


ISSN 2707-4226

НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ КАЗАХСТАНА  
**ВЕСТНИК**



Научно-практический журнал

№ 4 (9) 2021

**Научно-практический журнал**

**ВЕСТНИК  
НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ  
КАЗАХСТАНА**

**№ 4 (9) 2021**

**Нур-Султан 2021**

# Вестник нефтегазовой отрасли Казахстана

## № 4 (9) 2021

### Научно-практический журнал

Журнал зарегистрирован  
в Министерстве информации и комму-  
никации РК  
Свидетельство № 17609-Ж

### Учредитель

ТОО «КМГ Инжиниринг»  
АО «НК «КазМунайГаз»

### Главный редактор

Хасанов Бахытжан  
Кенесович  
Генеральный директор  
ТОО «КМГ Инжиниринг»

### Члены редколлегии

Карабалин У.С., докт. техн. наук, зам.  
главного редактора

Огай Е.К., докт. техн. наук, зам. глав-  
ного редактора

Ибрашев К.Н., канд. техн. наук

Куандыков Б.М., докт. геол.-мин. наук

Кулекеев Ж.А., канд. экон. наук

Утеев Р.Н., докт. наук PhD по геологии

Умралиев Б.Т., докт. техн. наук

Мунара А., докт. наук PhD по геологии

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)

Абилхасимов Х.Б., докт. геол.-  
мин. наук

Габдуллин М.Т., канд. физ.-мат. наук,  
докт. PhD по физике плазмы

Тираж 300 экз.

### Почтовый адрес:

г. Нур-Султан,  
БЦ Изумрудный квартал,  
ул. Д. Кунаева 8, Блок «Б»

Тел.: +7-7172-235-576

E-mail: vestnik@niikmg.kz

website: kmgen.kz

© ТОО «КМГ Инжиниринг»

АО «НК «КазМунайГаз»

### Содержание

#### Кан А.Н., Ахметшина Л.З.

Литолого-фациальные особенности органогенных  
построек второй карбонатной толщи восточного борта  
Прикаспийской впадины Жаркамышского свода . . . . . 3

#### Никитин И.А.

Обоснование и предпосылки выделения низкоомных  
коллекторов как инструмента поиска пропущенных  
залежей на примере месторождения Сургутского  
свода . . . . . 17

#### Садыков А.Д.

Применение метода стохастической инверсии,  
использующего псевдоскважины на примере  
месторождения Южно-Тургайского осадочного  
бассейна . . . . . 27

#### Колбикова Е.С.

Литофациальный анализ и возможности  
прогнозирования свойств по данным геофизических  
исследований и сейсморазведки методами машинного  
обучения . . . . . 34

#### Жексембин Д.М., Курметбек Б., Серикбаева А.М., Бекбауов Б.Е.

Разработка пользовательского интерфейса  
и инструмента постобработки результатов  
гидродинамического симулятора для моделирования  
процессов нефтедобычи . . . . . 40

#### Кожаш А.

Анализ паротеплового воздействия  
на месторождении Каражанбас . . . . . 54

#### Жолдыбаева А.Т., Шишкин В.В., Хажитов В.З., Ниязбаева А.Б., Сидоров Д.А., Курманкулов А.Т.

Оценка эффективности пароциклической обработки  
скважин с высоковязкой нефтью на примере  
гидродинамической модели участка Молдабек  
Восточный месторождения Кенбай . . . . . 65

#### Иманбаев Б.А., Жапаров Н.С.,

#### Максут Д.М., Утепов М.С.

Методы применения бактерицидов для борьбы с  
биогенным сероводородом на месторождении  
Узень и Карамандыбас . . . . . 79

#### Сейтхазиев Е.Ш., Утеев Р.Н., Мустафаев М.К., Ш. Лю, Сарсенбеков Н.Д., Досмухамбетов А.К.

Фингерпринтинг и биомаркерный анализ нефти  
Акшабулакской группы для определения  
типов нефтей . . . . . 93

#### Исмайылова Ф.Б.

Влияние обводненности и темпа охлаждения  
на текучесть нефтей . . . . . 111

Требования к статьям научно-практического  
журнала «Вестник нефтегазовой отрасли  
Казахстана» . . . . . 119

#### Состав редколлегии журнала

«Вестник нефтегазовой отрасли Казахстана» . . 122

УДК 551.351+553.982

## ЛИТОЛОГО-ФАЦИАЛЬНЫЕ ОСОБЕННОСТИ ОРГАНОГЕННЫХ ПОСТРОЕК ВТОРОЙ КАРБОНАТНОЙ ТОЛЩИ ВОСТОЧНОГО БОРТА ПРИКАСПИЙСКОЙ ВПАДИНЫ ЖАРКАМЫССКОГО СВОДА

А.Н. Кан, Л.З. Ахметшина

*Прикаспийская впадина – главный нефтегазовый бассейн Казахстана. Он содержит огромные запасы углеводородов в подсолевых карбонатных отложениях.*

*В восточной части Прикаспийской впадины открыты многочисленные нефтяные и газоконденсатные месторождения, связанные с подсолевыми карбонатными комплексами.*

*Объектами изучения являются вторая карбонатная толща (КТ-II) поздне-визейско-раннемосковского возраста восточного борта Прикаспийской впадины. Формирование восточной части Прикаспийского бассейна происходило в зоне сочленения Восточно-Европейского кратона и складчатых структур Урала. Эти условия предопределили сложность процессов осадконакопления, разнообразие литологических типов пород и процессов диагенеза с образованием высокой неоднородности типов коллекторов.*

*КТ-II сохраняет лидирующую роль в качестве основного коллектора углеводородов и имеет дальнейший потенциал для разведки нефти в регионе в течение двух-трех десятилетий. Это подтверждается открытием в КТ-II крупных нефтяных и газоконденсатных месторождений, таких как Жанажол, Урихтау, Кожасай, Алибекмола и др.*

*Ключевые слова: нефтегазоносность, вторая карбонатная толща (КТ-II), строение биогермных карбонатов, диагенез, *Microsodium*, перспективы открытия скоплений углеводородов.*

### Введение

Прикаспийская впадина – одна из многих впадин континентального блока, где в течение фанерозоя сформировался осадочный чехол мощностью до 20 км. В краевых частях Актюбинско-Астраханской системы поднятий восточной части Прикаспийской впадины, преимущественно в шельфовых обстановках, накапливались отложения второй карбонатной толщи (КТ-II). Осадконакопление КТ-II происходило с поздневизейского (веневский горизонт) по раннемосковское время в восточной части Прикаспийской впадины на Жаркамысском своде. Исследования охватывают комплексы литолого-фациальных, биострати-

графических материалов, полученных из керна и шлама разведочных скважин м. Кожасай, Урихтау, Жанажол и Алибекмола и др.

Биостратиграфическое расчленение разрезов основано на вертикальном расчленении палеонтологических остатков, что позволяет обосновать возраст продуктивных толщ с высокой детализацией. Данные исследования тесно связаны с палеоэкологией, где биотический материал служит индикатором режима морского бассейна, а карбонатные отложения с типично морской фауной формировались в литорально-сублиторальном режиме, с умеренной энергией волн, нормальной соленостью и достаточной аэрацией воды. В

отдельные периоды седиментации происходило повышение солёности вод, о чем свидетельствуют отдельные гнезда гипса в карбонатах стешевских и протвинских отложений серпуховского яруса. Комплексное изучение видов фораминифер и конодонтов с микрофациальным анализом литологического состава позволяют воссоздать древние условия осадконакопления, выявить закономерности распределений фаций в разрезе и по площади, изучить седиментологические особенности, коллекторские свойства и нефтегазоносность карбонатных пород в регионе [1].

### Геологическое развитие

В конце визейского века с ослаблением тектонических движений в соседних континентальных областях произошло замещение терригенных осадков карбонатными. На Жаркамысском поднятии карбонаты второй толщи залегают на выровненной поверхности терригенных отложений. Карбонатные породы михайловско-веневского времени практически лишены терригенной примеси и несут следы осаждения в мелководно-морских обстановках. Только в районе пл. Алибекмола аккумуляция карбонатных осадков изредка прерывалась терригенной седиментацией.

Во второй карбонатной толще раз-

нообразные мелководно-шельфовые, лагунные, склоновые и отмельные фации формировались в обстановке края карбонатного шельфа и его флангов с характерными границами циклических границ (рис.1). Широкий спектр микрофаций представлен пелоидно-картоидными, оолитовыми водорослево-мелкофораминиферовыми грейнстоунами, фораминиферово-криноидными пакстоунами, биокластово-микробиально-водорослевыми баундстоунами, рудстоун-бафлстоунами, пелоидно-биокластовыми вакстоун-пакстоунами и редкими мадстоунами.

Основными компонентами микрофаций являются водоросли разнообразного видового состава *Praedonezella*, *Shartymophycus*, *Ungdarella*, *Calcifolium*, *Konincopora*, *Donezella*, *Berezella*, *Girvanella*, *Dasycladaciae*, биокласты криноидей, мшанок, брахиопод, фораминифер, остракод и условно неорганические компоненты – пелоиды, пеллеты, оолиты, онкоиды, интракласты и картоиды [2].

Формирование органогенных построек КТ-II восточного борта Прикаспийской впадины начинается с веневского времени и продолжается в течение серпуховского, башкирского и раннемосковского времени с интенсивным ростом водорослевых карбонатов. Каркас второй карбонатной тол-

Модель карбонатного шельфа. Жаркамысский свод восточного борта Прикаспийской впадины



Рисунок 1. Схема формирования карбонатов КТII

щи состоит из багряных водорослей визейско-серпуховского возраста [3].

*Венежские отложения* толщиной до 85 м характеризуются комплексами фораминифер подзоны *Eostaffella tenebrosa* и конодонтов зоны *Locheria mononodosa* и *L.nodosa*. Литологически представлены доломитами, доломитизированными пакстоунами с обильными фораминиферами, биокластами брахиопод и криноидей с обильным количеством пелитоморфных сгустков (~50%) и редкими кристалликами пирита (м. Алибекмола). В керне скв. 6 пл. Башенколь (интервал 4675–4686 м) описаны ооидные грейнстоуны с хорошей окатанностью и выдержанной размерностью частиц. Микрофации биокластовых, онкоидных водорослевых грейнстоунов определены в скв. П-3 м. Кожасай с форменными элементами из раковин фораминифер, брахиопод, иглокожих и детритом водорослей *Копикорога*, окатанной формы и цементированных спаритом.

*Серпуховский ярус* (толщина до 270 м) выделен в составе двух подъярусов и четырех горизонтов: тарусского, стешевского, протвинского и запалтубинского в соответствии с фораминиферовыми зонами *Pseudoendothyra globosa* – *Janischewskina delicata*-*Eoladicus donbassicus* (ранний серпуховский подъярус) и *Eostaffellina paraprotvae*, *Monotaxinoides transitorius*-*Eosigmalina explicata* (поздний серпуховский подъярус). По последовательным ком-

плексам конодонтов в нижнесерпуховском подъярусе выделена зона *Lochriea ziegleri*, а в верхнесерпуховском подъярусе – зона *Gnathodus bilineatus bollandensis*.

*Тарусский горизонт* представлен водорослево-фораминиферовыми вакстоунами, пакстоунами и грейнстоунами с обильным присутствием «сфер» – однокамерных фораминифер и кальцисфер, и биокластами иглокожих, остракод, брахиопод в спаритовом цементе (м. Кожасай, скв. 3, инт. 3873–3938 м). Их формирование проходило в верхней части литорали полузакрытого бассейна и лагун в спокойных гидродинамических условиях. Подобные микрофации получили распространение в районе м. Алибекмола, Жанажол и Куантай. В районе пл. Башенколь в тарусское время шло образование рифовых бафлстоунов, сложенных обильными *Praedonezella in situ* и морским микропеллоидным цементом в межводорослевом пространстве (скв. 6, инт. 4510–4630 м).

Вверх по разрезу в стешевском горизонте (инт. 4510–4460 м) доминируют текстуры из крупных биокластов мшанок, иглокожих и фораминифер – фреймстоунов. Мшанки становятся основными элементами рифовых фаций, полностью вытесняя водоросли. Обломки мшанок и неорганические зерна «кружевной» формы с псевдомикритовой каймой (*lace-form*) инкрустированы фибровым цементом (рис. 2). Формирование карбонатов стешевского горизонта

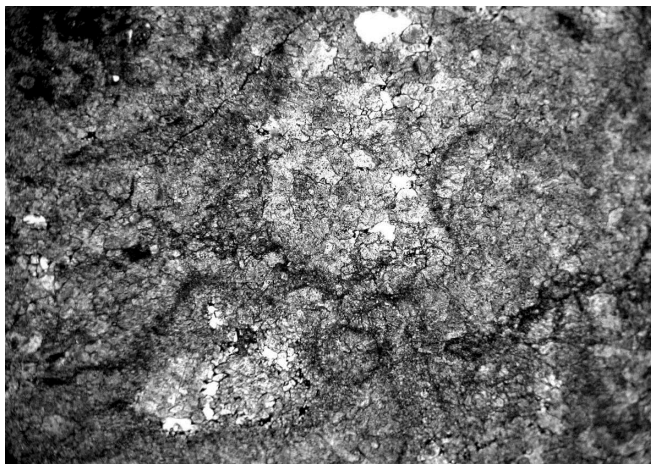


Рисунок 2. Шлиф «Кружевные структуры». Тортколь, скв. 8, инт. 3493–3501 м  
увеличение 40х

происходило в условиях открытого морского шельфа с повышенной гидродинамической активностью моря.

В протвинском горизонте получили распространение брахиоподово-криноидные и криноидно-фораминиферо-водорослевые пакстоуны, рудстоуны и бафлстоуны с обломочно-комковатыми пакстоунами и оолитовыми и онколитовыми грейнстоунами. Раннепротвинские отложения сложены водорослевыми, биогермными фациями, а онкоидно-оолитовые грейнстоуны занимают верхнюю часть серпуховских отложений.

Башкирский ярус (толщиной до 350 м) в рассматриваемом районе представлен отложениями нижнего подъяруса. В них выделены фораминиферовые зоны *Plectostaffella bogdanovkensis* (вознесенский горизонт распространен локально), *Semistaffella variabilis* (краснополянский горизонт), *Pseudostaffella antiqua* (северокельтменский горизонт), *Pseudostaffella praegorskyi* – *P. stafellaeformis* (прикамский горизонт) и зоны конодонтов

*Declinognathodus noduliferus*, *Idiognathoides sinuatus*, *Idiognathodus sinuosus*.

В отложениях краснополянского горизонта (толщиной до 130 м) выделены комковато-пелоидные, обломочно-оолитовые, сгустково-комковатые, онколитовые разновидности грейнстоунов и доломиты. Биоценоз представлен фораминиферами, сферами, сине-зелеными водорослями, гастроподами. Осадконакопление краснополянских отложений происходило на фоне регрессии уровня моря при господстве условий мелководного бассейна с ограниченной циркуляцией морской воды.

Северокельтменская часть разреза (толщиной 120–160 м) представлена комковато-пелоидными, комковато-оолитовыми грейнстоунами, биокластово-водорослевыми пакстоунами и балфстоунами. Значительную часть северокельтменских отложений образуют водорослевые известняки (бафлстоуны), сложенные багряными водорослями (*Donezella*, реже *Ungdarella*) (рис. 3).

Прикамский горизонт (100–180 м)

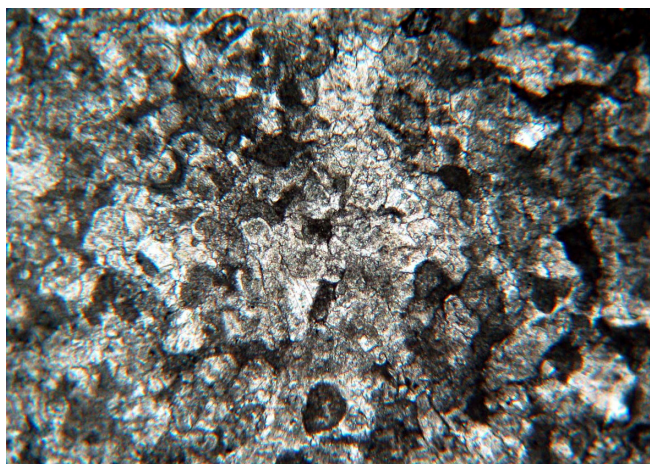


Рисунок 3. Шлиф, увеличение 25х, бафлстоун донецелловый, скв. Ю-2, инт. 3958 м

состоит из биокластово-комковатых, оолитовых грейнстоунов, биокластовых пакстоунов и бафлстоунов. В фитогенных известняках породообразующими являются багряные водоросли (*Beresella*, *Dvinella*). В разрезе идет чередование фаций мелководных отмелей (оолитовые, комковато-оолитовые и водорослевые) и внешнего склона платформы (биокластовые разновидности).

В керне из скв. А-28 в инт. 3430–3435 м удалось выявить образования *Microcodium* (рис. 4) и остаточные следы мелкоспаритовой цементации, свидетельствующие о наличии значительного понижения уровня моря и субаэральной экспозиции карбонатной постройки [4].

Московский ярус. Отложения московского яруса формировались в трансгрес-

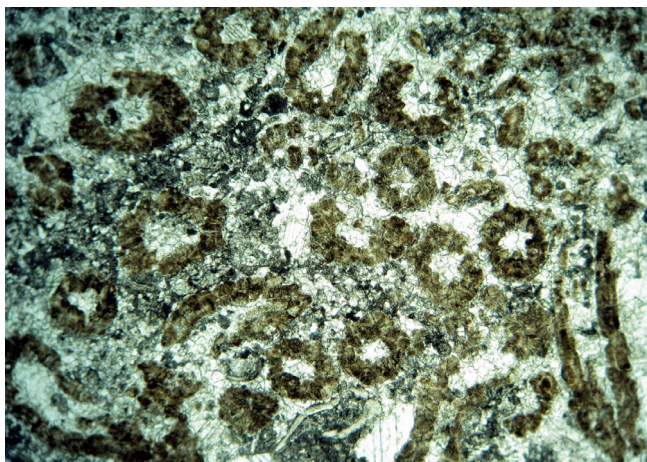


Рисунок 4. Шлиф, увеличение 40х. *Microcodium* скв. А-28 инт. 3430–3435 м

сивной фразе седиментационного цикла. Породы ранней части московского яруса, входящие в состав второй карбонатной толщи, охарактеризованы комплексами фораминиферовых зон *Aljutovella aljutovica* (верейский подъярус), *Priscoidea priscoidea*, *Moellerites praecoloniae* – *Fusulinella subpulchra* (каширский подъярус) и конодонтовых зон *Declinognathodus donetzianus* (верейский подъярус), *Neognathodus bothrops*, *N.medadultimus* (каширский подъярус).

*Верейский подъярус* (толщиной 70-100 м) состоит из чередования карбонатных и терригенных пород. Карбонатные породы представлены известняками органогенными, водорослево-фораминиферовыми, (биокластовые, интеркластовые грейнстоуны), органогенно-сгустково-комковатыми (биокластовые вакстоуны, биокластово-пеллоидные, грейнстоуны, биокластово-оолитовые грейнстоуны, биокластово-водорослевые баундстоуны). В разрезе встречаются известняки доломитизированные, частично окремененные (биокластовые, рудстоуны, флаутстоуны) с обломками глинисто-кремнистых карбонатных пород. Основную часть породообразующих частиц составляют зеленые водоросли (*Berezella erecta*), багряные водоросли (*Donezella lutugini*, *Ungdarella uralica*), кри-

ноидеи, брахиоподы, остракоды, мшанки и фораминиферы.

*Каширский подъярус* (толщиной от 200–275 м) представлен известняками детритово-органогенными (полидетритовый водорослевый бафлстоун), комковато-органогенно-оолитовыми (биокластово-пеллоидный грейнстоун) с прослоями аргиллитов и доломитов. Палеобиота состоит из фрагментов водорослей (*Ungdarella*, *Berezella*), фораминифер, брахиопод, криноидей и редко табулятоморфных кораллов – *Multithesoroга*.

Формирование происходило в верейское и раннекаширское время в условиях передового склона карбонатной платформы и внутренней части рима. Позднекаширский период осадконакопления происходил при дальнейшем поднятии уровня моря и распространении отмельных фаций внутренней части платформы с пониженной гидродинамикой водной среды.

В разрезе второй карбонатной толщи выделены поверхности субазральных экспозиций, маркирующие границы циклитов 3-го и 4-го порядков, что позволило проследить историю эвстатических колебаний уровня моря (рис. 5). Отложения второй карбонатной толщи со стратиграфическим несогласием перекрываются позднемосковскими терригенными породами [5].



Сводный разрез каменноугольных отложений КТ-II

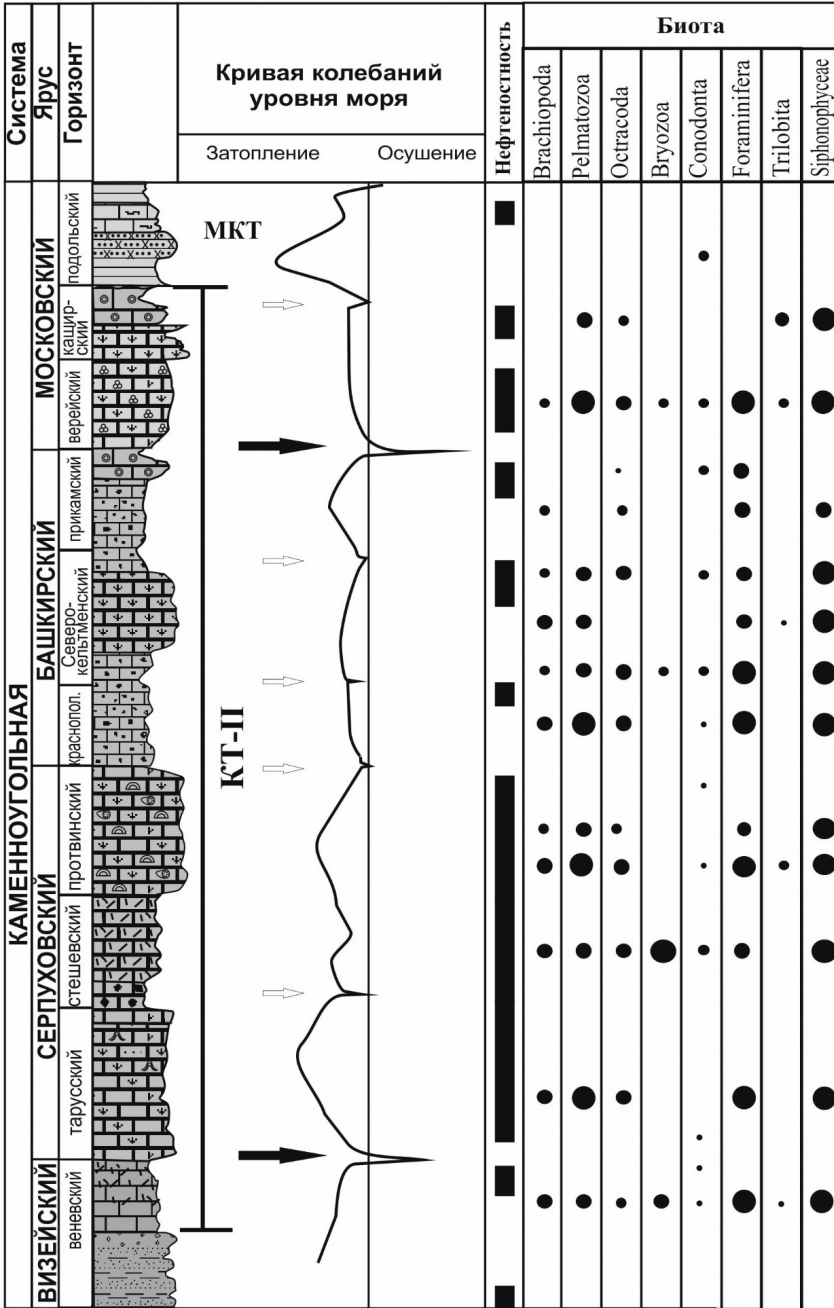
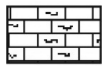


Рисунок 5. Сводный разрез КТII

## Условные обозначения.



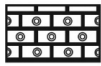
Известняки глинистые.



Доломиты.



Органогенные, органогенно-обломочные,



Оолитовые известняки.



Известняки микрозернистые с  
редкими строматолитами.



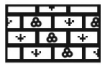
Комковато-органогенные известняки.



Водорослевые известняки.



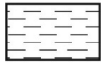
Детритовые известняки.



Органогенно-обломочные  
фораминиферово-водорослевые



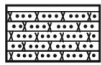
Биоморфные органогенные, водорослевые  
известняки с одиночными кораллами..



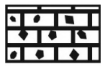
Аргиллиты,



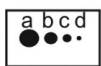
Терригенные породы.



Песчаники.



Брекчированные известняки



Количественные категории для подсчета скелетных частиц (в шлифах):  
a - обильно, b - часто, c - редко, d - единично;



Границы циклитов третьего порядка



Границы циклитов четвертого порядка.

## Основные фации биогермных построек

Поздневизейско-серпуховские водорослевые холмы состоят из следующих фациальных зон:

1. Основание холмов, сложенное биокластовыми рудстоунами с обильными скелетными частицами иглокожих и небольшим количеством водорослевого детрита, ооидно-онкоидно-биокластовыми грейнстоунами, вторичными доломитами. Осадконакопление карбонатов происходило в условиях лагун, распространённых в поздневизейском времени на востоке Прикаспия.

2. Во внутренней части холмов с началом раннесерпуховской трансгрессии сложились условия для образования байндстоунов с биокластами и микритовым матриксом и микробиально-спонговых структур. Также получили развитие бафлстоуны шартимофикусовые и предонецеловые, мшанковые фреймстоуны, спонгиостомы. Развитый фибровый цемент в межзерновом пространстве скрепляет биокласты. Такая морская (конседиментационная) цементация водорослей и мшанок способствовала сохранению первичной пористости в рифогенных фациях, которые формировались в фазу высокого стояния моря в раннесерпуховское время [6].

3. Верхняя часть холмов, состоит из биокластовых пакстоунов, унгдарелловых и кальцифолиумовых бафлстоунов с биокластами мшанок и изометричным мелкоспаритовым цементом. Их формирование происходило в условиях флуктуации уровня моря в середине серпуховского века.

4. Во время позднесерпуховской регрессии в мелководных условиях получили развитие ооидные, ооидно-онколитовые грейнстоуны, реже биокластово-водорослевые пакстоуны, рудстоуны фации гребня холмов.

## Диagenез пород

Карбонатные породы второй толщи накапливались в условиях различных участков мелководного шельфа и обладали неодинаковой первичной пористостью. В условиях слабого гидродинамического режима образовывались коллоидно-микро-

зернистые известняки и микрозернистые слоистые доломиты. Образовавшиеся в результате затвердения известкового материала межзерновые седиментационные поры в шлифах под микроскопом обнаруживаются с трудом (их размер 0,001–0,01 мм), содержание их ничтожно. Они ограничены гранями кристаллов кальцита или доломита, форма их угловатая, полигональная, неправильная, нередко они запечатаны пылевидными скоплениями. Породы, обладающие лишь такими порами, без достаточно развитой трещиноватости являются, как правило, неколлекторами.

Подвижная гидродинамическая среда способствовала накоплению органогенных (биокластовых) известняков (известковых песков, на некоторых участках – биогермных известняков) с высокой первичной межфрагментарной и внутриформенной пористостью.

Постседиментационные процессы носили разнонаправленный характер и имели разную интенсивность, первичное поровое пространство практически не сохранилось, но служило основой для вторичной унаследованной пористости, возникавшей при выщелачивании.

Процессы выщелачивания в карбонатных породах проходили под воздействием пластовых флюидов и, вследствие пресноводного диагенеза, поверхностными водами. Выщелачивание протекало неоднократно и с различной интенсивностью. При субаэральной экспозиции образовывались поры, каверны различной формы с микрозернистым изометричным кальцитом по краям полостей, часто с появлением коричневой микритовой массы как продукта калькретизации породы. Часто процессы выщелачивания протекали избирательно по межформенным и внутриформенным первичным порам в биоморфных, пелоидно-биокластовых, органогенно-детритовых, оолитовых известняках. В ряде иных случаев процессы выщелачивания протекали совместно с процессами перекристаллизации и доломитизации. При выщелачивании образуются самые разнообразные формы пустотного пространства: неправильные, линзовидные, округлые, разнонаправленные, лапчатые, эллипсоидные, повторяя в редких случаях форму растворенного агрегата. Размеры пор и ка-

верн варьируются в широких пределах от 0,05 до 10,0 мм и более. Пустоты до 1 мм относятся к порам, более 1 мм – к кавернам. Выщелоченные зоны образуют пятнистые, рассеянные, цепочечные участки в породе. Сообщение между порами происходит по микротрещинам шириной от 3–5 до 20–30 мкм, иногда по каналам шириной от 0,01 до 0,1 мм.

Процессы выщелачивания в микрозернистых, детритовых и др. плотных разностях известняков протекают вдоль трещин с формированием щелевидных каверн. Процессы выщелачивания под воздействием пластовых вод протекали преимущественно в горизонтальном направлении, на что указывают горизонтально ориентированные, параллельно слоистости, очертания каверн и пор удлинённой щелевидной формы, и повышенные значения проницаемости керна в горизонтальном направлении.

Сокращение пустотного пространства пород происходило под влиянием процессов вторичного минералообразования. Заполнение пустотного пространства происходило за счет процессов неоморфного преобразования карбоната кальция, доломитизации, окремнения.

Процессы перекристаллизации протекали во всех литотипах пород. Перекристаллизации подверглись цемент и органические остатки в различной степени от небольших пятнистых, прожилковидных участков до почти полного неоморфического преобразования первичной структуры породы. Зачастую с перекристаллизацией связано возникновение мелких межкристаллических пор полигональной, угловатой формы. Размеры пор редко превышают 0,05 мм. Сообщение между порами осуществляется по межкристаллическим каналам шириной единицы микрон.

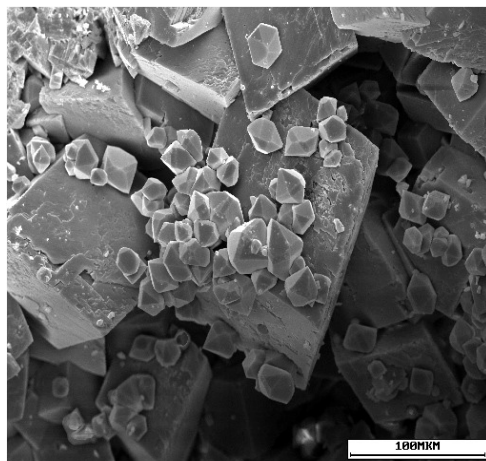
В изучаемой толще пород Жаркамысского свода процессы доломитизации затронули в различной степени практически все литотипы известняков. Кристаллы доломита встречаются в виде отдельных ромбоздров в цементе или в аллохемах породы, образуют агрегаты зерен плотно прилегающих друг к другу кристаллов мелко- и среднезернистой размерности. Доломитизация способствовала формированию пустотного пространства в извест-

няках. Образование вторичной пористости происходило в процессе доломитизации, сопровождавшемся растворением карбонатного материала слабоминерализованными растворами. В структурно-морфологическом отношении поры доломитизации имеют многогранную форму, размеры пор соответствуют размерам кристаллов новообразованного доломита (0,05–0,25 мм). Сообщение между порами происходит по межкристаллическим каналам шириной в единицы микрон.

Выделение карбонатных минералов происходит в виде мелких (0,01–0,1 мм) многогранных кристаллов кальцита и гипсидиотопных кристаллов доломита, покрывающих стенки полостей, либо более крупных (0,1–0,8 мм, иногда до 1–2 мм), заполняющих все поровое пространство или часть его. Встречаются участки пойкиллитового прорастания доломитовой породы крупными кристаллами (1–5 мм) кальцита, ромбоздры доломита (0,05–0,25 мм) образуют включения в кальцитовых кристаллах. Неоморфические процессы преобразования кальцита интенсивно протекали в известняках и доломитах второй карбонатной толщи, достигая 10–12% объема породы.

Окремнение в карбонатных породах происходило с образованием микровкрапленных скоплений кварца, агрегатов кремния, пятен халцедона. Редко можно наблюдать кристификационный кремнистый цемент кварца и халцедона, образующий корочки кристификации на фрагментах породы без заполнения свободного порового пространства. Окремнению в породах карбонатного комплекса подвергались в основном доломиты, окварцевание иногда составляет от 2–3% до 8% породы (рис. 6).

Основными факторами литогенеза, контролирующими формирование коллекторских свойств пород, являются условия, среда и особенности осадконакопления, которые могли оказаться благоприятными или неблагоприятными для формирования первичной пористости. Эти условия многократно усиливаются процессами постседиментационного преобразования – выщелачиванием, перекристаллизацией, доломитизацией и др. Эволюция осадков в литогенезе определяет наличие и отсутствие пор, их геометрию в карбонатных породах. Перекристаллизация с образовани-



**Рисунок 6. Кристаллы кварца на кристаллах доломита скв. А-61, гл. 3424 м Средний карбон, нижнемосковский подъярус (С2m1) (Сканирующий электронный микроскоп Т-100 JEOL)**

ем плотной упаковки кристаллов приводит к заполнению всего порового пространства неоморфным кальцитом, поры в породе практически отсутствуют. Диагенетическая перекристаллизация ненасыщенными растворами, протекающая с растворением карбонатного вещества породы и образованием укрупненных кристаллов кальцита, приводит к образованию межзерновых пор. Рассеянная доломитизация не сказывается на увеличении пустотного пространства, лишь во время диагенетической доломитизации слабоминерализованными растворами образуются межзерновые поры.

#### **Перспективы открытия скоплений УВ**

Перспективность второй карбонатной толщи складывается благоприятным сочетанием наличия коллекторов, ловушек, локальных и региональных флюидоупоров, присутствием высокобитуминозных, тонкозернистых депрессионных отложений подножья склона Жаркамысского поднятия.

Крупные скопления нефти и газа могут быть определены на основании анализа площади распространения, мощности и качества региональных и зональных природных резервуаров, включающих породы-коллекторы и породы с экранирующими свойствами. К геохимическим критериям нефтегазоносности следует отнести разви-

тие зон увеличенных мощностей девонских и раннекаменноугольных карбонатно-терригенных отложений. Так, максимальная толщина осадков Жаркамысского свода между подошвой карбонатных отложений поздневизейского возраста и фундаментом достигает 5–5,5 км. Главной региональной покрывкой пород-коллекторов подсолевого палеозоя, обеспечивающей надежную закрытость недр, является кунгурская галогенная толща. На рассматриваемой территории в качестве зональной покрывки выступают глинистые пачки, развитые в позднемосковских отложениях.

Нефтеносность веневских отложений на востоке Прикаспийской впадины пока не установлена.

Высокопродуктивные карбонатные коллекторы серпуховского яруса м. Кожасай, Алибекмола, Урихтау представлены водородослевыми биогермами римовой части и оолитовыми песчаниками внутренней платформы. Дальнейшие перспективы серпуховских отложений могут быть связаны с органогенными постройками-биогермами и водородослевыми холмами сложного состава в обстановках внешней лагуны и передового склона шельфа.

В качестве нефтегазогенерирующих следует рассматривать девонские и нижнекаменноугольные карбонатно-терригенные породы, залегающие между подошвой

карбонатных отложений поздневизейского возраста и фундаментом. Максимальная мощность осадочного чехла в районе Жаркамысского свода достигает 5–5,5 км [7].

Особо благоприятными в плане перспектив открытия новых скоплений нефти и газа являются карбонатные постройки, формировавшиеся в краевой части шельфа. Это наиболее крупный коллектор нефти и газа, перекрытый верхнемосковскими терригенными отложениями. Именно в нем были открыты массивные залежи углеводородов на м. Жанажол, Урихтау, Синельниковское, Алибекмола и др.

Объектами дальнейших нефтепоисковых работ могут стать визейско-башкирские, нижнемосковские карбонатные комплексы, формирующие антиклинальные поднятия валообразного типа на краю карбонатной платформы. В данной зоне окраины палеошельфа развиты высокоёмкие органогенные постройки, трансгрессивно смещенные к востоку по мере их омоложения. Незазведанные потенциальные ресурсы здесь связываются со структурами, группирующимися в валообразные поднятия с известными м. Жанажол, Синельниковская, Алибекмола. При этом шельфовые карбонатные системы развивались в тесной генетической связи с дельтовыми отложениями, что обусловило формирование межкарбонатных терригенных толщ, служащих флюидоупорами для КТ-II.

Главными объектами на новом этапе проведения нефтепоисковых работ в регионе должны стать карбонатные породы визейско-башкирского и раннемосковского возраста, образующие валообразные антиклинальные поднятия на краю древней карбонатной платформы. Здесь на краю палеошельфа присутствуют органогенные постройки с высокоёмкими коллекторами, зоны развития которых мигрируют к востоку по мере их омоложения. Крупные скопления углеводородов могут быть открыты на структурах, приуроченных к валообразным поднятиям на продолжении известных м. Алибекмола, Жанажол, Синельниковское. Здесь карбонаты прибрежно-шельфового генезиса перемежаются с дельтовыми об-

разованиями – горизонтами терригенных осадков, служащих флюидоупорами.

Стратиграфические интервалы нефтегазоносности может быть расширены за счет девонских отложений. По результатам бурения скв. У-5 м. Урихтау отмечены газопроявления во франских отложениях позднего девона.

### Заключение

Осадконакопление второй карбонатной толщи на протяжении ранне-среднекаменноугольного времени происходило под влиянием тектонических движений и колебаний уровня моря в пределах Жаркамысского поднятия. Формирование органогенных построек происходило на краях карбонатного шельфа, обрамляющего склоны Жаркамысского поднятия, с развитием водорослевых биогермов. Во внутренней части шельфа широкое распространение получили оолитовые и известняково-песчаные фации, а на положительных формах рельефа возникали условия для накопления водорослевых пластовых построек мощностью ~1 м в периоды регрессий, сменявшихся известковыми песками отмелей. В периоды углубления бассейна на краю шельфа и передового склона формировались залежи биогермных (водорослевых, криноидно-мшанковых) холмов небольшой толщины.

Биостратиграфические, седиментологические исследования и результаты испытаний второй карбонатной толщи востока Прикаспийской впадины показали, что положительные результаты поисковых работ на углеводородное сырье, связаны с:

- 1) крупными водорослевыми постройками края шельфа Жаркамысского поднятия;
- 2) водорослевыми холмами и валами внутренней части шельфа;
- 3) отмельными барами и дюнами внутренней части шельфа.

Проведенные в статье исследования позволяют выявить закономерности распространения высокеемкостных коллекторов нефти и газа в изучаемом регионе.

### Список использованной литературы

1. Ахметшина Л.З., Гибшман Н.Б., Куандыков Б.М., и др. Атлас палеонтологических остатков, микрофаций и обстановок осадконакопления фаменско-каменноугольных отложений Прикаспийской впадины (казахстанская часть). – Алматы, 2007, с. 476. // Akhmetshina L.Z., Gibshman N.B., Kuandykov B.M. and others. Atlas paleontologicheskikh ostatkov, mikrofatitsiy i obstanovok osadkonakopleniya famensko-kamennougol'nykh otlozheniy Prikaspiyskoy vpadiny (kazakhstanskaya chast') [Atlas of paleontological remains, microfacies and sedimentation environments of the Famennian-Carboniferous deposits of the Caspian depression (Kazakhstan side)]. – Almaty, 2007, 476 p.
2. Шуйский В.П. Ископаемые известковистые водоросли и рифостроение (на примере палеозоя Урала). – Автореферат дисс. канд. геол.-мин. наук, Свердловск, Институт геологии и геохимии им. А.Н. Заварицкого Уральского Отделения АН СССР, 1989, с. 37. // Shuyskiy V.P. Iskopaemye izvestkovistyе vodorosli i rifostroenie (na primere paleozoya Urala) [Fossil calcareous algae and reef building (on the example of the Paleozoic of the Urals)]. – Avtoreferat diss. kand. geol.-min. nauk, Sverdlovsk, Institut geologii i geokhimii im. A.N. Zavaritskogo Ural'skogo Otdeleniya AN SSSR [Extended abstract of the dissertation of the candidate of geological and mineralogical sciences, Sverdlovsk, the Institute of Geology and Geochemistry of the Ural Branch of the USSR Academy of Sciences, named after A.N. Zavaritsky], 1989, 37 p.
3. Кан А.Н., Ахметшина Л.З., Баймагамбетов Б.К. Литолого-фациальная характеристика серпуховско-башкирских органогенных построек восточного борта Прикаспийской впадины. – Материалы Международного совещания «Геология рифов», Сыктывкар, 2005, с. 69–72. // Kan A.N., Akhmetshina L.Z., Baymagambetov B.K. Litologo-fatsial'naya kharakteristika serpukhovsko-bashkirskikh organogennykh postroek vostochnogo borta Prikaspiyskoy vpadiny [Lithological-facies characteristics of the Serpukhovian-Bashkir organogenic structures of the eastern flank of the Caspian depression]. – Materialy Mezhdunarodnogo soveshchaniya «Geologiya rifov» [Proceedings of the International Meeting «Reef Geology»], Syktyvkar, 2005, pp. 69–72.
4. Кан А.Н. Следы палеопочв в башкирских–нижнемосковских отложениях восточного борта Прикаспийской впадины. – Материалы седьмой Международной конференции «Новые идеи в геологии и геохимии нефти и газа». МГУ, Москва, 2004, с. 232–233. // Kan A.N. Sledy paleopochv v bashkirskikh–nizhnemoskovskikh otlozheniyakh vostochnogo borta Prikaspiyskoy vpadiny [Traces of fossil soils in the Bashkir–Lower Moscow deposits of the eastern flank of the Caspian depression]. – Materialy sed'moy Mezhdunarodnoy konferentsii «Novye idei v geologii i geokhimii nefiti i gaza» [Proceedings of the seventh International Conference «New Ideas in Geology and Geochemistry of Oil and Gas»]. MSU, Moscow, 2004, pp. 232–233.
5. Кан А.Н. Формирование пород-коллекторов визейско-раннемосковского возраста на Жаркамысском своде восточного борта Прикаспийской впадины. – Автореферат дисс. канд. геол.-мин. наук. М., МГУ, 2006. с. 19. // Kan A.N. Formirovanie porod-kollektorov vizeysko-rannemoskovskogo vozrasta na Zharkamysskom svode vostochnogo borta Prikaspiyskoy vpadiny [Formation of reservoir rocks of the Visean-early Moscow age on the Zharkamys arch of the eastern flank of the Caspian depression]. – kand. geol.-min. nauk diss. Moscow, MSU, 2006, 19 p.
6. Гибшман Н.Б. Продуктивные карбонаты фамена Русской платформы: фораминиферы и обстановка осадконакопления. – Геология нефти и газа, М., 2005, №04, с. 26. // Gibshman N.B. Produktivnye karbonaty famena Russkoy platformy: foraminifery i obstanovka osadkonakopleniya [Productive Famennian carbonates of the Russian Platform: foraminifera and sedimentation environment]. – Geologiya nefiti i gaza [Geology of oil and gas], Moscow, 2005, №04, 26 p.
7. Мильничук В.С., Тарзанов М.И., Гибшман Н.Б. и др. Геология и нефтегазоносность юго-востока Прикаспийской синеклизы (Западный Казахстан). – Алма-Ата, Наука, 1988, с. 184. // Mil'nichuk V.S., Tarzanov M.I., Gibshman N.B. and others. Geologiya i neftegazonosnost' yugo-vostoka Prikaspiyskoy sineklizy (Zapadnyy Kazakhstan) [Geology and oil and gas content of the south-east of the Caspian syncline (Western Kazakhstan)]. – Alma-Ata, Nauka, 1988, 184 p.

## БОРТЫНДА ОРНАЛАСКАН ЖАРКАМЫС КУМБЕЗИНІҢ ЕКІНШІ КАРБОНАТТЫ ҚАБАТЫ ОРГАНОГЕНДІ ҚҰРЫЛЫСТАРЫНЫҢ ЛИТОЛОГИЯЛЫҚ ЖӘНЕ ФАЦИАЛДЫҚ ЕРЕКШЕЛІКТЕРІ

А.Н. Кан, Л.З. Ахметшина

*Каспий маңы ойпаты - Қазақстандағы ең негізгі және маңызды мұнай-газ бассейні болып саналады. Онда тұзасты карбонатты шөгінділерінде көмірсутектердің орасан зор қоры бар.*

*Каспий маңы ойпатының шығыс бортында тұз асты карбонатты кешендермен байланысты көптеген мұнай және газ конденсатты кен-орындары ашылды.*

*Зерттеу нысандары Каспий маңы ойпатының шығыс жағындағы Жоғарғы Визей-ерте Мәскеу дәуірінің екінші карбонатты қабаты (КК-II) болып табылады. Каспий маңы ойпатының шығыс бөлігінің қалыптасуы Шығыс-Еуропалық кратон мен Жайықтың қатпарлы құрылымдарының түйісу аймағында орын алды. Бұл жағдайлар тұнба процестерінің күрделілігін, тау жыныстарының әр түрлі литологиялық түрлерін және коллекторлық түрлердің жоғары гетерогенділігін қалыптастырумен диагенетикалық процестерді алдын ала анықтады.*

*КТ-II қабаты көмірсутегі шикізатының негізгі қойнауқатының жетекші рөлін сақтап қалады және екі-үш онжылдықта аймақта мұнайды барлаудағы одан әрі әлеуетіне ие болады. Мұны КТ-II-де Жаңажол, Өріктау, Қожасай, Әлібекмола, т.б. сияқты ірі мұнай-газ конденсатты кен-орындарының ашылуы растайды.*

*Түйін-сөздер: мұнай мен газдың құрамы, екінші карбонатты қабаты (КТ-II), биогермдік коллекторлардың құрылымы, резервуар диагенезі, Microcodium, көмірсутегі жинақталуының келешегі.*

## LITHOLOGICAL AND FACIAL FEATURES OF ORGANOGENIC STRUCTURES OF THE SECOND CARBONATE STRATUM OF THE EASTERN FLANG OF THE PRE-CASPIAN DEPRESSION ON ZHARKAMYS UPLIFT

A. Kan, L. Akhmetshina

*The Pre-Caspian Basin is the major oil and gas basin in Kazakhstan. It contains huge hydrocarbon reserves within pre-salt carbonate deposits. There had been numerous discoveries of oil and gas-condensate fields associated with pre-salt carbonate complexes in the Eastern part of the Caspian Basin.*

*The object of this study is the second carbonate stratum (CS-II) of the Late Viséan – Early Moskovian age of the Eastern part of the Pre-Caspian Basin. The formation of the Eastern part of the Pre-Caspian Basin took place in the zone of the junction of the East European craton and folded structures of the Urals. These conditions predetermined the complexity of sedimentation processes, variety of lithological types*



*of rocks and diagenesis processes with the formation of reservoir heterogeneity.*

*CS-II will retain the leading role as the main reservoir of hydrocarbons and it has further potential for oil exploration in the region for two to three decades. It has been proven by the discovery of large oil and gas-condensate fields in the CS-II, such as Zhanazhol, Urikhtau, Kozhasai, Alibekmola, etc.*

*Key words: oil and gas content, second carbonate stratum (CT-II), structure of biohermal rocks, diagenesis, Microcodium, prospects for the discovery of hydrocarbon plays.*

#### **Информация об авторах**

**\*Кан Андрей Николаевич** – канд. геол.-мин. наук, директор департамента геологии, разработки, добычи УВ, бурения и КРС, [sedimen@gmail.com](mailto:sedimen@gmail.com).  
ТОО «КМГ Карачаганак» г. Нур-Султан, Казахстан

**Ахметшина Лемуза Загитовна** – канд. геол.-мин. наук, заведующая лабораторией биостратиграфии, [lena.kashcheeva.67@mail.ru](mailto:lena.kashcheeva.67@mail.ru).  
ТОО «Актюбинский нефтяной геологоразведочный институт», г. Актюбе, Казахстан

\*Автор, ответственный за переписку

УДК 550.83+552.5

## ОБОСНОВАНИЕ И ПРЕДПОСЫЛКИ ВЫДЕЛЕНИЯ НИЗКООМНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ КАК ИНСТРУМЕНТА ПОИСКА ПРОПУЩЕННЫХ ЗАЛЕЖЕЙ НА ПРИМЕРЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ СУРГУТСКОГО СВОДА

И.А. Никитин

*Проблема, связанная с низкоомными коллекторами на месторождениях Западной Сибири, актуальна уже с конца прошлого века. По материалам геофизических исследований скважин продуктивные низкоомные коллекторы часто интерпретируются как водонасыщенные, вследствие чего они не используются при дальнейшей эксплуатации скважины. Целью исследований является иллюстрация использования таких параметров, как статистические интенсивности вторичных изменений горных пород (наложено-эпигенетических процессов) в качестве индикаторов нефтегазонасыщенности низкоомных песчаных коллекторов на уникальном месторождении Сургутского свода. В основе анализа лежит методика статистической интерпретации данных геофизических исследований скважин, разработанная И.А. Мельником [1], который достиг больших успехов в изучении данной проблемы. Сопоставления результатов данных вычислений с результатами обработки сейсмических данных поверхности отражающих горизонтов подтвердили результативность предлагаемого алгоритма. Также в данной работе определили зависимость интенсивности вторичной пиритизации от тектонических нарушений и расстояния до них. Даны рекомендации по опробованию новых интервалов.*

*Ключевые слова: наложено-эпигенетический процесс, вторичная пиритизация, вторичная каолинизация, низкоомный коллектор, платформенный чехол, тектонический разлом, геофизические исследования скважин.*

### Введение

Объектами исследования являются юрские песчаные отложения нефтегазонасыщенного месторождения Сургутского свода, расположенного в Ханты-Мансийском автономном округе. Отложения представлены переслаиванием песчаников темно-серых, плотных, различной зернистости, крепко сцементированных. Породы имеют сложный минералогический состав с многочисленными включениями аксессуарных минералов. Неоднородность этой части разреза очень существенно изменяет характер записи кривых каротажа сопротивления, бокового каротажного зондирования. Значения кажущихся сопротивлений и, соответственно, изрезанность кривых резко возрастают, подчеркивая увеличение расчлененности разреза.

Комплексным анализом данных сейсморазведки МОГТ 3D, геолого-промысловых особенностей и технологических показателей разработки установлена определяющая роль тектонического фактора в развитии фильтрационно-емкостных свойств коллектора и формировании флюидодинамической модели залежей нефти и газа. Это обусловлено тем, что продуктивные структуры располагаются над разломами блоков фундамента, в пределах которых за счёт дегазации Земли образуются зоны деструкции и происходит вертикальная миграция внешних флюидов.

Уже достаточно много работ изданы и обнародованы по обнаружению нефтегазонасыщенных продуктивных коллекторов с пониженным удельным электрическим сопротивлением (далее – УЭС) в терриген-

ных пластах. По материалам геофизических исследований скважин (далее – ГИС) эти продуктивные низкоомные коллекторы интерпретируются как водонасыщенные, вследствие чего они не используются при дальнейшей эксплуатации скважины. На основании проведенного обобщения в работе И.А. Мельника «Причины образования нефтенасыщенных низкоомных коллекторов» можно выделить две основные причины образования низкоомных коллекторов: фациальная обстановка процесса осадконакопления и тектонический процесс, в результате которого образуются каналы флюидомиграций [2]. Миграция флюидов обусловлена дизъюктивными и пликативными тектоническими процессами [3, 4]. И главная задача сводится к тому, чтобы найти корреляционную зависимость выявленных интенсивностей от расположения тектонических нарушений.

Другие отечественные и зарубежные авторы в основном выделяют следующие причины образования продуктивных низкоомных коллекторов:

1. Присутствие в породе электропроводящих минералов (в основном пиритов).
2. Тонкое переслаивание глин с пониженным УЭС (анизотропия пород).
3. Фациальная обстановка седиментации.
4. Вторичные геохимические преобразования минералов и цемента.
5. Текстуальные особенности распределения и состав глинистого минерала.

Ряд авторов связывают появление продуктивных низкоомных интервалов с увеличением содержания связанной воды (остаточной водонасыщенности) в результате преобразования акцессорных минералов в глинистые минералы, повышающие сорбционную способность среды [5, 6, 7]. Влияние глинистости на электрическое сопротивление песчаных коллекторов рассмотрено в работе А. С. Ошлаковой на основе анализа каротажных диаграмм как низкоомных, так и типичных продуктивных интервалов [8]. В штатах Луизиана и Арканзас, США, в маломощных песчаных русловых отложениях через 50 лет эксплуатации ранее открытых месторождений были обнаружены продуктивные низкоомные пласты. Причиной понижения удельного электрического сопротивления продуктивных

горизонтов явились глинистые пропластки [9]. Миграция химически агрессивных флюидов и заполнение ими сформированных коллекторов влекут за собой развитие наложенных эпигенетических процессов, в результате которых горные породы испытывают вторичные химические преобразования [5]. Обобщая ранее рассмотренные материалы, можно сказать, что в результате метаморфизма полимиктовых песчаных коллекторов образуются такие высокопроводящие минералы, как пириты, халькопириты, крустифицированные хлориты и другие железосодержащие минералы, понижающие УЭС пласта. Также известно влияние остаточной водонасыщенности, обусловленной наличием таких глинистых минералов, как монтмориллонит, группы гидрослюд (вермикулит, глауконит), хлорит на УЭС пласта.

Образование аутигенных минералов в горных породах при вторичных геохимических процессах в большинстве своем обусловлено наложенным эпигенезом, проходящим в результате субвертикальной миграции флюидов по проницаемым зонам литосферы, вследствие действия градиента литостатического давления. По интенсивностям вторичных геохимических процессов можно судить о характере насыщения пласта и выделять интересующие нас углеводородные интервалы [10]. При отсутствии ядра качество и степень вторичных геохимических изменений среды можно определить по результатам статистическо-корреляционной интерпретации материалов ГИС. Многочисленные исследования показали, что показателем присутствия углеводородов в исследуемых песчаных пластах являются вычисляемые статистическо-корреляционные параметры интенсивностей различных эпигенетических процессов в пределах их определенных граничных величин.

Актуальность исследования устанавливается реализованной способностью выделять с большей долей вероятности пропущенные продуктивные интервалы в песчаных отложениях по материалам ГИС при отсутствии либо малой информативности ядра. Текущая конъюнктура рынка и развитие промышленности задают вектор потребности в развитии и освоении на современном уровне минерально-сырьевой

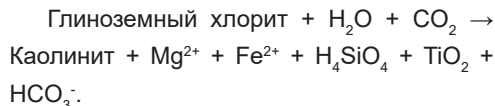
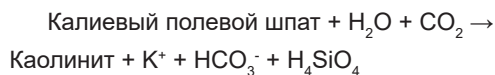
базы России, а также более детальном анализе по ранее изученным месторождениям. Особая актуальность подчеркнута тем, что на данной площади не проводились уникальные подобные исследования, и месторождение находится на завершающей стадии разработки.

### Методы

Развернутая концепция технологии статистической интерпретации материалов ГИС при вычислении интенсивностей изложена в огромном количестве работах И.А. Мельника [1, 2, 11]. В частности, проработан процесс вторичной каолинизации. Данный процесс главным образом относится к глубинной миграции углеводородных флюидов. При поступлении в полиминеральный, с содержанием полевых шпатов песчаный коллектор относительно кислых внешних флюидов в породе синхронно увеличиваются содержание глинистых минералов (каолинитов) и её пористость. Очевидно, это априори предполагает образование положительной регрессии в корреляционной связи независимых петрофизических параметров выборок глинистости с пористостью. При отсутствии вторичных геохимических процессов, как правило между ними регрессия отрицательная и открытая пористость частично зависит от глинистости. Поэтому, образование положительной регрессии между рассматриваемыми петрофизическими параметрами по данным ГИС в исследуемом песчаном интервале выявляет наличие процесса вторичной каолинизации.

Главными результатами связи двух несвязанных, отдельных выборок считаются коэффициент аппроксимации  $R^2$  и статистический (интервальный) параметр  $Y$ , отражающий промежуточную степень воздействия эпигенетических процессов в песчаниках изучаемых пластов. Статистическая интенсивность вторичных процессов  $I = YR^2$  отражает как качественную ( $R^2$ ), так и количественную ( $Y$ ) меры статистических регрессионных связей. В ситуации положительной корреляции глинистости и общей пористости можно уверенно говорить, что эпигенетическое изменение породы определило вторичную каолинизацию в исследуемом песчаном интервале,

где за счет поступления глубинных флюидов с растворенным  $\text{CO}_2$  углекислотный метасоматоз может протекать следующим образом:



В кислых средах с pH 4–5 возникает каолинизация как полевого шпата, так и глинистых минералов. В то же время за счет повышенной кислотности растворяется не только заполняющий поры цемент, но и матричный алюмосиликат. Объем коллектора повышается на 2–3%, проницаемость – в несколько раз. Образующиеся катионы магния, железа и калия будут диффундировать к отрицательно заряженной глинистой поверхности, увеличивая плотность зарядов проводимых поверхностных слоев, к которым относятся двойной электрический слой (далее – ДЭС) и межслоевая электропроводимость глинистых минералов. В этом случае с увеличением плотности зарядов поверхностного (диффузионного) слоя увеличивается электрическая проводимость глинистой фракции, что отражается в увеличении коэффициента аппроксимации отрицательной регрессии между выборками глинистости и удельного электрического сопротивления. Известно, что в процессе формирования залежи с распадом гидратной оболочки частиц «микронифи» на нефть и временно диссоциированную воду, с образованием избытка свободных ионов водорода, pH уменьшается до 4–5. Избыток ионов водорода реализуется в случае нарушения зарядового равновесия, например, ионы гидроксильной группы участвуют в формировании гидроксида железа. В связи с наименьшей атомной массой катионы водорода в значительной степени увеличивают среднюю плотность и подвижность зарядов диффузионного слоя глинистых минералов. Это приводит к увеличению электропроводимости глини и, следовательно, статистического параметра  $i_{\text{ДЭС}}$  [10].

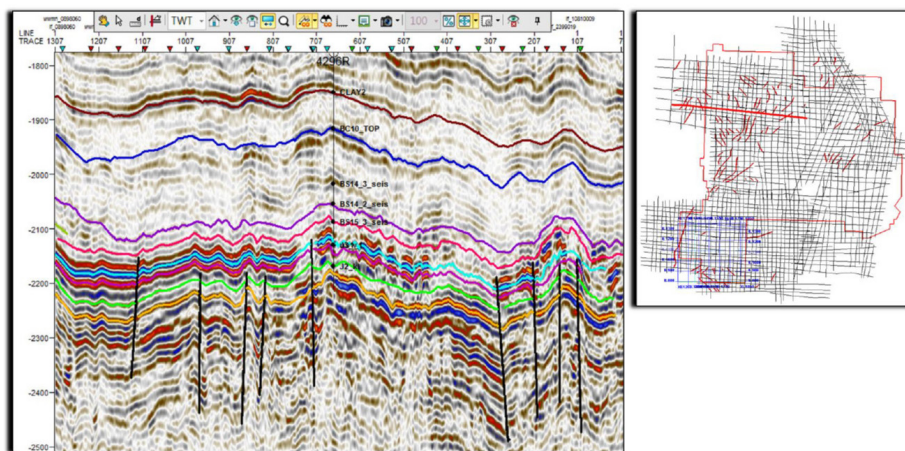
В свою очередь, в щелочной среде при поступлении углеводородов при сопутствующем сероводороде (особенно в зоне во-

донефтяного контакта) часто образуется пирит ( $\text{FeS}_2$ ), являющийся минералом с электронной проводимостью. Пириты, как правило, организуются в тонкодисперсную структуру в виде сыпи на зернах и пленок по периферии пор, заполненных нефтью. В совокупности с ДЭС они представляют собой электропроводящую твердую фазу с понижающим сопротивлением.

Вторичные геохимические процессы песчаного коллектора на стадии наложенного эпигенеза, как правило, обусловлены резким изменением pH среды вследствие поступления в коллектор внешнего флюида (воды, углеводородов). Причиной миграции флюидов с глубинных толщ и заполнения ими пористых пластов является тектоническая подвижность осадочного чехла с образованием вертикальных разломов и окаймляющих их трещин. Скорость фильтрации в основном зависит от раскрытости разлома и градиента давления между стоком и истоком.

## Результаты и обсуждения

На исследуемой площади по доюрскому комплексу обосновано блоковое строение площади. Детально было изучено геологическое строение площади по кровле доюрского основания, и по отражающим горизонтам (далее – ОГ) уточнена и обобщена крупная система разрывных нарушений. Автором были изучены и выбраны более информативные и актуальные сейсмические данные исследуемого района. Пример показан на рис. 1. В результате проведенной дополнительной обработки были получены сейсмические материалы более высокого качества, удовлетворяющие требованиям выполнения структурных построений, проведению динамического анализа и решению поставленной геологической задачи. На исследуемой территории выявлено наличие значительного количества разрывных нарушений, преимущественно распространяющихся в северо-западной части площади лицензионного участка и



**Рисунок 1. Интерпретация отражающих горизонтов на примере профиля 2399002**

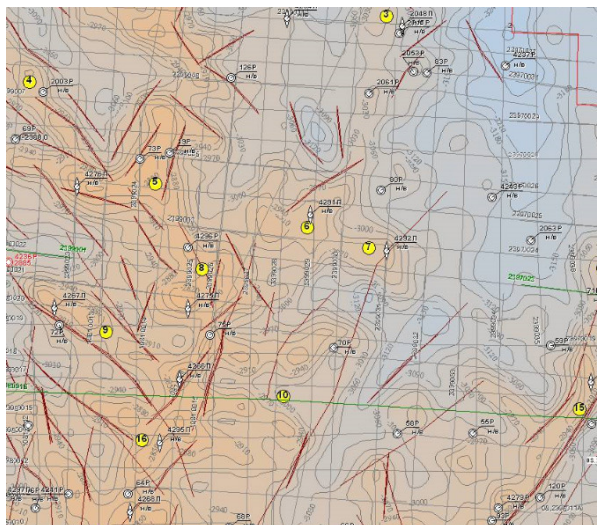
имеющих простирание с юго-запада на северо-восток.

В дальнейшем была сгруппирована сеть разрывных нарушений с учетом актуальных сейсмических данных. Итогом явилась структурная карта по ОГ платформенного чехла с выборкой скважин, отмеченная на рис. 2.

Рассмотрим возможности применения технологии статистической интерпретации материалов ГИС. С этой целью была вы-

полнена статистическая интерпретация данных ГИС 50 водонасыщенных и нефтенасыщенных песчаных интервалов юрского горизонта различных скважин, в которых были проведены испытания. Скважины выбирались с учетом различного расположения от указанных на рис. 2 тектонических нарушений.

В результате статистической интерпретации данных ГИС в каждом испытанном интервале определена статистическая ин-



**Рисунок 2. Выкопировка из структурной карты платформенного чехла с вынесенными разрывными нарушениями и группами изучаемых скважин**

тенсивность вторичных процессов. Проведено усреднение значений интенсивности в испытанных пластах юрских отложений. В табл. 1 представлены усредненные результаты статистической интерпретации данных ГИС для нефте- и водонасыщенных интервалов юрских отложений уникального месторождения Сургутского свода.

Анализ данных в табл. 1 показывает увеличение интенсивностей вторичных процессов в нефтенасыщенных интервалах относительно водонасыщенных (каолинитизация, карбонатизация, пиритиза-

ция, пелитизация и двойной электрический слой). Это является подтверждением связи исследуемых вторичных преобразований с углеводородами. Параметр интенсивности пиритизации является наиболее показательным (в нефтенасыщенных интервалах более чем в 2 раза) и может использоваться для поиска продуктивных интервалов. Вторым важным показателем является интенсивность каолинитизации (в нефтенасыщенных интервалах на 40% выше).

Затем следует второй этап исследования, касающийся утверждения, что тек-

**Таблица 1. Результаты выполненной статистической интерпретации**

Икаол., у. ед.	Икарб., у. ед.	Ипир., у. ед.	Ипел., у. ед.	Идэс., у. ед.	Насыщение
0,0363	0,0680	0,0525	0,1497	0,2004	Вода
0,0519	0,0836	0,1161	0,1724	0,2333	Нефть
1,4280	1,2288	2,2123	1,1519	1,1642	Нефть/Вода

тонический фактор не только формирует продуктивные структуры, но и влияет на интенсивность вторичных процессов в песчаных отложениях. Докажем данную гипотезу на примере результатов статистических исследований материалов ГИС и их сопоставлений с результатами обработки сейсмических данных по ОГ и расстояния-

Анализ полученных результатов в табл.

1 показывает, что вторичная пиритизация зависит от расстояния до разлома, обусловленного тектоническим фактором. Также в ходе анализа выявлено максимальное расстояние до тектонического нарушения, при котором проявляется вторичная пиритизация (рис. 3).

Наблюдается соответствующая закономерность: с увеличением расстояния от тектонических разрушений до места

**Таблица 2. Результаты сопоставления расстояния тектонических нарушений и интенсивностей пиритизации**

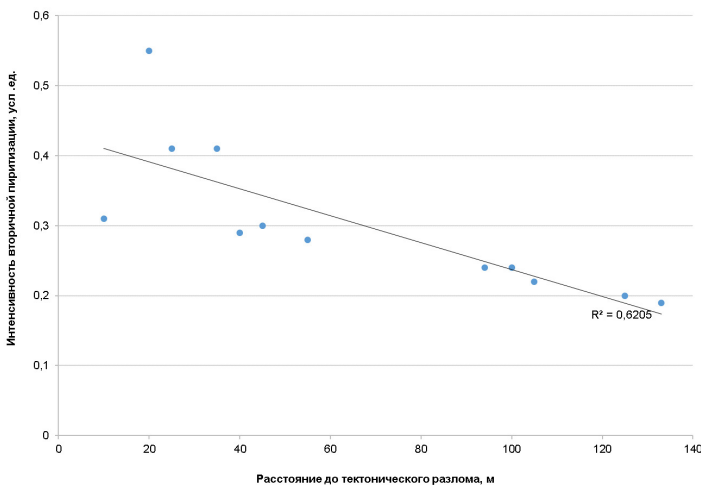
№ скв.	Расстояние до разлома, м	Ипир., у. ед.	№ скв.	Расстояние до разлома, м	Ипир., у. ед.
1	20	0,55	7	55	0,28
2	25	0,41	8	94	0,24
3	35	0,41	9	100	0,24
4	10	0,31	10	105	0,22
5	45	0,30	11	125	0,20
6	40	0,29	12	133	0,19

исследования (т.е. до скважины) уменьшается трещиноватость (следовательно, фильтрация), что приводит к понижению интенсивности преобразования породы. В случае присутствия на изучаемой площади сформированных структур, приуроченных к разломам, интенсивность некоторых вторичных процессов, прежде всего, будет связана с миграцией флюидов. На исследуемой территории к такому явлению относятся процессы вторичной пиритизации и каолинитизации. Интенсивности вторичной пиритизации и каолинитизации могут служить критерием оценки вероятности расстояния до ближайшего разлома. Соответственно, зная расстояние от пластопересечения до ближайшего платформенного разлома, мы можем оценить возможные интенсивности эпигенетических изменений

в скважине.

Была построена диаграмма сопоставления статистической интенсивности вторичной пиритизации по скважинам от пластопересечения до ближайшего тектонического разлома отмеченная на рис. 3. В итоге максимальный показатель коэффициента аппроксимации был получен при оценке интенсивности пиритизации и составил 0,62. Стало быть, изменение интенсивности процесса вторичной пиритизации, в первую очередь, вызвано тектоническими движениями в литосфере с дальнейшим появлением разломов растяжения в осадочном чехле и миграцией по ним флюидных потоков, вследствие которых происходят вторичные геохимические преобразования.

В качестве иллюстрации наших выво-



**Рисунок 3. Сопоставление статистической интенсивности вторичной пиритизации по скважинам от пластопересечения до ближайшего тектонического разлома**

дов приведем конкретный пример – скважина № 2. Это боковой ствол, пробуренный в 25 м от выделенного разлома, отмеченного ранее. По материалам ГИС в скв. 2 были определены следующие характеристики продуктивного пласта: УЭС пласта порядка 5 Ом\*м, средний коэффициент нефтегазонасыщенности  $K_{nr} = 0,44$  (водонасыщенность 0,56), средний коэффициент пористости  $K_n = 0,17$ . Также по этой скважине наблюдаются стяжения пирита. Однако по данным эксплуатации скважин таких параметров водонасыщенности не наблюдается, т.к. фактическая водонасыщенность варьируется на уровне 15–17%.

Выявленные закономерности позволяют провести ранжировку скважин под исследования на вторичные изменения и в дальнейшем апробацию неперфорированных толщ.

### Заключение

На основании результатов проведенных исследований можно сделать следующие выводы:

1. Анализ данных сейсоразведки МОГТ 3D подтвердил сеть разрывных нарушений доюрского комплекса.

2. Вычисленные статистические интенсивности вторичных процессов (каолинитизации, карбонатизации, пиритизации и пелитизации) показали увеличение всех интенсивностей вторичных процессов в нефтенасыщенных интервалах относительно водонасыщенных песчаных интервалов.

### Список использованной литературы

1. Мельник И.А. Методика выявления перспективных нефтегазонасыщенных участков в тектонически-напряженных зонах. – Нефтяное хозяйство, 2013, № 3, с. 23–27. // Mel'nik I.A. Metodika vyavleniya perspektivnykh neftegazonasyshchennykh uchastkov v tektonicheski-napryazhennykh zonakh [Methodology for identifying promising oil and gas saturated areas in tectonically stressed zones]. – Neftyanoye khozyaystvo [Oil industry], 2013, № 3, pp. 23–27.

2. Мельник И.А. Причины образования нефтенасыщенных низкоомных коллекторов. – Геология нефти и газа, 2016, № 6, с. 33. // Mel'nik I.A. Prichiny obrazovaniya neftenasyshchennykh nizkoomnykh kollektorov [Reasons for the formation of oil-saturated low-resistance reservoirs]. – Geologiya nefti i gaza [Geology of oil and gas], 2016, № 6, 33 p.

3. Запывалов Н.П., Попов И.П. Флюидодинамические модели залежей нефти и газа. – Новосибирск, Изд-во СО РАН, филиал «Гео», 2003, 198 с. // Zapivalov N.P., Popov I.P. Flyuidodinamicheskiye modeli zalezhey nefti i gaza [Fluid dynamic models of oil and gas deposits]. – Novosibirsk, Publ. SO RAN, [«Geo»branch], 2003, 198 p.

4. Недолывко Н.М., Ежова А.В., Перевертайло Т.Г., Полумогина Е.Д. Роль дизь-

На исследуемом участке с 75% вероятностью индикатором нефтенасыщенности пласта является интенсивность вторичной пиритизации при условии превышения её критической величины 0,1161 у. ед. и вторичной каолинитизации с 85% вероятностью при условии превышения величины 0,0519 у. ед.

3. Вторичная пиритизация зависит, в первую очередь, от тектонического фактора. Максимальное расстояние до тектонических нарушений, после которого вторичные изменения интенсивностей минимальны, составляет порядка 133 м.

4. Благодаря тектоническим процессам в литосфере с тенденцией к формированию разломов в осадочном чехле и движению по ним флюидных потоков возникают вторичные геохимические преобразования, и именно эти образования связаны с изменениями интенсивности процесса вторичной пиритизации.

Таким образом, можно сказать, что интенсивности определенных вторичных геохимических процессов играют важную роль в качестве индикаторов нефтегазонасыщенности в низкоомных песчаных интервалах уникального месторождения Сургутского свода. Выявленные закономерности позволяют провести ранжировку скважин для проведения дополнительных исследований на вторичные геохимические изменения и в дальнейшем апробации неперфорированных толщ.



юнктивной тектоники в формировании пустотного пространства в коллекторах пласта Ю1 Западно-Моисеевского участка Двуреченского нефтяного месторождения (Томская область). – Известия ТПУ, 2005, т. 308, № 5, с. 47–53. // Nedolivko N.M., YEzhova A.V., Perevertaylo T.G., Polunmogina YE.D. Rol' diz'yunktivnoy tektoniki v formirovaniy pustotnogo prostranstva v kolektorakh plasta YU1 Zapadno-Moiseyevskogo uchastka Dvurechenskogo neftyanogo mestorozhdeniya (Tomskaya oblast') [The role of fault tectonics in the formation of void space in the reservoirs of the Yu1 reservoir of the Western-Moiseevsky area of the Dvurechenskoye oil field (Tomsk region)]. – Izvestiya TPU, 2005, v. 308, № 5, pp. 47–53.

5. Лебедев Б.А. Геохимия эпигенетических процессов в осадочных бассейнах. – Л., Недра, 1992, 239 с. // Lebedev B.A. Geokhimiya epigeneticheskikh processov v osadochnykh basseynah [Geochemistry of epigenetic processes in sedimentary basins]. – L., Nedra, 1992, 239 p.

6. Вендельштейн Б.Ю., Элланский М.М. Влияние адсорбционных свойств породы на зависимость относительного сопротивления от коэффициента пористости. – Прикладная геофизика, 1964, вып. 40, с. 181–193. // Vendel'shtejn B.YU., Ellanskij M.M. Vliyanie adsorbtsionnykh svoystv porody na zavisimost' otnositel'nogo soprotivleniya ot koeffitsienta poristosti [Influence of rock adsorption properties on the dependence of relative resistance on porosity coefficient]. – Prikladnaya geofizika [Applied Geophysics], 1964, vyp. 40, pp. 181–193.

7. Виноградов В.Г. Влияние минерального состава цемента полимиктовых песчаников и алевролитов на их удельное сопротивление. – Особенности геологического строения и нефтенасыщенности продуктивных горизонтов Западно-Сибирской низменности: Труды Тюменского индустриального института. – Тюмень, Изд-во ТИИ, 1974, вып. 26, с. 185–189. // Vinogradov V.G. Vliyanie mineral'nogo sostava cementa polimiktovykh peschanikov i alevrolitov na ih udel'noe soprotivlenie [Influence of the mineral composition of cement in polymictic sandstones and siltstones on their specific resistivity]. – Osobennosti geologicheskogo stroeniya i neftenasyshchennosti produktivnykh gorizontov Zapadno-Sibirskoy nizmennosti: Trudy Tyumenskogo industrial'nogo instituta [Features of the geological structure and oil saturation of the productive horizons of the West Siberian Depression: Proceedings of the Tyumen Industrial Institute]. – Tyumen', Publ. TII, 1974, vyp. 26, pp. 185–189.

8. Ошлакова А.С. Анализ геофизических и эксплуатационных данных низкоомных коллекторов. – Известия ТПУ, 2011, т. 315, № 1, с. 68–72. // Oshlakova A.S. Analiz geofizicheskikh i ekspluatatsionnykh dannykh nizkoomnykh kolektorov [Analysis of geophysical and operational data of low-resistance reservoirs]. – Izvestiya TPU, 2011, v. 315, № 1, pp. 68–72.

9. Буллер Д.А. Выделение продуктивных песчаников в тонкослоистых низкоомных русловых отложениях в скважинах старого фонда. – Нефть, газ и нефтехимия за рубежом, 1993, №1, с. 26–32. // Buller D.A. Vydelenie produktivnykh peschanikov v tonkosloistykh nizkoomnykh ruslovykh otlozheniyah v skvazhinah starogo fonda [Isolation of productive sandstones in thin-layered low-resistivity channel deposits in the old fund wells]. – Neft', gaz i neftekhimiya za rubezhom [Oil, gas and petrochemistry abroad], 1993, №1, pp. 26–32.

10. Мельник И.А., Шарф И.В., Иванова М.П. Статистический параметр двойного электрического слоя как индикатор нефтенасыщенности нижнесреднеюрских отложений Томской области. – Нефтяное хозяйство, 2018, № 10, с. 24–26. // Mel'nik I.A., SHarf I.V., Ivanova M.P. Statisticheskii parametr dvoynogo elektricheskogo sloya kak indikator neftenasyshchennosti nizhnesredneyurskikh otlozhenii Tomskoi oblasti [Statistical parameter of the double electrical layer as an indicator of the oil saturation of the Lower-Middle Jurassic deposits of the Tomsk region]. – Neftyanoe hozyajstvo [Oil industry], 2018, № 10, pp. 24–26.

11. Мельник И.А. Определение интенсивности геохимических процессов по материалам геофизических исследований скважин. – Новосибирск, СНИИГГиМС, 2016, 146 с. // Mel'nik I.A. Opredelenie intensivnosti geokhimicheskikh processov po materialam geofizicheskikh issledovaniy skvazhin [Determination of the intensity of geochemical processes based on the materials of geophysical studies of wells]. – Novosibirsk, SNIIGGiMS [Siberian Research Institute of Geology, Geophysics and Mineral Raw Materials], 2016, 146 p.

## СУРГУТ КҮМБЕЗІ КЕН-ОРНЫ НЕГІЗІНДЕ НАЗАРДАН ТЫС ҚАЛҒАН КЕН-ОРЫНДАРДЫ ІЗДЕУ ҚҰРАЛЫ РЕТІНДЕ ТӨМЕН-ОМДЫҚ КОЛЛЕКТОРЛАРДЫ АНЫҚТАУ ӘДІСІ БОЙЫНША НЕГІЗДЕМЕСІ МЕН АЛҒЫШАРТТАРЫ

И.А. Никитин

*Батыс Сібір кен-орындарындағы төмен-омды коллекторларға қатысты мәселелер өткен ғасырдың аяғынан бастап өзекті болып келеді. Ұңғымаларды геофизикалық зерттеу материалдары бойынша өнімді төмен-омдық коллекторлар көбінесе сумен қаныққан деп түсіндіріледі, нәтижесінде олар ұңғыманы одан әрі пайдалану кезінде пайдаланылмайды. Зерттеудің мақсаты Сургут күмбезінің бірегей кен-орнындағы төмен омды құм-коллекторларының мұнай-газ анықтылығының индикаторлары ретінде тау жыныстарындағы қайталама өзгерістердің статистикалық қарқындылығы (супер-эпигенетикалық процестер) сияқты параметрлерді пайдалану болып табылады. Бұл талдау, И.А.Мельник жасаған ұңғымалардың геофизикалық зерттеулерінің деректерін статистикалық интерпретациялау әдісіне негізделген [1], ол осы мәселені зерттеуде үлкен жетістіктерге жетті. Осы есептеулердің нәтижелері шағылысатын жиектер бетінің сейсмикалық деректерін өңдеу нәтижелерімен салыстыра келе, ұсынылған алгоритмнің тиімділігін растады. Сондай-ақ, бұл жұмыста тектоникалық бұзылуларға байланысты қайталама пиритизация қарқындылығының және оларға дейінгі қашықтыққа тәуелділігі анықталды. Жаңа аралықтарды сынау бойынша ұсыныстар берілді.*

*Түйін-сөздер: айқастырылған-эпигенетикалық үрдіс, қайта пириттену, қайта каолинделу, төмен омды коллектор, платформалық қаптама, тектоникалық сынық, Ұңғымаларды геофизикалық зерттеу.*

## JUSTIFICATION AND PREREQUISITES FOR THE ALLOCATION OF LOW-RESISTANCE RESERVOIRS AS A TOOL FOR SEARCHING FOR MISSED DEPOSITS ON THE EXAMPLE OF THE SURGUT ARCH FIELD

I.A. Nikitin

*The problem associated with low-resistance reservoirs in the fields of Western Siberia has been relevant since the end of the last century. According to the materials of geophysical well surveys (GIS), productive low-resistance reservoirs are often interpreted as water-saturated, as a result of which they are not used in the further operation of the well. The aim of the research is to illustrate the use of such parameters as statistical intensities of secondary changes in rocks (superimposed-epigenetic processes) as indicators of oil and gas saturation of low-resistance sand reservoirs at the unique field of the Surgut arch. The analysis is based on the method of statistical interpretation of the data of geophysical studies of wells developed by I. A. Melnik, who has achieved great success in studying this problem. Comparison*

*of the results of these calculations with the results of processing the seismic data of the surface of the reflecting horizons confirmed the effectiveness of the proposed algorithm. The dependence of the intensity of secondary pyritization on tectonic disturbances and the distance to them was also determined. Recommendations for testing new intervals are given.*

*Keywords: superimposed-epigenetic process, secondary pyritization, secondary kaolinization, low-resistance reservoir, platform cover, tectonic fault, geophysical well surveys.*

#### **Информация об авторе**

**Никитин Иван Александрович** – начальник группы отдела по проектированию и анализу эффективности, [nikitin\\_ivan\\_alex@mail.ru](mailto:nikitin_ivan_alex@mail.ru).

ГТМ «Сургутнипинефть», г. Тюмень, Россия

УДК 550.34.06.013.3

## ПРИМЕНЕНИЕ МЕТОДА СТОХАСТИЧЕСКОЙ ИНВЕРСИИ, ИСПОЛЬЗУЮЩЕГО ПСЕВДОСКВАЖИНЫ НА ПРИМЕРЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ ЮЖНО-ТУРГАЙСКОГО ОСАДОЧНОГО БАССЕЙНА

А.Д. Садыков

*Совершенствование методов инверсионных преобразований в области интерпретации данных сейсморазведочных работ связано со стремлением получить наиболее полное представление о строении разведываемых или разрабатываемых залежей полезных ископаемых с использованием эффективных, простых и быстрых методов.*

*В настоящей статье рассматривается применение метода стохастической инверсии на примере месторождения, расположенного в пределах Южно-Тургайского осадочного бассейна, использующей в своей основе псевдоскважины, рассчитываемые для трассы расширенного упругого импеданса (Extended Elastic Inversion), с целью поиска наиболее согласующегося решения для этой трассы. Данный метод представляет интерес для уточнения геологической модели на основе выделенных литотипов, их картирования и расположения, основанном на полученной информации о местах перспективного оценочного бурения и др. Проведена оценка метода и производительности на основе имеющихся вычислительных мощностей и затрачиваемого времени.*

*Ключевые слова: стохастическая инверсия, расширенный упругий импеданс, цветная инверсия, псевдоскважины.*

Развитие цифровых вычислительных систем и технологии в геофизике и геологоразведке привело к тому, что некоторые, ранее объемные в плане проводимых вычислений, методы стали доступнее. Одним из таковых является метод стохастической инверсии, основанный на использовании псевдоскважин, создаваемых с использованием продолжительных временных цепей Маркова (Continuous Time Markov Chains). На основе популяции заранее заданного количества псевдоскважин и вероятностей распространения литофаций задается модель упругих свойств горных пород. Целью является дальнейший подбор наиболее подходящего решения, отвечающего критерию наименьшей среднеквадратичной ошибки для каждой трассы заданного объема расширенного упругого импеданса (далее – EEI).

Идея метода не является новой, хотя с высокой долей вероятности он применялся к данным, расположенным в Южно-Тургай-

ском осадочном бассейне Республики Казахстан, впервые. Описание этого метода и похожих на него, основанных на использовании псевдоскважин, можно найти в статьях многих зарубежных исследователей [1]. Аналогично в зарубежных источниках приводится информация о теории и применении сейсмических данных, преобразованных в вид трехмерных объемов  $\chi$  (CHI) углов расширенного упругого импеданса [2]. Исходя из этого, опустим детальное описание этих и других использованных методов в данной статье, а изложим проведенные наблюдения, некоторые результаты и выводы, ставшие итогом проделанной работы.

На исследуемом месторождении была проведена 3D МОГТ-съемка с использованием вибросейсмических источников, имеющая полную кратность порядка 880 и общее количество трасс порядка  $1,6 \cdot 10^6$ . Данные были обработаны с использованием передовых технологий для сохране-

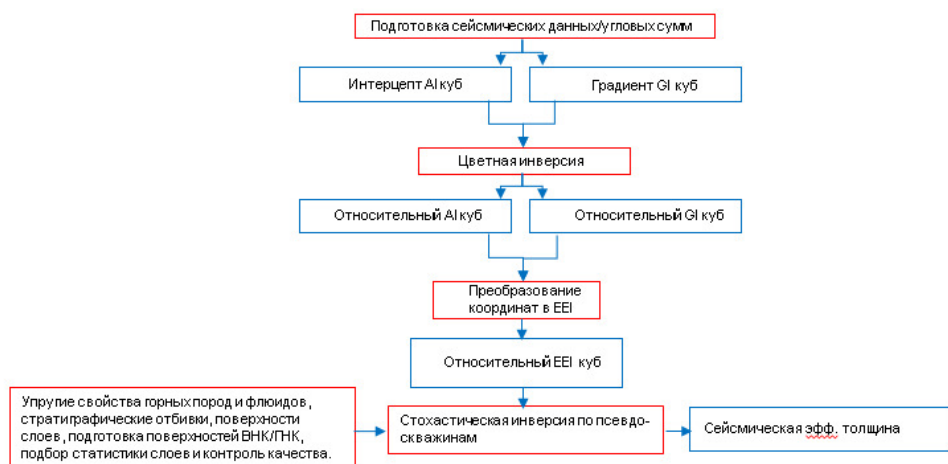
ния «истинных» амплитуд. На финальных результатах обработки проведено спектральное балансирование, выправление по времени. В процедурах масштабирования и приведения фазы импульса к нулю не было необходимости. Обработываемым центром до момента проведения инверсии были рассчитаны куб полной кратности и 9 частично угловых сумм в диапазоне 0–50°, из которых для оптимизации количества вычислений использовано только 5. На площади в разные годы было пробурено множество скважин, имеющих комплекс ГИС по продуктивной части, однако на момент проведения исследования только в 4 из них имелись данные широкополосного акустического каротажа необходимых для моделирования упругих свойств. Привязка к временному сейсмическому кубу была осуществлена практически по всем вертикальным скважинам. Форма сигнала – обратная или европейской полярности.

Стохастическая инверсия проводилась в соответствии с процессом, указанным схематично на рис. 1. Перед расчетом интерцепта и градиента проводился контроль качества угловых сумм, а именно расчет частотных спектров, оценка отражений на предмет необходимости выравнивания и улучшения протяженности отражений на угловых суммах, привязка опорных скважин и расчет фазы угловых сумм по ним.

По итогу контроля качества были применены незначительные временные поправки, а также сбалансированы спектры частично угловых сумм к величинам частично угловой суммы ближних удалений. Дополнительная привязка опорных скважин с использованием детерминистического импульса показала незначительную вариацию фазы угловых сумм, и потому необходимости вносить правки по фазе не было.

Дальнейшая цветная инверсия (Coloured Inversion) проведена на кубах данных интерцепта и градиента, рассчитанных на основе трехчленной аппроксимации Фатти, которая учитывает углы более 30° [3]. Оператор цветной инверсии подбирался отдельно для частотных спектров сейсмического интерцепт/градиент импедансов по средней наиболее подходящей линии (best-fit line) частотного спектра интерцепт/градиент импедансов, рассчитанных по скважинам, имеющим широкополосный акустический каротаж. Правильно выбранный оператор цветной инверсии при расчете масштабирующих весов (scalar) должен иметь значения, близкие к 1. В нашем случае расчет масштабирующих весов для кубов по каждой опорной скважине показал близкие к 1 значения, которые были усреднены для получения единого среднеарифметического значения.

Полученные кубы сейсмических дан-

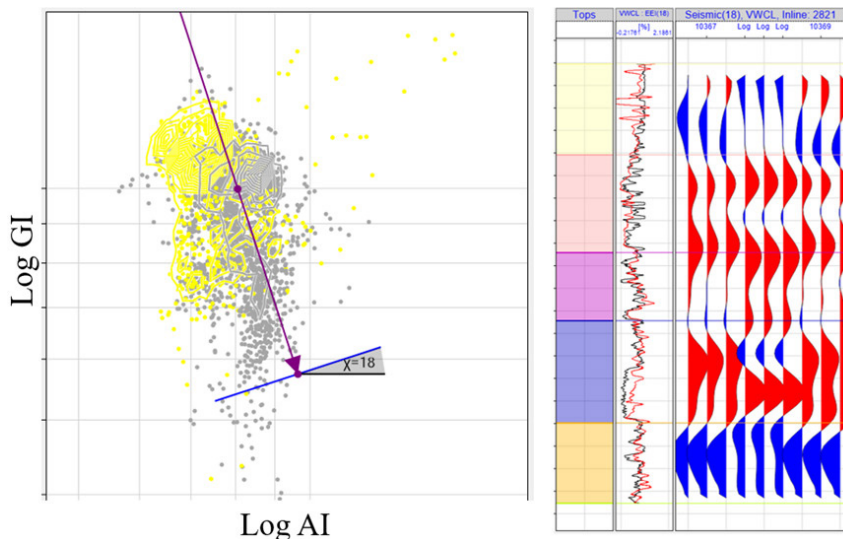


**Рисунок 1. Схема проведения стохастической инверсии по псевдоскважинам, использованная для месторождения в Южно-Тургайском осадочном бассейне**

ных после применения оператора цветной инверсии были проанализированы в зоне интереса для поиска оптимального  $\chi$  (CHI) угла расширенного упругого импеданса (рис. 2). Анализ показал наличие корреля-

ции между кривой глинистости и  $\chi$  углами в диапазоне от  $16^\circ$  до  $30^\circ$ , при этом наблюдается рост значения корреляции в сторону уменьшения  $\chi$  угла.

Следующим шагом являлся расчет

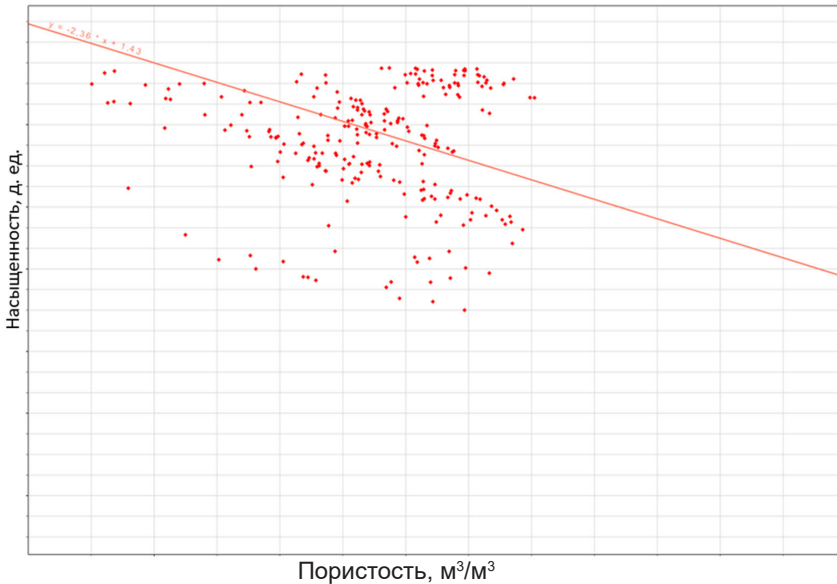


**Рисунок 2. Пример проведения анализа для нахождения корреляции между кривой ГК и углом  $\chi$  (черная кривая  $Vcl^*$  по скважине, красная кривая – её EEI аналог) на примере скважины месторождения в Южно-Тургайском осадочном бассейне**

\*Vcl объемная глинистость

упругих свойств горных пород, контроль качества стратиграфических отбивок, подготовка фациальной модели в опорных скважинах, создание требуемого количества непрерывных поверхностей, определение требуемых контактов и статистики в слоях. Расчет упругих свойств горных пород осуществлен на основе кривых продольных скоростей, поперечных скоростей, общей пористости, глинистости и плотностного каротажа имеющих в опорных скважинах. Непрерывность требуемых кривых ГИС по всему инвертируемому интервалу в опорных скважинах является обязательным условием. Разделение по фациям произведено на основе данных принятых граничных значений глинистости коллекторов в заданном интервале инверсии. Результаты лабораторных анализов флюидов (вода, нефть, газ) были использованы для рас-

чета свойств флюидов в пластовых условиях. В случае отсутствия информации о свойствах флюидов в пластовых условиях применялся FLAG калькулятор, основанный на уравнениях Батзела и Ванга [4] и позволяющий рассчитать модуль всестороннего сжатия ( $K_{fluid}$ ) для необходимых типов пластовых флюидов (вода, нефть, газ) и приводить расчеты, выполненные в стандартных условиях, к пластовым условиям. Использование данного подхода упоминается во многих научных исследованиях и литературе, связанной с сейсмической инверсией. Кросс-plot Sw и пористости данных в интервале коллекторов, приведенный на рис. 3, позволил рассчитать значения коэффициентов, необходимых для уравнения вида  $Sw = a-b \cdot por$ , используемого для учета насыщения в модели упругих свойств горных пород.



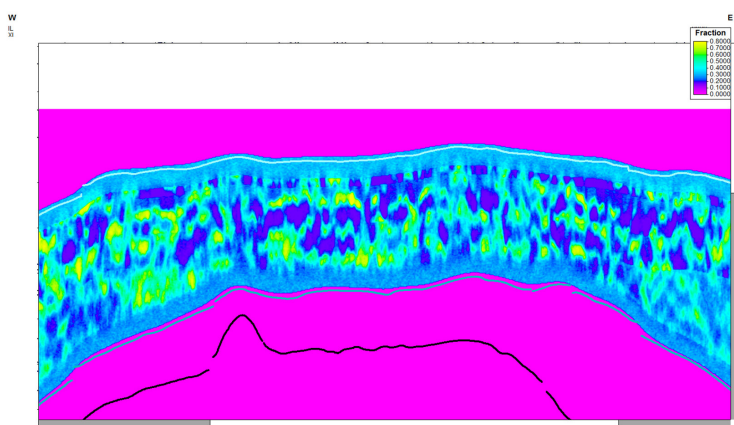
**Рисунок 3. Пример определения коэффициентов для уравнения  $Sw=a-b \cdot \rho_{ог}$  по кросс-плоту насыщения/пористость на примере скважины месторождения в Южно-Тургайском осадочном бассейне**

Наряду с подготовкой данных сейсмо-разведочных работ и определением кривых расчета упругих свойств для популяции псевдоскважин также необходимо создать слоистую модель по стратиграфическим отбивкам и связанным с ними поверхностям, которые не имеют разрывов, полностью покрывают весь куб сейсмических данных и не пересекаются между собой. Данный критерий был достигнут путем выбора в качестве опорной поверхности (datum) точки отсчета сейсмических данных, равной 0 мс, а также использования ранее проинтерпретированных поверхностей, которые были пересчитаны для сглаживания разрывов в местах тектонических нарушений. В интервалах, где поверхности по кровлям продуктивных зон отсутствовали, использована выше или ниже лежащая проинтерпретированная поверхность, смещенная по разрезу к требуемой отметке. Стоит отметить что данное решение продиктовано ограничением временных рамок, поэтому в дальнейшем для достижения цели заданного метода инверсии желательнее заранее

предусмотреть интерпретацию поверхностей и создать модель стратиграфических отбивок, учитывающую все необходимые интервалы. Продуктивные интервалы, для которых планировалась инверсия, имели отдельные водонефтяные контакты (далее – ВНК), информация о которых приводилась при подсчете запасов. Примечательно, что в инверсионной модели можно учесть как один, так и несколько ВНК или газонефтяные контакты (далее – ГНК), однако важно, чтобы поверхности контактов не пересекались между собой.

В процессе расчета статистических данных придерживались рекомендаций, описанных в статье [5], а именно использования небольших значений  $\lambda$  для достижения вариативности по net-to-gross в интервале распространения песчаных каналов. Первичная статистическая информация по слоям и популяция созданных псевдоскважин по литофациям покрывала одинаковый диапазон.

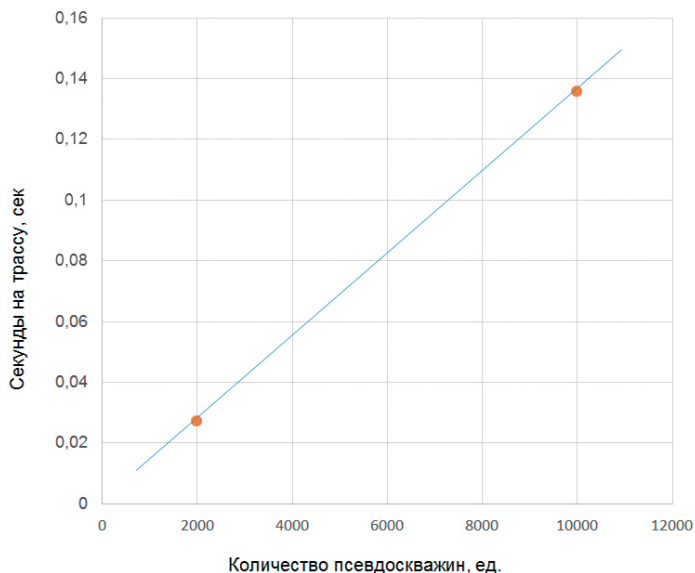
Кульминацией внесения всей необходимой информации в инверсионную модель



**Рисунок 4. Пример результатов в инверсии в виде объема данных общей песчаности  $V_{sand}$**

является проведение контроля качества модели и расчет стохастической инверсии для заданного интервала с необходимым количеством рассчитываемых псевдоскважин. Полученные результаты в формате общей песчаности представлены в виде примера на рис. 4. Расчеты проводились на интерпретационной рабочей станции, имеющей вычислительную мощность, основанную на 2 процессорах по 2,6 МГц с 14 ядрами. Согласно полученным данным, длительность проведения вычислений для 2000 и 10000 псевдоскважин на трассу под-

чинена линейной зависимости, как показано на рис. 5. Однозначно полученные скорости вычислений гораздо быстрее тех, что приведены в научных публикациях, однако этой производительности, на наш взгляд, недостаточно, и она должна быть улучшена для массивов с очень большим количеством трасс. К примеру, в случае расчетов данных, имеющих  $6 \cdot 10^6$  трасс, с текущей производительностью необходимо более 11 сут для расчетов с применением 10000 псевдоскважин на трассу.



**Рисунок 5. Производительность, полученная в результате расчетов с использованием заданного количества псевдоскважин**



## Выводы

Работы, проведенные с применением метода стохастической инверсии, показали необходимость тщательной подготовки входных сейсмических и скважинных данных, а также необходимость детальной интерпретации всех продуктивных интервалов и наличия подробной информации по свойствам пластовых флюидов.

Несмотря на наличие корреляции между кривыми ГК в опорных скважинах и данными EEI, полученные результаты с использованием только одного куба EEI неудовлетворительны. При сравнении полученного куба общего объема песчаников со скважинами наблюдаются пониженные значения песчанности в продуктивном интервале, которые, скорее всего, связаны с изменением  $\chi$  угла в зоне перехода ВНК и ГНК. Кроме того, в некоторых местах с повышенной глинистостью наблюдается повышение значений песчанистой состав-

ляющей, что, вероятно, связано с отсутствием очевидного разделения между литофациями при заданном  $\chi$  угле и говорит в пользу необходимости включения в расчеты дополнительно рассчитанных кубов  $\chi$  угла (-ов) расширенного упругого импеданса. Однако однозначно такое увеличение количества входных данных приведет к увеличению требуемых расчетов как минимум в 2 раза.

По итогу проведенных работ можно прийти к выводу, что вышеупомянутый метод стохастической инверсии не совсем оправдал возложенных ожиданий, но нужно помнить, что работы проводились в ограниченный временной период, поэтому в рамках указанного исследования прежде всего выявлялись технологические особенности и ограничения метода, а также проводилась оценка производительности метода на основе имеющихся вычислительных мощностей и затрачиваемого времени.

## Список использованной литературы

1. Ayeni G., Huck A. and De Groot P.. Extending reservoir property prediction with pseudo-wells. – First Brake, 2008.
2. Whitcombe D.N., Connolly P.A., et al. Extended elastic impedance for fluid and lithology prediction. – Geophysics, v. 67, 2002.
3. Detection of gas in sandstone reservoirs using AVO analysis: A 3-D seismic case history using the Geostack technique. – <https://doi.org/10.1190/1.1443695>.
4. Batzle M. and Wang Z.. Seismic properties for pore fluids. – Geophysics, v. 57, 1992.
5. Connolly P.A. and Hughes M.J.. Stochastics inversion by matching to large numbers of pseudo-wells. – Geophysics, 2016, v. 81, p. M7-M22. DOI <https://doi.org/10.1190/geo2014-0582.1>

## ОҢТҮСТІК ТОРҒАЙ ШӨГІНДІ БАССЕЙНІНДЕГІ МҰНАЙ КЕН-ОРНЫНДА ПСЕВДО-ҰҢҒЫМАЛАРДЫ ПАЙДАЛАНУ АРҚЫЛЫ СТОХАСТИКАЛЫҚ ИНВЕРСИЯ ӘДІСІН ҚОЛДАНУ

А.Д. Садықов

*Сейсмикалық барлау жұмыстары кезінде алынатын деректерді өңдеу арқылы инверсиялық жолмен қайта қалыптастыру әдістерін тиімді, қарапайым және шапшаң әдістерін жетілдіру - барлау, немесе игеру алаңдарында пайдалы қазбалар кен-орындарының құрылымы туралы неғұрлым толық мағлұмат алуға мүмкіндік береді.*

*Бұл мақалада стохастикалық инверсия әдісін Оңтүстік Торғай шөгінді бассейні аумағында қалыптасқан кен-орнын мысал ретінде қарастырып, неғұрлым сәйкес шешімді табу мақсатында кеңейтілген серпімді импеданс (Extended Elastic Inversion) трассасы үшін псевдоұңғымалар қолданылды. Бұл*

әдіс, анықталған литотиптердің геологиялық пішінін анықтау, болшақта бұрғыланатын орындарды картаға түсіру, оларды орналастыру үшін (және т.б.) алынған ақпараттар негізінде геологиялық модельді нақтылау мүмкіндігі себебінен қызығушылығын туғыздырып отыр. Қолда бар есептеу мүмкіндіктері мен жұмсалған уақытты негізге ала отырып, осы әдіс пен оның өнімділігі бағаланды.

Түйін-сөздер: стохастикалық инверсия, кеңейтілген серпімді импеданс, түсті инверсия, псевдоұңғыма.

## IMPLEMENTATION OF STOCHASTIC INVERSION METHOD USING PSEUDO-WELLS BASED ON AN EXAMPLE FROM OIL FIELD LOCATED IN SOUTH TORGAY SEDIMENTARY BASIN

A.D. Sadykov

*Development of modern inversion transformations in seismic data interpretation area is associated with strive of getting full insight on structure of the explored and developed accumulations using simple, fast and efficient methods. Nature of current seismic inversion methods is variable; therefore, choice of inversion technology conditioned by target that needs to be achieved, as well as, reservoir parameters, amount and quality of data. Of course, time limits set to find optimal solution must be taken into account, since they are guided by industry needs.*

*In the present paper, we reviewed implementation of the stochastic inversion method based on pseudo-wells that are estimated for a trace of extended elastic inversion (EEI) for purpose to find best-fitting solution for a given trace based on an example for an oil field located within South Torgay sedimentary basin. This method could be interesting for mapping of specified litho-types, clarification of the geological model, precise placement of the appraisal well drilling locations etc.*

*Method and productivity were evaluated based on time and existing computing power.*

*Key words: Stochastic inversion, extended elastic impedance, colored inversion, pseudo-wells.*

### Информация об авторах

**Садықов Айхан Дусенович** – ведущий инженер группы сейсмических исследований, [asadykov@niikmg.kz](mailto:asadykov@niikmg.kz).

ТОО «КМГ Инжиниринг», г. Нур-Султан, Казахстан

## ЛИТОФАЦИАЛЬНЫЙ АНАЛИЗ И ВОЗМОЖНОСТИ ПРОГНОЗИРОВАНИЯ СВОЙСТВ ПО ДАННЫМ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ И СЕЙСМОРАЗВЕДКИ МЕТОДАМИ МАШИННОГО ОБУЧЕНИЯ

Е.С. Колбикова

*Успешность стратегии разработки любого месторождения зависит от степени изученности геологического строения его основных резервуаров. По мере разбуривания площади представление о строении залежи углеводородов уточняется, но в случае сложной структуры пустотного пространства резервуаров и литологической неоднородности разреза по площади геологические неопределённости и риски при последующем заложении скважин остаются высокими. По этим причинам одними из основных проблем при добыче углеводородов являются прогнозирование типов горных пород и распределение содержания флюидов по всему коллектору вдали от скважин, поскольку определение свойств горных пород является основным источником неопределённости в исследованиях моделирования коллектора [1, 2]. В предлагаемом проекте будут продемонстрированы алгоритмы, основанные на методах машинного обучения, которые позволяют прогнозировать распределение литологии и неопределённость литофациальной изменчивости в разрезе.*

*Ключевые слова: классификация, методы машинного обучения, литотипизация, прогноз фаций, кластерная модель, прогнозирование свойств, уточнение ФЕС.*

Классификация данных основывалась на детальном описании литологических характеристик отложений целевого объекта. Объект представлен отложениями девонского возраста преимущественно карбонатными отложениями, относящимися к фаменскому ярусу.

Для литотипизации карбонатных отложений фаменского яруса использовались результаты ядерных исследований, в результате которых на основе макроописания образцов ядра были выделены основные литологические разности с учётом коллекторского потенциала горных пород.

Настройка кластерной модели, позволяющей решать задачи как по литотипизации разреза, так и по прогнозу характера насыщения, выполнялась в несколько этапов.

В начале процесса выполнялась настройка кластерной модели, позволяющей выделить классы известняков с учётом их коллекторского потенциала. На этапе на-

стройки фациальной модели по данным геофизических исследований (далее – ГИС) и ядра использовался многомерный статистический алгоритм распознавания MRGC, обеспечивающий эффективную интеграцию геолого-геофизической информации. Алгоритм основан на методе К-ближайших соседей и путём комбинирования различных критериев позволяет решать проблему нелинейности связей между каротажными откликами и соответствующей им литологией [3–5]. В качестве обучения использовался набор модельных кривых, представляющий из себя комплекс методов ГИС. В качестве ассоциированной кривой для сравнения электрофаций с литологической кривой использовался результат фациального деления, выполненного по данным макроописания ядра. Обученная модель распознала группу литофаций и позволила дифференцировать 5 литологических разностей, в т.ч. 2 литотипа в интервалах коллекторов – грейнстоуны с высоким

и умеренным коллекторским потенциалом. Пример настроенной фациальной модели и распространённой на весь интервал исследования в одной из скважин приведён

на рис. 1. В результате было выполнено распространение полученных литотипов на 10 скв. из различных фациальных зон.

Результаты классификации также были

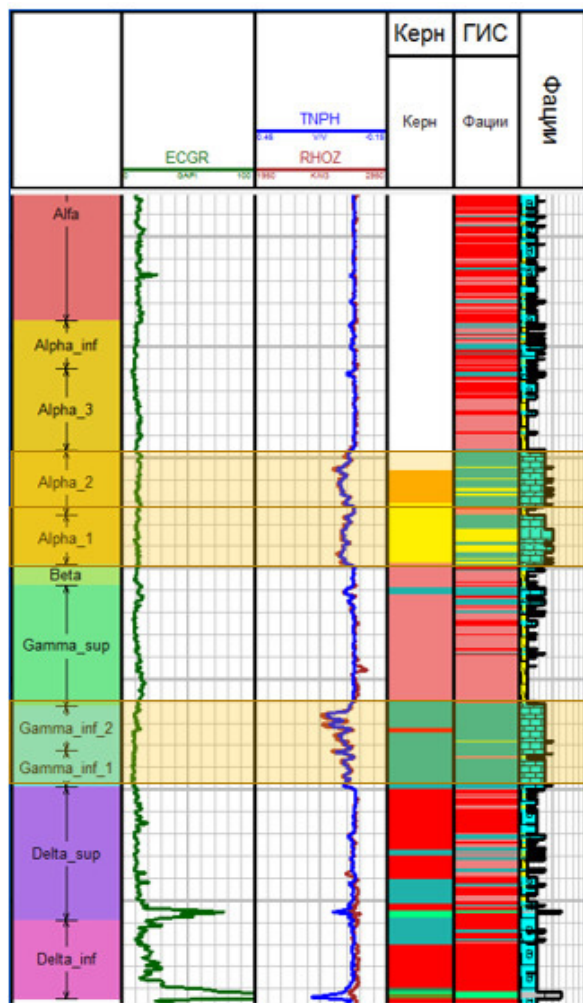


Рисунок 1. Литофациальная модель по данным ГИС и керна

использованы для настройки зависимости проницаемости от пористости  $K_{пр} = f(K_p)$  на керне. В результате уточнения зависимостей с учётом выделенных фациальных групп и получения двух регрессий в интервале коллекторов удалось получить луч-

шую согласованность между прогнозными значениями проницаемости по ГИС и  $K_{пр}$  по гидродинамическому каротажу в целевом интервале (рис. 2).

В рамках второго этапа моделирования электрофаций осуществлялось дальней-

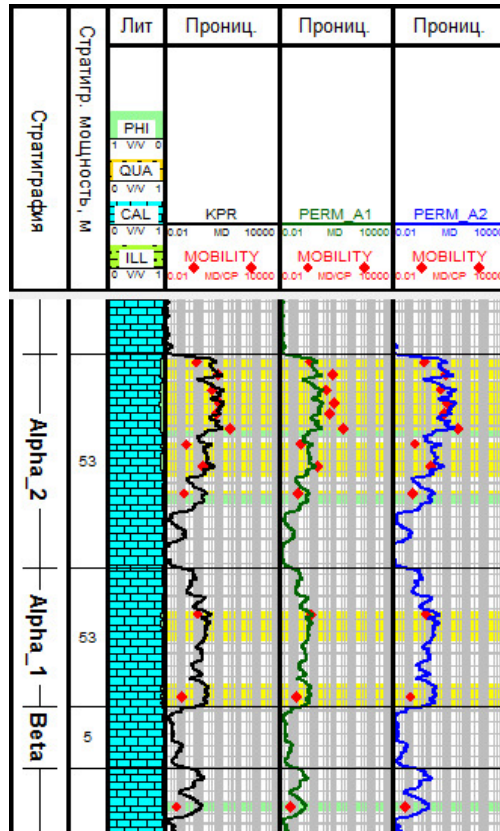


Рисунок 2. Уточнение прогнозных значений Kpr по ГИС

шее обучение модели с привлечением различных методов удельного электрического сопротивления (индукционного и бокового каротажа), а также результатов опробования и интерпретации геофизических исследований скважин в целях получения фациальной модели, позволяющей дифференцировать коллекторы с различным типом насыщения. После обучения в целях проверки качества кластерной модели был выполнен анализ подобия алгоритмом Similarity Threshold Method для проверки когерентности между модельными (обучение выполнялось по трем скважинам) и обрабатываемыми данными (интервалы и скважины, на которые распространялась фациальная модель). На финальной стадии подготовки итоговой фациальной модели для её последующего распространения в объёме выполнялся апскейлинг, т.е. масштабирование фаций (рис. 3), с учётом

вертикального разрешения сейсмических данных.

Процесс распространения литологической информации в межскважинное пространство был выполнен с применением алгоритма Democratic Neural Networks Association и включал в себя несколько этапов.

На первом этапе осуществлялся подбор входной информации и оценка её качества. Рассчитывались кубы сейсмических атрибутов, и наиболее репрезентативные, показывающие наибольшую дифференциацию фаций, подавались на вход следующего этапа, в рамках которого выбранные кубы сейсмических атрибутов и сглаженные исходные литологические кривые объединялись в единый набор данных, на основе которого происходило обучение нейронных сетей. Верификация результатов прогноза осуществлялась с помощью «слепой» скважины. В результате были

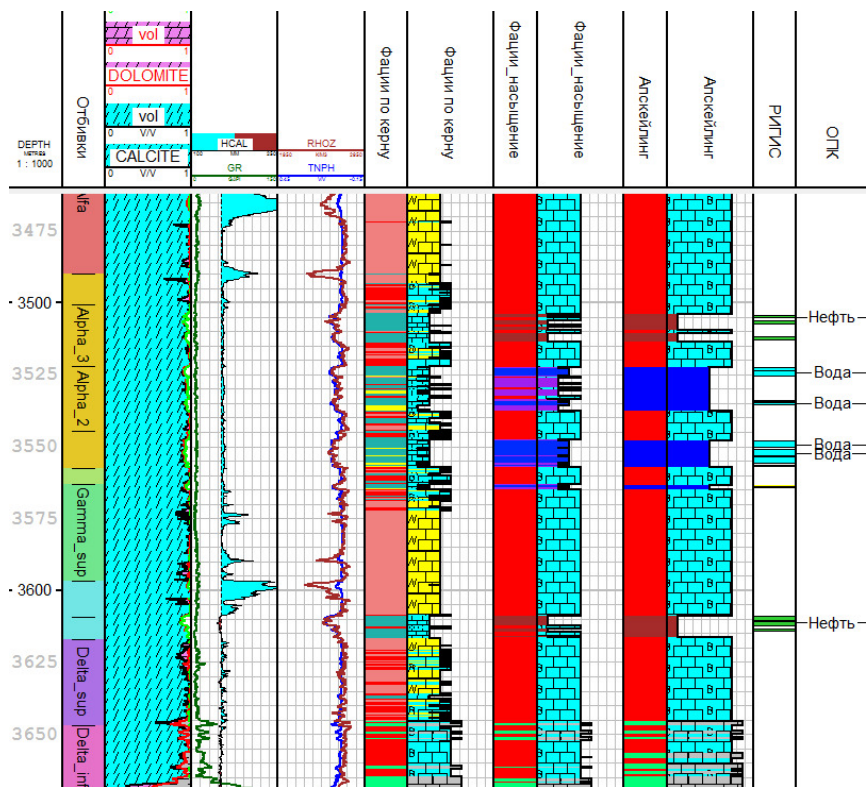


Рисунок 3. Итоговые масштабированные фации по ГИС

получены кубы литофаций (рис. 4) и кубы вероятности существования различных литотипов [3].

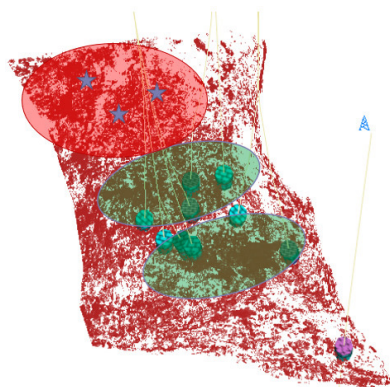
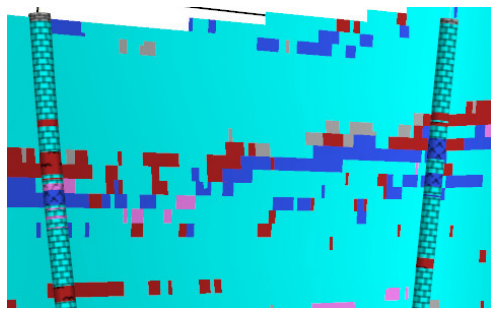
На основании сравнения карт распределения нефтенасыщенности по данным кластерного анализа (рис. 5) с картой начальных нефтенасыщенных толщин по целевому горизонту следует отметить относительно высокую сходимость основных продуктивных зон. В центральной области месторождения, отмечающейся значительной разбуренностью, наблюдается самый большой этаж нефтеносности, в то время как краевые области месторождения, осложнённые покрывками и несколькими гидродинамически изолированными залежами, мало изучены на текущий момент и представляют большой интерес в плане перспективности. Выделенная по результатам кластерного анализа зона повышенного нефтенасыщения на севере месторождения, вероятно, связана с насыщением перспективных пачек, и с целью

доразведки в данную зону будет рекомендовано бурение пилотных стволов трёх скважин [6].

Классические атрибуты и инверсия демонстрируют ограничения при описании гетерогенной модели насыщения. Применение нейросетевых подходов позволяет настроить сложные, неочевидные и нелинейные зависимости, недоступные классическим методам.

Совокупный анализ всей доступной скважинной и сейсмической информации методами машинного обучения позволил выполнить прогноз пространственного развития фаций, выделенных по скважинным данным. Достигнуто повышение детальности и достоверности интерпретации. Уточнены перспективные зоны с улучшенными коллекторскими свойствами и повышенной нефтенасыщенностью на изучаемой площади, минимизированы геологические риски при последующем заложении скважин.

Использование небольшого объёма



**Рисунок 5. Объемное распределение нефтенасыщенных фаций**

разномасштабной геолого-геофизической информации с применением Machine Learning алгоритмов в области промыслово-геофизической и сейсмической интерпретации позволяет достичь повышения достоверности интерпретации и уточне-

ния местоположения перспективных зон с улучшенными коллекторскими свойствами на изучаемой площади, а также минимизировать геологические риски при последующем заложении скважин [6].

#### **Список использованной литературы**

1. Hami-Eddine K., Klein P., and Richard L. Well Facies-based supervised classification on prestack. – SEG Annual Meeting, Houston, Texas, October 2009.
2. Hami-Eddine K., Klein P., Richard L., de Ribet B. and Grout M., A new technique for lithology and fluid content prediction from prestack data: An application to a carbonate reservoir. – The 13th SEGJ International Symposium, Tokyo, Japan, April 2019.
3. Ye Shin-Ju, Rabiller P. A new tool for electrofacies analysis: Multi-Resolution Graph-Based Clustering. – 41st Annual Logging Symposium SPWLA, 2000.
4. Ye Shin-Ju, Rabiller P. Automated Electrofacies Ordering. – Petrophysics, 2005, v. 46, N 6.
5. Zhou Y., and Goldman S. Democratic co-learning. – 16th IEEE International Conference on Tools with Artificial Intelligence, 2004.
6. Kolbikova E., Gusev S., Garaev A., Malinovskaya O., Kamilevich R. Forecast of prospective oil saturation zones in the Devonian carbonate deposits of the Kharyaginsky field based on geological and geophysical information analysis by using machine learning methods. – SPE-206520, SPE Russian Petroleum Technology Conference, 2021.

## **ЛИТОФАЦИАЛДЫҚ ТАЛДАУ ЖӘНЕ ГЕОФИЗИКАЛЫҚ ЗЕРТТЕУЛЕР МЕН СЕЙСМОБАРЛАУ ДЕРЕКТЕРІ БОЙЫНША ҚОЙНАУҚАТ ҚАСИЕТТЕРІН МАШИНАЛЫҚ ӨНДЕУ АРҚЫЛЫ БОЛЖАУ МҮМКІНДІКТЕРІ**

**Е.С. Колбикова**

*Кез-келген кен-орнын игеру стратегиясының сәттілігі оның негізгі қойнауқаттардың геологиялық құрылымын зерттеу дәрежесіне байланысты.*

Алаңды бұрғылау дәрежесі артқан сайын көмірсутегі кен-орнының құрылымы туралы түсінік нақтылана түседі, дегенмен қойнауқаттар қуыс-кеңістігінің күрделі құрылымы және аудан бойынша қимасының литологиялық жағынан түрлі болуына байланысты геологиялық белгісіздіктер мен ұңғымалардың орнын кейіннен таңдау қауіпті тәуекелдерді жоғарылатады. Осы себептерге байланысты көмірсутектер өндірісіндегі негізгі проблемалардың бірі - тау жыныстарының түрлерін болжау және ұңғымалардан алыс тұрған коллекторлардағы сұйықтықтың таралуы болып табылады. Өйткені, тау жыныстарының қасиеттерін анықтау коллекторлық модельдеу зерттеулеріндегі белгісіздіктің негізгі себебі болып саналады [1, 2]. Ұсынылған жобада қойнауқаттардың литологиялық қалыптасуы мен секцияда литофаксиялық өзгеріштіктің белгісіздігін болжауға мүмкіндік беретін есептеуші машинаны пайдаланып оқыту әдістеріне негізделген Алгоритмдер көрсетілген.

Түйін-сөздер: жіктеу, машиналық өңдеу әдістері, литологиялық түрлерге бөлу, фациялық болжау, кластерлік нұсқа (модель), қасиеттерді болжау, ФКҚ нақтылау.

## LITHOFACIAL ANALYSIS AND POSSIBILITIES FOR PREDICTION OF PROPERTIES ON GEOPHYSICAL RESEARCH AND SEISMIC EXPLORATION DATA BY METHODS OF MACHINE LEARNING

E.S. Kolbikova

*The success of a development strategy for any field depends on the degree of knowledge of the geological structure of its main reservoirs. As the area is drilled out, the concept of the structure of the hydrocarbon accumulation is refined, but in the case of a complex structure of the void space of the reservoirs and the lithological heterogeneity of the section over the area, geological uncertainties and risks during the subsequent placement of wells remain high. For these reasons, one of the main problems in hydrocarbon production is predicting rock types and the distribution of fluids throughout the reservoir away from wells, since the determination of rock properties is a major source of uncertainty in reservoir modeling studies [1, 2]. The proposed project will demonstrate algorithms based on machine learning methods that allow predicting the distribution of lithology and the uncertainty of lithofacies variability in the section.*

*Key words: classification, machine learning methods, lithotyping, facies forecast, cluster model, property prediction, specification of reservoir properties.*

### Информация об авторе

**Колбикова Елена Сергеевна** – руководитель направления по петрофизике и интерпретации ГИС.

ООО «Роксар Парадайм – ПО и Решения», г. Москва, Россия



УДК 004.514

## РАЗРАБОТКА ПОЛЬЗОВАТЕЛЬСКОГО ИНТЕРФЕЙСА И ИНСТРУМЕНТА ПОСТОБРАБОТКИ РЕЗУЛЬТАТОВ ГИДРОДИНАМИЧЕСКОГО СИМУЛЯТОРА ДЛЯ МОДЕЛИРОВАНИЯ ПРОЦЕССОВ НЕФТЕДОБЫЧИ

Д.М. Жексембин, Б. Қурметбек, А.М. Серикбаева, Б.Е. Бекбауов

*В рамках проекта гидродинамического симулятора KMGESim: разработаны пользовательский интерфейс для контроля ввода данных и инструмент постобработки результатов моделирования; создан приватный проект в системе GitHub с единой архитектурой; добавлены лицензия, документация и инструмент непрерывной интеграции в проект на GitHub для его дальнейшего использования в виде программного обеспечения с открытым исходным кодом.*

*Ключевые слова: пользовательский интерфейс, инструмент для визуализации, постпроцессор, архитектура проекта, GitHub, гидродинамический симулятор.*

### Введение

Гидродинамический симулятор (далее – ГДС) KMGESim был разработан на основе новой формулировки дифференциальных уравнений в частных производных композиционной модели химического заводнения пласта [1].

В разделе 1 основной части данной работы описывается разработка пользовательского интерфейса гидродинамического симулятора для контроля ввода данных и удобства запуска на расчёт с использованием кроссплатформенной интегрированной среды разработки Qt. Для запуска гидродинамического симулятора на расчёт в большинстве случаев требуются 2 входных файла: «HEAD» и «INPUT». Файл входных данных содержит полное описание модели, т.е. описание пласта, свойств флюида и породы, данные для инициализации, скважины и их дебиты. В общем случае пользователь может работать в многофайловом режиме, который достигается указанием некоторых параметров с помощью дополнительных входных файлов, описанных в литературе [2]. Наличие дополнительных входных файлов зависит от различных флагов или указателей управления, описанных в файле «INPUT». До настоящего времени ввод данных для гидродинами-

ческого симулятора осуществлялся путем создания пользователем входных файлов и записи непосредственно в них. Пользователю следует тщательно изучать описание флагов и провести обзор каждой строки для получения представления о правилах ввода данных и корректного моделирования того или иного варианта разработки. Опции моделирования и флаги описаны в руководстве пользователя гидродинамического симулятора [3], согласно которому строки с флагами должны располагаться в определенном порядке. Кроме того, в ныне используемом методе ввода набор данных, прописываемый в виде строк, часто выглядит беспорядочно и неорганизованно, что затрудняет визуальное восприятие. У входных параметров существует зависимость между собой, т.е. при присваивании входным параметрам определенных значений устанавливается необходимость ввода соответствующих последующих данных. В существующей версии пользовательского интерфейса гидродинамического симулятора данные зависимости учитывались самим пользователем, что усложняло процесс ввода данных и значительно замедляло работу. Для устранения этой сложности в рамках данной работы разработано окно пользовательского интерфейса гидродина-

мического симулятора для контроля ввода данных, где ввод значения параметров осуществляется с помощью ячеек. Под ячейками в Qt подразумеваются объекты `lineEdit` и `textEdit`. Необходимость ввода значения параметра определяется активностью и неактивностью ячейки, соответствующей данному параметру.

В разделе 2 описывается инструмент визуализации и постобработки результатов. Были изучены широко используемые программные обеспечения (далее – ПО) для визуализации и постобработки результатов расчета гидродинамического симулятора для моделирования процессов нефтедобычи.

Широко распространенными программными продуктами для визуализации результатов гидродинамических симуляторов выступают S3GRAF, Tecplot RS, ResInsight, ParaView-RVA и др. Гидродинамические симуляторы, такие как ECLIPSE (Schlumberger) и tNavigator (Rock Flow Dynamics), имеют собственные инструменты для визуализации и анализа данных.

S3GRAF является коммерческим ПО, которое обеспечивает трехмерную визуализацию и анализ моделей. S3GRAF может одновременно визуализировать, сравнивать и анализировать результаты нескольких симуляторов [4]. Ключевой особенностью является быстрая загрузка данных и построение графиков.

Tecplot RS является коммерческим ПО, которое дает возможность управлять данными моделирования и анализировать их [5], поддерживает большинство гидродинамических симуляторов.

ResInsight является кроссплатформенным инструментом трехмерной визуализации и постобработки с открытым исходным кодом для гидродинамических моделей. ResInsight был разработан совместно Equinor ASA, Ceetron Solutions AS и Ceetron AS с целью предоставить универсальный инструмент для профессионалов, которым необходимо визуализировать и обрабатывать модели коллекторов [6].

ParaView-RVA – открытое программное обеспечение для анализа и визуализации данных, которое позволяет анализировать и визуализировать результаты расчетов ГДС. Это ПО использует параллельную обработку и рендеринг данных для инте-

рактивной визуализации наборов данных. ParaView-RVA обеспечивает возможность визуализации нескольких характеристик пласта вместе с физическими свойствами жидкости, такими как насыщенности, давление фаз и др. [7].

Недостатками существующих решений являются то, что из-за высокой стоимости коммерческих продуктов покупка лицензий часто бывает накладной для бюджета исследовательских учреждений.

В рамках данной работы был создан инструмент для визуализации результатов гидродинамического симулятора с помощью языка программирования Python и модуля графического интерфейса Tkinter.

В работе [1] также приводится описание архитектуры проекта гидродинамического симулятора на GitHub и его основных компонентов. GitHub является удобным веб-сервисом для совместной разработки, который предоставляет возможности просмотра, распространения кода и его хранения. Также для управления версиями кода в веб-сервисе GitHub используется сервис Git, предназначенный для хранения информации обо всех изменениях в коде и его контроля. Наличие компонентов проекта, таких как лицензия, документация и непрерывная интеграция, положительно влияет в будущем для представления проекта в виде ПО с открытым исходным кодом. Это позволит сообществу разработчиков на GitHub использовать открытый исходный код для разработки новых версий ПО. Также можно ожидать, что в будущем переход на ПО с открытым исходным кодом послужит хорошей рекламой проекту и создаст отличную возможность для продвижения ПО.

Целью данной работы по созданию ГДС является разработка пользовательского интерфейса для контроля ввода данных, инструмента для визуализации и постобработки результатов расчета, а также архитектуры проекта на GitHub.

## Основная часть

### 1. Разработка пользовательского интерфейса гидродинамического симулятора для контроля ввода данных с использованием кроссплатформенной интегрированной среды разработки Qt

Работа по разработке пользовательского интерфейса гидродинамического симулятора была разделена на следующие этапы:

1. Составление алгоритма зависимости параметров для определения активности ячеек.
2. Формирование групп параметров, каждая из которых заканчивается кнопкой «Enter».
3. Присвоение функционала, соответствующего каждой кнопке «Enter».
4. Создание алгоритма для возмож-

ности редактирования введенных и записанных значений параметров.

Перед началом основной работы в ранее разработанную версию пользовательского интерфейса гидродинамического симулятора была установлена кнопка «New Document», которая открывает окно, отвечающее за ввод данных. Кнопка «New Document», показанная на рис. 1, появляется после нажатия на кнопку «Choose input directory» и выбора директории для файлов.

Первый этап работы заключается в со-

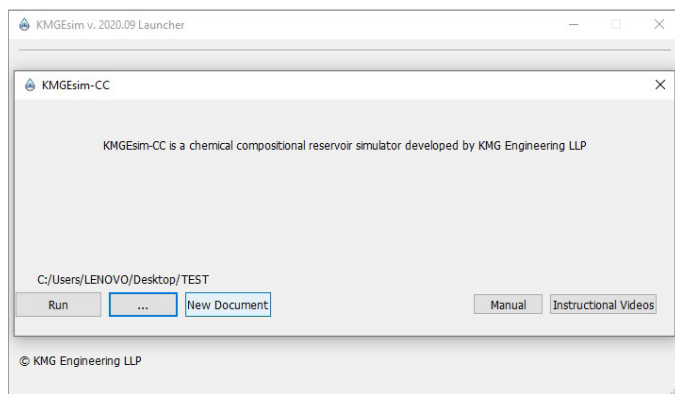


Рисунок 1. Демонстрация кнопки «New Document»

ставлении алгоритма, позволяющего учитывать зависимость входных параметров между собой и определять активность ячеек. На данном этапе были рассмотрены все возможные условия ввода каждого из параметров с помощью кода подпрограмм гидродинамического симулятора, отвечающего за считывание входных данных. Это позволило выстроить цепь зависимостей между параметрами для дальнейшего контроля вводимых данных.

Второй этап работы связан непосредственно с основной целью работы, а именно с разработкой окна пользовательского интерфейса гидродинамического симулятора для контроля ввода данных и удобства запуска на расчёт. На данном этапе основными задачами являются создание объектов однострочного (lineEdit) и многострочного (textEdit) текстовых полей элементов ввода [8] в окне ввода данных (рис. 2) для каждого параметра, а также формирование групп параметров. Формирование групп параметров осуществляется для со-

блюдения алгоритма зависимости между входными параметрами, составленного на первом этапе данной работы. Строки, заканчивающиеся на кнопку «Enter», свидетельствуют о завершении формирующейся группы. Для формирования группы и вставки кнопки «Enter» составляется совокупность параметров. При этом важным условием является зависимость между строками параметров, состоящих в группе, и следующей по порядку строкой параметров, не состоящей в группе. Если в последующей строке нет параметров, которые зависят от параметров формируемой группы, то данная строка вносится в группу. Такой отбор происходит до тех пор, пока не будет обнаружен параметр в строке, который будет зависеть от параметров формируемой группы. Эта строка, соответственно, и становится концом группы.

Изначально все ячейки параметров групп, за исключением первой группы, являются неактивными.

На рис. 3 продемонстрирован прин-

Рисунок 2. Окно ввода данных

цип формирования группы. Строка «XCORD(I), ZCORD(I)» зависит от параметра «ICOORD», строка «DX1, DY1, DZ1» от параметров «IDXYZ», «ICOORD» и т.д.

Третий этап работы заключается в присвоении функционала, соответствующего каждой кнопке «Enter». Первый «Enter»

отвечает за создание «HEAD» и «INPUT» файлов в выбранной ранее директории, а также запись в них первой группы параметров. Все параметры «HEAD» файла содержатся в первой группе параметров. После нажатия на первый «Enter» создание «HEAD» файла и запись в него осуществ-

Рисунок 3. Демонстрация принципа формирования группы

вляются, вследствие чего работа с «HEAD» файлом завершается. Каждая строка параметров записывается в виде двух строк: первая строка – описание строки параметров, в которой содержатся названия параметров, а вторая – численные значения вводимых параметров, которые отделяются между собой пробелом. Так как каждая группа заканчивается кнопкой «Enter», количество кнопок соответствует количеству групп. Последующие кнопки «Enter» до-

бавляют в созданный файл «INPUT» значения соответствующих групп параметров. После нажатия на кнопку она становится неактивной. На рис. 4 показана функциональность кнопки «Enter». После нажатия на эту кнопку создание файлов и запись в них осуществляются, и кнопка становится неактивной. В результате ввода данных и нажатия кнопки «Enter», согласно алгоритму зависимости параметров, ячейки следующей группы становятся активными.

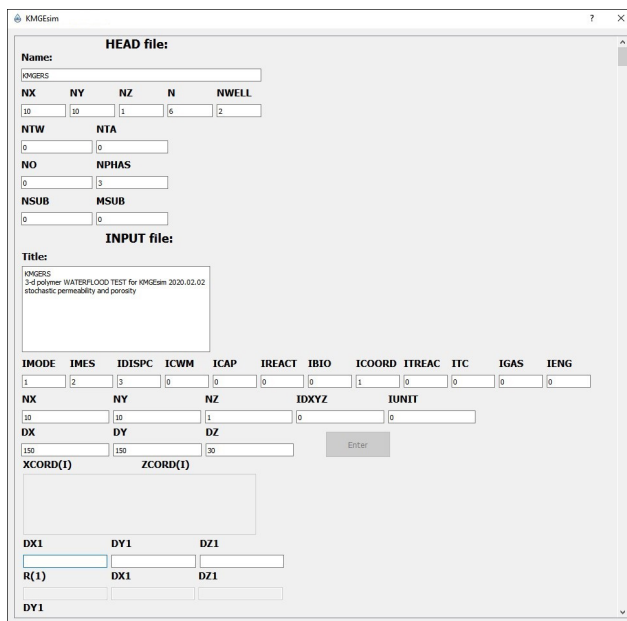


Рисунок 4. Ввод данных в ячейки

Работа в ходе заключительного этапа дает возможность редактирования ранее введенных данных. Предположим, что в ячейки были введены определенные группы параметров, и они записались в файл. В результате кнопка «Enter», соответствующая редактируемой группе параметров, становится неактивной. При этом для редактирования данных нам достаточно изменить значения в ячейке. После изменения значений параметров кнопка «Enter» редактируемой группы снова становится активной.

Данная работа находится в общем проекте KMGESim на GitHub под названием KMGESim\_IF, который описан в разделе 3. В дальнейшем планируется внедрение

нового функционала по считыванию интерфейсом данных из «HEAD» и «INPUT» файлов существующей модели и редактированию этих файлов. Также планируется внедрение функции работы в многофайловом режиме.

## 2. Разработка инструмента для визуализации и постобработки результатов гидродинамического симулятора

В рамках данной работы создан прототип инструмента визуализации результатов гидродинамического симулятора KMGESim для моделирования процессов нефтедобычи. В интерфейс визуализатора были

добавлены меню File, Summary и Solution. Меню File (рис. 5) состоит из блоков Open и Clear. Блок Open предназначен для открытия файла выходных данных OVERALL, а

блок Clear – для очистки графиков в форме. Меню Summary (рис. 6) состоит из блоков Well и Overall. В блоке Well находится информация о скважинах. Файл выходных данных OVERALL содержит данные пласта

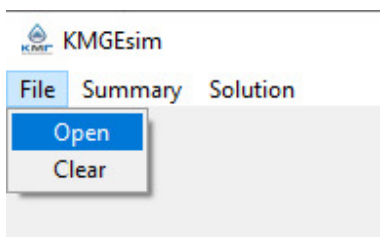


Рисунок 5. Окно меню File

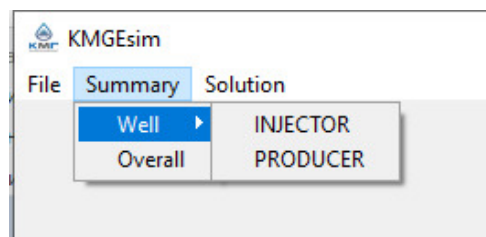


Рисунок 6. Окно меню Summary

и скважин, такие как насыщенность, давление фаз и др.

На рис. 7 представлен интерфейс визуализатора и окно для открытия файла с расширением OVERALL.

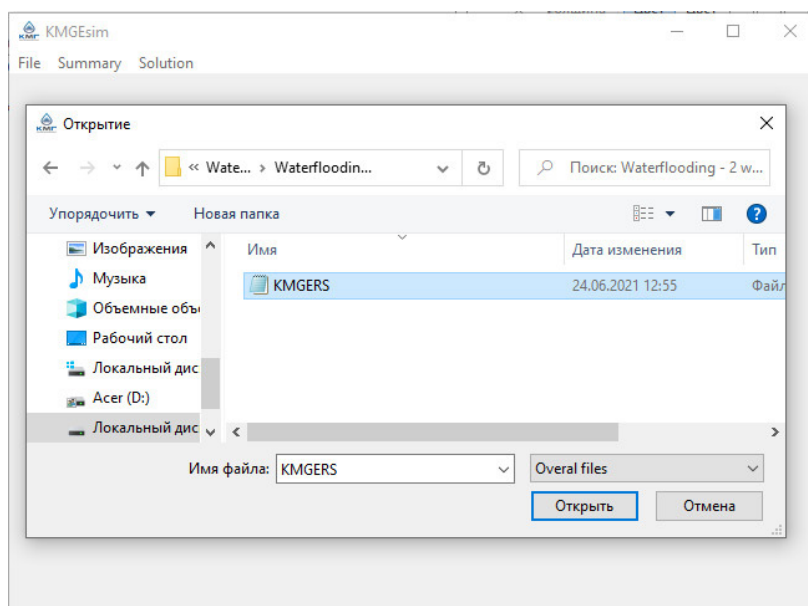


Рисунок 7. Окно интерфейса визуализации

Для считывания данных параллельно из выходных файлов мы используем модуль Asyncio, что дает возможность ускорить обработку данных и тем самым сократить время ожидания. После открытия файлов выходных данных считываем данные из них и создаем фрейм данных с помощью модуля Pandas. На рис. 8 мож-

но видеть окно блока Overall. В этом окне пользователь выбирает физические свойства сплошной среды, такие как насыщенность и давление фаз, для представления их зависимости относительно оси «день» или «прокачанный поровый объем» (PV). Графический интерфейс пользователя создан с использованием модуля Matplotlib.

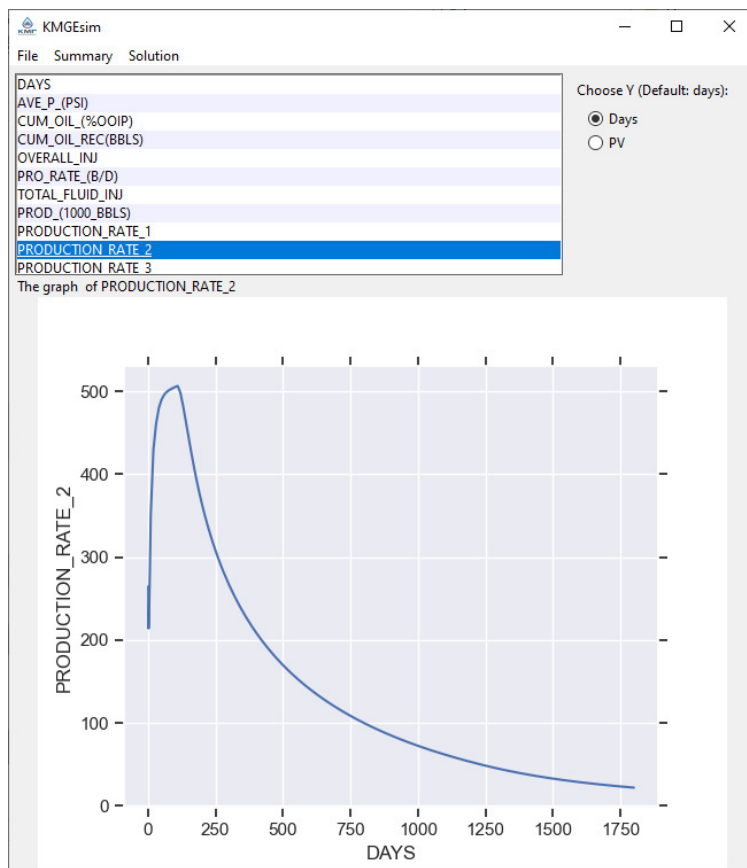


Рисунок 8. Окно меню блока Overall

Для визуализации трехмерного графика полей концентраций, насыщенностей и давлений используются модули plot\_3D и Color. С помощью plot\_3D создается трехмерное пространство, в которое циклично добавляются ячейки по координатам, полученным из файла с расширением MESH. Для наблюдения изменения значений физических свойств, таких как давление, насыщенности фаз и концентрации компонентов, в каждой ячейке по времени в режиме анимации используется функция Animate. Модуль Color определяет цвет ячейки согласно численному значению той или иной характеристики фаз/компонентов.

На рис. 9 представлено окно, которое открывает меню Solution. В этом окне можно наблюдать за изменениями значений выбранной характеристики фаз или компонентов в каждой ячейке. С помощью кнопки «Play» пользователь может выполнять

пошаговую анимацию с течением времени или по прокачанному поровому объему.

Данная работа находится в общем проекте KMGESim на GitHub под названием KMGESim\_VS, который описан в разделе 3. В дальнейшем планируется оптимизировать работу и улучшить функциональность визуализатора.

### 3. Разработка архитектуры проекта гидродинамического симулятора на GitHub

#### Создание репозитория и веток на GitHub для модулей гидродинамического симулятора KMGESim

Разработанная в рамках данной работы архитектура, представленная на рис. 10, позволит налаживать рабочий процесс и взаимодействие внутри команды. Создана организация на GitHub для про-

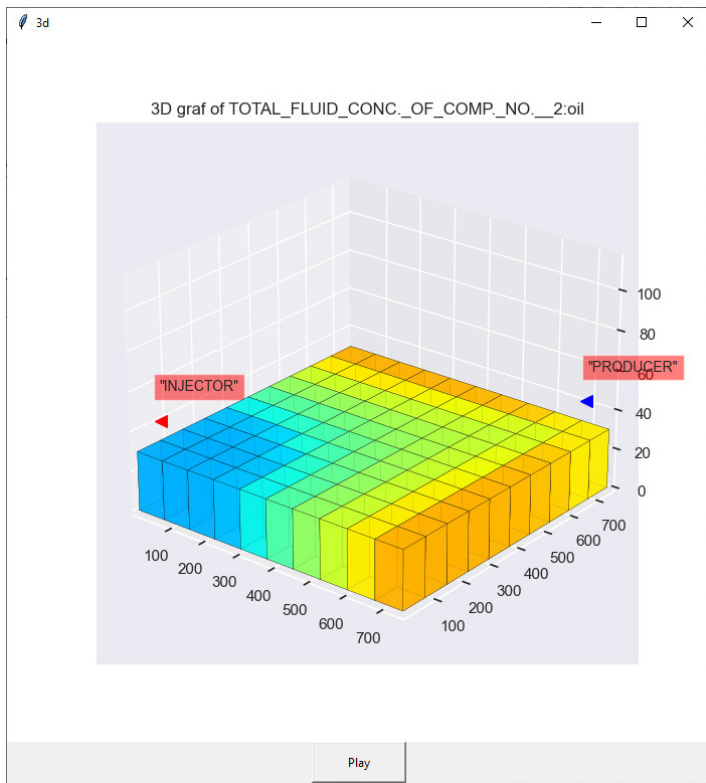


Рисунок 9. Окно трехмерной визуализации

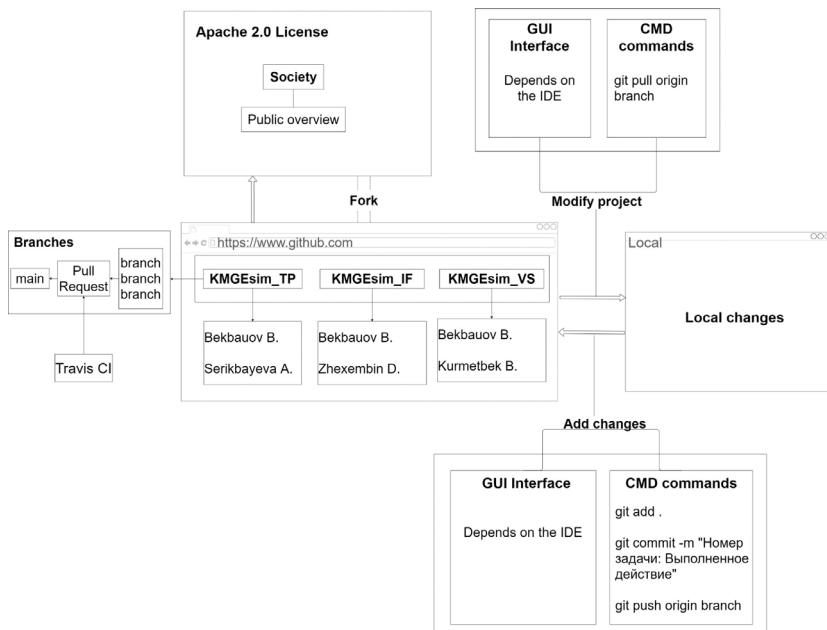


Рисунок 10. Архитектура проекта гидродинамического симулятора на GitHub



екта KMGESim, которая на данный момент имеет приватный характер. KMGESim состоит из трех проектов с наименованиями KMGESim\_TP, KMGESim\_IF и KMGESim\_VS.

На рис. 11 рассматриваются основные компоненты GitHub и их построение: ветки и проекты.

В каждом проекте настроена лицензия

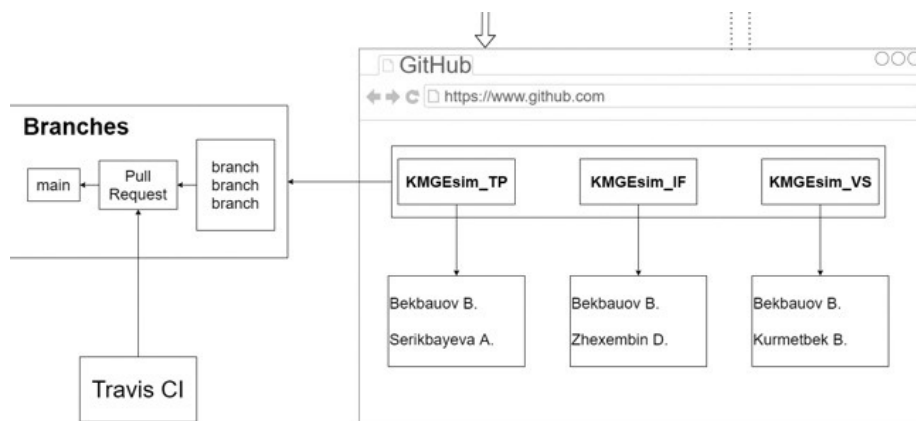


Рисунок 11. Настройка веток и непрерывная интеграция

Apache 2.0 и имеется файл документации README.md, в котором участники проекта имеют право вносить корректировки в связи с изменением содержания кода. Ограничений в количестве и наименовании веток не имеется, но при условии, что для хранения официальной истории релиза используется ветка «main». Любая другая ветка используется для хранения отдельных функций, которых вскоре можно добавить в основную ветку «main». После добавления определенных функций на основную ветку проекта через ветки разработки необходимо проверить сборку проекта с помощью автоматизированного инструмента непрерывной интеграции Travis CI для проверки нового кода перед интеграцией. При успешной проверке кода внесенные изменения вправе быть добавленными в основную ветку.

Так как в будущем рассматривается изменение проекта с частного вида на проект с открытым исходным кодом, важно будет поддержать взаимосвязь с внешним миром. Для этого случая на рис. 12 представлена схема архитектуры проекта.

Каждый пользователь GitHub имеет право вносить изменения в код проекта. В случае дальнейшей публикации измененного кода в интернете под своим аккаунтом пользователь должен указать авторов ори-

гинального кода согласно лицензии. Также пользователь может предложить свои изменения авторам и при согласованности внести изменения в главные проекты. Для этого обязательно произвести «fork» проекта и создать запрос авторам на добавление изменений «Pull request».

В части архитектуры на рис. 13 описывается процесс актуализации проекта с локального компьютера на облачный сервис GitHub и наоборот.

При актуализации проекта с облачного сервиса GitHub на локальный компьютер используется два возможных способа:

- графический интерфейс пользователя;
- командная строка.

Графический интерфейс пользователя позволяет разработчикам взаимодействовать с GitHub с помощью графических элементов, встроенных в среду разработки. Командная строка используется для управления веб-сервисом GitHub с помощью операционных команд.

### Подготовка к реализации проекта с открытым исходным кодом

**Лицензия.** Общедоступные репозитории на GitHub часто используются для хранения кода и обмена фреймворками,

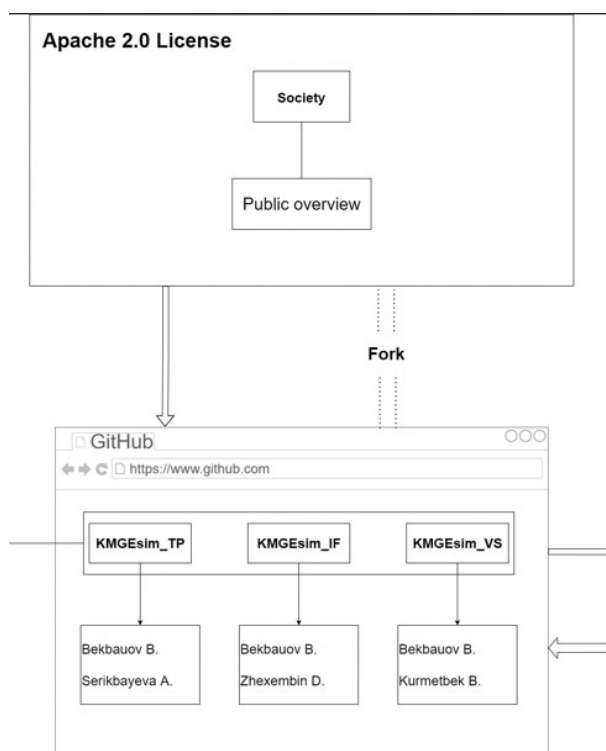


Рисунок 12. Взаимосвязь проекта KMGEsim с внешним миром

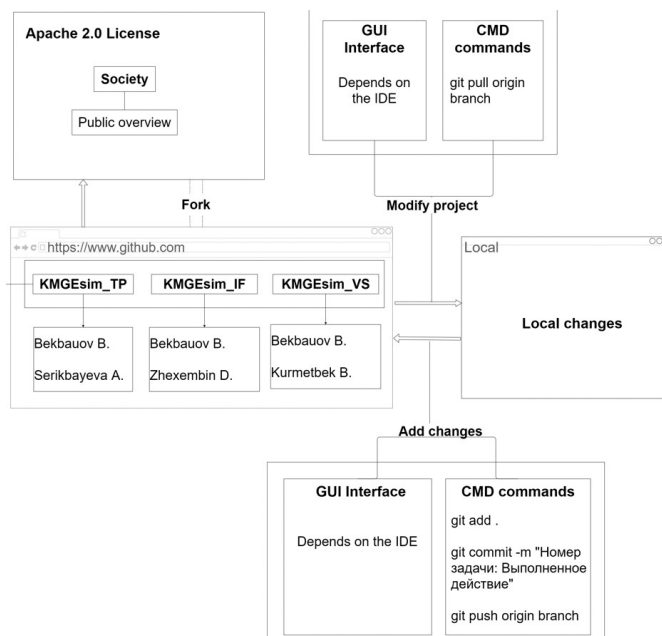


Рисунок 13. Актуализация проекта

библиотеками и техническими решениями. Лицензирование ПО с открытым исходным кодом способствует совместным разработкам и использованию решений, поскольку оно позволяет другим людям вносить изменения в исходный код и включать эти изменения в свои собственные проекты.

В настоящей работе используется лицензия Apache 2.0 (рис. 14), в которой имеются следующие допуски к проекту: коммерческое использование, распространение, изменение исходного кода, личное использование [9]. Также лицензия требует упоминания авторства и лицензии в работе и указания изменений, внесенных в работу.

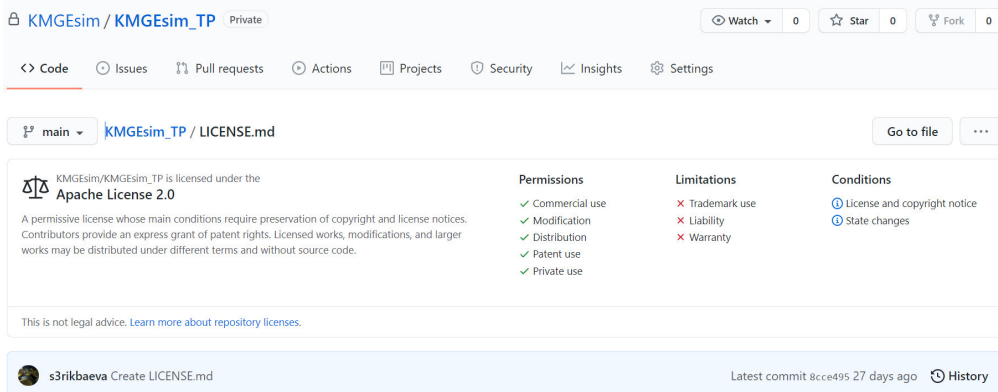


Рисунок 14. Демонстрация лицензии в проекте KMGESim\_TP

**Документация.** Проекты с открытым исходным кодом нуждаются в документации, описывающей используемые шаблоны проектирования, стандарты работы и всё, что может помочь новым участникам войти в курс дела. Документация зачастую находится в главной ветке в файле README.md, используется для инструктажа запу-

ска проекта и использования его. На рис. 15 представлена документация по проекту KMGESim\_VS, в которой демонстрируется инструктаж для установки и запуска проекта с облака GitHub на локальный компьютер, а именно добавление установочных файлов и программ, которые включают python3 и pip3. **CI (Непрерывная интеграция).** Дан-

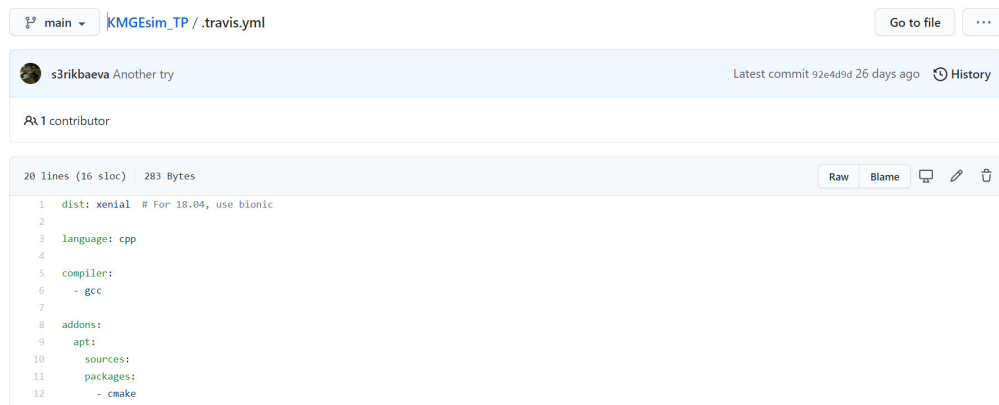


Рисунок 15. Демонстрация документации в проекте KMGESim\_VS

ный раздел посвящен автоматизации сборки проекта с помощью Travis CI. Travis CI — это размещенная платформа непрерывной интеграции, которая бесплатна для проектов с открытым исходным кодом на GitHub. В файле `.travis.yml` на рис. 16 содержится

информация о проекте, с помощью которого можно запускать автоматические сборки при каждом изменении базы кода в основной ветви, других ветвях или даже по запросу извлечения [10].

На данный момент для проектов



The screenshot shows a GitHub repository for 'KMGEsim\_TP'. The file `.travis.yml` is selected, showing its content. The file is 20 lines long (16 lines of code) and 283 bytes. The content is as follows:

```
1 dist: xenial # For 18.04, use bionic
2
3 language: cpp
4
5 compiler:
6   - gcc
7
8 addons:
9   apt:
10    sources:
11     packages:
12     - cmake
--
```

Рисунок 16. Travis CI в проекте KMGEsim\_TP

KMGEsim\_TP, KMGEsim\_IF и KMGEsim\_VS добавлена непрерывная интеграция для автоматизации сборки проекта. Проведена адаптация непрерывной интеграции языков программирования Fortran, C++ и Python.

### Заключение

При разработке пользовательского интерфейса и инструмента постобработки данных гидродинамического симулятора для моделирования процессов добычи нефти были достигнуты следующие результаты:

1. Построен алгоритм взаимозависимости входных параметров для автоматизации контроля ввода данных.
2. Сформированы группы данных на основе разработанного алгоритма зависимости между входными параметрами.

3. Присвоен соответствующий функционал каждой кнопке «Enter».

4. Создан и реализован алгоритм для возможности редактирования ранее введенных значений параметров.

5. Разработан прототип инструмента для визуализации и постобработки результатов гидродинамического симулятора.

6. Разработана архитектура проекта гидродинамического симулятора KMGEsim в системе GitHub.

7. Добавлены основные компоненты веб-сервиса GitHub для перехода с закрытого проекта на проект с открытым исходным кодом.

8. В проекты KMGEsim были настроены инструменты непрерывной интеграции Travis CI в зависимости от языка программирования.

### Список использованной литературы

1. Бекбауов Б.Е., Темірқас М.М., Кучиков А.Г. Разработка композиционного гидродинамического симулятора процессов повышения нефтеотдачи пластов химическими методами. – Вестник нефтегазовой отрасли Казахстана, 2020, № 3(4), с. 56–69. // Bekbauov B.E., Temirkas M.M., Kuchikov A.G. Razrabotka kompozitsionnogo gidrodinamicheskogo simulyatora processov povysheniya nefteotdachi plastov himicheskimi metodami [Development of a composite hydrodynamic simulator of enhanced oil recovery processes by chemical methods]. – Vestnik neftegazovoi otrasli Kazahstana [Kazakhstan journal for oil & gas industry], 2020, № 3(4), pp. 56–69.
2. Pope G., Delshad M. User's Guide for UTCHEM 2011\_7, A Three-Dimensional Chemical Flood Simulator. Volume I. – Center for Petroleum and Geosystems Engineering, The University of Texas at Austin, Austin, Texas, USA, 2011, 181 p.
3. User's Guide for KMGESim 2020\_1, A Three-Dimensional Chemical Flood Simulator. – KMG Engineering LLP, Nur-Sultan, 2020, 168 p.
4. Bonallo R. Post Processing Techniques for Smoothed Particle Hydrodynamics. – Master's Thesis, Imperial College London, 2015.
5. Гладков Е.А. Геологическое и гидродинамическое моделирование месторождений нефти и газа. – Томский Политехнический Университет, 2012, 99 с. // Gladkov E.A. Geologicheskoe i gidrodinamicheskoe modelirovanie mestorozhdenii nefiti i gaza [Geological and hydrodynamic simulation of oil and gas fields]. – Tomskii Politekhnicheskii Universitet [Tomsk Polytechnic University], 2012, 99 s.
6. Renli L., Helstrup O.A., Ke G., Thompson N. Fast 4D Geomechanical Modeling with Multiple Applications. – Society of Petroleum Engineers, 2019, SPE-195606-MS. DOI <https://doi.org/10.2118/195606-MS>
7. Keefer D. RVA: A Plugin to ParaView 3.14 for Improved Reservoir Visualization and Analysis. – University of Illinois at Urbana Champaign, 2015.
8. Шлее М. Qt 5.10. Профессиональное программирование на C++. – СПб, БХВ-Петербург, 2018, 1072 с. // Shlee M. Qt 5.10. Professional'noe programmirovaniye na C++ [Professional programming in C++]. – SPb, BHV-Peterburg, 2018, 1072 p.
9. Соковых П. В чём разница между популярными Open Source лицензиями? Объясняет Github. – Материалы сайта Tproger, 2017, March 19. <https://tproger.ru/articles/whats-difference-between-licenses/> // Sokovyh P. V chyom raznica mezhdru populyarnymi Open Source licenziyami? Ob»yasnyaet Github [What is the difference between popular Open Source licenses? Github explains]. – Materialy saita Tproger [Materials of the Tproger site], 2017, March 19. <https://tproger.ru/articles/whats-difference-between-licenses/>.
10. Travis-CI: что, почему, как. Материалы сайта CoderLessons.com, 2019, March 15. <https://coderlessons.com/articles/veb-razrabotka-articles/travis-ci-chto-pochemu-kak.> // Travis-CI: chto, pochemu, kak. Materialy sajta CoderLessons.com [Travis-CI: what, why, how. Materials of the CoderLessons.com site], 2019, March 15. <https://coderlessons.com/articles/veb-razrabotka-articles/travis-ci-chto-pochemu-kak.>

## МҰНАЙ ӨНДІРУ БАРЫСЫН МОДЕЛЬДЕУГЕ АРНАЛҒАН ГИДРОДИНАМИКАЛЫҚ СИМУЛЯТОРДЫҢ ПАЙДАЛАНУШЫЛЫҚ ИНТЕРФЕЙСІ МЕН АЛЫНҒАН ДЕРЕКТЕРДІ ӨНДЕУ ҚҰРАЛЫН ӘЗІРЛЕУ

Д.М. Жексембин, Б. Құрметбек, А.М.Серікбаева, Б.Е. Бекбауов

*КMGESim гидродинамикалық симулятор жобасы аясында орындалған шаралар: деректерді енгізуді бақылау үшін пайдаланушы интерфейсі және модельдеу нәтижелерін өңдеуден кейінгі құрал әзірленді; бірыңғай архитектурасы бар*

GitHub жүйесінде жеке жоба құрылды; GitHub жобасына лицензия, құжаттама және оны әрі қарай бастапқы ашық белгісі бар бағдарламаларды қамтамасыз ету түрінде пайдалану үшін үздіксіз интеграциялау құралы қосылды.

Түйін сөздер: пайдаланушы интерфейсі; визуализациялау құралы; постпроцессор; жоба құрылымы; GitHub гидродинамикалық симуляторы.

## DEVELOPMENT OF A USER INTERFACE AND A POST-PROCESSING TOOL FOR A HYDRODYNAMIC SIMULATOR FOR MODELING OIL PRODUCTION PROCESSES

D.M. Zhexembin, B. Kurmetbek, A.M. Serikbaeva, B.E. Bekbauov

*This work is devoted to the development of a user interface for a hydrodynamic simulator to control data entry and ease of launching calculations using the Qt cross-platform integrated development environment, as well as a tool for visualizing and post-processing the results of a hydrodynamic simulator for modeling oil production processes. The article presents the work on building a unified architecture of a hydrodynamic simulator project in the GitHub system with details of processing processes, names of branches and commits. Also added a license to the GitHub project for further use of the project in the form of open source software.*

*Key words: user interface; visualization tool; postprocessor; project architecture; GitHub; hydrodynamic simulator.*

### Информация об авторах

**Жексембин Данат Маратұлы** – специалист службы моделирования Департамента интегрированного моделирования, [d.zhexembin@niikmg.kz](mailto:d.zhexembin@niikmg.kz).

**Қурметбек Бекболат** – практикант, [qurmetbek.bekbolat@mail.ru](mailto:qurmetbek.bekbolat@mail.ru).

**Серикбаева Аружан** – практикант, [rnserikbaevaa@gmail.com](mailto:rnserikbaevaa@gmail.com).

**\*Бекбауов Бахберген Ермекбаевич** – доктор PhD, ведущий научный сотрудник Службы моделирования Департамента интегрированного моделирования, [b.bekbauov@niikmg.kz](mailto:b.bekbauov@niikmg.kz).

ТОО «КМГ Инжиниринг», г. Нур-Султан, Казахстан

\*Автор, ответственный за переписку

## АНАЛИЗ ПАРОТЕПЛООВОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА МЕСТОРОЖДЕНИИ КАРАЖАНБАС

А. Кожаш

*Статья описывает основные особенности геологического строения юрско-меловой продуктивной толщи месторождения Каражанбас, расположенного на п-ове Бузачи (Западный Казахстан), и эффективность тепловых методов и их модификаций для повышения нефтеотдачи пластов, применявшихся на месторождении с 80-х гг. прошлого столетия. Применение паротеплового воздействия на пласт методом тепловых оторочек позволяет не только охватывать большую часть пласта паротепловым воздействием путем перехода в ряде скважин на закачку ненагретой воды и перевода закачки пара в другие скважины, но и интенсифицировать в процессе закачки холодной воды передвижение по пласту тепловой оторочки. В результате паронефтяной фактор при применении тепловых оторочек и увеличении скорости закачки пара может быть в несколько раз меньше, чем при непрерывной медленной закачке пара. Применение паротеплового воздействия позволяет повысить нефтеотдачу на 35–45% от начальных балансовых запасов нефти. Опробование и внедрение новой техники и технологии, а также изучение мирового опыта по разработке высоковязкой нефти в настоящее время актуальны для разработки месторождения Каражанбас.*

*Ключевые слова: скважина, добыча нефти, высоковязкая нефть, тепловые методы, внутрипластовое горение, паротепловая обработка, термогравитационное дренирование, прирост нефти.*

### Введение

Проблема увеличения нефтеотдачи пластов является сложной задачей и решение её на должном научно-техническом уровне требует привлечения значительных сил и средств. В последние годы этой проблеме уделяется самое серьезное внимание. На основании анализа и обобщения информации по изучению всех применяемых в настоящее время методов повышения нефтеотдачи пластов в качестве наиболее перспективных выделены 4 группы методов.

1. Тепловые (вытеснение нефти паром, горячей водой, внутрипластовое горение).

2. Физико-химические (заводнение с оторочками растворов поверхностно-активных веществ, полимеров, щелочных и мицеллярных растворов, серной кислоты,

микроэмульсий, пенных систем и др.).

3. Нагнетание газов (углеводородных и двуокиси углерода как в чистом виде, так и в сочетании с заводнением; дымовых и инертных).

4. Микробиологические процессы.

Проблема повышения нефтеотдачи пластов, содержащих нефть повышенной вязкости, особенно актуальна. Разработка нефтяных месторождений такого типа традиционными методами осуществляется неэффективно как с технологической, так и с экономической точки зрения. Перспективы увеличения нефтеотдачи пластов, содержащих нефть повышенной вязкости, связывают с применением тепловых методов разработки. Проблема разработки месторождений тяжелых высоковязких нефтей заключается в том, что естественные температурные условия в пласте практически не обеспечивают необходимую подвиж-

ность нефти при её фильтрации к забоям добывающих скважин. Аномальные пластовые нефти м. Каражанбас исключают возможность разработки данного месторождения традиционными способами и требуют опробования и применения новых, перспективных методов.

### **Геологическое строение месторождения Каражанбас**

Месторождение Каражанбас приурочено к Бузачинскому поднятию, расположенному в северо-западной части Северо-Устюртской системы поднятий и прогибов.

Структура представляет собой крупную брахиантиклинальную складку с углом падения пластов от 1°30' до 4°, вытянутую в субширотном направлении. Размеры Каражанбасской структуры по кровле пласта А, изогипсе -400 м составляют 30 x 6 км, амплитуда порядка 100 м. Северное крыло структуры осложнено крупноамплитудным сбросом. Серией малоамплитудных тектонических нарушений, «оперяющих» основные сбросы, Каражанбасская структура разбита на 7 блоков. В каждом из блоков залежи одноименные пласты характеризуются своим положением водонефтяных контактов. Границы блоков, определенные в процессе разведочного бурения, уточняются по мере накопления материалов эксплуатационного бурения.

На месторождении установлена промышленная нефтегазоносность нижнемеловых и среднеюрских отложений в неокоме; выделяются 5 нефтеносных пластов (А, Б, В, Г, Д) и 2 горизонта в юре (Ю-I и Ю-II).

Залежи по типу относятся к пластовым сводовым, тектонически нарушенным. Основные запасы приурочены к горизонтам Г, Ю-I, А.

Наибольшей эффективной нефтенасыщенной толщиной, достигающей 20 м, характеризуются пласты Г, Ю-I, Ю-II.

Пласты Б, В, Д и частично А имеют сложное строение, преимущественно обладают небольшими эффективными толщинами: в пласте А эффективная толщина достигает 5–8 м, в Б и В до 2–5 м, в Д – 2–4 м. Для этих же пластов характерны частые литологические замещения, в результате чего площадь распространения пластов подразделяется на зоны, отличающиеся

по своим промышленным характеристикам. Нефти залежей тяжелые (плотность 938,5–944,6 кг/м<sup>3</sup>), высокосмолистые (до 24%), сернистые (до 2%). Выход светлых фракций, выкипающих до 300–350°C, составляет около 27%. Отличительными особенностями нефти являются низкая (до -20–25°C) температура застывания и высокая вязкость. Вязкость пластовой нефти колеблется от 160 до 660 мПа\*с.

В пластовых условиях нефть недонасыщена газом, давление насыщения меньше пластового на 1,0–1,5 МПа. Пластовое давление всех нефтеносных горизонтов выше гидростатического на 0,6–0,8 МПа. Пластовая вода хлоркальциевого типа.

Месторождение Каражанбас является самым крупным в стране неглубоко залегающим месторождением высоковязкой нефти, разработку которого было намечено осуществлять с применением тепловых методов воздействия. С этой целью в 1978 г. решением Министерства нефтяной промышленности СССР на месторождении были созданы и введены в эксплуатацию 2 крупномасштабных опытно-промышленных участка: влажного внутрипластового горения (далее – ВВГ) и паротеплового воздействия (далее – ПТВ), а в 1984 г. Центральной Комиссией по разработке МНП была утверждена технологическая схема разработки м. Каражанбас с применением тепловых методов.

На месторождении нефтеносные пласты группировались в 3 эксплуатационных объекта: пласты А, Б, В – I объект; Г, Д – II объект; Ю-I, Ю-II – III объект. При этом планировалось, что добывающие скважины эксплуатируют совместно все нефтяные объекты, а регулирование процесса проводится раздельной закачкой рабочего агента в каждый пласт в отдельности.

Начальные пластовые давления по горизонтам в пределах месторождения изменяются следующим образом:

Пластовые температуры продуктивных горизонтов находятся в пределах 26–32°C в зависимости от глубины.

Изучение тепловых свойств продуктивных отложений Каражанбасского месторождения проводилось в основном на слабосцементированных и рыхлых породах методом регулярного режима первого



**Таблица 1. Начальные пластовые давления по горизонтам**

Пласт	Давление, МПа
А	2,96–5,21
Б	4,45–4,70
В	2,10–5,20
Г	3,80–5,10
Д	4,50–5,65
Ю-I	4,59–5,60
Ю-II	3,6

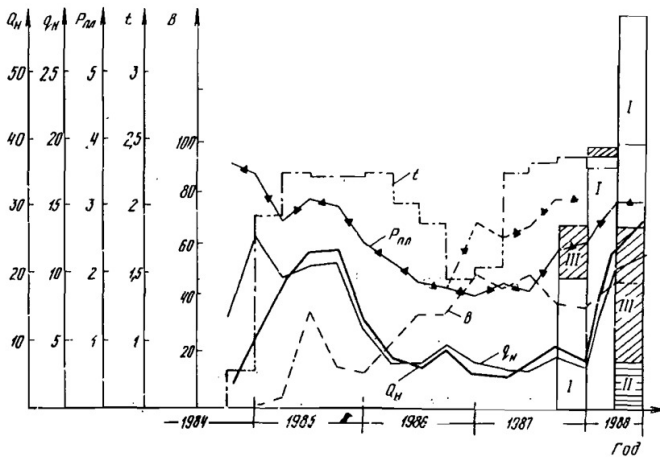
ряда. В качестве окружающих пород были исследованы глина и крепкие разности. Всего исследовано 22 образца сухих и насыщенных пород при температуре до 363 К. Полученные значения теплопроводности, теплоемкости и температуропроводности показали, что тепловые свойства горных пород месторождения варьируются в довольно широких пределах в зависимости от плотности, пористости, гранулометрического состава и насыщенности их флюидами. Теплопроводность сухих по-

род изменяется в пределах 0,23–0,74 Вт/(мК), водонефтенасыщенных от 0,80 до 2,0 Вт/(мК).

Удельная теплоемкость пород изменяется менее значительно – от 1173 до 1592 Дж/(кгК).

Теплофизические свойства нефти определены в интервале температур 293–473 К.

Небольшая глубина залегания продуктивных пород и слабая интенсивность вторичных преобразований предопределили



**Рисунок 1. Показатели работы скважин на естественном режиме ГЗУ-6 промысла ПТВ**

Обозначения:

$Q_{зак}$  – закачка пара (I), воды (II), ПАА (III), тыс. т;

$Q_n$  – добыча нефти, тыс. т за 1 кв.;

$q_n$  – дебит нефти, т/сут;

$P_{пл}$  – пластовое давление, МПа;

$t$  – отработанное время, тыс. скв.-сут;

$B$  – обводненность, %.

высокие коллекторские свойства продуктивных коллекторов. Пористость их изменяется от 20 до 38–40%, а проницаемость от 1,02 до 6,0 мкм<sup>2</sup>.

Увеличение же добычи нефти во II–III кв. 1987 г. связано с переводом половины действующего фонда добывающих скважин на механизированный способ эксплуатации. Но и эта мера интенсификации добычи нефти без внедрения термического воздействия на этом участке дала незначительную и кратковременную эффективность, и только закачка реагента дала значительный прирост в добыче нефти уже в следующем квартале, реагирование началось через 2–3 мес после закачки. Кроме анализа работы скважин на естественном режиме по отдельным участкам, был проведен анализ работы новых скважин, вводимых из бурения в 1989 г. Из анализа, систематизации и обработки этого материала были получены некоторые осредненные зависимости падения добычи нефти как для одной отдельно взятой осредненной скважины (в зависимости от времени работы на естественном режиме, который составляет не более 12–13 мес), так и в целом для всех новых скважин, предполагая, что в течение года они вводились в равном количестве ежемесячно.

Согласно предоставленным данным, дебит новой скважины к концу года её работы (12–13 мес) снижается на 80–82% от первоначального, т.е. если в первые 1–2 мес её работы он составил 10–15 т/сут, то через 12–13 мес дебит не будет превышать 2,0–2,5 т/сут.

### **Технология паротеплового воздействия**

Механизм извлечения нефти при нагнетании в пласт теплоносителя основывается на изменении свойств нефти и воды, содержащихся в пласте, в результате повышения температуры. При этом интенсивно снижается вязкость нефти, происходят её термическое расширение, испарение легких фракций и другие процессы. Всё это в совокупности способствует увеличению коэффициентов вытеснения и охвата пластов воздействием как по толщине, так и по площади залежи. Данный процесс заключается в том, что в продуктивном пласте пу-

тем распределения нагнетания теплоносителя создается линейный тепловой фронт, который, перемещаясь по направлению к рядам добывающих скважин, обеспечивает вытеснение нефти. Для многорядных систем размещения скважин предусматривается перенос нагнетания теплоносителя в добывающие ряды после прорыва пара. По завершении создания тепловой оторочки требуемых размеров проводится закачка ненагретой воды в нагнетательный ряд. Последняя, проталкивая тепловую оторочку вглубь пласта, обеспечивает дальнейшее вытеснение нефти к забоям добывающих скважин. Наличие разнопроницаемых прослоев в продуктивных коллекторах обуславливает различные размеры оторочек и различный темп нагнетания теплоносителя, обеспечивающие максимальный охват пласта тепловым воздействием. Кроме того, предусматривается проведение селективной изоляции высокопроницаемых прослоев в добывающих скважинах после прорыва по ним теплового фронта. В отдельных случаях для увеличения охвата пласта процессом воздействия могут осуществляться временные переводы добывающих скважин в нагнетательные.

Параметры теплоносителя на устье нагнетательной скважины: температура 250–300°С, давление – 4–7 МПа, темп нагнетания 6,6–7,4 т/т и объем нагнетания – 0,6–1,0 порового объема пласта, которые определяются конкретными геологическими условиями объема разработки.

Обустройство промысла ПТВ позволило начать эксплуатацию залежи с мая 1982 г. В первый период, с мая по ноябрь 1982 г., добывающие скважины эксплуатировались на естественном режиме, что привело в конце периода к снижению добычи по этому участку почти вдвое. Дебиты скважин упали с 7,0–7,5 до 3,8 т/сут, обводненность продукции составила 0,2–3,5%.

С пуском в эксплуатацию в ноябре 1982 г. парогенераторов и началом процесса паротеплового воздействия гидродинамические характеристики разрабатываемого участка улучшились: дебиты возросли, пластовое давление стабилизировалось.

Основные черты динамики процесса ПТВ наиболее полно можно проследить по

работе скважин первоочередного участка, который был пущен в эксплуатацию в мае-июне 1982 г., и где впервые на промысле ПТВ был начат процесс.

В начальный период закачка теплоносителя привела к увеличению дебита жидкости и росту обводненности продукции. Отборы нефти изменились незначительно. Реакция скважин проявилась спустя 4 месяца после начала воздействия. Дебиты скважин по нефти существенно возросли при одновременном росте дебитов жидкости. Процесс ПТВ привел не только к увеличению дебитов скважин, которые могли возрасти за счет роста пластового давления, но и к увеличению продуктивности скважин как по жидкости, так и по нефти (рис. 2). Увеличение коэффициентов продуктивности скважин могло произойти за счет снижения

вязкости нефти при повышении пластовой температуры (повышение начальной пластовой температуры на 2–3°C уже ведет к снижению вязкости пластовой нефти на 30–50 МПа\*с).

Высокий уровень отборов нефти на данном участке с высокой плотностью сетки скважин (100 x 100 м) держался в течение 4–5 мес, затем началось снижение отборов нефти при некоторой стабилизации дебита жидкости, т.е. увеличивалась обводненность продукции, которая через 11 мес после начала процесса достигла 70–75%.

Таким образом, особенностями процесса ПТВ для залежей м. Каражанбас являются быстрый прорыв конденсата пара в добывающие скважины при высокой плотности сетки (1 га/скв.) сква-

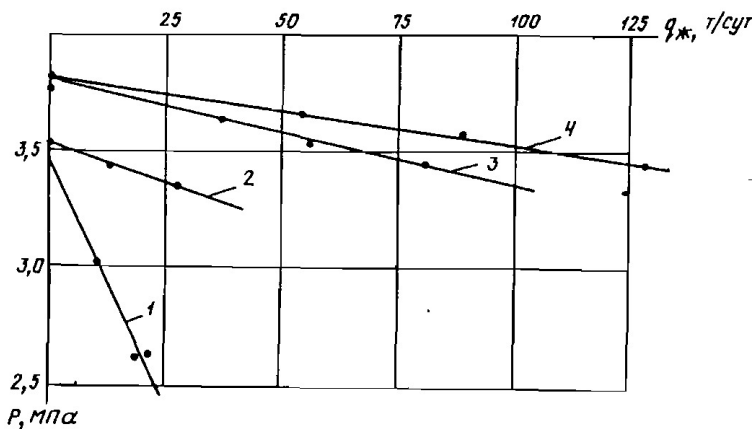


Рисунок 2. Индикаторные диаграммы по скв. 622 ПТВ

Значения  $K_{пр}$ :

$K_{пр} - 26 \text{ т}/(\text{сут} \cdot \text{МПа})$ , 1982 г., безводная нефть;

$K_{пр} - 150 \text{ т}/(\text{сут} \cdot \text{МПа})$ , 1982 г., 15% — воды;

$K_{пр} - 217 \text{ т}/(\text{сут} \cdot \text{МПа})$ , 1983 г., 72% — воды;

$K_{пр} - 375 \text{ т}/(\text{сут} \cdot \text{МПа})$ , 1983 г., 83% — воды работающей толщины пласта. Об увеличении работающей толщины пласта свидетельствуют материалы промысловых исследований методом потокометрии, которые показали рост коэффициентов охвата в целом по участку ПТВ (1985 г. — 0,36; 1986 г. — 0,33; 1987 г. — 0,38; 1988 г. — 0,4; 1989 г. — 0,34; 1990 г. — 0,51).

жин и высокий темп роста обводненности продукции добывающих скважин. За 8–10 мес непрерывной закачки теплоносителя обводненность реагирующих скважин возросла до 60% и более при начальном значении 1,0–3,5%.

Для более разреженной сетки скважин (150 x 150 и 200 x 200 м) темп роста обводненности продукции немного ниже.

Так, по скважинам блока 14п, где закачка теплоносителя начата в октябре 1987 г. и велась непрерывно в течение 39 мес (этот блок выбран как базовый для сравнения с другими модификациями паротеплового воздействия), обводненность продукции добывающих скважин возросла с 34–35 до 64–65% за время воздействия, т.е. увеличилась на 30%. Высокая обводненность

продукции скважин данного блока перед началом воздействия объясняется значительными дебитами приконтурных скважин с обводненностью до 65–80%.

Следующей особенностью является запаздывание реагирования добывающих скважин на закачку рабочего агента. Если для плотной сетки оно составляет 2–4 мес, то для более редкой – 4–5 мес.

Немаловажным фактором является неравномерное продвижение теплоносителя по площади. Как правило, только часть скважин активно реагирует на процесс закачки теплоносителя. Невысок пока и коэффициент охвата пласта по толщине закачиваемым теплоносителем и в ряде скважин не превышает 0,25–0,4, причем в большинстве случаев из-за засыпки забоя скважин песком.

На м. Каражанбас на участке ПТВ были опробованы и испытаны различные модификации данной технологии, а именно:

1. технология двухэтапного формирования тепловой оторочки (далее – ДТО) – чередование закачки пара и ненагретой воды);
2. технология полимерно-теплового воздействия на пласт;
3. технология комбинированного воздействия на пласт (пар – воздух);
4. паротепловые обработки скважин (далее – ПТОС);
5. технология гидродинамического воздействия на пласт.

#### **Технология двухэтапного формирования тепловой оторочки**

Технология предназначена для разработки крупных по запасам залежей высоковязкой нефти с целью снижения энергетических затрат при одновременном повышении (сохранении) технологической и технико-экономической эффективности процесса воздействия на пласты базовым паротепловым методом.

Технология ДТО выдержала предварительные испытания в сентябре 1987 г. и приемочные – в декабре 1987 г. Внедрение технологии начато в марте 1987 г. на блоках 6п и 7п промысла ПТВ. Предварительное же опробование проводилось еще в 1985 г., когда из-за нехватки мощностей по выработке теплоносителя

невозможно было обеспечить достаточный уровень его закачки для компенсации отборов жидкости, в результате чего происходило значительное снижение пластового давления и, как следствие, падение добычи нефти. Поэтому в мае 1985 г. оперативной группой была предложена технология чередующейся (четочной) закачки пара и холодной воды с циклом в 1 мес со средним темпом нагнетания 60–70 т/сут пара и 60–70 м<sup>3</sup>/сут воды на 1 нагнетательную скважину. Испытание данной технологии было рекомендовано на участке площадью воздействия, а также в рядах скв. 580–577, 545–542. Технология выдерживалась без каких-либо значительных изменений в течение анализируемого периода с июля 1985 г. по январь 1987 г. Анализ промышленного материала показал значительную эффективность технологии ДТО. Пластовое давление на этом участке в начале стабилизировалось на уровне 2,8 МПа, а затем росло и достигло 3,25 МПа. Увеличилась и добыча нефти. Средние дебиты нефти скважин возросли с 1,5–3,0 до 4,5–6,0 т/сут. Превышение закачиваемых объемов холодной воды над объемами пара не должно составлять 20%.

Несколько подробнее остановимся на анализе материалов испытания и внедрения данной технологии по блоку 6п. За период разработки блока на естественном режиме с июля 1984 г. было добыто 48,062 тыс. т нефти. До начала воздействия (июнь 1985 г.) скважины работали на естественном режиме. Несмотря на то, что в период с июля 1984 г. по февраль 1985 г. происходит наращивание общей добычи нефти, среднесуточные дебиты скважин этого блока падали с 22 т/сут (сентябрь 1984 г.) до 11,5–12,0 т/сут (декабрь 1984 г. – январь 1985 г.). Увеличение добычи нефти объясняется вводом новых скважин в эксплуатацию на этом участке.

С мая по август 1985 г. намечилась некоторая стабилизация в добыче нефти. Это объясняется, во-первых, форсированием отборов из добывающих скважин, во-вторых, началом введения процесса закачки теплоносителя. В этот период увеличились среднесуточные дебиты скважин при незначительной обводненности.

Несмотря на продолжающуюся непре-

рывную закачку теплоносителя в объемах 5–7 тыс. т в месяц, с сентября 1985 г. добыча нефти по блоку стала снижаться и за полтора года упала с 7,5 тыс. т (август 1985 г.) до 1,4–1,2 тыс. т (февраль – март 1987 г.) при неизменных, в принципе, объемах закачки теплоносителя (5–7 тыс. т/мес). Дебиты нефти скважин снижались, но меньшими темпами, чем при естественном режиме, и к началу испытания технологии ДТО составили 4,6–3,4 т/сут.

Несмотря на непрерывную закачку теплоносителя в начальный период, пластовое давление по блоку продолжало снижаться, только к апрелю 1986 г. стабилизировалось и оставалось до начала испытания технологии ДТО на уровне 1,8–1,9 МПа, что ниже начального пластового давления вдвое. За период непрерывной закачки теплоносителя среднее значение паронефтяного фактора составило 1,1–1,2 т/т, что значительно ниже проектного и ниже, чем на базовом участке (блок 14п). Этим, по-видимому, и объясняется снижение добычи нефти (дебитов) по блоку к течению всего периода закачки теплоносителя.

### **Технология полимерно-теплового воздействия на пласт**

Технология предназначена для применения на залежах высоковязкой нефти, содержащейся в терригенном неоднородном коллекторе. Технология обеспечивает выравнивание фильтрационных сопротивлений разнопроницаемых слоев, что положительно влияет на охват по толщине пласта воздействием, увеличивает период безводной добычи нефти, снижает темп обводнения продукции добывающих скважин и, в конечном итоге, повышает нефтеизвлечение пластов в сравнении с технологией непрерывной закачки теплоносителя до 5% без снижения интенсификации добычи нефти.

При данной технологии на начальной стадии разработки закачивают в пласт раствор полимера концентрации 0,2% в объеме, равном 3,5% объема пор разрабатываемого элемента залежи, затем пресную воду в течение 15–20 сут, образующую водную оторочку, с последующим переходом на нагнетание теплоносителя. Суммарный

объем вводимого в пласт тепла при этом уменьшается на 8–10% по сравнению с технологией ПТВ.

Испытание технологии начато в октябре 1987 г. на блоке 12п закачкой раствора полимера марки РДА–10–20 с массовым содержанием в пресной воде 0,2%. Проектный суммарный объем нагнетания для скважин горизонта Г был достигнут в конце мая 1988 г., после чего была создана буферная зона нагнетанием в течение 10 сут ненагретой воды. Всего было закачено 6200 м<sup>3</sup> ненагретой воды. С июня 1988 г. начато нагнетание теплоносителя. В период испытания в пласт нагнетали теплоноситель со средней температурой на устье скважины 220–230°С и степенью сухости 0,2–0,4, определенной при обработке термограмм. Процесс нагнетания полимера в скважину проходил без существенных осложнений со средним темпом 100–130 м<sup>3</sup>/сут и давлением 2,8–3,0 МПа. Реагирование добывающих скважин на нагнетание раствора полимера началось через 2–3 мес с начала процесса активного воздействия.

Средние дебиты нефти скважин опытного участка в течение 3–4 мес возросли с 1,7–1,6 до 4,5–5,0 т/сут при некотором росте обводненности.

В результате закачки раствора полимера повысилось пластовое давление. Если перед началом нагнетания оно было равно 2,3 МПа, то уже в марте – апреле 1988 г., т.е. через 6–7 мес, оно достигло 3,4 МПа.

Анализ промыслового материала по испытанию и внедрению технологии полимерно-теплового воздействия на опытном участке показал высокую технологическую и экономическую эффективность данной технологии. Дополнительная добыча нефти составила более 71,4 тыс. т.

### **Технология комбинированного воздействия на пласт (нагнетание теплоносителя и окислителя)**

Технология предназначена для увеличения добычи высоковязкой нефти в слоисто-неоднородных коллекторах терригенного типа.

Целью её является повышение технико-экономических показателей термической добычи высоковязкой нефти путем

внутрипластового перехода горячей воды в пар за счет подачи в предварительно разогретый теплоносителем пласт кислорода воздуха и повышение конечной нефтеотдачи. Цель достигается путем создания первичной тепловой оторочки с помощью горячей воды (70–200°C) или теплоносителя высоких термодинамических параметров, циклично ненагретой воды с последующим нагнетанием водовоздушной смеси.

На начальном этапе технологии создается первичная тепловая оторочка при темпе нагнетания рабочих агентов 6–7 т/сут на 1 м нефтенасыщенной толщины пласта. Продолжительность этого этапа не должна превышать 30–40% продолжительности проектного этапа создания тепловой оторочки.

При завершении начального этапа переходят ко второму этапу процесса – наращиванию тепловой оторочки путем нагнетания в пласт воздуха и нагретой воды. Темп нагнетания воздуха – 1,0–1,2 тыс. м<sup>3</sup>/сут на 1 м нефтенасыщенной толщины пласта. Продолжительность этого этапа равна 50–70 сут, водовоздушное отношение должно составлять 0,006–0,015 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>. После цикла нагнетания водовоздушной смеси в течение 25–35 сут в пласт нагнетается теплоноситель высоких термодинамических параметров. Циклы нагнетания водовоздушной смеси и теплоносителя высоких параметров повторяются многократно до завершения создания тепловой оторочки проектных размеров, после чего проводится перемещение её по пласту ненагретой воды до завершения разработки участка.

Испытания технологии проводили на опытном участке промысла ПТВ, включающем в себя нагнетательные скв. 593 и 623 (пласт Б), скв. 605 и 618 (пласт Г) и 17 добывающих скважин.

Скважины опытного участка пласта Б эксплуатируются с 1988–1989 г. Нагнетание теплоносителя начато в 1988 г., средний темп нагнетания составил 90 т/сут. Создание первичной тепловой оторочки продолжалось с 1988 г. до мая 1990 г. В период нагнетания пара средний дебит нефти скважины составил в 1988 г. 3,2 т/сут, в 1989 г. – 1,9 т/сут при обводненности 40–80%. В мае 1990 г. осуществлен переход на нагнетание воздуха с теплоно-

сителем. По данным станции контроля за температурой установлено, что температура на забое скв. 593 в период нагнетания пара составляла около 200°C. После проведения цикла нагнетания воздуха на забое зафиксирована температура около 280°C, что свидетельствует о наличии в призабойной зоне окислительных реакций. Анализы газов горения показали низкотемпературный характер окислительных реакций в пласте. Содержание углекислого газа не превышало 8–10%, содержание кислорода – до 10%. Отмечены прорывы воздуха к забоям добывающих скважин. За период проведения предварительных испытаний происходило постепенное падение добычи и средних дебитов скважин с 3 т/сут в 1988 г. до 1,1 т/сут в 1991 г.

Скважины опытного участка пласта Г эксплуатируются с 1983 г. Участок находится на средней стадии разработки. В течение периода 1983–1987 гг. (в связи с нехваткой мощностей по выработке теплоносителя) в скв. 605 и 618 осуществлялось нагнетание теплоносителя циклично с ненагретой водой. За анализируемый период испытания комбинированной технологии (1988–1991 гг.) добыча нефти упала с 21,5 тыс. т в 1988 г. до 5,5 тыс. т в 1990 г., дебиты скважин снизились с 6,8 до 1,9 т/сут при росте обводненности с 67,5 до 82%. Переход на нагнетание водовоздушной смеси не привел к существенному росту добычи нефти. В добывающих скважинах отмечены прорывы газов с содержанием кислорода до 10% и низким содержанием углекислого газа (до 6–10%). В период нагнетания водовоздушной смеси водовоздушное отношение составило 0,0135 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>.

При переходе от нагнетания пара к нагнетанию воздуха на этапе охлаждения нагнетательных скважин происходит сильное пескопроявление, что приводит к частым ремонтам скважин по промывке песчаных пробок.

Предварительные испытания технологического процесса «Комбинированное (теплоносителем и окислителем) воздействие на пласт» в конкретных геолого-физических условиях не подтвердили его предполагаемый эффект. Технология не была рекомендована к внедрению. В случае проведения испытаний технологии комбинированного воздействия на других месторождениях от-

расли необходимо учитывать неэффективность её применения в условиях сильной расчлененности и значительной неоднородности пластов по проницаемости, что является причиной быстрых прорывов конденсата к забоям добывающих скважин и предпосылкой к прорывам воздуха по промытым пропласткам.

### Технология ПТОС

Сущность ПТОС заключается в следующем: пар, имеющий температуру насыщения и влажность около 70% (зависит, главным образом, от глубины пласта), поступает в течение 10–60 сут в пласт. Затем закачка прекращается, скважина в течение некоторого периода «пропитки» простаивает для перераспределения флюидов в призабойной зоне и снижения температуры до уровня приемлемого для работы глубинного насоса, после чего скважина переводится в режим добычи.

На м. Каражанбас ПТОС проводили на скважинах промысла ПТЕ, по стягивающим скважинам паронагнетательных рядов с целью форсирования отборов из этих скважин для выравнивания линии нагнетания вдоль паронагнетательного ряда. Для проведения ПТОС на стягивающих скважинах использовался стационарный, подведенный к этим скважинам паропровод. По скважинам же добывающих рядов использовали мобильный паропровод, который подключали к ближайшему действующему паропроводу.

В зависимости от геолого-промысловых характеристик скважин объемы закачки теплоносителя изменялись от 500–700 до 1500 т и более со следующими параметрами: сухость – 0,2–0,3, температура – 200–230°C на устье скважины.

К настоящему времени на месторождении проведено более 30 скважино-обработок. Анализ промыслового материала показал высокую технологическую эффективность ПТОС. Период эффективной работы скважин составил от 60–70 до 150–200 сут, а дополнительная добыча в некоторых скважинах достигала 2 тыс. т.

Испытание технологии парогазотепловой обработки скважин (далее – ПГТОС) было проведено на ряде скважин как про-

мысла ВВГ, так и промысла ПТВ. Закачка парагаза проводилась с использованием установок УМПГ-10/16 «Дракон». Как показали испытания, проведенные ПГТОС, положительных результатов пока не дали, т.е. при существующей технике и применяемом оборудовании данная технология неприемлема, экономически и технологически неэффективна. Надежность и работоспособность установки УМПГ-10/16 «Дракон» для условий м. Каражанбас низкие.

### Выводы

На основе исторического анализа проведенных на месторождении Каражанбас паротепловых воздействий можно сделать следующие выводы:

1. Изучение тепловых свойств продуктивных отложений Каражанбасского месторождения проводилось в основном на слабосцементированных и рыхлых породах методом регулярного режима первого ряда.

2. В начальный период закачка теплоносителя привела к резкому увеличению дебита жидкости, обводненность продукции начала расти. Отборы нефти изменились незначительно. Реакция скважин проявилась спустя 4 мес после начала воздействия. Дебиты скважин по нефти существенно возросли при одновременном росте дебитов жидкости.

3. Особенности процесса ПТВ для залежей месторождения Каражанбас являются быстрый прорыв конденсата пара в добывающие скважины при высокой плотности сетки (1 га/скв.) скважин и высоком темпе роста обводненности продукции добывающих скважин. За 8–10 мес непрерывной закачки теплоносителя обводненность реагирующих скважин возросла до 60% и более при начальном значении 1,0–3,5%.

На м. Каражанбас проводилась и технология двухэтапного формирования тепловой оторочки. Данная технология также влияет на пластовое давление довольно медленно: по данным отчетов, давление стабилизировалось через 1 год. после закачки при паронефтяном факторе 1,1–1,2 т/т.

Испытание технологии начато в октябре 1987 г. на блоке 12п закачкой раствора

полимера марки РДА–10–20 с массовым содержанием в пресной воде 0,2%. Проектный суммарный объем нагнетания для скважин горизонта Г был достигнут в конце мая 1988 г., после чего была создана буферная зона нагнетанием в течение 10 сут ненагретой воды. Всего было закачено 6200 м<sup>3</sup> не нагретой воды. Промысловые анализы показали высокую результативность данной технологии.

Из-за высокого пескопроявления техно-

логия комбинированного воздействия была рекомендована как малоэффективная.

Представлены краткая геологическая характеристика месторождения, физико-химические свойства флюида, анализ работы скважин на естественном режиме. Дан анализ применяемых и испытываемых технологий внутрислоевого горения и паротеплового воздействия с различными их модификациями.

### Список использованной литературы

1. Найбаков Н.К., Гарушев А.Р. Тепловые методы разработки нефтяных месторождений. – М., Недра, 1988, 79 с. // Najbakov N.K., Garushev A.R. Teplovye metody razrabotki neftyanyh mestorozhdenii [Thermal methods for the development of oil fields]. – Moscow, Nedra, 1988, 79 p.
2. Бурже Ж., Сурио П., Камбарну М. Термические методы повышения нефтеотдачи пластов. – М., Недра, 1988, 116 с. // Burzhe Zh., Surio P., Kambarnu M. Termicheskie metody povysheniya nefteotdachi plastov [Thermal methods for the enhanced reservoir recovery]. – Moscow, Nedra, 1988, 116 p.
3. Салимгереев М.Ж., Червяков Н.Н., Симонов В.Л., Тулешов К.Т. Внедрение технологии влажного внутрислоевого горения на месторождении Каражанбас. – Экспрессинформ, ВНИИОЭНГ. Сер. «Разработка нефтяных месторождений и методы повышения нефтеотдачи», М., 1991, № 10, с. 23–30. // Salimgereev M.Zh., Chervyakov N.N., Simonov V.L., Tuleshov K.T. Vnedrenie tekhnologii vlazhnogo vnutriplastovogo gorenii na mestorozhdenii Karazhanbas [Implementation of wet in-situ combustion technology at the Karazhanbas field]. – Ekspresinform, VNIIOENG. Ser. «Razrabotka neftyanyh mestorozhdenii i metody povysheniya nefteotdachi» [«Development of oil fields and methods of enhanced oil recovery»], Moscow, 1991, № 10, pp. 23–30.
4. Иванов В.А., Киинов Л.К., Козловский А.Г., Червяков Н.Н. Динамика дебитов скважин на месторождении Каражанбас при разработке на естественном режиме. – ВНИИОЭНГ, Сер. «Вопросы совершенствования технологии и технических средств при термических методах добычи нефти», М., 1987, с. 4–6. // Ivanov V.A., Kiinov L.K., Kozlovskii A.G., Chervyakov N.N. Dinamika debitov skvazhin na mestorozhdenii Karazhanbas pri razrabotke na estestvennom rezhime [Dynamics of well flow rates at the Karazhanbas field during natural recovery drive]. – VNIIOENG, Ser. «Voprosy sovershenstvovaniya tekhnologii i tekhnicheskikh sredstv pri termicheskikh metodah dobychi nefiti» [“Issues of improving technology and technical means for thermal methods of oil production”], Moscow, 1987, pp. 4–6.
5. Исследование физико-химии внутрислоевого горения. Отчет о научно-исследовательской работе по теме ХД–I–88. Руководитель А.А. Сагындыков. – Алма-Ата, КМНТЦ, 1990. // Issledovanie fiziko-himii vnutriplastovogo gorenii. Otchet o nauchno-issledovatel'skoi rabote po teme HD–I–88 [Study of the physico-chemistry of in-situ combustion. Report on research work on the XD-I-88 topic]. Rukovoditel' A.A. Sagyndykov. – Alma-Ata, KMNTC, 1990.

## ҚАРАЖАНБАС КЕН-ОРНЫНДАҒЫ БУ-ЖЫЛУ ӘДІСІНІҢ ӘСЕРІН ТАЛДАУ

А. Қожаш

*Бұл мақалада Бозашы түбегінде (Батыс Қазақстан) орналасқан Қаражанбас кен-орнындағы юра-бор өнімді қабаты геологиялық құрылымының негізгі*



ерекшеліктері мен өткен ғасырдың 80-жылдарынан бастап кен-орнында қолданылып келетін қабаттардың мұнай бергіштігін арттыруға арналған термикалық әдістер мен олардың модификацияларының тиімділігі сипатталған. Жылу жолақтары әдісімен қабатқа бу-термикалық әсерді қолдану бірқатар ұңғымаларда жылытылмаған суды айдауға, буды басқа ұңғымаларға айдау арқылы бу-термикалық әсермен қабаттың көп бөлігін қамтуымен қатар, суық суды айдау кезінде жылу жолақтарының қозғалысын күшейтуге мүмкіндік береді. Нәтижесінде, жылу жолақтары әдісін қолданып, буды айдау жылдамдығын арттырған жағдайда, бу-мұнай факторының мәні, буды үздіксіз баяу айдағанға қарағанда бірнеше есе азайтуына әсер етуі мүмкін.

Бу-термикалық әсерді қолдану мұнайдың бастапқы баланстық қорларының мұнай бергіштігін 35-45 %-ға арттыруға мүмкіндік береді. Жаңа жабдықтар мен технологияларды тестілеу және енгізу, сондай-ақ тұтқырлығы жоғары мұнайды игерудің әлемдік тәжірибесін зерделеу қазіргі уақытта Қаражанбас кен орнын игеру бағытында өзекті тақырып болып табылады.

Түйін-сөздер: ұңғыма, мұнай өндіру, тұтқырлығы жоғары мұнай, термикалық әдістер, қабат-іші жану, бу-термикалық өңдеу, термогравитациялық дренаждау, мұнай өсімділігі

## ANALYSIS OF THE STEAM-THERMAL TREATMENT AT THE KARAZHANBAS FIELD

A. Kozhash

*The article describes the main features of the geological structure of the Jurassic-Cretaceous productive strata of the Karazhanbas field, located on the Buzachi Peninsula (Western Kazakhstan), and the effectiveness of thermal methods and their modifications to enhance oil recovery, which have been used in the field since the 80s of the last century. The use of thermal steam stimulation in the form of thermal slugs allows not only to cover most of the formation with thermal steam stimulation by switching to unheated water injection in a number of wells and transferring steam injection to other wells, but also to intensify the movement of the thermal slug in the formation during the cold water injection process. As a result, the steam-oil ratio when using thermal rims and increasing the steam injection rate can be several times less than with continuous slow steam injection. The use of thermal steam treatment allows increasing oil recovery by 35–45% of the initial balance oil reserves. Testing and implementation of new equipment and technology, as well as the study of world experience in the development of high-viscosity oil are currently relevant for the development of the Karazhanbas field.*

*Key words: well, oil production, high-viscosity oil, thermal methods, in-situ combustion, thermal steam treatment, thermogravitational drainage, oil increment*

### Информация об авторе

Кожаш Айдын Сырымұлы – геолог по бурению АО «Қаражанбасмұнай», a\_kozhash@kbm.kz.

АО «Қаражанбасмұнай», г. Ақтау, Қазақстан

УДК 622.276

## ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ ПАРОЦИКЛИЧЕСКОЙ ОБРАБОТКИ СКВАЖИН С ВЫСОКОВЯЗКОЙ НЕФТЬЮ НА ПРИМЕРЕ ГИДРОДИНАМИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ УЧАСТКА МОЛДАБЕК ВОСТОЧНЫЙ МЕСТОРОЖДЕНИЯ КЕНБАЙ

А.Т. Жолдыбаева, В.В. Шишкин, В.З. Хажитов, А.Б. Ниязбаева,  
Д.А. Сидоров, А.Т. Курманкулов

*Высоковязкие нефти относятся к трудноизвлекаемым запасам углеводородов, которые отличаются от традиционных повышенной вязкостью в естественных условиях. Разработка месторождений с высоковязкой нефтью является актуальной задачей инженеров нефтегазовой отрасли не только в Казахстане, но и во всем мире. Настоящая статья посвящена оценке эффективности известных в нефтегазовой отрасли технологий, направленных на интенсификацию добычи и увеличение нефтеотдачи на месторождениях с трудноизвлекаемыми запасами. Один из видов подобных технологий – это термическое воздействие на залежи. В данной работе рассматривается возможность применения технологии пароциклической обработки скважин. Оценка пароциклической обработки скважин проведена с помощью 3D геолого-гидродинамической модели на примере участка Молдабек Восточный месторождения Кенбай. В результате моделирования проведен анализ текущего состояния разработки, выполнена адаптация гидродинамической модели на историю добычи и произведен расчет прогнозных показателей разработки для различных вариантов.*

*Ключевые слова: высоковязкие нефти, тепловые методы разработки, закачка пара, пароциклическая обработка скважин.*

### **Анализ текущего состояния разработки уч. Молдабек Восточный месторождения Кенбай**

Около половины всех работающих скважин уч. Молдабек Восточный приходится на объекты М-I и М-II. В настоящее время уровни добычи нефти и жидкости значительно отстают от проектных. В 2019 г. фактические уровни добычи нефти по I объекту (горизонт М-I) составили 16,6 тыс. т, по II объекту (горизонт М-II) – 29,7 тыс. т, что ниже проектных на 38 и 18% соответственно. Неподтверждение продуктивности добывающих скважин и дебитов нефти, которые значительно ниже проектных, обусловлено более сложными горно-геологическими условиями залегания и высокой вязкостью нефти, содержащейся в меловых горизонтах.

В табл. 1 приведены исходные геолого-физические характеристики меловых объектов уч. Молдабек Восточный.

Результаты эксплуатации скважин указывают на слабую эффективность традиционных способов воздействия на объекты М-I и М-II, в которых сосредоточено наибольшее количество геологических запасов нефти всего месторождения, составляющее порядка 63%. В 2019 г. суммарно из объектов М-I и М-II было добыто 46,3 тыс. т нефти, что составляет 15% от всей добытой нефти. За весь период разработки удельный отбор нефти на скважину для объекта М-I является самым минимальным и составляет 1,8 тыс. т; для объекта М-II аналогичный показатель оценивается в 3,4 тыс. т. Наблюдается высокий уровень обводнения действующего

**Таблица 1. Исходные геолого-физические характеристики меловых объектов уч. Молдабек Восточный**

Объекты	М-I	М-II
Средняя глубина залегания, м	277	285
Тип залежи	пластовые, тектонически экранированные	
Тип коллектора	терригенный	
Режим разработки	площадное заводнение	
Система размещения скважин	девятиточечная на основе квадратной сетки	
Коэффициент охвата процессом вытеснения, д. ед.	0,799	0,799
Соотношение скважин в элементе, доб/нагн.	3/1	3/1
Площадь нефтегазонасыщенности, тыс. м <sup>2</sup>	16219	5094
Средняя нефтенасыщенная толщина, м	9,8	10,2
Пористость по керну, д. ед.	0,34	0,35
Пористость по ГИС, д. ед.	0,34	0,35
Средняя нефтенасыщенность, д. ед.	0,7	0,75
Проницаемость, мкм <sup>2</sup> (по ГДИС)	0,751	0,799
Коэффициент песчаности, д. ед.	0,235	0,65
Коэффициент расчлененности, д. ед.	2,38	2,3
Начальная пластовая температура, °С	23,9	25
Начальное пластовое давление, МПа	2,56	2,6
Текущее пластовое давление, МПа	1,8	2,4
Средняя продуктивность, м <sup>3</sup> /сут*МПа	4,84	16,9
Средняя приемистость, м <sup>3</sup> /сут	24,3	31,8
Вязкость нефти в пластовых усл., МПа*с	377,6	246,6
Плотность нефти в пластовых услов., кг/м <sup>3</sup>	889	889
Плотность нефти в поверхност. услов., кг/м <sup>3</sup>	918,2	908,3
Объемный коэффициент нефти, д. ед.	1,035	1,023
Содержание в нефти серы, %	0,4	0,3
Содержание в нефти парафина, %	0,8	0,5
Давление насыщения нефти газом, МПа	1,29	1,6
Вязкость воды, МПа*с	1,01	

фонда скважин: к концу 2019 г. обводненность по скважинам объекта М-I и М-II увеличилась до 85,7 и 85,8% соответственно. Таким образом, специалисты нефтегазового сектора, занимающиеся разработкой данного месторождения, столкнулись со сложностью добычи высоковязких нефтей (далее – ВВН) и недостижением КИН при разработке традиционными методами. В

связи с этим встает задача поиска оптимальной технологии, применимой в условиях м. Кенбай

**Оценка термических воздействий на залежи высоковязкой нефти посредством секторной 3D гидродинамической модели уч. Молдабек Восточный**

### месторождения Кенбай

В рамках оценки эффективности одной из технологий термического воздействия на залежи ВВН построена термическая секторная 3D геолого-гидродинамическая модель западной части объекта М-1 уч. Молдабек Восточный м. Кенбай (рис. 1).

Секторная 3D гидродинамическая модель уч. Молдабек Восточный м. Кенбай

(далее – ГДМ) построена в ПО Petrel компании Schlumberger. Описание секторной ГДМ представлено в табл. 2.

На основе адаптированной ГДМ (рис. 2) рассчитаны технологические показатели разработки месторождения с применением технологии пароциклической обработки скважин (далее – ПЦОС) с температурой 250°C, сухостью пара 0,5.

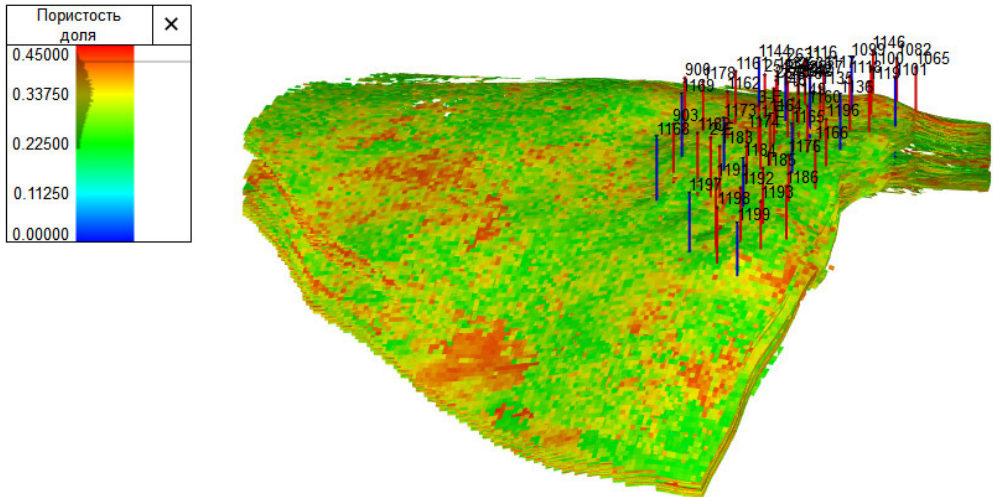


Рисунок 1. 3D куб пористости секторной модели месторождения Кенбай

Таблица 2. Описание секторной 3D гидродинамической модели

Наименование	Параметры ГДМ
Размер	143 x 127 x 201
ИТОГО ячеек	3650361
Активных ячеек	2476283
Размер ячеек, м	30 x 30 x 0.5
Тип модели	Композиционная

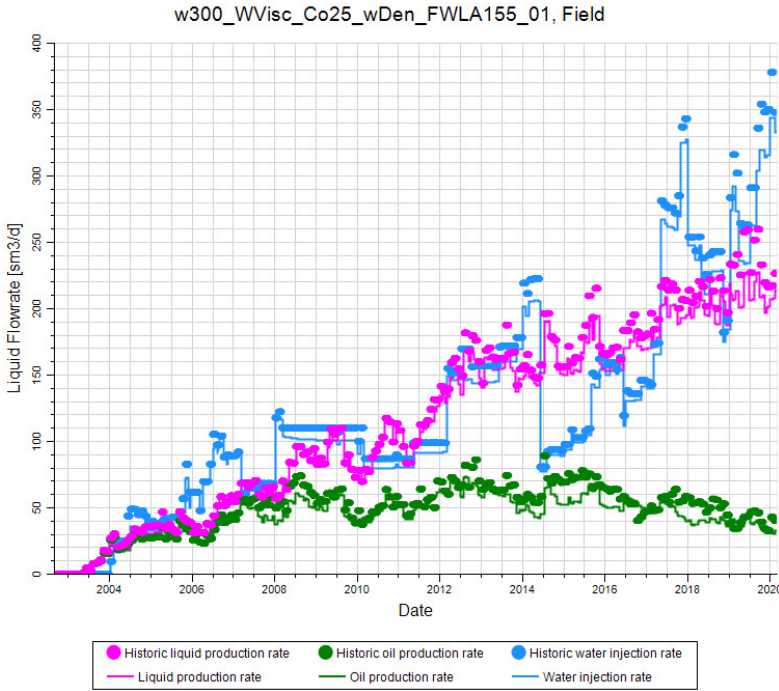
Посредством симулятора Eclipse 300 и ПО Intersect был произведен расчет прогнозных вариантов на построенной модели с применением технологии ПЦОС на участке с 8 скв. (№1134, 2536, 2537, 2542, 2544, 2545, 2546, 2631).

Схема расположения скважин пред-

ставлена на рис. 3.

Оценка технологии ПЦОС была произведена в 2 этапа. На первом этапе было рассчитано 8 прогнозных вариантов посредством симулятора Eclipse 300 без учета эффекта набухания глин (табл. 3).

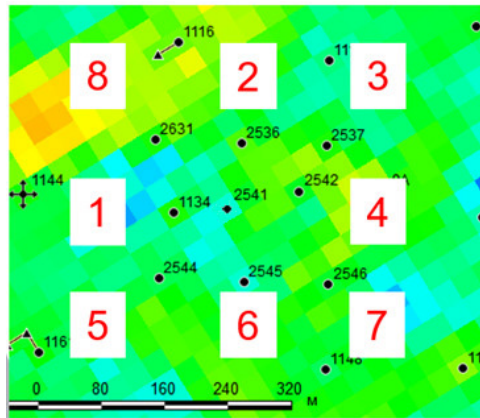
Прогнозные кейсы сформированы та-



**Рисунок 2. Качество адаптации на историю добычи**

ким образом, чтобы провести анализ чувствительности модели к следующим параметрам технологии ПЦОС: сухость пара, период закачки, период добычи. За базовый вариант принят вариант 1 с последовательным переводом добывающих скважин под закачку пара в течение 14 дней, далее

3 дня пропитки, после чего обратный перевод в добычу. Период добычи определен таким образом, чтобы 1 скв. вновь была переведена под закачку пара, когда все 8 отработают и закончится первый цикл. Также определен период добычи в 123 дня. Температура закачки пара во всех вариан-



**Рисунок 3. Схема расположения скважин**

**Таблица 3. Описание прогнозных вариантов без учета набухания глин**

Вариант	Включение скважин	Период закачки	Период пропитки	Период добычи	Сухость пара	Температура пара, °С
1	последовательное	14	3	123	0,9	300
2	последовательное	7	3	123	0,9	300
3	последовательное	28	3	123	0,9	300
4	последовательное	14	3	25	0,9	300
5	параллельное	14	3	25	0,9	300
6	параллельное	14	3	39	0,9	300
7	последовательное	14	3	123	0,5	300
8	параллельное	25	3	28	0,9	300

тах составляет 300°С, сухость пара составляет 0,9.

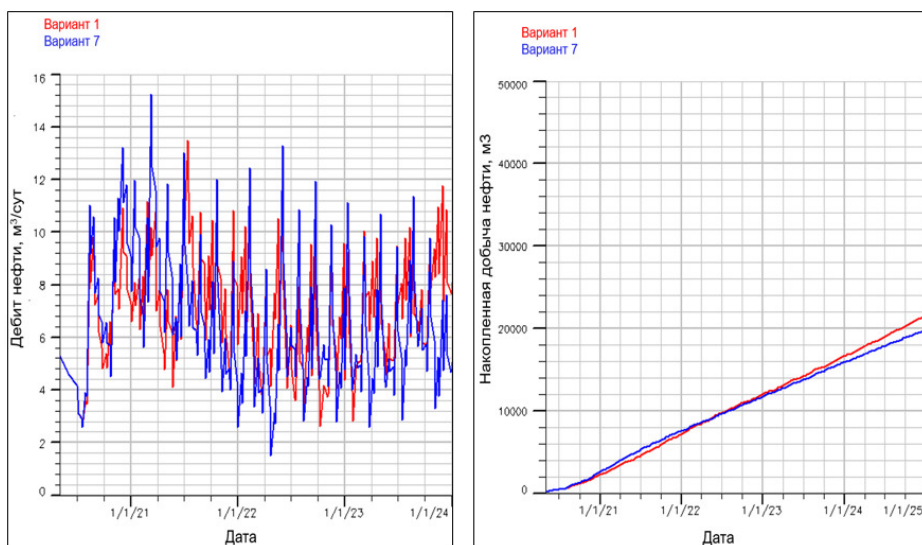
#### Анализ чувствительности к сухости пара

Для проведения анализа чувствительности к сухости пара были рассчитаны 2 прогнозных варианта. В базовом варианте сухость пара составляет 0,9, что описывает идеальное качество пара. В 7 варианте сухость пара составляет 0,5. В двух последних вариантах параметры по периодам закачки, пропитки и добычи одинаковые. Результаты моделирования по группе скважин представлены на рис. 4.

Как видно из рис. 4, при уменьшении сухости пара с 0,9 на 0,5 уменьшение накопленной добычи нефти составляет около 10% за 5 лет, что доказывает незначительное влияние сухости пара на результаты прогноза.

#### Анализ чувствительности к периоду закачки

Для проведения анализа чувствительности к периоду закачки было рассчитано 3 прогнозных варианта: базовый вариант, вариант 2 и вариант 3. В трех вариантах температура пара, сухость пара, период пропитки, период добычи одинаковые. Пе-



**Рисунок 4. Результаты анализа чувствительности к сухости пара**

риод закачки варьирует от 7 до 28 дней. Результаты моделирования по группе скважин представлены на рис. 5.

Как видно из рисунка, наибольшая накопленная добыча приходится на вариант 3, где период закачки равняется 28 дням.

### Анализ чувствительности к периоду добычи

Для проведения анализа чувствитель-

ности к периоду добычи было рассчитано 4 прогнозных варианта: базовый вариант, вариант 4, вариант 5 и вариант 6. В четырех вариантах температура пара, сухость пара, период пропитки, период закачки приняты одинаковыми. Период добычи варьирует от 25 до 123 дней. При этом в вариантах 1 и 4 предусматривается последовательное включение скважин под закачку, в вариантах 5 и 6 – параллельное включение. При параллельном включении парный поря-

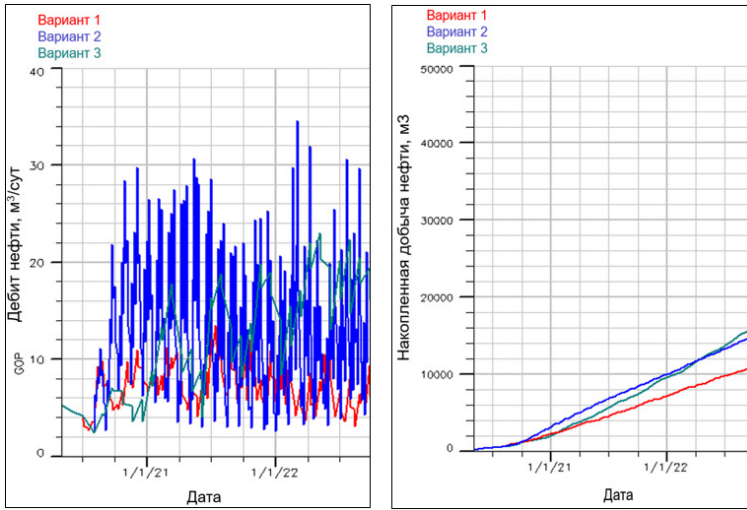


Рисунок 5. Результаты анализа чувствительности к периоду закачки пара

док запуска скважин происходит согласно рис. 6.

Результаты моделирования по группе скважин представлены на рис. 7.

Как видно из рис. 7, наибольшая накопленная добыча нефти приходится на вариант 5, где скважины переводятся под закачку параллельно, при этом период до-

бычи составляет 25 дней.

По результатам моделирования этапа 1 и проведенного анализа чувствительности рекомендуется парное включение скважин под закачку пара с периодом закачки и добычи около 1 мес и периодом пропитки 3 дня. В этой связи был проведен расчет 8 варианта применения технологии ПЦОС,

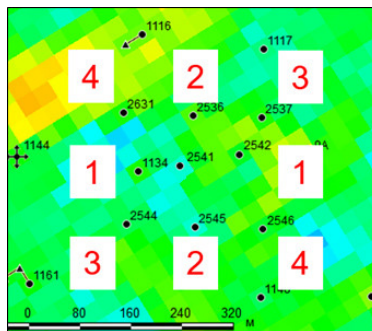
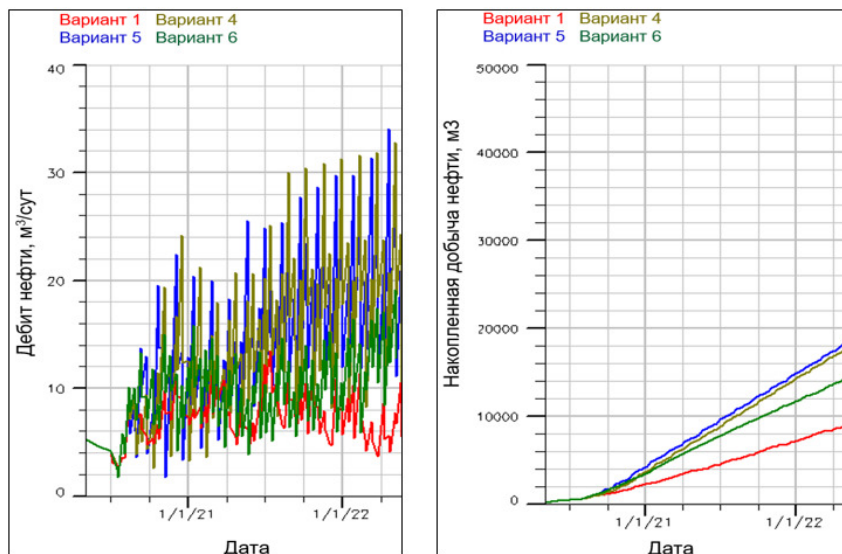


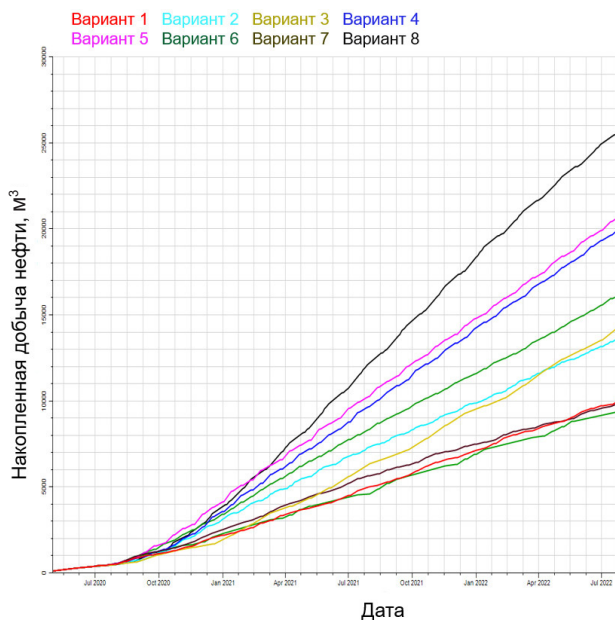
Рисунок 6. Параллельное включение скважин



**Рисунок 7. Результаты анализа чувствительности к периоду добычи**

параметры которого в ходе анализа были определены наилучшими для технологии ПЦОС на первом этапе моделирования. Сравнительный анализ по всем вариантам представлен в виде графика зависимости накопленной добычи нефти от времени на рис. 8.

Исходя из анализа чувствительности, на втором этапе, посредством ПО Intersect было рассчитано 5 прогнозных вариантов технологии ПЦОС на обновленной модели с учетом эффекта набухания глин. Результаты лабораторных исследований зерна на предмет набухания пластовых глин при



**Рисунок 8. Сравнительный анализ накопленной добычи нефти по вариантам этапа 1**



различной минерализации представлены в табл. 4.

По данным исследований была выведена зависимость изменения проницаемости от минерализации закачиваемого агента (рис. 9).

Отслеживание концентрации пресной воды в обновленной ГДМ реализовано

посредством моделирования трассера. Алгоритм изменения проницаемости от минерализации закачиваемого агента реализован в скрипте посредством влияния трассера на проницаемость. Результаты моделирования относительного изменения проницаемости от концентрации трассера представлены на рис. 10.

**Таблица 4. Лабораторные исследования влияния минерализации на проницаемость**

Наименование	Значение							
	Данные по керну (модель образца)							
№ модели образцов	4№3	1№7	1№4	5№5	5№2	5№6	6№1	5№8
№ скв.	2657	2657	2657	2657	2657	2657	2657	2657
Интервал, м	224,45 (M-I)	197,8 (M-I)	197,2 (M-I)	237,7 (M-II)	236,95 (M-II)	237,95 (M-II)	240,1 (M-II)	238,4 (M-II)
Длина, см	5,20	4,99	4,86	5,21	5,30	5,16	5,44	5,24
Диаметр, см	3,82	3,82	3,82	3,82	3,82	3,82	3,82	3,82
S поперечного сечения, см <sup>2</sup>	11,46	11,46	11,46	11,46	11,46	11,46	11,46	11,46
Поровый объем, см <sup>3</sup>	21,45	19,73	18,22	22,38	20,41	21,88	24,30	20,35
Пористость, %	36,00	34,50	32,70	37,50	33,70	36,90	39,10	39,10
Проницаемость по газу, мД	518,00	572,00	232,00	2060,00	1350,00	1580,00	3630,00	5050,00
Общая минер. пластовой воды, мг/л	115702	115702	115702	115702	115702	115702	115702	115702
Общая минер. дистил. воды, мг/л	0,00	0,00	0,00	0,00	-	-	-	-
Общая минер. воды водоз. скв. 8П, мг/л	-	-	-	-	4920,00	4920,00	4920,00	4920,00
<b>Соотношение вод, %</b>	<b>Проницаемость по воде</b>							
100% пластовая вода	323,2	112,5	49,8	407,1	332,5	396,1	643,7	712,9
75–25%	277,1	109,3	44,0	443,2	190,7	288,1	573,9	719,1
50–50%	228,3	105,2	36,4	396,3	242,3	247,2	581,7	620,7
25–75%	197,0	96,0	27,1	285,4	214,0	207,0	470,4	579,5
100% дистил.(водозаборной скв.) вода	11,2	10,2	2,2	8,2	184,9	61,7	485,6	256,7
% снижение проницаемости при 100% дистил. или водоз. воды	97%	91%	96%	98%	44%	84%	25%	64%

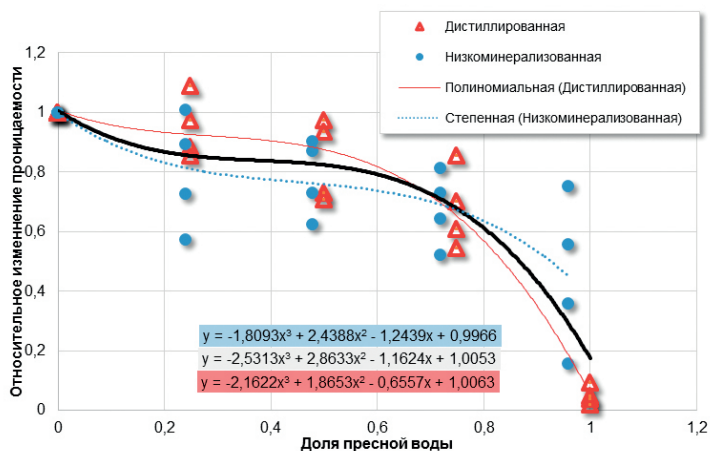
Причинами миграции E300 в Intersect послужили два основных фактора:

1. отсутствие возможности реализации влияния минерализации закачиваемого

агента на проницаемость коллектора в E300;

2. скорость расчётов.

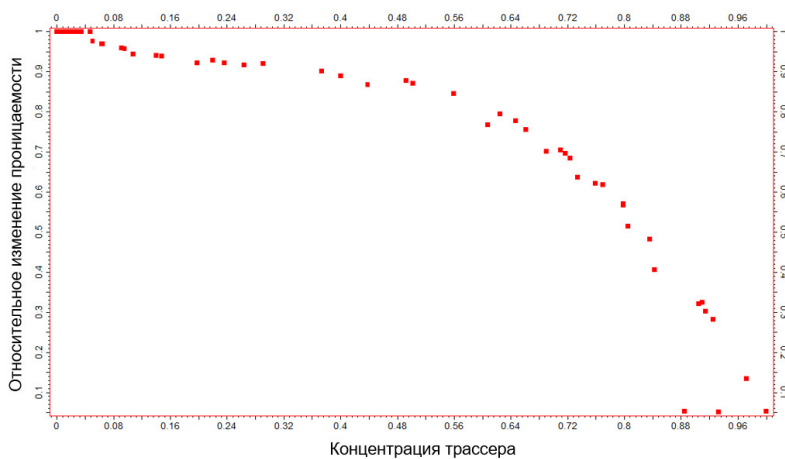
Таким образом, моделирование глин



**Рисунок 9. Результаты лабораторных исследований на предмет изменения проницаемости от минерализации**

было реализовано в ПО Intersect посредством языка программирования Python. Для реализации данного проекта модель E300 сконвертирована в Intersect с помощью ПО Migrator компании Schlumberger. В ПО Intersect была проведена дополнитель-

ная настройка конечных точек. После чего рассчитан и проанализирован базовый кейс обновленной модели для контроля качества миграции. По результатам проверки миграция прошла успешно и результаты моделирования представлены на рис. 11.



**Рисунок 10. Результаты моделирования относительного изменения проницаемости от концентрации трассера**

При этом время симуляции в ПО Intersect было сокращено почти в 19 раз.

Необходимо отметить, что на этапе 1 сухость пара и температура заданы как идеальные условия технологии, на этапе 2 данные параметры уточнены по опыту

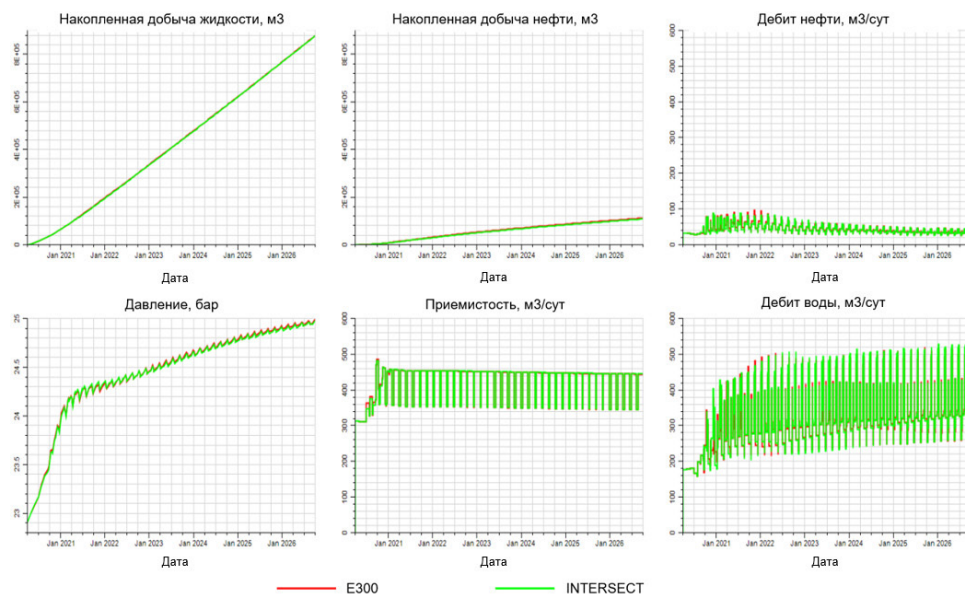
применения технологии на аналогичном месторождении и представлены в табл. 5.

Результаты моделирования этапа 2 по группе скважин, где применяется ПЦОС, представлены на рис. 12.

Как видно из рис. 12, наибольшая на-

копленная добыча нефти приходится на вариант 2, где скважины переводятся под закачку параллельно, при этом период до-

бычи составляет 39 дней, период закачки – 14 дней, сухость пара – 0,5, температура пара – 250°С.



**Рисунок 11. Сравнение результатов моделирования в E300 и Intersect**

Для оценки влияния эффекта набухания глин произведен пересчёт наилучших вариантов двух этапов на аналогичные условия. Таким образом, наилучшие варианты этапов 2 и 3 рассчитаны без учета

набухания глин с сухостью пара 0,5 и температурой 250°С.

По результатам сравнительного анализа имеется значительное уменьшение объемов добычи при моделировании эффекта

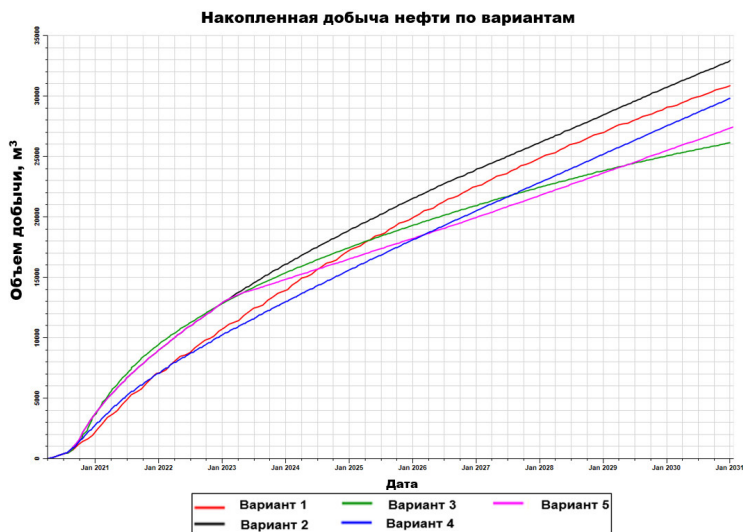
**Таблица 5. Параметры ПЦОС этапа 2 по вариантам**

Вариант	Включение скважин	Период закачки	Период пропитки	Период добычи	Сухость пара	Температура пара
Вариант 1	последовательное	14	3	123	0,5	250
Вариант 2	параллельное	14	3	39	0,5	250
Вариант 3	параллельное	25	3	28	0,5	250
Вариант 4	параллельное	3	3	39	0,5	250
Вариант 5	параллельное	14	3	78	0,5	250

набухания глин (рис. 13).

Согласно полученным результатам сравнительного анализа двух наилучших

вариантов с применением эффекта набухания глин и без вытекает, что чем больше период закачки пара, тем меньший объем



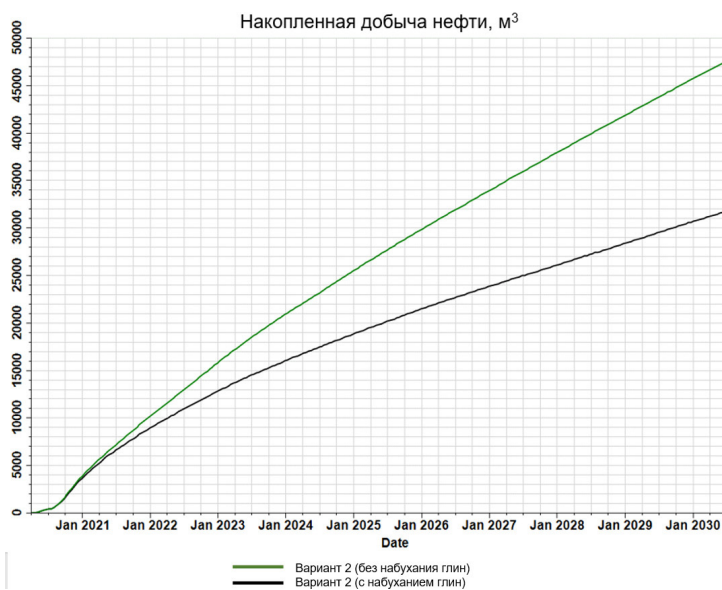
**Рисунок 12. Накопленная добыча нефти по вариантам по группе скважин ПЦОС**

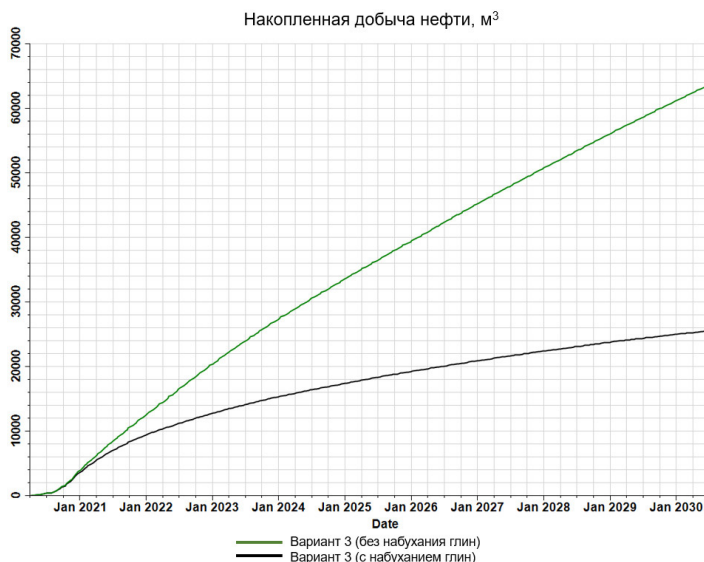
добычи получаем. В варианте 2 период закачки пара составляет 14 дней, в варианте 3 период закачки составляет 25 дней.

Так как по данным лабораторных исследований на уч. Молдабек Восточный м. Кенбай выявлено влияние минерализации закачиваемого агента на проницаемость, то для экономической оценки технологии ПЦОС будет применяться обновленная мо-

дель с учетом эффекта набухания глин.

Для оценки технико-экономических показателей применения технологии ПЦОС произведен расчет дополнительной добычи нефти (табл. 6) для наилучшего варианта применения термического воздействия на рассматриваемом участке с учетом эффекта набухания глин и передан экономистам.





**Рисунок 13. Сравнение показателей накопленной добычи с применением эффекта набухания глин и без**

При принятых прогнозных технологических и макроэкономических параметрах, а также при текущих экономических условиях результаты экономической оценки показали нерентабельность технологии.

**Выводы**

Для разработки месторождения с применением технологии ПЦОС необходимо провести детальный геолого-промысловый анализ динамики основных показателей эксплуатации, провести необходимые

лабораторные исследования, в частности исследования на предмет набухания глин в зависимости от закачиваемого агента. Согласно результатам моделирования, объем накопленной добычи меньше на 35–60% при учете эффекта набухания глин в зависимости от параметров ПЦОС.

Также важно провести анализ чувствительности на такие параметры как:

- период закачки;
- период добычи;
- сухость пара.

**Таблица 6. Дополнительная добыча нефти по варианту 2**

Год	Дополнительная добыча нефти, т.
2020	1 920
2021	3 803
2022	2 499
2023	2 049
2024	1 638
2025	1 428
2026	1 337
2027	1 360
2028	1 342
2029	1 360
2030	1 296

По результатам моделирования варианта 2 второго этапа, в котором реализован эффект набухания глин, период добычи составляет 39 дней, период закачки пара – 14 дней, сухость пара – 0,5, температура пара – 250°C является наиболее эффективным по показателям накопленной добычи нефти в период с 2020 по 2030 гг. Но согласно экономической оценке технология не окупается и является нерентабельной. Одна из причин нерентабельности технологии – это эффект набухания глин на уч. Молдабек Восточный м. Кенбай. Влияние данного эффекта приводит к уменьшению проницаемости, что в свою очередь ведет к

снижению коэффициента продуктивности, а значит и к полученным объемам дополнительной добычи нефти. Таким образом, важно отметить, что полученные результаты применимы для рассмотренного месторождения. При обосновании на подобные месторождения необходимо учитывать индивидуальные геологические особенности данного месторождения.

Как видно из полученных результатов не всегда традиционные методы и подходы к разработке того или иного месторождения будут эффективны. Это еще раз доказывает, что каждое месторождение уникально.

### Список использованной литературы

1. Анализ разработки уч. Молдабек Восточный месторождения Кенбай. – Атырауский филиал ТОО «КМГ Инжиниринг, г. Атырау, 2019. // Analiz razrabotki uch. Moldabek Vostochnyi mestorozhdeniya Kenbay [Analysis of the development of the Eastern Moldabek of the Kenbay field]. – Atyrauskiy filial TOO «KMG Inzhiniring [Atyrau branch KMG Engineering LLP], Atyrau, 2019.
2. Пересчет запасов нефти и газа юрских отложений уч. Молдабек Восточный месторождения Кенбай, по состоянию на 02.01.2019 г. – Атырауский филиал ТОО «КМГ Инжиниринг». // Pereschet zapasov nefiti i gaza yurskih otlozheniy uch. Moldabek Vostochnyi mestorozhdeniya Kenbay, po sostoyaniyu na 02.01.2019 g. [Recalculation of oil and gas reserves of Jurassic deposits of the eastern Moldabek of the Kenbay field, as of 01/02/2019] – Atyrauskiy filial TOO «KMG Inzhiniring» [Atyrau branch KMG Engineering LLP].
3. Башкирцева Н.Ю. Высоковязкие нефти и природные нефти. – Вестник Казанского технологического университета, 2014, с. 296–299. // Bashkirtseva N.YU. Vysokovyazkie nefiti i prirodnye nefiti [High-viscosity oils and natural oils]. – Vestnik Kazanskogo tekhnologicheskogo universiteta [Bulletin of the Kazan Technological University], 2014, pp. 296–299.

## ШЫҒЫС КЕНБАЙ КЕН-ОРНЫНЫҢ МОЛДАБЕК ҮЛЕСКІСІНІҢ ГИДРОДИНАМИКАЛЫҚ МОДЕЛІН МЫСАЛ РЕТІНДЕ ҚАРАСТЫРА ОТЫРЫП ТҰТҚЫРЛЫҒЫ ЖОҒАРЫ МҰНАЙЛЫ ҚАБАТҚА ТЕРМИКАЛЫҚ ӘСЕРДІҢ ТИІМДІЛІГІН БАҒАЛАУ

А.Т. Жолдыбаева, В.В. Шишкин, В.З. Хажитов, А.Б. Ниязбаева,  
Д.А. Сидоров, А.Т. Курманкулов

*Тұтқырлығы жоғары мұнай (бұдан әрі-ТЖМ) табиғи жағдайда дәстүрлі мұнай кен-орындарынан ерекшеленеді және көмірсутектердің қиын алынатын қорларына жатады. Қазақстанда 0,7 млрд та ТЖМ мұнайы бар кен-орындардан келеді. Тұтқырлығы жоғары мұнай кен-орындарын игеру тек Қазақстанда ғана емес, Бүкіл Әлем мұнай-газ саласы инженерлерінің өзекті мәселесі болып табылады. Осы әлемдік мәселені шешу мақсатымен бұл мақала – қиын өндірілетін қорлары бар кен-орындарында мұнай өндіруді қарқындатуға және мұнай алуды ұлғайтуға бағытталған мұнай-газ саласында белгілі технологиялардың тиімділігін бағалауға арналған. Осындай технологиялардың кейбір түрлері болып, қойнауқаттарға термикалық әсер ету әдісі қарастырылған (ыстық суды айдау, буды*

айдау), сондай-ақ ұңғымаларды пароциклді өңдеу жоғарыда көрсетілген технологияларды бағалау барысында Кенбай кен-орнының Шығыс Молдабек үлескісін мысалға ала отырып, 3D геологиялық-гидродинамикалық модельдің көмегімен жүргізілді. Модельдеу нәтижесінде игерудің ағымдағы жағдайына талдау жасап, гидродинамикалық модельдеуді мұнай-өндірудің тарихи деректеріне ескере отырып, игерудің болжамды көрсеткіштері түрлі нұсқаларға сәйкес есептеулер жүргізілді.

Түйін-сөздер: тұтқырлығы жоғары мұнай, игерудің жылу әдістері, буды айдау, ұңғымаларды бумен циклді түрде өңдеу.

## ESTIMATION OF THE EFFICIENCY OF THE CYCLIC STEAM SIMULATION WITH HIGH VISCOSITY OIL WELLS BASED ON THE HYDRODYNAMIC MODEL OF THE EAST MOLDABEK DEPOSIT, KENBAI FIELD

A.T. Zholdybayeva, V.V. Shishkin, V.Z. Khazhitov, A.B. Niyazbayeva, D.A. Sidorov, A.T. Kurmankulov

High-viscosity oils classified as hard-to-recover oil reserves, where they differ from traditional oils with increased viscosity in reservoir conditions. There is about 0.7 billion tons of high-viscosity oils in Kazakhstan. Development of fields with high-viscosity oils is an urgent task for oil and gas engineers not only in Kazakhstan but also all over the world. This article is concerned with estimation of the efficiency of known in the oil and gas industry technologies aimed at intensifying production and increasing oil recovery in fields with hard-to-recover reserves. One of the types of such technologies is thermal recovery. This paper presents cyclic steam simulation. Estimation of the efficiency of the cyclic steam simulation based on the hydrodynamic model of the East Moldabek deposit of Kenbai filed.

As a result of modeling, the current state of field development has been analyzed, reservoir simulation model has been history matched and different production forecast estimations have been made.

Key words: high-viscosity oil, thermal methods, steam injection, cyclic steam treatment.

### Информация об авторах

**\*Жолдыбаева Асель Талгатовна** – ведущий инженер службы моделирования, a.zholdybayeva@niikmg.kz.

**Шишкин Владимир Владимирович** – руководитель службы моделирования, v.shishkin@niikmg.kz.

ТОО «КМГ Инжиниринг», г. Нур-Султан, Казахстан

**Хажитов Вячеслав Занбекович** – магистр экономики, руководитель службы разработки месторождений КГМ, КТМ, КОА, УО, khazhitov.v@llpcmg.kz.

**Ниязбаева Айнура Бауржанқызы** – эксперт службы разработки месторождений ЭМГ, niyazbaeva.a@llpcmg.kz.

Атырауский филиал ТОО «КМГ Инжиниринг», г. Атырау, Казахстан

**Сидоров Дмитрий Анатольевич** – руководитель департамента разработки нефтяных и газовых месторождений, dsidorov@slb.com.

**Курманкулов Алихан Талгатулы** – инженер по разработке нефтяных и газовых месторождений, akurmankulov@slb.com.

ТОО «Шлюмберге Лоджелко Инк.», г. Нур-Султан, Казахстан

\*Автор, ответственный за переписку

УДК 622.276.7.1

## МЕТОДЫ ПРИМЕНЕНИЯ БАКТЕРИЦИДОВ ДЛЯ БОРЬБЫ С БИОГЕННЫМ СЕРОВОДОРОДОМ НА МЕСТОРОЖДЕНИИ УЗЕНЬ И КАРАМАНДЫБАС

Б.А. Иманбаев, Н.С. Жапаров, Д.М. Максут, М.С. Утепов

*На месторождении Узень с целью изучения и контроля микробиологической зараженности сульфатовосстанавливающими бактериями промышленных сред проводится мониторинг эффективности применения реагентов-бактерицидов. На оборудованных точках контроля производится отбор проб воды на содержание клеток сульфатовосстанавливающих бактерий до и после закачки бактерицида.*

*В связи с увеличением содержания сероводорода в ноябре – декабре 2020 г. на месторождениях АО «Озенмунайгаз» была выполнена техническая инспекция объекта НСМ-4 и узла закачки реагента силами «КазНИПИмунайгаз» совместно со специалистами структурных подразделений АО «Озенмунайгаз». Также были проведены лабораторные работы по определению смешиваемости бактерицида с морской водой при разных температурах.*

*По результатам выполненных исследований были определены необходимость бактерицидной обработки резервуаров морской воды НСМ-4, усовершенствование точки ввода реагента для эффективного смешивания бактерицида с морской водой, необходимость чередования бактерицидов во избежание рисков «привыкания» и проведение опытно-промышленных испытаний новых эффективных реагентов.*

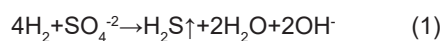
*Ключевые слова: бактерицид, биогенный сероводород, сульфатовосстанавливающие бактерии, сульфатредукция, бактерицидная обработка.*

### Введение

Разработка м. Узень и Карамандыбас производится с поддержанием пластового давления (далее – ППД) путем закачки морской и сточной воды высокого давления. Длительное время морская и сточная вода, применяемые в системе ППД, не проходили бактерицидную обработку, поэтому содержат в своем составе различные микроорганизмы и бактерии. Из многочисленных бактерий, способных инициировать процесс коррозии металлов, наиболее активную роль играют сульфатовосстанавливающие бактерии (далее – СВБ), которые представляют собой подвижные, не образующие спор, микроорганизмы, анаэробные по своей природе. СВБ поглощают водород и восстанавливают сульфаты, сульфиты, тиосульфаты и другие соединения серы в сульфиды, при этом выделяют

в окружающую среду сероводород, являющийся продуктом их метаболизма [1].

Под действием СВБ в благоприятной обстановке в пласте активно протекает процесс сульфатредукции – восстановление содержащихся в воде сульфат-ионов до сероводорода и протекающий по уравнению [2]:



Конечным результатом реакции сульфатредукции является сероводород, вызывающий активные коррозионные процессы в промышленных трубопроводах и технологическом оборудовании. Кроме того, сероводород при взаимодействии с окислами железа, находящимися в окружающей среде, образует сульфид железа FeS, который негативно воздействует на технологиче-



ские процессы сбора и подготовки нефти [2].

Непременным условием жизнедеятельности СВБ является водная среда, в безводной среде, такой как нефть, СВБ отсутствуют. Наиболее интенсивно СВБ развиваются в слабоминерализованных пластовых водах (разбавленных) [2].

Сульфатвосстанавливающие бактерии, попадая вместе с закачиваемой водой в нефтяные пласты, свою активность проявляют не сразу. В течение некоторого времени (в среднем от нескольких месяцев до 1 г.) они приспосабливаются к условиям среды, формируя биоценоз [3].

Оптимальными условиями для развития СВБ являются невысокая минерализация среды, наличие сульфатов, нейтральная среда, температура 30–40°C, достаточное количество органических веществ, затрудненный доступ кислорода. Действие СВБ характеризуется:

- сильными коррозионными процессами на различных участках поверхности металла;
- потемнением воды;
- неприятным запахом;
- накоплением тонкораздробленных частиц сульфида железа.

На м. Узень закачиваемые воды системы ППД, а также объекты системы сбора и промышленной подготовки воды заражены клетками СВБ в диапазоне 10–106 кл/мл. В результате еженедельного анализа закачиваемых вод на содержание СВБ во многих местах отмечается максимальное количество СВБ 105–106 кл/мл. Результаты анализов, проведенных другими исследователями, также подтверждают содержание СВБ в данных количествах [4].

Отмечается появление сероводорода в газе, добываемом на нефтяных скважинах, и наблюдается значительное усиление коррозионных процессов промышленного оборудования.

В настоящее время масштабы коррозии, вызываемой сульфатредукцией в нефтяных оборудованных, таковы, что необходимо принимать меры по её подавлению.

На рис. 1 представлена схема осложняющих факторов в системе сбора, подготовки, транспорта нефти и воды м. Узень.

### **Анализ применения бактерицидов на месторождениях Узень и Карамандыбас**

Появление сероводорода в продукции м. Узень в конце 1974–1975 гг. существенно осложнило добычу нефти и газа. Первые исследования процесса образования сероводорода, проведенные на м. Узень в 1974–75 гг., показали, что причиной появления сероводорода является биогенное восстановление содержащихся в воде сульфатов за счет жизнедеятельности сульфатвосстанавливающих бактерий [5].

**В 1976 г.** началось испытание бактерицидов фирмы Петролайт WF-88 и XP-1293, показавших **низкую эффективность**.

**В 1978 г.** начаты опытно-промышленные исследования ряда бактерицидов С-85, 607, СК-601 фирмы «Сека» (Франция) и формалина закачкой в нагнетательные скважины (при самоизливе скважин). Реагенты проявили достаточное высокое бактерицидное действие и привели к заметному уменьшению  $H_2S$  в призабойной зоне нагнетательных скважин. Были рекомендованы реагенты бактирамы С-85 и С-607 фирмы «Сека» (Франция), проявившие высокий эффект при длительном, более 6 мес, восстановлении биоценоза. Формалин, несмотря на равный с бактирами бактерицидный эффект, обладал коротким периодом восстановления биоценоза СВБ и быстрым привыканием к нему микрофлоры. Было принято решение о промышленном внедрении бактерицидов на м. Узень [5].

**В 1979 г.** продолжались испытания в лабораторных условиях бактерицида «Ниртан», но он показал результаты менее эффективные, чем бактирами. Далее в течение 10 лет из-за отсутствия реагентов исследования не велись и возобновились только в 1993 г.

**В 1993 г.** для подавления сульфатредукции на уч. БКНС-4а применялся Бактирам 447 с дозировкой 700 мг/л, на уч. БКНС-8, 9 – Бактирам 607 с дозировкой 1000 мг/л, что обеспечило подавление биогенных процессов на этих участках.

**С 1993–2002 гг.** из-за отсутствия реагентов исследования не проводились.

**С 2003–2011 гг.** начата закачка бактерицидов производства Франции через КНС

Осложняющие факторы процесса добычи, сбора и подготовки нефти и воды месторождения Узень

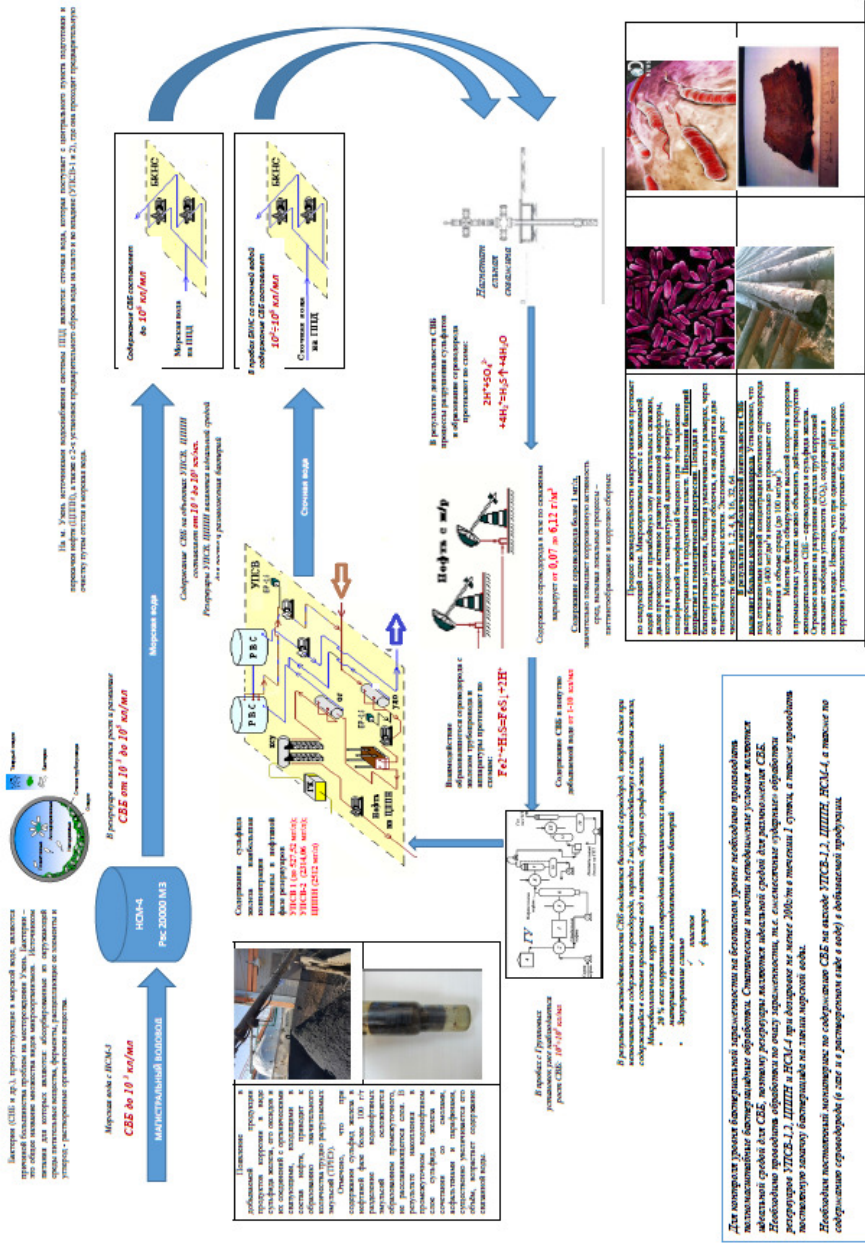


Рисунок 1. Осложняющие факторы процесса добычи, сбора и подготовки нефти, газа и воды на м. Узень (Отчет по теме «Мониторинг эффективности применения реагента-бактерицида по АО «Озенмунайгаз», 2018 г.)

и выборочно в коллектор скважины с наибольшим содержанием сероводорода.

**В 2012 г.** начато тестирование и подбор эффективных бактерицидов: бактерицид Atren-bio 4006 с дозировкой 100 мг/л, Ранцид-7005 при концентрации 100 мг/л и выше и ДС-700 при концентрации 200 мг/л и выше. Наилучшую степень подавления СВБ показал химический реагент Ранцид-7005 [5].

**В феврале 2015 г.** произведена закачка бактерицида «Ранцид-7005» на БКНС-4, 4а, 4 г.

**В июле 2015 г.** произведена вторая серия закачек бактерицида на БКНС-5, 5а, 6. Были использованы бактерициды «ДС-705» и Ранцид-7006».

В целом после закачки вышеуказанных бактерицидов наблюдалось снижение содержания растворенного сероводорода в попутно-добываемой воде. На основании результатов работ было рекомендовано производить закачку против СВБ на постоянной основе, периодически с ударной дозировкой, при этом меняя марку бактерицида по истечении 6 мес из-за привыкания бактерий к бактерициду [6].

**С 18.10–12.11.2017 г.** начато мероприятие по закачке реагента бактерицида марки «Аманат-8001» на входе НСМ-4 ударной дозировкой 200 мг/л в течение суток с последующим переходом на непрерывную закачку в течение 25 сут с удельным расходом 30 мг/л, закачка реагента на входе РВС-6 УПСВ-2 и на УПСВ-1. В 2019 г произведена поставка реагента в АО «Озенмунайгаз» (далее – ОМГ) для промышленного использования. Поставленная партия не прошла лабораторный тест на входной контроль по эффективности, в связи с чем реагент не был использован для бактерицидной обработки месторождения.

**С 05.03.2018 г.** ведется полномасштабная бактерицидная обработка закачива-

емых вод на м. Узень. Закачка начата с бактерицида «Аманат-8001» и продолжена бактерицидом «Ранцид-7005» по следующей схеме: постоянная закачка и ежеквартальная ударная закачка на НСМ-4, ежемесячная ударная закачка на цех подготовки и перекачки нефти (далее – ЦППН), установки предварительного сброса воды (далее – УПСВ) 1 и 2. С марта 2020 г. ведется закачка бактерицида «Ранцид-7006». Производится обработка всей воды, используемая в системе ППД. Внедрена практика проведения оценки эффективности бактерицида при входном контроле и промышленном применении.

### **Опыт применения бактерицидов за пределами Казахстана**

Зарубежный опыт применения бактерицидов представлен по доступным обзорным материалам применения бактерицидов в Татарстане. Основной объем нефти в Татарстане добывается с применением заводнения нефтяных пластов сточными и природными водами. В этой воде содержатся такие компоненты, как растворенный кислород, углекислый газ и сероводород. Вместе со сточной водой в пласт закачивают часть пресной воды из рек, озер и водоемов. Именно с этой водой в пласт попадают бактерии [7].

Ежегодно в АО «Татнефть» в нефтеносные пласты закачивается более 120 млн м<sup>3</sup> сточной воды и около 40,2 млн м<sup>3</sup> пресной. Применяемая пресная вода не проходит специальную подготовку по удалению микроорганизмов. На месторождении НГДУ «Лениногорскнефть» применяется обработка закачиваемой воды химическими реагентами-бактерицидами [7].

Результаты исследований нефтепромысловой воды, отобранной с промыслов НГДУ «Лениногорскнефть», представлены в табл. 1.

**Таблица 1. Результаты исследований нефтепромысловой воды**

№ точки	Место отбора проб	Наличие СВБ, кл/мл	Индекс активности J, ед.	Концентрация продуцированного H <sub>2</sub> S, мг/л
1	ЛОС выход с КДФ	10	50	365,4
2	ЛОС выход с ОС	100	100	389,6
3	КНС – 18	100	50	243,1
4	ГОС вход на ОС	10	50	268,3
5	ГОС выход с ОС	100	50	364,2
6	КНС – 124 сточн.	100	50	283,4
7	КНС – 124 пресная (из оз. Карабаш)	1000	100	386,2
8	КНС – 16	100	50	251
9	КОС выход с ОС	10	50	383
10	КНС – 123	10	33	365,2

Проведены лабораторные исследования с целью подбора эффективной дозировки реagenta- бактерицида. Результаты представлены в табл. 2.

**Таблица 2. Результаты эффективности бактерицида СНПХ-1002**

Дозировка бактерицида, мг/л	Эффективность бактерицида S, %
150	5,8
200	10,5
250	20,4
350	50,1
400	86,5
500	93,2
550	100

Как показывают результаты исследований, полное подавление СВБ обеспечивает дозировка бактерицида 550 мг/л. Реагент-бактерицид СНПХ-1002 рекомендован к проведению опытно-промышленных испытаний.

Во многих нефтедобывающих компаниях за рубежом применяют «ударные», так называемые «био-шоковые», бактерицидные обработки. К примеру, на м.

Нижний Мишовдаг (Азербайджан) производится ударная дозировка бактерицида 400–500 мг/л в течение 4 ч на прием в ЦППН, а также осуществляется еженедельное чередование бактерицидов. На м. Бурун компании «Burren Resources Petroleum Ltd» (Туркменистан) закачка бактерицида на основе аминов и альдегидов осуществляется с дозировкой 250 мг/л в течение 4 ч с еженедельным чередованием бактерицида [8].

**Таблица 3. Месторождение Бурун (Туркменистан). Парограмма закачки бактерицида компании Burren Resources Petroleum Ltd: еженедельное чередование бактерицидов**

РЕКОМЕНДУЕМЫЕ ХИМИЧЕСКИЕ ОБРАБОТКИ БУРУНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ ТУРКМЕНИСТАН				
ДОБЫЧА НЕФТИ 2046 т/сут		ДОБЫЧА ВОДЫ 2385 м <sup>3</sup> /сут		
ВСЕГО ЖИДКОСТИ 4765 м <sup>3</sup> /сут				
Код	Тип	Описание	Дозировка ррт макс./ мин.	Количество реагента поставка за 6 месяцев (180 сут) м <sup>3</sup> /т
DMO83262	Деземulgатор	Смешанный оксикалат	20 / 15 ррт от общего количества жидкости	12,88 м <sup>3</sup> , 11,72 т
CRW85218	Водорастворимый ингибитор коррозии	На основе амина	20/15 ррт в зависимости от обводненности	6,44 м <sup>3</sup> , 6,41 т
SCW85534	Ингибитор солеотложения	На полимерной основе	6/4 ррт в зависимости от обводненности	1,72 м <sup>3</sup> , 1,91 т
RBW82176	Вспомогательный фильтр	На основе ионов железа	1,0–0,5 на основе воды	0,21 м <sup>3</sup> , 0,28 т
RBW80103	Очиститель воды	На основе полимера	10/5 ррт в пересчете на маслянистую воду	2,15 м <sup>3</sup> , 2,19 т
XC82395	Биоцид	На основе альдегида	Обработка партии 250 ррт в течение 4 ч каждые 2 недели на основе воды	1,28 м <sup>3</sup> , 1,36 т
XC82332	Биоцид	На основе амина	Обработка партии 250 ррт в течение 4 ч каждые 2 недели на основе воды	1,28 м <sup>3</sup> , 1,40 т
CRO82711	Ингибитор газовой коррозии	На основе амина	10 литров на миллион условных кубометров газа	Нет данных по газу
OSW80490	Поглотитель кислорода	На основе бисульфита	10 ррт на 1 ррт растворенного кислорода	Система мониторинга для определения растворенного кислорода
PAO83153	Диспергатор АСПО	На основе полимера	При необходимости, 100 ррт в расчете на чистую экспортную нефть	Ожидание испытаний сырой нефти

**Методы борьбы с СВБ и биогенным сероводородом и результаты мониторинга применения бактерицида на месторождении Узень**

Полномасштабная бактерицидная обработка закачиваемых вод на м. Узень ведется с начала 2018 г. С целью изучения и контроля микробиологической зараженности СВБ промышленных сред проводится мониторинг эффективности применения

реагентов-бактерицидов и входной контроль применяемых реагентов-бактерицидов.

Первоначально в 2018 г., учитывая что основной объем воды системы ППД составляет морская вода (порядка 50 тыс. м<sup>3</sup>/сут), которая является основным источником сульфатов, была разработана программа закачки, где применялась постоянная закачка бактерицида в морскую воду на НСМ-4 при дозировке

30–40 мг/л. «Ударная» закачка бактерицида для морской воды применялась раз в квартал при дозировке 200 мг/л в течение 24 ч. Обработка сточных вод на УПСВ-1, УПСВ-2 и на ЦППН проводилась 1 раз в месяц при дозировке 200 мг/л в течение 24 ч. Первоначально применялся бактерицид «Аманат-8001», далее бактерицид «Ранцид-7005» (на основе ТНПС).

При данной схеме закачки в декабре 2018 г. после 9 мес бактерицидной обработки удалось снизить среднее содержание сероводорода в попутно-добываемом газе с 353 ppm до 135 ppm (рис. 2). Наблюдалось снижение содержания сульфида железа в целом по месторождению. Так, например, в пробах, отобранных с оперативных узлов учета (КарМасс) в августе и октябре, произошло уменьшение сульфида железа с 729 мг/л до 317 мг/л. Снижение сероводорода и одного из стабилизаторов эмульсии – сульфида железа – способствовало улучшению процесса подготовки нефти, выраженному в снижении объема образования трудно разрушаемой нефтяной эмульсии (далее – ТРНЭ) [9]. По итогам работ 2018 г. была также выдана рекомендация по точечной закачке бактерицида в нагнетательные скважины и необходимости чередования реагентов-бактерицидов после каждых «ударных» обработок во избежание риска снижения эффективности из-за эффекта «привыкания».

**В 2019 г.** с января по апрель наблюдалось резкое увеличение содержания сероводорода до 390 ppm (рис. 3). В ходе лабораторных исследований выяснилось, что эффективность бактерицида стала значительно хуже. Применяемый бактерицид «Ранцид-7005» показывал отрицательные результаты по подавлению СВБ при дозировке 40 мг/л. В связи полученными результатами было принято решение о пересмотре программы закачки бактерицида. Постоянная обработка морской воды на НСМ-4 при дозировке 40 мг/л была приостановлена, за счет чего было увеличено количество «ударных» обработок резервуаров воды на НСМ-4, УПСВ-1, УПСВ-2 и ЦППН до двух раз в месяц с дозировкой 200 мг/л в течение 24 ч. После увеличения периодичности «ударных» обработок удалось достичь снижения содержания сероводорода до 65 ppm в мае. Далее содер-

жание сероводорода стабилизировалось и в декабре 2019 г. составило 141 ppm. Среднее содержание сульфида железа в пробах, отобранных с оперативных узлов учета (КарМасс), на ноябрь 2019 г. составило 202 мг/л.

По итогам 2019 г. была выдана рекомендация по проведению опытно-промышленных испытаний (далее – ОПИ) новых реагентов-бактерицидов и по чередованию реагентов.

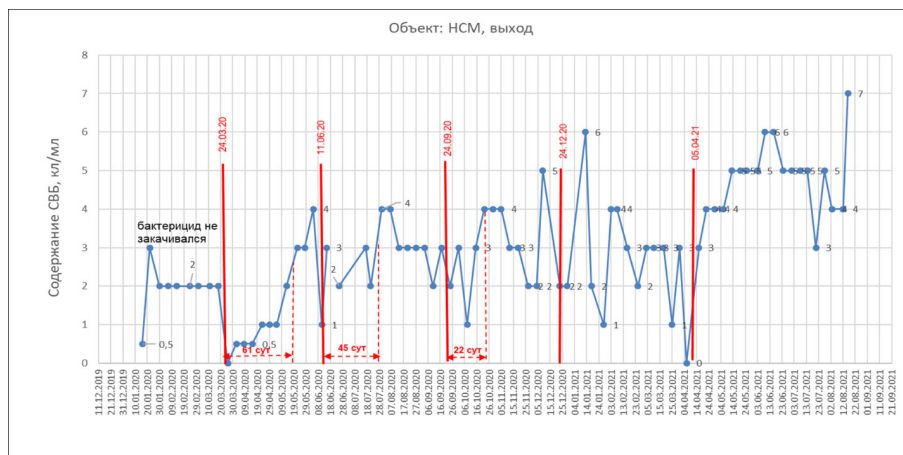
**В январе и феврале 2020 г.** закачка реагента не производилась из-за отсутствия реагента-бактерицида. В марте была возобновлена программа бактерицидной обработки, где морская вода подвергалась постоянной обработке с дозировкой 30–40 мг/л и ежеквартальной «ударной» обработке при дозировке 200 мг/л в течение 24 ч. Сточная вода подвергалась «ударной» обработке ежемесячно на водяных резервуарах УПСВ-1,2, ЦППН при дозировке 200 мг/л в течение 24 ч. Обработка производилась новым реагентом «Ранцид 7006» [10].

Результаты мониторинга показывали стабильное снижение сероводорода в целом по месторождению до 34 ppm в октябре, однако с ноября наблюдалось обратное увеличение сероводорода и достигло 109 ppm в декабре 2020 г. (рис. 2).

Для выявления причин роста сероводорода были проведены работы по определению привыкания СВБ к применяемому бактерициду в резервуарах морской воды, НСМ-4.

В целях определения эффективности применения реагента-бактерицида с периодичностью 6–7 дней отбирались пробы промысловой воды на предмет содержания СВБ. Количественная оценка наличия СВБ проводилась методом предельных разведений в питательной среде Постгейта с последующим культивированием при температуре  $36\pm 1^\circ\text{C}$  в течение 15 сут, и после визуального оценивалось наличие роста СВБ по выпадению черного осадка сульфида железа или его отсутствию. В мировой практике безопасным уровнем СВБ считается его содержание в воде не более 102 кл/мл.

Результаты испытания проб промысловой воды на содержание СВБ представлены на рис. 2.



**Рисунок 2. Результаты исследований морской воды (выход HCM-4) на содержание СВБ, к/мл**

Согласно представленному графику, получена следующая средняя продолжительность эффективности от «ударных» обработок на HCM-4:

- 24.03.2020 г. – продолжительность эффективности «ударной» заправки на HCM-4 составила 60 сут;
- 11.06.2020 г. – продолжительность эффективности «ударной» заправки на HCM-4 составила 45 сут;
- 24.09.2020 г. – продолжительность эффективности «ударной» заправки на

HCM-4 составила 22 сут.

По истечении вышеуказанного времени содержание СВБ повышалось до  $10^3$ – $10^4$  к/мл.

Изучив продолжительность эффективности «ударных» обработок морской воды на HCM-4, провели исследования по оценке эффективности бактерицида в морской воде. Для сопоставления были взяты закодированные образцы реагентов ИБ-02 и ИБ-04, представленные для м. Жетыбай. Пробы воды отобраны на входе и выходе

**Таблица 4. Результаты лабораторных исследований по оценке бактерицидов по полному подавлению СВБ в морской воде с HCM-4**

Наименование показателя	Содержание СВБ $10^3$ к/мл HCM-4, Вход		
	Ранцид-7006 (партия №39)	ИБ-02	ИБ-04
30 мг/л	эффект.	не эффект.	эффект.
40 мг/л	эффект.	не эффект.	эффект.
50 мг/л	эффект.	эффект.	эффект.
60 мг/л	эффект.	эффект.	эффект.
100 мг/л	эффект.	эффект.	эффект.
	Содержание СВБ $10^4$ к/мл HCM-4, Выход		
30 мг/л	не эффект.	не эффект.	не эффект.
40 мг/л	не эффект.	не эффект.	эффект.
50 мг/л	не эффект.	не эффект.	эффект.
60 мг/л	не эффект.	эффект.	эффект.
100 мг/л	эффект	эффект.	эффект

НСМ-4. Результаты представлены в табл. 4.

Результаты исследований показывают неэффективность применяемого бактерицида «Ранцид-7006» в воде из НСМ-4, тогда как на входе на НСМ-4 бактерицид подавляет СВБ эффективно. При этом закодированные образцы ИБ-02 и ИБ-04, ранее не применявшиеся на м. Узень, показывают полное подавление СВБ при дозировках 40 и 60 мг/л. Данный фактор может означать, что за период применения постоянной низкой дозировки на НСМ-4 с марта 2020 г. происходит привыкание бактерии к бактерициду «Ранцид-7006» в резервуарах НСМ-4. Эффективность постоянной дозировки на НСМ-4 не превышает 8–9 мес [10].

Полученные результаты показали необходимость увеличения периодичности «ударных» обработок морской воды. При применении постоянной дозировки с низкой концентрацией увеличивается риск «привыкания» бактерий. Согласно полученным данным, эффективность постоянной дозировки в условиях НСМ-4 не превышает 8–9 мес, далее происходит адаптация бактерий к минимальной дозировке. В 2020 г. применялся только бактерицид «Ранцид-7006» без чередования с другими видами бактерий. При длительной закачке одного реагента, тем более с минимальной постоянной дозировкой, происходит адаптация бактерий к нему. Данные

работы вновь подтвердили необходимость чередования бактерицидов [10].

В 2021 г. на основании полученных результатов предыдущего года была приостановлена постоянная закачка бактерицида на входе НСМ-4.

С 5 января 2021 г. применяется следующая схема бактерицидной обработки:

- «ударная» обработка НСМ-4 – 3 раза в месяц (200 мг/л в течение 24 ч);
- «ударная» обработка УПСВ-1,2 и ЦППН – 1 раз в месяц (200 мг/л в течение 24 ч).

Обработка производилась тем же бактерицидом «Ранцид-7006». С января по март содержание сероводорода составляло в среднем 155 ppm. В апреле закачка бактерицида была приостановлена из-за отсутствия реагента. Из-за остановки закачки бактерицида содержание сероводорода в конце апреля 2021 г. увеличилось до 390 ppm. Дальнейшие ежемесячные замеры подтверждают, что при отсутствии бактерицидной закачки содержание сероводорода держится на уровне выше 300 ppm. Как видно на рис. 3, в августе сероводород составил 310 ppm [10].

Для определения эффективности закачки бактерицида по зонам влияния морской и сточной воды построен график отдельно по ГУ, реагирующим на систему ППД с закачкой морской и сточной воды. Результаты представлены на рис. 3.

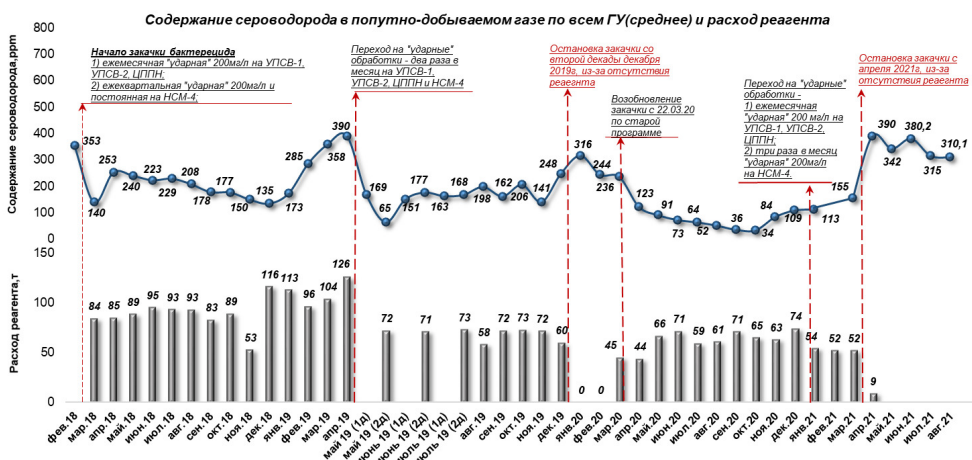
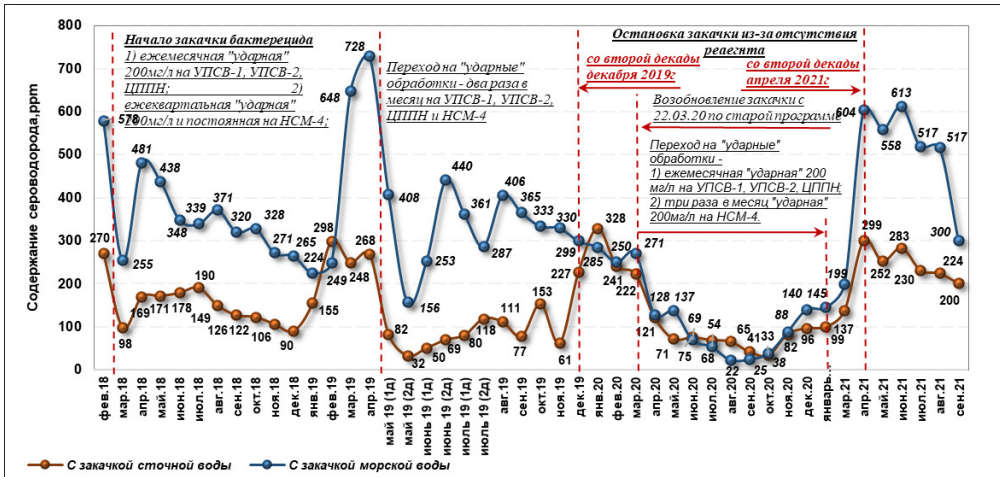


Рисунок 3. Среднее содержание сероводорода в попутно-добываемом газе, отобранном по всем ГУ ОМГ

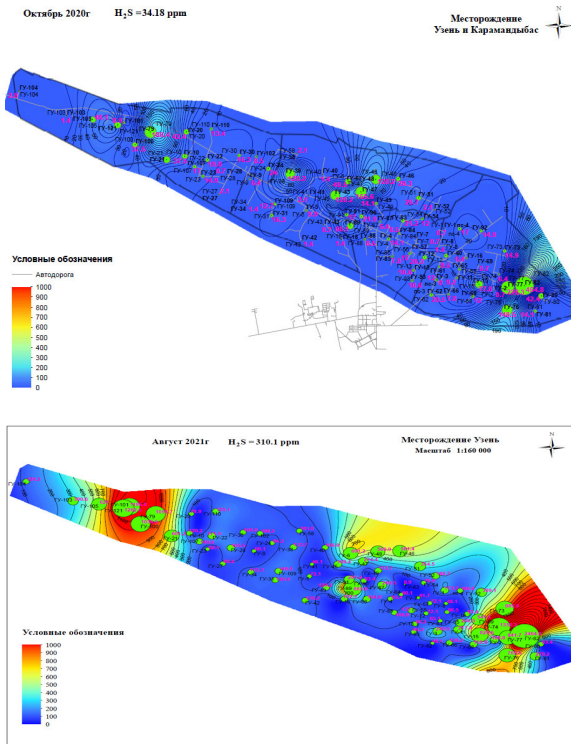




**Рисунок 4. Среднее содержание сероводорода в газе, отобранном по ГУ и зонам влияния морской и сточной воды**

Как видно на рис. 4, в зоне влияния морской воды содержание сероводорода всегда выше. Обусловлено это тем, что морская вода содержит большое количество сульфатов, которые являются питанием для СБВ.

Представлены карты содержания сероводорода по ГУ за октябрь 2020 г. и август 2021 г. на рис. 5.



**Рисунок 5. Сравнительные карты зараженности сероводородом за октябрь 2020 г. и за август 2021 г.**

### Рекомендации по бактерицидной обработке резервуаров морской воды НСМ-4

В связи с увеличением содержания сероводорода в конце 2020 г. и в начале 2021 г. на месторождениях ОМГ была выполнена техническая инспекция объекта НСМ-4 и узла закачки реагента, а также проведены лабораторные исследования по определению смешиваемости бактерицида с морской водой при разных температурах. По результатам выполненных исследований была определена нижняя допустимая граница по температуре +4°C, до достижения которой будет обеспечиваться смешивание бактерицида с морской водой. Соответственно, в зимний период необходимо предусмотреть обогрев системы закачки бактерицида.

Результаты лабораторных исследований применяются для анализа различных вариантов обогрева системы закачки бактерицида, моделирования потока бактерицида и смешиваемости реагента с морской водой [11].

Как указывалось выше, причина, возможно, состоит в вероятном эффекте «привыкания» к низким дозировкам бак-

терицида, наличии «адгезированных» форм СВБ на стенках резервуара и плохой смешиваемости реагента в резервуаре. В связи с этим требуются очистные мероприятия подземных хранилищ морской воды на НСМ-4, что является одновременно затратным и продолжительным процессом. Во избежание затратных мероприятий рекомендуем проводить регулярные ежеквартальные обработки подземных резервуаров морской воды «ударной» дозой бактерицида. Во время обработки необходимо временно отключить обрабатываемый резервуар из технологической цепочки, произвести монтаж и врезку циркуляционной линии согласно схеме (рис. 6). Для улучшения качества обработки резервуаров НСМ-4 рекомендуется произвести рециркуляцию морской воды в резервуаре с подачей бактерицида с «ударной» дозировкой не менее 400 мг/л. Произвести циркуляцию длительностью не менее 32 ч. Дозировка рассчитывается из объема воды в резервуаре. Во избежание остановки технологического процесса резервуары обрабатываются последовательно [11].

На рис. 6 представлена схема НСМ-4 с

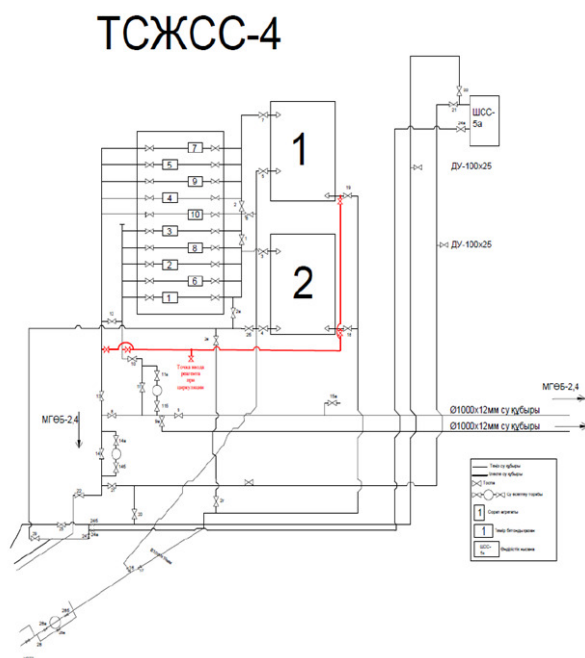


Рисунок 6. Технологическая схема рециркуляции НСМ-4

указанием предлагаемой линии рециркуляции воды.

### Выводы

Мониторинг применения и входной контроль бактерицидов по определению технологической эффективности является эффективным методом контроля применяемых реагентов.

В 2020–2021 гг. были проведены лабораторные работы по подбору реагентов-бактерицидов. Тем не менее ОПИ новых реагентов отложены в силу различных обстоятельств (в частности, пандемии COVID19 и пр.). Необходимо ускорить проведение ОПИ новых реагентов-бактерицидов. Рекомендуется проведение ОПИ сразу двумя бактерицидами на разной основе в течение 3–4 мес.

Рекомендуется производить ежеквартальную циркуляцию подземных резервуаров морской воды на НСМ-4 с добавлением бактерицида с «ударной» дозировкой.

В целях улучшения эффективности бактерицидной обработки морской воды на НСМ-4 необходимо оборудовать систему обогрева дозирующего устройства и установить трех или пятиуровневую точку воды

на линии закачки реагента для активного смешивания реагента с водой.

### Заключение

Применяемые программы по полномасштабной бактерицидной обработке закачиваемых вод показывают свою актуальность и необходимость для борьбы с СВБ и сероводородом. После бактерицидной обработки наблюдается заметное снижение содержания сероводорода. Снижение концентрации сероводорода свидетельствует об успешной обработке.

Длительное применение только одного реагента без чередования другими типами бактерицидов приводит к эффекту «привыкания». Необходимо обязательное чередование обработок с другим типом бактерицида.

Постоянная дозировка бактерицида при минимальной концентрации реагента ускоряет процесс «привыкания» и снижает эффективность обработки через 8–9 мес (в условиях обработки морской воды на НСМ-4). Рекомендуется применять «ударные» обработки вместо постоянного дозирования реагента.

### Список использованной литературы

1. Муллаев Б.Т., Абитова А.Ж., Саенко О.Б., Туркпенбаева Б.Ж. Месторождение Узень. Проблемы и решения. – Алматы, Нур-Принт, 2016, 425 с. // Mullaev B.T., Abitova A.ZH., Saenko O.B., Turkpenbaeva B.ZH. Mestorozhdenie Uzen'. Problemy i resheniya [Uzen oil field. Problems and solutions]. – Almaty, Nur-Print, 2016, 425 p.
2. Гоник А.А. Сероводородная коррозия и меры её предупреждения. – М., Недра, 1966, 175 с. // Gonik A.A. Serovodorodnaya korroziya i mery eyo preduprezhdeniya [Hydrogen sulfide corrosion and measures to prevent it]. – Moscow, Nedra, 1966, 175 p.
3. Каменщиков Ф.А., Черных Н.Л. Борьба с сульфатвосстанавливающими бактериями на нефтяных месторождениях. – М., Регулярная и хаотическая динамика, 2007, 412 с. // Kamenshchikov F.A., Chernyh N.L. Bor'ba s sul'fatvosstanavlivayushchimi bakteriyami na neftyanyh mestorozhdeniyah [Control of sulfate reducing bacteria in oil fields]. – Moscow, Regulyarnaya i haoticheskaya dinamika [Regular and Chaotic Dynamics], 2007, 412 p.
4. Отчет по теме «Исследования микробного сообщества нефтяного пласта и изучение возможности применения биотехнологий на месторождении Узень. - Актау, 2019. // Otchet po teme «Issledovaniya mikrobnogo soobshchestva neftyanogo plasta i izuchenie vozmozhnosti primeneniya biotekhnologii na mestorozhdenii Uzen' [Report on the topic "Studies of the microbial community of the oil reservoir and the study of the possibility of using biotechnologies in the Uzen field]. - Aktau, 2019.
5. Информационный бюллетень на тему «Опыт применения бактерицидов на месторождении Узень». – Нур-Султан, ТОО «КМГ Инжиниринг», 2020, 40 с. // Informatsionnyi byulleten' na temu «Opyt primeneniya bakteritsidov na mestorozhdenii Uzen'» [Information

bulletin on the topic «Experience in the use of bactericides at the Uzen field»]. – Nur-Sultan, “KMG Engineering” LLP, 2020, 40 p.

6. Отчет по теме «Изучение биозараженности месторождения Узень, определение эффективности закачки существующих и подбор новых бактерицидов». – Актау, 2015 г. // Otchet po teme «Izuchenie biozarazhennosti mestorozhdeniya Uzen', opredelenie effektivnosti zakachki sushchestvuyushchih i podbor novykh bakteritsidov» [Report on the topic “Study of the biocontamination of the Uzen field, determination of the effectiveness of injection of existing and selection of new bactericides”]. – Aktau, 2015.

7. Гирфанов А.К., Латыпов О.Р., Ахияров Р.Ж., Бугай Д.Е. Использование магнитогиродинамической обработки для подавления жизнедеятельности бактериальной флоры нефтяных месторождений. – Материалы 58-й научно-техн. конф. студентов, аспирантов и молодых ученых, Уфа, Изд-во УГНТУ, 2007, с. 117. // Girfanov A.K., Latypov O.R., Ahiyarov R.ZH., Bugay D.E. Ispol'zovanie magnitogidrodinamicheskoy obrabotki dlya podavleniya zhiznedeyatel'nosti bakterial'noy flory neftyanyh mestorozhdeniy [The use of magnetohydrodynamic treatment to suppress the vital activity of the bacterial flora of oil fields]. – Materialy 58-y nauchno-tekhn. konf. studentov, aspirantov i molodyh uchenykh [Proceedings of the 58th scientific and technical conference of students, graduate students and young scientists], Ufa, Publ. UGNTU, 2007, 117 p.

8. Краткая информация о месторождении Бурун <https://www.nftn.ru/oilfields/asia/turkmenistan/burun/28-1-0-463>. // Kratkaya informatsiya o mestorozhdenii Burun [Brief information about the Burun field] <https://www.nftn.ru/oilfields/asia/turkmenistan/burun/28-1-0-463>.

9. Отчет по теме «Изучение условий образования трудноразрушаемой нефтяной эмульсии (ТРНЭ) и разработка рекомендаций по её разрушению АО «Озенмунайгаз». – Актау, 2018. // Otchet po teme «Izuchenie uslovii obrazovaniya trudnorazrushaemoy neftyanoy emul'sii (TRNE) i razrabotka rekomendatsiy po eyo razrusheniyu AO «Ozenmunaygaz»» [Report on the topic “Study of the conditions for the formation of a hard-to-break oil emulsion (HBOE) and development of recommendations for its destruction by Ozenmunaigas JSC”]. – Aktau, 2018.

10. Информационный отчет по теме «Мониторинг применения бактерицидов». Актау, апрель 2021. // Informatsionnyy otchet po teme «Monitoring primeneniya bakteritsidov» [Information report on the topic «Monitoring of the use of bactericides»]. Aktau, April, 2021.

11. Аналитический отчет по увеличению эффективности применения бактерицида на НСМ-4 АО «Озенмунайгаз». – Актау, 2021. // Analiticheskiy otchet po uvelicheniyu effektivnosti primeneniya bakteritsida na NSM-4 AO «Ozenmunaygaz» [Analytical report on increasing the efficiency of bactericide application at NSM-4 of «Ozenmunaigas» JSC ]. – Aktau, 2021.

## ӨЗЕН ЖӘНЕ ҚАРАМАНДЫБАС КЕН-ОРНЫНДАҒЫ БИОГЕНДІ КҮКІРТСУТЕГІМЕН КҮРЕСУ ШАРАЛАРЫ

**Б.А. Иманбаев, Н.С. Жапаров, Д.М. Мақсұт, М.С. Утепов**

*Өзен кен-орнында кәсіпшілік орталардың сульфатты қалпына келтіргіш бактериялардың микробиологиялық залалдануын зерттеу мен бақылау мақсатында, реагент-бактерицидтерді қолдану тиімділігіне мониторинг жүргізіледі. Жабдықталған бақылау нүктелерінен бактерицидті айдауға дейін, және одан кейін, сульфатты қалпына келтіргіш бактериялар клеткаларын анықтау үшін су сынамаалары алынды.*

*2020 жылғы қараша – желтоқсанда «Өзенмұнайгаз» АҚ кен-орындарында*

күкіртсутегі құрамының ұлғаюына байланысты «ҚазМұнайГаз ҒЗЖИ» Филиалының күштері «Өзенмұнайгаз» АҚ құрылымдық бөлімшелерінің мамандарымен бірлесе отырып, «НСМ-4» нысанының және реагентті айдау торабына техникалық тексеріс жүргізді. Сонымен қатар, түрлі температураларда теңіз суымен бактерицидтің араласуын анықтау мақсатында зертханалық жұмыстар жүргізілді.

Жүргізілген зерттеулердің нәтижелері бойынша НСМ-4 теңіз суының резервуарларын бактерицидтік өңдеу қажеттілігі, бактерицидті теңіз суымен тиімді араластыру үшін реагентті енгізу нүктесін жетілдіру, «бейімделу» қаупін болдырмау мақсатында бактерицидтерді кезектестіру қажеттілігі мен жаңа тиімді реагенттерге өнеркәсіптік-тәжірибелік сынақтар жүргізу анықталды.

Түйін-сөздер: бактерицид, биогендік күкіртсутек, сульфатты төмендеткіш бактериялар, сульфатредукция, бактерицидтік өңдеу.

## METHODS OF COMBATING BIOGENIC HYDROGEN SULFUR AT THE UZEN AND KARAMANDIBAS OILFIELD

B.A. Imanbayev, N.S. Zhaparov, D.M. Maksut, M.S. Uteпов

*In order to study and control microbiological contamination with sulfate-reducing bacteria of oilfield fluids we have monitored the performance of bactericidal reagents at the Uzen field.*

*Water samples were taken at the equipped control points for the content of SRB cells before and after the injection of the bactericide.*

*Due to the increase in the content of hydrogen sulfide in November – December 2020 at the fields of Ozenmunaygas JSC, a technical inspection of the NSM-4 facility and the reagent injection unit was carried out by KazNIPImunaygas together with specialists from the structural divisions of the Department for Oil Treatment and Production Services of OMG and the Office on chemistry and OMG. Further, KazNIPi performed laboratory tests to determine the miscibility of the bactericide with seawater at different temperatures.*

*Based on the results of the studies performed, following recommendations were developed: seawater tank biocide treatment recommendation, biocide injection system and injection point improvement in order to ensure proper mixing of the biocide with seawater. We also recommended to perform field trial of new biocides in order to avoid the development of bactericide resistance in the bacteria.*

*Key words: bactericide, biogenic hydrogen.*

### Информация об авторах

**Иманбаев Бакыт Алтаевич** – директор филиала, [imanbayev\\_b@kaznipi.kz](mailto:imanbayev_b@kaznipi.kz).

**\*Жапаров Нурлан Султангалиевич** – руководитель службы по борьбе с осложнениями при разработке месторождений, [zhaparov\\_n@kaznipi.kz](mailto:zhaparov_n@kaznipi.kz)

**Максут Динара Максутқызы** – инженер лаборатории промышленной химии, [maksut\\_d@kaznipi.kz](mailto:maksut_d@kaznipi.kz).

**Утепов Максат Сейлханулы** – инженер службы по борьбе с осложнениями при разработке месторождений, [utepov\\_m@kaznipi.kz](mailto:utepov_m@kaznipi.kz).

Филиал ТОО «КМГ Инжиниринг» «КазНИПИмұнайгаз», г. Актау, Казахстан

\*Автор, ответственный за переписку

УДК 553.982.2

## ФИНГЕРПРИНТИНГ И БИОМАРКЕРНЫЙ АНАЛИЗ НЕФТИ АКШАБУЛАКСКОЙ ГРУППЫ ДЛЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ТИПОВ НЕФТЕЙ

Е.Ш. Сейтхазиев, Р.Н. Утеев, М.К. Мустафаев, Ш. Лю, Н.Д. Сарсенбеков, А.К. Досмухамбетов

*В данной статье представлены результаты фингерпринтинга 128 образцов нефти, полученных из всех добывающих скважин на трех месторождениях Акшабулакской группы для определения типов нефтей. По результатам данного анализа было выявлено четыре группы нефтей. Первую группу образуют нефти нижних объектов (III-IV-V) южного и северного свода, верхнего объекта I южного свода Акшабулак Центральный и всех объектов северного свода Акшабулак Южный. Вторая группа нефтей была выделена в скважинах, разрабатывающих объект I северного свода Акшабулак Центральный, в то время как нефти в продуктивных горизонтах Акшабулак Восточный и русловых отложений Акшабулак Центральный формируют третью группу. К четвертой группе относится одна проба нефти другого происхождения со скв.37, вскрывающей русло №13 на Южном Акшабулак.*

*На 39 пробах нефти проводился биомаркерный анализ, по результатам которого выявлено, что нефти образовались в терригенных (глинистых) ОВ, осаждавшихся в озерной среде. По термическим параметрам, нефти Восточного Акшабулака менее зрелые, чем нефти Акшабулак Центрального и Акшабулак Южного, несмотря на своё относительно глубокое залегание. На основании выполненных работ, в заключении представлены перспективные зоны накопления углеводородов для приращения ресурсов и запасов УВ в будущем.*

*Ключевые слова: биомаркеры, фингерпринтинг нефти, стераны, диастераны, нефтематеринская порода, термическая зрелость, корреляция*

### Введение и предыдущие исследования

Месторождения Акшабулакской группы, которые были открыты в 1987–90 гг., расположены в Южно-Тургайском бассейне. Они состоят из трех разных месторождений: Акшабулак Центральный, Акшабулак Восточный и Акшабулак Южный, расположение которых представлено на рис. 1 по координатам X и Y. Среди месторождений ТОО СП «Казгермунай» Акшабулак Центральный является самым крупным, хотя выработанность его запасов уже составляет 80,7%, в то время как выработанность запасов Акшабулак Восточный и Акшабулак Южный составляют 63 и 70% соответственно [1]. Скважины пробурены на южном и северном куполах как на Южном Акшабулаке, так и на Центральном Акшабулаке (рис. 1).

Залежи нефти и газа в этих месторождениях связаны с отложениями нижнего неокома и верхней, средней юры. На Центральном Акшабулаке все скважины добывающего фонда разрабатываются на 5 объектах мелового и юрского отложений (1600–1900 м), а на Восточном Акшабулаке (2000–2100 м) и Южном Акшабулаке (1750–1900 м) разрабатываются 3 объекта [2] (табл. 1).

Одной из особенностей м. Акшабулак Центральный и Акшабулак Южный является наличие палеорусел, которые были обнаружены по результатам сейсмических исследований, и продуктивность которых доказана бурением и опробованием скважин, поэтому скважины объекта II на Центральном Акшабулаке вскрывают русловые отложения [2].

Рисунок 1. Карта расположения исследованных скважин месторождений Акшабулакской группы по координатам X и Y

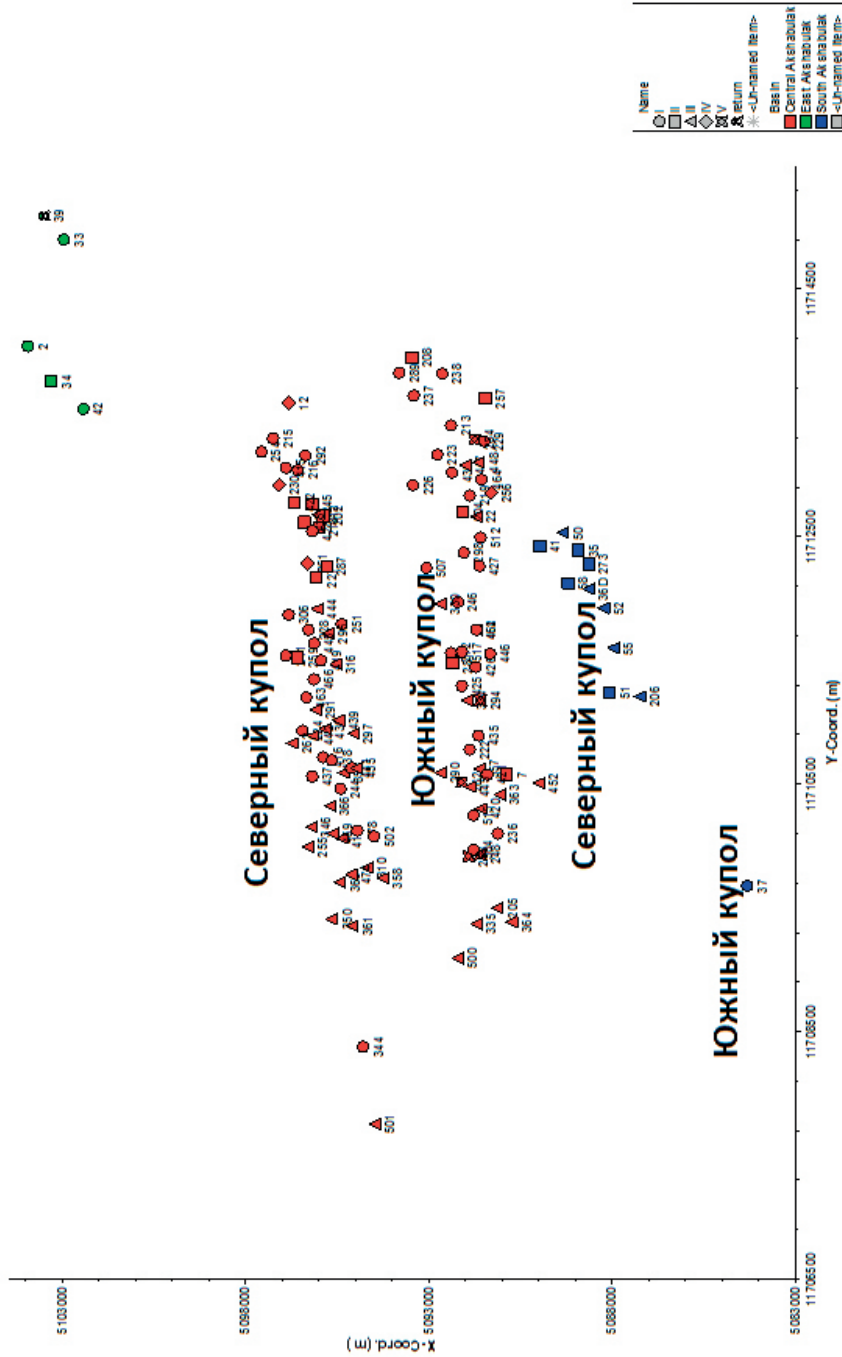


Рисунок 1. Карта расположения исследованных скважин месторождений Акшабулакской группы по координатам X и Y

**Таблица 1. Объекты разработки месторождений Акшабулакской группы**

Месторождения	I объект	II объект	III объект	IV объект	V объект
Акшабулак Центральный	M-II-1/M-II-2	русловые отложения: Ю-0-1/Ю-0-2, Ю-1,	Ю-IIIa, Ю-III	нерусловые отложения: Ю-0-1/Ю-0-2/Ю-1	Ю-II
Акшабулак Южный	M-II Ю-0-1	Ю-0-II Ю-1	Ю-III	-	-
Акшабулак Восточный	Ю-III/IIIa	Ю-II	Возвратный Ю-0-1	-	-

Ввиду уменьшения ресурсной базы в последние годы ТОО «СП Казгермунай» уделяет особое внимание разведке новых нефтегазовых структур. В 2015 г. на базе лаборатории Атырауского филиала (далее – АФ) ТОО «КМГ Инжиниринг» проводилось изучение биомаркерного состава 8 образцов нефти м. Акшабулак Центральный (№ 7, 12, 222, 344, 258, 284, 286) и 3 образца нефти м. Акшабулак Южный (№ 35, 41 и 273) в режиме MRM (Multiple Reaction Monitoring), по результатам которого выявлено, что все нефти обладают идентичными составами биомаркеров и образовались из глинистого органического вещества (далее – ОВ), осаждавшегося в озерной среде с вкладами наземных ОВ [2]. Тогда аналогичное изучение нефти Акшабулак Восточный не проводилось. Также не проводился фингерпринтинг нефти, т.к. применение данного метода началось в Казахстане впервые на базе лаборатории АФ «КМГ Инжиниринг» в 2016 г. В 2020 г. проводилось ещё комплексное геохимическое изучение (биомаркерный анализ, Рок-Эвал пиролиз, отражательная способность витринита, мацеральный анализ) керна скв. № 33 Восточного Акшабулака и скв. № 316 Центрального Акшабулака (2 пробы из фундамента, инт. -1861 м), которые были пробурены до палеозойских отложений. По результатам данного исследования, пробы керна не являются нефтематеринскими породами и обладают очень низкими генерационными потенциалами, что не требует дальнейшей интерпретации. Черты сходства биомаркерного состава УВ из этих кернов и ранее исследованных нефтей месторождений Акшабулак позволяют утверждать, что они генетически едины, хотя УВ в исследованных интервалах керна

скв. № 33 м. Восточный Акшабулак можно рассматривать остаточными (residual) [3].

В 2021 г. проводился отбор устьевых проб нефти по всему добывающему фонду Акшабулак Центральный (112 проб), Акшабулак Южный (11 проб) и Акшабулак Восточный (5 проб) (рис.1) в целях изучения флюидосообщаемости пород коллекторов, типа нефтей и прогноза направления миграции УВ по фингерпринтингу всех нефтей и генетической типизации по биомаркерному составу выбранных 39 проб нефти. По результатам молекулярных исследований были получены весьма интересные результаты, которые меняют взгляд о происхождении и направлении миграции УВ. Новизной данных исследований является то, что подобные геохимические исследования впервые комплексно проводятся для этих месторождений.

В данной работе применяется два метода для изучения состава нефти месторождений Акшабулакской группы: фингерпринтинг нефти и биомаркерный анализ. Чтобы понимать разницу и суть этих методов, необходимо иметь краткое представление о составе нефти: как и большинство нефтей, нефти Акшабулакской группы тоже содержат УВ до  $C_{42}$ . Биомаркеры встречаются в ряде УВ от  $C_{19}$  до  $C_{35}$ , которые обладают генетическими кодами ОВ, в котором образовалась нефть. По этой причине расшифровка данных генетических кодов по биомаркерному составу нефти позволит получить полную картину нефтематеринской породы исследованных нефтей (возраст, литология, среда осадконакопления, термическая зрелость), спрогнозировать направление миграции УВ и установить генетическое родство нефтей. Хотя биомаркеры инертны в резервуарах или во время



миграции УВ, некоторые из них иногда подвергаются изменению вследствие адсорбции к минералам.

В резервуаре при высоких температуре и давлении молекулы особенно легкой фракции нефти постоянно находятся в движении и смешиваются в равной концентрации в пределах сообщаемой породы, если нефти обычно имеют общий источник. При разобценности породы между двумя скважинами легкие фракции нефти этих скважин недостаточно смешиваются, и их концентрации отличаются. Фингерпринтинг по технологии Shell основан на идентификации 11 ароматических компонентов, которые фиксируются на другой колонке между легкими фракциями С8–С10. Идентичные концентрации этих ароматических компонентов в разных нефтях свидетельствуют о флюидосообщаемости пород между исследованными скважинами, в то время как разные концентрации этих алкилбензолов в нефти указывают на наличие барьера, препятствующего перемешиванию флюидов, но не всегда означают разную природу нефти. В связи с этим биомаркерный анализ следует проводить для проб нефти, которые отличались по результатам фингерпринтинга.

### Фингерпринтинг нефти

Анализ каждого образца нефти из одной скважины проводился в 2 раза последовательно для оценки воспроизводимости инструмента и достоверности применяемых программных обеспечений (Openlab, Malcom, PIGI). На хроматограммах нефти дубликата названия пиков были интегрированы и площади полученных пиков были подсчитаны автоматически на двух разных программных обеспечениях (далее – ПО) Openlab и Malcom, затем сравнивались. По результатам полученных значений площадей пиков из первого ПО Openlab были построены звездчатые диаграммы в Excel и проводился кластерный анализ PCA на ПО PIGI, в то время как по результатам данных из второго ПО Malcom была построена дендрограмма Варда. Сопоставление результатов дубликата, обработанного этими тремя разными подходами на разных программных обеспечениях, давало идентичные результаты, что указывает на

их высокую достоверность и исключает лабораторные ошибки от этапа отбора проб до обработки данных.

**а) звездная диаграмма.** Сопоставление ароматических значений 128 проб нефти м. Акшабулак Центральный, Акшабулак Южный и Акшабулак Восточный на звездной диаграмме в Excel указало на наличие 4 основных групп, которые отмечаются разными цветами, что наглядно иллюстрируется на рис. 2.

**б) дендрограмма Варда.** Дендрограмма показывает степень близости отдельных объектов и кластеров, а также наглядно демонстрирует в графическом виде последовательность их объединения или разделения. На представленной дендрограмме (рис. 3), построенной по результатам фингерпринтинга нефти, можно выделить 3 основные группы нефтей, отмеченные зеленым, синим и красным цветами. В отличие от звездной диаграммы, дендрограмма Варда показывает, что нефти группы 4 можно отнести к группе 3, т.к. они имеют общие черты в определенной мере;

**с) PCA анализ.** Компоненты PC-1 и PC-2 составляют 50,67% и 34,00% общей изменчивости (variables). Был построен график зависимости компонентов PC-1 и PC-2, охватывающих 84,67% общей изменчивости (рис. 4), результаты которого хорошо согласуются с результатами звездной диаграммы и дендрограммы Варда. Здесь также выявлено 5 групп, отмеченных разными цветами.

При наложении этих групп, выделенных по результатам звездной диаграммы, дендрограммы и PCA анализа на карту Акшабулакской группы, выявлено 4 основные группы нефтей во всех продуктивных горизонтах (рис. 5): К первой группе (красный цвет) относятся нефти объекта разработки I в основном южного свода Центрального Акшабулак (рис. 5а) и всех объектов северного свода Южного Акшабулак (рис. 6б), хотя такой тип нефти преобладает в нижних объектах (III, IV и V) на обоих сводах Центрального Акшабулак, что указывает на хорошую флюидосообщаемость пород в пределах этих продуктивных горизонтов (рис. 5б). Идентичность фингерпринтинга некоторых нефтей объектов I и III, IV, V дает основание предположить присутствие в отдельных участках северного и южно-

го свода Центрального Акшабулак следов восходящей вертикальной миграции из нижележащих горизонтов.

Вторую группу образуют нефти (зеленый цвет) скважин, разрабатываемых на объекте I северного свода Центрального Акшабулак, хотя такой тип также прослеживается в некоторых скважинах южного свода данного месторождения (рис. 5а).

В третью группу попадают нефти (синие) Акшабулак Восточный (рис. 6а) и нефти руслового отложения (объект II) Центрального Акшабулак (рис. 5), в то время как подгруппу смеси (желтые) составляют нефти всего трех скважин (№230, 413 и 281) Центрального Акшабулак. Вероятно, залежи в палеоруслах (глубина 1700–1500 м) на Центральном Акшабулак образовались за счет миграции УВ из нижней части Восточного Акшабулак (глубина 2000–2100 м) через русла. Для подтверждения единства резервуара и оди-

наковых условий резервуара в пределах всего м. Восточного Акшабулак рекомендуется провести аналогичные исследования на нефти Восточного Акшабулак, принадлежащего к территориям компании ТОО «СаутсОйл».

К последней четвертой группе относится одна проба (коричневый цвет) нефти со скважины № 37, вскрывающей русло №13 на Южном Акшабулак. Наблюдаемая аномальность состава нефти № 37, которая находится на периферии месторождений дает основание предполагать наличие отдельного участка, возможно, в пределах русла, которое необходимо локализовать для рациональной разработки залежи. По фингерпринтингу нефти скв. 36Д и 273 Южного Акшабулак, которые вскрывают русло 3 в горизонте Ю-0-2б, не отличаются от других нефтей северного свода данного месторождения, хотя нефть скв. 206 вскрывает русло 11 в горизонте Ю-0-1.

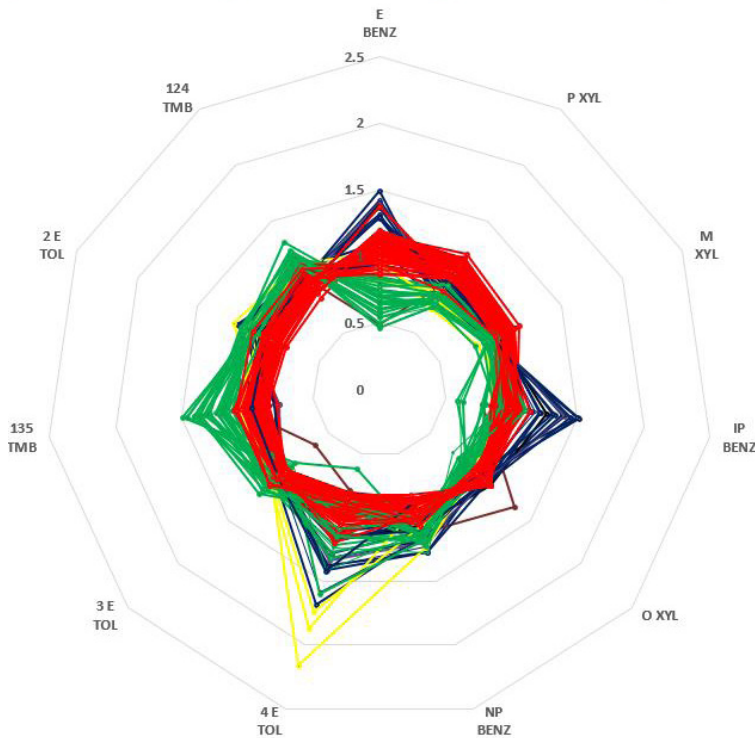


Рисунок 2. Звездчатая диаграмма всех нефтей по фингерпринтингу (OpenLab)

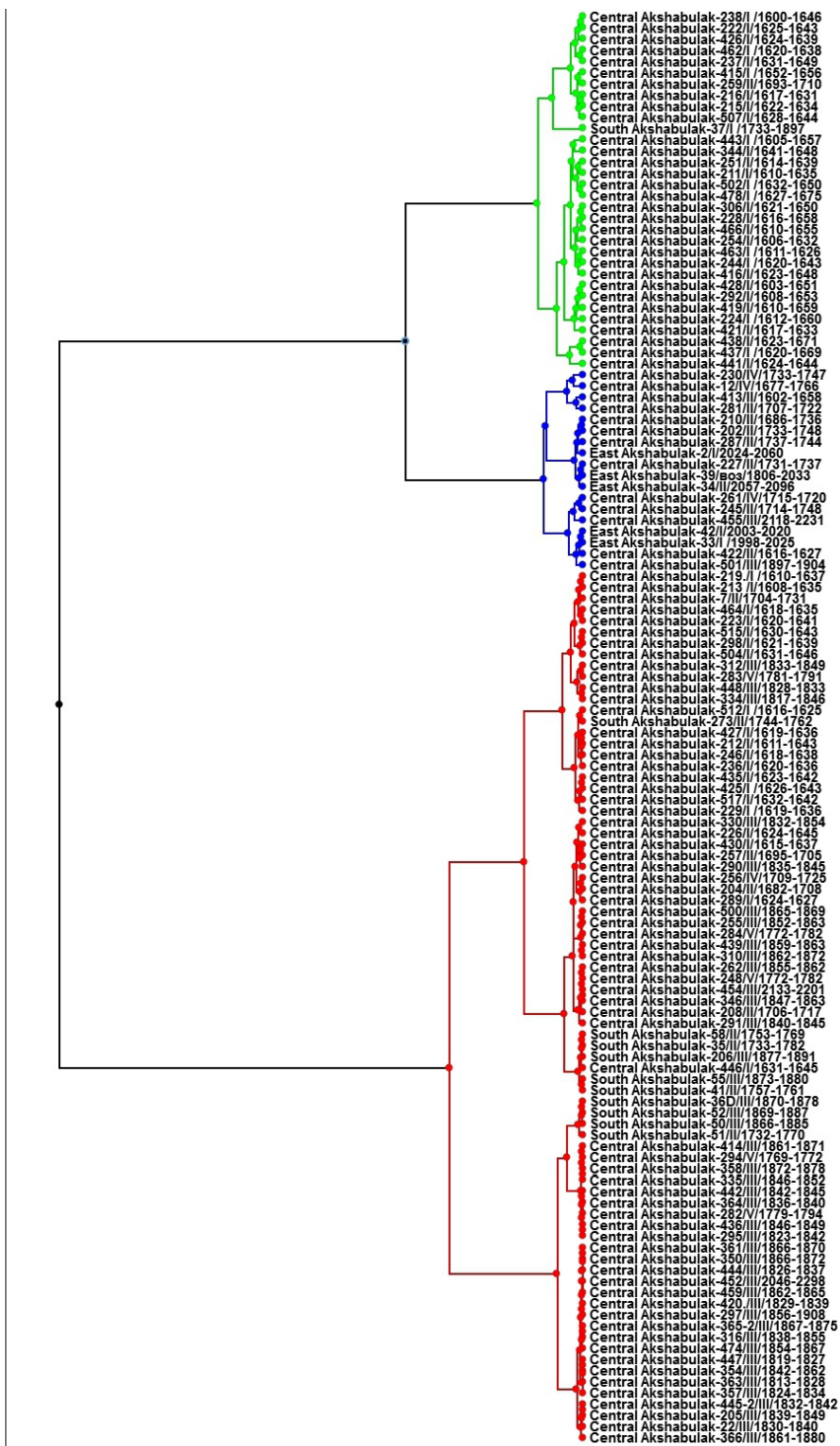


Рисунок 3. Дендрограмма Варда всех нефтей по фингерпринтингу (Malcom)

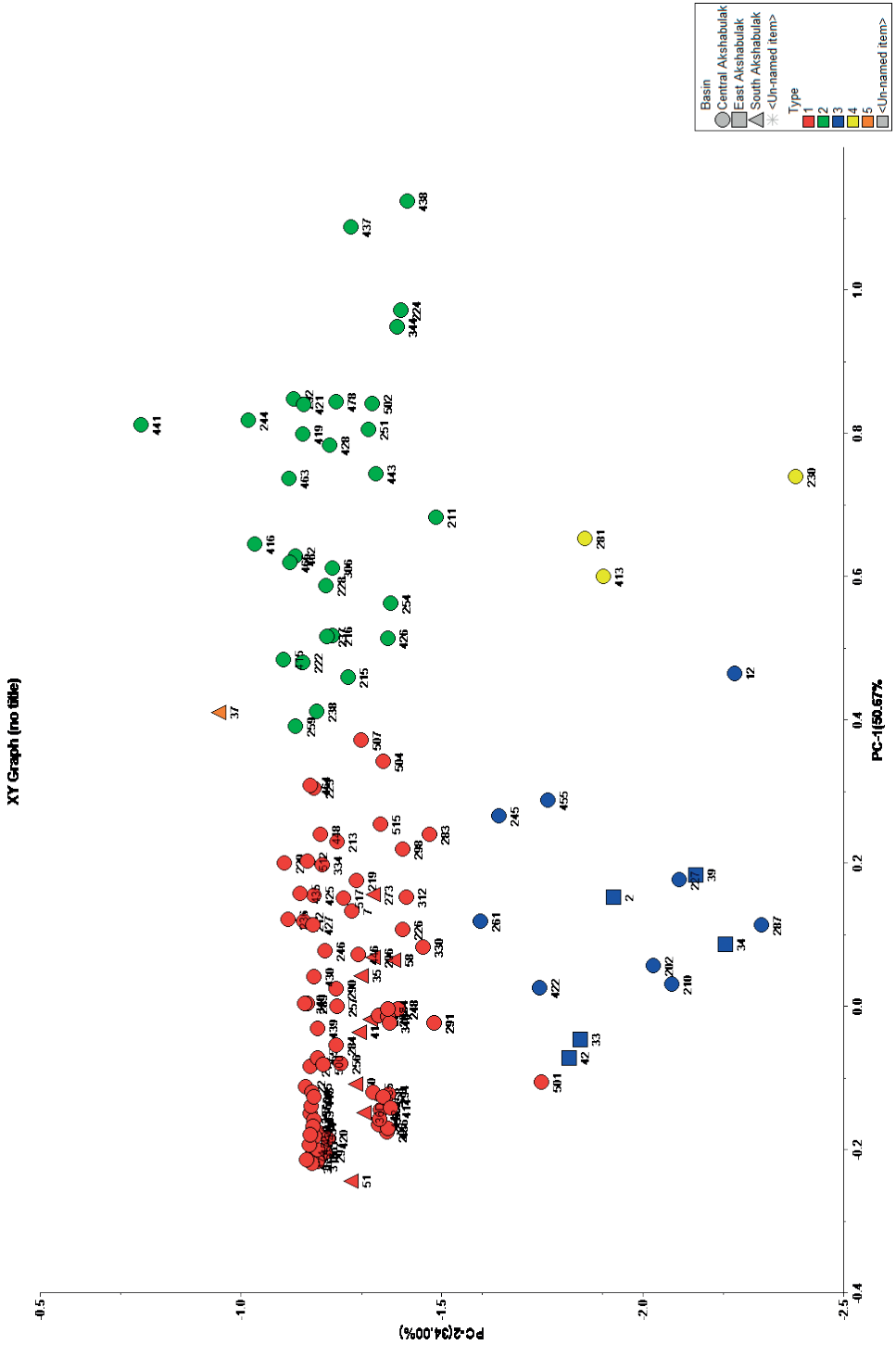


Рисунок 4. 2D PCA анализ всех нефтей по фингерпринтингу (PIGI)

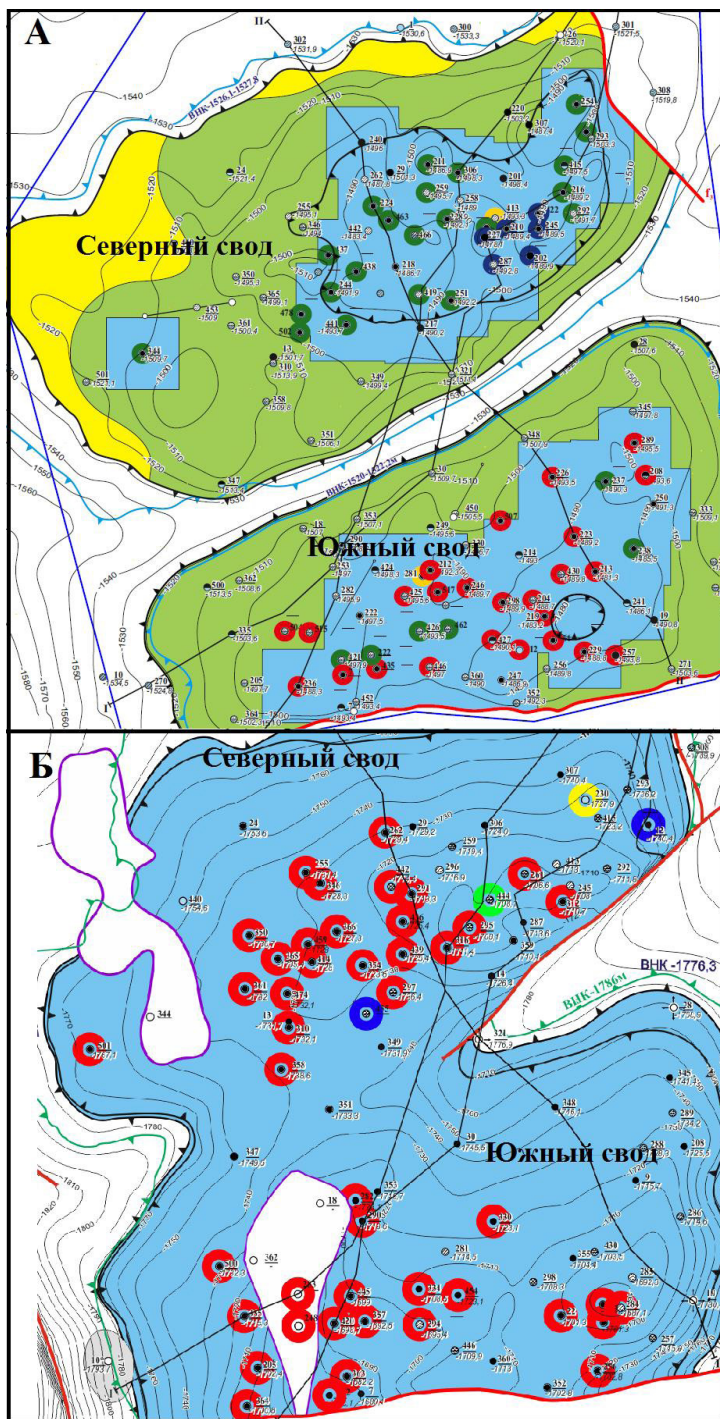


Рисунок 5. Карта распространения выделенных типов нефтей объектов I и II(а) и III-IV(б)- на структурной карте (Центральный Акшабулак)

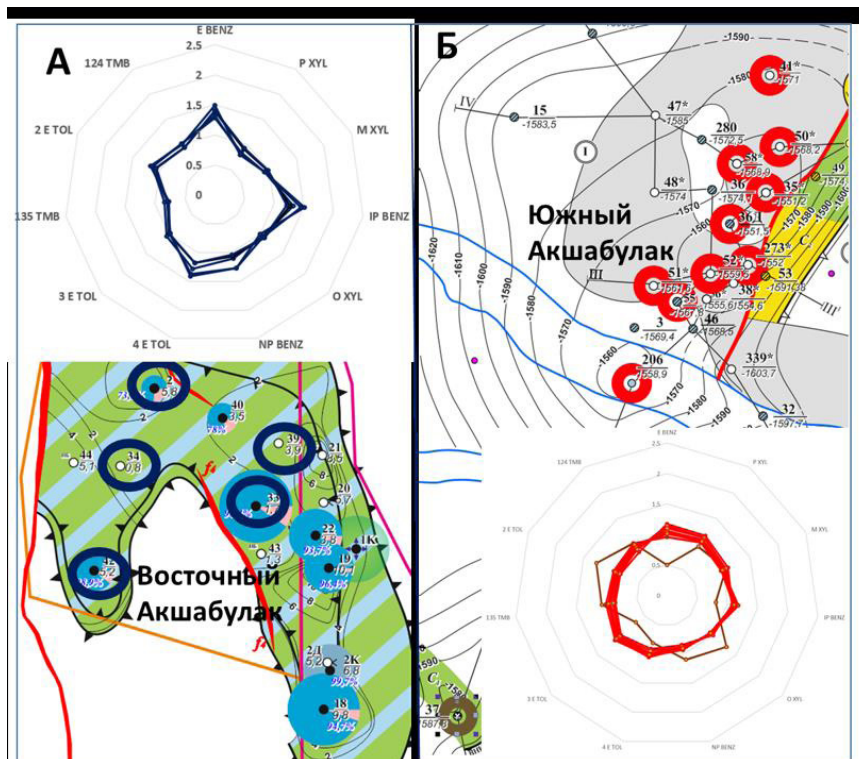


Рисунок 6. Карта распространения выделенных типов нефти Восточного Акшабулак(а) и Южного Акшабулак(б) по фингерпринтингу

### Биомаркерный анализ нефти

Биомаркерный анализ проводился на хромато-масс-спектрометре Agilent 7890В в режиме SIM. В качестве диагностических ионов насыщенных фракций  $m/z$  57, 191, 217 и 218 были использованы идентификации для *n*-алканов (и изопреноидов), терпанов, стеранов и изостеранов соответственно. Четыре типа нефтей, выделенных по результатам фингерпринтинга, были исследованы по биомаркерному анализу, чтобы определить, вызваны ли такие различия их генетическими особенностями.

**Условия осадконакопления ОВ.** Для определения условий осадконакопления ОВ применялся график зависимости соотношения пристана к фитану от соотношения  $C_{29}$  стеран/  $C_{30}$  гопан и тригонограмма

терпана. Согласно первому графику, ОВ нефти месторождений Акшабулакской группы образовалось в озерной среде, хотя наблюдается большой разброс в значениях пристан/фитан (рис. 7). Относительно высокие значения  $Pr/Ph$  в нефтях указывают на наличие преимущественно окислительной среды во время осадконакопления ОВ. Такой большой разброс в значениях пристан/фитан нефти в пределах очень близких месторождений был зафиксирован впервые за всю историю наблюдений. Интересным было то, что по данному графику нефти подгруппы 1 (красные) находятся между нефтями групп 3 (синие) и 2 (зеленые), что может указать на смесь этих двух групп.

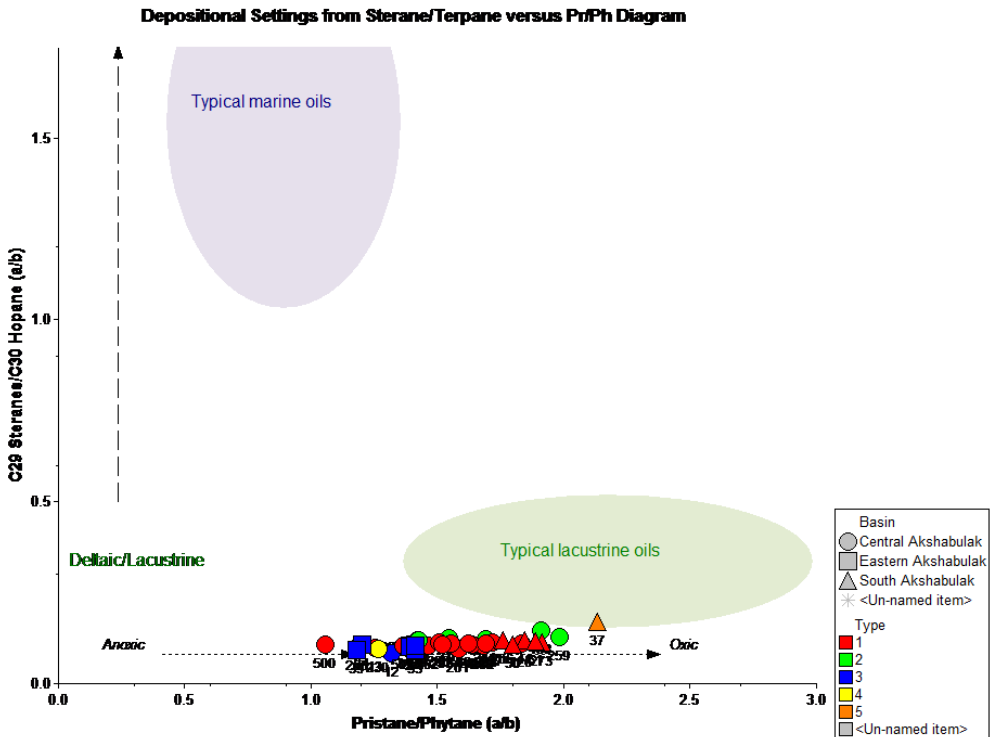


Рисунок 7. График зависимости пристан/фитан (Pr/Ph) к стерану C29/ гопану C30

Данное наблюдение также подтверждается результатами тригономмы стерана, где нефти первой группы, к которым относятся нефти разных объектов разработки Центрального Акшабулака, расположены между нефтями из Восточного Акшабулака (синие прямоугольники) и западной части Акшабулака Центрального (зеленые круги) (рис.8).

Для определения фациальных обстановок накопления исходного ОВ и различия морских и озерных условий раннего диagenеза также использовалась тригономма гопанов для нефтей, на основе которой можно прийти к аналогичному выводу, что все исследованные нефти образовались из ОВ озерного происхождения (рис.9). По данной тригономме, вне зависимости от объекта разработки и месторождений,

все нефти образуют общую компактную группу, что может указывать на схожие условия осадконакопления ОВ исследуемых нефтей.

**Литология ОВ.** Литология ОВ исследуемых нефтей определялась по распределениям терпанов на масс-фрагментограмме  $m/z$  191: низкие  $C_{29}/C_{30}$  гопан ( $29N/30N < 1$ ), низкие значения индекса гомогопана ( $35N/34N < 1$ ) во всех исследованных нефтях м. Акшабулак Центральный, Акшабулак Восточный и Акшабулак Южный свидетельствуют о глинистости их нефтематеринской породы (далее – НМП) (рис. 10). Данное наблюдение также подтверждается высокими значениями соотношений диастерана к стеранам, низкими значениями дибензотиофена к фенантранам, определенными нами в 2015 г.

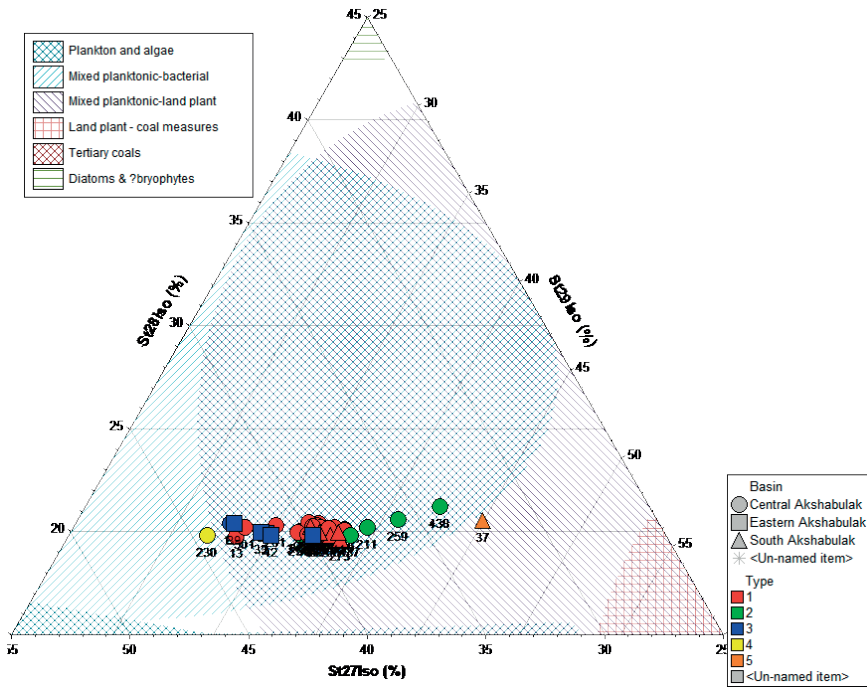


Рисунок 8. Тригонограмма стерана в нефтях Акшабулакской группы

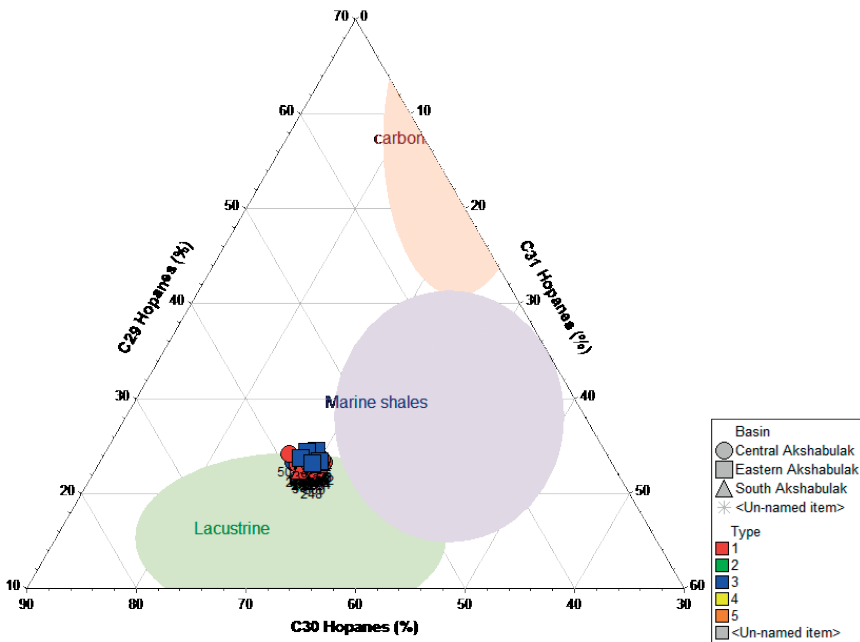


Рисунок 9. Тригонограмма гопанов в нефтях



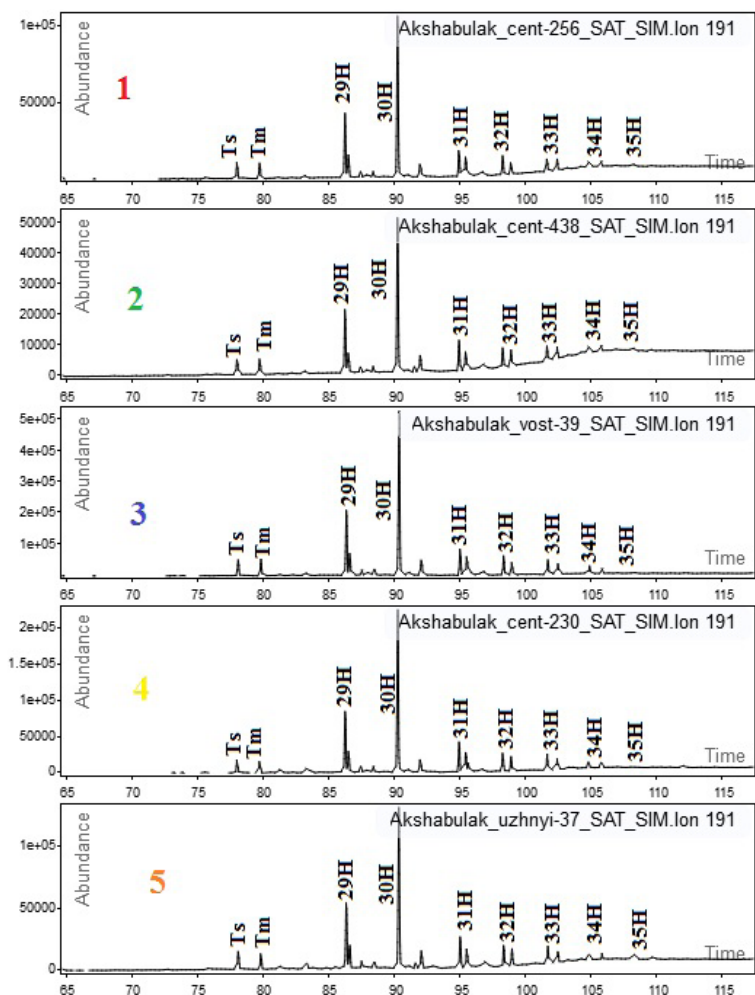


Рисунок 10. Масс-фрагментограммы терпанов  $m/z$  191 в представительных нефтях

**Термическая зрелость и направление миграции УВ.** Под зрелостью подразумевается то состояние НМП, когда она может производить углеводороды. Условно существует 3 этапа генерации: ранняя стадия, пик зрелости и поздняя стадия. В ранней стадии генерируются относительно менее зрелые нефти, в то время как в пик зрелости образуются более зрелые нефти.

Даже в пик зрелости и поздней стадии генерации НМП под влиянием возрастающих температур и давления увеличивается термическая зрелость нефти, и в нефтематеринской породе происходит крекинг высокомолекулярных  $n$ -алканов с обра-

зованием низкомолекулярных гомологов, вследствие чего молекулярные массы и плотность пластовой нефти уменьшаются со зрелостью.

В этой работе для определения термической зрелости нефти применялись 2 графика зависимости (29Ts/29Tm vs Ts/Tm и триароматические стероиды TAS 20+21/tot против MPI (1)), которые возрастают по мере увеличения термической зрелости нефти (рис. 11 и 12). По результатам этих графиков выявлено, что нефть Восточного Акшабулака термически менее зрелые, чем нефть Акшабулака Центрального и Акшабулака Южного, несмотря на свои глубокие

залегания (2100–2200 м), хотя исключения составляют пробы скв. 37 (Южный Акшабулак) и 501 (Центральный Акшабулак).

Термически менее зрелые нефти из глинистых НМП обычно имеют относительно низкие значения давления насыщения и газового фактора по сравнению с более зрелыми образцами. Данное наблюдение подтверждается результатами анализов

глубинных проб нефти (табл. 2). Как видно из табл. 2, нефти Восточного Акшабулака имеют относительно низкие значения газосодержания и давления насыщения и, соответственно, более высокие молекулярные массы по сравнению с нефтями Акшабулака Центрального и Акшабулака Южного.

Если посмотреть латерально, то тер-

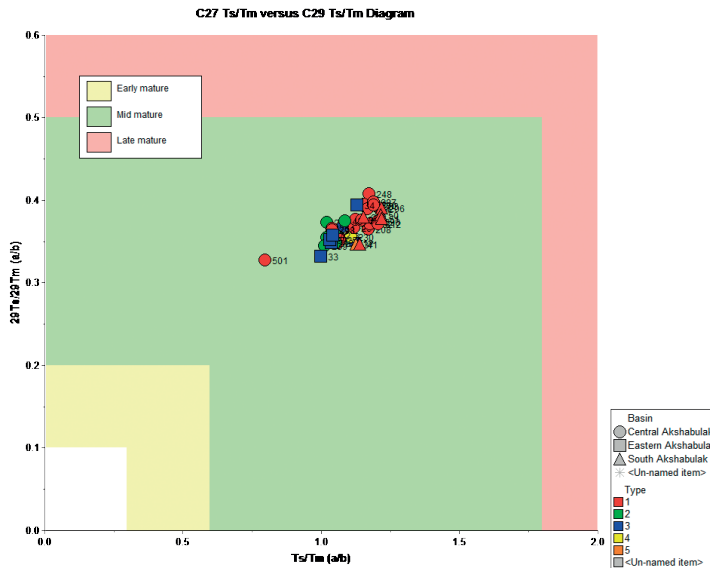


Рисунок 11. График зависимости терпанов C27Ts/Tm от C29Ts/Tm в нефтях Акшабулакской группы

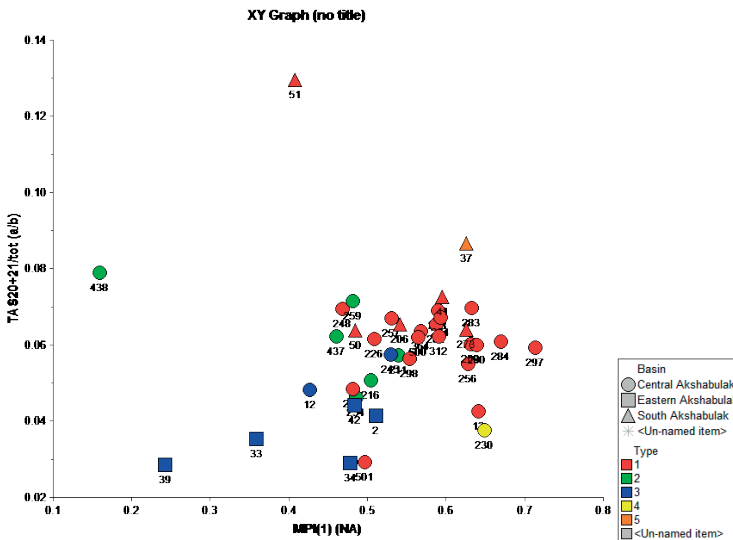


Рисунок 12. График зависимости соотношений триароматических стероидов TAS против индекса метилфенантрена в нефтях Акшабулакской группы

**Таблица 2. PVT характеристики некоторых представительных нефтей Акшабулакской группы [3]**

№	Месторождения	№ скв.	Интервал перфорации, м	Газосодержание, м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>	Давление насыщения, МПа	Молек. масс, г/моль
1	Акшабулак Восточный	№2	2024–2028	47,82	4,75	230
2	Акшабулак Восточный	№39	1806–1810	49,53	5,22	232
3	Акшабулак Центральный	№500	1867	122	12,31	214
4	Акшабулак Центральный	№ 356	1810	137,13	14,15	192
5	Акшабулак Центральный	№445	1832	141,61	14,58	218
6	Акшабулак Южный	№ 57	1872–1879	75,96	6,77	214

мическая зрелость проб увеличивается с Акшабулака Восточного в сторону Центрального Акшабулака и далее Южного Акшабулака, что также может указывать на направление миграции УВ.

Если учесть, что нефть состоит из 4 фракций (насыщенной, ароматической, асфальтеновой и смол), обычно асфальтеновые и смолистые компоненты нефти сорбируются породами на путях миграции, в результате чего уже более легкие фракции (более зрелые) УВ мигрируют дольше, и в направлении миграции наблюдается уменьшение плотности нефти. В связи с этим в этой работе определялась плотность 39 проб нефти, на которых проводился биомаркерный анализ. По результатам выявлено, что нефти Акшабулака Восточного утяжеляются по возрастанию глубины залегания, хотя такая тенденция не наблюдается для нефтей Акшабулака Центрального и Акшабулака Южного. При этом сопоставление средних значений плотности исследованных нефтей показали, что нефти Восточного Акшабулака более тяжелые (840 г/м<sup>3</sup>), чем нефти Центрального Акшабулака (836 г/м<sup>3</sup>) и Южного Акшабулака (822 г/м<sup>3</sup>). Таким образом, миграционный путь нефти Восточного Акшабулака был относительно коротким, что, в свою очередь, отразилось на большем сохранении асфальтеновых и смолистых

компонентов при потерях во время миграции. Наличие газовых шапок в горизонтах Ю-0-2а, б и Ю-3 Акшабулака Южного также подтверждает, что их нефти генерировались последними, т.к. при поздней стадии генерации образуется не только нефть, но и газ вне зависимости от типа керогена.

**Визуальное сравнение масс-фрагментограмм.** Для визуального подтверждения наличия 5 разных нефтей были сопоставлены масс-фрагментограммы стеранов на m/z 217 (рис. 13) и диастеранов на m/z 259 (рис. 14). В отличие от нефтей Прикаспийского и Мангышлакского бассейнов, в нефтях Южно-Тургайского бассейна фиксируются мизерные концентрации трициклических/тетрациклических терпанов, и сопоставление имеющихся пентациклических терпанов в нефтях Акшабулакской группы менее информативно, в связи с чем при сравнении применялись стераны и диастераны. По результатам визуального сравнения стеранов и диастеранов выявлено, что сигналы этих биомаркеров в нефтях скв. 37 отличаются от сигналов остальных нефтей Акшабулакской группы, что подтверждает результаты фингерпринтинга. Нефти группы 3 и 4 обладают идентичными биомаркерными составами на масс-фрагментограммах стеранов и диастеранов (рис. 13 и 14), что указывает на их генетическое единство.

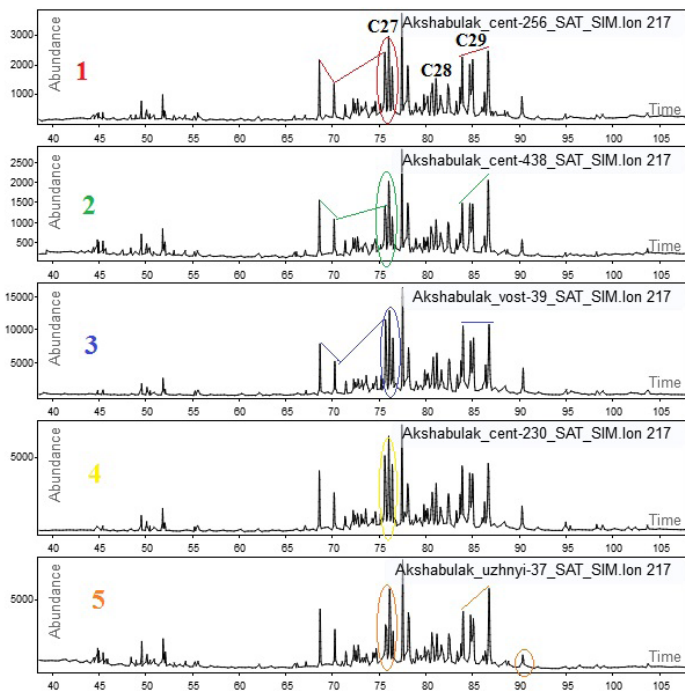


Рисунок 13. Масс-фрагментограмма стеранов (m/z 217) в представительных пробах нефти

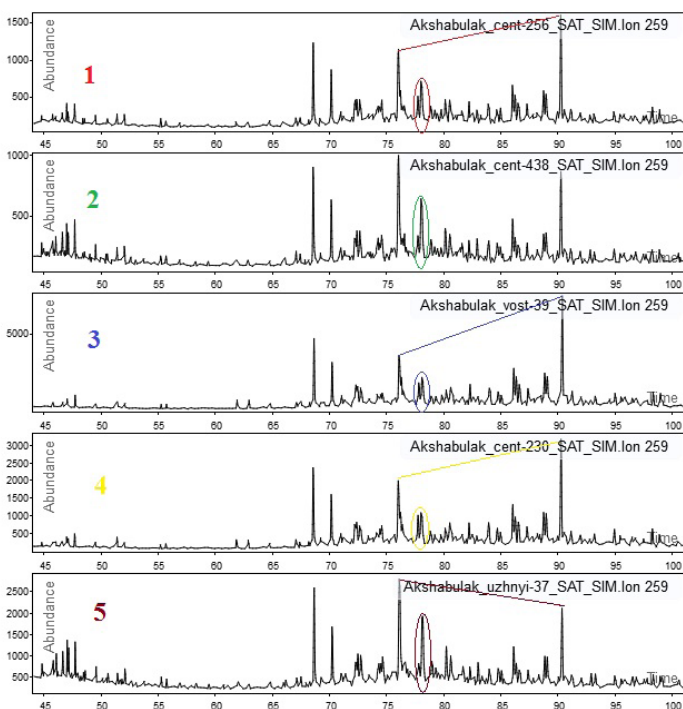


Рисунок 14. Масс-фрагментограмма диастеранов (m/z 259) в представительных пробах нефти

## Выводы

В этой работе представлены результаты фингерпринтинга нефти по всему добывающему фонду м. Акшабулак Центральный (112 проб), Акшабулак Южный (11 проб) и Акшабулак Восточный (5 проб) в целях определения типов нефтей, изучения флюидосообщаемости пород-коллекторов в пределах месторождений Акшабулакской группы. Результаты были обработаны тремя подходами (звездная диаграмма, дендрограмма и РСА анализ) на разных программах обеспечения. Сопоставление результатов дубликата, обработанного разными подходами, давало идентичные результаты, что указывает на высокую их достоверность и исключает лабораторные ошибки от этапа отбора проб до обработки данных.

По результатам обработки полученных данных выявлено 4 основных группы нефтей во всех продуктивных горизонтах изучаемого участка.

К первой группе нефти (красные) относятся нефти объекта разработки I, в основном, южного свода Центрального Акшабулака и всех объектов северного свода Южного Акшабулака, хотя такой тип нефти преобладает в объектах III, IV и V (и возвратном объекте) северного и южного свода Центрального Акшабулака, что указывает на хорошую флюидосообщаемость пород в пределах этих продуктивных горизонтов. Идентичность фингерпринтинга некоторых нефтей объекта I и III дает основание предположить присутствие в отдельных участках северного и южного свода Центрального Акшабулака следов восходящей вертикальной миграции из нижележащих горизонтов.

Вторую группу образуют нефти (зеленые) скважин, разрабатываемых на объекте I северного свода Центрального Акшабулака, хотя такой тип также прослеживается в некоторых скважинах южного свода данного месторождения (скв. 462, 237, 238 и т.д.).

В третью группу попадают нефти (синие) руслового отложения (объект II) Центрального Акшабулака. Вероятно, палеорусловые залежи (глубина 1700–1500 м) на Центральном Акшабулаке образовались за счет миграции УВ из нижней части Восточного Акшабулака (глубина 2000–2100 м) через русло. Миграционный путь нефти Восточного Акшабулака был относительно коротким, что, в свою очередь, отразилось на большем сохранении асфальтеновых и смолистых компонентов при потерях во время миграции. Конечно,

незакономерное изменение генетических параметров в исследованных нефтях подгруппы (желтые), скорее всего, вызваны либо смешением с нефтью группы 3, либо воздействием миграции на состав нефти.

К последней четвертой группе относится одна проба нефти (коричневая) со скв. 37, вскрывающей русло 13 на Южном Акшабулаке. Наблюдаемая аномальность составов нефти скв. 37, которая находится на периферии месторождений, дает основание предполагать наличие отдельного изолированного участка, возможно, в пределах русла, которое необходимо локализовать для рационализации разработки залежи. Наличие газовых шапок в горизонтах Ю-0-2а, б и Ю-3 Южного Акшабулака также подтверждает, что их нефти генерировались последними, т.к. при поздней стадии генерации образуется не только нефть, но и газ, вне зависимости от типа керогена. Залежи объектов III-IV Южного Акшабулака формировались за счет поступления и смешения УВ флюидов из северо-восточного направления, т.е. из объекта III Центрального Акшабулака, хотя глубины залегания этих объектов двух месторождений сходны и варьируются в пределах 1733–1867 м.

Биомаркерный анализ проводился на 39 пробах нефти, охватывающих все выделенных групп, в целях определения генетической связи между ними и характеристики их нефтематеринской породы. Результаты биомаркерного анализа хорошо согласуются с выводом фингерпринтинга.

Суммируя вышеизложенные, на основании выполненных работ на площади выделяется несколько перспективных зон накопления углеводородов для приращения ресурсов и запасов УВ в будущем:

К первой зоне возможного накопления УВ относятся продолжение руслового отложения №13, которую вскрывает скв. 37 на Акшабулак Южный. Нефть данной скважины имеет совершенно другой генезис и отпечатки.

Ко второй зоне возможного накопления УВ относятся русловые отложения между м. Акшабулак Южный и м. Акшабулак Центральный (II-объект).

Но нужно отметить, что результаты выполненных исследований представляют ценную информацию только при интеграции со соответствующими геологическими и сейсмическими данными.

### Список использованной литературы

1. Айдарбеков К.Д. История открытия и освоения месторождения Кумколь. – Нефть и газ, 2020, №3–4, (117–118), с. 180–186. // Aydarbekov K.D. Istoriya otkrytiya i osvoeniya mestorozhdeniya Kumkol' [History of discovery and development of the Kumkol field]. – Neft' i gaz [Oil and Gas], 2020, №3–4, (117–118), pp. 180–186.
2. Сейтхазиев Е.Ш., Байбурина Г. 2015 Отчет по теме: «Геохимические исследования проб нефти на месторождении Акшабулак Восточный, Акшабулак Центральный и Нуралы», Атырау, архив Атырауского филиала ТОО «КМГ Инжиниринг». // Seytkhaziev E.SH., Bayburina G. 2015 Otchet po teme: «Geokhimicheskie issledovaniya prob nefti na mestorozhdenii Akshabulak Vostochniy, Akshabulak Tsentral'nyy i Nuraly» [Report on the topic: "Geochemical studies of oil samples at the East Akshabulak, Central Akshabulak and Nuraly fields"], Atyrau, Arkhiv Atyrauskogo filiala TOO «KMG Inzhiniring» [Archive, Atyrau branch of KMG Engineering LLP].
3. Сейтхазиев Е.Ш., Джумабаев Т., Досмухамбетов А.К., 2021. Отчет по теме: «Геохимические исследования проб нефти месторождений Акшабулак Южный, Акшабулак Центральный и Акшабулак Восточный», Атырау, архив Атырауского филиала ТОО «КМГ Инжиниринг». // Seytkhaziev E.SH., Dzhumabaev T., Dosmukhambetov A.K., 2021 Otchet po teme: «Geokhimicheskie issledovaniya prob nefti mestorozhdeniy Akshabulak YUzhnyy, Akshabulak Tsentral'nyy i Akshabulak Vostochnyy» [Report on the topic: "Geochemical studies of oil samples from the South Akshabulak, Central Akshabulak and East Akshabulak fields"], Atyrau, arkhiv Atyrauskogo filiala TOO «KMG Inzhiniring» [Archive, Atyrau branch of KMG Engineering LLP].

## МҰНАЙ ТҮРЛЕРІН АНЫҚТАУ ҮШІН «АҚШАБУЛАҚ» ТОПТАРЫ МҰНАЙЫН ФИНГЕРПРИНТИНГ ЖӘНЕ БИОМАРКЕРЛІК ТАЛДАУ НӘТИЖЕЛЕРІ

Е.Ш. Сейтхазиев, Р.Н. Өтеев, М.К. Мұстафаев, Ш. Лю,  
Н.Д. Сәрсенбеков, А.К. Досмухамбетов

Бұл мақалада мұнай түрлерін анықтау үшін Ақшабулақ тобындағы үш кен-орнының барлық өндіру ұңғымаларынан алынған 128 мұнай сынамасына жасалған фингерпринтинг нәтижелері берілген. Осы талдау нәтижелері бойынша мұнайлардың төрт тобы анықталды: Бірінші топқа (қызыл) Орталық Ақшабулақ кен-орнындағы екі күмбезде қалыптасқан төменгі объектілердің (III-IV-V) және оңтүстік күмбезде қалыптасқан жоғарғы I объектінің және Оңтүстіктің Ақшабулақ кен-орнындағы солтүстік күмбезде қалыптасқан барлық объектілердің мұнайлары жатады. Мұнайдың екінші тобы (жасыл) Орталық Ақшабулақтың солтүстік күмбезіндегі I объектіні иеретін ұңғымаларда анықталды, ал Шығыс Ақшабулақ горизонттары мен Орталық Ақшабулақ палео-шөгінділерінде мұнайлар (көк) үшінші топты құрайды. Төртінші топқа Оңтүстік Ақшабулақтағы № 13 тесіп өтетін №37 ұңғымадан шыққан табиғи көзі бөлек мұнай сынамасы жатады.

39 мұнай сынамасына биомаркерлік талдау жүргізілді, нәтижесінде мұнайлар көлдік ортада шөккен терригенді (сазды) органикалық заттан пайда болғаны анықталды. Термикалық параметрлері бойынша Шығыс Ақшабулақ мұнайлары терең жатқанына қарамастан Орталық Ақшабулақ пен Оңтүстік Ақшабулақ мұнайларына қарағанда термикалық аз жетілген. Қорытындыда атқарылған жұмыстардың негізінде болашақта көмірсутек ресурстары мен қорларын ұлғайту үшін көмірсутектердің перспективалы жинақтау аймақтары ұсынылған. Дегенмен, жүргізілген зерттеулердің нәтижелері расталған геологиялық және сейсмикалық деректермен біріктірілген жағдайда ғана құнды ақпарат беретінін атап өту керек.

Түйін-сөздер: биомаркерлер, мұнай фингерпринтингі, стерандар, диастеран, мұнай көздері, термикалық жетілу, корреляция

## FINGERPRINTING AND BIOMARKER ANALYSIS OF OIL FROM AKSHABULAK GROUP FOR DETERMINING OIL TYPES

Y.Sh.Seitkhaziyev, R.N. Uteyev, M.K.Mustafaev, Sh. Liu N.D. Sarsenbekov, A.K. Dosmukhambetov

*This article presents the results of fingerprinting of 128 oil samples derived from all production wells of three Akshabulak group fields to determine the types of oils. Based on the results of this analysis, four groups of oils were identified: The first group includes oils (red) of the lower hydrocarbon pay zones (III-IV-V) in Akshabulak Central, the upper zones of the I southern dome of Akshabulak Central and all pay zones of the northern dome at Akshabulak South. The second group of oils (green) was identified in the wells exploiting pay zone I in the northern dome of Akshabulak Central, while oils (blue) in the productive horizons of Akshabulak East and paleochannel sediments of Akshabulak Central form the third group. The fourth group includes one oil sample with different genesis from well № 37, which penetrates paleo-channel № 13 at South Akshabulak.*

*Biomarker analysis was carried out for 39 oil samples, according to which the oils were formed in terrigenous (clayey) organic matter, deposited in lacustrine environment. In terms of thermal parameters, the oils of the Eastern Akshabulak are less mature than the oils of the Central Akshabulak and the South Akshabulak, despite their relative deeper depths. Based on the work performed, the conclusion presents the prospective hydrocarbon accumulation zones suitable for increasing hydrocarbon resources and reserves in the future. However it should be noted that the results of the studies performed provide valuable information only when integrated with the corresponding geological and seismic data.*

*Key words: biomarkers, oil fingerprinting, sterane, diasterane, oil source rock, thermal maturity, correlation.*

### Информация об авторах

**\*Сейтхазиев Есимхан Шереханович** – соискатель ученой степени PhD (SOCAR), магистр наук в области нефтегазовой геохимии, заведующий лабораторией геохимических исследований нефти, воды и породы, [seitkhaziyev.y@lpcmg.kz](mailto:seitkhaziyev.y@lpcmg.kz)

**Утеев Рахим Нагангалиулы** – докт. наук PhD по геологии, директор филиала, [uteyev.r@lpcmg.kz](mailto:uteyev.r@lpcmg.kz)

**Сарсенбеков Нариман Данебекович** – соискатель ученой степени PhD, управляющий директор по лабораторным исследованиям, [sarsenbekov.n@lpcmg.kz](mailto:sarsenbekov.n@lpcmg.kz)

**Досмухамбетов Абдрахман Куандықұлы** – инженер лаборатории геохимических исследований нефти, воды и породы, [dosmukhambetov.a@lpcmg.kz](mailto:dosmukhambetov.a@lpcmg.kz)

Атырауский филиал ТОО «КМГ инжиниринг», г. Атырау, Казахстан

**Шаою Лю** – генеральный директор (Председатель Правления), [shlui@kgm.kz](mailto:shlui@kgm.kz)

**Мустафаев Мурат Кенесбаевич** – первый заместитель генерального директора, [tmustafaev@kgm.kz](mailto:tmustafaev@kgm.kz)

ТОО СП «Казгермунай», г. Кызылорда, Казахстан

\*Автор, ответственный за переписку

УДК 622.276.58

## ВЛИЯНИЕ ОБВОДНЕННОСТИ И ТЕМПА ОХЛАЖДЕНИЯ НА ТЕКУЧЕСТЬ НЕФТЕЙ

Ф.Б. Исмайылова

*Нефтям с аномальными свойствами присущи большие значения плотности, вязкости, высокое содержание парафиновых углеводородов и асфальтено-смолистых веществ (до 30%), высокая температура застывания (35–38°C), что повышает вероятность осложнения процесса добычи, промышленного сбора и подготовки нефтей. По этой причине для многих стран с холодными климатическими условиями проблема улучшения низкотемпературных свойств нефтей является одной из самых актуальных в решении проблем добычи и транспорта трудноизвлекаемых нефтей. Исследования последних лет показывают, что большое влияние на реологические свойства природных нефтяных смесей при термообработке оказывают скорости процессов нагрева/охлаждения. Опыт эксплуатации нефтяных месторождений показывает, что в системах сбора и транспортировки нефти в силу обводненности нефтей и агрессивности пластовых вод часто образуются стойкие нефтяные эмульсии, осложняющие товарную подготовку нефтей.*

*В статье приведены результаты исследований по изучению влияния фактора обводненности на транспортировку скважинной продукции, а также влияния темпа охлаждения на температуру застывания нефтяных эмульсий. Лабораторные исследования показали, что увеличение содержания воды в эмульсиях до 40% и более приводит к значительному росту вязкости во всем температурном диапазоне. Показано также, что увеличение обводненности повышает температуру застывания нефти на 7-140°C.*

*Ключевые слова: вязкость, эмульсия, обводненность, темп охлаждения, реологические свойства, смола, асфальтены, парафины, кривые течения.*

### Введение

Известно, что в процессах добычи нефти и её транспортировки по нефтепромысловым трубопроводам происходит интенсивное обводнение и перемешивание разнотипных нефтей. В результате полученная смесь и её реофизические свойства сильно отличаются от свойств исходной нефти. При этом, как правило, изменение свойств в нефтяных эмульсиях часто носит аномальный характер [1–8].

Важнейшими техническими характеристиками тяжелых природных нефтей являются их вязкость и реологические свойства. Эти характеристики определяют методы и продолжительность сливно-наливных операций, условия перевозки и перекачки, гидравлические сопротивления при транс-

портировке топлива по трубопроводам. Один из распространенных методов модификации реологических свойств тяжелых нефтей состоит в их тепловой обработке. Результаты исследований показывают, что в отличие от распространенного убеждения, термическая обработка природных нефтей не обязательно приводит к улучшению их реологических свойств [9].

Существенный положительный эффект термообработки наблюдается лишь при условии некоторого оптимального соотношения температуры обработки и температуры последующей эксплуатации. Более того, при сравнительно небольших отклонениях от оптимальных условий термообработка может приводить к резкому ухудшению параметров текучести жидких сред вплоть до



полного их застывания.

Проведены лабораторные исследования по изучению особенностей влияния обводненности аномальных нефтей на реологические свойства эмульсий. В качестве объекта исследования выбрана смолистая и высокопарафинистая дегазированная нефть м. Мурадханлы, состав которой представлен в табл. 1.

Как видно из табл. 1, исследуемая нефть характеризуется значением плотности 845,9 кг/м<sup>3</sup>, высоким содержанием парафиновых углеводородов и асфальтено-смолистых веществ до 27% вес, обуславливающих высокую температуру её застывания (31°C).

Исследования сырых нефтей и нефтяных эмульсий различного происхождения

**Таблица 1. Физико-химические свойства исследуемой дегазированной нефти**

Плотность, кг/м <sup>3</sup>	Вязкость динамическая при 20°C, мПа·с	Содержание, % вес.		
		парафины	смолы	асфальтены
845,9	125,5	17,15	9,12	0,68

отчетливо продемонстрировали различие их реологических свойств. Наиболее важная, с точки зрения применения, реологическая характеристика нефтей – это их вязкостные свойства (кривые течения), поскольку основные инженерные проблемы связаны с задачей транспортировки нефти на дальние расстояния. При этом следует учитывать, что сырая нефть – нестабильный материал, и её реологические и транспортные характеристики зависят от предыстории материала, которая определяет состояние кристаллизующихся компонентов. Кроме того, реологические свойства сырой нефти могут быть очень разнообразными и в сильной степени зависящими от её состава. Соответственно, реологические свойства сырой нефти варьируются от вязкой жидкости до вязко-пластичной среды с четко выраженным пределом текучести. К тому же реологические свойства многих нефтей в высокой степени чувствительны к изменению температуры, особенно если температуры транспортировки и кристаллизации содержащихся в нефти парафинов близки по значению [4, 5, 9].

Реологические испытания нефтей с различными степенями обводненности были проведены на реометре MCR 502 в диапазоне температур от 20 до 50°C. Кривые течения  $\tau=f(\dot{\gamma})$  снимались в начале для безводной нефти, затем обводненной на 10–90%.

Реологические исследования безводной

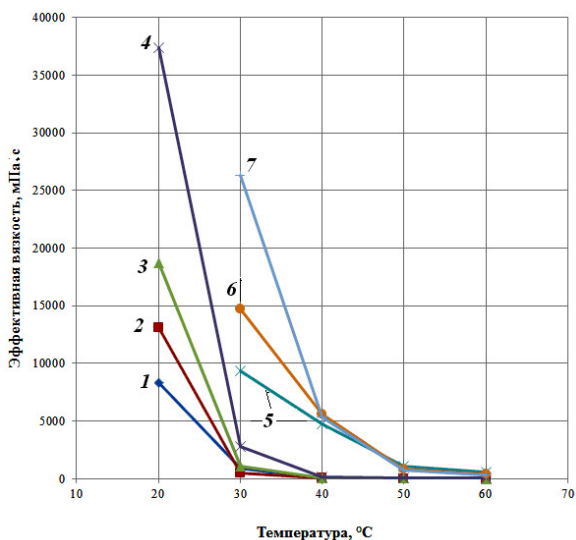
нефти показали, что исследуемая нефть при высоких температурах ведет себя как ньютоновская жидкость, т.к. структура жидкости полностью разрушается. При температуре ниже 40°C вязкость увеличивается, проявляются аномально вязкие свойства в связи с кристаллизацией и ростом концентрации выделившихся парафинов в объеме нефти. При температурах 20 и 30°C безводная нефть обладает вязко-пластичными свойствами.

Реологические зависимости вязкости эмульсий от температуры при различных степенях обводненности приведены на рис. 1.

Как видно из рис.1, вязкость эмульсии при температурах выше 40°C слабо зависит от температуры и обводненности. Эмульсии с содержанием воды 10 и 20% по вязкости близки к исходной нефти во всем температурном интервале от +30 до 60°C. Увеличение содержания воды в нефти до 40% существенно сказывается на вязкости эмульсии; при температурах 20–50°C вязкость возрастает значительно по сравнению с исходной нефтью.

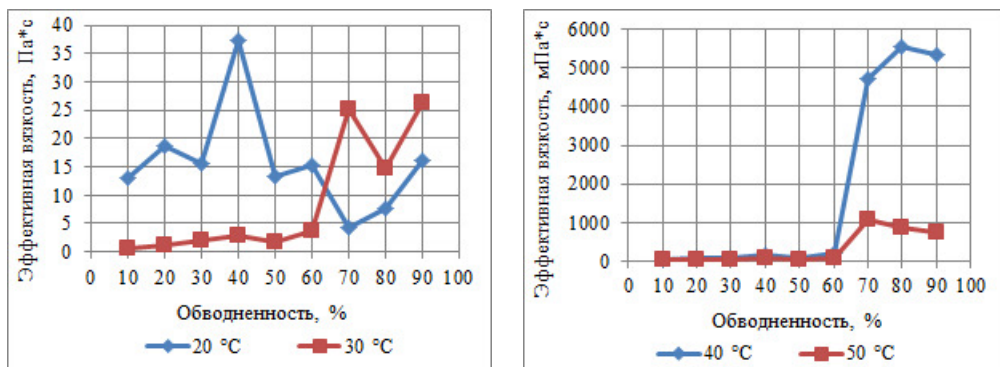
Проведенные лабораторные исследования показали, что, в отличие от температуры 20°C, увеличение содержания пластовой воды в нефтяных эмульсиях более 60% приводит к значительному росту вязкости при температурах 30, 40 и 50°C (рис. 2).

Проведены также специальные лабораторные исследования по изучению влияния



**Рисунок 1. Зависимость вязкости нефти от температуры при различных значениях её обводненности**

1÷7, соответственно, при обводненности 0, 10, 20, 30, 40, 70, 80 и 90%



**Рисунок 2. Зависимость вязкости эмульсии от степени её обводненности при разных температурах**

темпа охлаждения на температуру застывания реологически сложных нефтяных эмульсий. Процесс охлаждения эмульсий различной обводненности 65-90% был проведен в лабораторных условиях, в среде с постоянной температурой в диапазоне от 0 до 35°С. Пробирку с эмульсией, нагретой до 50°С, помещали в криостат, что позволяло поддерживать заданную температуру, со смесью, охлажденной до 0°С, и засекали время. При достижении температуры

эмульсии 35°С секундомер останавливали и фиксировали значение времени, а исследование продолжали для определения температуры застывания. Аналогично повторяли исследования с эмульсией в криостате со смесью, охлажденной до 5, 10, 15, 20, 25, 30, 35°С.

Результаты полученных значений времени охлаждения эмульсии при различных значениях обводненности и температуры в

**Таблица 2. Время охлаждения эмульсии при различных значениях обводненности и температуры в криостате, мин**

Обводненность, %	Температура в криостате, °С							
	0	5	10	15	20	25	30	35
65	3,07	3,27	4,03	4,43	5,40	7,32	10,45	22,41
70	3,32	3,56	4,16	4,59	6,44	6,04	10,24	21,34
75	3,39	3,48	4,24	4,58	5,54	7,18	10,05	20,25
80	3,08	3,29	3,47	4,22	5,38	6,56	9,56	18,42
85	2,57	3,39	4,05	4,44	5,18	6,49	9,03	18,51
90	3,13	3,42	3,57	4,36	5,33	6,56	9,05	20,45

криостате представлены в табл. 2.

Из табл. 2. видно, что, чем выше температура окружающей среды, тем больше нужно времени для снижения температуры эмульсии от 50 до 35°С.

Темп охлаждения характеризует относительную скорость изменения температуры тела во времени. Точность определения темпа охлаждения связана в основном с определением времени т.

Используя полученные результаты (табл. 2), были вычислены значения темпа

охлаждения по следующей формуле:

$$m = \Delta t / \tau, \text{ } ^\circ\text{C}/\text{мин} \quad (1)$$

где  $\Delta t = 15^\circ\text{C}$ ;

$\tau$  – время охлаждения эмульсии от 50 до 35°С, мин.

Результаты вычислений значений темпа охлаждения и температуры застывания при различных значениях обводненности эмульсии представлены в табл. 3.

Из табл. 3 видно, что с повышением тем-

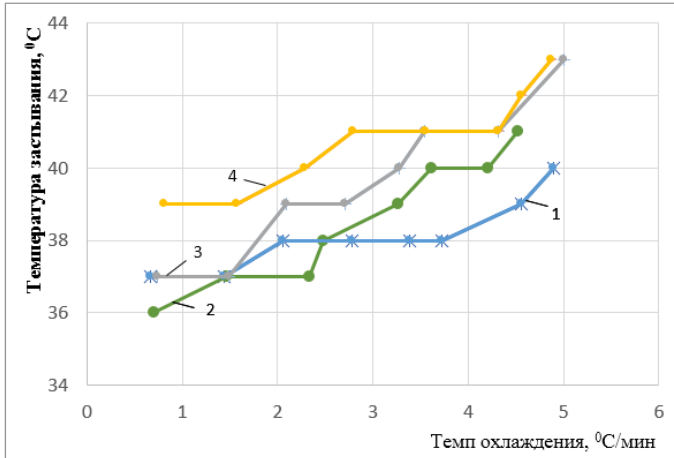
**Таблица 3. Температура застывания при различных степенях обводненности и темпах охлаждения эмульсии**

Обводненность, %	Темп охлаждения, °С/мин							
	Температура застывания, °С							
65	4,89	4,58	3,72	3,39	2,78	2,05	1,44	0,67
	40	39	38	38	38	38	37	37
70	4,52	4,21	3,61	3,27	2,48	2,33	1,46	0,70
	41	40	40	39	38	37	37	36
75	4,42	4,31	3,54	3,28	2,71	2,09	1,49	0,74
	43	41	41	40	39	39	37	37
80	4,87	4,56	4,32	3,55	2,79	2,29	1,57	0,81
	43	41	41	41	41	40	39	39

пературы окружающей среды (температуры в криостате) наблюдается понижение темпа охлаждения эмульсии. На основании данных табл. 3 была построена зависимость температуры застывания нефти от темпа её охлаждения при различных значениях обводненности (рис. 3). Как видно из рис. 3, с увеличением темпа охлаждения нефтяной эмульсии температура её застывания повы-

шается. Таким образом, проведенные исследования по влиянию содержания воды в нефти и темпа охлаждения на температуру застывания эмульсий показали, что увеличение обводненности повышает температуру застывания эмульсии на  $9\div 11^\circ\text{C}$  по сравнению с исходной (дегазированной) нефтью.

Влияние степени обводненности на

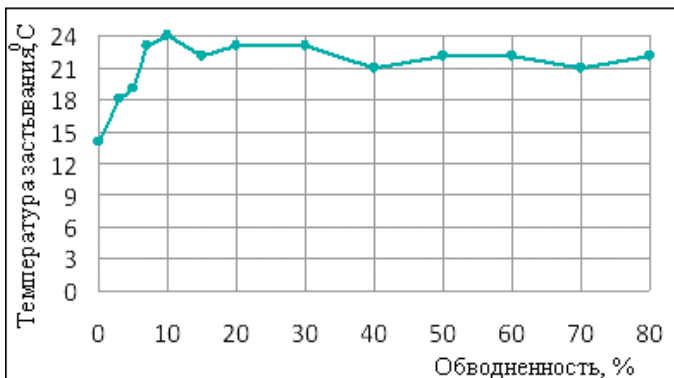


**Рисунок 3. Изменение температуры застывания от темпа охлаждения эмульсий при различных значениях обводненности**

1÷4 при обводненности 65, 70, 75, 80% соответственно

температуру застывания нефти было исследовано также на примере нефти м. Алят-дениз (скв. 44). Плотность и вязкость сырой нефти обводненностью 42% составили соответственно 897 кг/м<sup>3</sup> и 132 мПа·сек, а содержание парафина, смол

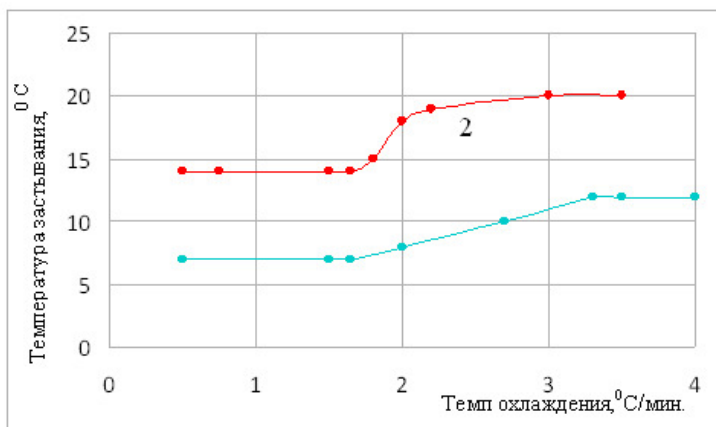
и асфальтенов соответственно 19,25, 10,12 и 0,90% вес. Результаты исследований показали, что в отличие от предыдущей нефти, значительный рост вязкости эмульсий происходит при значениях обводненности до 10% (рис. 4).



**Рисунок 4. Изменение температуры застывания нефти месторождения Алят-дениз от обводненности**

Следует отметить, что влияние темпа охлаждения на температуру застывания отмечалось и при испытании товарных (обезвоженных, разгазированных, очищенных) нефтей. Так, например, сравнение кривых изменения температур застывания

сырой и товарной нефтей м. Алят-дениз от степени обводненности показали, что в обоих случаях, начиная с темпа охлаждения 1,7°С/мин, происходит увеличение температуры застывания с различной интенсивностью (рис. 5).



**Рисунок 5. Влияние темпа охлаждения на температуру застывания нефти (Алят-дениз)**

1 – товарная нефть, 2 – сырая нефть

### Выводы

Проведенные исследования по влиянию содержания воды в нефти и темпа охлаждения на температуру застывания эмульсий на примере нефтей азербайджанских м. Алят-дениз и Мурадханлы показали, что увеличение обводненности повышает температуру застывания эмульсии на  $9\div 11^{\circ}\text{C}$  по сравнению с исходной (дегазированной) нефтью. Влияние темпа охлаж-

дения на температуру застывания отмечалось и при испытании товарных нефтей.

В результате проведенных исследований установлено, что темп охлаждения определяется закономерностями кристаллизации парафинов. Для каждой нефтяной эмульсии существует определенный темп охлаждения, при котором температура застывания оказывается минимальной.

### Список использованной литературы

- Исмайлов Г.Г., Серкебаева Б.С., Адыгезалова М.Б. О некоторых проблемах промысловой подготовки нефти и воды. – Известия Высших технических учебных заведений Азербайджана, т. 18, №1 (2016), с. 29–38. // Ismailov G.G., Serkebaeva B.S., Adygezalova M.B. O nekotorykh problemakh promyslovy podgotovki nefi i vody [About some problems of field preparation of oil and water]. – Izvestiya Vysshikh tekhnicheskikh uchebnykh zavedeniy Azerbaydzhana [Bulletins of the Higher Technical Educational Institutions of Azerbaijan], v. 18, №1 (2016), pp. 29–38.
- Касымов Т.Н. Совершенствование технологии сбора и транспорта парафинистых нефтей. – Алматы, Гылым, 2001, 180 с. // Kasymov T.N. Sovershenstvovanie tekhnologii sbora i transporta parafinistykh neftey [Improving the technology of collecting and transporting of paraffinic oils]. – Almaty, Gylym, 2001, 180 p.
- Карабалин У.С., Курбанбаев М.И., Муллаев Б.Т. и др. Совершенствование промысловой подготовки нефти на месторождениях с высокой обводненностью продукции (на примере месторождения Узень). – Материалы международной научно-практической конференции «Современные проблемы нефтегазового комплекса Казахстана», 23–25 Февраля 2011 г., Актау, т. 2, с. 574–582. // Karabalin U.S., Kurbanbaev M.I., Mullaev B.T. and others. Sovershenstvovanie promyslovy podgotovki nefi na mestorozhdeniyakh s vysokoy obvodnennost'yu produktsii (na primere mestorozhdeniya Uzen') [Improvement of field

preparation of oil in fields with high water cut (on the example of the Uzen field)]. – Materialy mezhdunarodnoy nauchno-prakticheskoy konferentsii «Sovremennye problemy neftegazovogo kompleksa Kazakhstana» [Proceedings of the international scientific and practical conference «Modern problems of the oil and gas complex of Kazakhstan»], February, 23–25, 2011, Aktau, v. 2, pp. 574–582.

4. Байков Н.М., Позднышев Б.Н., Мансуров Р.И. Сбор и промысловая подготовка нефти, газа и воды. – М., Недра, 1981, 261 с. // Baykov N.M., Pozdnyshov B.N., Mansurov R.I. Sbor i promyslovaya podgotovka nefiti, gaza i vody [Collection and field preparation of oil, gas and water]. – Moscow, Nedra, 1981, 261 p.

5. Гумбатов Г.Г., Дашдиев Р.А. Химические реагенты, применяемые при добыче, подготовке нефти и газа. – Баку, Элм, 1999, 200 с. // Gumbatov G.G., Dashdiev R.A. Khimicheskie reagenty, primenyaemye pri dobyche, podgotovke nefiti i gaza [Chemical reagents used in the production, treatment of oil and gas]. – Baku, Elm, 1999, 200 p.

6. Небогина Н.А., Прозорова И.В. Юдина Н.В. Особенности формирования и осадкообразования водонефтяных эмульсий. – Нефтепереработка и нефтехимия, 2008, №1, с. 21–23. // Nebogina N.A., Prozorova I.V. Yudina N.V. Osobennosti formirovaniya i osadkoobrazovaniya vodoneftyanykh emul'sii [Features of the formation and sedimentation of oil-water emulsions]. – Neftepererabotka i neftekhimiya [Oil refining and petrochemistry], 2008, №1, pp. 21–23.

7. Исмаилов Г.Г., Сафаров Н.М., Келова И.Н. О новом подходе к структурно-реологическим свойствам водонефтяных эмульсий. – Вестник Азербайджанской Инженерной Академии, 2011, т. 3, № 2, с. 81–94. // Ismailov G.G., Safarov N.M., Kelova I.N. O novom podkhode k strukturno-reologicheskim svoystvam vodoneftyanykh emul'sii [On a new approach to the structural-rheological properties of oil-water emulsions]. – Vestnik Azerbaydzhanskoй Inzhenernoy Akademii [Bulletin of the Azerbaijan Engineering Academy], 2011, v. 3, № 2, pp. 81–94.

8. Лутошкин Г.С. Сбор и подготовка нефти, газа и воды. – М., Недра, 1987, 183 с. // Lutoshkin G.S. Sbor i podgotovka nefiti, gaza i vody [Collection and preparation of oil, gas and water]. – Moscow, Nedra, 1987, 183 p.

9. Евдокимов И.Н. Нанотехнология управления свойствами природных нефтегазовых флюидов. – М., Макс-Пресс, 2010, 364 с. // Yevdokimov I.N. Nanotekhnologiya upravleniya svoystvami prirodnykh neftegazovykh flyuidov [Nanotechnology for controlling the properties of natural oil and gas fluids]. – Moscow, Maks-Press, 2010, 364 p.

## СУЛАНУ МЕН САЛҚЫНДАТУ ҚАРҚЫНЫНЫҢ МҰНАЙ АҒЫНЫНА ӘСЕРІ

Ф. Б. Исмаилов

*Тығыздықтың, тұтқырлықтың жоғарғы мәндері, құрамында жоғары мөлшерлі (30% - ға дейін) парафинді көмірсутектер мен асфальт-шайырлы заттары бар, қату температурасы жоғары (35-38°С), қалыптан тыс қасиеттері бар мұнайларға тән келеді. Бұл жағдайлар, мұнай өндіру, жинау және дайындау процесін қиындатады. Осы себептен, суық климатты жағдайларда, көптеген елдер үшін мұнайдың температуралық төменгі қасиеттерін жақсарту мәселесі шығарылуы-қиын мұнайды өндіру және тасымалдау мәселелерін шешудегі ең өзекті мақсаттардың бірі болып табылады. Соңғы жылдардағы зерттеулер жылумен өңдеу кезінде табиғи мұнай қоспаларының реологиялық қасиеттеріне қыздыру/салқындату процестерінің жылдамдығы үлкен әсер ететіндігін көрсетті. Мұнай кен-орындарын пайдалану тәжірибесі көрсеткендей,*

мұнайды жинау және тасымалдау жүйелерінде мұнайдың сулануы мен резервуар суларының агрессивтілігі мұнайдың тұрақты мұнай эмульсияларының жиі пайда болуына және де бұл жағдай мұнайды тауарлық деңгейге дейін дайындау барысында үлкен қиындықтарға әкеліп соқтырады.

Мақалада ұңғыма өнімін тасымалдауға сулану факторының әсері, сондай-ақ салқындату қарқынының мұнай эмульсияларының қату температурасына әсері бойынша зерттеулер нәтижелері келтірілген. Зертханалық зерттеулер көрсеткендей, эмульсиялардағы су мөлшерінің 40%, немесе одан да көп болуы, температураның барлық шектік аралықтарында тұтқырлықтың айтарлықтай өсуіне әкелді. Сондай-ақ, су көлемінің ұлғаюы мұнайдың қату температурасын 7-14<sup>0</sup>С-қа көтеретіні көрсетілген.

Түйін-сөздер: тұтқырлық, эмульсия, сулану, салқындату қарқыны, реологиялық қасиеттері, шайыр, асфальтендер, парафиндер, қисық ағымдар.

## INFLUENCE OF WATER CUT AND RATES OF COOLING ON OIL FLOW

F.B. Ismayilova

*Oils with anomalous properties are characterized by large values of density, viscosity, high content of paraffinic hydrocarbons and asphaltene-resinous substances (up to 30%), high pour point (35–38°C), which increases the likelihood of complications in the processes of production, field gathering and oil treatment. Therefore, for many countries with cold climatic conditions, the problem of improving the low-temperature properties of oils is one of the most pressing problems in the production and transportation of hard-to-recover oils. Recent studies show that the rates of heating / cooling processes have a great influence on the rheological properties of natural oil mixtures during heat treatment. The experience of operating oil fields shows that in oil gathering and transportation systems, due to the water cut of oils and the aggressiveness of formation waters, persistent oil emulsions are often formed, which complicate the commercial preparation of oils.*

*The article presents the results of studies of the influence of the water cut factor on the transportation of well products, as well as the effect of the cooling rate on the pour point of oil emulsions. Laboratory studies have shown that an increase in the water content in emulsions of more than 40% leads to a significant increase in viscosity over the entire temperature range. It is also shown that an increase in water cut increases the pour point of oil by 7-14°C.*

*Key words: viscosity, emulsion, water cut, cooling rate, rheological properties, resin, asphaltenes, paraffins, flow curves.*

### Информация об авторе

**Исмайылова Фидан Баба**ли – канд. техн. наук, доцент, [fidan.ismayilova.2014@mail.ru](mailto:fidan.ismayilova.2014@mail.ru).

Азербайджанский государственный университет нефти и промышленности, г. Баку, Азербайджан

---

# ТРЕБОВАНИЯ К СТАТЬЯМ НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКОГО И ПРОИЗВОДСТВЕННОГО ЖУРНАЛА «ВЕСТНИК НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ КАЗАХСТАНА»

---

## 1. Правила публикации статей

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

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

При сдаче рукописи в редколлегию Авторам рекомендуется указать 3 (трех) потенциальных рецензентов (с полным именем и электронным почтовым адресом) из числа специалистов в данной области исследований.

Работа направляется на отзыв членам Редколлегии и одному из указанных рецензентов; по усмотрению Редколлегии могут привлекаться дополнительные рецензенты (слепое рецензирование); на основании экспертных заключений Главный редактор и 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 редакции, 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 достоверность 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.

Редколлегия принимает на рассмотрение рукописи на казахском, русском или английском языках, присланные по электронной почте в форме присоединенных файлов, обозначаемых по фамилии первого автора (например, «Айтбаев.doc») на электронный адрес редакции [vestnik@kmg.kz](mailto:vestnik@kmg.kz).

На всех стадиях работы с рукописями, а также для общения с авторами 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.



## 2. Требования к статьям

Статья включает в себя индекс УДК, название и текст статьи, резюме, ключевые слова, список литературы, рисунки, таблицы, сведения об авторах. Все страницы рукописи, в том числе таблицы, рисунки следует пронумеровать. Кроме того, каждый рисунок должен быть оформлен в виде отдельного файла в оригинальном виде в формате jpg, gif, jpeg, tiff, диаграммы и объемные таблицы в формате excel и др. Файлы рисунков и таблиц обозначаются по фамилии первого автора с указанием номера рисунка или таблицы (Айтбаев\_рис1, Айтбаев\_табл2). Также отдельным файлом присылается информация об авторах. Все материалы вносятся в одну папку с названием по фамилии первого автора и архивируются с помощью стандартных архиваторов WinRAR.

Представленные для опубликования материалы должны удовлетворять следующим требованиям:

1. Статья должна содержать результаты оригинальных научных исследований по актуальным проблемам нефтегазовой отрасли, ранее не опубликованные и не предназначенные к публикации в других изданиях. Статья сопровождается разрешением на опубликование от учреждения, в котором выполнено исследование. В разрешении указывается отсутствие информации по объектам прав интеллектуальной собственности (в том числе авторских прав, прав на изобретение, полезную модель, промышленный образец, прав на защиту нераскрытой информации от незаконного использования и иных прав), и материалы статьи не влекут нарушения прав интеллектуальной собственности иных лиц.

2. Заголовок статьи должен быть коротким и информативным, по возможности без аббревиатур, особенно если они относятся к узкой тематике. Печатается заголовок прописными буквами шрифтом Arial, 14, полужирный, посередине строки, без отступа, межстрочный интервал – 1,15. Перед заголовком пишется класс универсальной десятичной классификации (УДК) для того, чтобы систематизировать узкое направление статьи.

3. Аннотация на языке статьи приводится в начале статьи перед основным текстом и печатается шрифтом Arial, размер 12, курсив, отступ 1,25, межстрочный интервал – 1,15. Она отражает цель работы, метод или методологию проведения работы, результаты работы, область применения результатов, выводы (объем аннотации не более 300 слов). Перевод аннотации и ключевых слов на английском и казахском языке (в случае статьи на русском языке, если статья на казахском, то перевод аннотации на русском и английском языках) пишется после списка использованной литературы.

4. Ключевые слова – пишутся на одной строке, через двоеточие, не более 10 слов или словосочетаний, шрифтом Arial, размер 12, курсив, отступ 1,25, межстрочный интервал – 1,15.

5. Нумерация рисунков и таблиц должна быть последовательной. Таблицы и рисунки не должны быть вырезаны из других материалов. Названия должны быть краткими, но информативными, печатаются шрифтом Arial, размер 12, полужирный, выравнивание – посередине без отступа, межстрочный интервал – 1. Название таблицы пишется сверху таблицы, а название рисунка пишется под рисунком, после названия точка не ставится.

6. Размер шрифта Arial рисунков и таблиц – от 8 до 12. Не использовать в столбцах и строках одинаковую информацию. Лучше вынести ее в преамбулу таблицы или в послетабличную запись, используя шрифт Arial, размер 10.

7. Информация на рисунках должна быть читаемой. При использовании обозначений в подрисуночной/подтабличной надписи дается расшифровка условных обозначений, используя шрифт Arial, размер 12, курсив, межстрочный интервал – 1.

8. Основной текст должен быть логически структурированным. Рекомендуется использовать следующие подзаголовки: введение, основная часть, расчетная часть, экспериментальная часть, результаты и обсуждение, выводы и заключение, список использованной литературы. Печатается шрифтом Arial, размер 12, через 1,15 компьютерного интервала, между словами – 1 пробел, абзац (отступ) – 1,25 см, поля – верхнее и нижнее – 2 см, левое – 3 см, правое – 1,5 см.

9. Размер статьи – не более 10 стр. (статьи обзорного характера – 15–20 стр.). Ри-

---

сунков, а также и таблиц, должно быть не более 10 ед. Упоминания в тексте рисунков и таблиц следует оформлять так же, как и текст (шрифт Arial, размер 12), используя при этом краткую форму постоянной части названия («рис. 1», «табл. 2»).

10. Для набора сложных математических формул используется стандартный редактор Equation Editor формул в программе Word.

11. Список литературы должен содержать только те публикации, на которые есть ссылки в тексте и которые приводятся в порядке упоминания в тексте. Список не должен превышать более 20 пунктов, предпочтительно современных изданий. Каждый источник упоминается в списке один раз, вне зависимости от того, как часто на него делается ссылка в тексте работы. Ссылки на номер источника в списке в тексте следует приводить в квадратных скобках. Оформление публикаций проводится по ГОСТу 7.1-2003.

#### **Оформление статей в периодических журналах:**

Фамилия, инициалы авторов, название статьи (без кавычек). – Название журнала (без кавычек), место издания (может быть название издательства), год, номер, страницы.

#### **Оформление монографий:**

Фамилия, инициалы авторов, название монографии. – Издательство и место издания, год, общий объем, страницы цитаты.

12. После списка литературы приводятся Название статьи, авторы, резюме и ключевые слова сначала на казахском, потом на английском (это в случае если сама статья подготовлена на русском языке). Оформление данного материала проводится также, как представлены эти компоненты статьи на основном языке.

13. После этого приводится краткая информация об авторах, включающая ученую степень, звание, должность и организацию, электронную почту. Если авторы статьи работают в одной организации, ее название пишется после всех авторов.

14. В отдельном файле, обозначенном (например, «Айтбаев\_сведения об авторах») приводится более подробная информация, в частности, в обязательном порядке полный почтовый адрес и телефоны всех авторов, а также указание, кто будет вести переписку и отвечать на вопросы редакции.

## СОСТАВ РЕДКОЛЛЕГИИ ЖУРНАЛА «ВЕСТНИК НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ КАЗАХСТАНА»

Ф.И.О.	Должность, звание, степень
Главный редактор	
Хасанов Бахытжан Кенесович	Генеральный директор (председатель Правления) ТОО «КМГ Инжиниринг»
Заместители главного редактора	
Карабалин Узакбай Сулейменович	Заместитель председателя Ассоциации «KAZENERGY», академик Международной инженерной академии и Национальной инженерной академии РК, докт. техн. наук
Огай Евгений Кипониевич	Главный технический советник Генерального директора ТОО «КМГ Инжиниринг», докт. техн. наук
Члены редколлегии	
Ибрашев Кенжебек Ниязович	Генеральный директор Ассоциации «KAZENERGY», 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 Председателя Правления АО «НК «КазМунайГаз», канд. экон. наук, профессор
Утеев Рахим Нагангалиулы	Директор Атырауского филиала ТОО «КМГ Инжиниринг», докт. наук PhD по геологии, ассоциированный профессор АО «Казахстанско-Британский технический университет»
Умралиев Бауржан Тажикенович	Эксперт службы технической оценки проектирования ТОО «КМГ Инжиниринг», докт. техн. наук
Мунара Аскар	Директор ТОО «КазНИГРИ», докт наук PhD по геологии
Сармурзина Раушан Гайсиевна	Советник Заместителя Председателя Ассоциации «KAZENERGY», докт. хим. наук
Нуртаева Гульнара Камидоллаевна	Ведущий инженер ТОО «КМГ Инжиниринг», канд. хим. наук, докт. пед. наук
Золотухин Анатолий Борисович	Советник при ректорате, профессор кафедры разработки и эксплуатации нефтяных месторождений, научный руководитель Института арктических нефтегазовых технологий РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, докт. техн. наук, профессор
Исмаилов Фахреддин Саттарович	Докт. 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
Абилхасимов Хайрлы Бабашевич	Докт. геол.-мин. наук, академик Академии минеральных ресурсов РК
Габдуллин Маратбек Тулебергенович	И.о. ректора, Председателя Правления АО «Казахстанско-Британский технический университет», канд. физ.-мат. наук, докт. PhD по физике плазмы, профессор