АСПО растворителем, протекающей на молекулярном уровне.

С целью увеличения действия растворителей и удалителей АСПО предложены композиции, содержащие растворители и различные поверхностно-активные вещества [12].

В данной работе для удаления и рас-

творения «реальных» асфальтосмолопарафиновых отложений были изучены растворяющие композиции, содержащие в качестве активного компонента атактический полипропилен (АПП). Атактический полипропилен является технологическим отходом производства. Среди полиолефинов АПП является наиболее реакционноспособным полимером, который легко подвергается химической модификации.

Подбор растворяющих составов АСПО и оценка их эффективности осуществлены в динамическом и статическом режимах.

Эффективность композиций в качестве растворителей АСПО оценивали в динамическом режиме по методике выполнения измерений [13].

В табл. 2 приведены сравнительные результаты эффективности бинарных растворителей для удаления АСПО в пробе скважины № 4572 м. Узень в динамическом режиме с добавлением активного компонента АПП в количестве 0,5%.

Таблица 2. Эффективность разрушающих и растворяющих композиций АСПО

№	Растворители и их соотношение, % масс.		Моющая способность, %	Диспергирующая способность, %	Растворяющая способность, %
	бензин	о-ксилол			
1	0	100	95,00	86,50	8,50
2	10	90	45,16	70,16	-
3	20	80	54,95	41,95	13,95
4	30	70	61,77	42,38	19,39
5	40	60	63,79	44,20	19,59
6	50	50	95,15	35,44	59,71
7	60	40	92,70	49,38	43,32
8	70	30	99,08	53,78	45,30
9	80	20	91,82	56,34	35,48
10	90	10	90,50	61,10	39,40
11	100	0	94,80	92,30	2,50

$$W(\text{АПП}) = 0,5\%, \rho(\text{о-ксилол}) = 0,881 \text{ г/см}^3, \rho(\text{бензин}) = 0,745 \text{ г/см}^3, m(\text{смеси}) = 20 \text{ г}$$

Моющую способность композиций исследовали на вклад двух составляющих: диспергирующей и растворяющей способностей. При равенстве моющей и растворяющей способностей композиция является универсальной и пригодна для промывки насосно-компрессорных труб

(НКТ), для обработки призабойной зоны пласта (ПЗП). При преобладании растворяющей способности композиция эффективна при использовании в динамическом режиме.

В табл. 3 представлены сведения, определяющие оптимальное содержание

АПП в композиции [14]. Изучения проведены в динамическом режиме на АСПО

скважины № 4572 м. Узень при температуре 20°C.

Таблица 3. Зависимость эффективности разрушающей и растворяющей композиции «бензин – о-ксилол» (соотношение 50:50) от концентрации АПП

	0,1	0,2	0,3	0,4	0,5	0,7
Моющая эффективность, %	85,06	90,47	92,24	93,82	100,00	100,00
Диспергирующая эффективность, %	39,08	43,05	44,63	47,73	35,44	34,60
Растворяющая эффективность, %	45,98	47,42	47,61	46,09	64,56	65,40

Данные табл. 3 свидетельствуют, что оптимальная разрушающая и растворяю-

щая способность характерны для композиции при содержании АПП 0,5% масс.

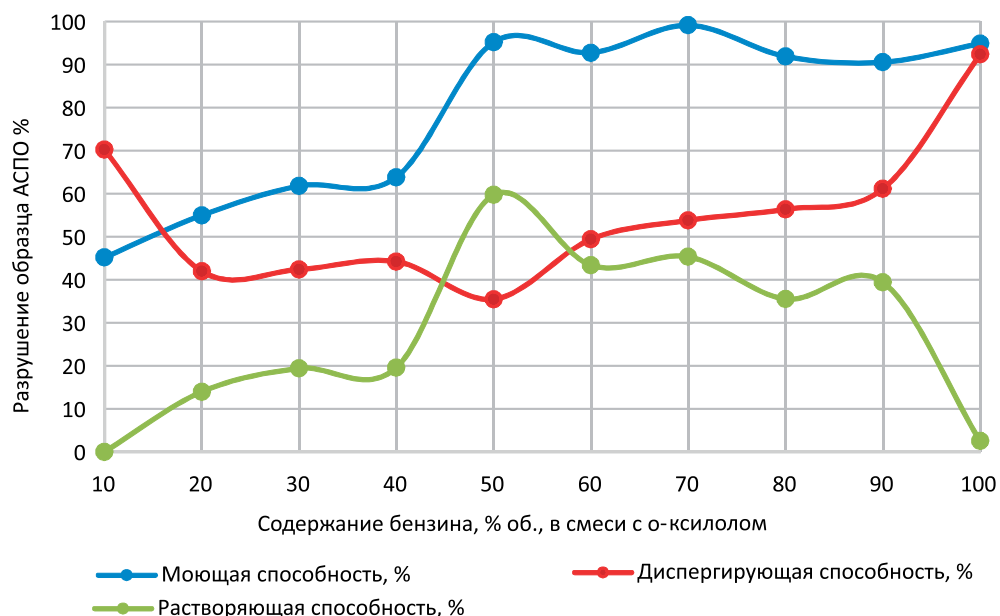


Рисунок 1. График эффективности бинарных растворителей АСПО (с АПП 0,5%)

График эффективности созданных композиционных составов на разрушение АСПО пробы скв. 253 м. Узень представлен на рис. 1. Согласно методике, исследования осуществлялись в течение 1 часа и при температуре 20°C. Анализ рис. 1 позволяет сделать заключение о том, что эффективность растворяющей композиции для АСПО м. Каражанбас зависит от соотношения «бензин – о-ксилол» в ее составе. При оптимальном

соотношении растворяющего состава, содержащего 50% масс. о-ксилола и 50% масс. бензина, моющая способность составила 100%, а растворяющая – 64,56%. Согласно классификации [15], растворитель относится к высокоэффективному, и его рекомендуется использовать на промысле.

Результаты по разработке эффективного растворяющего состава для АСПО м. Каражанбас приведены в табл. 4.

Таблица 4. Эффективность растворяющего состава для АСПО

№	Растворители и их соотношение, % масс.		Моющая способность, %	Диспергирующая способность, %	Растворяющая способность, %
	бензин	о-ксилол			
1	0	100	100,00	36,48	63,52
2	10	90	100,00	25,67	74,33
3	20	80	100,00	19,39	80,61
4	30	70	100,00	15,62	84,38
5	40	60	100,00	41,24	58,76
6	50	50	100,00	42,33	57,67
7	60	40	100,00	22,11	77,89
8	70	30	100,00	63,95	36,05
9	80	20	65,55	14,05	51,50
10	90	10	63,42	9,86	53,56
11	100	0	61,82	8,20	53,02

$W(\text{АПП}) = 0,5\%$, $\rho(\text{о-ксилол}) = 0,881 \text{ г/см}^3$, $\rho(\text{бензин}) = 0,745 \text{ г/см}^3$, $m(\text{смеси}) = 20 \text{ г}$

Из табл. 4 следует, что композиции 1–8 обладают максимальной моющей способностью (100%), которая включает параллельно протекающие процессы растворения и диспергирования.

Высокая эффективность растворяющей композиции с высоким содержанием ароматических углеводородов обусловлена типом АСПО данного месторождения (содержание асфальтосмолистых компонентов > 30%).

Наилучший эффект растворения достигается композицией, состоящей из бензина и о-ксилола при их соотношении в смеси, равном 30 : 70, с добавкой АПП 0,5%. Отмечено, что осаждение диспергированных АСПО не происходит.

Анализ литературных источников свидетельствует о том, что лабораторные тесты растворителей рекомендуется проводить в статическом режиме, в котором разрушение испытуемого образца происходит при фиксированной температуре

20°C только за счет физико-химического воздействия растворителя. Рекомендуемый метод позволяет получить минимальную эффективность растворителя. Реальная эффективность при проведении работ на скважине будет выше за счет динамического режима промывки или подогрева растворителя [16].

В связи с этим были проведены работы по определению растворяющей, моющей и диспергирующей АСПО эффективности оптимальной растворяющей композиции, состоящей из о-ксилола и бензина при их соотношении в смеси, равном 50 : 50, с добавкой АПП (0,5% масс.), в стационарном режиме при температуре 20°C [17]. Испытания проводили по «методике корзинок», разработанной АНК «Башнефть». В качестве объекта исследований служили парафиноотложения проб скважины № 4572 м. Узень, имеющие смешанный тип. Результаты исследований представлены в табл. 5 и на рис. 2.

Таблица 5. Эффективность разрушения и растворения АСПО в статическом режиме

№	Время, мин	Моющая эффективность, %	Диспергирующая эффективность, %	Растворяющая эффективность, %
1	30	65,78	50,22	15,56
2	60	82,57	60,57	22,00
3	90	83,68	61,49	22,19
4	120	84,20	41,00	43,20
5	150	92,49	39,16	53,33
6	180	98,43	37,20	61,23
7	210	100,00	35,30	64,70

$W(\text{АПП})=0,5\%$, $\rho(\text{o-ксилол})=0,881 \text{ г/см}^3$, $\rho(\text{бензин})=0,745 \text{ г/см}^3$, $m(\text{смеси})=20 \text{ г}$

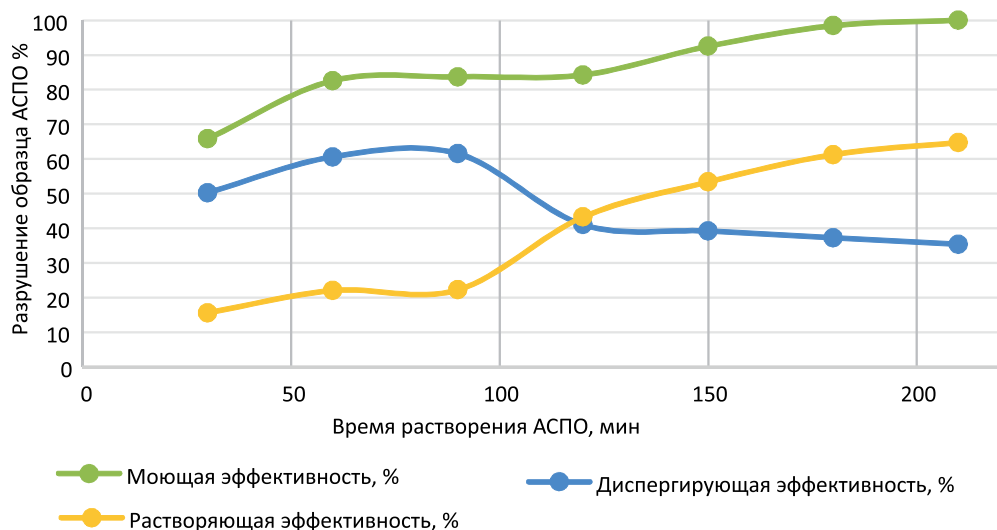


Рисунок 2. Эффективность разрушения и растворения АСПО в композиции (бензин : о-ксилол и АПП 0,5%) в статическом режиме

Из анализа рис. 2 следует, что оптимальным условием разрушения и растворения АСПО при температуре 20°C является время контакта АСПО с композиционным растворителем 180 мин. Таким образом, можно сделать вывод, что созданный композиционный состав можно применять и для промывки НКТ, и для обработки ПЗП [18].

В целях изучения эффективности растворяющих композиций в стацио-

нарном режиме определяли их способность удерживать во взвешенном состоянии высокомолекулярные соединения АСПО. Исследования степени насыщения композиции осуществляли согласно СТ-17-03-02 АНК «Башнефть».

Результаты по определению степени насыщения растворяющих композиций АСПО проб нефти скважины № 4572 м. Узень представлены в табл. 6.

Таблица 6. Результаты по определению степени насыщения растворяющих композиций АСПО м. Узень

Растворители и их соотношение, %масс.		C _n , %	Плотность, г/см ³
бензин	о-ксилол		
100	0	13,625	0,790
90	10	14,100	0,805
80	20	15,350	0,814
70	30	17,150	0,836
60	40	18,125	0,849
50	50	18,325	0,869
40	60	16,500	0,863
30	70	15,350	0,850
20	80	13,125	0,862
10	90	12,900	0,873

$W(\text{АПП})=0,5\%$, $\rho(\text{о-ксилол})=0,881 \text{ г/см}^3$, $\rho(\text{бензин})=0,745 \text{ г/см}^3$, $m(\text{смеси})=20 \text{ г}$

Из результатов табл. 6 следует, что степень насыщения растворителя АСПО для чистого бензина с добавлением 0,5% масс. АПП составляет 13,625%, и после ввода в систему о-ксилола степень насыщения растворителя увеличивается.

Из табл. 6 также можно сделать вывод о том, что наблюдается линейная зависимость между плотностью растворов и степенью насыщения их АСПО.

Максимальная степень насыщения и наивысшая плотность у раствора АСПО, содержащего «бензин : о-ксилол» при соотношении 50 : 50 с добавкой 0,5% масс. АПП.

Выводы

Таким образом, опираясь на изученный состав и строение АСПО месторождений Западного Казахстана, разработаны композиционные системы с содержанием модификатора в количестве 0,5% масс.

Впервые предложено использование атактического полипропилена в качестве модификатора. В качестве бинарных растворителей композиционных систем используется смесь прямогонного бензина и о-ксилола. Выявлено, что соотношение применяемых алифатического и ароматического растворителей в составе композиции обусловлены содержанием асфальтосмолистых компонентов и парафиновых углеводородов в изучаемом АСПО.

Из всех известных методов удаления и борьбы с асфальтосмолопарафиновыми отложениями использование химических реагентов заслуживает большего внимания и наиболее перспективно. Разработанные композиционные системы обладают высокой растворяющей и разрушающей АСПО эффективностью как в динамическом, так и в статическом режимах.

Список использованной литературы

1. Юдина Н.В., Прозорова И.В., Турфакина Л.М., Лоскутова Ю.В. Композиции для очистки нефтепромыслового оборудования от асфальтосмолопарафиновых отложений. – Химия в интересах устойчивого развития, 1999, №7, с. 315-319.
2. Martínez-Palou R., Mosqueira M., Zapata-Rendón B., Mar-Juárez E., Bernal-Huicochea C., Clavel-López J., Aburto J. Transportation of heavy and extra-heavy crude oil by pipeline: A review. – Journal of Petroleum Science and Engineering, 2011, № 75, p. 274–282.

3. Гуторов А.Ю., Петрова Л.В. Механизм и условия образования асфальтосмолопарафиновых отложений в условиях завершающей стадии разработки нефтяных месторождений. – Нефтепромысловое дело, 2014, № 2, с. 23–26.

4. Иванова Л.В., Кошелев В.Н., Васечкин А.А., Буров Е.А., Примерова О.В. Особенности образования асфальтосмолопарафиновых отложений на поздней стадии разработки месторождений. – Труды РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 2011, № 4 (265), с. 159–167.

5. Какюмов М.Ш., Тронов В.П., Гуськов И.А., Липаев А.А. Учет особенностей образования асфальтосмолопарафиновых отложений на поздней стадии разработки нефтяных месторождений. – Нефтяное хозяйство, 2006, № 3, с. 48–49.

6. Минеев Б.П., Болигатова О.В. Два вида парафина, выпадающего на подземном оборудовании скважин в процессе добычи нефти. – Нефтепромысловое дело, 2004, № 12, с. 41–43.

7. ГОСТ 10577–78. Нефтепродукты. Метод определения содержания механических примесей. – М., 1980.

8. ГОСТ 11851–85. Нефть. Метод определения парафина. – М., 1986.

9. Нелюбов Д.В., Важенин Д.А., Петелин А.Н. Асфальтосмолопарафиновые отложения Аганского месторождения. – Нефтепереработка и нефтехимия, 2012, № 4, с. 35–39.

10. Уэнг С.Л., Фламберг А., Кикабхай Г. Выбор оптимальной депрессорной присадки. – Нефтегазовые технологии, 1999, № 3, с. 90–92.

11. Гайле А.А., Зайченко Л.П., Сайфидинов Б.М., Колдобская Л.Л. Растворимость асфальтосмолопарафиновых отложений в сернистоароматическом экстракте дизельной фракции. – Нефтепереработка и нефтехимия, 2011, № 9, с. 3–4.

12. Акчурин В.А., Марьин В.И., Демахин А.Г. Химические методы удаления и предотвращения образования АСПО при добыче нефти. – Саратов, Изд-во ГОС УНЦ «Колледж», 2001, 140 с.

13. Герасимова Е.В., Ахметов Е.В., Десяткин А.А., Красильникова Ю.В. Лабораторная методика оценки эффективности растворителей асфальтосмолистых и парафиновых отложений. – Нефтегазовое дело, 2010, 10 с.

14. Бойко Г.И., Шайхутдинов Е.М., Любченко Н.П., Сармурзина Р.Г., Карабакин У.С., Маймаков Т.П. Композиция для удаления асфальтосмолопарафиновых отложений нефти. – Инновационный патент № 29036, бюлл. № 10 от 15.10.2014 г.

15. Бойко Г.И., Любченко Н.П., Айткалиева Г.С., Ни Г.Ф., Алиев Э.Ф. Оценка эффективности отмыва и растворения АСПО месторождения Узень в динамическом и статическом режимах. – Труды Международной научно-технической конференции «Проблемы и перспективы развития геологического кластера: образование – наука – производство», Алматы, 2014, с. 475–478.

16. Иванова И.К., Рыкунов А.А. Расчет кинетических параметров процесса растворения асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО) в алифатико-ароматическом растворителе. – Нефтегазовое дело, 2011, № 2, с. 242–247.

17. Бойко Г.И., Любченко Н.П., Шайхутдинов Е.М., Айткалиева Г.С., Байсаринова С.С., Сармурзина Р.Г. Изучение состава АСПО нефти месторождения Узень и разработка эффективного растворяющего состава. – Труды Международного симпозиума «Современные проблемы высшего образования и науки в области химии и химической технологии», КазНУ, Алматы, 2013, 487с.

18. Турукалов М.Б. Критерии выбора эффективных углеводородных растворителей для удаления АСПО. – Автореф. дисс. канд. хим. наук, Краснодар, 2005.

БАТЫС ҚАЗАҚСТАН КЕНОРЫНДАРЫНЫҢ АСФАЛТ-ШАЙЫР-ПАРАФИН ҚАТПАРЛАРЫ ЖӘНЕ ОНЫ ЖОЮҒА АРНАЛҒАН ҚҰРАМДАР

**Г.И. Бойко, Н.П. Любченко, Г.С. Айткалиева, Р.Г. Сармурзина, У.С. Карабалин,
Д.С. Тиесов, Г.А. Букаева**

Түйіндеме

Өзен және Қаражанбас кен орындарының асфальт-шайырлы-парафинді қатпарларын (АШПҚ) жою және еріту үшін жаңа композициялық құрамдар жасалды. Асфальт-шайырлы-парафинді шөгінділердің құрылымдық-топтық құрамына талдау жасалды және бензин мен о-ксилолдан тұратын екілік еріткіш жүйелерінің қатпарларды еріту қабілеттілігі бағаланды. Белсенді компонент ретінде массаның 0,1-ден 0,5% -ға дейінгі мөлшердегі атактикалық полипропилен қолданылды.

АШПҚ еріткіш композицияларын таңдау және олардың тиімділігін бағалау динамикалық және статикалық режимдерде жүргізілді.

АШПҚ-ның толық ыдырауы және еруін қамтамасыз етеді, ең жақсы жуу, еріту мен жою тиімділігі құрамында 50% масс. о-ксилол, 50% масс. біріншілік айдау бензині және 0,5% масс. атактикалық полипропилен (АПП) еріткіш композициясы ие. Бұл еріткіш құрамын қолданған кезде жоғары молекулалық қосылыстармен еріткіш қанықтылығының максималды жоғарылауы байқалады.

ASPHALT-RESIN-PARAFFIN DEPOSITS OF THE WESTERN KAZAKHSTAN AND COMPOSITIONS FOR THEIR REMOVAL

**G.I. Boyko, N.P. Lyubchenko, G.S. Aytkaliyeva, R.G. Sarmurzina, U.S. Karabalin,
D.S. Tiyessov, G.A. Bukayeva**

Abstract

New composite mixtures have been created to remove and dissolve asphalt-resin-paraffin deposits (ARPD) of the Uzen and Karazhanbas oilfields. The analysis of the structural-group composition of ARPD was carried out and the solvent capacity of binary solvent systems containing straight-run gasoline and o-xylene was evaluated. Atactic polypropylene in an amount of 0.1 - 0.5 mass .% was used as the active component.

The selection of ARPD solvent compositions and an assessment of their effectiveness were carried out in dynamic and static modes.

It was revealed that the created composite systems provide complete destruction and dissolution of the ARPD, the solvent composition containing 50 mass.% of the o-xylene, 50 mass.% of the straight-run gasoline and 0.5 mass.% of the atactic polypropylene (APP) has the best washing, dissolving and removing effect. When using this solvent composition, a maximum increase in solvent saturation with high molecular weight paraffin compounds is observed.

Информация об авторах

Бойко Галина Ильясовна – докт. хим. наук, профессор, Satbayev University, *g.boiko@satbayev.university*;

Любченко Нина Павловна – канд. хим. наук, доцент, Satbayev University, *amtek@bk.ru*;

Айткалиева Гульзат Сляшевна – PhD, сеньор-лектор, Satbayev University, *gulzat_slyashevna@mail.ru*;

Сармурзина Раушан Гайсиевна – докт. хим. наук, профессор, советник генерального директора Ассоциации «KAZENERGY»;

Карабалин Узакбай Сулейменович – докт. техн. наук, заместитель председателя Ассоциации «KAZENERGY»;

Тиесов Данияр Суиншликович – Председатель правления АО «Kazakhstan Petrochemical Industries»;

Букаева Гильдиян Адъяновна – сеньор- лектор, Satbayev University, +7 775 375 0318.

УДК 622.245

ПОЛУЧЕНИЕ ОБЛЕГЧЕННЫХ ТАМПОНАЖНЫХ МАТЕРИАЛОВ ИЗ МЕСТНОГО СЫРЬЯ ДЛЯ КРЕПЛЕНИЯ СКВАЖИН В УСЛОВИЯХ КОРРОЗИОННО-АКТИВНЫХ СРЕД

Б.Т. Умралиев, Ф.А. Агзамов, М.Ж. Таскинбаев, А.К. Сейтов

Исследование посвящено анализу текущих условий крепления глубоких скважин в Западном Казахстане и разработке теоретических основ получения облегченных коррозионно-стойких тампонажных материалов с применением местного сырья.

В данной работе даны теоретическое обоснование снижения плотности тампонажных материалов и пути повышения коррозионной стойкости получаемых тампонажных растворов и камня с добавкой природных карбонатных материалов для условий присутствия в составе пластовых флюидов кислых агрессивных компонентов (сероводорода и углекислого газа). Для получения однородной плотной структуры цементного камня обоснована дезинтеграторная технология.

При проведении исследований использованы как стандартные, так и специальные методы исследования свойств тампонажных материалов в коррозионно-активной среде. Обработка экспериментальных данных производилась с применением методов математической статистики.

Ключевые слова: тампонажные материалы, облегченные тампонажные смеси, карбонатная добавка, ракушечник, мел, дезинтеграторная активация.

На протяжении уже более 30 лет на территории Западного Казахстана и на акваториях Каспийского моря успешно разрабатываются крупные нефтегазовые месторождения, такие как Тенгиз, Королевское, Карачаганак, Кашаган и др. Отличительной особенностью данных месторождений является наличие повышенного содержания сероводорода и углекислого газа в составе пластовых флюидов.

В связи с интенсивной разработкой данных месторождений давление в продуктивных горизонтах ускоренно идет на снижение, и на сегодняшний день разница градиентов начального и текущего положений для более старых место-

рождений составляет от 0,004 до 0,008 МПа/м (табл. 1).

Изменение геолого-технических условий разработки месторождений требует изменения подхода к технологиям строительства скважин, в т.ч. и к технологиям крепления скважин.

В условиях такого снижения пластового давления применение тампонажных растворов нормальной плотности приводит к недоподъему цементного раствора до проектной высоты, в связи с этим возникает необходимость применения специальных технологий, в т.ч. использования облегченных коррозионно-устойчивых тампонажных композиций.

Таблица 1. Содержание агрессивных компонентов и пластовые давления нефтяных месторождений Западного Казахстана

№	Месторождение	Содержание агрессивных компонентов, %		Градиент пластового давления в, МПа/м	
		H ₂ S	CO ₂	в начале разработки	текущее значение
1	Тенгиз	15	3,6	0,018	0,010
2	Королевское	12	3,1	0,018	0,012
3	Карачаганак	4,3	5,9	0,012	0,008
4	Кашаган	15	4	0,018	0,017

Необходимо отметить, что в настоящее время Казахстан располагает большими запасами местных сырьевых материалов, одними из которых являются многотоннажные отходы промышленных производств в виде шлаков, шламов и карьерных мелочей. Однако, они еще не нашли должного применения при строительстве скважин. Несмотря на значительный объем проведенных исследований, по ряду материалов на сегодняшний день нет научного обоснования и достаточного объема исследования для эффективного использования их в качестве модифицирующих добавок к тампонажным материалам.

Наиболее эффективным путем решения проблемы крепления и обеспечения качества цементирования скважин в таких условиях является снижение плотности цементного раствора за счет использования добавок низкой плотности. Однако, введение в состав цемента любых добавок часто приводит к снижению прочности камня, повышению водоотдачи и ухудшению седиментационной устойчивости цементного раствора.

Кроме этого, из-за ухудшения структуры полученного цементного камня облегченные тампонажные материалы обладают пониженной коррозионной стойкостью в агрессивных средах.

В связи с этим совершенствование рецептуры облегченных тампонажных материалов является актуальной задачей, направленной на повышение качества строительства скважин на месторождениях с низкими градиентами пластовых давлений.

Анализ большинства добавок, используемых для регулирования технологических свойств тампонажного раствора

(камня), позволил предположить, что эффективной добавкой является карбонат кальция, который в природе встречается в разных видах.

Положительные аспекты применения карбоната кальция состоят в следующем:

- повышение седиментационной устойчивости и снижение водоотдачи тампонажного раствора;
- снижение плотности получаемого тампонажного раствора;
- повышение стойкости цементного камня к действию агрессивных кислых сред;
- расширение тампонажного камня при его затвердевании.

Рассмотрим подробнее данные теоретические предпосылки.

Как показали многочисленные исследования [1, 2], введение карбоната кальция позволяет в значительной степени повысить седиментационную устойчивость тампонажного раствора. Это обусловлено тем, что карбонат кальция обладает способностью структурировать воду на поверхности твердой фазы и вблизи неё за счет ион-дипольного и диполь-дипольного взаимодействия.

Количество связываемой и структурируемой воды зависит от удельной поверхности карбонатной добавки. Так, например, водопотребность мела находится на уровне диатомита и трепела, наиболее распространенных облегчающих добавок, используемых при получении облегченных цементов.

Поскольку карбонат кальция связывает свободную воду затвердения, то растворы могут иметь большее водосодержание, тем самым способствуя снижению плотности получаемого раствора.

Кроме того, карбонат кальция имеет

меньшую плотность по сравнению с клинкером, что также обеспечит снижение плотности раствора.

Проведенные расчеты показали возможность получения тампонажных растворов плотностью 1400–1500 кг/м³ с добавкой природных карбонатсодержащих минералов до 50% от веса цемента.

Как известно, коррозионная стойкость цементного камня определяется фазовым составом продуктов его твердения и структурой порового пространства.

Тимашевым В.В. было показано, что карбонатные микронаполнители благоприятно влияют на формирование структуры цементного камня на основе портландцемента в различные сроки твердения [3]. Большая прочность камня объясняется достаточно крепким срастанием карбонатных минералов с цементными новообразованиями по сравнению с кремнийсодержащими материалами. В продуктах гидратации были обнаружены гидрокарбоалюминаты кальция ($3\text{CaO}\cdot\text{Al}_2\text{O}_3\cdot\text{CaCO}_3\cdot 11\text{H}_2\text{O}$) и таумасит ($\text{Ca}_3\text{Si}(\text{OH})_6(\text{CO}_3)(\text{SO}_4)\cdot 12\text{H}_2\text{O}$).

Схемы срастания карбоната кальция CaCO_3 с новообразованиями цемента приведены на рис. 1. По данным [4, 5] причиной более прочного срастания минералов является небольшая разница параметров плоскостей срастания мономинералов, которая обычно должна быть не менее 15%.

Также отмечается, что карбонат кальция способствует образованию низкоосновных гидросиликатов кальция типа тоберморита и ксонотлита. Именно эти фазы, согласно проведенным термодинамическим расчетам [2], являются наиболее стойкими фазами в среде сероводорода и углекислого газа.

Гидрокарбоалюминаты кальция в процессе образования несколько увеличиваются в объеме, и поэтому они способны вызвать расширение цементного камня при твердении.

Общее улучшение структуры должно дополнительно повысить коррозионную стойкость получаемого камня, поскольку часто процесс коррозии лимитируется диффузией агрессивных флюидов (ионов) внутрь цементного камня.

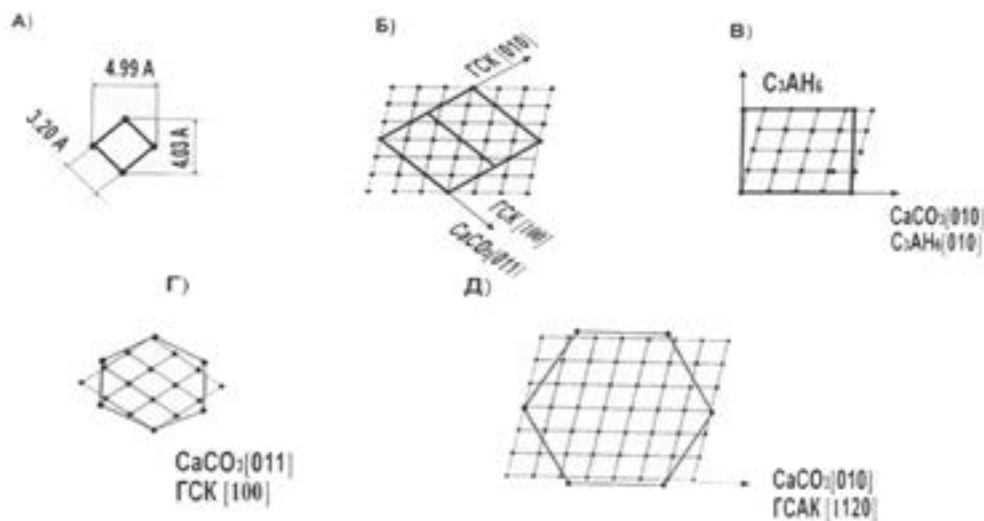


Рисунок 1. Схемы сопряжения плоскостей спайностей кристаллитов кальцита новообразованиями цемента

А – кристаллит кальцита; Б – гидросиликат кальция (ГСК); В – гидроалюминат кальция; Г – гидросиликат кальция; Д – гидросульфалюминат кальция (ГСАК)

Одним из самых эффективных способов повышения удельной поверхности вяжущих материалов является дезинтеграторная обработка, пионерами применения которой в нефтегазовой промышленности явились ученые Казахстана, и которую мы рассматриваем в качестве технологии получения многокомпонентных облегченных тампонажных материалов. Основным аргументом в пользу данной технологии стало то, что при обработке неорганических материалов в дезинтеграторе в структуре проявляются качественные изменения, вызывающие увеличение их реакционной способности, изменение растворимости и др.

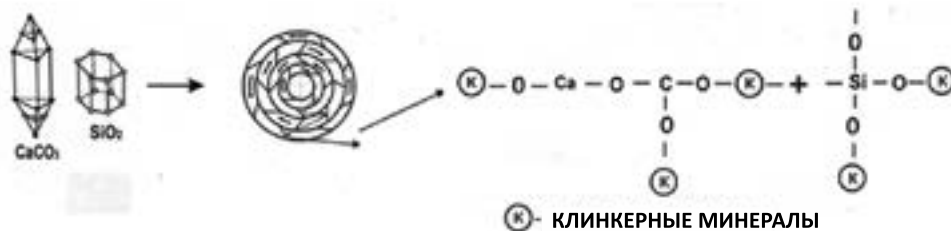
Аналогично этому, при дезинтеграции ракушечника (карбоната кальция) частицы могут разрушаться на примесных участках, и на этих участках могут образо-

ваться свободные отрицательные заряды, содержащие кислород, и положительные, содержащие кремний, кальций и углерод.

Мы предполагаем, что при совместной обработке добавок и вяжущего материала свежесформированные частицы клинкерных минералов могут осаждаться на дефектные участки ракушечника, поэтому химические реакции между ними могут протекать уже в процессе механической активации также, как и в водном растворе, но значительно активней. Возможный механизм взаимодействия и вероятный состав продуктов твердения приведены на рис. 2.

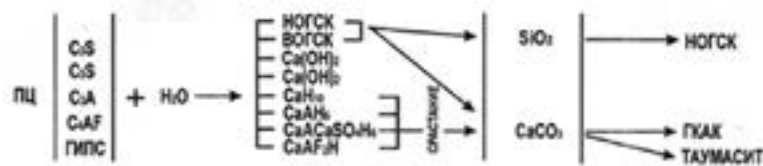
В качестве базового вяжущего материала предлагается применение тампонажного портландцемента. В качестве карбонатсодержащей добавки предлагается использование ракушечника и природного мела.

Схема механо-химической активации карбонатных добавок при дезинтеграторной обработке



Гидратация портландцемента и взаимодействие с карбонатом кальция

Реакция гидратации Гидрантные фазы цемента Ракушечник Мел Образование новых фаз



НОГСК – низкоосновные гидросиликаты кальция.
 ВОГСК – высокоосновные гидросиликаты кальция.
 ГКАК – гидрокарбоалюминаты кальция.

Рисунок 2. Механизм взаимодействия и вероятный состав продуктов твердения цементно-карбонатных тампонажных смесей

Химический состав ракушечников (Бейнеуского и Жетыбайского карьеров) в основном представлен карбонатом кальция (CaCO_3 до 93%) и аморфизированным кремнеземом (SiO_2 до 6,33%). Во-

дный раствор карбонатной крошки имеет pH 10,4. Металлы в ракушечнике представлены в очень незначительном количестве. Шлиф ракушечника представлен на рис. 3.



Рисунок 3. Шлиф ракушечника

Другой разновидностью карбонатсодержащей добавки является природный мел, который распространен на территории Западного Казахстана. Средний химический состав мела месторождений Белая Ростошь и Кенбай следующий: CaCO_3 – 91,29%; MgCO_3 – 1,27%; нерастворимый остаток – 3,56–0,07%; NaCl – 2,2% и др. Плотность мела – 2,58 т/м³, пористость – 30,8%, объемный вес – 1,6 т/м³, естественная влажность – 13,89% [6].

Поскольку планировалось снижение плотности цементного раствора, то, как показывалось ранее, следует ожидать увеличения водоцементного соотношения и повышения доли облегчающей добавки, что неизбежно должно сопровождаться изменением свойств цементного раствора и камня, что требует дополнительного химического модифицирования тампонажных материалов.

Для химического анализа сырьевых

материалов, цементов и добавок использовались методы, описанные в стандартных методиках для исследования цементов.

Физико-механические свойства цементов, раствора, камня определялись на стандартных приборах согласно ГОСТ 1581-96 и ГОСТ 310.1.96.

Свойства, не предусмотренные ГОСТом (вязкость, объемные изменения, седиментационная устойчивость, водоотдача растворов, а также фазовый состав продуктов гидратации и сырья), определяли специальными методами.

Планирование эксперимента и обработка экспериментальных данных проводились с применением методов математической статистики.

Для изучения механизма коррозии цементного камня были изготовлены экспериментальные установки, часть из них проводилась на кафедре бурения не-

фтяных и газовых скважин Уфимского государственного нефтяного технического университета (УГНТУ).

Ранее было показано существенное влияние дезинтеграторной обработки на физико-механические свойства смеси, раствора и камня на базе портландцемента. Нами было изучено ее влияние на цементно-карбонатные тампонажные композиции.

Размалываемость различных видов

карбонатной добавки на дезинтеграторной установке представлена в табл. 2, где показано, что степень размалываемости материалов зависит от их плотности, и по энергоемкости к размалыванию карбонатные материалы располагаются в следующем порядке: мел, ракушечник, мрамор и песок, т.е. среди рассматриваемых добавок к цементам мел и ракушечник относятся к числу наиболее легко размалываемых материалов (табл. 2).

Таблица 2. Размалываемость карбонатных материалов

Добавка	Удельная поверхность (м ² /кг) при числе оборотов ротора (об /мин)					K _p
	0	3000	6000	9000	12000	
Мел	53	320	821	887	918	2,88
Ракушечник (Рк)	53	270	350	420	500	1,77
Мрамор	53	220	300	385	450	1,15
Песок Вольский	53	190	270	340	401	1,00

K_p – коэффициент размалываемости материалов.

За эталон взята размалываемость песка Вольского

Для оценки влияния дезинтеграторной обработки на изменение удельной поверхности цементно-карбонатных композиций испытывались смеси с содержанием ракушечника от 0 до 50%. Установлено, что прирост удельной поверхности составляет 3-30% при 6000 об/мин, 35-50% – при 12000 об/мин и 40-100% – при 18000 об/мин.

Естественно предположить, что увеличение удельной поверхности в процессе измельчения приводит к усилению взаимодействия вяжущего вещества и добавки с водой. С увеличением удельной поверхности повышается скорость его растворения и реакционная способность. Рост удельной поверхности повышает количество некомпенсированных, разорванных связей, которые за счет своих зарядов будут структурировать большее количество молекул воды и повышать тем самым седиментационную устойчивость тампонажного раствора.

Поскольку добавка ракушечника обособывалась нами как облегчающая, то ставилась задача получения тампо-

нажных растворов плотностью менее 1600 кг/м³, т.к. опыт получения цементно-карбонатных растворов с вышеуказанной плотностью уже имелся.

Экспериментально было установлено, что введение ракушечника в состав цемента позволяет сохранить подвижность раствора при минимальном водотвердом отношении, что позволяет обеспечить плотность структуры цементного камня.

Прочность цементного камня с увеличением содержания ракушечника снижается, однако дезинтеграторная активация повышает прочностные характеристики цемента, что позволяет повысить количество добавки в смеси.

Так, например, при содержании до 30% ракушечника прочность цементного камня без дезинтеграторной обработки снижается с 3,98 МПа до 1,73 МПа.

Тонкость измельчения ракушечника имеет существенное влияние на прочностные характеристики цементного камня. Повышение тонкости измельчения ракушечника способствует приросту прочности полученного цементного камня,

при этом тенденция снижения прочности с ростом количества добавки сохраняется.

Прочность на изгиб цементного камня для составов с добавкой ракушечника 20% и 30% составила соответственно 4,12 и 3,5 МПа, что в 1,74 и 1,94 раза выше прочности на изгиб цементного камня с добавкой ракушечника без дезинтеграторной активации. Прочность образцов цементного камня с добавкой ракушечника на изгиб и сжатие в начальные периоды твердения ниже прочности портландцемента, однако, с увеличением продолжительности твердения до 28 суток прочность камня составов ПЦ:Рк = 80:20 становится выше прочности образцов из портландцемента на 11,90%.

При исследовании влияния температуры твердения цементного раствора показано, что максимальная прочность цементного камня для всех составов наблюдается при температуре 75°C. С увеличением температуры твердения отмечается спад прочности. Если для составов 70:30 прочность при температуре 75°C составляла 7,00 МПа, то с увеличением температуры твердения до 120°C и 160°C прочность камня снижается до 4,21 и 3,07 МПа соответственно.

Для оценки активации были проведены эксперименты при водотвердом отношении, обеспечивающем растекаемость раствора, равную 18–19 см. При этом прирост прочности для цемента составил 20%, 44% и 55% при 6000, 12000 и 18000 об/мин.

Тампонажные смеси даже с 50% карбонатной добавкой имеют прирост прочности цементного камня в пределах 20–50%, 50–150%, 100–250% при активации в режиме 6000, 12000, 18000 об/мин соответственно.

Данный факт объясняется увеличением растворимости добавки, а также клинкерных минералов вяжущего материала, приводящих к увеличению скорости и степени гидратации. Доказательством последнего также являются результаты рентгеноструктурного и термического

анализов продуктов твердения и электрохимические исследования процесса гидратации цемента.

Качественный рентгеноструктурный анализ состава цементного камня показал, что с добавлением в портландцемент ракушечника на рентгенограммах продуктов твердения появляются новые дифракционные пики, соответствующие межплоскостным расстояниям кристаллической решетки гидрокарбоалюминатов кальция и таумасита. Данные новообразования являются продуктами гидратации карбоната кальция, входящего в состав ракушечника с клинкерными минералами цемента.

Наличие гидрокарбоалюминатов кальция на рентгенограммах обнаруживается уже в начальные периоды твердения цементного камня в воздушно-влажной среде при температурах 22 и 75°C. Их относительное количество повышается с интенсивностью обработки на дезинтеграторе. Таумасит на образцах с содержанием ракушечника 10% не обнаружен. Интенсивные пики его обнаруживаются при содержании ракушечника в цементном камне 30%. Относительное увеличение количества таумасита также наблюдается при дезинтеграторной обработке. Также было установлено, что при добавке ракушечника увеличивается доля тоберморитоподобных гидросиликатов кальция. При всех этих изменениях в кристаллической части цементного камня снижается количество свободной извести, т.е. происходит ее связывание.

Исследования жидкой фазы активированных смесей электрохимическим методом показали, что в случае дезинтеграторной обработки происходит более интенсивное усвоение извести, что подтверждает более высокую скорость гидратации.

Введение различных содержаний ракушечника в тампонажные составы снижает контракцию как в начальные, так и в более поздние сроки твердения цементного раствора (камня). Если величина контракции чистого цемента в 2-суточном

возрасте составила $3,69 \text{ см}^3$, то добавка до 30% ракушечника снижает величину контракции до $1,80 \text{ см}^3$. По истечении 7 суток твердения камня контракция для данного состава составила $3,50 \text{ см}^3$, что в 1,93 раза больше 2-суточной величины и в 1,63 раза ниже величины контракции базового цемента 7-суточного возраста. Таким образом, очевидно, что введение ракушечника в состав цемента позволяет снизить контракцию цементного камня и тем самым может повысить герметичность крепи, исключив усадочные деформации, обусловленные контракцией.

Цементно-меловые тампонажные растворы (ЦМТР) также успешно прошли лабораторные испытания. Как указывалось, ранее по аналогии с технологией получения гелцементных растворов, прорабатывались две схемы приготовления цементно-мелового тампонажного раствора – затворением сухой смеси на воде (ЦМТР-1) и затворением цемента на меловой пульпе (ЦМТР-2). При этом установлено, что независимо от способа приготовления растворы обладают повышенной седиментационной устойчивостью, а камень – хорошими физико-химическими характеристиками. Первое объясняется способностью высокодисперсных частиц карбоната кальция структурировать значительные объемы свободной воды, находящейся в растворе на ранних стадиях замешивания и твердения. Этим же эффектом обусловлено и снижение водоотдачи цементно-меловых растворов. Высокая прочность камня обусловлена возникновением в цементном камне гидрокарбоалюминатов кальция и таумасита, наличие которых подтверждено данными рентгеноструктурного анализа. Также экспериментально показано, что цементно-меловые растворы в меньшей мере подвержены усадочным деформациям по сравнению портландцементом без добавки, а при твердении в водной среде обнаруживают расширение в пределах 0,2-0,7%. Коэффициент проницаемости при добавке карбоната кальция

резко снижается.

Установлено, что при воздействии сероводородного газа образцы цементного камня из портландцемента и составы, содержащие 10% ракушечника, первоначально имеющие повышенную прочность, с увеличением срока пребывания в сероводороде с 28 до 60 суток резко теряют свою прочность, а по истечении 90 суток разрушаются с увеличением объема в результате растрескивания. Так, например, прочность на изгиб состава ПЦ:Рк = 90:10 к 28 суткам повысилась с 7,41 до 8,49 МПа, однако, по прошествии 90 суток резко снизилась до 2,55 МПа, а через 90 суток цементный камень разрушился. Коэффициенты стойкости в данные промежутки времени изменились с 1,27 до 0,36 (табл. 3).

Повышенную коррозионную стойкость показали составы с добавкой 30% ракушечника. Для данного состава ПЦ:Рк = 70:30 характерна относительно низкая прочность, однако, снижение прочности происходит не столь интенсивно по сравнению с составами с содержанием 10% ракушечника, а для составов 70:30 отмечена стабильная прочность. Прочность на изгиб для данного состава в период с 7 до 120 суток изменилась с 5,62 до 6,40 МПа, а коэффициент коррозионной стойкости изменился с 1,13 до 1,08.

Дезинтеграторная активация улучшает прочностные характеристики камня из всех составов, при этом тенденция снижения и набора прочности для них от содержания ракушечника сохраняется. Прочность образцов из составов ПЦ:Рк = 70:30 дезинтеграторного приготовления выше в 1,2–1,5 раз, чем прочность аналогичных составов без активации. Если для состава ПЦ:Рк = 70:30 без дезинтеграторной активации в период от 7 до 120 суток прочность на изгиб изменилась с 5,62 до 6,4 МПа, то для активированных составов она изменилась с 6,86 до 6,51 МПа. Показатели коррозионной стойкости составов дезинтеграторного приготовления также выше, чем у составов обычного приготовления.

Таблица 3. Изменение прочности тампонажных смесей в сероводородном газе

Состав смеси, %		Прочность на изгиб (МПа) через											
ПЦ	Рк	7 суток			60 суток			90 суток			120 суток		
Без дезинтеграторной активации, В/Т=0,5													
		H ₂ S	H ₂ O	K _c	H ₂ S	H ₂ O	K _c	H ₂ S	H ₂ O	K _c	H ₂ S	H ₂ O	K _c
100	0	8,86	7,71	1,15	8,53	7,72	1,10	4,74	7,13	0,66	0	7,07	0
80	20	6,54	5,25	1,24	6,43	5,87	1,09	4,56	6,20	0,73	2,77	6,02	0,46
70	30	5,62	4,81	1,013	5,7	4,87	1,17	6,68	5,60	1,19	6,40	5,90	1,08
С дезинтеграторной активацией при 6000 об/мин, В/Т=0,5													
80	20	8,52	7,16	1,19	6,82	8,12	0,84	6,72	9,22	0,73	4,96	6,18	0,80
70	30	6,86	6,26	1,09	6,73	6,03	1,10	6,69	5,11	1,31	6,51	4,74	1,18

Примечание:

1. H₂S – твердение цементного камня в сероводороде;
2. H₂O – твердение цементного камня в воде;
3. K_c – коэффициент коррозионной стойкости,

Результаты испытаний цементного камня в растворенном в воде сероводороде показывают, что изменение прочности камня в сероводородной воде обусловлено одновременным протеканием

конкурирующих процессов: повышение прочности за счет гидратации и снижение прочности в результате коррозионного поражения (табл. 4).

Таблица 4. Изменение прочности тампонажных смесей в растворенном в воде сероводороде (C_{H2S} = 2000–3000 мг/л)

Состав смеси, %		Прочность на изгиб (МПа) через							
ПЦ	Рк	7 суток		150 суток		240 суток		360 суток	
без дезинтеграторной активации, В/Т=0,5									
		H ₂ S	K _c	H ₂ S	K _c	H ₂ S	K _c	H ₂ S	K _c
100	0	7,04	1,29	7,97	1,08	7,72	0,82	6,04	0,63
80	20	6,57	1,11	7,12	1,07	8,93	1,24	8,53	1,17
70	30	5,62	1,13	6,97	1,28	7,63	1,35	8,05	1,20
с дезинтеграторной активацией при 6000 об/мин, В/Т=0,5									
80	20	7,13	1,25	8,60	1,05	8,81	1,25	8,81	1,27
70	30	7,14	1,11	7,83	1,11	8,69	1,51	8,69	1,75

При этом повышенная стойкость к сероводородной коррозии составов с добавкой ракушечника 20–30% обеспечивается снижением количества свободного гидроксида кальция и образованием стойких гидратных новообразований – гидрокарбоалюминатов, таумасита и тоберморитоподобных гидросиликатов кальция, а также устойчивостью к сероводородной агрессии самого карбоната кальция, составляющего основу мела и ракушечника. С другой стороны, рост количества кристаллической фазы в образцах, как и невысокая первоначальная прочность срастания кристаллитов на гра-

ницах добавки, ведут к снижению прочностных характеристик сформированного композита. Данная ситуация исправима путем дезинтеграторной обработки тампонажной композиции.

Так, например, глубина коррозии образца из неактивированного портландцемента через 3 суток составила 0,5 мм, а через 50 суток – 3 мм. Образцы из активированного портландцемента к 3-суточному сроку не имели внешних признаков коррозии, однако, через 50 суток глубина коррозии составила 2 мм.

Образцы из смеси ПЦ и Рк имели изменение глубины коррозии в период от 3

до 50 суток от 1 до 3,5 мм. Образец того же состава дезинтеграторного приготовления к 3 суткам хранения в данной среде не имел следов проникновения сероводорода, а через 50 суток глубина коррозии составила 2 мм (рис. 4).

Рентгенографический фазовый анализ продуктов сероводородной коррозии цементного камня показал, что их основными составляющими, имеющими кристаллическую структуру, являются сульфиды кальция (CaS) и железа (FeS). Разрушению камня способствовало также наличие в структуре камня большого количества свободного гидроксида кальция. Состав же цементного камня с содержанием ракушечника 30% в основном представлен гидрокарбоалюминатом.

Анализ распределения пятен коррозии на цементных камнях показывает, что данные пятна зарождаются преимущественно вблизи неоднородностей, граничных меж-

кристаллитных областей, поскольку они характеризуются повышенной неоднородностью и, следовательно, возникновением микронапряжений в кристаллических фазах цементного камня.

Определение величин плотности дислокаций и микронапряжений методом обратных-полюсных фигур (ОПФ) показало, что добавка ракушечника в составе тампонажного портландцемента ведет к снижению микронапряжений в кристаллитах, образующих цементный камень. Это, вероятнее всего, связано с большей пластичностью кристаллитов ракушечника, способных воспринимать микродавление, оказываемое в процессе роста кристаллитов в цементном камне, и тем самым способствующих перераспределению микронапряжения по всему образцу цементного камня, которое впоследствии повышает стойкость цементного камня в агрессивной среде.

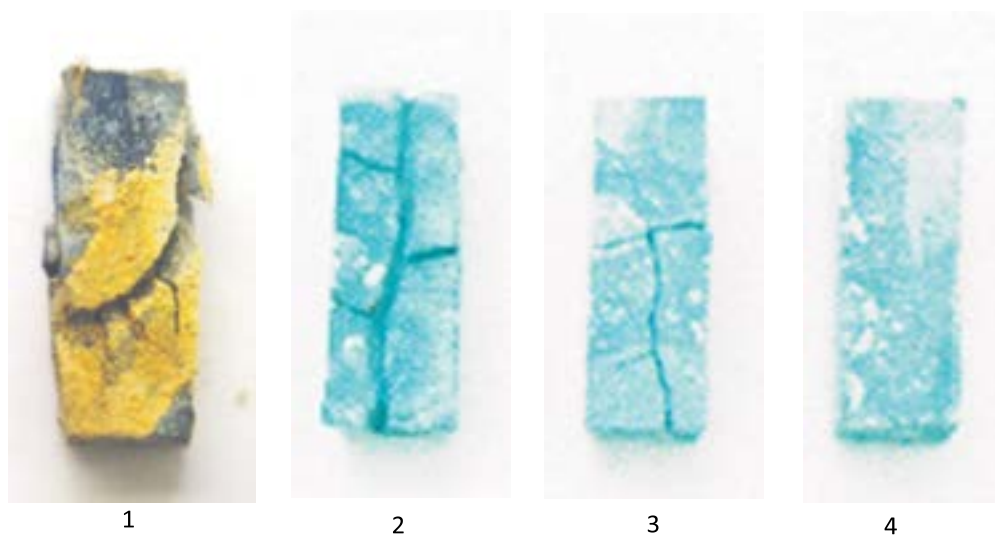


Рисунок 4. Образцы цементного камня из смесей портландцемента и ракушечника дезинтеграторного приготовления (при $n = 9000$ об/мин), твердевшие в сероводороде ($T = 4$ мес.)

1 - ПЦ без помола; 2 - ПЦ:Рк = 90:10; 3 - ПЦ:Рк = 80:20; 4 - ПЦ:Рк = 70:30

Ранее проведенными исследованиями было показано, что механизмы воздействия сероводорода и углекислоты на цементный камень аналогичны [7]. Согласно термодинамическим расчетам в газообразном CO_2 все составляющие цементного камня являются нестойкими, тогда как в H_2S устойчивы гиролит, тоберморит (при нормальных условиях в отсутствие кислорода).

Теоретически при протекании реакции обмена сероводорода в системе $\text{H}_2\text{S}-\text{CaCO}_3$ потребуется больше энергии, по сравнению с обменными процессами с другими гидратными фазами цемента, что означает, что CaCO_3 сравнительно устойчив в среде чистого H_2S . Это следует также из того, что термодинамически вза-

имодействие с одними и теми же гидратными фазами цементного камня в случае с CO_2 является более предпочтительным, чем с H_2S .

Результаты экспериментальных исследований оценки коррозионной стойкости цементно-меловых композиций в углекислотной среде, приведенные в табл. 5, показали, что добавка мела даже без дезинтеграторной обработки повышает коррозионную стойкость камня в растворенной углекислоте.

Известно, что традиционно применяемые облегченные тампонажные материалы имеют достаточно серьезные недостатки, обусловленные качеством применяемых материалов либо технологией их приготовления.

Таблица 5. Влияние растворенной углекислоты на прочность цементно-меловых тампонажных материалов

№	Состав, %			Способ приготовления	Испытуемая среда	$\sigma_{\text{изг}}$, МПа через (сутки)		
	ПЦ	Мел	В/Т			2	7	26
1	100	15	0,50	1	Вода	3,5	7,85	7,62
2	100	15	0,50	1	Раствор CO_2	-	10,69	9,9
3	100	15	0,50	2	Вода	4,8	7,74	11,1
4	100	15	0,50	2	Раствор CO_2	-	8,70	11,7

Для примера рассмотрены цементно-зольные облегченные материалы, показавшие свою хорошую эффективность, особенно при повышенных температурах. Как правило, данные смеси готовятся сухим смешением портландцемента и золы. Однако, как показывает практика, иногда из-за отсутствия сухой золы цементно-зольные растворы на буровых замешиваются на заранее приготовленном зольном растворе. В таком растворе зола оседает, что в дальнейшем вызывает необходимость постоянного перемешивания. Кроме того, в процессе приготовления цементно-зольные растворы получают относительно неоднородными. В связи с этим для устранения названных недостатков было предложено стабилизировать цементно-зольные смеси суспензией

тонкодисперсного мела. Исследования показали, что зольные суспензии, приготовленные с добавкой мела в соотношении 40:10, сохраняют свою однородность и стабильность.

Было изучено изменение прочности на изгиб и сжатие камня из цементно-зольно-меловых растворов состава «цемент – зола – мел» (50:40:10) при В/Ц = 0,75. Результаты исследований показали, что добавка мела не снижает прочность камня цементно-зольных смесей при одновременном улучшении свойств тампонажного раствора.

Выводы

Исследование размалываемости материалов показало, что природные карбонатные материалы (ракушечник и мел) являются легко размалываемыми мате-

риалами, что обеспечивает их малую емкость.

Лабораторными исследованиями образцов цементного камня в среде сероводорода и углекислого газа установлено повышение коррозионной стойкости тампонажных материалов за счет образования химически стойких низкоосновных фаз в системе портландцемент – CaCO_3 , снижения количества свободного гидроксида кальция, а также за счет улучшения структуры цементного камня снижением микронапряжений, возникающих в процессе роста кристаллитов в цементном камне.

В целях повышения активности обрабатываемых материалов и улучшения структурных характеристик получаемого цементного камня рекомендуется применение дезинтеграторной технологии.

На основе комплексных исследований установлена возможность модифицирования тампонажных смесей с использованием природного мела и многотоннажных (карьерных) отходов ракушечника, которые позволяют улучшить технологические параметры и долговечность крепи нефтяных и газовых скважин в условиях кислых агрессивных сред и в температурном диапазоне 20–120°C.

Список использованной литературы

1. Каримов Н.Х., Хахаев Б.Н., Запорожец Л.С. Тампонажные смеси для скважин с аномальными пластовыми давлениями. – Недра, М., 1977, 192 с.
2. Измұхамбетов Б.С., Агзамов Ф.А., Умралиев Б.Т. Применение дезинтеграторной технологии при получении порошкообразных материалов для строительства скважин. – Недра, Санкт-Петербург, 2007, 461 с.
3. Тимашев В.В., Кожемякин П.Г. Влияние добавок карбоната кальция и магния на процессы гидратации портландцемента. – Изд. Москва, М., 1981, вып. 118, с. 70-88.
4. Тимашев В.В. Синтез и гидратация вяжущих материалов. – Наука, М., 1986, 424 с.
5. Бутт Ю.М., Тимашев В.В., Бенштейн Ю.И. Срастание гидрооксида кальция с кварцем и кальцитом. – Цемент, 1972, № 5, 1972, с. 13-14.
6. Диаров М.Д., Калачева В.Г., Мещеряков С.В. Природные богатства Индера и их использование. - Изд. Наука КазССР, Алматы, 1981, 136 с.
7. Кравцов В. М., Кузнецов Ю. С., Мавлютов М. Р., Агзамов Ф. А. Крепление высокотемпературных скважин в коррозионно-активных средах. – Недра, М., 1987, 190 с.

КОРРОЗИЯЛЫҚ БЕЛСЕНДІ ОРТАЛАРДА ҰҢҒЫМАЛАРДЫ БЕКІТУГЕ ЖЕРГІЛІКТІ ШИКІЗАТ НЕГІЗІНДЕ ЖЕҢІЛДІТІЛГЕН ТАМПОНАЖ МАТЕРИАЛДАРЫН АЛУ Б.Т. Умралиев, Ф.А. Агзамов, М.Ж. Таскинбаев, А.К. Сейтов

Түйіндеме

Зерттеу Батыс Қазақстандағы терең ұңғымаларды бекітудің қазіргі жағдайларын талдауға және жергілікті шикізатты пайдалана отырып, жеңілдетілген коррозияға төзімді цементтеу материалдарын алудың теориялық негіздерін жасақтауға арналған.

Бұл жұмыста тампонаж сұйықтықтардың тығыздылығын төмендету және түзілетін сұйықтықтарда қышқыл агрессивті компоненттердің (күкіртсутек пен көміртегі диоксиді) қатысуымен ұңғымаларды бекіту жағдайларына табиғи карбонатты материалдарды қосу арқылы коррозияға төзімділігін арттырудың теориялық негіздемелері келтірілген. Цемент тасының біртекті тығыз құрылымын алу үшін дезинтеграторлық технология негізделген.

Зерттеу барысында коррозиялық ортадағы ұнтақтағыш материалдардың қасиеттерін зерттеу үшін стандартты және арнайы әдістер қолданылды. Эксперименттік мәліметтерді өңдеу және экспериментті жоспарлау математикалық статистика әдістерін қолдану арқылы жүзеге асырылды.

Түйін сөздер:

OBTAINING LIGHTWEIGHTED CEMENTING MATERIALS FROM LOCAL RAW MATERIALS FOR CEMENTING WELLS IN CORROSION-ACTIVE ENVIRONMENT
B.T. UMRALIYEV, F.A. AGZAMOV, M.ZH. TASKINBAEV, A.K. SEITOV

The study is devoted to the analysis of the current conditions for cementing of deep wells in Western Kazakhstan and the development of the theoretical foundations for obtaining lightweight corrosion-resistant cementing materials using local raw materials.

This paper presents the theoretical justification for reducing the density of grouting materials and increasing the corrosion resistance of the resulting grouting mortars and stone with the addition of natural carbonate materials for the presence of acidic aggressive components (hydrogen sulfide and carbon dioxide) in the formation fluids. To obtain a homogeneous dense structure of cement stone, disintegration technology is justified.

During the research, both standard and special methods were used to study the properties of grouting materials in a corrosive environment. Processing of experimental data and planning of the experiment was carried out using methods of mathematical statistics.

Keywords:

Информация об авторах

Умралиев Бауржан Тажикенович – докт. техн. наук, заместитель директора департамента технологий бурения ТОО «КМГ Инжиниринг», b.umralliyev@niikmg.kz;

Агзамов Фарит Акрамович – докт. техн. наук, профессор Уфимского государственного нефтяного технического университета, faritag@yandex.ru;

Таскинбаев Малик Жаксылыкович – директор департамента технологий бурения ТОО «КМГ Инжиниринг», M.Taskinbayev@niikmg.kz;

Сейтов Айдынғали Кабдығалиевич – канд. техн. наук, научный сотрудник департамента технологий бурения ТОО «КМГ Инжиниринг», a.seitov@niikmg.kz.

УДК 628.312

КОМПОНЕНТНЫЙ СОСТАВ РАСТВОРЕННЫХ ОРГАНИЧЕСКИХ СОЕДИНЕНИЙ ЭКСТРАКТОВ СТОЧНОЙ ВОДЫ МЕСТОРОЖДЕНИЯ УЗЕНЬ

Е.М. Сүлеймен, Р.У.-Ж. Сабилов, М.Р. Сисенбаева, А.Д. Талипбеков

Методом хромато-масс-спектрометрии исследован состав летучих растворенных соединений экстракта сточной воды месторождения Узень. Установлено, что основными компонентами являются углеводороды. Следует отметить наличие в воде бензилхлорида (хлористый бензол) 1,3%, содержание которого строго регламентируется в нефти. Отмечается низкое содержание органических кислот (гексадекановая или пальмитиновая кислота). Также следует отметить наличие третичных N,N-диметилдодеканамина (С-12) до 2,3%, и N,N-диметилтридеканамина (С-13), которые являются составными компонентами ингибиторов коррозии. Наличие ксилола, мезитилена, 1,2,3-триметилбензола и 2,6-диметилнафталина указывает на возможное применение деэмульгатора типа Tretolite. Также обнаружено значительное количество сквалена, который является природным биомаркером нефтей.

Ключевые слова: месторождение Узень, сточная вода, хромато-масс-спектрометрия, компонентный состав, растворенные летучие органические соединения, парафины, ингибиторы коррозии, эмульгаторы, органические кислоты, хлорорганические соединения.

Нефтяные месторождения Узень и Карамандыбас расположены в степной части Южного Мангышлака и согласно административно-территориальному делению входят в состав Каракиянского района Мангистауской области Республики Казахстан.

Для вытеснения нефти и поддержания пластового давления на месторождениях осуществляется закачка пластовой (попутно добываемой) и морской воды (в данное время производится замена ее на воду с альбсеноманских скважин).

По мере разработки нефтяных месторождений количество добываемых вместе с нефтью пластовых вод увеличивается и на конечной стадии разработки может достигать 95–98%. Следствием некачественного надзора за закачкой является загрязнение пластов и низкий коэффициент нефтеотдачи. Засорение пласта обуславливается наличием в воде мелкодисперсных частиц, остатков нефтепро-

дуктов и механических примесей, которые в свою очередь вызывают коагуляцию пор, каналов и трещин. Из числа проблем месторождения следует добавить также повышенное солеобразование, коррозию промышленного оборудования и образование трудноразрушаемых эмульсий. Кроме этого, постоянное увеличение обводненности добываемой продукции привело к тому, что существующие установки подготовки воды не могут справиться с такими большими объемами продукции и не доводят воду до требуемого качества [1–2].

Вода для заполнения нефтяных пластов регулируется стандартом, в который в числе основных входят фильтрационные характеристики, содержание и размер частиц механических примесей и эмульгированной нефти, содержание растворенного кислорода, сероводорода, ионов железа [3].

Между тем часто не учитывается содержание органических веществ в пла-

стовых водах, которые по теоретическим данным играют важную роль в нефте- и газообразовании [4].

Следует отметить, что в зарубежной литературе отмечается, что наличие растворенных органических соединений (Water Soluble Organics (WSO) контролируется Законом о чистой воде (the Clean Water Act) [5]. В связи с этим мы впервые провели исследование количественного компонентного состава растворенных летучих соединений в сточной воде месторождения Узень.

Экспериментальная часть

Определение компонентного состава экстракта сточной воды проводили на газовом хроматографе Clarus-SQ 8 с масс-спектрометрическим детектором. Хроматографические условия: колонка капиллярная RestekRxi®-1 ms 0,25 мм x 30 м x 0,25 мкм; объем пробы – 1,0 мкл; газ-носитель – He; скорость газа-носителя – 1 мл/мин; деление потока – 1:25; t колонки – 45°C (2 мин), подъем – 1,5°C/мин до 200°C, далее 15°C/мин до 280°C, изотермический режим при 280°C в течение 10 мин; t испарителя – 280°C, масс-

спектрометрический детектор: t = 240°C, E1+ = 70 eV; время сканирования с 4 по 120 мин; режим сканирования ионов: 39–500 m/z. Процентное содержание компонентов вычисляли автоматически, исходя из площадей пиков общей хроматограммы ионов. Компоненты идентифицировали по масс-спектрам и временам удерживания, с использованием библиотеки NIST. Время удерживания компонентов пересчитывали относительно предельных углеводородов.

Для анализа использовали сточную воду месторождения Узень, отобранную на выходе УПСВ-1 перед НФС 7 ноября 2019 г. Воду в количестве 1 л последовательно экстрагировали трижды гексаном, затем этиловым эфиром уксусной кислоты и, наконец, дихлорметаном.

Результаты и обсуждение

В табл. 1 представлены выходы экстрактов. Как видно из таблицы, наибольший выход получен при экстракции сточной воды гексаном. Расчеты показывают, что суточный выход экстрактов составляет ~300 т, а ежегодный – ~109 500 т.

Таблица 1. Компонентный состав сточной воды месторождения Узень

№	Растворитель	Выход экстракта, г	Выход экстракта, вес. %
1	Гексан	1,48	0,148
2	Этилацетат	0,29	0,029
3	Дихлорметан	0,21	0,021

Как видно из рис. 1–3 и табл. 2, состав экстракта сточной воды представлен следующими основными компонентами:

– при экстракции гексаном (приведены основные компоненты в порядке убывания): ксилол – 7,8%, додекан – 1,7% и пентадекан – 1,6%;

– при экстракции этилацетатом: бутиловый эфир уксусной кислоты – 13,2%, пентадекан – 2,9%, гексадекан – 2,7%, тетрадекан – 2,6%, гептадекан – 2,5%, три-

декан – 2,4%, пентакозан – 2,3%, гептакозан – 2,2%, гексакозан – 2,2%, октадекан – 2,1%, октакозан – 2,0%, тетракозан – 2,0%, геныкозан – 2,0%, нонадекан – 2,0% и додекан – 2,0%;

– при экстракции дихлорметаном: бутиловый эфир уксусной кислоты – 2,7%, N,N-диметил-1-додеканамин – 2,3%, пентакозан – 1,8%, гептадекан – 1,7%, гексадекан – 1,7% и пентадекан – 1,7%.

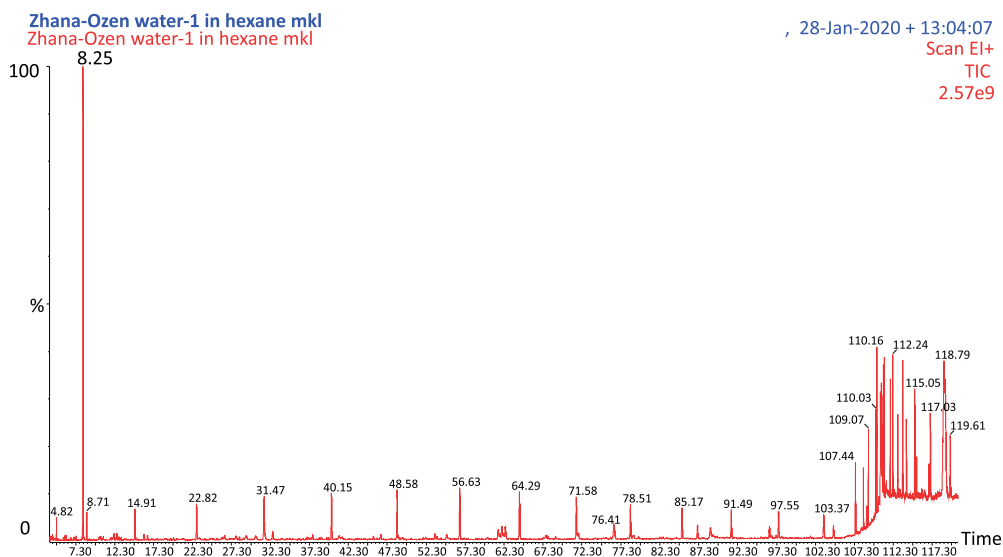


Рисунок 1. Хроматограмма компонентного состава экстракта сточной воды при экстракции гексаном

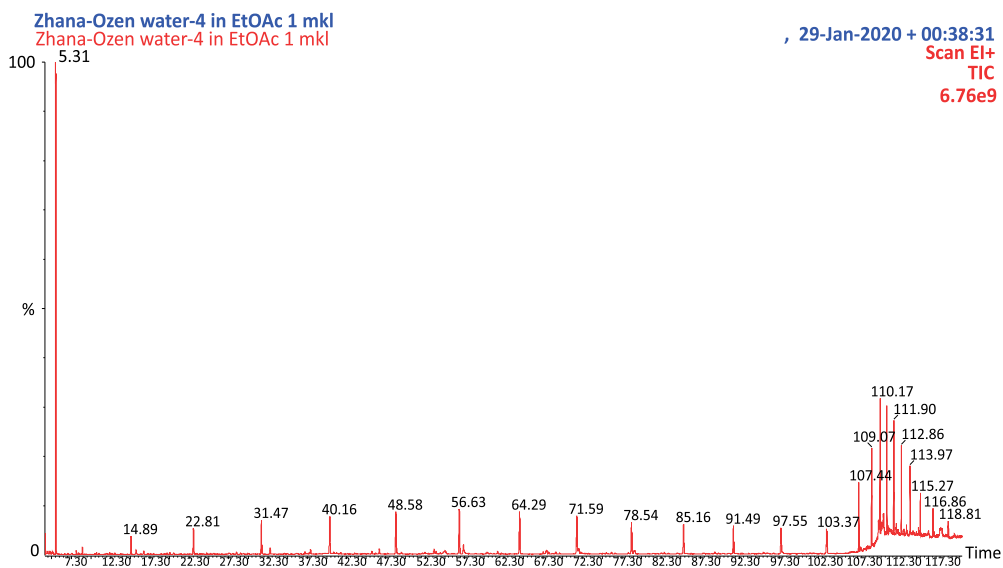


Рисунок 2. Хроматограмма компонентного состава экстракта сточной воды при экстракции этиловым эфиром уксусной кислоты

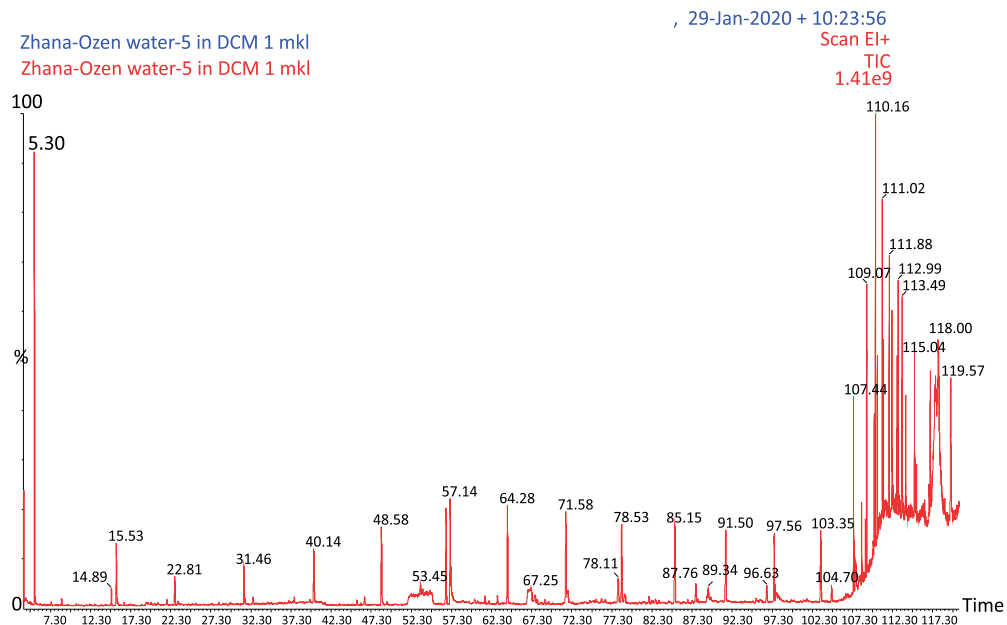


Рисунок 3. Хроматограмма компонентного состава экстракта сточной воды при экстракции дихлорметаном

Следует отметить наличие в воде бензилхлорида (хлористый бензол) 1,3%, или как минимум 13 ppm, который относится к хлорорганическим соединениям (обычно данное соединение применяется для разжижения нефти в скважинах), содержание которых строго регламентируется в нефти [6–8]. Так, согласно последнему Техническому регламенту Евразийского экономического союза «О безопасности нефти, подготовленной к транспортировке и (или) использованию» (ТР ЕАЭС 045/2017) [9], содержание хлорорганических соединений не должно превышать 6 ppm, а использование их вообще исключается.

Соединение легко растворяется в лиофильных растворителях, в связи с чем можно сделать предположение о наличии этого соединения в нефти в концентрации

в пределах 13 ppm. Таким образом, необходимо дальнейшее исследование нефти на предмет нахождения в ней хлорорганических соединений.

Вопреки ожиданиям, отмечается низкое содержание органических кислот (гексадекановая или пальмитиновая кислота): при экстракции гексаном 0,7% и при экстракции дихлорметаном 0,5%. Наличие кислот в воде объясняется окислением нефти кислородсодержащими соединениями [10].

Также следует отметить наличие третичных N,N-диметилдодеканамина (C-12) до 2,3% при экстракции дихлорметаном и N,N-диметилтридеканамина (C-13), которые являются составными компонентами ингибиторов коррозии [11-12].

Таблица 2. Компонентный состав экстракта сточной воды месторождения Узень

RI _{calc}	Компоненты	Содержание, %		
		Гексан	EtOAc	DCM
800	Октан	0,3		
809	Бутилацетат*		13,2	2,7
876	n-Бутиловый эфир		0,1	
885	n-Ксилол**	7,8		
900	Нонан	0,5	0,3	
958	Мезитилен	0,1		
993	Декан	0,7	0,8	0,2
1009	1,2,3-Триметилбензол	0,2		
1010	Бензилхлорил ***		0,3	1,0
1015	2,6-Диметилнона	0,1	0,2	
1059	2-Метилдекан		0,1	
1091	4-Метилундецен		0,1	
1100	Ундекан	1,0	1,4	0,4
1103	Декагидро-2-метилнафтаден	0,1		
1158	2-Метилундекан		0,1	
1192	Додекан*	1,7	2,0	0,6
1205	2,6-Диметилундекан		0,4	0,1
1259	2-Метилдодекан		0,1	
1267	2,6,11-Триметилдодекан	0,2	0,3	0,1
1281	3-Метил-4-изопропилфенол	0,1		
1297	Тридекан*	1,4	2,4	1,0
1314	6-Метилтридекан		0,1	
1361	2-Метилтридекан	0,1	0,2	
1372	2,6,10-Триметилдодекан	0,2	0,3	0,2
1397	Тетрадекан*	1,5	2,6	1,3
1399	4,8-Диметилтридекан		0,1	
1399	2,6-Диметилнафтаден	0,1		
1405	транс-Октагидро-2,2,4,4,7,7-гексаметил-1Н-индол	0,1	0,1	
1439	Декагидро-1,1,4а,5,6-пентаметилнафтаден		0,1	
1452	2,6,10-Триметилтридекан	0,2	0,4	
1455	2-Метилтетрадекан		0,2	
1488	Пентадекан*	1,6	2,9	1,7
1494	N,N-Диметил-1-додеканамин****		0,9	2,3
1537	N,N-Диметил-1-тридеканамин****	0,1	0,2	0,1
1556	2-Метилпентадекан		0,2	0,2
1578	2,2,4-Триметил-1,3-пентадиола диизобутират			0,1
1597	Гексадекан*	1,5	2,7	1,7
1646	2,6,10-Триметилпентадекан	0,2	0,4	0,1
1651	1-Гептадекан		0,1	
1665	2-Метилгексадекан		0,1	
1703	Гептадекан*	1,4	2,5	1,7
1706	2,6,10,14-Тетраметилпентадекан	0,2	0,4	
1708	2,6,10-Триметилгексадекан	0,2	0,4	0,5

Продолжение таблицы 2

R _{i calc}	Компоненты	Содержание, %		
		Гексан	EtOAc	DCM
1759	Ундецилциклогексан		0,1	
1768	2-Метилгептадекан		0,1	
1805	Октадекан*	1,1	2,1	1,4
1810	2,6,10,14-Тетраметилгексадекан	0,4		
1812	2-Метилоктадекан	0,1	0,1	0,2
1855	бис-(2-Метилпропиловый) эфир 1,2-бензолдикарбоновой кислоты			0,2
1902	Нонадекан*	1,1	2,0	1,5
1956	Пальмитиновая кислота)*****	0,7		0,5
1961	2-Метилнонадекан	0,3	0,1	
1968	Неидентифицированный 1			0,2
1995	Эйкозан	0,9	1,8	1,3
2091	2-Метилэйкозан	0,1	0,1	
2096	Генейкозан*		2,0	1,2
2101	Неидентифицированный 2			0,2
2194	Доказан	0,9	1,7	1,3
2336	2-Метилтрикозан	1,4	1,9	1,5
2346	Неидентифицированный 3		0,3	0,6
2361	Неидентифицированный 4		0,2	0,2
2367	Неидентифицированный 5			0,2
2390	бис-(2-Этилгексилловый) эфир гександиовой кислоты	0,3		0,3
2396	Тетракозан*	1,0	2,0	1,5
2502	Пентакозан*	1,5	2,3	1,8
2527	Диоктилфталат	0,1		0,9
2590	Гексакозан*	1,0	2,2	1,4
2634	Неидентифицированный 5	0,2		0,2
2683	Гептакозан*	1,1	2,2	
2724	бис-(2-Этилгексилловый) эфир 1,3-бензолдикарбоновой кислоты т с			0,4
2738	Эйкозилгептиловый эфир			0,2
2786	Октакозан*	1,0	2,0	1,0
2800	Сквален*****			1,4
2816	Неидентифицированный 6	0,2	0,3	
2879	Нонакозан	1,1	1,9	0,9
2908	Неидентифицированный 7		0,2	0,2
2984	Триакоктан	0,7	1,5	0,5
3026	Неидентифицированный 8	0,2		
3046	Неидентифицированный 9	0,3	0,3	0,3
3076	Гентриакоктан	0,6	1,1	0,3
3183	Дотриакоктан		0,8	0,3

* – компоненты, содержание которых превышает 2%;

** – компоненты, являющиеся типичными составляющими деэмульгаторов;

*** – хлорорганическое соединение;

**** – компоненты, являющиеся типичными составляющими ингибиторов коррозии;

***** – соединения, относящиеся к органическим кислотам;

***** – соединение, являющееся биомаркером, ценный компонент.

Наличие ксилола, мезитилена, 1,2,3-триметилбензола и 2,6-диметилнафталина указывает на возможное применение деэмульгатора типа Tretolite.

Также обнаружено значительное количество сквалена, который является природным биомаркером нефтей; ценный продукт в косметической промышленности и источник лекарственных препаратов [13–15].

Выводы

Таким образом, впервые методом хромато-масс-спектрометрии исследован компонентный состав экстрактов летучих растворенных органических соединений в сточной воде месторождения Узень. Установлено, что основными компонентами являются углеводороды.

Обнаружено наличие соединений, свидетельствующих о применении деэмульгаторов и ингибиторов коррозии, а также ценный компонент – сквален.

Обнаружено наличие в сточной воде

хлорорганическое соединение – хлорбензол. Необходимо исследование нефти на предмет нахождения в ней хлорорганических соединений. В дальнейшем необходимо и контроль химических реагентов на предмет нахождения ХОС в них.

Следует отметить, что до ноября 2019 года специальные исследования пластовых вод и нефтей месторождения Узень на наличие содержания бензилхлорида не проводились. Впервые такие работы осуществлены в пробах воды, отобранной 7 ноября 2019 года. По результатам анализа выявлено присутствие ХОС в количестве 13 ppm. Однако, в пробе нефти, отобранной в феврале 2020 года ХОС не обнаружены. Одной из причин обнаружения бензилхлорида, видимо, связано с использованием несертифицированных реагентов разжижения нефти. Учитывая неоднозначность полученных результатов, необходимо продолжение дальнейших исследований пластовой воды и нефти.

Список использованной литературы

1. Муллаев Б.Т., Абитова А.Ж., Саенко О.Б., Туркпенбаева Б.Ж. Месторождение Узень. Проблемы и решения, в двух томах, - Алматы, изд. Нур-Принт, 2016, 424 с.
2. Исходные данные и технические требования для выбора технологии подготовки пластовой воды для системы ППД на м/р Узень и Карамандыбас, Жанаозен, 2019.
3. Вода для заполнения нефтяных пластов. – СТ РК 1662-2007, 2007.
4. Альтовский М.Е., Быкова Е.Л., Кузнецова З.И., Швец В.М. Органические вещества и микрофлора подземных вод и их значение в процессах нефтегазообразования. – М, Гостоптехиздат, 1962, 295 с.
5. Hart P.R. (Baker Petrolite). Removal of Water Soluble Organics from Produced Brine without Formation of Scale. – International Symposium on Oilfield Chemistry, 5-7 February, Houston, Texas, 2003. SPE-80250-MS. (<https://doi.org/10.2118/80250-MS>).
6. Нефть. Метод определения хлорорганических соединений. – СТ РК 1529-2006, 2006.
7. Нефть сырая. Методы определения содержания органических хлоридов. – СТБ 1558-2005, 2005.
8. Нефть. Методы определения хлорорганических соединений. – ГОСТ Р 52247-2004, 2004.
9. О безопасности нефти, подготовленной к транспортировке и (или) использованию. – Технический регламент Евразийского экономического союза, ТР ЕАЭС 045/2017.
10. Розенфельд И.Л. Ингибиторы коррозии. – М, Химия, 1977, 352 с.
11. Хайдарова Г.Р. Ингибиторы коррозии для защиты нефтепромыслового оборудования. – Современные проблемы науки и образования, 2014, № 6.

12. Samman N., Ignasiak T., Chen C.-J., Strausz O. P., Montgomery D. S. Squalene in Petroleum Asphaltenes. – Science, 1981, vol. 213, p. 1381-1383.

13. Huang Z.-R., Lin Y.-K., Fang J.-Y. Biological and Pharmacological Activities of Squalene and Related Compounds: Potential Uses in Cosmetic Dermatology. – Molecules, 2009, 14, p. 540-554.

14. Lozano-Grande M.A., Gorinstein Sh., Espitia-Rangel E., Davila-Ortiz G., Martinez-Ayala A.L. Plant Sources, Extraction Methods, and Uses of Squalene. – Hindawi, International Journal of Agronomy, 2018, article ID 1829160, p. 13.

ӨЗЕҢ КЕН ОРНЫНЫҢ АҒЫМДЫ СУДЫҢ ЕРІТІЛГЕН ОРГАНИКАЛЫҚ ЗАТТАРДЫҢ КОМПОНЕНТТІК ҚҰРАМЫ

Е.М. Сүлеймен, Р.У.-Ж. Сабиров, М.Р. Сисенбаева, Ә.Д. Тәліпбеков

Түйіндеме

Хромато-масс-спектрометрия әдісімен Өзен кен орнындағы ағынды сулардың сығындыларынан ұшпалы органикалық еріген қосылыстарының құрамы зерттелді. Негізгі компоненттері көмірсутектер екендігі анықталды. Судағы бензилхлоридтің (бензол хлориді) мөлшері 1,3% анықталды, ал оның мөлшері мұнайда қатаң реттеледі. Органикалық қышқылдардың (пальмитин қышқылы) мөлшері төмен екені байқалады. Сонымен қатар, коррозия ингибиторларының құрамдас бөлігі болып табылатын N, N-диметилдодеканаминнің (C-12) мөлшері 2,3% дейін болғаны және N, N-диметилтридеканаминмен (C-13) болатындығын атап өткен жөн. Ксилол, мезитилен, 1,2,3-триметилбензол және 2,6-диметилнафталеннің болуы TRETOLITE типті демульгатордың қолданылғанының мүмкін екенін көрсетеді. Мұнайдың табиғи биомаркері болып табылатын скваленнің айтарлықтай мөлшері табылды.

Түйін сөздер: Өзен мұнай кен орны, ағынды су, хромато-масс-спектрометрия, компоненттік құрамы, ерітілген ұшатын органикалық қосылыстар, парафиндер, коррозия ингибиторлары, эмульгаторлар, органикалық қышқылдар, хлорорганикалық қосылыстар.

COMPONENT COMPOSITION OF DISSOLVED ORGANIC COMPOUNDS OF SEWAGE WATER OF UZEN' OILFIELD

Ye.M. Suleimen, R.U.-Zh. Sabirov, M.R. Sissenbayeva, A.D. Talipbekov

Abstract

The composition of extracts of volatile dissolved organic compounds of the wastewater of the Ozen oilfield was studied by chromatography-mass spectrometry (GC/MS). It has been established that the main components are hydrocarbons. It should be noted the presence in the water of benzyl chloride (benzene chloride) - 1.3%, the content of which is strictly regulated in oil. A low content of organic acids (palmitic acid) is observed. It should also be noted the presence of tertiary N, N-dimethyldodecanamine (C-12) up to 2.3% and N, N-dimethyltridecanamine (C-13), which are components of corrosion inhibitors. The presence of xylene, mesitylene, 1,2,3-trimethylbenzene and 2,6-dimethylnaphthalene indicates the possible use of the demulsifier type Tretolite. A significant amount of squalene, which is a natural biomarker of oils has also been discovered.

Key words: Ozen oilfield, waste water, gas chromatography-mass spectrometry, component composition, dissolved volatile organic compounds, paraffins, corrosion inhibitors, emulsifiers, organic acids, organochlorine compounds.

Информация об авторах

Сүлеймен Ерлан Мэлсұлы – канд. хим. наук, PhD, эксперт департамента инженерного проектирования ТОО «КМГ Инжиниринг», директор института прикладной химии Евразийского национального университета имени Л.Н. Гумилева, *Ye.Suleimen@niikmg.kz, suleimen_em@enu.kz*;

Сабиров Ренатжан Урал-Жанович – ведущий инженер департамента инженерного проектирования ТОО «КМГ Инжиниринг», *R.Sabirov@niikmg.kz*;

Сисенбаева Марзия Равильевна – директор департамента анализа флюидов и промышленной химии филиала ТОО «КМГ Инжиниринг» «КазНИПИмұнайгаз», *Sisenbaeva_M@kaznipi.kz*;

Талипбеков Абильсеит Дурмаханович – директор департамента инженерного проектирования ТОО «КМГ Инжиниринг», *A.Talipbekov@niikmg.kz*.

УДК 502/504

АНАЛИЗ СУММАРНОЙ ЭКОЛОГИЧЕСКОЙ ПОЛЬЗЫ КАК ИНСТРУМЕНТ ПРИНЯТИЯ ПРИКЛАДНЫХ РЕШЕНИЙ

Ж.А. Кулекеев, Г.К. Нуртаева

Анализ суммарной экологической пользы (АСЭП) – это структурированная упрощенная процедура, позволяющая сравнивать положительные или отрицательные последствия применения различных методов ликвидации разливов нефти на море для окружающей среды в конкретных условиях. В соответствии с законодательными актами страны решение о применении или неприменении методов ликвидации разливов нефти должно подготавливаться только на основе АСЭП, в связи с чем в данной работе раскрывается содержание этого нового инструмента.

Ключевые слова: анализ суммарной экологической пользы (АСЭП), разлив нефти, объектовый план, территориальный план, национальный план обеспечения готовности и действий по ликвидации разливов нефти на море, внутренних водоемах и в предохранительной зоне Республики Казахстан, уровни разливов нефти, ликвидация аварийных разливов нефти (ЛАРН), оценка смягчения последствий разливов нефти (ОСПРН).

Введение

Казахстан относится к странам, разрабатывающим морские месторождения углеводородов, и в связи с этим государство проводит большую работу по предупреждению и обеспечению готовности к разливам нефти на море. В настоящее время в стране сформирована необходимая законодательная база по обеспечению готовности к ликвидации аварийных разливов нефти (далее – ЛАРН) и создана развитая инфраструктура быстрого реагирования на возможные инциденты на море, что в совокупности нацелено на снижение как рисков разливов нефти, так и возможных отрицательных воздействий на окружающую среду.

К ключевым законодательным и нормативным документам по ликвидации разливов нефти на море, внутренних водоемах и в предохранительной зоне относятся: Кодекс Республики Казахстан «О недрах и недропользовании» (далее – Кодекс о недрах) [1], Экологический кодекс

Республики Казахстан [2], Национальный план обеспечения готовности и действий по ликвидации разливов нефти на море, внутренних водоемах и в предохранительной зоне Республики Казахстан (далее – Национальный план) [3], а также Правила определения оптимальных методов ликвидации аварийных разливов нефти на море, внутренних водоемах и в предохранительной зоне Республики Казахстан [4].

В соответствии с законодательными актами собственники морских объектов обязаны иметь утвержденный объектовый план по обеспечению готовности и действий по ликвидации разливов нефти на море. Важным составным элементом подобного объектового плана является выбор оптимальных методов ЛАРН с учетом оценки рисков разливов нефти и анализа суммарной экологической пользы (далее – АСЭП)¹. Обязательность проведения АСЭП собственниками морских объектов регламентируется Националь-

¹ В английской версии – NEBA – Net Environmental Benefit Analysis

ным планом, где указано, что «все меры по ликвидации разливов нефти и их последствий осуществляются на основе АСЭП» [3].

АСЭП – это структурированная упрощенная процедура, позволяющая сравнивать положительные или отрицательные последствия применения различных методов ликвидации разливов нефти на море для окружающей среды в конкретных условиях [4]. В соответствии с законодательными актами страны решение о применении или неприменении методов ликвидации разливов нефти должны подготавливаться только на основе АСЭП, однако работ, объясняющих суть данного инструмента, пока крайне недостаточно. В этой связи в данной работе мы решили раскрыть содержание и принципы использования этого нового инструмента.

Основная часть

Риск разлива нефти существует, в первую очередь, у морских объектов, к которым, согласно Кодексу о недрах, от-

носятся искусственные острова, дамбы, сооружения, установки, трубопроводы и иные объекты, используемые при проведении разведки и (или) добыче углеводородов на море. Кроме этого, потенциальная вероятность разлива нефти имеется как у морских портов, так и морских судов.

В реальной жизни какие-то объемы нефти и нефтепродуктов по разным причинам регулярно попадают на море, но не все они представляют серьезную угрозу для окружающей среды. Поэтому в странах мира существует законодательно определенный порядок классификации разливов нефти по уровням в зависимости от минимального порогового значения объема нефти, потенциальное попадание которого в водную среду может представлять серьезную угрозу для окружающей среды. В Казахстане существует такой же порядок, и, согласно нормам Кодекса о недрах (ст. 155), различают три уровня разливов нефти, которые приведены в табл. 1.

Таблица 1. Уровни разливов нефти

Уровень разлива	Количество разлитой нефти Q_n , т	Требуемые для ликвидации разлива ресурсы	План обеспечения готовности и действий по ликвидации разлива нефти на море
Первый уровень	$Q_n < 10$	Ресурсы морского объекта	Объектовый план (для судов – Судовой план)
Второй уровень	$10 < Q_n < 250$	Ресурсы морского объекта и дополнительное привлечение ресурсов с берега	Территориальный план
Третий уровень	$Q_n > 250$	Ресурсы морского объекта, ресурсы с берега и дополнительное привлечение международных ресурсов	Национальный план

Как видно, в зависимости от объема разлива нефти на море различают три типа планов – объектовый, территориальный и национальный, которые и определяют необходимые силы и средства, а также порядок организации работ по ЛАРН.

Объектовые планы разрабатываются всеми собственниками объектов, у которых ненулевой уровень риска разливов

нефти, за исключением судов, при этом они согласовываются с территориальными подразделениями уполномоченных органов в области охраны окружающей среды и гражданской защиты.

Судовые планы чрезвычайных мер по борьбе с загрязнением нефтью, содержащие необходимые рекомендации капитану и личному составу судна о мерах,

принимаемых в случае наступления инцидента, наносящего серьезное загрязнение окружающей среде, разрабатываются в соответствии с Международной конвенцией МАРПОЛ 73/78 [5].

Территориальные планы обеспечения готовности и действий по ликвидации разливов нефти на море разрабатываются территориальными подразделениями уполномоченного органа в области гражданской защиты и утверждаются местными исполнительными органами.

И, наконец, национальный план обеспечения готовности и действий по ликвидации разливов нефти на море, внутренних водоемах и в предохранительной зоне Республики Казахстан (далее – Национальный план) определяет полномочия и порядок взаимодействия центральных и местных исполнительных органов, иных заинтересованных организаций и учреждений, а также недропользователей, осуществляющих нефтяные операции на море и внутренних водоемах в случае серьезного инцидента. Данный документ содержит не только требования ко всем трем типам планов, но и определяет условия введения в действие территориального и национального планов и на сегодняшний день утверждается совместным приказом уполномоченных органов в области углеводородов, гражданской защиты и торгового мореплавания [3].

Собственники морских объектов при составлении своих планов согласно требованиям нормативно-правовых актов страны обязаны провести оценку рисков разливов нефти и АСЭП для выбора оптимальных методов ликвидации разливов [4]. Использование АСЭП дает хорошую возможность для сравнения преимуществ применения или неприменения различных методов для ликвидации потенциального разлива в конкретных условиях и в определенный сезон времени, позволяет количественно оценить суммарную экологическую выгоду, опреде-

лить, какой из методов позволит уменьшить воздействие нефтяного разлива на окружающую среду [6].

Следует отметить, что не существует универсального метода, позволяющего с одинаковым успехом ликвидировать разливы разных типов нефти при различных природно-климатических условиях на море, поэтому в мировой практике принято утверждать перечень разрешенных к использованию методов ЛАРН. В Республике Казахстан действует такой же порядок, и нормативно-правовыми актами на сегодня легализован следующий перечень [4]:

- наблюдение и оценка;
- механическое сдерживание и сбор нефти с поверхности воды (включая отклонение нефтяного пятна от чувствительных ресурсов);
- контролируемое сжигание нефтяного пятна;
- применение химических средств;
- защита и очистка предохранительной зоны.

Каждый из этих методов может быть использован при определенных климатических условиях, например, наличие сильного ветра и высоких волн является сдерживающим фактором применения метода сжигания нефти, но в тех же условиях использование химических средств (диспергентов) для ликвидации разливов определенных типов нефтей может оказаться эффективным. Или если взять в качестве примера ледовый период (арктические условия), то наибольшее преимущество может иметь контролируемое сжигание нефти на месте. Таким образом, каждый из этих методов обладает преимуществами и ограничениями по применению в зависимости от объема разлитой нефти, места разлива, погодных условий. Характеристика преимуществ и недостатков разрешенных в Казахстане методов ликвидации аварийных разливов нефти на воде приведена в табл. 2 (подробное описание см. в Правилах [4]).

Таблица 2. Возможности и ограничения методов ликвидации разливов

Метод	Возможности	Недостатки, ограничения
<p>Наблюдение и оценка (без проведения операций по ликвидации нефти)</p>	<ul style="list-style-type: none"> – не применяются методы интрузивного удаления или очистки, которые могут нанести дополнительный ущерб окружающей среде (далее – ОС); – дополняет другие методы ликвидации разлива; – наблюдения и данные, полученные в ходе мониторинга, содействуют принятию решений по реагированию и выбору инструментов; – при использовании в определенных районах и условиях ОС способна восстановиться от разлива более эффективно, чем при использовании других методов ликвидации разливов нефти. 	<ul style="list-style-type: none"> – нефть не всегда возможно удалить; – под воздействием ветра и течений разлитая нефть может переместиться к чувствительным районам; – нефтяные остатки могут повлиять на экологию береговой линии, дикую природу и экономически значимые ресурсы; – люди воспринимают это как бездействие.
<p>Механическое сдерживание и сбор нефти с поверхности воды (включая отклонение нефтяного пятна от чувствительных ресурсов)</p>	<ul style="list-style-type: none"> – обычно наиболее приемлемый метод; – очистка от нефти с минимальным воздействием на ОС; – не требует согласования с уполномоченными органами; – применим ко многим видам нефтяных продуктов; – временные рамки применения неограниченны; – минимальный побочный эффект; – имеется большой выбор оборудования и опыта; – отсутствует вторичное загрязнение; – позволяет собранную нефть использовать для переработки. 	<ul style="list-style-type: none"> – данный процесс очень медленный и малопродуктивный; – не может обеспечить достаточно быстрый сбор нефти, чтобы предотвратить загрязнение береговой линии; – малоэффективен для тонких пленок нефти; – при масштабных разливах процент сбора нефти ограничен; – ветер, волны и течения могут помешать сбору и очистке нефти с поверхности воды; – вязкая нефть и наличие мусора затрудняют сбор; – требует условия для хранения и утилизации собранной нефти; – собранная нефть содержит большое количество воды; – обычно собирают не больше 10–20% разлитой нефти; – требуется много оборудования и трудовых сил; – воздействие углеводородов на персонал и другие риски безопасности; – на Северном Каспии доступ судов к мелководным прибрежным районам может быть невозможен.

Метод	Возможности	Недостатки, ограничения
Контролируемое сжигание нефтяного пятна	<ul style="list-style-type: none"> – нет необходимости в организации хранения и утилизации собранной нефти; – может предотвратить или сократить попадание нефти на берег; – предотвращает или сокращает замасливание флоры и фауны; – быстро удаляет собранную нефть с поверхности воды; – высокая эффективность сжигания собранной нефти (98–99%); – требует меньше оборудования и человеческих ресурсов; – применим ко многим типам нефти; – минимальный вред ОС; – уменьшает испарение нефти с поверхности воды. 	<ul style="list-style-type: none"> – образуется черный дым; – ограниченный временные рамки применения; – выветренная нефть тяжело поддается поджигу; – ветер, волны и течения затрудняют поджиг пятна; – толщина пятна должна быть не менее 3 мм для поджига; – эффективность снижается при тяжелом типе нефти и выветренной нефти; – процесс горения несет потенциальный риск безопасности персонала; – может остаться остаток от сжигания, который необходимо собрать с поверхности; – локальное изменение качества воздуха.
Применение химических средств – диспергенты	<ul style="list-style-type: none"> – требует меньше персонала и оборудования по сравнению с другими методами ЛАРН; – применим при различных погодных условиях, в том числе при наличии ветра и волн; – способствует естественной биодеградации нефти; – предотвращает движение нефти к береговой линии, снижая угрозу воздействия на чувствительные экосистемы и социально-экономические объекты; – снижает потенциальный вред от испарения вблизи разлива; – не требует сбора и хранения нефти. 	<ul style="list-style-type: none"> – может быть неэффективен при разливе нефти с высокой вязкостью; – временные рамки применения ограничены ввиду выветривания нефти; – ограничение применения на глубине менее 10 м согласно утвержденным Правилам; – не собирает напрямую, нефть перераспределяется и расщепляется в толще воды; – потенциально высокое токсикологическое воздействие диспергированной нефти на морскую биоту.

Продолжение таблицы 2

Метод	Возможности	Недостатки, ограничения
Применение химических средств – сорбенты	– присутствуют в избытке в природе или широкодоступны как побочные продукты промышленных процессов; – очистка от нефти с минимальным воздействием на ОС; – применим ко многим типам нефти.	– данный процесс очень медленный и непродуктивный; – не может обеспечить достаточно быстрый сбор нефти, чтобы предотвратить загрязнение береговой линии; – требует условия для хранения и утилизации собранных сорбентов; – при масштабных разливах нефти неэффективны; – при несвоевременном сборе оседают на дно; – требует дополнительных механических средств для локализации; – требуется много оборудования и трудовых сил.
Защита и очистка береговой линии	– удаляет нефть; – уменьшает риск дальнейшего распространения нефти; – снижает вторичное воздействие на животных, обитающих на береговой линии; – предотвращает ремобилизацию нефти; – неагрессивные методы могут свести к минимуму воздействие на структуру берега и организмы побережья; – эффективен при тщательной очистке прибрежной ОС в специфических или чувствительных районах.	– возможно нанесение дополнительного ущерба ОС: агрессивные способы удаления (например, удаление и очистка песка) могут повлиять на организмы, обитающие на берегу и береговой линии; – предъявляются требования к хранению и утилизации отходов; – трудоемкий метод; применение тяжелого оборудования и интенсивное антропогенное воздействие могут нанести дополнительный ущерб ОС; – удаление происходит после воздействия нефти на берег; – реагирование на береговой линии может потребовать значительных ресурсов и логистической поддержки.

Данные этой таблицы показывают наличие как преимуществ, так и недостатков у каждого из описанных методов ликвидации, следовательно, для разработки практических рекомендаций по их применению приходится учитывать существующие объективные ограничения. Например, для методов «Наблюдение и оценка», «Механическое сдерживание и сбор нефти с поверхности воды», «Защита и очистка предохранительной зоны» отсутствуют территориальные ограничения по их применению, однако, как показывают данные табл. 2, они не везде и не всегда могут быть применимы в силу их экономической неэффективности или недоступности при определенных климатических условиях.

Контролируемое сжигание нефти на море можно применять как на воде, так и в ледовых условиях, за исключением камышовой зоны, однако, и этот метод имеет некоторые ограничения. В частности, сжечь нефть на воде возможно только в том случае, когда толщина нефтяного пятна составляет не менее 3 мм, кроме того, этот метод рекомендуется применять на расстоянии от населенного пункта не менее 5 км, от камышовой зоны – не менее 2 км.

Применение химических средств (диспергентов) также строго регламентируется внутренними нормативно-правовыми актами. Например, их использование при ЛАРН допускается на глубине воды более 10 м, расстоянии от берега более 1 км, отсутствии участков чувствительных экосистем, включенных в государственный кадастр особо охраняемых природных территорий, и отдаленности социально-экономических объектов на расстоянии 1 км.

Накопленный в мировой практике опыт организации мероприятий по ЛАРН показал, что в случае наступления критических ситуаций, когда высока вероятность

достижения нефтью береговой полосы или экологически особо чувствительных зон, возникает объективная потребность в использовании всех доступных средств ликвидации на основе количественного сопоставления выгод и вреда использования различных методов ЛАРН. В данное время наиболее доступным и широко используемым инструментом сравнения преимуществ или недостатков существующих методов ЛАРН является метод **анализа суммарной экологической пользы**, который дает ответ на вопросы:

1) стоит ли применять методы ЛАРН в экологически чувствительных зонах или нет?

2) если принято решение о применении методов ЛАРН, то какие методы или комбинация методов приведут к наименьшему экологическому вреду?

Использование АСЭП для принятия решения может показать предпочтительность применения химических средств (диспергентов), например, в отдельные периоды года в экологически чувствительных зонах, несмотря на существующие общие ограничения по их использованию на мелководье, чем допустить загрязнения береговой полосы или камышовой зоны. Особенность метода АСЭП состоит в том, что исходная информация для принятия решения по использованию или неиспользованию конкретного метода ЛАРН формируется группой подготовленных экспертов с учетом всех вероятных воздействий на чувствительную экосистему. При этом все процедуры проведения АСЭП хорошо структурированы и максимально упрощены, что облегчает всю работу по принятию решений по сложным вопросам. В этом заключается главное преимущество данного инструмента.

АСЭП состоит из четырех основных последовательных этапов, содержание которых представлено в табл. 3.

Таблица 3. Структура этапов АСЭП

№ этапа	Название этапа	Содержание
1	Сбор и оценка данных	Проводится сбор и оценка информации о природной среде, характеристиках разлитой нефти, возможном влиянии аварийного разлива нефти на чувствительные экосистемы, о возможностях и ограничениях методов ЛАРН.
2	Прогнозирование вероятного воздействия	Осуществляется прогнозирование вероятного воздействия аварийного разлива нефти путем разработки возможных сценариев аварийных разливов нефти на основе математического и/или компьютерного моделирования распространения и движения нефтяного пятна в зависимости от погодных и климатических условий и определенные методы их ликвидации.
3	Поиск компромиссных решений	Проводится оценка возможностей и ограничений методов ЛАРН в зависимости от экологических и социальных последствий.
4	Выбор наилучших вариантов ликвидации	Осуществляется выбор оптимального метода ЛАРН или их комбинаций в зависимости от сценария аварийного разлива нефти.

Теперь приведем краткое описание всех этапов проведения АСЭП.

Первый этап АСЭП – сбор и оценка данных для последующего выбора сценариев разливов нефти – включает в себя описание природных условий региона возможного разлива, в нашем случае – Северного Каспия.

Следует выбирать сценарии разливов в разные времена года, учитывая возможность ледового покрытия водной поверхности зимой и наличие открытой воды весной, летом и осенью. При этом необходимо учитывать преобладающие течения и ветры в районе разлива, высоты возможных волн, которые будут влиять на маршрут движения нефтяного пятна и его скорость. Также следует учесть особенность зимнего периода. Как известно, в зимний период скорость распространения пятна, расширение его площади, испарение и выветривание нефти будут ограниченными, и понятно, что в этот период экологические ресурсы не столь чувствительны по сравнению с весенним, летним и осенним периодами, когда существует высокий риск распространения нефти на большие территории с серьезной угрозой для экологически чувствительных ресурсов моря.

Немаловажными факторами являют-

ся глубина и соленость вод Каспийского моря в потенциальном регионе разлива. Что касается глубины, то, как было указано выше, применение диспергентов разрешено на глубинах более 10 м. Соленость вод Каспийского моря ниже солености обычной морской воды, а между тем большинство используемых в мире диспергентов были разработаны для океанических условий. Как показали наши исследования, не все широко применяемые в мире диспергенты подходят к условиям Северного Каспия [7]. Нами была проведена многолетняя работа по выбору наиболее эффективных диспергентов из широкого спектра веществ, используемых для диспергирования нефти. По результатам проведенной работы впервые в стране был составлен Перечень диспергентов, разрешенных к применению в условиях казахстанского сектора Каспийского моря. В этот перечень попали такие диспергенты, как Finasol OSR 51, Inipol IPF, Inipol IP-90, Corexit EC9500A, Dasic Freshwater Dispersant [8].

При проведении работ первого этапа АСЭП по оценке данных следует обратить особое внимание на свойства нефтей, которые могут подвергнуться разливу, поскольку выбор необходимых технических

и химических средства ЛАРН зависит и от этого.

Важными являются следующие характеристики нефтей: плотность (г/мл), вязкость динамическая (мПа*с или сП), вязкость кинематическая (мм²/с или сСт), температура застывания (°С), температура текучести (°С), содержание асфальтенов, парафинов, сероводорода (вес. %), характеристики процессов испарения, эмульсификации нефти, вредное воздействие компонентов нефти на окружающую среду, в частности, особое внимание уделяется содержанию сероводорода в нефти.

Качественное выполнение работ первого этапа АСЭП требует серьезного анализа накопленных данных, получаемых на основе регулярного мониторинга состояния экологически чувствительных объектов исследуемого региона, включая водную растительность, фитопланктон, зоопланктон, зообентос, рыбные ресурсы, земноводных и пресмыкающихся, птиц, млекопитающих (наземных, морских). Кроме того, эксперты, принимающие участие в АСЭП, должны располагать картографическими материалами с выделенными территориями заповедников и заповедных зон в прибрежных районах, защита которых от нефтяных разливов является важной и первоочередной задачей.

Второй этап АСЭП – прогнозирование вероятного воздействия – включает в себя разработку сценариев аварийных разливов нефти на морском объекте, наиболее вероятных и опасных для окружающей среды с высоким риском распространения на большие площади.

Для прогнозирования поведения нефтяного пятна на море желательно использовать специальные компьютерные пакеты прикладных программ (например, OILMAP), которые позволяют имитировать вероятное поведение потенциальных разливов нефти в зависимости от сезонных, метеорологических и других условий в

районе исследования. Последние модификации таких прикладных программ позволяют понять движение нефтяного пятна не только на поверхности воды, но и в водном столбе, оценить время достижения береговых линий и уязвимых территорий, а также прогнозировать последствия для окружающей среды. Кроме того, использование существующих прикладных программ позволяет оценить последствия для окружающей среды принятых мер по ЛАРН, поэтому для решения задач второго этапа целесообразно использовать одну из доступных компьютерных прикладных программ.

Третий этап АСЭП – поиск компромиссных решений – состоит из оценки экологических и социально-экономических последствий разливов для двух вариантов: бездействие (невмешательство) и применение действенных методов реагирования на разливы нефти по каждому сценарию.

Четвертый этап – выбор наилучших вариантов ликвидации – предпочтительно проводить по методике IPIECA-IOGP [9], о которой будет сказано ниже.

Международная ассоциация представителей нефтегазовой промышленности по охране окружающей среды и социальным вопросам IPIECA и Международная ассоциация производителей нефти и газа IOGP с целью упрощения проведения сравнения методов ликвидации разработали практические рекомендации **по оценке смягчения последствий разливов нефти (ОСПРН)**², которые заключаются в структурировании информации оценки относительного потенциального воздействия разлива нефти по конкретному сценарию на ресурсные категории, попадающие в зону действия нефтяного пятна. Информация представляется в виде таблиц по ОСПРН (табл. 4). Такая таблица составляется для каждого рассматриваемого сценария разлива.

² В английской версии – SIMA – Spill Impact Mitigation Assessment

Таблица 4. Оценка смягчения последствий разливов нефти

Сценарий разлива	Субкатегории ресурсов	Оценка относительного воздействия	Показатели фактора снижения воздействия - V_i / Снижения относительного воздействия $A * V_i$												
			Механический сбор		Диспергирование поверхности		Контролируемое сжигание на месте		Защита береговой линии		Механическая чистка береговой линии		Сжигание камышовых зарослей		
			V_1	$A * V_1$	V_2	$A * V_2$	V_3	$A * V_3$	V_4	$A * V_4$	V_5	$A * V_5$	V_6	$A * V_6$	
Ресурсные категории		Оценка	A	V_1	$A * V_1$	V_2	$A * V_2$	V_3	$A * V_3$	V_4	$A * V_4$	V_5	$A * V_5$	V_6	$A * V_6$
Морское дно	Зообентос, бычковые виды рыб, ракообразные, водные растения														
Поверхность воды	Птицы (пеликан, чайки, бакланы) и тюлени														
Толща воды	Фито-зоопланктон и рыбы														
Воздух															
Береговая линия	Камышовые заросли, в которых обитают птицы, рыбы, наземные млекопитающие, пресмыкающиеся, амфибии.														
Особо значимые ресурсы	Красноножковые птицы Астраханский биосферный заповедник (трансграничная территория) Ценные рыбы														

Продолжение таблицы 4

Сценарий разлива	Оценка относительного воздействия	Показатели фактора снижения воздействия - V_i / Снижения относительного воздействия $A * V_i$													
		Без вмешательства		Механический сбор		Диспергирование поверхности		Контролируемое сжигание на месте		Защита береговой линии		Механическая чистка береговой линии		Сжигание камышовых зарослей	
		Оценка	A	V_1	$A * V_1$	V_2	$A * V_2$	V_3	$A * V_3$	V_4	$A * V_4$	V_5	$A * V_5$	V_6	$A * V_6$
Ресурсные категории															
Социо-экономические ресурсы	Коммерческое рыболовство в районе реки Урал														
	Охотничьи угодья														
	Сельхозугодья														
Общие оценки воздействия															
ОЦЕНКА															

В верхнюю левую клетку вносится вся информация о разливе: географическое расположение, характеристика разлива, время года. Далее в первом столбце приводятся ресурсные категории, которые потенциально могут оказаться под воздействием данного разлива. В таблице в качестве примера приведен перечень ряда чувствительных ресурсных категорий, встречающихся в регионе Северного Каспия.

В следующем столбце представлены субкатегории ресурсов, т.е. более подробное описание всего перечня уязвимых ресурсов. Хотелось бы отметить, что приведенный перечень никак не претендует

на полноту охвата, а служит всего лишь примером, поэтому при разработке практических документов подготовленные эксперты с чувством особой ответственности должны подойти к формированию данного перечня чувствительных ресурсов.

Далее последующие два столбца представляют оценку относительно го воздействия без постороннего вмешательства. При этом в левом столбце дается качественная характеристика воздействия, а в правом столбце A – относительная оценка воздействия разлива без вмешательства по четырехбалльной шкале согласно табл. 5.

Таблица 5. Относительная оценка воздействия разлива без вмешательства

Характеристика воздействия	Относительная оценка A
Очень слабое воздействие	1
Низкое воздействие	2
Среднее воздействие	3
Высокое воздействие	4

Следующие столбцы дают оценку изменения состояния ресурсных категорий вследствие воздействия метода ликвидации разлива V_i (слева) и оценку смягчения воздействия $A * V_i$ (справа) для каждого метода воздействия. Символ i соответствует номеру метода ликвидации разлива, например, в данном примере механический сбор – 1, диспергирование поверхности – 2, контролируемое сжигание на месте – 3, защита береговой линии – 4, механическая чистка береговой линии – 5, сжигание камышовых зарослей – 6.

Потенциальные оценки воздействия метода ликвидации разлива V_i определяются по шкале от 0 до ± 3 : улучшение ситуации в результате воздействия мето-

да ликвидации оценивается от +1 до +3 в зависимости от степени улучшения, ухудшение ситуации в результате воздействия метода ликвидации оценивается по отрицательной шкале от -1 до -3 в зависимости от степени улучшения. При отсутствии воздействия метода ликвидации на ресурсные категории и подкатегории ставится оценка 0.

Оценка относительного смягчения последствий $A * V_i$ рассчитывается посредством умножения относительной оценки воздействия разлива A на оценку воздействия метода ликвидации V_i .

Для наглядности оценок смягчения используется следующая цветная шкала оценок смягчения.

Таблица 6. Относительная оценка смягчения последствий

Характеристика смягчения последствия	Относительная оценка смягчения последствий $A \cdot B_i$
Высокое смягчение последствий	$8 \leq AB_i \leq 12$
Среднее смягчение последствий	$3 < AB_i < 8$
Незначительное смягчение последствий	$0 < AB_i \leq 3$
Отсутствие изменений или незначительные изменения	$AB_i = 0$
Незначительное увеличение последствий	$-3 \leq AB_i < 0$
Среднее увеличение последствий	$-8 < AB_i < -3$
Значительное увеличение последствий	$-12 \leq AB_i \leq -8$

Высокие положительные оценки будут говорить о более высоком смягчении воздействия. Отрицательные оценки говорят об ухудшении воздействия на ресурсную категорию.

Относительные оценки смягчения воздействий суммируются, и в результате получаются итоговые оценки смягчения воздействия. На основании этих итоговых оценок путем ранжирования выбирается наилучшая комбинация вариантов реагирования для создания стратегии ликвидации аварий. Наилучшим методом признается метод с максимальной итоговой оценкой, так как чем больше итоговая оценка, тем меньше отрицательное воздействие оказывается на окружающую среду. При этом следует отметить, что в случае получения суммарной отрицательной оценки рассматриваемый метод ЛАРН категорически не рекомендуется применять и наоборот, когда потенциальное использование конкретного метода ЛАРН дает положительную суммарную оценку, то его следует включать в стратегию ликвидации последствий.

Таким образом, описанный подход показывает, что АСЭП является составной ча-

стью общего плана мероприятий по предупреждению и ликвидации разливов, и он используется как инструмент выбора наилучших с точки зрения отрицательного воздействия на окружающую среду методов ЛАРН на основе анализа структурированной информации, формируемой наиболее подготовленными экспертами.

Выводы

В соответствии с Национальным планом [3] каждый собственник морского объекта по добыче нефти и газа в морской акватории должен иметь утвержденный объектовый план ЛАРН с обязательным разделом, обосновывающим целесообразность применения или неприменения тех или иных методов ЛАРН на основе комплексного анализа суммарной экологической пользы. Описанный в данной статье подход, раскрывающий суть использования инструмента АСЭП для решения указанной задачи, соответствующий рекомендациям международных организаций, может оказать информационно-методическую поддержку специалистам, занятым разработкой планов ликвидации разливов нефти.

Список использованной литературы

1. Кодекс РК «О недрах и недропользовании». – Утв. 27.12.2017 г., № 125- VI ЗРК.
2. Экологический кодекс РК. – Утв. 09.01.2007 г., № 212-III ЗРК.
3. Национальный план обеспечения готовности и действий к ликвидации разливов нефти на море, внутренних водоемах и в предохранительной зоне Республики Ка-

захстан. – Утв. совм. Приказом МЭ РК от 15.05.2018 г., № 182, МВД РК от 19.05.2018 г., № 374, МИИР РК от 24.05.2018 г., № 376.

4. Правила определения оптимальных методов ликвидации аварийных разливов нефти на море, внутренних водоемах и в предохранительной зоне Республики Казахстан. – Утв. Приказом МЭ РК от 28.04.2018 г., № 157.

5. Международная конвенция по предотвращению загрязнения с судов 1973 г., измененная Протоколом 1978 г., Приложение I. Правила предотвращения загрязнения нефтью. – МАРПОЛ 73/78.

6. Определение методов ликвидации разлива нефти на основе анализа суммарной экологической выгоды (АСЭВ). Практические рекомендации для персонала, отвечающего за управление и ликвидацию чрезвычайных ситуаций. – Изд. IPIECA-IOPG, 2015, 44 стр.

7. Құлекеев Ж.А., Нұртаева Г.К., Уразаева А.Б., Мұстафин Е.С., Пудов А.М., Пудов И.М. Диспергенты – исследование возможности применения в казахстанском секторе Каспийского моря. – Алматы, 2013, 172 с.

8. Перечень диспергентов для ликвидации аварийных разливов нефти в море и внутренних водоемах. – Утв. Приказом МЭ РК от 21.06.2016 г., № 262.

9. Практические рекомендации по оценке смягчения последствий разливов нефти (ОСПРН). Технический вспомогательный документ, сопровождающий рекомендации IPIECA-IOPG по анализу суммарной экологической выгоды (АСЭВ). – Изд. IPIECA-IOPG, 2017, 48 стр.

ЖИЫНТЫҚ ЭКОЛОГИЯЛЫҚ ПАЙДАНЫ ТАЛДАУ ҚОЛДАНБАЛЫ ШЕШІМДІ ТАҢДАУ ҚҰРАЛЫ

Ж.А. Құлекеев, Г.Қ. Нұртаева

Түйіндеме

Жиынтық экологиялық пайданы талдау (ЖЭПТ) – теңізге төгілген мұнайды жойуда пайдаланылатын әдістердің нақты жағдайда қоршаған ортаға тигізер оң не теріс әсерін салыстырудың құрылымы қарапайым рәсімі. Заңнама актілеріне сәйкес теңізге төгілген мұнайды жойу әдістерін пайдалану не пайдаланбау туралы шешім тек ЖЭПТ негізінде дайындалуы тиіс, сондықтан бұл жұмыс аталған құралдың мағынасын ашуға бағытталған.

Түйінді сөздер: жиынтық экологиялық пайданы талдау, мұнайдың төгілуі, объектілік жоспар, аймақтық жоспар, теңізде, ішкі суларда және Қазақстан Республикасының қорғау аймағындағы мұнайдың төгілуіне дайындық және әрекет етудің ұлттық жоспары, мұнай төгілуінің деңгейлері, апатты жолмен төгілген мұнайды жою, төгілген мұнай зиянын азайту жолдарын бағалау (ТМЗАЖБ).

NET ENVIRONMENTAL BENEFIT ANALYSIS AS AN INSTRUMENT FOR APPLIED DECISIONS

Zh.A. Kulekeyev, G.K. Nurtayeva

Abstract

Net environmental benefit analysis (NEBA) is a structured simplified procedure that allows you to compare the positive or negative effects of various methods of oil spill response at sea for the environment in specific conditions. In accordance with the legislative acts of the country, the decision on the application or non-application of oil spill response methods should be prepared only on the basis of NEBA, and therefore the contents of this new tool are disclosed in this work.

Keywords: Net environmental benefit analysis (NEBA), oil spill, object plan, territorial plan, national preparedness and response plan for oil spills at sea, inland waters and in the protection zone of the Republic of Kazakhstan, oil spill levels, oil spill response (OSR), Spill impact mitigation assessment (SIMA).

Информация об авторах

Кулекеев Жаксыбек Абдрахметович – канд. экон. наук, профессор, советник генерального директора, Zh.Kulekeyev@niikmg.kz;

Нуртаева Гульнара Камидоллаевна – канд. хим. наук, докт. пед. наук, ведущий инженер департамента бюджетирования и экономического анализа, G.Nurtayeva@niikmg.kz.

ТОО «КМГ Инжиниринг», г. Нур-Султан.

Требования к статьям научно-практического журнала «Вестник нефтегазовой отрасли Казахстана»

В журнале публикуются научные статьи по результатам исследований, опыт внедрения новой техники (новых технологий) и оборудования на производственных объектах в различных областях нефтегазовой отрасли.

Решение о публикации принимается редакционной коллегией журнала после рецензирования, с учетом научной и практической значимости и актуальности представленных материалов. Статьи, отклоненные редакционной коллегией, повторно не принимаются и не рассматриваются. Рукописи, оформленные не по требованиям, представленным ниже, возвращаются авторам без рассмотрения.

При сдаче рукописи в редакцию авторам рекомендуется указать трех потенциальных рецензентов (с полным именем и электронно-почтовым адресом) из числа специалистов в данной области исследований.

Рукопись направляется на отзыв члену редколлегии и одному из указанных рецензентов; по усмотрению редколлегии могут привлекаться дополнительные рецензенты; на основании экспертных заключений редколлегия принимает решение о публикации: принятие к публикации в представленном виде, необходимость доработки или отклонение. В случае необходимости рукопись направляется авторам на доработку по замечаниям рецензентов и редакторов, после чего она повторно рецензируется, и редколлегия вновь решает вопрос о приемлемости рукописи для публикации. Переработанная рукопись должна быть возвращена в редакцию в течение недели после получения авторами отзывов, в противном случае рукопись рассматривается как вновь поступившая. Рукопись, получившая недостаточно высокие оценки при рецензировании, отклоняется как не соответствующая уровню или профилю публикаций журнала.

Авторы несут ответственность за досто-

верность и значимость научно-практических результатов и актуальность научного содержания работ. Не допускается плагиат – незаконное использование материалов опубликованных работ: статей, монографий, патентов и др., являющихся предметом чужого творческого труда.

Редакция принимает на рассмотрение рукописи на казахском, русском или английском языках, присланные по электронной почте в форме присоединенных файлов, обозначаемых по фамилии первого автора (Айтбаев.doc) на адрес редакции vestnik@kmg.kz.

На всех стадиях работы с рукописями, а также для общения с авторами, редакторами и рецензентами редакция использует электронную почту, поэтому авторы должны быть очень внимательны к указанному в рукописи электронному адресу и должны своевременно сообщать о происшедших изменениях.

Публикации рассматриваются при условии, что авторы не передали аналогичный материал (в оригинале или в переводе на другие языки или с других языков) в другой журнал(ы), что этот материал не был ранее опубликован и не будет направлен в печать в другое издание или не принят в печать в другом журнале. Если в ходе работы над рукописью выяснится, что аналогичный материал (возможно, под другим названием и с другим порядком авторов) направлен в другой журнал, статья немедленно возвращается авторам, о происшедшем сообщается в журнал, принявший к рассмотрению этот материал.

С правилами технического оформления статей можно ознакомиться на сайте ТОО «КМГ Инжиниринг» по адресу <https://kmggen.kz/study/>

Приглашаем вас к опубликованию научно-практических работ и исследований в нефтегазовой отрасли в нашем журнале!

**Редколлегия журнала «Вестник
нефтегазовой отрасли Казахстана»**

Состав редколлегии журнала «Вестник нефтегазовой отрасли Казахстана»

Ф.И.О.	Должность, звание, степень
Главный редактор	
Хасанов Бахытжан Кенесович	Генеральный директор ТОО «КМГ Инжиниринг» (далее – КМГ Инжиниринг)
Заместители главного редактора	
Караалин Узакбай Сулейменович	Заместитель председателя Ассоциации «KAZENERGY», докт.техн.наук, академик Международной инженерной академии и Национальной инженерной академии РК
Огай Евгений Кипониевич	Советник Генерального директора КМГ Инжиниринг, докт. техн. наук
Члены редколлегии	
Ибрашев Кенжебек Ниязович	Президент АО «КБТУ», канд. техн. наук
Куандыков Балтабек Муханович	Президент компании ТОО «Меридиан Петролеум», президент Казахстанского Общества Нефтяников-Геологов (КОНГ), докт. геол.-мин. наук, академик Международной Академии минеральных ресурсов (г. Алматы, Казахстан)
Кулекеев Жаксыбек Абдрахметович	Советник Генерального директора КМГ Инжиниринг, канд. экон. наук, профессор
Утеев Рахим Нагангалиулы	Директор Атырауского филиала КМГ Инжиниринг, докт. наук PhD по геологии, асс. профессор КБТУ
Умралиев Бауржан Тажикенович	Зам. директора департамента технологий бурения, докт. техн. наук
Мунара Аскар	Директор КазНИГРИ, докт. наук PhD по геологии
Сармурзина Раушан Гайсиевна	Советник заместителя председателя Ассоциации «KAZENERGY», докт. хим. наук
Нуртаева Гульнара Камидоллаевна	Ведущий инженер КМГ Инжиниринг, канд. хим. наук, докт. пед. наук
Золотухин Анатолий Борисович	Зав. кафедрой бурения скважин РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, докт. техн. наук, профессор
Исмаилов Фахреддин Саттарович	PhD в области технических наук, руководитель Научно- исследовательского проектного института «Нефтегаз» (SOCAR)
Агзамов Фарит Акрамович	Профессор кафедры «Бурение нефтяных и газовых скважин» Уфимского государственного нефтяного технического университета, докт. техн. наук

Отпечатано ТОО «Классика»
г. Алматы пр. Райымбека 174 «Ж»
тел: +7 (727) 233 70 33; +7 (727) 233 37 67
www.kprint.kz