НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЖУРНАЛ

ISSN 1608-5043 (Print)

ГЕОРЕСУРСЫ

Т. 20. № 2. 2018

www.geors.ru

Новый взгляд на перспективы нефтегазоносности глубокозалегающих доюрских отложений Западной Сибири.....с. 67

GEORESURSY GEORESOURCES. SCIENTIFIC AND TECHNICAL JOURNAL

НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЖУРНАЛ
ГЕОРЕСУРСЫ
www.geors.ru
e-mail: mail@geors.ru
ISSN 1608-5043 (Print)
ISSN 1608-5078 (Online)
Т. 20. № 2. 2018

Главный редактор:
Муслимов Р.Х. – д.геол.-мин.н., профессор,
Казанский (Приволжский) федеральный университет, Казань, Россия

Редакционная коллегия
Агзамов Ф.А., Уфимский государственный нефтяной технический университет, Уфа, Россия
Алтунина Л.К., Институт химии нефти СО РАН, Томск, Россия
Баренбаум А.А., Институт проблем нефти и газа РАН, Москва, Россия
Лаломов А.В., Институт геологии рудных месторождений, петрографии, минералогии и геохимии РАН, Москва, Россия
Нургалиев Д.К., Казанский (Приволжский) федеральный университет, Казань, Россия
Плотникова И.Н., Академия наук Республики Татарстан, Казань, Россия
Прищепа О.М., АО «ВНИГРИ», Санкт-Петербург, Россия
Ситдикова Л.М., Казанский (Приволжский) федеральный университет, Казань, Россия
Ступакова А.В., Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова, Москва, Россия
Трофимов В.А., АО «Центральная геофизическая экспедиция», Москва, Россия
Хакимзянов И.Н., Институт «ТатНИПИнефть» ПАО «Татнефть», Бугульма, Россия
Храмченков М.Г., Казанский (Приволжский) федеральный университет, Казань, Россия
Хуторской М.Д., Геологический институт РАН, Москва, Россия
Delamaide E., IFP Technologies (Canada) Inc., Calgary, Canada
Gadelle C., Xytel Inc., Paris, France
Kayal J.R., Institute of Seismological Research, Gandhinagar, India
Vandenberghe N., K.U. Leuven University, Leuven, Belgium

Редакция
Заместитель Главного редактора – Ответственный секретарь: Христофорова Д.А.
Технический редактор: Николаев А.В.
Специалист по компьютерной верстке: Абросимова И.С.
Специалист по переводу: Мулиле А.А.
Веб-редактор: Сабиров А.П.

Адрес редакции и издателя: Россия, 420012, Казань, ул. Маяковского, 10-1. Тел: +7 843 2390530
e-mail: mail@geors.ru
Издатель: ООО «Георесурсы»

Журнал «Георесурсы» – это рецензируемое научно-техническое издание. Журнал издается с 1999 года.

Журнал включен/индексируется в:
• Emerging Sources Citation Index (ESCI) на платформе Web of Science Core Collection;
• База данных CAS (Chemical Abstracts Service);
• База данных GeoRef;
• Базы данных компании EBSCO Publishing на платформе EBSCOhost;
• Перечень рецензируемых научных журналов и изданий;
• Система «Российский индекс научного цитирования».

Полнотекстовая электронная версия журнала в открытом доступе: **www.geors.ru, elibrary.ru**

Свидетельство о регистрации СМИ: ПИ № ФС77-38832

Периодичность выпуска журнала: 4 раза в год
Подписной индекс в Каталоге «Роспечать» – 36639

Подписано в печать 30.06.2018. Тираж 1000. Цена договорная
Отпечатано в ЗАО «Издательский Дом «Казанская Недвижимость»
420029, Россия, Казань, ул. Сибирский тракт, д.34, корп. 4, оф. 324

При цитировании ссылка на журнал «Георесурсы» обязательна.

© 2018 Научно-технический журнал «Георесурсы». Под изданием ООО «Георесурсы»
Материалы журнала доступны по лицензии Creative Commons «Attribution» («Атрибуция») 4.0 Всемирная (https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/).

Содержание

Гидрогеохимия

Унифицированная шкала природных вод 58
В.Ф. Николаев, Л.Е. Фосс, Б.Ф. Сулайман, А.Б. Агыбай, А.Х. Тимиргалиева, Р.Б. Султанова

Геологические и геохимические исследования

Новый взгляд на перспективы нефтегазоносности глубокозалегающих доюрских отложений Западной Сибири.....67
С.А. Пунанова, В.Л. Шустер

Литолого-биостратиграфическая характеристика верхнесилурийских и нижнедевонских отложений юго-западной части месторождения им. Р. Требса 81
Т.М. Мавринская, Е.Н. Савельева, К.Д. Шуматбаев

Особенности геологического строения Мензелинского, Тимеровского и Ольгинского месторождений Республики Татарстан как результат их генетической природы 88
Н.В. Нефёдов, В.Б. Карпов, Ю.М. Арефьев, А.В. Калмыков, Г.А. Никифоров

Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений

Определение поля проницаемости пласта по замерам давления на скважинах с использованием сплайн-функции.....102
А.В. Елесин, А.Ш. Кадырова, А.И. Никифоров

Оценка эффективности гидроразрыва пласта с двумя трещинами в окрестности одиночной скважины 108
Ю.И. Яхина

Расширение опыта применения технологии нестационарного заводнения с применением технологии изменения направления фильтрационного потока на примере месторождения Северные Бузачи 115
Э.М. Альмухаметова

Тепловое поле Земли

Асимметрия теплового потока на срединно-океанических хребтах в Северном и Южном полушариях Земли 122
М.Д. Хуторской, Е.А. Тевелева

SCIENTIFIC AND TECHNICAL JOURNAL
GEORESURSY
www.geors.ru
e-mail: mail@geors.ru

ISSN 1608-5043 (Print)
ISSN 1608-5078 (Online)

V. 20. Is. 2. 2018

Key title: «Georesursy». Parallel title: «Georesources»

Editor in Chief – Renat Kh. Muslimov
Kazan Federal University, Kazan, Russian Federation

Editorial Board
Farit A. Agzamov, Ufa State Petroleum Technical University, Ufa, Russian Federation
Lyubov K. Altunina, Institute of Petroleum Chemistry of the Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences, Tomsk, Russian Federation
Azary A. Barenbaum, Institute of Oil and Gas Problems of the Russian Academy of Sciences, Moscow, Russian Federation
Eric Delamaide, IFP Technologies (Canada) Inc., Calgary, Canada
Claude Gadelle, Xytel Inc., Paris, France
Jnana Ranjan Kayal, Institute of Seismological Research, Gandhinagar, India
Ilgizar N. Khakimzyanov, Institute TatNIPIneft Tatneft PJSC, Bugulma, Russian Federation
Maxim G. Khramchenkov, Kazan Federal University, Kazan, Russian Federation
Mikhail D. Khutorskoy, Institute of Geology of the Russian Academy of Sciences, Moscow, Russian Federation
Alexander V. Lalomov, Institute of Geology of Ore Deposits, Petrography, Mineralogy and Geochemistry of Russian Academy of Science, Moscow, Russian Federation
Danis K. Nurgaliev, Kazan Federal University, Kazan, Russian Federation
Irina N. Plotnikova, Tatarstan Academy of Sciences, Kazan, Russian Federation
Oleg M. Prischepa, All-Russian Petroleum Research Exploration Institute, St.Petersburg, Russian Federation
Lyalya M. Sitdikova, Kazan Federal University, Kazan, Russian Federation
Antonina V. Stoupakova, Lomonosov Moscow State University, Moscow, Russian Federation
Vladimir A. Trofimov, Central Geophysical Expedition JSC, Moscow, Russian Federation
Noel Vandenberghe, K.U. Leuven University, Leuven, Belgium

Editorial office:
Deputy Chief Editor: Daria Khristoforova. Editor: Irina Abrosimova. Prepress by Alexander Nikolaev. Translator: Alsu Mulile. Web-editor: Artur Sabirov.

Publisher: Georesursy LLC
Editorial and Publisher's address: 10-1 Mayakovsky St., Kazan, 420012, Russian Federation
Phone: +7 843 2390530, e-mail: mail@geors.ru

Georesursy (Georesources) is a peer-reviewed scientific and technical journal published since 1999

The journal is included/indexed in:
- **Emerging Sources Citation Index (ESCI);**
- **CAS (Chemical Abstracts Service) databases;**
- **GeoRef database;**
- **EBSCOhost™ databases;**
- **Ulrich's Periodicals Directory.**

The full-text e-versions of the articles are available on: **www.geors.ru**
All the materials of the journal Georesursy (Georesources) are available under the CC BY license (https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/).

Registered by the Federal Service for Supervision of Communications and Mass Media No. PI FS77-38832

The Journal is issued 4 times a year. Circulation: 1000 copies.
Issue date: 30.06.2018

© 2018 Scientific and Technical Journal Georesursy (Georesources).
Published by Georesursy LLC

First cover created by Freepik

Table of Contents

Hydrogeochemistry

The Unified Scale of Natural Waters 58
V.F. Nikolaev, L.E. Foss, B.F. Sulaiman, A.B. Agybay, A.Kh. Timirgalieva, R.B. Sultanova

Geological and Geochemical Studies

A new approach to the prospects of the oil and gas bearing of deep-seated Jurassic deposits in the Western Siberia 67
S.A. Punanova, V.L. Shuster

Lithological and biostratigraphic characteristics of the Upper Silurian and Lower Devonian deposits of the southwestern part of the field named after Roman Trebs 81
T.M. Mavrinskaya, E.N. Savelyeva, K.D. Shumatbaev

Geological structure features of Menzelinsky, Timerovsky and Olginsky fields of the Republic of Tatarstan as a result of their genetic nature 88
N.V. Nefyodov, V.B. Karpov, Yu.M. Arefiev, A.V. Kalmykov, G.A. Nikiforov

Oil and Gas Field Development and Operation

Definition of the reservoir permeability field according to pressure measurements on wells with the use of spline function.....102
A.V. Elesin, A.Sh. Kadyrova, A.I. Nikiforov

Hydraulic fracturing efficiency evaluation in the vicinity of a single well for a reservoir with two fractures 108
Yu.I. Yakhina

Expanding the experience of using non-stationary waterflooding technology with changing direction of the filtration flow in the example of the Northern Buzachi field 115
E.M. Almukhametova

The Thermal Field of the Earth

Heat flow asymmetry on the mid-oceanic ridges of Northern and Southern Earth hemispheres 122
M.D. Khutorskoy, E.A. Teveleva

ОРИГИНАЛЬНАЯ СТАТЬЯ
DOI: https://doi.org/10.18599/grs.2018.2.58-66
УДК 556:577.118

Унифицированная шкала природных вод

В.Ф. Николаев[1], Л.Е. Фосс[2], Б.Ф. Сулайман[1], А.Б. Агыбай[1], А.Х. Тимиргалиева[1], Р.Б. Султанова[1]*
[1]*Казанский национальный исследовательский технологический университет, Казань, Россия*
[2]*Институт органической и физической химии им. А.Е. Арбузова ФИЦ КазНЦ РАН, Казань, Россия*

Предложена континуальная шкала природных вод, основанная на характеристиках вектора, построенного на совмещенных катионном и анионном треугольниках Гиббса. На основе компрессии данных шестикомпонентного ионного состава вод построен стилизованный гидрохимический циферблат. Для обеспечения удобства коммуникации гидрохимиков при обмене информацией о минеральном составе вод предложено характеризовать его направлением вектора, выраженного в единицах (минутах) гидрохимического циферблата. Приведены уравнения для оцифровки природных вод и цветовой визуализации на гидрогеохимических картах их минерального состава посредством моделей Red/Green/Blue и Hue/Saturation/Value. Анализ изменений состава природных вод на картах во времени открывает возможность визуального установления гидродинамических связей между океаническими течениями, водоносными горизонтами, нефтяными пластами, добывающими и нагнетательными скважинами, не прибегая к использованию трассеров. Приведены примеры преобразования шестикомпонентного состава природных вод озер, рек, морей и океанов в показания гидрохимического циферблата и в соответствующие им цветовые тона. Применение метода цветового картирования при анализе процессов в Мировом океане, связанных с таянием арктических льдов и с изменениями состава вод океанических течений, позволит под новым углом зрения взглянуть на глобальные процессы изменения климата.

Ключевые слова: природные воды, грунтовые воды, морские воды, океанические течения, пластовые воды, классификация вод, катионный состав, анионный состав, аналитическая химия, физическая химия, минерализация, геохимическая карта, треугольник Гиббса-Розебома, треугольник Максвелла, гидрогеохимия, цветовая модель HSV(HSB), модель RGB, горизонтальная гидрогеохимическая зональность, вертикальная геохимическая зональность, нефтегазовое месторождение, компрессия данных

Для цитирования: Николаев В.Ф., Фосс Л.Е., Сулайман Б.Ф., Агыбай А.Б., Тимиргалиева А.Х., Султанова Р.Б. (2018). Унифицированная шкала природных вод. *Георесурсы*, 20(2), с. 58-66. DOI: https://doi.org/10.18599/grs.2018.2.58-66

Многообразие состава природных вод по шести основным ионным компонентам существенно осложняет типизацию вод и ограничивает возможность их «окрашивания» при цветовом картографировании. С целью частичного обхода этого препятствия воды, наносимые на карту, разбиваются на цветовые группы посредством кластерного анализа (Narany и др., 2014). Недостатком этих методов, подобно разбиению вод в известных классификациях Пальмера и Сулина (Palmer, 1911; Сулин, 1946; Collins, 1975; Самарина, 1977; Сулин, 1948), является дискретный характер границ типов природных вод, что несовместимо с континуальными шкалами цветовых моделей HSV(HSB) и RGB (Ibraheem и др., 2012; Meskaldji и др., 2009). Известные способы визуализации шестикомпонентного состава природных вод на ионных треугольниках Гиббса и вариации этих методов (Žaporozec, 1972) также непереносимы на цветовые гидрогеохимические карты. До настоящего времени региональные гидрогеохимические карты строятся на основе данных по какому-либо одному параметру, например, по общей минерализации (*Total Dissolved Solids – TDS*), либо по содержанию хлорид-иона, сульфат-иона или кальций-иона (Fraser, 2003). В результате такого картографирования утрачивается существенная часть информации о шестикомпонентном составе вод. Другой способ представления природных вод на гидрохимических картах заключается в нанесении у географических точек отбора проб круговых диаграмм, площади секторов которых отражают содержание шести основных ионных компонентов в эквивалент-процентах, а общая минерализация вод отражается величиной радиуса диаграммы (Hem, 1985; Dinka и др., 2015). Визуальный анализ таких карт также затруднителен и не дает наглядного представления о миграции минеральных компонентов водных потоков.

Для создания шкалы природных вод и их цветовой визуализации на гидрогеохимических картах использована процедура компрессии данных по шестикомпонентному ионному составу, представленному точками на катионном (Ca^{2+}, Na^{+}/K^{+}, Mg^{2+}) и анионном (Cl^{-}, SO_4^{2-}, HCO_3^{-}) треугольниках Гиббса. Как показал анализ экспериментальных данных (Collins, 1975; Самарина, 1977; Warner и др., 2012), площади этих треугольников из-за низкой растворимости ряда солей (напр. сульфат кальция $CaSO_4$, гидрокарбонат магния $Mg(HCO_3)_2$, гидрокарбонат кальция $Ca(HCO_3)_2$) заселены крайне неравномерно. Благодаря низкой заселенности центра ионных треугольников становится возможным использование этой точки при создании шкалы природных вод в качестве центра двух вспомогательных систем координат – декартовой и полярной. Процедура компрессии данных шестикомпонентного состава вод

* *Ответственный автор: Фосс Лев Евгеньевич*
E-mail: iacw212@gmail.com

© 2018 Коллектив авторов

заключалась в выборе оптимального варианта совмещения вершин катионного и анионного треугольников, обеспечивающего хорошее разделение на них областей расположения точек или векторов пресных (реки, озера) и высокоминерализованных (моря, океан, пластовые воды) природных вод. Варианты ориентации анионного треугольника относительно катионного поворотом на угол, кратный π/3 (подобие шестиконечной звезды Давида), не рассматривались из-за возможности полной взаимной компенсации катионного и анионного векторов при их суммировании.

Проанализировав составы озерных, речных, морских и океанических вод, приведенные в работе (Самарина, 1977), а также составы пластовых вод нефтяных месторождений (Dresel и др., 2010; Хисамов и др., 2009), было установлено, что предпочтительным сочетанием вершин катионного и анионного треугольников является вариант Mg^{2+}/Cl^-, Ca^{2+}/HCO_3^- и $(Na^+/K^+)/SO_4^{2-}$. Для лучшего восприятия гидрохимической шкалы, последняя была представлена в виде привычного циферблата с шестьюдесятью делениями и минутной стрелкой, меняющейся длины. Выбор способа совмещения спаренного ионного треугольника со шкалой циферблата диктовался стремлением обеспечить положение малорастворимой в воде соли $Mg(HCO_3)_2$ в начале круговой шкалы (при $\tau_S = 0'$), а соли $CaCl_2$ с максимальной растворимостью – в конце шкалы (при $\tau_S = 60'$). Кроме того было желательным, чтобы и остальные соли природных вод располагались на гидрохимическом циферблате при движении от $\tau_S = 0$ ед. по часовой стрелке в соответствии с ростом их растворимости в воде. Такому требованию отвечает ориентация, показанная на рис.1.

Из рис. 1 можно видеть, что практически все соли (за исключением $Ca(HCO_3)_2$) расположены на гидрохимическом циферблате с ростом своей растворимости в воде (Kaltofen и др., 1966; Lide, 2006).

Положение конкретного образца природной воды на шкале гидрохимического циферблата легко может быть определено графически путем нанесения на спаренный

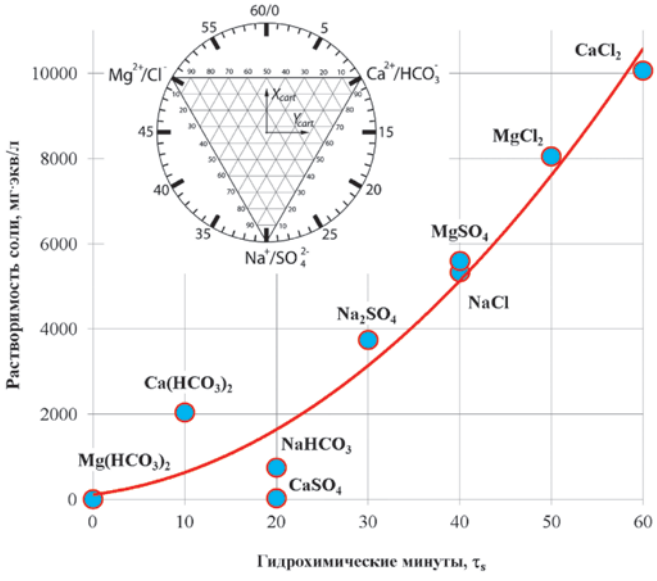

Рис. 1. Взаимосвязь растворимости основных индивидуальных солевых компонентов природных вод с их положением τ_S на гидрохимическом циферблате

треугольник (Рис. 1) данных по катионному и анионному составу, построения катионного и анионного векторов, их графического суммирования и определения по круговой шкале величины τ_S. Для компьютерной обработки гидрохимической информации ниже детально изложен весь алгоритм. Используя выбранную взаимную ориентацию ионных треугольников и гидрохимического циферблата (Рис. 1) проводится следующая последовательность преобразований координат:

$$(X_{GIBBS};\ Y_{GIBBS}) \rightarrow (X_{CART};\ Y_{CART}) \rightarrow (\varphi;\ \rho) \rightarrow$$
$$\rightarrow (\varphi';\ \rho) \rightarrow (\tau;\ \rho), \qquad (1)$$

где X_{GIBBS} и Y_{GIBBS} – данные шестикомпонентного анализа конкретного образца природной воды, мг·экв% (Табл. 1), X_{CART} и Y_{CART} – координаты точки состава воды во вспомогательной декартовой системе координат (Рис. 1), $\varphi(-180^o < \varphi < +180^o)$ и ρ – полярные координаты радиуса-вектора, исходящего из центра ионного треугольника к точке $(X_{CART};Y_{CART})$, $\varphi'(0^o < \varphi' < 360^o)$ и ρ – полярные координаты радиуса-вектора со смещенным по часовой стрелке на 180º полярным углом ($\varphi' = \varphi + 180^o$), τ и ρ – полярные координаты радиуса-вектора в гидрохимической шкале циферблата ($\tau = \varphi'/6,\ 0 \le \tau \le 60$ *мин*).

Конкретные уравнения (2), (3) для преобразования координат приведены ниже.

$$X_{GIBBS} = \frac{X_{GIBBS}(Ca^{2+}) + X_{GIBBS}(HCO_3^-)}{2}, \qquad (2)$$

$$Y_{GIBBS} = \frac{Y_{GIBBS}(Na^{+}) + Y_{GIBBS}(SO_4^{2-})}{2}. \qquad (3)$$

Необходимость в третьей координате $Z_{GIBBS} = [Z_{GIBBS}(Mg^{2+}) + Z_{GIBBS}(Cl^-)]/2$ отпадает, поскольку по условию нормировки она однозначно определяется двумя используемыми координатами $Z_{GIBBS} = 100 - X_{GIBBS} - Y_{GIBBS}$.

Пересчет координат спаренного треугольника Гиббса $(X_{GIBBS};Y_{GIBBS})$ в декартовы координаты $(X_{CART};Y_{CART})$ проводился по соотношениям (4), (5). Направления осей показаны на рис. 1.

$$X_{cart} = (100 - Y_{GIBBS}) \cdot \cos\left(\frac{\pi}{6}\right) - 100 \cdot \sin\left(\frac{\pi}{3}\right) + \frac{50}{tg\left(\frac{\pi}{3}\right)}, \qquad (4)$$

$$Y_{cart} = (2 \cdot X_{GIBBS} + Y_{GIBBS} - 100) \cdot \cos\left(\frac{\pi}{3}\right). \qquad (5)$$

Расчет направления радиуса-вектора природной воды в единицах шкалы гидрохимического циферблата проводится по уравнению:

$$\tau = 30 \cdot \left(\left(1 - sign\left(30 \cdot \frac{atan2(Xcart;Ycart)}{\pi} - 0.00001\right)\right) + \frac{atan2(Xcart;Ycart)}{\pi}\right), \qquad (6)$$

а расчет длины нормированного радиуса вектора – по уравнению:

$$\rho = \sqrt{Xcart^2 + Ycart^2}. \qquad (7)$$

В табл. 1 приведен расчет характеристик минерального состава 21 природной воды. Поскольку после компрессии данных шестикомпонентного состава проведена нормировка по ур. (2) и (3), то ρ_S, рассчитанное по ур. (7) и приведенное в табл. 1, вдвое меньше величины ρ_S, показанной на рис. 2. Изложенный алгоритм расчета направления и длины радиуса-вектора природных вод

позволяет систематизировать все природные воды по направлению τ_S и длине радиуса-вектора ρ_S. Используемые нижние индексы S, A и C при τ, ρ и ρ^{max} означают, что последние величины относятся к полному минеральному составу воды, к анионному составу и к катионному составу, соответственно. Речные воды по величине τ_S расположены преимущественно в диапазоне 5 ÷ 18 ед., а морские и океанические воды в диапазоне 35 ÷ 50 ед (см. τ_S в табл. 2) . Полезным дополнением к характеристике состава вод является величина $\tau_S\ \rho_S/\rho_S^{max}$, являющаяся производной от полученных характеристик положения вектора минерального состава воды на гидрохимическом циферблате, где ρ_S^{max} – расстояние от центра циферблата до ребра ионного треугольника для конкретного направления τ, рассчитываемое по уравнению:

$$\rho^{max} = 50 \cdot \frac{tg\left(\frac{\pi}{6}\right)}{cos\left(\left(abs(abs(abs(\tau-30)-20)-10)\right)\cdot\frac{\pi}{30}\right)}. \quad (8)$$

Используя величину $\tau\cdot\rho/\rho^{max}$ получаем дополнительный критерий для характеристики состава вод. Так, по этому критерию озерные и речные воды укладываются в интервал $\tau_S\cdot\rho_S/\rho_S^{max}$ = 1 ÷ 10, а морские, океанические и пластовые воды нефтегазовых месторождений – в интервал $\tau_S\cdot\rho_S/\rho_S^{max}$ = 25 ÷ 40.

Оцифровка компрессионных данных по составу природных вод для гидрогеохимического картографирования с использованием моделей HSV(HSB) и RGB

Цветовая модель HSV(HSB)

Для цветовой визуализации на гидрогеохимических картах изменения минерального состава природных вод нами использована процедура компрессии данных по шестикомпонентному составу, описанная выше, и цветовая модель HSV(Hue/Saturation/Value(Brightness)), в которой первая позиция (Hue) меняется в интервале 0 ÷ 360°, а вторая (Saturation) и третья (Value/Brightness) позиции – в интервале 0 ÷ 100%. Определенные нами ранее характеристики положения вектора $\overline{\rho}_S$ на гидрохимическом циферблате и позиция Hue описывают круговую цветовую шкалу от красного через желтый, зеленый, синий до фиолетового цвета. Естественным представляется, что позиция Hue должна быть связана с направлением τ_S суммарного вектора природной воды $\overline{\rho}_S = \overline{\rho}_C + \overline{\rho}_A$ на гидрохимическом циферблате (Рис. 2). В простейшем случае, если воды, наносимые на карту, охватывают практически всю шкалу гидрохимического циферблата τ_S = 0 ÷ 60´, то величина Hue может рассчитываться как Hue = 6·τ_S. Цветовой круг, опоясывающий гидрохимический циферблат, согласно цветовой модели HSV, имеет в точке Hue = 0/360° (τ_S = 0/60´) максимум в красной области спектра (палитры). С целью более четкого цветового разделения на гидрохимических картах низко минерализованных озерных и речных вод, лежащих за исключением реки Нил и Хуанхэ в интервале τ_S = 5 ÷ 18´, и высоко минерализованных морских, океанических и пластовых (подземных) вод желателен поворот цветового круга по ходу минутной стрелки на 10´ относительно циферблата. Такая процедура позволяет все низко минерализованные и пресные воды озер и рек окрасить в цвета теплой части спектра от красного до желтого, а высоко минерализованные морские, океанические и пластовые воды, расположенные в секторе τ_S = 35 ÷ 50´, окрасить в холодные цвета от синего до фиолетового. Аналитически такой поворот цветового круга относительно циферблата на 10´ выражается уравнением:

$$Hue = 6 \cdot \left(\tau - 10 + 60 \cdot \text{ОТБР}\left(\frac{60-\tau}{50}\right)\right), \quad (9)$$

где ОТБР – функция Microsoft Office Excel. При формировании столбца цветов в табл. 2 использовано ур. (9).

Как будет показано ниже, такое десятиминутное смещение цветового круга относительно циферблата обеспечивает сходство окраски вод в модели HSV(HSB) с таковой при использовании модели RGB (треугольник Максвелла).

В случае если воды, наносимые на гидрогеохимическую карту, имеют узкий интервал вариации τ_S, цветовая шкала может быть подобрана (Рис. 3) посредством какого-либо линейного преобразования:

$$Hue = \frac{A\cdot(\tau_S-\tau_S^{min})}{(\tau_S^{max}-\tau_S^{min})} + B, \quad (10)$$

где A, B – постоянные, выбираемые из интервала (A+B) ≤ 360, τ_S – направление вектора образца воды на гидрохимическом циферблате, τ_S^{min}, τ_S^{max} – минимальное и максимальное значение направлений векторов вод. Позиция Saturation с целью обеспечения чистоты и насыщенности цветов при формировании столбца цветов табл. 2 приравнивалась максимальному значению S = 100%, хотя возможны и иные варианты. Другой причиной отказа от использования всех трех позиций модели HSV(HSB) является то, что на плоскости карты сложно представить 3-х мерную расшифровку используемых цветовых обозначений.

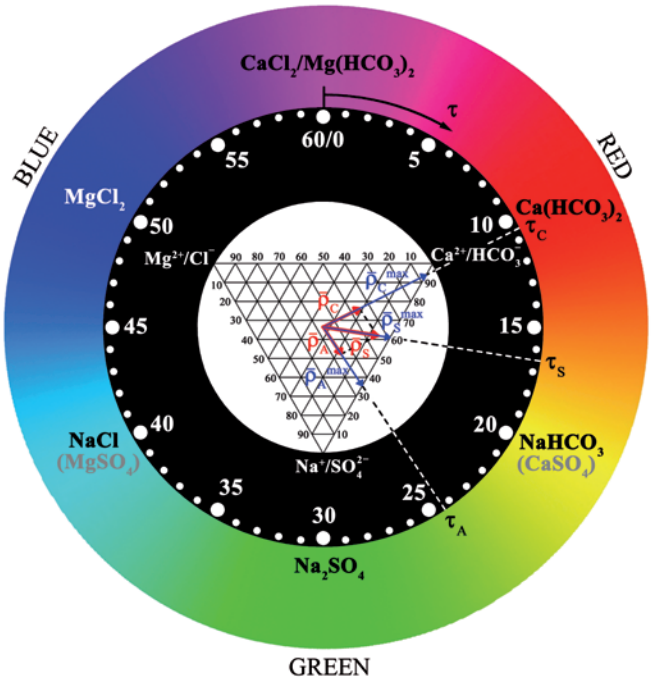

Рис. 2. Гидрохимический циферблат (модель HSV, Hue = 6·(τ_S – 10)) со спаренными треугольниками катионного и анионного состава и графическим примером определения характеристик гидрохимического вектора для воды р. Темзы (Англия) (Табл. 1).

№*	Ca^{2+}	Na^{+}/K^{+}	Mg^{2+}	HCO_3^-	SO_4^{2+}	Cl^-	M	lnM	τ_C	ρ_C	ρ_C^{max}	$\frac{\rho_C}{\rho_C^{max}}$
	мг·экв%			мг·экв%			мг·экв/л					
1	44,07	14,97	40,95	52,53	27,62	19,85	14,3	2,661	0,9	16,0	29,0	0,551
2	26,68	29,35	43,98	75,77	10,29	13,94	8,2	2,103	10,2	23,2	56,0	0,414
3	54,66	21,92	23,43	67,10	16,16	16,73	2,7	1,006	9,6	18,5	54,0	0,343
4	91,04	6,64	2,33	86,81	4,37	8,82	12,0	2,487	10,4	50,0	53,8	0,930
5	75,73	13,33	10,94	64,78	18,19	17,03	13,3	2,587	10,3	36,7	54,7	0,672
6	64,05	15,95	20,00	89,58	9,40	1,02	2,5	0,905	9,3	26,7	51,2	0,521
7	73,49	14,33	12,18	71,19	18,11	10,69	10,1	2,311	10,3	34,8	54,8	0,635
8	34,53	46,49	18,98	67,97	15,35	16,68	2,6	0,956	24,3	13,8	32,0	0,431
9	44,94	30,27	24,79	50,91	40,63	8,46	12,4	2,518	12,5	10,4	40,6	0,256
10	54,30	24,11	21,59	34,23	46,79	18,98	16,0	2,770	10,7	18,2	51,6	0,352
11	3,80	88,68	7,51	59,39	0,33	40,28	321,7	5,773	30,4	48,0	54,1	0,886
12	3,93	44,41	51,66	4,12	91,77	4,11	942,9	6,849	41,4	25,7	29,2	0,882
13	8,69	62,88	28,43	0,64	29,36	70,00	431,5	6,067	33,5	27,4	37,1	0,739
14	3,43	79,62	16,95	0,28	10,59	89,14	1386,6	7,235	31,6	40,7	45,3	0,897
15	3,32	79,11	17,57	1,05	9,11	89,85	1401,1	7,245	31,7	40,3	44,7	0,900
16	4,04	78,34	17,62	1,04	9,28	89,68	600,9	6,398	31,6	39,6	45,0	0,879
17	3,35	78,73	17,92	0,38	9,28	90,34	1250,5	7,131	31,8	40,0	44,4	0,900
18	29,55	41,81	28,64	31,74	25,68	42,57	97,8	4,583	29,4	7,4	52,2	0,141
19	25,15	69,05	5,80	0,03	0,00	99,96	7014,2	8,856	27,1	32,4	39,2	0,826
20	13,07	32,41	54,53	0,17	0,06	99,76	12761,6	9,454	45,4	20,7	34,1	0,608
21	41,52	34,27	24,22	26,98	21,23	51,79	17,6	2,869	15,9	8,7	31,8	0,273

Табл. 1. Состав природных вод и характеристики положения катионных векторов на гидрохимическом циферблате.
**Числовые обозначения соответствуют следующим образцам вод: 1) Вода скважины Юго-западного района канадской провинции Онтарио (Freckelton, 2013); 2) р. Волга, Россия (Fraser, 2003); 3) Питьевая вода (типичные ионы) (Bortman и др., 2003); 4) р. Ламборн, Англия (Allen и др., 2010); 5) р. Сена, Франция (Fraser, 2003); 6) озеро Байкал, Россия (Fraser, 2003); 7) р. Эльба, Чехия (Ritter и др., 2011); 8) р. Северн, Англия (Shand и др., 2005); 9) р. Миссури, США (Criss и др., 2001); 10) р. Темза, Англия (Bearcock и др., 2010); 11) Мин. вода Ессентуки 17, Россия (Самарина, 1977); 12) Мин. вода Хуняди Янош, Венгрия (Halaj, 2013); 13) Каспийское море (Fraser, 2003); 14) Красное море (Manheit и др., 2007); 15) Средиземное море (Demirel и др., 2006); 16) Черное море (Schug, 2003); 17) океаническая вода (типичные ионы) (Bortman и др., 2003); 18) р. Нил, Египет (Hossam, 2010); 19) Пластовые воды Пенсильвании, США (Dresel и др., 2010); 20) Мертвое море (Лопатина, 2016); 21) р. Хуанхэ, Китай (Jing и др., 2014).*

Позицию Value/Brightness модели HSV(HSB) логично связать с расстоянием точки воды до центра спаренного треугольника ρ. Однако использование этой величины требует ее предварительной нормировки относительно максимальной длины радиуса-вектора ρ_S^{max} для данного τ_S, т.е. величины ρ_S/ρ_S^{max}, что было использовано в расчете по ур. (11). Во втором варианте (12) расчета величины Value нами использована общая минерализация M_S (мг·экв/л или г/л). Для обеспечения чистоты цвета (Табл. 2) и его распознаваемости при высоких яркостях нами использовался лишь узкий диапазон Value = 50 ÷ 80. Ниже приведены три варианта уравнений (11)-(13) для расчета величины Value:

$$Value(Brightness) = 80 - 30 \cdot \frac{\rho}{\rho^{max}}, \quad (11)$$

$$Value(Brightness) = 80 - 30 \cdot \frac{(M_{Si} - M_S^{min})}{(M_S^{max} - M_S^{min})}. \quad (12)$$

В случае необходимости нанесения на гидрохимическую карту вод, значительно различающихся по общей минерализации, вместо ур. (12) можно использовать величину логарифма общей минерализации lnM_S:

$$Value(Brightness) = 80 - 30 \cdot \frac{(lnM_{Si} - lnM_S^{min})}{(lnM_S^{max} - lnM_S^{min})}. \quad (13)$$

В табл. 2 приведены примеры преобразования состава природных вод в цвет (Hue по ур. (9), Saturation = 100%, Value по ур. (13)).

Подход, использованный нами для представления минерального состава вод с использованием величин τ_S и ρ_S в модели HSV, полностью переносим на построение гидрогеохимических карт только катионной или только анионной составляющих вод, если заменить τ_S на τ_C или τ_A, а ρ_S/ρ_S^{max} – на ρ_C/ρ_C^{max} или ρ_A/ρ_A^{max}, соответственно. Для расчета $\tau_C, \rho_C, \rho_C^{max}, \tau_A, \rho_A, \rho_A^{max}$ справедливы те же соотношения (4)-(9), только в качестве X_{GIBBS} и Y_{GIBBS} в ур.(4) и (5) для катионов используют $X_{GIBBS}(Ca^{2+})$ и $Y_{GIBBS}(Na^{+})$, а для анионов – $X_{GIBBS}(HCO_3^-)$ и $Y_{GIBBS}(SO_4^{2-})$, соответственно.

Цветовая модель RGB. Совмещенный треугольник Гиббса-Максвелла

Вторая модель, которая используется для цветовой визуализации различных геологических и гидрогеохимических характеристик территорий при картографировании, является модель RGB (Red/Green/Blue). Позиции R, G и B меняются в интервале от 0 до 255 (Ibraheem и др., 2012). Благодаря проведенной ранее компрессии данных шестикомпонентного анализа вод по ур. (2)-(3) появляется возможность прямого перевода координат спаренного катион-анионного треугольника состава Гиббса в цветовой треугольник Максвелла (14):

$$(X_{GIBBS}, Y_{GIBBS}) \rightarrow (x; y) \rightarrow (x; y; 1 - x - y) \rightarrow$$
$$\rightarrow (r; g; b) \xrightarrow{Maxwell} RGB. \quad (14)$$

№*	τ_A	ρ_A	ρ_A^{max}	$\frac{\rho_A}{\rho_A^{min}}$	τ_S	$\tau_{S\text{-}10}$	Hue	ρ_S	ρ_S^{max}	Value	$\frac{\rho_S}{\rho_S^{max}}$	$\tau_S \cdot \frac{\rho_S}{\rho_S^{max}}$	Цвет HSV
1	12,19	17,08	42,22	0,404	6,77	56,8	341	13,7	38,0	74	0,361	2,45	
2	14,53	20,70	34,36	0,602	7,26	57,3	344	21,4	42,1	76	0,508	6,21	
3	9,91	29,25	56,78	0,515	9,79	59,8	359	23,9	55,6	80	0,429	4,20	
4	9,54	46,37	53,37	0,869	9,99	60,0	360	48,1	57,7	74	0,835	8,34	
5	10,20	27,24	55,70	0,489	10,26	0,3	2	32,0	55,1	74	0,580	5,96	
6	10,82	48,89	50,43	0,969	10,27	0,3	2	37,7	55,0	80	0,685	7,03	
7	11,08	33,00	48,58	0,679	10,68	0,7	4	33,9	51,6	75	0,657	7,01	
8	9,79	30,00	55,61	0,539	13,81	3,8	23	16,8	36,2	80	0,465	6,42	
9	17,76	22,15	29,68	0,746	16,11	6,1	37	15,8	31,4	74	0,501	8,08	
10	24,47	13,93	32,34	0,431	16,45	6,5	39	12,1	31,0	73	0,391	6,44	
11	3,08	30,14	30,44	0,990	26,38	16,4	98	10,4	36,8	63	0,283	7,47	
12	30,00	50,61	57,72	0,877	33,60	23,6	142	32,4	36,8	59	0,879	29,54	
13	45,94	34,85	35,53	0,981	40,59	30,6	184	24,9	28,9	62	0,860	34,91	
14	48,99	48,60	49,01	0,992	41,38	31,4	188	27,6	29,2	58	0,944	39,08	
15	49,22	49,11	50,70	0,969	41,68	31,7	190	27,4	29,3	58	0,935	38,95	
16	49,20	48,98	50,55	0,969	41,74	31,7	190	27,1	29,4	61	0,924	38,56	
17	49,14	49,57	50,14	0,989	41,75	31,8	191	27,7	29,4	58	0,944	39,42	
18	53,46	8,56	37,28	0,229	43,63	33,6	202	2,5	31,1	67	0,081	3,52	
19	50,00	57,70	57,71	1,000	44,51	34,5	207	20,2	32,4	52	0,622	27,70	
20	50,01	57,53	57,64	0,998	48,80	38,8	233	38,2	47,7	50	0,801	39,11	
21	51,70	16,24	44,73	0,363	56,46	46,5	279	5,2	31,0	73	0,168	9,46	

Табл. 2. Характеристики положения анионных и солевых векторов на гидрохимическом циферблате.
**Обозначения образцов вод см. табл. 1.*

Для цветовой визуализации на гидрогеохимических картах минерального состава природных вод координаты вод на спаренном треугольнике Гиббса приравниваются к координатам треугольника Максвелла (уравнения (15)-(17)):

$$x(Ca^{2+}/HCO_3^-) = \frac{X(Ca^{2+}/HCO_3^-)}{100} = r = \frac{R}{R+G+B}, \quad (15)$$

$$y(Na^{+}/SO_4^{2-}) = \frac{Y(Na^{+}/SO_4^{2-})}{100} = g = \frac{G}{R+G+B}, \quad (16)$$

$$z(Mg^{2+}/Cl^{-}) = \frac{Z(Mg^{2+}/Cl^{-})}{100} = b = \frac{B}{R+G+B}, \quad (17)$$

где r, g и b – цветовые координаты на треугольнике Максвелла в модели RGB.

Примеры преобразования координат Гиббса для 21 природной воды в цветовой RGB-треугольник Максвелла приведены в табл. 3. Воды распределены в табл. 3 по мере роста τ_S. Можно видеть, что цветовые тона речных и озерных вод характеризуются на объединенном треугольнике Гиббса-Максвелла либо теплым цветом, либо малой интенсивностью окраски (р. Нил, Египет и р. Хуанхэ, Китай).

Приведенные алгоритмы перевода данных шестикомпонентного состава вод в цвет посредством моделей HSV и RGB полностью переносимы к цветовой визуализации на гидрогеохимических картах изменений отдельно их катионной или анионной составляющих.

Упрощенный пример цветового картирования изменений минерального состава пластовых вод нефтегазового месторождения в программе Surfer (Ozler, 2003)

На рис. 3 на основе данных по шестикомпонентному составу и общей минерализации пластовых вод нефтегазового месторождения Западной Пенсильвании (Dresel и др., 2010) показан схематичный пример гидрогеохимической карты. Для ее построения использованы данные по скважинам с практически перекрывающимся интервалом перфораций.

Из карты можно видеть, что в области, окрашенной в синий цвет, пластовые воды на фоне основного минерального компонента NaCl имеют в своем составе повышенное содержание хлористого кальция $CaCl_2$ в противоположность другим областям карты, окрашенным в красный, желтый и зеленый цвета. Водному раствору чистого хлористого натрия соответствует τ_S(NaCl)=40′, а водному раствору чистого хлористого кальция – $\tau_S(CaCl_2)$=60′. Здесь следует заметить, что по гидрохимической шкале τ_S между NaCl и $CaCl_2$ находится $MgCl_2$ – $\tau_S(MgCl_2)$=50′, однако в данном случае, смещение пластовых вод месторождения Западной Пенсильвании связано с увеличением содержания $CaCl_2$, у которого $\tau_S(CaCl_2)$=60′.

Предложенный метод анализа гидрохимической информации применительно к пластовым водам нефтепромыслов позволит в ряде случаев отказаться от трассерных методов установления гидродинамических связей между пластами, добывающими и нагнетательными скважинами, поскольку в качестве своеобразных трассеров могут выступать естественные компоненты пластовых и закачиваемых вод. Цветовое сходство вод на гидрогеохимической карте будет означать и сходство их минерального состава, что, в свою очередь, будет указывать на наличие гидродинамической связи между водными потоками, горизонтами (пластами) или скважинами. Данный метод может быть использован в визуальном анализе данных как по горизонтальному (площадному), так и по вертикальному (глубинному) гидрогеохимическому зонированию океанических и морских вод, промысловых вод нефтегазовых месторождений. Цветовая визуализация

№*	Суммарные координаты вод на треугольнике Гиббса			Координаты треугольника Максвелла			Цвет
	$x(Ca^{2+}/HCO_3^-)$	$y(Na^+/SO_4^{2-})$	$z(Mg^{2+}/Cl^-)$	R	G	B	
1	0,483	0,213	0,304	255	112	160	
2	0,512	0,198	0,290	255	99	144	
3	0,609	0,190	0,201	255	80	84	
4	0,889	0,055	0,056	255	16	16	
5	0,703	0,158	0,140	255	57	51	
6	0,768	0,127	0,105	255	42	35	
7	0,723	0,162	0,114	255	57	40	
8	0,513	0,309	0,178	255	154	89	
9	0,479	0,355	0,166	255	189	88	
10	0,443	0,355	0,203	255	204	117	
11	0,316	0,445	0,239	181	255	137	
12	0,040	0,681	0,279	15	255	104	
13	0,047	0,461	0,492	24	239	255	
14	0,019	0,451	0,530	9	217	255	
15	0,022	0,441	0,537	10	209	255	
16	0,025	0,438	0,537	12	208	255	
17	0,019	0,440	0,541	9	207	255	
18	0,306	0,337	0,356	219	242	255	
19	0,126	0,345	0,529	61	166	255	
20	0,066	0,162	0,771	22	54	255	
21	0,342	0,277	0,380	230	186	255	

*Табл. 3. Координаты природных вод на треугольниках минерального состава Гиббса и на цветовых треугольниках Максвелла (RGB). *Обозначения образцов вод см. табл. 1.*

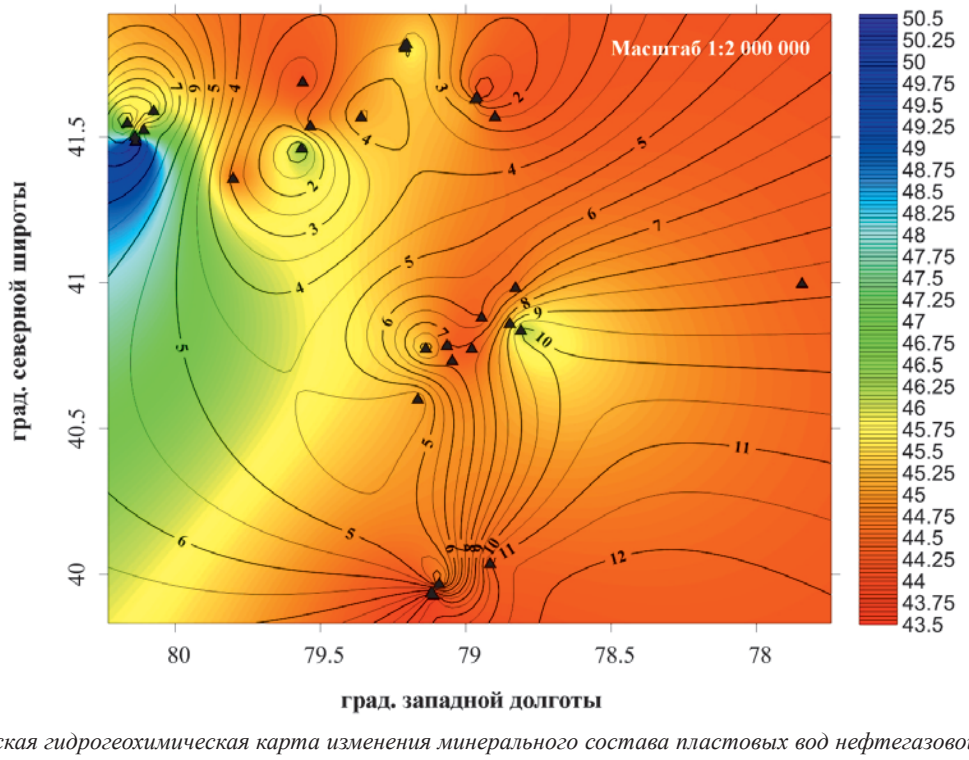

Рис. 3. Схематическая гидрогеохимическая карта изменения минерального состава пластовых вод нефтегазовой провинции Западная Пенсильвания, построенная в программе Surfer с использованием непосредственно величин τ_S (цвет) и логарифмов общей минерализации lnM (M, мг·экв/л) (изолинии)

изменений минерального состава пластовых вод может быть проведена и в отсутствии данных по шестикомпонентному анализу. Достаточно определить лишь две ее характеристики – показатель преломления n_D^{20} и плотность d^{20} (г/см^3), и воспользоваться алгоритмом, описанным в статьях (Nikolaev и др., 2016). Для выбора цвета (тона) следует использовать идентификационный полярный угол φ_{IPA}, а в качестве меры общей минерализации – полярный радиус ρ (Николаев и др., 2018).

Изложенный метод сжатия и оцифровки аналитической информации может быть использован в цветовой визуализации различных процессов массопереноса,

сгруппировав отдельные компоненты многокомпонентной системы по какому-либо объединяющему свойству и представив реальную многокомпонентную систему меняющегося в пространстве и времени состава в виде псевдотернарной системы, как это используется при анализе светлых нефтепродуктов и моторных топлив (Nikolaev, 2015; Николаев, 2012). Изменение состава нефтей на цветовых нефтегеохимических картах месторождений может быть визуализировано посредством компрессии данных 4-х компонентного состава нефти, определяемого SARA-анализом (ASTMD4124-09), до 3-х компонентного состава путем выделения группы насыщенных углеводородов, группы ароматических углеводородов и объединенной группы смол и асфальтенов.

Заключение

Предложена континуальная круговая гидрохимическая шкала (циферблат) природных вод τ_S, основанная на компрессии данных по их шестикомпонентному ионному составу. Принятие Международной ассоциацией гидрогеологов IAH (International Association of Hydrogeologists (Hydrology) конвенционного соглашения о единообразном способе компрессии данных по шестикомпонентному составу природных вод, способе отображения последнего на гидрохимическом циферблате будет способствовать обеспечению удобства коммуникации гидрологов и гидрохимиков при обмене информацией.

Гидрохимический циферблат как показывающая часть прибора (при разработке в перспективе экспресс-метода определения шестикомпонентного состава природных вод) может размещаться на навигационной приборной панели морских и речных судов.

Результаты оцифровки минерального состава вод, благодаря непрерывности (континуальности) гидрохимической шкалы, хорошо совместимы с цветовыми моделями HSV и RGB, широко используемыми при геохимическом картографировании. В случае использования модели RGB показана эффективность объединения треугольника ионного состава Гиббса и цветового треугольника Максвелла в единый треугольник Гиббса-Максвелла.

Внедрение метода цветовой визуализации минерального состава вод позволит оптимизировать разработку нефтегазовых месторождений, провести ретроспективный анализ больших массивов гидрогеохимической и нефтегеохимической информации, накопленной в лабораториях нефтяных компаний за все предыдущие годы разработки и эксплуатации месторождений на предмет изменения гидродинамических связей между нефтяными пластами, водными горизонтами, добывающими и нагнетательными скважинами. Для лучшей визуализации гидродинамических связей между нагнетательными и добывающими скважинами вместо закачивания трассеров могут быть использованы воды, отличающиеся от естественных пластовых вод по минеральному составу или по общей минерализации при условии выполнения требований по их взаимной совместимости.

Литература

Лопатина А.Б. (2016). Химический состав Мертвого моря (Израиль). Научный вестник. *Химические науки*, 7(1), с. 215-221.

Николаев В.Ф. (2012). Экспресс-методы тестирования композиционных продуктов нефтепромысловой химии и моторных топлив. Казань: КНИТУ, 124 с.

Николаев В.Ф., Булыгин Д.В. (2018). Экспресс-метод оценки минерального состава закачиваемых и попутных вод нефтяных месторождений. *Нефть. Газ. Новации*, 4, с. 56-60.

Самарина В.С. (1977). Гидрогеохимия. Ленинград: ЛГУ, 360 с.

Сулин В.А. (1946). Воды нефтяных месторождений в системе природных вод. Москва; Ленинград: Гостоптехиздат, 95 с.

Сулин В.А. (1948). Условия образования, основы классификации и состав природных вод. Ч.1. Москва: АН СССР, 105 с.

Хисамов Р.С., Габдуллин Т.Г., Фархуллин Р.Г. (2009). Контроль за разработкой нефтяных и газонефтяных месторождений. Казань: Идель-Пресс, 408 с.

Allen D.J., Darling W.G., Gooddy D.C., Lapworth D.J., Newell A.J., Williams A.T., Allen D., Abesser C. (2010). Interaction between groundwater, the hyporheic zone and a Chalk stream: a case study from the River Lambourn. UK. *Hydrogeology*, 18, pp.1125-1141.

Bortman M., Brimblecombe P., Cunningham M.A., Cunningham W.P., Freedman W. (2003). Environmental Encyclopedia. Gale, Farmington Hills.

Bearcock J.M., Smedley P.L. (2010). Baseline groundwater chemistry: the Palaeogene of the Thames Basin. British Geological Survey Open Report, OR/10/057. http://nora.nerc.ac.uk/12600/1/OR10057.pdf

Collins A.G. (1975). Developments in Petroleum Science. Vol. I. *Geochemistry of Oilfield Waters*, Elsevier Science, New York, 496 p.

Criss R.E., Davidson M.L., Kopp J.W. (2001). Nonpoint sources in the lower Missouri River. *Am. Water Works Assoc*., 93, pp. 112-122.

Dinka M.O., Loiskandl W., Ndambuki J.M. (2015). Hydrochemical characterization of various surface water and groundwater resources available in Matahara areas, Fantalle Woreda of Oromiya region. *Journal of Hydrology: Regional Studies*, 3, pp. 444-456.

Dresel P.E., Rose A.W. (2010). Chemistry and Origin of Oil and Gas Well Brines in western Pennsylvania, Open-File Oil and Gas Report 10-01.0. Pennsylvania geological survey. http://www.fwspubs.org/doi/suppl/10.3996/052013-JFWM-033/suppl_file/patnodereference+s3.pdf

Demirel Z., Güler C. (2006). Hydrogeochemical evolution of groundwater in a Mediterranean coastal aquifer, Mersin-Erdemli basin (Turkey). *Environ Geol.*, 49, pp. 477-487.

Fraser A.S., Ongley E.D., Meybeck M, Hodgson K. (2003). The Annotated Digital Atlas of Global Water Quality, Global environment monitoring system freshwater quality programme, National Water Research Institute. http://colin-mayfield.com/biology447/modules/module1/gems/intro.html

Freckelton C.N. (2012). A Physical and Geochemical Characterization of Southwestern Ontario's Breathing Well Region. The University of Western Ontario. https://ir.lib.uwo.ca/cgi/viewcontent.cgi?article=2407&context=etd

Hem J.D. (1985). Study and Interpretation of the Chemical Characteristics of Natural Waters. U.S. Geological Survey Water, United States government printing office, Wasington, 263 p.

Halaj E., Wachowicz-pyzik A. (2013). Examples of applications of geothermal waters for refraction, heating and bottling in selected regions of Hungary. *Geol, Geoph & Environ*, 39, pp. 21-32.

Hossam H.E. (2010). Potentialities of Water Resources Pollution of the Nile River Delta, Egypt. *The Open Hydrology J*., 4, pp. 1-13.

Ibraheem N.A., Hasan M.M., Khan R.Z. (2012). Understanding Color Models: A Review. *Journal of Sci. and Tech*., 2, pp. 265-275.

Jing L., Fadong L., Qiang L., Shuai S., Yan Zh., Guangshuai Z. (2014). Impacts of Yellow River Irrigation Practices on Trace Metals in Surface Water: A Case Study of the Henan-Liaocheng Irrigation Area, China. *Human and Ecolog Risk Assessment: An Inter J.*, 20, pp. 1042-1057.

Kaltofen R., Opitz R., Schumann K., Ziemann J. (1966). Tabellenbuch Chemie. VEB Deutscher Verlag für Grundstoffindustrie, Leipzig, 485 p.

Lide D.R. (2006). Concentrative Properties of Aqueous Solutions: Density, Refractive Index, Freezing Point Depression, and Viscosity, in CRC Handbook of Chemistry and Physics. Taylor and Francis. http://www.hbcpnetbase.com

Meskaldji Kh., Boucherkha S., Chikhi S. (2009). Color Quantization and its Impact on Color Histogram Based Image Retrieval. CEUR-WS Publisher. http://ceur-ws.org/Vol-547/60.pdf

Manheim F.T., Waterman L.S., Woo C.C., Sayles F.L. (2007). Deep Sea Drilling Project DSDP Volume XXIII. Interstitial Water Studies on Small Core Samples, Leg 23 (Red Sea). http://www.deepseadrilling.org/23/volume/dsdp23_35.pdf

Narany T.S., Ramli M.R., Aris A.Z., Sulaiman W.A., Juahir H., Fakharian K. (2014). Identification of the hydrogeochemical processes in groundwater using classic integrated geochemical methods and geostatistical techniques, in Amol-Babol Plain, Iran. *The Sci World J*., 2014. pp. 1-15.

Nikolaev V.F., Timirgalieva A.Kh., Barskaya E.E., Egorov A.V., Khanova D.R., Sultanova R.B., Romanov G.V. (2016). Hydrogeochemistry: natural waters in full view. *Bulletin of Kazan Technological University*, 19, pp. 5-10.

Nikolaev V.F., Tabrisov I.I., Penkovsky A.I., Sultanova R.B. (2015). Express method for total content assessment of aromatic hydrocarbons and oxygen in finished gasolines by refractometry and densimetry. *Fuel*, 142, pp. 94-101.

Ozler H.M. (2003). Hydrochemistry and salt-water intrusion in the Van aquifer, east Turkey. *Environmental Geology*, 43, pp. 759-775.

Palmer C.C. (1911). The geochemical interpretation of water analysis. Government printing office, Washington, 31 p.

Ritter D.J. (2011). First Order Analysis of Nitrate Loading in the Upper Elbe River Basin, Czech Republic. Brigham Young University BYU Scholars Archive. http://scholarsarchive.byu.edu/cgi/viewcontent.cgi?article=3871&context=etd

Shand P., Abesser C., Farr G., Wilton N., Lapworth D.J., Gooddy D.C., Haria A., Hargreaves R. (2005). Baseline Report Series: 17. The Ordovician and Silurian meta-sedimentary aquifers of central and south-west Wales. British Geological Survey. http://nora.nerc.ac.uk/3550/1/CR05034N.pdf

Schug D.M. (2003). Deep Sea Drilling Project DSDP Volume XXIII Interstitial Waters of Black Sea Cores. http://www.deepseadrilling.org/42_2/volume/dsdp42pt2_23.pdf

Warner N.R., Jackson R.B., Darrah T.H., Osborn S.G., Down A., Zhao K., White A., Vengosh A. (2012). Geochemical evidence for possible natural migration of Marcellus Formation brine to shallow aquifers in Pennsylvania *Proceed in Nat. Acad. of Sci.*, 109, pp. 11961-11966.

Žaporozec A. (1972). Graphical Interpretation of Water-Quality Data. *Ground Water*, 10, pp. 32-43.

Сведения об авторах

Вячеслав Федорович Николаев – доктор хим. наук, профессор кафедры Технологии основного органического и нефтехимического синтеза

Казанский национальный исследовательский технологический университет

Россия, 420015, Казань, ул. К.Маркса, 68

Лев Евгеньевич Фосс – кандидат хим. наук, младший научный сотрудник лаборатории химии и геохимии нефти, Институт органической и физической химии им. А.Е. Арбузова ФИЦ КазНЦ РАН

Россия, 420088, Казань, ул. Академика Арбузова, 8

E-mail: iacw212@gmail.com

Бассел Ф. Сулайман – аспирант кафедры Технологии основного органического и нефтехимического синтеза, Казанский национальный исследовательский технологический университет

Россия, 420015, Казань, ул. К.Маркса, 68

Ассель Б. Агыбай – магистр кафедры Технологии основного органического и нефтехимического синтеза, Казанский национальный исследовательский технологический университет

Россия, 420015, Казань, ул. К.Маркса, 68

Алина Хайдэровна Тимиргалиева – магистр кафедры Технологии основного органического и нефтехимического синтеза, Казанский национальный исследовательский технологический университет

Россия, 420015, Казань, ул.К. Маркса, 68

Расима Бакиевна Султанова – кандидат хим. наук, доцент кафедры Технологии основного органического и нефтехимического синтеза, Казанский национальный исследовательский технологический университет

Россия, 420015, Казань, ул. К.Маркса, 68

Статья поступила в редакцию 08.02.2018;
Принята к публикации 23.05.2018; Опубликована 30.06.2018

IN ENGLISH

The Unified Scale of Natural Waters

V.F. Nikolaev[1], L.E. Foss[2], B.F. Sulaiman[1], A.B. Agybay[1], A.Kh. Timirgalieva[1], R.B. Sultanova[1]*
[1]*Kazan National Research Technological University, Kazan, Russian Federation*
[2]*Arbuzov Institute of Organic and Physical Chemistry, FRC Kazan Scientific Center of the Russian Academy of Sciences, Kazan, Russian Federation*
[*]*Corresponding author: Lev E. Foss, e-mail: iacw212@gmail.com*

Abstract. The article presents a continual scale of natural waters based on the characteristics of a vector, constructed on the superimposed cationic and anionic Gibbs triangles. We made a stylized hydrochemical clock-type dial based on the compression data of a six-component ionic composition of waters. To ensure successful communication of hydrochemists, exchanging information, we suggest characterize the mineral composition of waters by the direction of the vector, expressed in units (minutes) of the hydrochemical clock-type dial. The article presents equations for digitizing natural waters and for color visualization on hydrogeochemical maps of their mineral composition using Red/Green/Blue and Hue/Saturation/Value models. The analysis of the changes occurring in the natural water composition on maps in time enables us to visually establish hydrodynamic connections between ocean currents, water-bearing horizons, oil reservoirs, producing and injecting wells without using tracers. We provide examples of how the six-component composition of the natural waters of lakes, rivers, seas and oceans transforms into indicators of the hydrochemical clock-type dial and the corresponding color tones. The use of the color mapping method to analyze the World Ocean processes, associated with the Arctic ice thawing and changes in the waters composition of ocean currents, will allow us to take a fresh look at the global processes of climate change.

Keywords: natural waters, ground waters, seawaters, ocean currents, reservoir waters, water classification, cationic composition, anionic composition, analytical chemistry, physical chemistry, mineralization, geochemical map, Gibbs-Roseboom triangle, Maxwell triangle, hydrogeochemistry, HSV (HSB) color model, RGB model, horizontal hydrogeochemical zoning, vertical hydrogeochemical zoning, oil and gas field, data compression

Recommended citation: Nikolaev V.F., Foss L.E., Sulaiman B.F., Agybay A.B., Timirgalieva A.Kh., Sultanova R.B. (2018). The Unified Scale of Natural Waters. *Georesursy = Georesources*, 20(2), pp. 58-66. DOI: https://doi.org/10.18599/grs.2018.2.58-66

References

Allen D.J., Darling W.G., Gooddy D.C., Lapworth D.J., Newell A.J., Williams A.T., Allen D., Abesser C. (2010). Interaction between groundwater, the hyporheic zone and a Chalk stream: a case study from the River Lambourn. UK. *Hydrogeology*, 18, pp.1125-1141.

Bortman M., Brimblecombe P., Cunningham M.A., Cunningham W.P., Freedman W. (2003). Environmental Encyclopedia. Gale, Farmington Hills.

Bearcock J.M., Smedley P.L. (2010). Baseline groundwater chemistry: the Palaeogene of the Thames Basin. British Geological Survey Open Report, OR/10/057. http://nora.nerc.ac.uk/12600/1/OR10057.pdf

Collins A.G. (1975). Developments in Petroleum Science. Vol. I. *Geochemistry of Oilfield Waters*, Elsevier Science, New York, 496 p.

Criss R.E., Davidson M.L., Kopp J.W. (2001). Nonpoint sources in the lower Missouri River. *Am. Water Works Assoc*., 93, pp. 112-122.

Dinka M.O., Loiskandl W., Ndambuki J.M. (2015). Hydrochemical characterization of various surface water and groundwater resources available in Matahara areas, Fantalle Woreda of Oromiya region. *Journal of Hydrology: Regional Studies*, 3, pp. 444-456.

Dresel P.E., Rose A.W. (2010). Chemistry and Origin of Oil and Gas Well Brines in western Pennsylvania, Open-File Oil and Gas Report 10-01.0. Pennsylvania geological survey. http://www.fwspubs.org/doi/suppl/10.3996/052013-JFWM-033/suppl_file/patnodereference+s3.pdf

Demirel Z., Güler C. (2006). Hydrogeochemical evolution of groundwater in a Mediterranean coastal aquifer, Mersin-Erdemli basin (Turkey). *Environ Geol.*, 49, pp. 477-487.

Fraser A.S., Ongley E.D., Meybeck M, Hodgson K. (2003). The Annotated Digital Atlas of Global Water Quality, Global environment monitoring system freshwater quality programme, National Water Research Institute. http://colin-mayfield.com/biology447/modules/module1/gems/intro.html

Freckelton C.N. (2013). A Physical and Geochemical Characterization of Southwestern Ontario's Breathing Well Region. The University of Western Ontario. https://ir.lib.uwo.ca/cgi/viewcontent.cgi?article=2407&context=etd

Hem J.D. (1985). Study and Interpretation of the Chemical Characteristics of Natural Waters. U.S. Geological Survey Water, United States government printing office, Wasington, 263 p.

Halaj E., Wachowicz-pyzik A. (2013). Examples of applications of geothermal waters for refraction, heating and bottling in selected regions of Hungary. *Geol, Geoph & Environ*, 39, pp. 21-32.

Hossam H.E. (2010). Potentialities of Water Resources Pollution of the Nile River Delta, Egypt. *The Open Hydrology J*., 4, pp. 1-13.

Ibraheem N.A., Hasan M.M., Khan R.Z. (2012). Understanding Color Models: A Review. *Journal of Sci. and Tech*., 2, pp. 265-275.

Jing L., Fadong L., Qiang L., Shuai S., Yan Zh., Guangshuai Z. (2014). Impacts of Yellow River Irrigation Practices on Trace Metals in Surface Water: A Case Study of the Henan-Liaocheng Irrigation Area, China. *Human and Ecolog Risk Assessment: An Inter J.*, 20, pp. 1042-1057.

Kaltofen R., Opitz R., Schumann K., Ziemann J. (1966). Tabellenbuch Chemie. VEB Deutscher Verlag für Grundstoffindustrie, Leipzig, 485 p.

Khisamov R.S., Gabdullin T.G., Farhullin R.G. (2009). Control over the development of oil and gas fields. Idel-Press, Kazan, 408 p. (In Russ.)

Lide D.R. (2006). Concentrative Properties of Aqueous Solutions: Density, Refractive Index, Freezing Point Depression, and Viscosity, in CRC Handbook of Chemistry and Physics. Taylor and Francis. http://www.hbcpnetbase.com

Lopatina A.B. (2016). The chemical composition of the Dead Sea (Israel). *Sci Bull*., 7, pp. 215-221. (In Russ.)

Meskaldji Kh., Boucherkha S., Chikhi S. (2009). Color Quantization and its Impact on Color Histogram Based Image Retrieval. CEUR-WS Publisher. http://ceur-ws.org/Vol-547/60.pdf

Manheim F.T., Waterman L.S., Woo C.C., Sayles F.L. (2007). Deep Sea Drilling Project DSDP Volume XXIII. Interstitial Water Studies on Small Core Samples, Leg 23 (Red Sea). http://www.deepseadrilling.org/23/volume/dsdp23_35.pdf

Narany T.S., Ramli M.R., Aris A.Z., Sulaiman W.A., Juahir H., Fakharian K. (2014). Identification of the hydrogeochemical processes in groundwater using classic integrated geochemical methods and geostatistical techniques, in Amol-Babol Plain, Iran. *The Sci World J*., 2014. pp. 1-15.

Nikolaev V.F., Timirgalieva A.Kh., Barskaya E.E., Egorov A.V., Khanova D.R., Sultanova R.B., Romanov G.V. (2016). Hydrogeochemistry: natural waters in full view. *Bulletin of Kazan Technological University*, 19, pp. 5-10. (In Russ.)

Nikolaev V.F., Tabrisov I.I., Penkovsky A.I., Sultanova R.B. (2015). Express method for total content assessment of aromatic hydrocarbons and oxygen in finished gasolines by refractometry and densimetry. *Fuel*, 142, pp. 94-101.

Nikolaev V.F. (2012). Rapid methods for testing composite products of oilfield chemistry and motor fuels. Kazan, KNRTU, 124 p. (In Russ.)

Nikolaev V.F., Bulygin D.V. (2018). Express Method to Evaluate Mineral Composition of Injected and Associated Water at the Oil Fields. *Oil. Gaz. Novations*, No.4, pp. 48-52.

Ozler H.M. (2003). Hydrochemistry and salt-water intrusion in the Van aquifer, east Turkey. *Environmental Geology*, 43. pp. 759-775.

Palmer C.C. (1911). The geochemical interpretation of water analysis. Government printing office, Washington, 31 p.

Ritter D.J. (2011). First Order Analysis of Nitrate Loading in the Upper Elbe River Basin, Czech Republic. Brigham Young University BYU Scholars Archive. http://scholarsarchive.byu.edu/cgi/viewcontent.cgi?article=3871&context=etd

Samarina V.S. (1977). Hydrogeochemistry. Leningrad, Leningrad State Univ-ty, 360 p. (In Russ.)

Sulin V.A. (1946). Waters of Petroleum Formations in the System of Nature Waters. Moscow, Gostoptekhizdat, 95 p. (In Russ.)

Sulin V.A. (1948). Conditions of formation, the basis of classification and composition of natural waters. Part 1. Moscow, USSR Academy of Sciences, 105 p. (In Russ.).

Shand P., Abesser C., Farr G., Wilton N., Lapworth D.J., Gooddy D.C., Haria A., Hargreaves R. (2005). Baseline Report Series: 17. The Ordovician and Silurian meta-sedimentary aquifers of central and south-west Wales. British Geological Survey. http://nora.nerc.ac.uk/3550/1/CR05034N.pdf

Schug D.M. (2003). Deep Sea Drilling Project DSDP Volume XXIII Interstitial Waters of Black Sea Cores. http://www.deepseadrilling.org/42_2/volume/dsdp42pt2_23.pdf

Warner N.R., Jackson R.B., Darrah T.H., Osborn S.G., Down A., Zhao K., White A., Vengosh A. (2012). Geochemical evidence for possible natural migration of Marcellus Formation brine to shallow aquifers in Pennsylvania *Proceed in Nat. Acad. of Sci.*, 109, pp. 11961-11966.

Žaporozec A. (1972). Graphical Interpretation of Water-Quality Data. *Ground Water*, 10, pp. 32-43.

About the Authors

Vyacheslav F. Nikolaev – DSc (Chemistry), Professor, Department of Technology of Basic Organic and Petrochemical Synthesis, Kazan National Research Technological University
68 Karl Marx str., Kazan, 420015, Russian Federation

Lev E. Foss – PhD, Junior researcher of Oil Chemistry and Geochemistry Laboratory, Arbuzov Institute of Organic and Physical Chemistry, FRC Kazan Scientific Center of the Russian Academy of Sciences
8 Arbuzov str., Kazan, 420088, Russian Federation
E-mail: iacw212@gmail.com

Bassel .F. Sulaiman – PhD Student, Department of Technology of Basic Organic and Petrochemical Synthesis, Kazan National Research Technological University
68 Karl Marx str., Kazan, 420015, Russian Federation

Asel B. Agybay – Master, Department of Technology of Basic Organic and Petrochemical Synthesis, Kazan National Research Technological University
68 Karl Marx str., Kazan, 420015, Russian Federation

Alina Kh. Timirgalieva – Master, Department of Technology of Basic Organic and Petrochemical Synthesis, Kazan National Research Technological University
68 Karl Marx str., Kazan, 420015, Russian Federation

Rasimya B. Sultanova – PhD (Chemistry), Associate professor, Department of Technology of Basic Organic and Petrochemical Synthesis, Kazan National Research Technological University
68 Karl Marx str., Kazan, 420015, Russian Federation

Manuscript received 8 February 2018;
Accepted 23 May 2018; Published 30 June 2018

ОРИГИНАЛЬНАЯ СТАТЬЯ
DOI: https://doi.org/10.18599/grs.2018.2.67-80
УДК 553.98.061

Новый взгляд на перспективы нефтегазоносности глубокозалегающих доюрских отложений Западной Сибири

С.А. Пунанова, В.Л. Шустер*
Институт проблем нефти и газа РАН, Москва, Россия

Сложнопостроенные низкопроницаемые породы-коллекторы пока малоизучены. Это замедляет освоение ресурсов нефти и газа юрских и глубокопогруженных доюрских отложений Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна. Также нет единого мнения среди геологического сообщества относительно перспективности этих отложений с позиций генерации в них нефти и последующей её эмиграции. Существует много вопросов по строению и нефтегазоносности отложений баженовской свиты, ресурсы нефти которой составляют десятки миллиардов тонн. В статье рассмотрены проблемы нефтегазоносности и картирования неоднородного строения массивных пород, в том числе образований фундамента. Кроме того, оценены перспективы нефтегазоносности юрских и доюрских отложений северных регионов Западной Сибири с привлечением геолого-геохимических данных. Выявленные зоны высокопреобразованного органического вещества в отложениях баженовской свиты и ряд других фактов позволяют по-новому аргументировать перспективы нефтегазоносности нижележащих отложений.

Ключевые слова: доюрские отложения**,** породы-коллекторы, перспективы нефтегазоносности, баженовская свита, углеводороды, нефть, Западно-Сибирский нефтегазоносный бассейн, микроэлементы, ванадий, ванадилпорфирины

Для цитирования: Пунанова С.А., Шустер В.Л. Новый взгляд на перспективы нефтегазоносности глубокозалегающих доюрских отложений Западной Сибири. *Георесурсы*, 20(2), с. 67-80. DOI: https://doi.org/10.18599/grs.2018.2.67-80

Введение

В настоящее время на севере Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна (НГБ) пробурено свыше 220 поисковых и разведочных скважин, вскрывших мезозойские терригенные отложения в стратиграфическом диапазоне от верхней юры до триаса на глубинах от 2000 до 4000 м и более. Все они располагаются в Надым-Пурской, Пур-Тазовской и Гыданской нефтегазоносных областях. Значительный прогресс в изучении строения и нефтегазоносности глубоких горизонтов севера Западной Сибири обозначился с проведения региональных и площадных сейсморазведочных работ, с бурения и исследования сверхглубоких скважин – СГ-6 и СГ-7, в результате чего накоплен определенный фактический материал (Хахаев и др., 2008; Бочкарев и др., 2000; Скоробогатов, 2017 и др.).

Однако освоение ресурсов нефти и газа в юрских и особенно в глубокопогруженных отложениях доюрского возраста в Западной Сибири в настоящее время замедляется в связи с их недостаточной изученностью и трудностью интерпретации получаемых результатов. Особенно это касается геохимических и палеогеотермических оценок перспектив продуктивности недр на больших глубинах, превышающих 4,0-4,5 км. Среди геологов нет однозначной оценки перспектив нефтегазоносности отложений больших глубин, значительно переработанных в процессе их погружения, с позиций выявления коллекторов. Остается много неизведанного в особенностях строения и нефтегазогенерации баженовской свиты титон-нижнеберриасовского возраста.

В предлагаемой статье мы детализируем некоторые положения разработанных нами ранее концепций, более углубленно рассматриваем геохимический аспект нефтегазоносности глубокозалегающих отложений. Кроме того, привлечены данные о содержании микроэлементов (МЭ), в частности ванадия (V), и металлопорфириновых комплексов (МПК) – ванадилпорфиринов (Vp), в органическом веществе (ОВ) пород баженовской свиты и нефтях для оценки их термического преобразования. Мы предлагаем под новым углом зрения рассмотреть геологическое строение плотных отложений монолитных толщ, их нефтегазоносность и выработать новый взгляд на проблему перспективности изучаемых отложений.

Низкопроницаемые породы-коллекторы

Необходимые и достаточные условия (геологические факторы) при формировании месторождений нефти и газа для отложений глубоких горизонтов остаются теми же, что и для образования скоплений углеводородов (УВ) в верхнем юрско-меловом комплексе пород. Это наличие ловушки, пород-коллекторов, флюидоупоров, благоприятная геохимическая и гидрогеологическая характеристика разреза. Однако изменяются (иногда кардинально) характеристики этих факторов и соответственно оценка перспектив нефтегазоносности, выбор направлений и объектов геологоразведочных работ.

Причиной значительного, порой принципиального отличия геологических условий верхнего (юрско-мелового) от нижнего доюрского (триас-палеозой-фундамент) этажа

* *Ответственный автор: Пунанова Светлана Александровна*
E-mail: punanova@mail.ru

© 2018 Коллектив авторов

является, во-первых, существенное уплотнение пород на больших глубинах под воздействием гидростатического давления, что приводит к изменению структуры и текстуры пород, разрыву пластов и, в целом, к изменению строения. Повышенная тектоническая активность на больших глубинах, по сравнению с глубинами в 3-4 км, также обуславливает существенное различие в строении пород-коллекторов и пород-флюидоупоров. Во-вторых, изменяется литологический состав пород: из преимущественно терригенных и карбонатных в верхнем этаже на те же, но уплотнённые породы, а также на эффузивно-терригенные, эффузивные и кристаллические (магматические) и метаморфические породы (в нижнем). В результате, с глубиной уменьшается проницаемость, изменяется характер пустотности: из порового типа она превращается в трещинно-поровую, трещинно-каверновую, и одновременно существенно уменьшаются её значения. Значительно меняется протяженность пластов, они разорваны на фрагменты, что легко проследить на сейсмических разрезах: на глубине оси синфазности зачастую разорваны. В глубоких горизонтах часто бывает затруднительно увязать корреляцию пластов по скважинам с сейсмическими материалами.

По целому ряду месторождений установлена крайняя неоднородность строения глубокозалегающих продуктивных толщ, в частности, хаотичное распределение в разрезе пород-коллекторов и приточных зон. Так, нами (Шустер, 2003) на хорошо изученном вьетнамском нефтяном месторождении Белый Тигр в образованиях фундамента выявлено (по материалам ГИС, сейсморазведки 3Д и результатам термогидродинамических исследований) крайне неравномерное распространение в залежи пород-коллекторов как по площади, так и по разрезу. Причем, при опробовании 500-800 метровых интервалов открытого ствола в скважинах основная часть притока нефти зафиксирована (по результатам термогидродинамических исследований в 20-ти скважинах) в 20-40 метровых интервалах. И, если на Центральном своде месторождения Белый Тигр нефтенасыщенные породы-коллекторы залегают сразу от поверхности фундамента, то на Северном своде первые породы-коллекторы обнаружены в разрезе на глубине 500-600 м от поверхности. О неоднородности строения свидетельствует также резкое различие фильтрационно-ёмкостных свойств (ФЕС) пород-коллекторов и, как следствие, значений дебитов нефти. Так, полученные притоки нефти из скважин, как обобщенный показатель ФЕС пород, в залежи фундамента различаются на три порядка: от первых единиц до 2000 т/сут. Эти факторы труднообъяснимы с позиции классической физики. Залежь классифицируется как массивная.

Такая же картина в строении фундамента наблюдается на двух разведочных площадях Западной Сибири – Усть-Балыкском и Северо-Даниловском. На Усть-Балыкском месторождении породы-коллекторы, выявленные методом сейсморазведки с использованием рассеянных волн, сосредоточены в восточной части толщи фундамента, а на Северо-Даниловском коллекторы выявлены непосредственно под поверхностью фундамента, но распределены по площади крайне неравномерно. Неучёт сложного неоднородного строения фундамента, возможно, является причиной того, что в Западной Сибири в этих отложениях до сих пор не открыто крупных по запасам залежей нефти и газа.

Возможно, следует рассматривать залежи УВ в массивных плотных породах с позиции модели «геофизической среды», нелинейной, иерархически неоднородной, энергетически насыщенной и активной (Николаев, 1991), т.е. с позиции перехода к новому пониманию свойств горных пород, что требует серьёзного дополнительного исследования и подтверждения.

Резкая неоднородность установлена в строении баженовской свиты Западной Сибири: изменение её литологического состава как по площади, так и по разрезу, изменчивость чередования в разрезе пород-коллекторов и интервалов нефтяных притоков. Отсутствие надежных технологий картирования строения баженовской свиты, наряду с технологическими проблемами, не позволяет осуществить полномасштабное освоение ресурсов и запасов нефти этой уникальной толщи протяженностью 1 млн км, шириной 200 км.

Многочисленными исследованиями установлено, что пустотность плотных массивных пород приурочена, в основном, к трещинным и трещинно-каверновым коллекторам, которые и являются очагами аккумуляции нефти (газа). Нами (Шустер, 2003) было высказано предположение, что образование зон разуплотнённых трещиноватых пород в образованиях фундамента происходит под воздействием статических и динамических внутренних и внешних напряжений при относительно быстром снижении давления и температуры, сопровождаемом импульсом выделяемой энергии, который и является первопричиной разрушения. В баженовской свите трещиноватость («разуплотнённость») создается искусственно с помощью гидроразрыва.

Сегодня разработаны технологии сейсморазведки с использованием рассеянных волн, которые позволяют ещё до стадии бурения выделять в разрезе массивных толщ на перспективных разведочных площадях участки и зоны развития пород-коллекторов – потенциальных залежей нефти и газа. Следует отметить, что роль флюидоупоров для залежей нефти (газа) в образованиях фундамента могут играть не только региональные, но и зональные и локальные флюидоупоры. Причем, это могут быть не только глинистые или карбонатные толщи, но и эффузивные и кристаллические породы.

На севере Тюменской области, где открыты уникальные по запасам УВ сырья месторождения в меловых и верхнеюрских отложениях, наметился тренд снижения прироста запасов газа в этих отложениях. Бурение ранее проводилось лишь до глубины 3-4 км при мощности осадочного чехла по геофизическим данным до 9-11 км. Поэтому на сегодняшний день на повестке дня стоит вопрос о детальном изучении перспектив нефтегазоносности нижне-среднеюрских и доюрских отложений (нижнего этажа), в том числе, и на месторождениях-гигантах севера Западной Сибири. По мнению ряда ученых (В.С. Бочкарева, А.М. Брехунцова, Н.П. Запивалова, И.А. Клещева, А.Э. Конторовича, И.А. Плесовских, В.А. Скоробогатова, В.С. Шеина, В.Л. Шустера и др.), к новым перспективным объектам отнесены базальные слои средней и нижней юры, осадочные отложения триаса и

палеозоя, образования коры выветривания и зоны разуплотнения фундамента.

Оценка перспектив нефтегазоносности юрских и доюрских отложений

Исключительно важен геохимический аспект оценки перспектив нефтегазоносности юрских и глубокозалегающих доюрских отложений Западной Сибири. Проведенные нами исследования по составу битумоидов баженовских отложений Западно-Сибирского НГБ не только уточнили особенности ОВ самой свиты, но и дали дополнительную информацию для оценки с новых позиций возможной генерационной способности доюрских и палеозойских отложений.

Геохимическая детализация генетических особенностей органического вещества баженовской свиты

Актуальность изучения и повышенный интерес к отложениям баженовской свиты вполне закономерен и связан с ее известной уникальностью (ресурсами нефти) и необходимостью уточнения перспектив нефтегазоносности свиты на большей части территории бассейна. Отложения баженовской свиты, широко развитые в пределах Западно-Сибирского НГБ, довольно хорошо изучены и описаны О.А. Арефьевым и др.; В.И. Гончаровым; М.В. Дахновой и др.; А.Э. Конторовичем и др.; Д.В. Немовой и др.; И.И. Нестеровым и И.Н. Ушатинским; Г.С. Певневой и др. Однако относительно высокая степень изученности свиты не привела к однозначности в суждениях о происхождении в ней УВ нефтяного ряда и закономерностях их пространственного размещения. Так, одна часть исследователей полагает, что нефти баженовской свиты сингенетичны ОВ её пород (Лопатин, Емец, 1999; Конторович, Костырева, 2015 и др.). Другие авторы считают нефти в свите эпигенетичными или смешанными за счет вторичного их поступления из нижележащих отложений в зонах повышенной трещиноватости (Скоробогатов, 2017; Соболева, 2017 и др.). Существование разных взглядов на источник нефти еще более повысило научный и практический интерес к проблеме нефтегазоносности баженовской свиты, в частности, к геохимическим аспектам происхождения в них УВ. Отложения свиты представлены в основном черными битуминозными аргиллитами с примесью кремнистого и карбонатного материала, значительно обогащенными $C_{орг}$ (до 10-15% на породу) и хлороформенным битумоидом (ХБА) (до 2% на породу). А.Э. Конторович и др. (2014) характеризуют эти породы как «карбонатно-глинисто-кероген-кремнистые». К окраинам бассейна седиментации в глинах появляется примесь песчаного материала, и их битуминозность существенно снижается.

Остановимся более детально на особенностях диагностики нефтепроизводящих толщ баженовских отложений, используя при этом МЭ критерии генетических связей «нефть – рассеянное ОВ». Поиск в разрезе осадочных толщ нефтематеринских свит и их диагностика является необходимым этапом оценки перспектив нефтегазоносности осадочных бассейнов. Сходство нефтей и сингенетичных ХБА пород по распределению МЭ может свидетельствовать об участии этих толщ в процессах нефтеобразования. Несомненно, биогенная природа большинства МЭ нефтей дает полное основание для такой корреляции. Для более обоснованного суждения о наличии в осадочном разрезе нефтематеринских отложений необходимо четко разделять битуминозные компоненты на сингенетичные и эпигенетичные. Сингенетичный битумоид из пород с высоким значением органического углерода ($C_{орг}$) и низким коэффициентом битуминозности (β = ХБА/$C_{орг}$, %) отличается, как правило, высоким содержанием V, Ni, Co, Mo и других МЭ, связанных с асфальтово-смолистыми компонентами, так называемых «тяжелых» МЭ. Концентрации этих МЭ могут оказаться на два порядка выше, чем в нефтях или в эпибитумоидах. Концентрация МЭ, ассоциирующих с масляными УВ компонентами, т.н. «подвижных» – Fe, Au, Pb, Cu и др., в этих битумоидах ниже, чем концентрация «тяжелых». Распределение МЭ в эпигенетичных битумоидах отражает их миграционный характер, иногда контаминационный, они более подвижны, имеют, по сравнению с сингенетичными битумоидами, относительно низкие концентрации «тяжелых» МЭ (тот же порядок, что и в нефтях) (Пунанова, 2017; Пунанова, Чахмахчев, 1992).

Исследования МЭ состава битумоидов баженовской свиты (методом атомной абсорбции) и МПК (на приборе Specord) по площади распространения, проведенные авторами, показали её значительную неоднородность (Чахмахчев, Пунанова, 1992; Пунанова, 2017). Как можно видеть на рис. 1, содержание Vp в ОВ пород на территории бассейна изменяется от их полного отсутствия до весьма высоких значений. Так, ХБА пород западных районов характеризуется отсутствием или малыми значениями содержаний Vp. Центральные районы (Сургутский, Нижне-Вартовский, Александровский своды и некоторые районы севернее их) отличаются существенным обогащением ХБА порфиринами. Особенностью представленной схемы является зона аномально малых значений Vp в ХБА, выделенная на карте цветом, которая имеет северо-восточное простирание и охватывает районы площадей Салымской, Каменной, Декабрьской, Верхне-Ляминской, Вынгаяхинской, Тарасовской и др. Распространяясь на районы площадей Губкинская – Тарасовская, эта зона продолжается на северо-запад в сторону Нового Порта.

На рис. 2 показана схема распределения содержаний V в ХБА пород баженовской свиты Западной Сибири. По значениям этого параметра вся территория бассейна значительно расчленена. Содержание V в ХБА изменяется от $0{,}83\times10^{-2}$% (Угутский район) до 30×10^{-2}% в западных районах бассейна (Каменная площадь, Хейгинский и Надымский районы). Четко трассируется аномальная зона низких значений содержания V, протягивающаяся от юго-западного направления в северо-восточное, также показанная на карте цветом. Эта зона повторяет по своей ориентации участки, выделенные на рис. 1 по аномально низкому содержанию Vp (Чахмахчев, Пунанова, 1992; Пунанова, 2017). Как известно, и нами ранее отмечалось, в условиях высоких палеотемператур Vp разрушаются, образуя пирролы и короткие цепочки УВ разного строения. В зонах катагенного преобразования нефти и ОВ теряют также существенную долю МЭ, в частности V (Т.В. Карасёва, О.В. Серебренникова и др., С.А. Пунанова и др.).

Детальное изучение в региональном плане состава ОВ пород свиты позволило выделить две его

Рис. 1. Схема распределения содержания ванадиевых порфиринов (Vp) в ОВ пород баженовской свиты Западной Сибири (Чахмахчев, Пунанова, 1992; Пунанова, 2017). I – площади отбора керна (числитель) с указанием содержания Vp ($n\times10^{-3}$%) в ОВ (знаменатель). Площади отбора керна: 1 – Новопортовская, 2 – Надымская, 3 – Хейгинская, 4 – Ямсовейская, 5 – Губкинская, 6 – Тарасовская, 7 – Вэнгаяхинская, 8 – Итурская, 9 – Коллективная, 11 – Вынгапуровская, 12 – Тагринская, 13 – Северная Еркальская, 14 – Верхнеляминская, 15 – Декабрьская, 16 – Каменная, 18 – Покачевская, 19 – Федоровская, 20 – Самотлорская, 21 – Соснинская, 22 – Медведевская, 23 – Мегионская, 24 – Усть-Балыкская, 25 – Салымская, 26 – Угутская, 27 – Соимлорская, 28 – Межвежья, 29 – Стрежевая, 31 – Сургутская, 32 – Холмогорская, 33 – Матюшинская; II – изолинии содержания Vp в ОВ пород; III – зона аномально низких содержаний Vp.

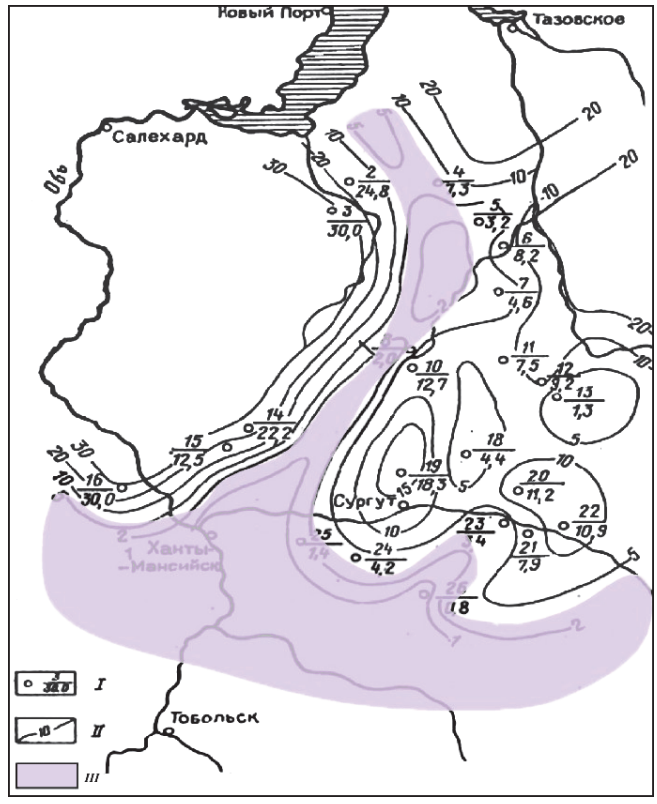

Рис. 2. Схема распределения содержания ванадия в ОВ пород баженовской свиты Западной Сибири (Чахмахчев, Пунанова, 1992; Пунанова, 2017). I – площади отбора керна (числитель) с указанием содержания V ($n\times10^{-2}$%) в ОВ (знаменатель), площади отбора керна см. рис. 1; II – изолинии содержания V в ОВ пород; III – зона аномально низких содержаний V.

генетические разновидности. Первая, слабо преобразованная, характеризуется низкими значениями (не более 7-8%) коэффициента битуминозности (β) и сравнительно высокими значениями коэффициента метаморфизма k_i = (П+Ф)/($н$-C_{17}+$н$-C_{18}) – до 0,8, а также относительно высокой концентрацией и разнообразием различных кислородсодержащих структур при повышенной суммарной ароматичности. Этот тип битумоида развит в отложениях Широтного Приобья. Вторая разновидность битумоидов характеризуется повышенным β (до 30%), низкими величинами k_i (0,1-0,3), невысокой относительной концентрацией кислородсодержащих соединений и суммарной ароматичностью ХБА по отношению к группам CH_2 $н$-алканов. В ХБА этого типа практически не обнаружены порфирины и ничтожно малы концентрации ванадия. Такие показатели, как отмечалось ранее, характерны для ОВ высокой стадии преобразования. Эта геохимическая зона совпадает с зоной промышленной нефтеносности, а в региональном плане отразилась в виде широкой полосы, имеющей северо-восточное простирание. Она охватывает часть Юганской впадины, Колтогорский прогиб, Салымское поднятие и протягивается далее на северо-запад.

Таким образом, выявленная неоднородность ОВ пород баженовской свиты может объясняться, с нашей точки зрения, различной их природой – сингенетичной и эпигенетичной. Такое расчленение битумоидов в НГБ является необходимым условием дальнейшего сопоставления ОВ пород и нефтей для выявления в разрезе нефтематеринских свит.

С целью сопоставления состава нефтей и ОВ пород баженовской свиты детально изучен разрез скважины №554 Салымского месторождения, которое входит в состав так называемого Большого Салыма. Пласт $Ю_o$, приуроченный к глинам баженовской свиты J_3v^1-K_{1b}^1, нефтеносен на значительной территории. Скважина №554 расположена в пределах контура нефтеносности на центральном куполе структуры. По результатам изучения ОВ пород баженовской свиты выявлено тесное подобие состава нефтей свиты и состава битумоидов пород. Оно выразилось в отсутствии порфиринов, непропорционально низких концентрациях V, близком количественном распределении МЭ и кислородсодержащих групп. В связи с тем, что сопоставление нефтей, скорее всего, проводилось с эпигенетичными битумоидами (в контуре нефтеносности), это подобие не является генетически сложившимся и не доказывает, а наоборот опровергает представления о связи промышленной нефтеносности свиты с генерационными способностями её ОВ, а выявленная близость – это результат контаминации ОВ пород нафтидами иных источников генерации.

Особенности свиты, ее сланцевый характер и частое чередование более плотных и менее плотных пород – накопителей и производителей УВ, приводят к трудностям дешифровки собственно нефтематеринских прослоев в её строении. Эта неопределенность вызвана тем, что методы исследования традиционных УВ скоплений не применимы к нетрадиционным объектам, которые являются одновременно и нефтематеринскими, и нефтесодержащими. Любые перемещения флюидов внутри таких толщ приводят к изменению их состава, в частности, к обогащению более подвижными компонентами и обеднению смолисто-асфальтеновыми компонентами, с которыми связаны МЭ и МПК.

Исходя из этих соображений, для более корректной интерпретации полученных результатов, т.е. для уточнения природы эпигенетичного битумоида и роли ОВ пород баженовской свиты в процессах нефтеобразования, и, учитывая отмеченную сложность выявления сингенетичной составляющей и источников нефтеобразования в баженовской свите, нами были проведены экспериментальные работы по мягкому термолизу (до 300°С) глубоко дебитуминизированного ОВ для получения керогена. Подобие МЭ состава выделившихся продуктов (при термолизе) микроэлементному составу нефтей свиты будет свидетельствовать о сингенетичности нефтей ОВ вмещающих пород. При обратных результатах более аргументированными становятся представления о вторичности нефти по отношению к породам свиты, что наглядно иллюстрирует рисунок (Рис. 3) (Чахмахчев, Пунанова, 1992; Пунанова, 2017): после прогрева не обнаруживается сходство МЭ отношений нефтей и сингенетичных битумоидов, как это наблюдалось до прогрева. Таким образом, в результате проведенных аналитических работ можно сделать вывод, что сходство нефти и ОВ пород баженовской свиты не является генетическим, а проявляется за счет вторичной нефтеносности. Полученный после прогрева битумоид (за контуром нефтеносности), как в случае битумоида пород скважины №554 (в контуре нефтеносности), по МЭ составу отличается от нефтей баженовской свиты Салымского месторождения по величине V/Ni, концентрационным рядам распределения МЭ, а также по величине соотношений МЭ. Все это свидетельствует об эпигенетичном характере высокопреобразованных битумоидов, мигрирующих вероятно из нижних высокопрогретых горизонтов бассейна в более высокие и не связанных с сингенетичными слабо катагенетически преобразованными битумоидами баженовских отложений. Привлечение данных по битуминологической характеристике и УВ составу ОВ пород также свидетельствует о наличии в аномальных зонах высокопреобразованного ОВ (Чахмахчев, Пунанова, 1992). Комплексное сопоставление УВ биомаркеров и МЭ в системе “кероген – битумоид – нефть” позволило поставить под сомнение нефтегенерирующую роль ОВ баженовской свиты в границах Салымского месторождения.

Исходя из этого, можно предположить, что в пределах зон с аномально низкими содержаниями Vp и V или их полным отсутствием в битумоидах пород, происходило смешение битумоидов баженовской свиты с битумоидами, образовавшимися в более глубоких горизонтах при более высоких палеотемпературах. ОВ баженовской свиты характеризуется стадиями преобразования конца $МК_1$-$МК_2$ ($R° = 0,45 – 0,85\%$), что соответствует второй половине главной зоны нефтеобразования (ГЗН) (Конторович и др., 2014; Неручев и др., 1986). Приведенные данные подтверждают возможный подток жидких УВ из нижележащих отложений юры (васюганской и тюменской свит), триаса и палеозоя, способных быть генератором высокой продуктивности всего юрского и нижележащего разреза. Протягивается зона через Юганскую впадину, Колтогорский прогиб, Салымское поднятие и далее на северо-запад к полуострову Ямал. Территория высокопреобразованного ОВ соответствует распространению триасовых рифтов, гранитоидных массивов и флюидопроводящих разломов в фундаменте (Конторович и др., 2008; Фомин, 2011). По данным бассейнового моделирования (Ступакова и др., 2015), триасовый рифтогенез и последующее развитие бассейна привели к глубинным региональным разломам, благоприятным для вертикальной миграции флюидов. Результаты математического моделирования показали, что эта зона практически совпадает

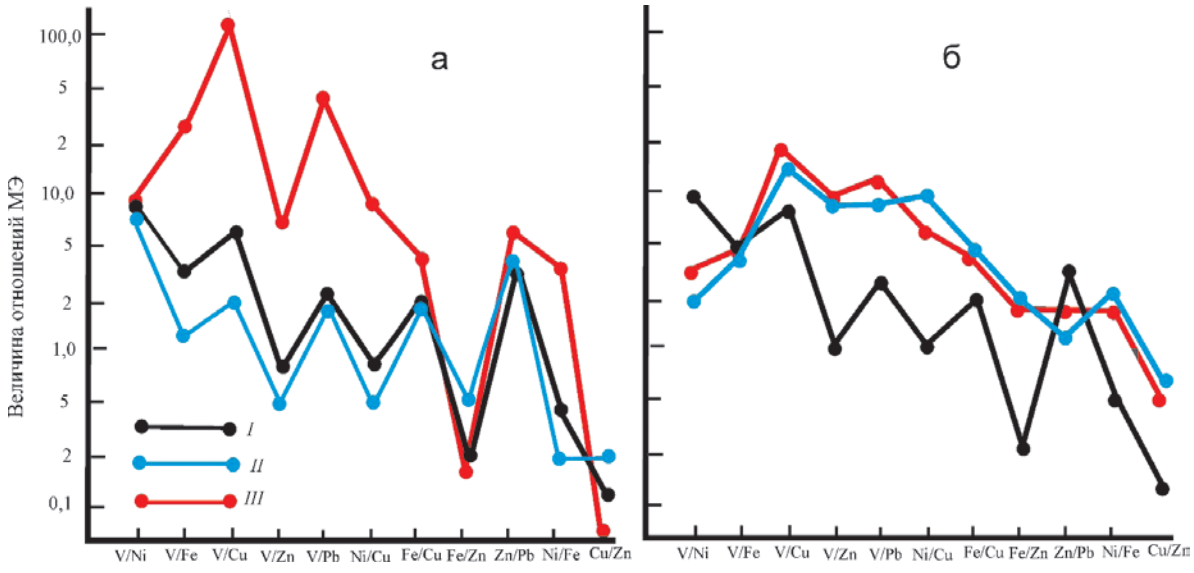

Рис. 3. Сопоставление МЭ соотношений в ОВ пород и нефтях до прогрева (а) и после прогрева (б) (Чахмахчев, Пунанова, 1992; Пунанова, 2017). Отношения МЭ: I – в нефтях, II – в ХБА пород баженовской свиты в контуре нефтеносности, III – в ХБА пород баженовской свиты за контуром нефтеносности.

с перспективной зоной нефтеносности доюрских отложений (Шустер, Пунанова, 2014) и с существующей нефтеносностью Ханты-Мансийского и Нюрольского регионов.

Некоторые исследователи имеют другую точку зрения по поводу генезиса нефти в баженовской свите, считая ее сингенетичной ОВ самой свиты, опровергая эпигенетичный или смешанный её характер. Так Н.П. Фадеева, А.В. Ступакова и др. считают, что в этом районе отложения баженовской свиты находятся в нефтяном окне (середина-вторая половина ГЗН), исходное ОВ – фитогенное, и оно само может генерировать нефть; а битумоиды, принимаемые нами за эпигенетичные, являются паравтохтонными, перемещенными в самой нефтематеринской толще. Ряд исследователей (Фомин, 2011, Конторович, Костырева, 2015 и др.) признают наличие зон высокопреобразованного ОВ собственно баженовских отложений, например, на Чупальском и Малобалыкском месторождениях, подтверждая это пиролитическими и углепетрографическими характеристиками, а также повышенным температурным градиентом. Дополнительному прогреву отложений и повышению катагенеза по сравнению с близко расположенными площадями, где отложения баженовской свиты находятся на градациях катагенеза $МК_1$-$МК_2$, способствовали и разломы, фиксируемые на этих территориях.

С другой стороны, исследования, опубликованные в последние годы, достаточно аргументированно подтверждают смешанный характер битумоидов в баженовских отложениях и возможность формирования нефтеносности свиты за счет других источников генерации. Так, в работе (Соболева, 2017) при интерпретации результатов детального УВ состава большой выборки нефтей (более 80 проб нефти Западно-Сибирского НГБ) сделано предположение, что кроме «собственного ОВ баженовской нефтегазоматеринской свиты в формировании состава нефти принимали участие углеводородные флюиды васюганской, тюменской свит и возможно палеозойских пород. Подток легких жидких УВ и газов происходил по зонам разломов разного генезиса и длительности существования».

Безусловно, выявление нефтематеринских отложений в сланцевых формациях баженитов, доманикитов, мелинитов – достаточно сложная задача. Начиная со времён И.М. Губкина и по сей день ведутся горячие споры о нефтегенерационных способностях верхнедевонской доманиковой толщи Волго-Урала. Её нефтематеринские свойства не вызывают сомнения, а вот масштабы возможного отделения микронефти из толщи подвергаются дискуссии Тем не менее, в отложениях доманика в разуплотненных трещиноватых прослоях-коллекторах обнаруживают остаточную микронефть (которую теперь называют сланцевой нефтью), и из пластов битуминозных кремнисто-карбонатных пород получают притоки УВ полупромышленного и промышленного характера (Гордадзе, Тихомиров, 2006; Дахнова, Можегова, 2015; Плотникова и др., 2015; Ступакова и др., 2015; Мухаметшин, Пунанова, 2015). И.Н. Плотниковой и др. (2017) на основании исследований геохимических характеристик битумоидов семилукского горизонта и нефти эйфельско-франского терригенного комплекса сделан вывод о том, что в семилукском горизонте, наряду с сингенетичным рассеянным веществом, присутствуют подвижные битумоиды, идентичные нефтям нижележащих терригенных отложений пашийского и тиманского горизонтов. В связи с этим, авторы считают битумоиды в доманиковой толще миграционными, а сами отложения доманиковой фации следует рассматривать в качестве «аккумуляционной или аккумуляционно-генерационной системы, нефтяные залежи которой сформировались за счет нефтяных систем, генерированных в иных источниках».

Сходные выводы были нами получены при детальном изучении состава ХБА глинистых отложений менилитовой свиты олигоценового возраста (верхний палеоген) Предкарпатского краевого прогиба Северо-Предкарпатского НГБ. Исследование связи нефтей и ОВ пород позволило нам выделить две разновидности битумоидов – сингенетичную и эпигенетичную, значительно отличающиеся друг от друга по содержанию МПК. Сингенетичный тип выявлен в образцах с площадей Танявское, Пасечнянское и Сходницкое. Он характеризуется низкой величиной β (до 7-8%) и высокими концентрациями ванадилпорфиринов (Vp) (до 1,6% на ХБА), что говорит о невысокой стадии преобразования ОВ. В эпигенетичных битумоидах, полученных из отложений с площадей Рожнятовское, Долинское, как и в нефтях месторождений Долинское, Танявское, Рожнятовское, Сходницкое, Битковское, Лопушнянское из менилитовых отложений с глубин от 2513 до 4712 м, отсутствуют Vp. Это обстоятельство, а также особенности УВ состава и распределение кислородсодержащих групп свидетельствуют о более высокой их катагенной превращенности. Исходя из выявленных генетических различий в составе нефтей и ОВ пород, а также разной степени их катагенетического преобразования, менилитовые глинистые черные сланцы, вероятно, не являлись единственно генерирующими источниками для УВ систем из кайнозойского разреза Предкарпатья. Формирование залежей нефти возможно проходило за счет смешения, либо обусловлено миграцией жидких УВ из более глубокопогруженных зон развития мезо-палеозойского осадочного комплекса (Маевский и др., 1992).

Резюмируя приведенный довольно обширный материал по особенностям распределения ОВ в отложениях баженовской свиты Западно-Сибирского НГБ и других регионов с распространением подобной черносланцевой формации, можно констатировать наличие зон с внедрением высокопреобразованных эпигенетичных битумоидов, катагенно измененных глубинными процессами, что, на наш взгляд, повышает перспективы нефтегазоносности исследуемого региона за счет дополнительного, кроме ОВ собственно баженовских отложений, источника углеводородов. Эти источники могут быть связаны с нефтепроизводящими юрскими (васюганская и тюменская свиты) и глубокопогруженными доюрскими осадочными отложениями – триасовыми и палеозойскими.

Оценка перспектив нефтегазоносности нижне-среднеюрских и доюрских отложений

К 2016 г. в пределах Западно-Сибирского НГБ открыто 902 месторождения УВ, в том числе 350 с залежами в юрском комплексе. Наибольшее число залежей (624 залежи на 210 месторождениях) обнаружено в тюменской свите, в баженовской свите выявлено 80 залежей. Наибольшие начальные открытые запасы нефти сосредоточены в

нижне-среднеюрском нефтегазоносном комплексе центральных и северных районов бассейна (17,6 млрд т, геол.), наименьшие – в баженовской свите (0,6 млрд т, извлек.) (Скоробогатов, 2017). В наших предыдущих исследованиях вопросы оценки перспектив нефтегазоносности юрских и доюрских отложений были достаточно глубоко проработаны (Виноградова, Пунанова, 2006; Чахмахчев и др., 2003; Пунанова, Шустер, 2012; Дмитриевский и др., 2012; Шустер, Пунанова, 2016). Остановимся кратко на основных положениях.

По представлениям (Шемин и др., 2001), наиболее информативными показателями оценки перспектив применительно к юрским отложениям Надым-Тазовского междуречья являются тектонический и литолого-фациальный, так как именно они контролируют развитие здесь наиболее крупных скоплений УВ. Ю.Н. Карогодин (2004) придает большое значение роли геодинамических процессов в формировании уникальных по масштабам месторождений северных и арктических регионов Западной Сибири. Именно здесь, в отличие от других областей Западной Сибири, в неоген-четвертичное время проявились интенсивные структурно-формационные движения с образованием поднятий-ловушек с амплитудами более 200 м. Такого же мнения придерживается и В.А. Скоробогатов (2003), который считает, что в зависимости от тектонического строения осадочного бассейна, литолого-фациальной характеристики осадочного чехла и геотермического режима условия онтогенеза, УВ существенно различаются и приводят к формированию различных по крупности и фазовому состоянию месторождений.

Исходя из приведенных выше соображений, нами было обращено особое внимание на литолого-фациальную обстановку осадконакопления, на стадийность катагенетического преобразования ОВ отложений, а также на структурные особенности региона в связи с масштабностью месторождений. Материал проиллюстрирован картами-схемами (Рис. 4 и 5).

Анализ связи масштабности месторождений со структурными элементами выявил приуроченность уникальных и крупных по запасам месторождений к

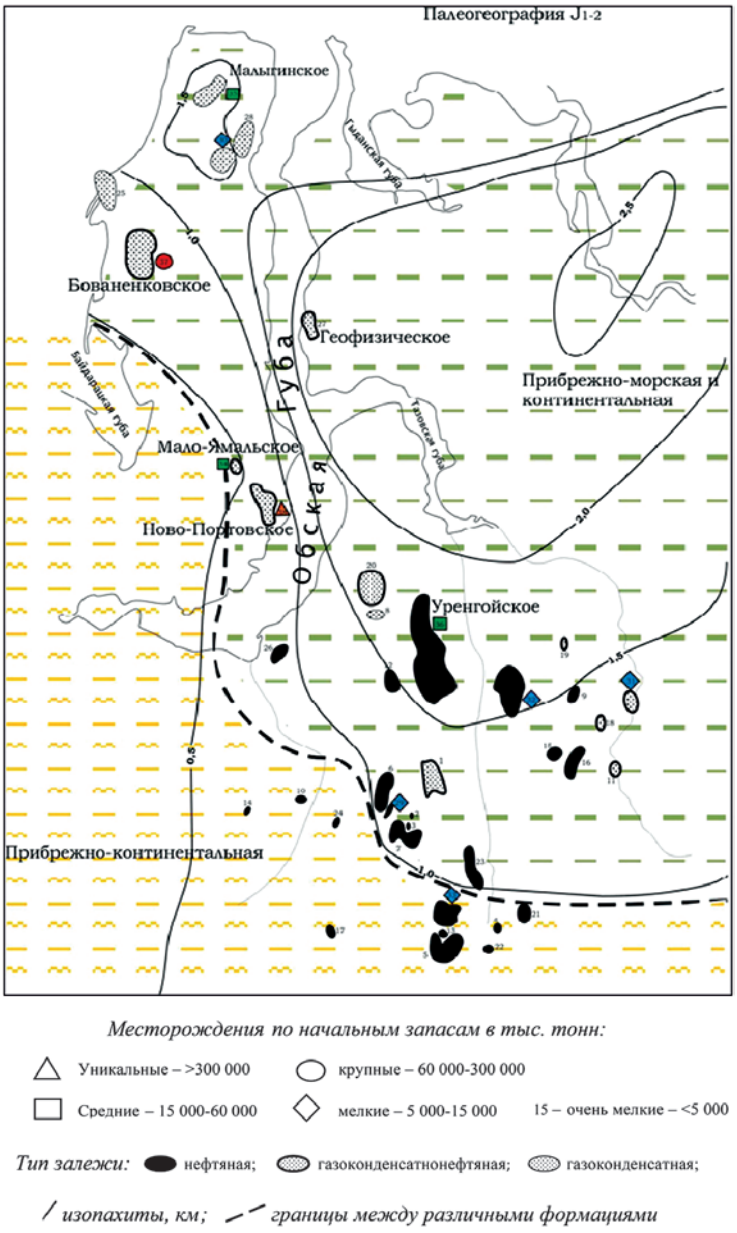

Рис. 4. Схематическая карта размещения углеводородных скоплений разного фазового состояния в нижне-среднеюрском НГК в связи с фациальными особенностями осадков

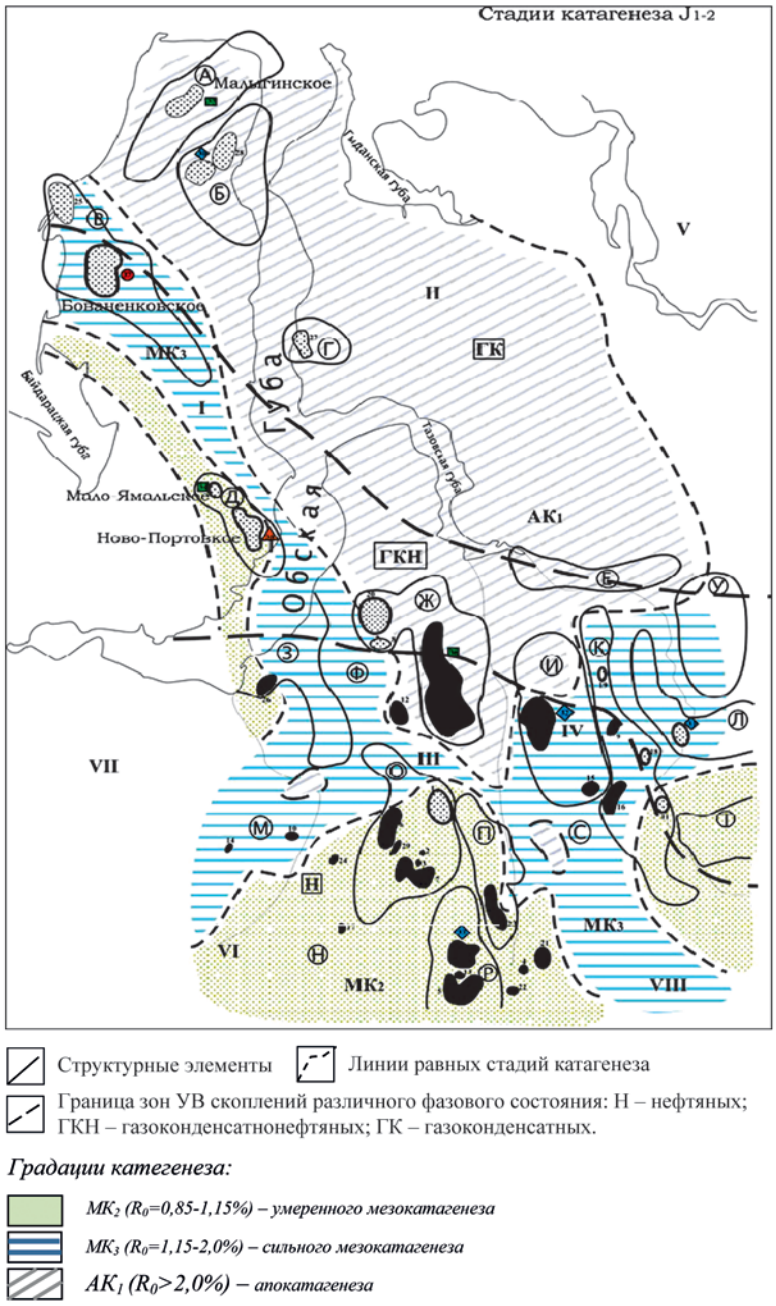

Рис. 5. Схематическая карта размещения углеводородных скоплений разного фазового состояния в нижне-среднеюрском НГК в связи с катагенезом ОВ базальных горизонтов юры. Условные обозначения: месторождения по начальным запасам и тип залежи – см. рис. 4. Нефтегазоносные области: I – Ямальская; II – Гыданская; III – Надым-Пурская; IV – Пур-Тазовская; V – Енисейско-Хатангская (Усть-Енисейская); VI – Среднеобская; VII – Фроловская; VIII – Васюганская. Структурные элементы: А – Северо-Ямальский мегавал; Б – Средне-Ямальский мегавал; В – Бованенковско-Нурминский наклонный мегавал; Г – Геофизический мезовал; Д – Южно-Ямальский мезовал; Е – Тазовский мегавал; Ж – Центрально-Уренгойский мезовал; З – Медвежье-Нугинский наклонный мегавал; И – Среднепурский наклонный мегапрогиб; К – Русско-Часельский мегавал; Л – Термокарстовый выступ; М – Надымская гемисинеклиза; Н – Южно-Надымская мегамоноклиза; О – Северный свод; П – Етыпуровский мегавал; Р – Вынгапуровский мегавал; С – Восточно-Пурская мегамоноклиналь; Т – Верхне-Толькинский свод; У – Мангазейская зона поднятий; Ф – Нерутинская впадина.

крупным положительным структурным элементам – мега- и мезовалам. При выделении тектонических зон были использованы материалы В.А. Конторовича и др., Г.Г. Шемина и др. (Рис. 5). В юрских отложениях наиболее крупные месторождения приурочены к положительным структурам 1-ого порядка (мегавалы) и 2-ого порядка (мезовалы), а также к положительным структурам, осложняющим борта мегамоноклиналей. Бованенковское месторождение (крупное по запасам в J_{1-2}) располагается на Бованенско-Нурминском мегавалу; Новопортовское (уникальное по запасам в J_{1-2}) – на Южно-Ямальском мезовалу; Новогоднее месторождение (крупное по запасам в J_3) – на Вынгапуровском меговалу, Уренгойское (среднее по запасам в J_{1-2} и J_3) – на Центрально-Уренгойском мезовалу. Харампурское месторождение (крупное по запасам в J_3) размещается в Восточно-Пурской мегамоноклинали. Мелкие месторождения тяготеют к сводам и впадинам (мегапрогибы и прогибы). Например, на Северном своде встречены залежи исключительно с мелкими запасами. Однако эта связь не исключает возможности обнаружения на этих же структурах месторождений с другими категориями запасов.

Проанализированные нами (Пунанова, Виноградова, 2006; 2008) толщины, распространение формаций, величины запасов УВ скоплений и их фазовое состояние показаны на рис. 4. Нижне-среднеюрский НГК в северных районах Западно-Сибирского НГБ представлен (Немченко, 2000; Рудкевич и др., 1988) двумя формационными рядами – двумя песчано-алеврито-глинистыми формациями:

- прибрежно-морской и континентальной, ритмично -горизонтально-слоистой;
- прибрежно-континентальной линзовидно-слоистой.

Отличия формаций проявляются в более морском характере первой и континентальности второй. Обе формации сероцветные и темноцветные, субугленосные. Они содержат ОВ гумусового и сапропелево-гумусового типа. Количество $C_{орг}$ в глинистых и аргиллитовых разностях изменяется от 2 до 3%. Если толщины первой формации варьируют от 0,5 км на юго-западе до 2,5 км на северо-востоке, то толщины отложений второй формации, распространенной в юго-западной и южной частях региона, колеблются от 0,5 до 1 км. О.И. Бостриков и др. (2012) по леонтьевскому горизонту тюменской свиты средней юры, наиболее широко развитому в исследуемом нами регионе (охватывает более 80% территории Западно-Сибирского НГБ), приводит следующий диапазон изменений $C_{орг}$: в отложениях глубокого шельфа центральной части Ямало-Гыданской области содержание $C_{орг}$ достигает максимальных величин (до 3%), уменьшаясь к югу и юго-западу до 1%. Тип ОВ выражен долей аквагенных (сапропелевых) компонентов (остальная часть ОВ представлена гумусовой террагенной составляющей в основном высших растений). Эта доля изменяется от 75% до 25%. В пределах Ямало-Гыданской области преобладало глубоководное шельфовое море. Здесь накапливались глинистые и глинисто-алевритовые осадки с содержанием аквагенных компонентов в интервале 50-75%. Юго-западное обрамление Ямало-Гыданской области характеризуется в это время осадками мелководного шельфа с меньшим содержанием аквагенных компонентов – до 25-50%.

Анализ материала, касающегося стадийности преобразования ОВ региона, свидетельствует о существенном разнообразии точек зрения исследователей (Немченко, 2000; Фомин и др., 2001) и о различной рисовке на картах зон катагенетического преобразования ОВ. При построении схематических карт катагенеза ОВ нижне-среднеюрского и верхнеюрского НГК нами в основу построений взята карта А.Н. Фомина и др. (2001), как наиболее представительная, основанная на большом фактическом материале.

Степень катагенетической преобразованности ОВ базальных горизонтов юры значительно меняется по территории и представлена всей шкалой катагенеза – от градаций $ПК_3$ до $АК_{1-3}$. Наименее преобразованное ОВ ($ПК_3$) наблюдается на западном периферическом внешнем борту бассейна. Зона слабого мезокатагенеза ОВ (R_0 =0,5-0,85%) примыкает тонкой полосой с востока к этой области. Наибольшие площади северной части Западно-Сибирского НГБ представлены тремя градациями катагенеза (Фомин и др., 2001): стадиями $МК_2$, $МК_3$ и $АК_1$, т.е. умеренным, сильным мезокатагенезом и апокатагенезом. На схематической карте (Рис. 5) показаны границы зон распространения трех стадий преобразованности ОВ и приуроченные к ним месторождения УВ с различными запасами. Здесь же приведены границы зон скоплений УВ различного фазового состава (Виноградова, Пунанова, 2006).

Рассмотренным трем зонам стадийности катагенетического преобразования ОВ в базальных горизонтах юры отвечают соответствующие по фазовому состоянию типы УВ скоплений: зоне умеренного катагенеза – нефтяные залежи; в зоне сильного мезокатагенеза преобладают ГКН залежи; зоне апокатагенеза – область газоконденсатных залежей с низким конденсатным фактором. Выделенные зоны вероятнее всего продолжаются в южные акватории Карского моря.

Сопоставление стадийности катагенетического преобразования ОВ юрских отложений с величиной начальных запасов УВ не выявило между ними прямой зависимости. Как отмечалось многими геохимиками и подтвердилось проведенным исследованием, степень катагенеза ОВ определяет тип УВ флюида: с увеличением градаций катагенеза тип залежи меняется от нефтяной к газоконденсатнонефтяной и газоконденсатной.

Таким образом, анализ пространственного распределения месторождений по величине геологических запасов в нижне-среднеюрском НГК показал достаточно четкую связь со структурными особенностями региона. Наметилась зависимость величин запасов от палеофациальной обстановки осадконакопления и толщин отложений, а также от катагенетической преобразованности исходного ОВ (Виноградова, Пунанова, 2006; Пунанова, Виноградова, 2006; 2008).

Общим моментом для характеристики изучаемых НГК является наличие в каждом комплексе достаточно мощных нефтегазоматеринских свит, которые в силу имевших место катагенетических условий («нефтяное и газовое окно») стали нефтегазопроизводящими, способными генерировать большие количества битумоидов и газов. Наличие ловушек и низкопроницаемых экранов-покрышек способствовало скоплению образовавшихся УВ и их сохранности. Наблюдаемый характер распространения по площади и разрезу скоплений УВ различного фазового состояния отвечает эволюционному развитию толщ и их исходного ОВ, т.е. стадийности их катагенетического преобразования: от глубинных чисто газовых залежей через переходные и нефтяные к скоплениям протокатагенетических газов и нафтеновых конденсатов и нефтей ранней генерации. Установленные и прогнозируемые границы зон распространения УВ скоплений различного фазового состояния в изученных НГК севера Западной Сибири отвечают градациям катагенетического преобразования исходного ОВ и его фациально-генетическому составу (Виноградова, Пунанова, 2006). Отложения нижне-среднеюрского возраста, содержащие в основном ОВ гумусовой природы (угленосные и субугленосные континентальные формации), классифицируются как газопроизводящие, что и привело к сосредоточению в этих отложениям крупных газовых и газоконденсатных залежей. Тип ОВ в отложениях вехнеюрского возраста характеризуется как смешанный, гумусово-сапропелевый, являющийся источником преимущественно нефтяных скоплений.

Таким образом, по величине геологических запасов,

статистическим закономерностям распределения ресурсов, их пространственному размещению и фазовому состоянию скоплений каждый исследованный НГК мезозойских отложений северных регионов Западной Сибири является самостоятельным, а масштабность скоплений контролируется факторами, присущими индивидуально каждому комплексу. Именно тектонические, литолого-фациальные и катагенетические особенности процессов нефтегазогенерации контролируют как фазовое состояние залежей, так и дифференцированность скоплений по величине геологических ресурсов (Пунанова, Виноградова, 2008).

Оценка нефтегенерационного потенциала, проведенная пиролитическими методами по материалам бурения Тюменской СГ-6 и Ен-Яхинской СГ-7, а также исследование образцов из палеозойских отложений северного обрамления Западно-Сибирского НГБ значительно изменили негативные взгляды многих исследователей на возможность генерации нефти ОВ палеозойских отложений (Башков и др., 2001; Белоконь и др., 1994; Горбачев и др., 1996; Дмитриевский и др., 2012; Ехлаков и др., 2000; Конторович и др., 2001; Лопатин и др., 1997, 1999; Прасолов и др., 2000; Хахаев и др., 2008; Чахмахчев и др., 2004; и др.).

По анализу керна СГ-6 в пределах тюменской, котухтинской, ягельной, новоуренгойской и варенгаяхинской свит повсеместно развиты продуктивные, среднепродуктивные и высокопродуктивные нефтегазоматеринские породы с повышенными содержаниями ОВ сапропелево-гумусового типа и битумоидов. В палеозойских отложениях, подстилающих эффузивно-осадочную толщу триаса, развиты нефтегазоматеринские породы, которые по степени продуктивности отнесены к продуктивным и высокопродуктивным нефтематеринским и газоматеринским толщам.

Исследования керна и шлама скважины СГ-7 свидетельствуют о том, что повышенные значения генерационного потенциала пород отмечаются в отложениях покурской, тангаловской, баженовской и тюменской свит. Главная зона нефтеобразования зафиксирована в интервале глубин 2850-4700 м, в котором резко возрастает концентрация свободных и сорбированных УВ (до 1,6 мг УВ/г породы), повышаются величины индекса продуктивности и T_{max}. Газогенерационные свойства пород сохраняются вплоть до подошвы осадочных толщ (6921 м). Практически по всему разрезу скважины, включая и эффузивный комплекс пород, отмечается интенсивная миграция УВ флюидов. В разрезах палеозоя северного обрамления Западно-Сибирского НГБ (обнажения Полярного Урала на Щучьинском выступе, Западного Таймыра и Нижне-Пурского вала) на основе данных пиролиза по характеристике нефтегенерационного потенциала и распределению УВ биомаркеров выделены толщи, обладающие благоприятными нефтегенерационными параметрами. Зоны аккумуляции УВ можно ожидать в пределах структур, подобных Нижне-Пурскому валу, где эти породы находятся в ГЗН, а также в других регионах, где эти отложения залегают на значительных глубинах и перекрыты хорошими покрышками (Костырева и др., 2008; Болдушевская и др., 2008; Кирюхина и др., 2012).

Основываясь на существенных различиях интенсивности процессов палеопрогрева осадочных толщ всей территории Западно-Сибирского НГБ с глубиной в зависимости от возраста консолидации фундамента (Конторович и др., 2008; Фомин, 2011), нами прогнозируются глубины процессов генерации УВ в соответствии с R^o и палеотемпературами. Наиболее высокие генерационные показатели нефтегазопроизводящих толщ и бóльшие глубины обнаружения нефтяных скоплений (до 4200 м) можно ожидать в областях с добайкальским фундаментом, а в областях жесткого палеопрогрева основными нефтегенерационными толщами будут юрские. Глубины обнаружения нефтяных скоплений здесь ограничиваются 3200 м (Табл. 1) (Дмитриевский и др., 2012).

Базируясь на анализе геохимических показателей, большинство исследователей считает, что нефти юрского и доюрского комплекса (зона контакта фундамента и чехла) образуют близкую по физико-химическим характеристикам и углеводородному составу группу с единой флюидодинамической системой и общим очагом нефтегазообразования. Нефтематеринскими признаются как нижнеюрские, так и верхнеюрские отложения (Москвин и др., 2001 и др.). Однако проведенное нами (Пунанова, 2017) сопоставление содержаний биофильных элементов V, Ni, Fe, Mo, Cu в нефтях и битумоидах Шаимского района с привлечением данных по редкоземельным элементам (РЗЭ) (Федоров и др., 2008, 2010) по месторождениям Ханты-Мансийское, Даниловское, Ловинское,

Цикл консолидации фундамента (Конторович и др., 2008; Фомин, 2011)	**Основные области распространения (Конторович и др., 2008; Фомин, 2011)**	**Температурный режим**	**Вероятные нижние границы генерации УВ, м**	
			нефти	легкой нефти и ГК
Добайкальский	Приенисейская, часть Мансийской синеклизы, Сургутский и Нижневартовский св.	Низкий	4200	5200
Герцинский, каледонский	Центральная и юго-восточная части Западной Сибири	Средний	3650	4400
Триасовые рифты, гранитоидные массивы и флюидопроводящие разломы в фундаменте	Шаимский, Красноленинский и другие своды	Интенсивный	3200	4050

Табл. 1. Предполагаемые глубины протекания процессов нефтегазообразования

Мартымья-Тетеревское и др. свидетельствует о существенном отличии нафтидов палеозоя и коры выветривания от юрских. Также резкие различия нефтей юрских, триасовых и палеозойских комплексов по МЭ показателям проявляются в Нюрольском регионе (Пунанова, 2002). Все эти факты связаны, вероятно, с наличием локальных очагов нефтеобразования в собственно палеозойских и доюрских отложениях. Эти данные подтвердили выводы, сделанные нами выше на основании термолиза ОВ баженовских отложений. Таким образом, при сравнении УВ и МЭ составов нафтидов юрского и палеозойского комплексов делается вывод о двух возможных источниках генерации нефти – это сингенетичное ОВ осадочного палеозоя и ОВ, генерируемое юрскими осадочными и триасовыми вулканогенно-осадочными отложениями.

Заключение

В связи с резкой неоднородностью строения на разведочных площадях и месторождениях в плотных массивных породах, выражающейся в «хаотичном» распространении в толще пород-коллекторов с различными ФЕС и зон притоков нефти (газа), необходимо по-новому подходить к выбору местоположения и глубины проектных скважин на перспективных площадях. На стадии работ, предваряющей бурение разведочных скважин, необходимо проводить сейсморазведочные работы с использованием рассеянных волн, которые позволяют выявлять в толще зоны и участки повышенной энергии рассеянных волн, т.е. пород-коллекторов. Причем, зонам с максимальными значениями энергии соответствуют интервалы разреза с наилучшими ФЕС пород-коллекторов и максимальными дебитами нефти в скважинах. Эта технология может применяться и в низкопроницаемых толщах баженовской свиты.

По особенностям распределения ОВ в отложениях баженовской свиты Западно-Сибирского НГБ и в черносланцевых формациях других регионов выявлены зоны внедрения высокопреобразованных эпигенетичных битумоидов, катагенно измененных глубинными процессами. Это на наш взгляд повышает перспективы нефтегазоносности исследуемого региона за счет дополнительного, кроме ОВ собственно баженовских отложений, источника углеводородов. Эти источники могут быть связаны с нефтепроизводящими юрскими (васюганская и тюменская свиты) и глубокопогруженными доюрскими осадочными отложениями – триасовыми и палеозойскими.

Резюмируя приведенный довольно обширный материал, можно констатировать, что ряд обнаруженных фактов позволяет с новых позиций высоко оценить перспективность юрских и глубокопогруженных доюрских отложений Западно-Сибирского НГБ. К таким новым аргументам можно отнести трассируемые зоны высокопреобразованного ОВ в битумоидах баженовской свиты, свидетельствующие о наличии очагов генерации в нижележащих осадочных толщах, геохимические данные о процессах нефтеобразования in situ в палеозойском комплексе, благоприятную геохимическую обстановку доюрских отложений, что выражается в относительно высоком содержании $C_{орг}$ и битумоидов, в умеренной и достаточной катагенетической прогретости недр, высоком реализовавшемся генерационном потенциале. В комплексе с другими геологическими предпосылками – коллекторами и покрышками, изучаемые отложения можно рассматривать как перспективный объект для открытия в нем месторождений нефти и газа. Причем, наиболее перспективная область – это зона эпигенетичного миграционного битумоида, которая протягиваются через Юганскую впадину, Колтогорский прогиб, Салымское поднятие и далее на северо-запад к полуострову Ямал и, возможно, в Карское море. Новые аргументы дают дополнительный импульс к широкому развертыванию научно-обоснованных работ на юрские и глубокие доюрские горизонты Западно-Сибирского НГБ – нижний этаж нефтегазоносности как в пределах его северной части (Обской, Тазовской и Гыданской губ), так и на морских акваториях, которые подтвердят предсказания основоположника нефтяной геологии акад. А.А. Трофимука, что палеозойская нефть в Западной Сибири действительно является «золотой подложкой» её мезозойских богатств.

Финансирование

Статья написана в рамках выполнения государственного задания по теме «Фундаментальные проблемы геологии, геохимии и гидрогеологии нефтегазоносных осадочных бассейнов. Обоснование значимых факторов эффективного прогноза крупных скоплений УВ в неструктурных условиях», №АААА-А16-116022510269-5.

Литература

Бостриков О.И., Ларичев А.И., Фомичев А.С. (2011). Геохимические аспекты изучения нижнесреднеюрских отложений Западно-Сибирской плиты в связи с оценкой их УВ-потенциала. *Нефтегазовая геология. Теория и практика*, 6(3), http://www.ngtp.ru/rub/1/31_2011.pdf.

Бочкарев В.С., Брехунцов А.М., Дещеня Н.П. и др. (2000). Геолого-тектонические модели севера Западной Сибири и проблема поиска залежей УВ в глубоких горизонтах. Сб. *«Критерии оценки нефтегазоносности ниже промышленно освоенных глубин и определение приоритетных направлений геологоразведочных работ»*, Пермь, с. 201-202.

Виноградова Т.Л., Пунанова С.А. (2006). Углеводородные скопления юрских отложений севера Западной Сибири и особенности их геологических ресурсов. *Доклады РАН*, 410(2), с. 220-224.

Дмитриевский А.Н., Шустер В.Л., Пунанова С.А. (2012). Доюрский комплекс Западной Сибири – новый этаж нефтегазоносности. Проблемы поисков, разведки и освоения месторождений углеводородов. Изд.-во: Lambert Academic Publishing, Saarbruchen, Germany, 135 с.

Карогодин Ю.Н. (2004). Роль геодинамических процессов в формировании уникальной Уренгойско-Ямбургской газоносной зоны севера Западной Сибири. *Тез. Второй междунар. конф. «Геодинамика нефтегазоносных бассейнов»,* РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, Т. 2, с. 41-44.

Конторович А.Э., Бурштейн Л.М., Казаненков В.А., Конторович В.А., Костырева Е.А., Пономарева Е.В., Рыжкова С.В., Ян П.А. (2014). Баженовская свита – главный источник ресурсов нетрадиционной нефти в России. *Георесурсы, геоэнергетика, геополитика*, 2(10). http://oilgasjournal.ru/vol_10/kontorovich.html

Конторович А.Э., Костырева Е.А. (2015). Органическая геохимия битумоидов баженовской свиты центральных районов Западной Сибири. «Черные сланцы: геология, литология, геохимия, значение для нефтегазового комплекса, перспективы использования как альтернативного углеводородного сырья»: *Матер. всеросс. науч.-практ. конф.*, Якутск: Ахсаан, с. 150-154.

Конторович А.Э., Фомин А.Н., Красавчиков В.О., Истомин А.В. (2008). Катагенез органического вещества мезозойских и палеозойских отложений Западной Сибири. Литологические и геохимические основы прогноза нефтегазоносности. *Сб. материалов ВНИГРИ*, СП-б., с. 68-77.

Лопатин Н.В., Емец Т.П. (1999). Нефтегенерационные свойства и катагенез глинистых пород мезозойско-пермских стратотипов, вскрытых Тюменской сверхглубокой скважиной СГ-6. *Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений*, 6, с. 9-19.

Маевский Б.И., Чахмахчев В.А., Разумова Е.Р., Пунанова С.А. и др. (1992). О происхождении углеводородных залежей в палеогеновых

отложениях Предкарпатья. *Отечественная геология*, 10, с. 9-16.

Москвин В.И., Костырева Е.А., Моисеева Н.В. и др. (2001). Геохимия нефтей Шаимского района. *Тезисы докл. науч.-практ. конф. «Геохимия в практике поисково-разведочных работ на нефть и газ»*, М.: ВНИГНИ, с. 101-102.

Немченко Н.Н. (2000). Избранные труды, посвященные проблемам нефти и газа. М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 456 с.

Неручев С.Г., Рогозина Е.А., Зеличенко И.А. и др. (1986). Нефтегазообразование в отложениях доманикового типа. Л.: Недра, 448 с.

Николаев А.В. (1991). Развитие нетрадиционных методов в геофизике. *Сб.: Физические основы сейсмического метода*. М.: Наука, с. 5-17.

Плотникова И.Н., Остроухов С.Б., Лаптев А.А., и др. (2017). Миграционный аспект формирования нефтеносности доманика Татарстана. *Георесурсы*, 19(4), Ч. 2, с. 348-355.

Пунанова С.А. (2002). Геохимические особенности палеозойских нефтей Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна. *Нефтехимия*. 42(6), с. 428-436.

Пунанова С.А. (2017). Прикладная металлогения нафтидов. *Актуальные проблемы нефти и газа*, 2(17), 13 с. http://oilgasjournal.ru

Пунанова С.А., Виноградова Т.Л. (2006). Прогноз фазового состояния углеводородных скоплений в мезозойских отложениях севера Западной Сибири. *Геохимия*, 9, с. 983-995.

Пунанова С.А., Виноградова Т.Л. (2008). Газонефтеносные комплексы северных регионов Западной Сибири и особенности их геологических ресурсов. *Геология нефти и газа*, 3, с. 20-30.

Пунанова С.А., Чахмахчев В.А. (1992). Экспериментальные исследования преобразования микроэлементного состава нафтидов при процессах их миграции, катагенеза и гипергенеза. *Сб. «Моделирование нефтегазообразования»*. М.: Наука, с. 119-124.

Пунанова С.А., Шустер В.Л. (2012). Геолого-геохимические предпосылки нефтегазоносности доюрских отложений Западно-Сибирской платформы. *Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений,* 6, с. 20-26.

Рудкевич М.Я., Озеранская Л.С. Чистякова Н.Ф. и др. (1988). Нефтегазоносные комплексы Западно-Сибирского бассейна. М.: Недра, 181 с.

Скоробогатов В.А. (2017). Юрский продуктивный комплекс Западной Сибири: прошлое, настоящее, будущее. *Вестник газовой науки*, 31, с. 36-58.

Скоробогатов В.А. (2003). Генетические причины уникальной газо- и нефтеносности меловых и юрских отложений Западно-Сибирской провинции. *Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений,* 8, с. 8-14.

Соболева Е.В. (2017). Формирование состава нефтей пласта $Ю_0$ баженовской свиты Салымского месторождения. *Георесурсы*, Спецвыпуск, Ч. 2, с. 144- 154.

Ступакова А.В., Соколов А.В., Соболева Е.В. и др. (2015). Геологическое изучение и нефтегазоносность палеозойских отложений Западной Сибири. *Георесурсы*, 2(61), с. 63-76. DOI: http://dx.doi.org/10.18599/grs.61.2.6

Фомин А.Н., Конторович А.Э., Красавчиков В.О. (2001). Катагенез органического вещества и перспективы нефтегазоносности юрских, триасовых и палеозойских отложений северных районов Западно-Сибирского мегабассейна. *Геология и геофизика*, 42(11-12), с. 1875-1888.

Фомин А.Н. (2011). Катагенез органического вещества и перспективы нефтегазоносности осадочных отложений триаса Западно-Сибирского мегабассейна. *Горные ведомости*, 9, с. 11-15.

Хахаев Б.Н., Горбачев В.И., Бочкарев В.С. и др. (2008). Основные результаты сверхглубокого бурения в Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции. *Сб. докладов «Фундамент, структуры обрамления Западно-Сибирского мезозойско-кайнозойского осадочного бассейна их геодинамическая эволюция и проблемы нефтегазоносности»*, Новосибирск, с. 224-227.

Чахмахчев В.А., Пунанова С.А. (1992). К проблеме диагностики нефтематеринских свит на примере баженовских отложений Западной Сибири. *Геохимия*, 1, с. 99-109.

Чахмахчев В.А., Пунанова С.А., Виноградова Т.Л. (2003). Геолого-геохимический прогноз нефтегазоносности глубокопогруженных отложений севера Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна. *Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений*, 6, с. 4-10.

Шемин Г.Г., Нехаев А.Ю., Фомин А.Н. и др. (2001). Критерии и оценка перспектив нефтегазоносности глубокопогруженных толщ нижней юры севера Западно-Сибирской НГП. *В кн. «Критерии оценки нефтегазоносности ниже промышленно освоенных глубин и определение приоритетных направлений геолого-разведочных работ»*, кн. 1. Пермь, с. 107-132

Шустер В.Л. (2003). Проблемы нефтегазоносности кристаллических пород фундамента. М.: «Геоинформцентр», 48 с.

Шустер В.Л., Пунанова С.А. (2014). Вопросы освоения нетрадиционных запасов углеводородов фундамента Западной Сибири и многокритериальная оценка перспектив их нефтегазоносности. *Георесурсы,* 4(59), с. 53-58.

Шустер В.Л., Пунанова С.А. (2016). Обоснование перспектив нефтегазоносности юрско-палеозойских отложений и образований фундамента Западной Сибири. *Георесурсы*, 18(4), Ч.1, с. 337-341. DOI: http://dx.doi.org/10.18599/grs.18.4.13

Сведения об авторах

Светлана Александровна Пунанова – доктор геол.-мин. наук, ведущий научный сотрудник, Институт проблем нефти и газа РАН

Россия, 119333, Москва, ул. Губкина, 3

E-mail: punanova@mail.ru

Владимир Львович Шустер – доктор геол.-мин. наук, профессор, главный научный сотрудник лаборатории анализа осадочных бассейнов, Институт проблем нефти и газа РАН

Россия, 119333, Москва, ул. Губкина, 3

Статья поступила в редакцию 16.02.2018;
Принята к публикации 18.04.2018; Опубликована 30.06.2018

IN ENGLISH

A new approach to the prospects of the oil and gas bearing of deep-seated Jurassic deposits in the Western Siberia

S.A. Punanova, V.L. Shuster*

Oil and Gas Research Institute of the Russian Academy of Sciences, Moscow, Russian Federation

**Corresponding author: Svetlana A. Punanova, e-mail: punanova@mail.ru*

Abstract. Complexly constructed low-permeability reservoirs are still poorly understood. This slows down the development of oil and gas resources of the Jurassic and deeply submerged pre-Jurassic deposits of the West Siberian oil and gas basin. There is also no consensus among the geological community on the prospects of these deposits from the perspective of the oil generation in them and subsequent emigration. There are many questions on the structure and oil and gas content of the deposits of the Bazhenov formation, whose oil resources amount to tens of billions of tons. The problems of oil and gas content and mapping of heterogeneous structure of massive rocks, including the basement formations, are considered in the article. In addition, the prospects of the oil and gas potential of the Jurassic and pre-Jurassic deposits of the northern regions of Western Siberia with geological and geochemical data were estimated. The revealed zones of

highly transformed organic matter (OM) in the sediments of the Bazhenov formation and a number of other facts allow us to re-argue the prospects of the oil and gas bearing of the underlying deposits.

Key words: pre-Jurassic deposits, reservoir rocks, oil and gas potential prospects, Bazhenov formation, hydrocarbons, oil, West Siberian oil and gas basin, microelements, vanadium, vanadylporphyrins

Recommended citation: Punanova S.A., Shuster V.L. (2018). A new approach to the prospects of the oil and gas bearing of deep-seated Jurassic deposits in the Western Siberia. *Georesursy = Georesources,* 20(2), pp. 67-80. DOI: https://doi.org/10.18599/grs.2018.2.67-80

Acknowledgements

The article is written in the framework of the state contract (the topic «Fundamental problems of geology, geochemistry and hydrogeology of oil and gas bearing sedimentary basins. Feasibility of significant factors for the effective forecast of large hydrocarbon accumulations in unstructured conditions», No. AAAA-A16-116022510269-5).

References

Bostrikov O.I., Larichev A.I., Fomichev A.S. (2011). Geokhimicheskie aspekty izucheniya nizhnesredneyurskikh otlozhenii Zapadno-Sibirskoi plity v svyazi s otsenkoi ikh UV-potentsiala [Geochemical aspects of the study of the Lower Middle-Jurassic deposits of the West Siberian plate in connection with the assessment of their hydrocarbon potential]. *Neftegazovaya geologiya. Teoriya i praktika = Oil and gas geology. Theory and practice*, 6(3). http://www.ngtp.ru/rub/1/31_2011.pdf. (In Russ.)

Bochkarev V.S., Brekhuntsov A.M., Deshchenya N.P. et al. (2000). Geologo-tektonicheskie modeli severa Zapadnoi Sibiri i problema poiska zalezhei UV v glubokikh gorizontakh [Geological and tectonic models of the north of Western Siberia and the problem of hydrocarbon deposits search in deep horizons]. *Sb. «Kriterii otsenki neftegazonosnosti nizhe promyshlenno osvoennykh glubin i opredelenie prioritetnykh napravlenii geologorazvedochnykh rabot»* [Coll. papers: "The criteria for assessing oil and gas content below the industrially exploited depths and determination of priority areas for geological exploration"], Perm, pp. 201-202. (In Russ.)

Chakhmakhchev V.A., Punanova S.A. (1992). K probleme diagnostiki neftematerinskikh svit na primere bazhenovskikh otlozhenii Zapadnoi Sibiri [To the problem of diagnostics of oil reservoirs on the example of Bazhenov deposits of Western Siberia]. *Geokhimiya = Geochemistry*, 1, Pp. 99-109. (In Russ.)

Chakhmakhchev V.A., Punanova S.A., Vinogradova T.L. (2003). Geologo-geokhimicheskii prognoz neftegazonosnosti glubokopogruzhennykh otlozhenii severa Zapadno-Sibirskogo neftegazonosnogo basseina [Geological and geochemical forecast of oil and gas content of deep-buried sediments in the north of the West Siberian oil and gas bearing basin]. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdenii = Geology, geophysics and development of oil and gas fields*, 6, pp. 4-10. (In Russ.)

Dmitrievskii A.N., Shuster V.L., Punanova S.A. (2012). Doyurskii kompleks Zapadnoi Sibiri – novyi etazh neftegazonosnosti. Problemy poiskov, razvedki i osvoeniya mestorozhdenii uglevodorodov [The pre-Jurassic complex of Western Siberia as the new stage of oil and gas content. Problems of prospecting, exploration and development of hydrocarbon deposits], Lambert Academic Publishing, Saarbruchen, Germany, 135 p. (In Russ.)

Fomin A.N., Kontorovich A.E., Krasavchikov V.O. (2001). Katagenez organicheskogo veshchestva i perspektivy neftegazonosnosti yurskikh, triasovykh i paleozoiskikh otlozhenii severnykh raionov Zapadno-Sibirskogo megabasseina [Catagenesis of organic matter and prospects of oil and gas content of the Jurassic, Triassic and Paleozoic deposits of the northern regions of the West Siberian megabasin]. *Geologiya i geofizika = Geology and geophysics*, 42(11-12), pp. 1875-1888. (In Russ.)

Fomin A.N. (2011). Katagenez organicheskogo veshchestva i perspektivy neftegazonosnosti osadochnykh otlozhenii triasa Zapadno-Sibirskogo megabasseina [Catagenesis of organic matter and prospects of oil and gas content of the sedimentary deposits of the Triassic of the West Siberian megabasin]. *Gornye vedomosti*, 9, pp. 11-15. (In Russ.)

Khakhaev B.N., Gorbachev V.I., Bochkarev V.S. et al. (2008). Osnovnye rezul'taty sverkhglubokogo bureniya v Zapadno-Sibirskoi neftegazonosnoi provintsii [The main results of superdeep drilling in the West Siberian oil and gas province.]. *Sb. dokladov «Fundament, struktury obramleniya Zapadno-Sibirskogo mezozoisko-kainozoiskogo osadochnogo basseina ikh geodinamicheskaya evolyutsiya i problemy neftegazonosnosti»* [Coll. papers: "The foundation, framing structures of the West Siberian Mesozoic-Cenozoic sedimentary basin, their geodynamic evolution and problems of oil and gas content"], Novosibirsk, pp. 224-227. (In Russ.)

Karogodin Yu.N. (2004). Rol' geodinamicheskikh protsessov v formirovanii unikal'noi Urengoisko-Yamburgskoi gazonosnoi zony severa Zapadnoi Sibiri [The role of geodynamic processes in the formation of a unique Urengoy-Yamburg gas-bearing zone in the north of Western Siberia]. *Tezisy Vtoroi mezhdunar. konf. «Geodinamika neftegazonosnykh basseinov»* [II Int. Conf. "Geodynamics of oil and gas basins", Abstracts], V. 2, Moscow, Gubkin Russian State University of oil and gas, pp. 41-44. (In Russ.)

Kontorovich A.E., Burshtein L.M., Kazanenkov V.A., Kontorovich V.A., Kostyreva E.A., Ponomareva E.V., Ryzhkova S.V., Yan P.A. (2014). Bazhenovskaya svita – glavnyi istochnik resursov netraditsionnoi nefti v Rossii [The Bazhenov suite is the main source of non-traditional oil resources in Russia] The Bazhenov suite is the main source of non-traditional oil resources in Russia. *Georesursy, geoenergetika, geopolitika = Georesources, geoenergetics, geopolitics*, 2(10). http://oilgasjournal.ru/vol_10/kontorovich.html (In Russ.)

Kontorovich A.E., Kostyreva E.A. (2015). Organicheskaya geokhimiya bitumoidov bazhenovskoi svity tsentral'nykh raionov Zapadnoi Sibiri [Organic geochemistry of bitumen Bazhenov suite of central regions of Western Siberia]. *Chernye slantsy: geologiya, litologiya, geokhimiya, znachenie dlya neftegazovogo kompleksa, perspektivy ispol'zovaniya kak al'ternativnogo uglevodorodnogo syr'ya: Mater. vseross. nauch.-prakt. konf.* [Black Shales: Geology, Lithology, Geochemistry, Importance for the Oil and Gas Complex, Prospects for Use as an Alternative Hydrocarbon Material: Proc. All-Russian. Sci.-Pract. Conf.], Yakutsk: Akhsaan, pp. 150-154. (In Russ.)

Kontorovich A.E., Fomin A.N., Krasavchikov V.O., Istomin A.V. (2008). Katagenez organicheskogo veshchestva mezozoiskikh i paleozoiskikh otlozhenii Zapadnoi Sibiri [Catagenesis of the organic matter of the Mesozoic and Paleozoic deposits of Western Siberia]. *Litologicheskie i geokhimicheskie osnovy prognoza neftegazonosnosti: Sb. materialov VNIGRI* [Lithological and geochemical foundations of oil and gas potential: Coll. papers of VNIGRI], St.Petersburg, pp. 68-77. (In Russ.)

Lopatin N.V., Emets T.P. (1999). Neftegeneratsionnye svoistva i katagenez glinistykh porod mezozoisko-permskikh stratotipov, vskrytykh Tyumenskoi sverkhglubokoi skvazhinoi SG-6 [Oil-producing properties and catagenesis of clay rocks of Mesozoic-Permian stratotypes revealed by the Tyumen superdeep well SG-6]. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh mestorozhdenii = Geology, geophysics and development of oil fields*, 6, pp. 9-19. (In Russ.)

Maevskii B.I., Chakhmakhchev V.A., Razumova E.R., Punanova S.A. et al. (1992). O proiskhozhdenii uglevodorodnykh zalezhei v paleogenovykh otlozheniyakh Predkarpat'ya [On the origin of hydrocarbon deposits in the Paleogene sediments of Precarpathia]. *Otechestvennaya geologiya = Domestic geology*, 10, pp. 9-16. (In Russ.)

Moskvin V.I., Kostyreva E.A., Moiseeva N.V. et al. (2001). Geokhimiya neftei Shaimskogo raiona [Geochemistry of oils of the Shaim region]. *Tezisy dokl. nauch.-prakt. konf. «Geokhimiya v praktike poiskovo-razvedochnykh rabot na neft' i gaz»* [Abstracts Sci.-Pract. Conf. "Geochemistry in the practice of oil and gas prospecting], Moscow, VNIGNI, pp. 101-102. (In Russ.)

Nemchenko N.N. (2000). Izbrannye trudy, posvyashchennye problemam nefti i gaza [Selected works devoted to the problems of oil and gas]. Moscow, OAO «VNIIOENG», 456 p. (In Russ.)

Neruchev S.G., Rogozina E.A., Zelichenko I.A. et al. (1986). Neftegazoobrazovanie v otlozheniyakh domanikovogo tipa [Oil and gas formation in the deposits of domanic type]. Leningrad: Nedra, 448 p. (In Russ.)

Nikolaev A.V. (1991). Razvitie netraditsionnykh metodov v geofizike [Development of non-traditional methods in geophysics]. *Sb. Fizicheskie osnovy seismicheskogo metoda* [Coll. papers: Physical foundations of the seismic method], Moscow: Nauka, pp. 5-17. (In Russ.)

Plotnikova I.N., Ostroukhov S.B., Laptev A.A., Gazizov I.G., Emel'yanov V.V., Pronin N.V., Salikhov A.D., Nosova F.F. (2017). Migration Aspect in the Oil-Bearing Capacity of the Domanic Formation in Tatarstan. *Georesursy = Georesources*, 19(4), Part 2, pp. 348-355. DOI: https://doi.org/10.18599/grs.19.4.7

Punanova S.A. (2002). Geokhimicheskie osobennosti paleozoiskikh neftei Zapadno-Sibirskogo neftegazonosnogo basseina [Geochemical features of Paleozoic oils of the West Siberian oil and gas bearing basin].

Neftekhimiya = Petrochemistry, 42(6), pp. 428-436. (In Russ.)

Punanova S.A. (2017). Prikladnaya metallogeniya naftidov [Applied metallogeny of naphthids]. *Aktual'nye problemy nefti i gaza = Actual problems of oil and gas*, 2(17), 13 p. http://oilgasjournal.ru. (In Russ.)

Punanova S.A., Vinogradova T.L. (2006). Prognoz fazovogo sostoyaniya uglevodorodnykh skoplenii v mezozoiskikh otlozheniyakh severa Zapadnoi Sibiri [Forecast of the phase state of hydrocarbon clusters in the Mesozoic deposits of the north of Western Siberia]. *Geokhimiya = Geochemistry*, 9, pp. 983-995. (In Russ.)

Punanova S.A., Vinogradova T.L. (2008). Gazoneftenosnye kompleksy severnykh regionov Zapadnoi Sibiri i osobennosti ikh geologicheskikh resursov [Gas-oil-bearing complexes of northern regions of Western Siberia and features of their geological resources]. *Geologiya nefti i gaza = The geology of oil and gas*, 3, pp. 20-30. (In Russ.)

Punanova S.A., Chakhmakhchev V.A. (1992). Eksperimental'nye issledovaniya preobrazovaniya mikroelementnogo sostava naftidov pri protsessakh ikh migratsii, katageneza i gipergeneza [Experimental studies of the transformation of the microelement composition of naphthides during the processes of their migration, catagenesis and hypergenesis]. *Sb. «Modelirovanie neftegazoobrazovaniya»* [Coll. papers: "Modeling of oil and gas formation"], Moscow: Nauka, pp. 119-124. (In Russ.)

Punanova S.A., Shuster V.L. (2012). Geologo-geokhimicheskie predposylki neftegazonosnosti doyurskikh otlozhenii Zapadno-Sibirskoi platform [Geological and geochemical preconditions for oil and gas content of pre-Jurassic deposits of the West Siberian platform]. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdenii = Geology, geophysics and development of oil and gas fields*, 6, pp. 20-26. (In Russ.)

Rudkevich M.Ya., Ozeranskaya L.S. Chistyakova N.F. et al. (1988). Neftegazonosnye kompleksy Zapadno-Sibirskogo basseina [Oil and gas bearing complexes of the West Siberian basin], Moscow: Nedra, 181 p. (In Russ.)

Skorobogatov V.A. (2017). Yurskii produktivnyi kompleks Zapadnoi Sibiri: proshloe, nastoyashchee, budushchee [Jurassic productive complex of Western Siberia: past, present, future]. *Vestnik gazovoi nauki = Bulletin of gas science*, 3(31), pp. 36-58. (In Russ.)

Skorobogatov V.A. (2003). Geneticheskie prichiny unikal'noi gazo- i neftenosnosti melovykh i yurskikh otlozhenii Zapadno-Sibirskoi provintsii [Genetic reasons for the unique gas and oil content of the Cretaceous and Jurassic deposits of the West Siberian province]. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdenii = Geology, geophysics and development of oil and gas fields*, 8, pp. 8-14. (In Russ.)

Soboleva E.V. (2017). Formation of the oil composition of the Yu0 Bazhenov formation, Salym oil field. *Georesursy = Georesources*, Special issue, Part 2, pp. 144-154, DOI: http://doi.org/10.18599/grs.19.15 (In Russ.)

Stoupakova A.V., Sokolov A.V., Soboleva E.V., Kiryukhina T.A., Kurasov I.A., Bordyug E.V. (2015). Geological survey and petroleum potential of Paleozoic deposits in the Western Siberia. *Georesursy = Georesources*, 2(61), pp. 63-76. DOI: http://dx.doi.org/10.18599/grs.61.2.6 (In Russ.)

Shemin G.G., Nekhaev A.Yu., Fomin A.N. et al. (2001). Kriterii i otsenka perspektiv neftegazonosnosti glubokopogruzhennykh tolshch nizhnei yury severa Zapadno-Sibirskoi NGP [Criteria and assessment of the prospects of oil and gas content of deep-buried sequences in the lower Jurassic of the north of the West Siberian NGP]. *V kn. «Kriterii otsenki neftegazonosnosti nizhe promyshlenno osvoennykh glubin i opredelenie prioritetnykh napravlenii geologo-razvedochnykh rabot»* [In the book: "The criteria for assessing oil and gas content below the industrially exploited depths and determination of priority areas for geological exploration"], Book 1, Perm, pp. 107-132. (In Russ.)

Shuster V.L. (2003). Problemy neftegazonosnosti kristallicheskikh porod fundamenta [Problems of oil and gas content of crystalline basement rocks], Moscow: «Geoinformtsentr», 48 p. (In Russ.)

Shuster V.L., Punanova S.A. (2014). Development of Unconventional Hydrocarbon Sources in Western Siberia and Evaluation of Oil and Gas Prospects. *Georesursy = Georesources*, 4(59), pp. 53-58. (In Russ.)

Shuster V.L., Punanova S.A. (2016). Justification of Oil and Gas Potential of the Jurassic-Paleozoic Deposits and the Basement Formations of Western Siberia. *Georesursy = Georesources*, 18(4), Part 2, pp. 337-345, DOI: 10.18599/grs.18.4.13

Vinogradova T.L., Punanova S.A. (2006). Uglevodorodnye skopleniya yurskikh otlozhenii severa Zapadnoi Sibiri i osobennosti ikh geologicheskikh resursov [Hydrocarbon accumulations of Jurassic deposits in the north of Western Siberia and features of their geological resources]. *Doklady RAN = Proc. of the Russian Academy of Sciences*, 410(2), pp. 220-224. (In Russ.)

About the Authors

Svetlana A. Punanova – DSc (Geology and Mineralogy), Leading Researcher, Oil and Gas Research Institute of the Russian Academy of Sciences

3 Gubkin str., Moscow, 119333, Russian Federation

E-mail: punanova@mail.ru

Vladimir L. Shuster – DSc (Geology and Mineralogy), Professor, Chief Researcher, Oil and Gas Research Institute of the Russian Academy of Sciences

3 Gubkin str., Moscow, 119333, Russian Federation

Manuscript received 16 February 2018;
Accepted 18 April 2018;
Published 30 June 2018

ОРИГИНАЛЬНАЯ СТАТЬЯ
DOI: https://doi.org/10.18599/grs.2018.2.81-87
УДК 552.5:551.7

Литолого-биостратиграфическая характеристика верхнесилурийских и нижнедевонских отложений юго-западной части месторождения им. Р. Требса

Т.М. Мавринская[1], Е.Н. Савельева[2], К.Д. Шуматбаев[2]*
[1]*Институт геологии Уфимского научного центра РАН, Уфа, Россия*
[2]*ООО «БашНИПИнефть», Уфа, Россия*

В разрезах верхнего силура-нижнего девона юго-западной части месторождения им. Р. Требса (Тимано-Печорская нефтегазоносная провинция) установлена конодонтовая последовательность от пржидольского яруса верхнего силура и почти всего лохковского яруса нижнего девона. По конодонтам выделены два биостратиграфических подразделения в ранге слоев с фауной в верхнем силуре и три в лохковском ярусе нижнего девона. Слои могут сопоставляться со стандартной конодонтовой зональной шкалой. Граница силура-девона имеет комплексное обоснование по биостратиграфическим данным (конодонтам), циклостратиграфии и данным ГИС (электрические и радиоактивные методы). Нижнедевонские отложения перекрываются терригенными пачками тиманского горизонта франского яруса. Перерыв в осадконакоплении охватывает интервал от пражского яруса нижнего девона до джьерского горизонта франского яруса верхнего девона включительно. Проанализирована закономерность размещения пород-коллекторов в разрезе скважин, и отмечена их связь с цикличностью осадконакопления.

Ключевые слова: силур, девон, конодонты, каротаж, литология, циклиты

Для цитирования: Мавринская Т.М., Савельева Е.Н., Шуматбаев К.Д. (2018). Литолого-биостратиграфическая характеристика верхнесилурийских и нижнедевонских отложений юго-западной части месторождения им. Р. Требса. *Георесурсы*, 20(2), с. 81-87. DOI: https://doi.org/10.18599/grs.2018.2.81-87

Введение

Месторождение им. Р. Требса находится в пределах Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции, в тектоническом отношении приурочено к северо-восточному склону Большеземельского свода. Геологические исследования нижнего палеозоя в северной части Тимано-Печорской провинции проводились с прошлого века многими исследователями: Д.В. Наливкиным, В.В. Меннером, Н.В. Танинской, А.И. Антошкиной, В.Н. Пучковым, С.В. Мельниковым, Т.М. Безносовой, З.П. Юрьевой, Йю. Валиукевичусом, Ю.В. Деулиным, Г.А. Черновым, А.И. Першиной, Н.Б. Рассказовой, В.С. Циганко и другими. В результате этих исследований было выполнено стратиграфическое расчленение палеозойских отложений, сделаны палеогеографические реконструкции, созданы геологические и фациальные карты, построены седиментационные модели, позволившие воссоздать этапы эволюции палеобассейна и реконструировать обстановки осадконакопления для отдельных периодов времени.

Настоящая статья посвящена расчленению силурийских и девонских отложений, вскрытых серией скважин, определению их стратиграфического объема и выявлению положения и характера границы на основе результатов биостратиграфических (по конодонтам), циклостратиграфических, геофизических исследований скважин. За основу взяты две скважины А и Б, наиболее полно характеризующие разрез рассматриваемого участка.

В качестве стратиграфической основы при расчленении использована Стратиграфическая схема по среднему и верхнему палеозою Русской платформы (1990).

Литологическая характеристика разреза верхнего силура и нижнего девона скважин А и Б

Отложения верхнего силура и нижнего девона Большеземельского свода относятся к образованиям мелководно-морского палеошельфа эпиконтинентального моря. Они имеют циклическое строение, отражающее трансгрессивно-регрессивное осадконакопление.

Как правило, нижние элементы циклитов сложены темноцветными глинистыми и глинисто-карбонатными породами, для которых по данным ГИС характерны высокие показания ГК (гамма-каротажа) при относительно низких показаниях НК (нейтронного каротажа) и значениях УЭС (удельного электрического сопротивления; рис. 1). При повышении уровня моря они обычно первыми формируются в погруженных частях прибрежных зон в условиях восстановительной обстановки.

Средние элементы циклитов во многих случаях представлены известняками микритовыми и узловато-слоистыми, выделяющимся по ГИС низкими показаниями ГК при высоких показаниях НК и высокими УЭС. Они образуются в период стагнации в открытом морском бассейне с нормальной соленостью в зоне нижней сублиторали, в более спокойной гидродинамической обстановке.

Биогермные, органогенно-обломочные доломитизированные известняки и доломиты пористые являются

* *Ответственный автор: Савельева Елена Николаевна*
E-mail: savelevaen@bashneft.ru

© 2018 Коллектив авторов

верхними членами циклитов, которым по ГИС соответствуют низкие показания ГК при средних показаниях НК, высокие значения УЭС в нефтенасыщенных интервалах и низкие в водонасыщенных. Они формируются в мелководных обстановках в зоне верхней сублиторали.

Смена биогермных известняков или пористых доломитов глинистыми породами отражает начало нового трансгрессивного этапа. Важными реперными пачками являются пачки базальных конгломератов, признаком которых по данным ГИС являются повышенные значения

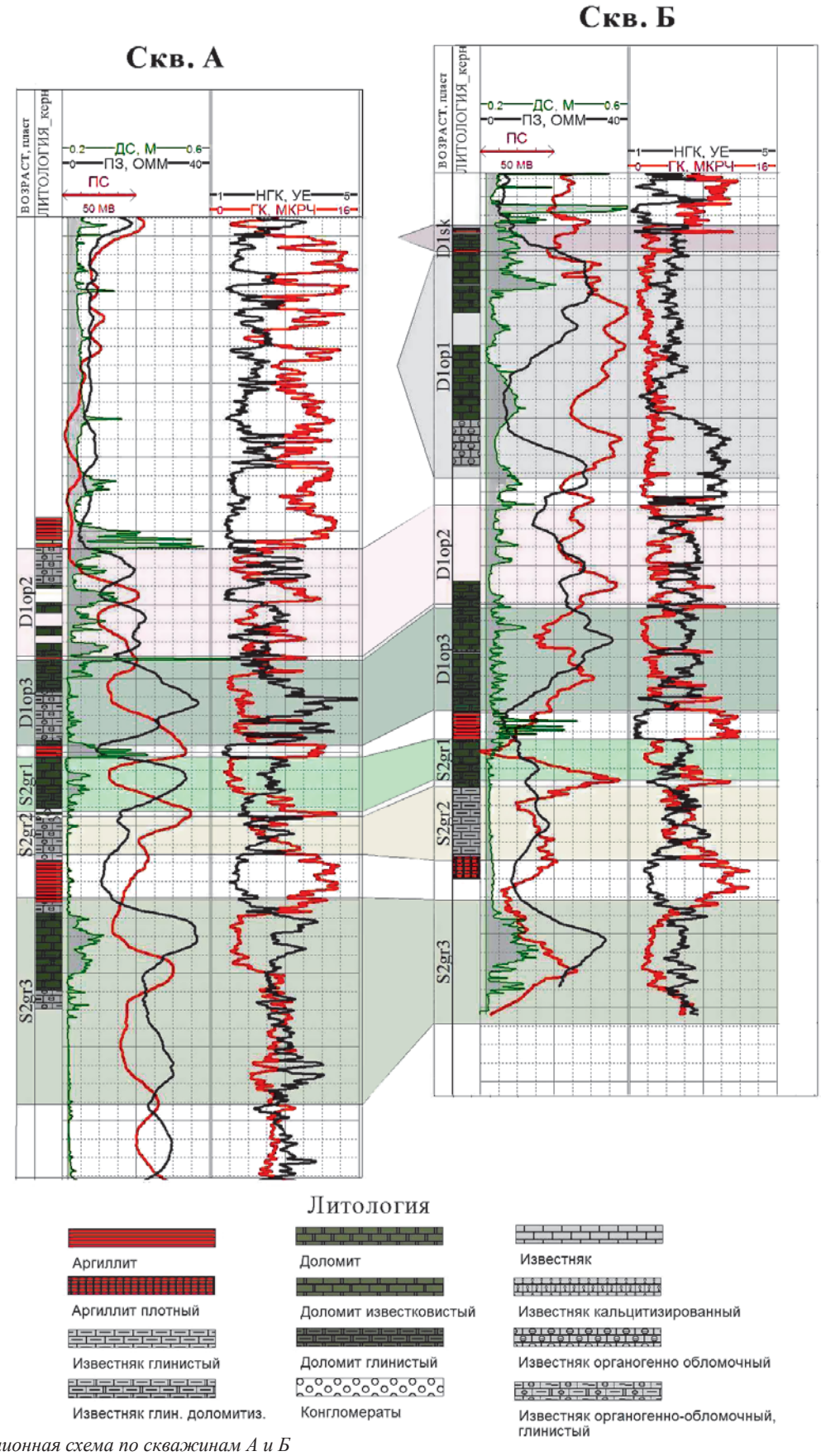

Рис. 1. Корреляционная схема по скважинам А и Б

естественной радиоактивности по ГК. Они образуются при размыве подстилающих толщ в начале новой трансгрессии моря.

Нижнедевонские отложения клиноформно залегают на восточном склоне Большеземельского свода, мощность отложений уменьшается с востока на запад и юго-запад до полного выклинивания (Юрьева, Валиукевичус, 2014).

Скважина А находится западнее Центрального блока месторождения им. Р.Требса, в зоне выклинивания и сокращения мощности D_1, а скважина Б расположена в юго-восточной части Центрального блока, практически у восточной границы Хорейверской впадины. В разрезе последней наблюдается сравнительное увеличение объема нижнедевонских отложений.

Верхний силур. Пржидольский ярус. Гребенской горизонт. В скважине А в отложения гребенского горизонта выделяются два циклита (Рис. 2). Первый циклит включает пачки 1-3. Он представлен полным набором элементов цикла: глинистыми породами в основании (пачка 1), слоистыми известняками с прослоями биокластических и органогенных разностей в средней части (пачка 2) и доломитами пористыми и глинистыми в верхней части (пачка 3). В пачке известняков средней части обнаружены конодонты: *Coryssognathus* aff. *dubius* (Rhodes), *Oulodus* (=*Delotaxis*) cf. *elegans* (Walliser), *Ozarkodina* aff. *cornidentata* (Branson et Mehl), *Ozarkodina* cf. *eosteinhornensis* (Walliser), характерные для пржидольского яруса верхнего силура. В доломитах пористых отмечается нефтенасыщение. Суммарная толщина циклита в скважине А составляет 25.9 м.

Во второй циклит входят пачки 4-6. Он начинается с узловато-слоистых известняков (пачка 4), перекрывающих с четким контактом нижележащие пористые доломиты. В известняках обнаружены конодонты: *Oulodus* cf. *elegans detortus* (Walliser), *Oulodus* cf. *elegans elegans* (Walliser), *Ozarkodina* cf. *confluens* (Branson et Mehl), распространенные в пржидольском ярусе, конодонтовой зоне detorta. Выше развиты органогенно-обломочные и биогермные мшанковые известняки, с прослоями глинистых и оолитовых известняков (пачка 5). В органогенно-обломочных известняках встречены верхнепржидольские конодонты: *Oulodus* cf. *elegans detortus* (Walliser), *O.* cf. *elegans elegans* (Walliser), *Ozarkodina* aff. *nasuta* (Viira), *Oz.* cf. *denticulata* (Viira), *Oz.* cf. *siluricus* (Branson et Mehl), *Oz.* cf. *swetlanae* (Mashkova). Завершают циклит доломиты плотные массивные, сменяющиеся доломитами глинистыми тонкослоистыми (пачка 6), формирование которых происходило в условиях лагуны. Толщина циклита 24,8 м.

В разрезе скважины Б силурийские отложения представлены двумя седиментационными циклитами. В основании первого циклита (пачки 1-6) лежат аргиллиты, сменяющиеся выше глинистыми известняками с прослоями аргиллитов (пачка 1). Последние, в свою очередь, перекрываются известняками неравномерно-глинистыми микрозернистыми, узловато-слоистыми (пачки 2,3). В известняках пачек 1 и 3 встречены конодонты верхнего силура *Coryssognathus* aff. *dubius* (Rhodes), *Ozarkodina* cf. *confluens* (Branson et Mehl), *Oz.* cf. *denticulata* (Viira). Завершают циклит доломиты глинистые неясно-слоистые, пористые, пористо-кавернозные, участками с реликтовой органогенной структурой (пачки 4-6). В пористо-кавернозных доломитах наблюдается нефтенасыщение.

Второй циклит представлен пачками 7-9. Нижняя часть его сложена переслаивающимися аргиллитами и глинистыми доломитами (пачка 7). Среднюю часть (пачка 8) слагают доломиты микрозернистые и комковатые, неравномерно глинистые, местами с реликтовой органогенной структурой. В верхней части циклита залегают доломиты пористые, пористо-кавернозные, отмечается нефтенасыщение (пачка 9).

Нижний девон. ***Лохковский ярус. Овинпармский горизонт***. В скважине А в отложениях овинпармского горизонта выделяются три циклита (Рис. 2).

В первый циклит включены пачки 7-10. Он начинается с базальных конгломератов (пачка 7). В обломках выявлены конодонты гребенского горизонта верхнего силура: *Oulodus* cf. *siluricus* (Branson et Mehl), *Ozarkodina* sp., *Panderodus* sp., *Wurmiella* sp., Помимо крупных карбонатных обломков в породах присутствует обломочный и глинистый материал, поступавший при размыве пород с прилегающей суши**.** На конгломератах залегают аргиллиты (пачка 8), сменяющиеся известняками сгустковыми, комковатыми глинистыми (пачка 9). В известняках встречаются структуры оползания, позволяющие предположить их образование в мелководных обстановках на склонах органогенных построек. Завершают циклит пористые доломиты со значительным нефтенасыщением. Толщина циклита 16,1 м.

Ко второму циклиту отнесены пачки 11-14. В его основании находятся глинисто-карбонатные породы (11). Их перекрывают известняки узловато-слоистые (пачка 12) с конодонтами *Icriodus* cf. *hesperius* (Klapper et Murphy), *Icriodus* aff. *rectangularis* (Karls et Gandl), *Panderodus gracilis* (Branson et Mehl), *Panderodus simplex* (Branson et Mehl), *Panderodus unicostatus* (Branson et Mehl), *Zieglerodina remscheidensis remscheidensis* (Ziegler), характерными для нижнего лохкова нижнего девона. Выше по разрезу – известняки микрозернистые с прослоями биокластических (пачка 13). Верхняя часть циклита представлена чередующимися доломитами пористыми, плотными и глинистыми (пачка 14), с единичными прослоями доломитов с реликтовой биогермной водорослевой текстурой. Толщина второго циклита 34,0 м.

Третий циклит неполный, в него входят 15-17 пачки. Нижняя часть его сложена переслаивающимися аргиллитами и глинистыми доломитами (пачка 15). Вышележащие слои (пачка 16) представлены доломитами узловато-слоистыми и глинистыми; заканчивается циклит глинистыми известняками, переслаивающимися с известняками узловато-слоистыми. В последних встречены конодонты *Amydrotaxis* sp., *Lanea* cf. *eoeleanorae* Murphy et Valenzuela-Ríos, *Pandorinellina optima* (Moskalenko), *Pelekysgnathus* cf. *serratus* Jentzsch, распространенные в среднем лохкове нижнего девона.

Известняки среднего лохкова перекрываются пачкой переслаивающихся известняковых конгломератов и известняков с органогенным детритом, толщиной 1,35 м. На них залегает пачка красноцветных терригенно-карбонатных пород тиманского горизонта.

В скважине Б в нижнедевонских отложениях определены три циклита (Рис. 2). Разрез первого циклита

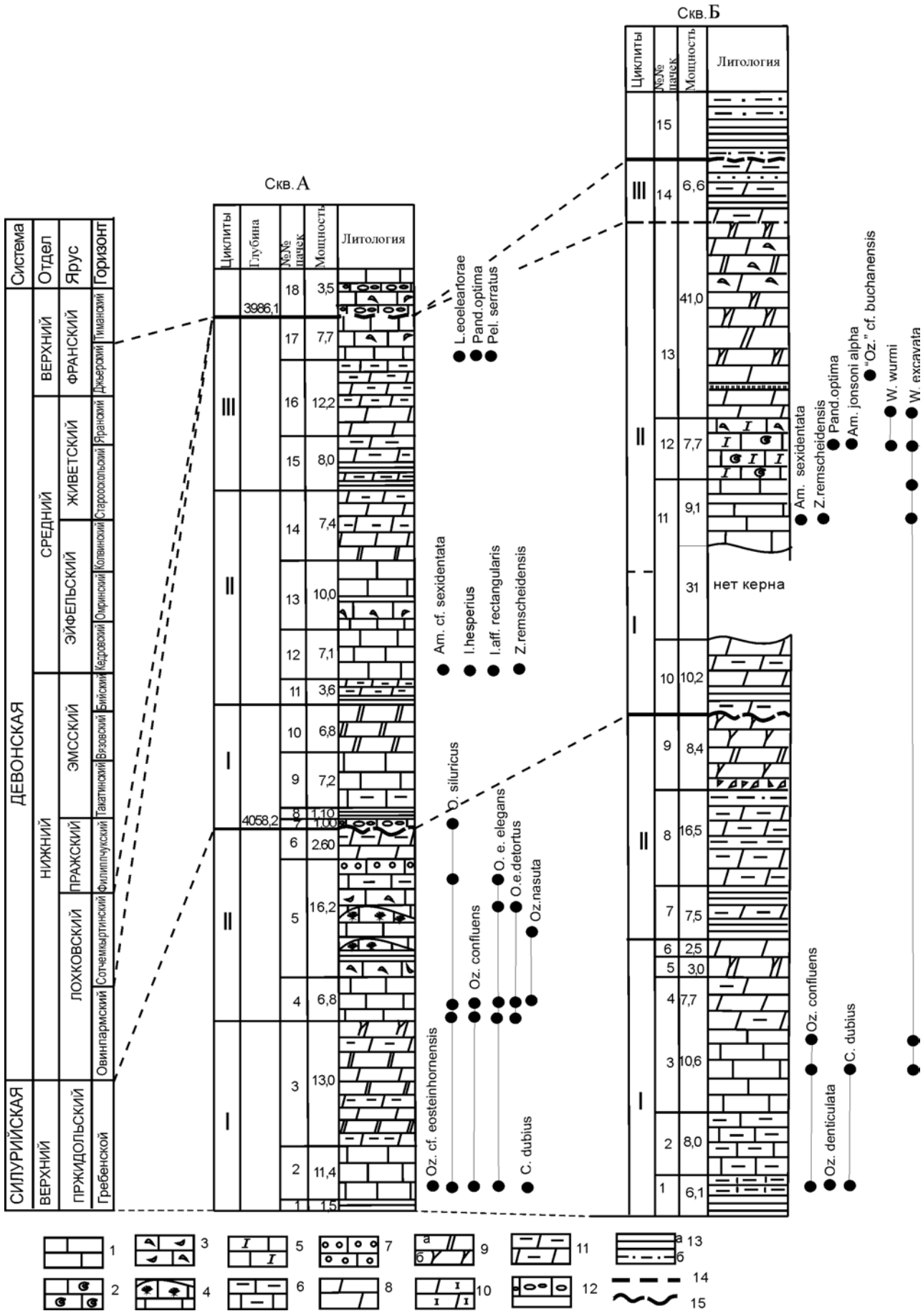

Рис. 2. Корреляция геологических разрезов по скважинам А и Б, распространение конодонтов в разрезах. 1-6 – известняки: 1 – слоистые, 2 – органогенные, 3 – биокластические, 4 – биогермные, 5 – доломитистые, 6 – глинистые; 7 – оолитовые; 8-11 – доломиты: 8 – плотные, 9 а – пористые, 9 б – кавернозные, 10 – известковистые, 11 – глинистые; 12 – конгломераты, 13 – а) аргиллиты, б) алевролиты, 14-15 – предполагаемые границы: 14 – согласные, 15 – несогласные.

охарактеризован керном в неполном объеме. Имеется керн лишь нижнего элемента циклита. Он представлен доломитами, микрозернистыми плотными слабо известковистыми, неравномерно глинистыми, с тонкими прослоями темно-серого глинистого материала. Участками встречаются обломки перекристаллизованной раковинной фауны (пачка 10). Второй циклит включает пачки 11-13. Пачка 11 сложена известняками микрозернистыми, плотными с обломками раковинной фауны. В результате выщелачивания, которое происходило по органическим остаткам, наблюдается тонкая пористость. В известняках встречены конодонты *Amydrotaxis* cf. *sexidentata* Murphy et Matti, *Oulodus* sp., *Pelekysgnathus* sp., *Zieglerodina* cf. *remscheidensis* (Ziegler), характерные для верхней части нижнего лохкова. Вышележащая пачка 12 представлена органогенными известняками. В них встречены конодонты среднего лохкова *Amydrotaxis* cf. *jonsoni* (Klapper) morphotype *alpha* Klapper et Murphy,. *Pandorinellina* cf. *optima* (Moskalenko). В следующей пачке 13 – доломиты неравномерно нефтенасыщеные, тонкозернистые, пористо-кавернозные с линзовидными включениями сульфатов, местами наблюдается окремнение. В доломитах тонкозернистых найдены редкие конодонты, представленные *Wurmiella wurmi* (Bischoff et Sannemann), '*Ozarkodina'* cf. *buchanensis* (Philip), *Oulodus* sp. Вид '*Ozarkodina' buchanensis* распространен в верхнелохковских отложениях нижнего девона Южного Тянь-Шаня (Bardashev, Ziegler, 1992). Третий циклит завершает разрез нижнего девона. Он представлен только первым элементом цикла, который образован доломитами глинистыми с тонкими прослоями аргиллитов (пачка 14).

Учитывая литологическую характеристику пачки 14 (скв. Б), а также принимая во внимание находки верхнелохковских конодонтов '*Ozarkodina' buchanensis* в пачке 13, можно предположить присутствие отложений нижней толщи сотчемкыртинского горизонта в разрезе скважины Б. Это предположение находит подтверждение и в результатах интерпретации геофизических данных (Рис. 1). Выше лежат красноцветные терригенные породы тиманского-саргаевского горизонтов франского яруса верхнего девона.

Биостратиграфическое расчленение разрезов скважин по конодонтам

Распространение конодонтов в силурийском – нижнедевонском разрезе скважин А и Б крайне неравномерное. Оно в значительной мере зависит от фациального состава пород. Условия формирования силурийских и нижнедевонских отложений в эпиконтинентальном Тимано-Печорском палеобассейне варьировали от лагунных до нижней сублиторали открытого моря (Танинская, 2010**)**. Изменения обстановок осадконакопления контролировались колебаниями уровня моря. Основные находки конодонтов сделаны в слоистых известняках, формирующихся в условиях нижней сублиторали. В глинистых породах и пористых доломитах конодонты не встречены. Таксономическое разнообразие конодонтов невелико. Но они представлены стратиграфически важными видами, позволяющими выполнить расчленение разреза и его корреляцию со стандартной конодонтовой шкалой.

Биостратиграфическое расчленение выполнено по разрезу наиболее представительной скважины А и дополнено материалами, полученными по скважине Б.

В скважине А выделены биостратиграфические подразделения в ранге слоев с фауной, содержащих виды-индексы стандартной конодонтовой шкалы.

В верхнесилурийских отложениях установлена следующая биостратиграфическая последовательность:

Слои с *Ozarkodina* cf. *eosteinhornensis* (Walliser) отвечают пачке 2. Вместе с номинальным видом в комплексе конодонтов встречены *Coryssognathus* aff. *dubius* (Rhodes), *Oulodus* (=*Delotaxis*) cf. *elegans* (Walliser), *Ozarkodina* aff. *cornidentata* (Branson et Mehl). Вид *Ozarkodina* cf. *eosteinhornensis* (Walliser) является зональным стандартной конодонтовой зоны eosteinhornensis пржидольского яруса верхнего силура (Melchin et al., 2012).

Слои с *Oulodus* cf. *elegans detortus* (Walliser) выделены в пачках 4-5. Здесь также обнаружены *Oulodus* cf. *elegans* (Walliser), *Ozarkodina* cf. *confluens* (Branson et Mehl), *O.* aff. *nasuta* (Viira), *Oz.* cf. *denticulata* (Viira), *Oz.* cf. *swetlanae* (Mashkova). Нижняя граница слоев определяется по появлению *O. e. detortus*, зонального вида зоны detortus – верхней конодонтовой зоны пржидольского яруса верхнего силура (Melchin et al., 2012).

В скважине Б не выявлены зональные виды *Ozarkodina eosteinhornensis, Oulodus elegans detortus*. Но присутствие типичных силурийских видов *Ozarkodina* cf. *confluens* и *Coryssognathus* aff. *dubius* в разрезе и особенности его строения позволяют выполнить сопоставление с пржидольскими отложениями скважины А.

Нижнедевонская последовательность включает:

Слои с *Icriodus hesperius* (Klapper et Murphy), *Icriodus* aff. *rectangularis* (Carls et Gandl) выделены в пачке 12. В комплексе конодонтов также присутствуют *Zieglerodina remschedensis* (Ziegler) и элементы *Amydrotaxis* cf. *sexidentata* Murphy et Matti. Находки здесь ранних видов рода *Icriodus* определяют низы лохковского яруса нижнего девона. *Icriodus hesperius* является зональным видом одноименной конодонтовой зоны, являющейся самой нижней зоной нижнего лохкова нижнего девона (Becker et al., 2012). Виды *Icriodus* aff. *rectangularis* (Carls et Gandl) и *Amydrotaxis* cf. *sexidentata* Murphy et Matti появляются несколько позднее в конце зоны I. hesperius. Совместное нахождение этих таксонов показывает, что данный интервал разреза не является основанием девона. Слои сопоставляются с верхней частью зоны hesperius нижнего лохкова нижнего девона. В скважине Б в пачке 11 (Рис. 2) обнаружен комплекс конодонтов с *Amydrotaxis* cf. *sexidentata* Murphy et Matti, *Zieglerodina remschedensis* (Ziegler), который можно сопоставить с верхней частью зоны hesperius – зоной woschmidti нижнего лохкова.

Слои с *Lanea* cf. *eoeleanorae, Pandorinellina optima* выделены в пачке 17. Выявленные конодонты космополитные, наличие их в комплексе определяет отнесение этих слоев к среднему лохкову нижнего девона (конодонтовые зоны omoalpha-eleanorae стандартной шкалы). На основе данных по конодонтам объем нижнего девона в скважине А соответствует нижнему-среднему лохкову. В скважине Б среднелохковские слои охарактеризованы видами *Amydrotaxis* cf. *jonsoni* (Klapper), *alpha* morphotype Klapper et Murphy, *Pandorinellina* cf. *optima* (Moskalenko).

Виды имеют широкое географическое распространение и являются характерными для среднего лохкова нижнего девона. В разрезе скважины наблюдается эволюционная последовательность видов рода *Amydrotaxis* (Murphy and Matti, 1982).

В скважине Б выделены более молодые слои с '*Ozarkodina'* cf. *buchanensis* (Philip). Этот вид встречен в верхах средне-, верхнелохковских образований разреза Шишкат в Южном Тянь-Шане (Bardashev, Ziegler, 1992). Нижнедевонские отложения перекрывают красноцветные терригенные отложения верхнего девона.

Характеристика границы силура-нижнего девона

В соответствии с разработанными моделями седиментогенеза для позднесилурийского раннедевонского времени граница силура-нижнего девона в пределах Большеземельского свода имеет трансгрессивный характер. Резкое падение уровня моря в конце пржидольского времени привело к частичному размыву отложений пржидольского яруса, выраженное в развитии эрозионных поверхностей в доломитах, сокращении их мощностей. Начавшийся трансгрессивный этап отражен в формировании темноцветных глинистых пород в основании нижнедевонских отложений, иногда отмечаются базальные конгломераты (Юрьева, Валиукевичус, 2014; Танинская, 2010).

Так как разрезы скважин не имеют послойной фаунистической характеристики, граница устанавливается с некоторой долей условности. Литологически она выражена резкой сменой пористых, глинистых и кавернозных доломитов, залегающих в кровле гребенского горизонта, темноцветными глинистыми породами в основании нижнего девона, иногда с базальными конгломератами, как в скважине А. Биостратиграфически граница характеризуется исчезновением характерных силурийских видов фауны и появлением нижнедевонской конодонтовой фауны в вышележащих слоях.

Заключение

В результате проведенных исследований установлено, что участвующие в разрезе скважин А и Б верхнесилурийско-нижнедевонский и верхнедевонский структурные комплексы разделены поверхностью глубокого эрозионного несогласия, охватывающего интервал от пражского яруса нижнего девона до джьерского горизонта франского яруса верхнего девона включительно.

В разрезах гребенского горизонта пржидольского яруса верхнего силура и овинпармского горизонта лохковского яруса нижнего девона в скважинах установлена конодонтовая последовательность, сопоставимая со стандартной конодонтовой шкалой. Выделено 2 биоподразделения в ранге слои с фауной в гребенском горизонте и 2 в овинпармском.

Граница силура-девона, вскрытая исследуемыми скважинами, имеет трансгрессивный характер, выраженный резкой сменой пористых и кавернозных доломитов аргиллитами и глинисто-карбонатными породами. В скважине А на уровне силурийско-нижнедевонской границы отмечается слой базальных конгломератов.

Отложения верхнего силура, нижнего девона носят цикличный характер. Наличие пород коллекторов – пористых и пористо-кавернозных доломитов, образованных в период регрессии, экранируемых пластами непроницаемых глинистых пород, сформированных в трансгрессивные стадии, создает благоприятные условия для аккумуляции нефти.

Благодарности

Авторы выражают благодарность заведующей Лабораторией стратиграфии палеозоя ИГ УФИЦ РАН д.г.-м.н. О.В. Артюшковой за критические замечания и полезные советы при написании статьи. Также авторы выражают благодарность рецензенту за полезные критические замечания.

При написании статьи дополнительно использованы результаты исследований, проведенные по теме государственного задания №0252-2014-0003.

Литература

Решение Межведомственного регионального стратиграфического совещания по среднему и верхнему палеозою Русской платформы (1990). Ленинград: ВСЕГЕИ, 60 с.

Танинская Н.В. (2010). Седиментологические критерии коллекторов в среднеордовикско-нижнедевонских отложениях Тимано-Печорской провинции. *Нефтегазовая геология. Теория и практика*, 5(4), с. 1-28.

Юрьева З.П., Валиукевичус Йю. (2014). Нижнедевонская карбонатная клиноформа Хорейверской впадины Тимано-Североуральского региона. *Литосфера*, 2, Екатеринбург, с. 26-38

Bardashev I.A. and Ziegler W. (1992). Conodont biostratigraphy of Lower Devonian Deposits of the Shihskat section (Southern Tian-Shan, Middle Asia). *Courier Forschungsinstitut Senckenberg,* 154, pp. 1-29.

Becker R.T., Gradstein F.M. and Hammer O. (2012). Devonian Period. In: Geologic Time Scale 2012. Gradstein, F.M., Ogg, J.G., Schmitz, M.D. and Ogg, G.M. (eds.). *Amsterdam: Elsevier*, Vol. 1, Chapter 20, pp. 525-558.

Melchin M.I., Sadler P.M. and Cramar B.D. (2012). Silurian Period. In: Geologic Time Scale 2012. Gradstein, F.M., Ogg, J.G., Schmitz, M.D. and Ogg, G.M. (eds.). *Amsterdam: Elsevier*, Vol. 1, Chapter 20, pp. 489-523.

Murphy M.A. and Matti J.G. (1982). Lower Devonian conodonts (hesperius-kindlei Zones), Central Nevada. University of California publications in Geological Sciences, V. 123, 83 p.

Сведения об авторах

Татьяна Михайловна Мавринская – научный сотрудник лаборатории стратиграфии палеозоя

Институт геологии Уфимского научного центра РАН

Россия, 450077, Уфа, ул. К. Маркса, 16/2

Елена Николаевна Савельева – канд. геол.-мин. наук, заведующий лабораторией литологии

ООО «БашНИПИнефть»

Россия, 450006, Уфа, ул. Ленина, 86/1

E-mail: savelevaen@bashneft.ru

Кирилл Дмитриевич Шуматбаев – заместитель начальника отдела интерпретации ГИС

ООО «БашНИПИнефть»

Россия, 450006, Уфа, ул. Ленина, 86/1

Статья поступила в редакцию 09.04.2018;
Принята к публикации 10.06.2018;
Опубликована 30.06.2018

IN ENGLISH

Lithological and biostratigraphic characteristics of the Upper Silurian and Lower Devonian deposits of the southwestern part of the field named after Roman Trebs

T.M. Mavrinskaya[1], E.N. Savelyeva[2], K.D. Shumatbaev[2]*
[1]*Institute of Geology of Ufa Scientific Center of the Russian Academy of Sciences, Ufa, Russian Federation*
[2]*BashNIPIneft LLC, Ufa, Russian Federation*
[*]*Corresponding author: Elena N. Savelyeva, e-mail: savelevaen@bashneft.ru*

Abstract. A conodont sequence from the Przhidolian stage of the Upper Silurian and almost the entire Lokhkovian stage of the Lower Devonian has been established in the sections of the Upper Silurian-Lower Devonian on the southwestern part of the field named after Roman Trebs (Timano-Pechora oil and gas province). According to the conodonts, two biostratigraphic subdivisions are distinguished in the rank of layers with fauna in the Upper Silurian and three of them in the Lokhkovian stage of the Lower Devonian. The layers can be compared with the standard conodont zonal scale. The Silurian-Devonian boundary has a complex rationale for biostratigraphic data (conodonts), cyclostratigraphy, and logging data (electrical and radioactive methods). The Lower Devonian deposits are overlain by terrigenous packs of the Timanian horizon of the Frasnian stage. The break in the sedimentation covers the interval from the Praghian stage of the Lower Devonian to the Dzhierskian horizon of the Frasnian stage of the Upper Devonian inclusively. The regularity of the placement of reservoir rocks in the section of wells is analyzed and their relation to the cyclicity of sedimentation is noted.

Key words: Silurian, Devonian, conodonts, logging, lithology, cyclicity

Recommended citation: Mavrinskaya T.M., Savelyeva E.N., Shumatbaev K.D. (2018). Lithological and biostratigraphic characteristics of the Upper Silurian and Lower Devonian deposits of the southwestern part of the field named after Roman Trebs. *Georesursy = Georesources,* 20(2), pp. 81-87. DOI: https://doi.org/10.18599/grs.2018.2.81-87

Acknowledgements

The authors are grateful to the O.V. Artyushkova, Head of the Paleozoic Stratigraphy Laboratory of the Institute of Geology, Ufa Federal Research center of RAS, for critical comments and helpful advice when writing an article. The authors express their gratitude to the reviewer for useful critical comments.

When writing the article, the results of studies conducted on the theme of state contract No. 022-2014-0003 were additionally used.

References

Bardashev I.A. and Ziegler W. (1992). Conodont biostratigraphy of Lower Devonian Deposits of the Shihskat section (Southern Tian-Shan, Middle Asia). *Courier Forschungsinstitut Senckenberg,* 154, pp. 1-29.

Becker R.T., Gradstein F.M. and Hammer O. (2012). Devonian Period. In: Geologic Time Scale 2012. Gradstein, F.M., Ogg, J.G., Schmitz, M.D. and Ogg, G.M. (eds.). *Amsterdam: Elsevier*, Vol. 1, Chapter 20, pp. 525-558.

Melchin M.I., Sadler P.M. and Cramar B.D. (2012). Silurian Period. In: Geologic Time Scale 2012. Gradstein, F.M., Ogg, J.G., Schmitz, M.D. and Ogg, G.M. (eds.). *Amsterdam: Elsevier*, Vol. 1, Chapter 20, pp. 489-523.

Murphy M.A. and Matti J.G. (1982). Lower Devonian conodonts (hesperius-kindlei Zones), Central Nevada. University of California publications in Geological Sciences, V. 123, 83 p.

Reshenie Mezhvedomstvennogo regional'nogo stratigraficheskogo soveshchaniya po srednemu i verkhnemu paleozoyu Russkoi platformy [Decision of the Interdepartmental Regional Stratigraphic Meeting on the Middle and Upper Paleozoic of the Russian Platform]. (1990). Leningrad: VSEGEI, 60 p. (In Russ.)

Taninskaya N.V. (2010). Sedimentologicheskie kriterii kollektorov v sredneordoviksko-nizhnedevonskikh otlozheniyakh Timano-Pechorskoi provintsii [Sedimentological criteria of reservoirs in the Middle Ordovician-Lower Devonian sediments of the Timan-Pechora province]. *Neftegazovaya geologiya. Teoriya i praktika = Oil and gas geology. Theory and practice*, 5(4), pp. 1-28. (In Russ.)

Yur'eva Z.P., Valiukevichus Iyu. (2014). Nizhnedevonskaya karbonatnaya klinoforma Khoreiverskoi vpadiny Timano-Severoural'skogo regiona [The Lower Devonian carbonate clinoform of the Khoreyver depression in the Timan-Severouralsk region]. *Litosfera = The Lithosphere*, 2, pp. 26-38. (In Russ.)

About the Authors

Tatyana M. Mavrinskaya – Researcher of the Paleozoic Stratigraphy Laboratory, Institute of Geology of Ufa Scientific Center of the Russian Academy of Sciences
16/2 K. Marx str., Ufa, 450077, Russian Federation

Elena N. Savelyeva – PhD (Geology and Mineralogy), Head of the Lithology Laboratory, BashNIPIneft LLC
86/1 Lenina str., Ufa, 450006, Russian Federation
E-mail: savelevaen@bashneft.ru

Kirill D. Shumatbaev – Deputy Head of the Well Log Interpretation Department, BashNIPIneft LLC
86/1 Lenina str., Ufa, 450006, Russian Federation

Manuscript received 9 April 2018;
Accepted 10 June 2018; Published 30 June 2018

ОРИГИНАЛЬНАЯ СТАТЬЯ
DOI: https://doi.org/10.18599/grs.2018.2.88-101 УДК 553.982

Особенности геологического строения Мензелинского, Тимеровского и Ольгинского месторождений Республики Татарстан как результат их генетической природы

Н.В. Нефёдов[1], В.Б. Карпов[2], Ю.М. Арефьев[3], А.В. Калмыков[4], Г.А. Никифоров[5]*
[1]*ТПП «ТатРИТЭКнефть» АО «РИТЭК», Нурлат, Россия*
[2]*АО «РИТЭК», Москва, Россия*
[3]*Институт проблем экологии и недропользования при Академии наук Республики Татарстан, Казань, Россия*
[4]*ООО «НПП «Чёрный ключ», Казань, Россия*
[5]*Институт механики и машиностроения ФИЦ КазНЦ РАН, Казань, Россия*

Мензелинское, Тимеровское и Ольгинское месторождения расположены на северо-востоке Республики Татарстан и приурочены к поднятиям, резко выраженным по тульской поверхности нижнего карбона. При небольшой площади поднятий (1,5-2,2 км в поперечнике) они отличаются значительной (220-380 м) высотой и крутыми крыльями (до 40˚) карбонатного массива пород, перекрытого радаевско-тульской терригенной толщей. Карбонатный массив представлен отложениями турнейско-фаменского возраста на сводах поднятий и фаменского – на их крыльях. Принято относить подобные карбонатные сооружения к бескаркасным рифам, сформировавшимся на локальных участках морского дна при сочетании специфических условий для их непрерывного роста. По мнению авторов статьи, характеризуемые и аналогичные им поднятия образовались за счет эрозионно-карстовых процессов, протекавших на турнейской материковой суше после регрессии турнейского моря на востоке Русской платформы. Эрозия и карст обрабатывали известняковую палеоповерхность материка в течение всего косьвинского времени. В результате позднерадаевско-бобриковского цикла морской трансгрессии вся турнейско-фаменская поверхность была перекрыта терригенной толщей пород – радаевско-тульской на крыльях поднятий и бобриковско-тульской на сводах.

Ключевые слова: поднятия, карбонатный массив, терригенная толща, бескаркасный риф, эрозия, карст, регрессия, трансгрессия

Для цитирования: Нефёдов Н.В., Карпов В.Б., Арефьев Ю.М., Калмыков А.В., Никифоров Г.А. (2018). Особенности геологического строения Мензелинского, Тимеровского и Ольгинского месторождения Республики Татарстан как результат их генетической природы. *Георесурсы*, 20(2), с. 88-101. DOI: https://doi.org/10.18599/grs.2018.2.88-101

Мензелинское, Тимеровское и Ольгинское месторождения находятся на северо-востоке Республики Татарстан (РТ). В тектоническом отношении Мензелинское и Тимеровское приурочены к Актаныш-Чишминскому прогибу Камско-Кинельской системы прогибов (ККСП), Ольгинское – к юго-восточному склону Северо-Татарского свода (Войтович и др., 1998).

Месторождения были открыты в последнее десятилетие на поднятиях, выявленных сейсморазведочными работами МОГТ 2Д и частично 3Д по отражающему горизонту У (кровля тульского горизонта нижнего карбона). Поднятия разбурены поисково-разведочными и эксплуатационными скважинами. Добыча нефти на приуроченных к ним месторождениях ведется из турнейско-верхнедевонских карбонатных по составу пород-коллекторов. Залежи нефти выявлены также в бобриковско-тульских пластах песчаников на сводовых частях поднятий.

Поднятия, включая стратиграфический и литолого-фациальный разрез осадочной толщи на них, и залежи нефти в турнейско-верхнедевонском интервале имеют характерные и общие особенности строения, отличающие их от большинства известных в РТ поднятий с залежами нефти в нижнекаменноугольном карбонатном комплексе пород. Эти особенности связаны с генетической природой характеризуемых поднятий, а также с их положением в определенных тектонических зонах.

При небольшой площади в плане (1,5-2,2 км в поперечнике) поднятия отличаются большой высотой по кровле карбонатного массива пород: 380 м – Западно-Юртовское (Мензелинское месторождение), 280 м – Тимеровское и 220 м – Южно-Ижевское (Ольгинское месторождение).

Углы падения крыльев поднятий по тульской поверхности изменяются от 4˚30’ до 12˚30’, тогда как по кровле залегающей ниже карбонатной толщи – от 17˚40’ до 40˚30’, то есть поднятия становятся кратно круче.

Разрез осадочной толщи на всех трех поднятиях практически одинаков, а степень выраженности по кровле тульских отложений – несколько разная. На Южно-Ижевском поднятии (Ольгинское месторождение) тульская поверхность располагается по скважинным данным на абс. отм. от -832,0 до -911,0 м (превышение 79 м), на Мензелинском – от -937,0 до -1043,0 м (превышение 109 м), на Тимеровском – от -968,0 до -1092,0 м (превышение 124 м). Тульско-бобриковская терригенная толща

* *Ответственный автор: Николай Валерьевич Нефёдов*
E-mail: nnefedov@tatritek.ru

© 2018 Коллектив авторов

на Мензелинском и Тимеровском месторождениях имеет одинаковое строение и одинаковую толщину – 32-99 м на Тимеровском и 34-99 м на Мензелинском, что косвенным образом свидетельствует об одинаковых условиях ее накопления (Табл. 1). На Ольгинском месторождении тульско-бобриковские отложения имеют толщину 24-77 м. Закономерное увеличение толщины этого комплекса пород в сторону Нижнекамского прогиба связано с нивелированием «древнего» геоморфологического понижения, усиленного эрозионно-карстовыми процессами в послетурнейское время, терригенной толщей, образовавшейся вследствие радаевско-бобриковской морской трансгрессии. Толщина радаевских глинистых отложений в районе Мензелинского и Тимеровского месторождений одинакова – 17-146 м и 14-148 м соответственно. На Ольгинском она, естественно, меньше – 12-78 м. Радаевская глинистая толща залегает на характерных по данным ГИС образованиях, представляющих собой частое переслаивание карбонатных пород и глин. Толщина прослоев меняется в пределах 0,6-2,0 м. При сопоставлении разрезов соседних скважин отдельные прослои между собой не коррелируются, хотя общий облик этих образований остается более или менее постоянным, а верхняя и нижняя граница – довольно четкими (Рис. 1-3).

Верхняя граница, соответствующая смене глинисто-карбонатной толщи на глинистую радаевскую, на каротажных диаграммах отбивается практически однозначно. Нижняя граница, соответствующая смене глинисто-карбонатной толщи переслаивания на карбонатные породы турнейско-фаменского возраста в сводовых скважинах и на фаменские – в остальных (а их большинство), не во всех скважинах является четкой (Рис. 1-3). Эта толща переслаивания, на наш взгляд, представляет собой своеобразную кору выветривания турнейского материка, подвергавшегося размыву и карстованию в косьвинское (елховское) время, – своего рода, шлейф. Толщина шлейфа не постоянна: она меньше в сводовых скважинах (6-13 м) и увеличивается до 135 м в районе Тимеровского поднятия в скважине, располагающейся гипсометрически ниже остальных по кровле тульских отложений.

На профиле через Мензелинское и Тимеровское месторождения (Рис. 4) наибольшая толщина шлейфа приурочена к прогибу между поднятиями. В единичных скважинах шлейф отсутствует: на Мензелинском месторождении – в скв. №898-2, на Тимеровском – в скв. №№843, 2869; на Ольгинском – в скв. №№2411, 2433.

Образования шлейфа залегают на разных стратиграфических подразделениях карбонатной толщи. В сводовых скважинах – №№895, 895Д Мензелинского, №2862 Тимеровского, №№2411, 2418, 2419 Ольгинского месторождений – шлейф перекрывает турнейские известняки, в остальных скважинах – заволжские, а в наиболее низких на структурах – данково-лебедянские. Толщина сохранившихся от размыва турнейских отложений изменяется от 10 м на Ольгинском до 27 м на Тимеровском месторождении. В скв. №2411 Ольгинской турнейский интервал имеет толщину 50 м и представлен всеми горизонтами яруса, тогда как в остальных скважинах, вскрывших турнейские отложения, последние представлены малевско-упинской толщей (Рис. 5).

Кровля заволжского надгоризонта, являющаяся опорной поверхностью при анализе турнейско-фаменских карбонатных отложений, отбивается по характерному виду кривых КС, ПС, РК на каротажных диаграммах. Примечательно, что толщина комплекса пород от кровли тульского горизонта до кровли заволжского надгоризонта составляет 75 м на Мензелинском, 78 м на Тимеровском и 80 м на Ольгинском месторождениях, т.е. является величиной одного порядка с толщинами на других месторождениях РТ (Зюзеевское, Тавельское и др.). Эти фактические данные в значительной мере подкрепляют тезис об унаследованности тульской поверхности от заволжской (и от палеоповерхности турнейской) на всей восточной части РТ и об эрозионно-карстовой природе современного турнейского (или турнейско-фаменского в прогибах ККСП) рельефа (Харитонов и др., 2015). Своей современной конической формой и относительно крутыми склонами постройки обязаны процессам эрозии и карста, продолжавшимся все косьвинское время, а не локальному наслаиванию органических остатков на ограниченной площади. Ядра рифогенных построек приурочены, по-видимому, к толще надречицкого возраста. Кровля среднего фамена литологически не выражена, следовательно, на кривых СК, РК и др. провести ее с достаточной степенью уверенности невозможно. Поскольку перерыва в осадконакоплении на границе поздне-среднефаменского времен не было, данково-лебедянские отложения согласно облекают речицко-елецкие, а поверхность заволжской толщи согласно повторяет данково-лебедянскую.

Структурные формы, подобные трем вышеописанным, традиционно принято считать биогермными сооружениями – рифогенными постройками, последовательно сформированными разновозрастными ядрами – речицко-данково-лебедянскими, черепетскими и кизеловскими, имеющими свои особенности строения (Волков, 2008; Губайдуллин и др., 1973; Шакиров, 2003; Ларочкина, 2013).

Поднятие (месторождение)	Толщина, м				
	C1tl+C1bb	C1rd	C1t	От кровли C1tl до D3zv	Коры выветривания (шлейф)
1	2	3	4	5	6
Западно-Юртовское (Мензелинское)	34-99	17-146	12-14	75	7-67
Тимеровское	32-99	14-148	27	78	6-135
Южно-Ижевское (Ольгинское)	24-77	12-78	10-26	80	13-42

Табл. 1. Толщины стратиграфических комплектов нижнего карбона

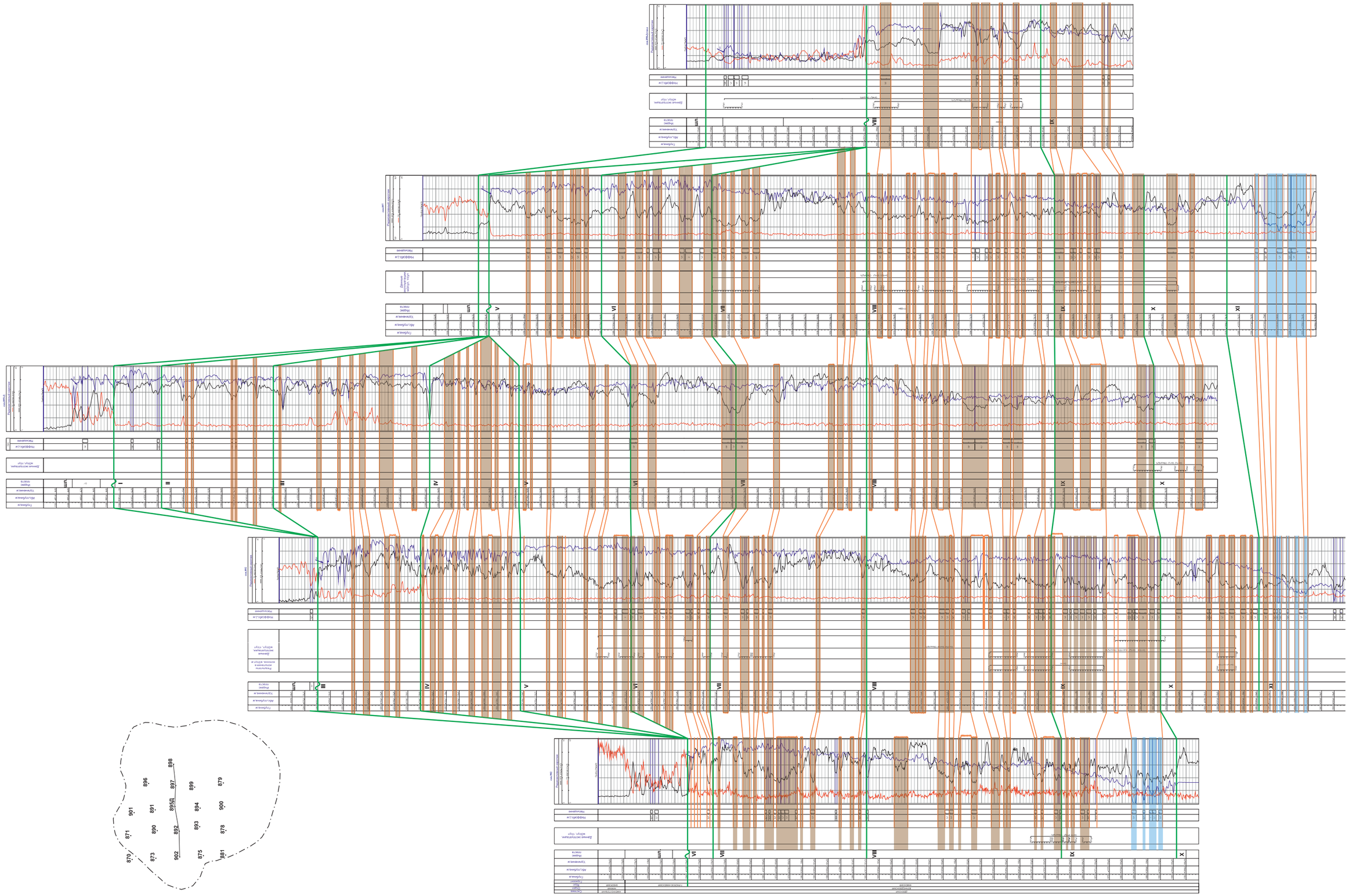

Рис. 1. Схема корреляции нижнекаменноугольно-верхнедевонских отложений по скважинам Мензелинского месторождения РТ

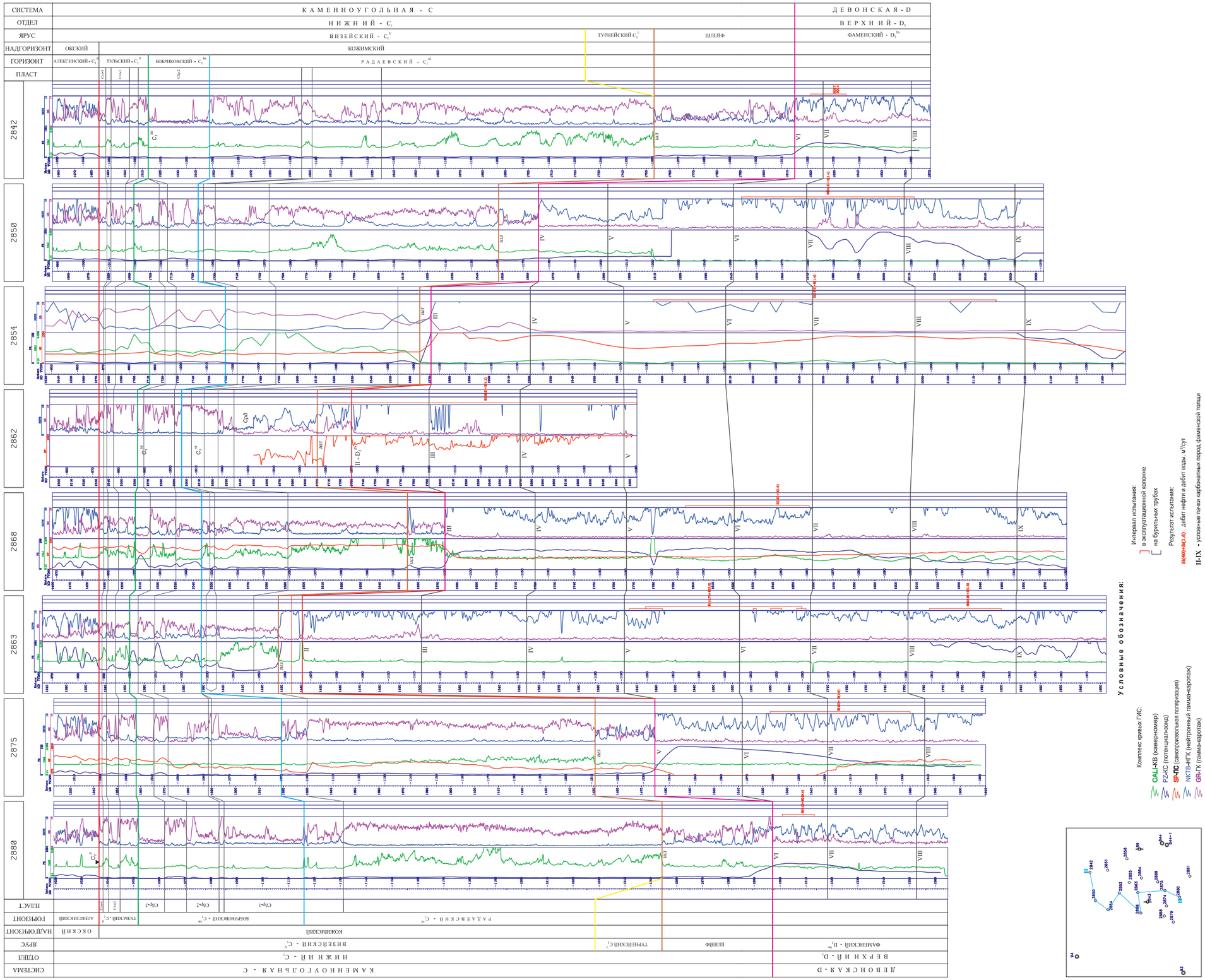

Рис. 2. Схема корреляции нижнекаменноугольно-верхнедевонских отложений по скважинам Тимеровского месторождения РТ

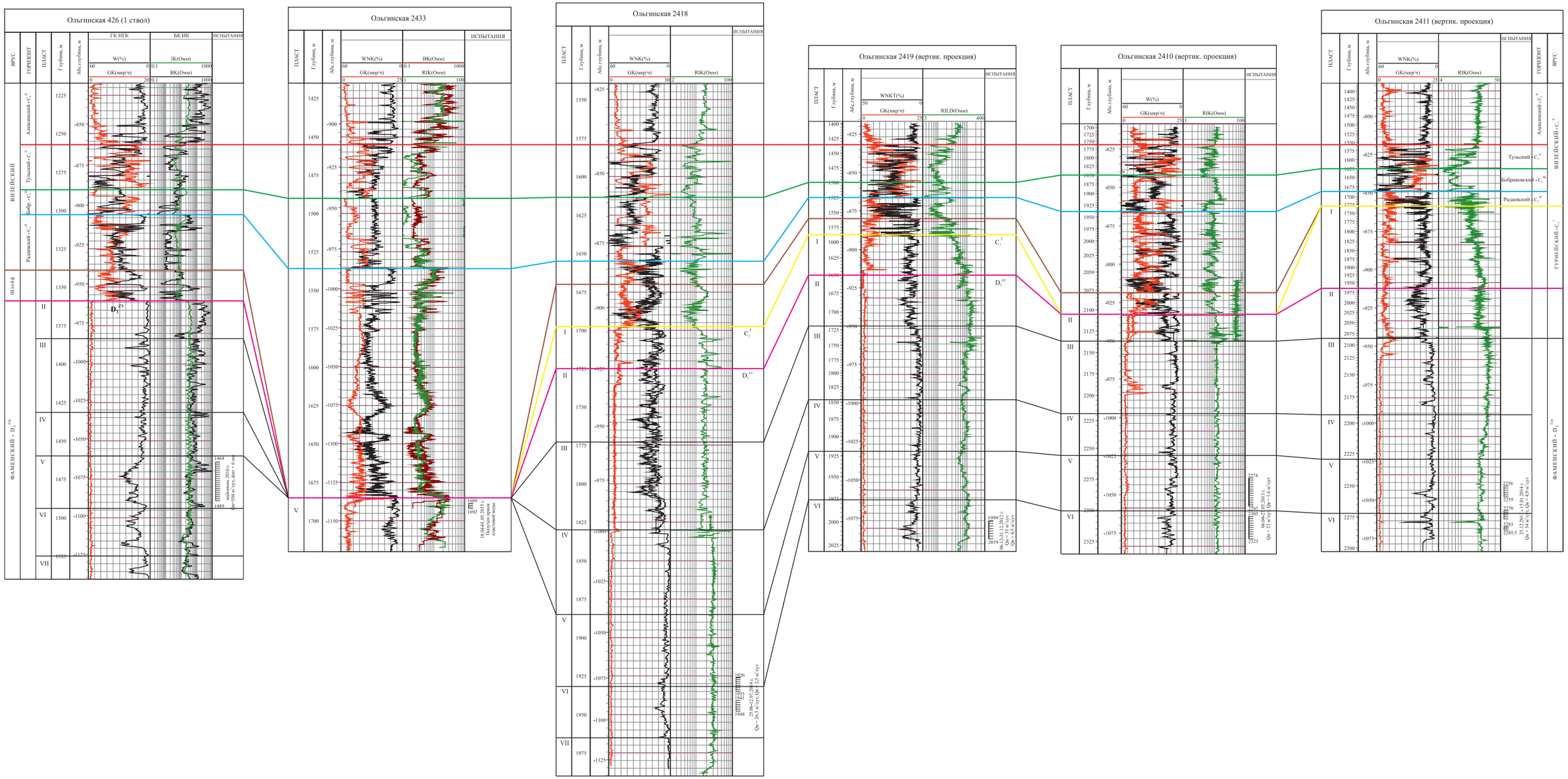

Рис. 3. Схема корреляции нижнекаменноугольно-верхнедевонских отложений по скважинам Ольгинского месторождения РТ

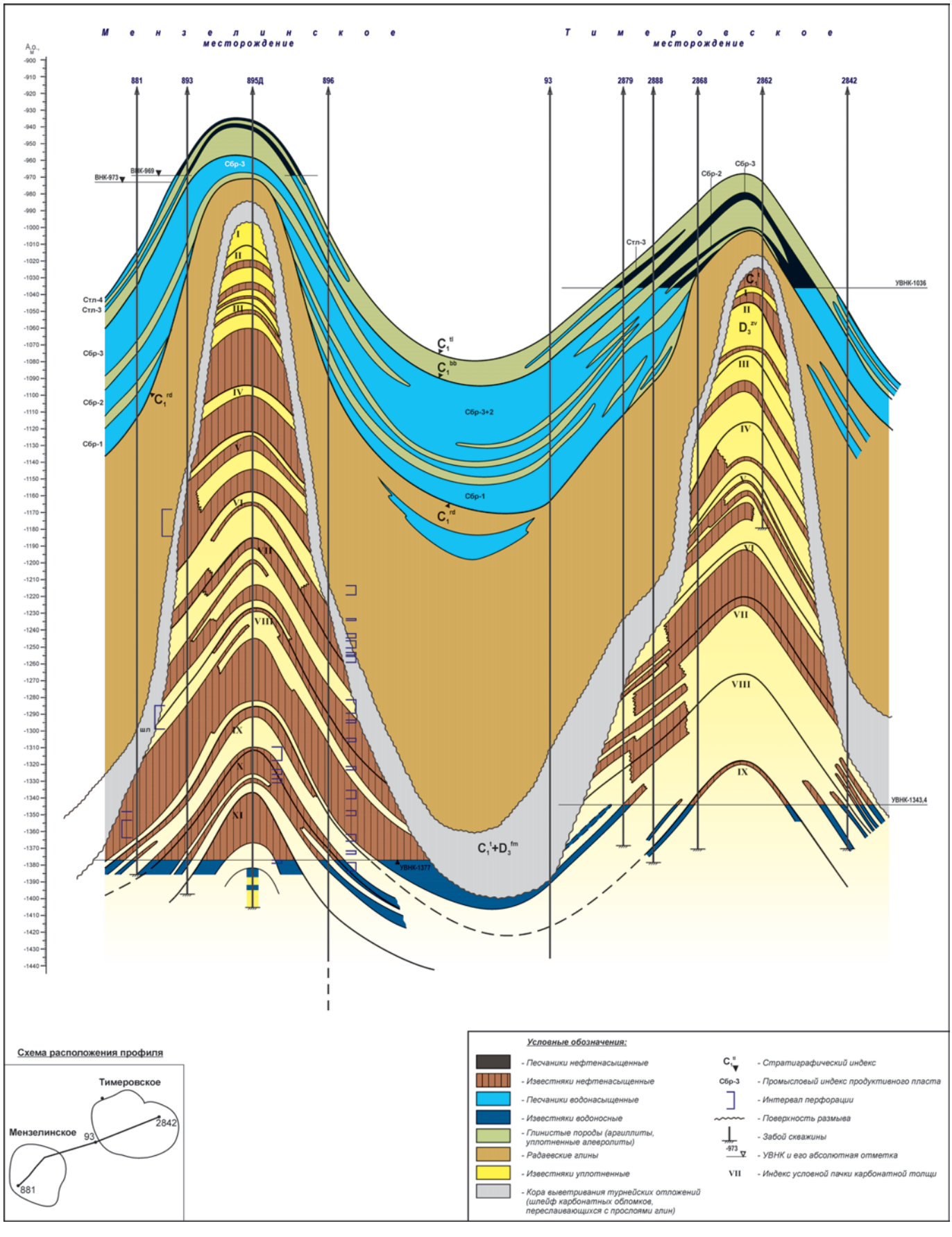

Рис. 4. Схематический геологический профиль нижнекаменноугольно-верхнедевонской толщи по скважинам Мензелинского и Тимеровского месторождений

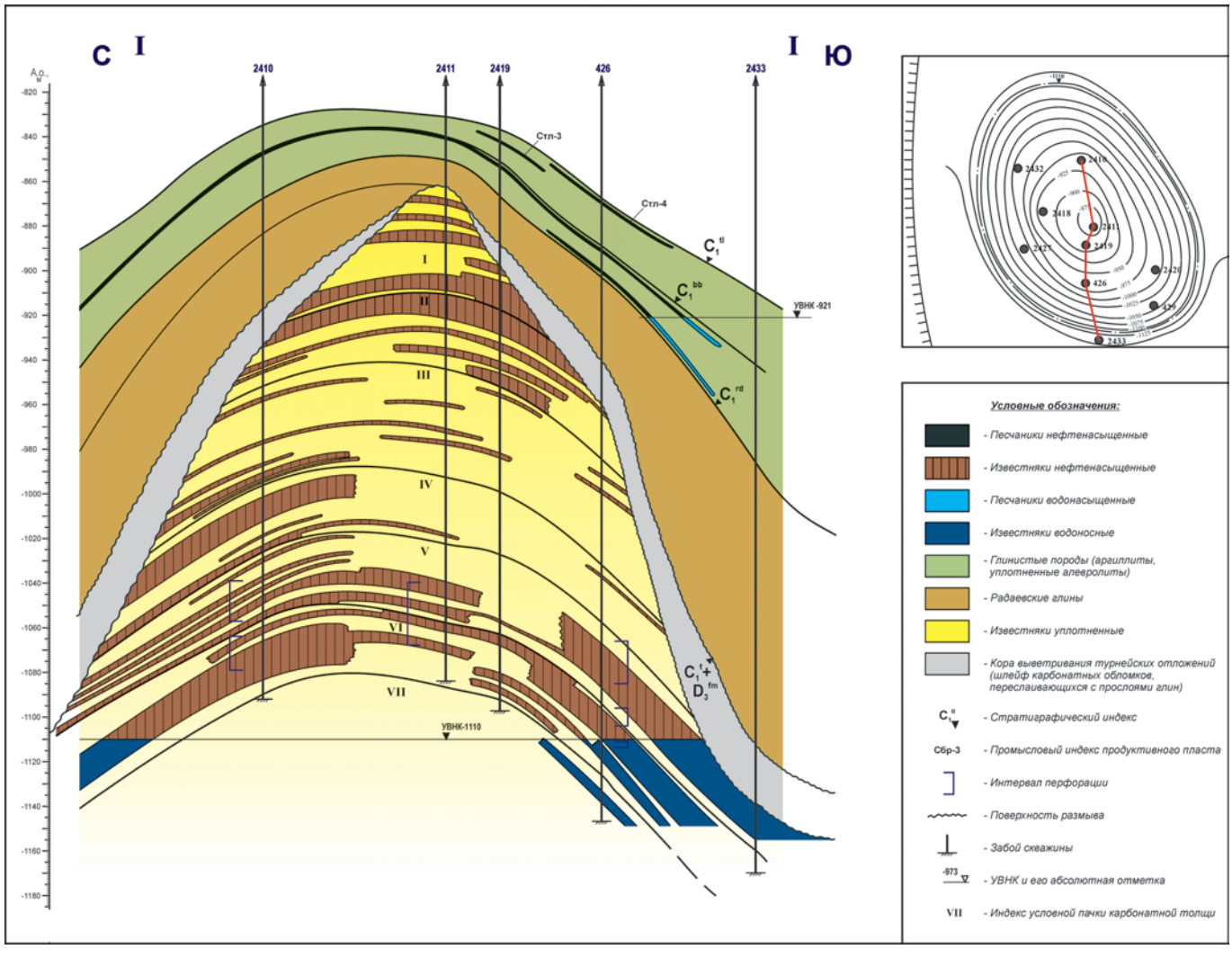

Рис. 5. Схематический геологический профиль нижнекаменноугольно-верхнедевонской толщи по скважинам Ольгинского месторождения

Карбонатные толщи более позднего возраста облекают более ранние, увеличиваясь в толщине на своде сооружения и уменьшаясь на его крыльях до минимальных значений. Для теоретического обоснования формирования таких структур они были отнесены, по Кузнецову В.Г., к категории бескаркасных рифов (Волков, 2008). Остатки морских организмов – фораминифер, криноидей, мшанок, одиночных кораллов, различного рода водорослей, концентрировались на небольшом участке дна, наслаиваясь друг на друга и обеспечивая тем самым вертикальный рост рифа. Благоприятные условия для локального процветания органической жизни создавались за счет того, что Мензелинский, Тимеровский, Ольгинский рифы, например, располагались в узловой зоне сочленения региональных Прикамского и Бахчисарайского разломов, мобильных тектонически и обеспечивавших поступление необходимого для процветания органической жизни тепла из земных недр в морской бассейн.

Таким образом, для появления бескаркасного рифа и его непрерывного роста вплоть до окончания кизеловского времени требовалось непременное сочетание нескольких условий, главные из которых – опускание нижней границы фотического слоя на уровень донной поверхности за счет колебаний уровня морского бассейна и большая плотность разрывных нарушений на единицу той площади, где скапливались остатки морских организмов (Волков, 2008). Следует отметить, что расстояние между Мензелинским и Тимеровским рифами составляет всего 2,6 км, хотя первый из них приурочен к осевой зоне Нижнекамского прогиба, входящего в систему ККСП, а второй – к его внутренней бортовой зоне. Эти зоны согласно (Ларочкина, 2013; Муслимов и др., 1999) отличались дифференцированными субвертикальными движениями за счет подъема и погружения соответствующих территорий. Однако причины и результаты разнонаправленных движений земной коры на «стыке» осевой и бортовой частей прогиба и на столь коротком расстоянии не приводятся.

В дифференцированные и разноамплитудные субвертикальные движения вовлекалась, по-видимому, вся толща пород, включая кристаллический фундамент. А так как амплитуда подобных движений достигала нескольких десятков метров, то в осадочной толще (нижнекаменноугольно-девонской) неминуемо должны были возникать разрывные нарушения со смещением блоков по разные стороны от этих нарушений. Однако следов подобных смещений одновозрастных толщ турнейско-девонского разреза в пройденных скважинах как в пределах прогибов ККСП, так и вне ее не зафиксировано.

Если даже допустить рост верхушки рифа – сначала конусообразной, а затем все более крутой – на столь

ограниченном пространстве, то возникает вопрос: как влияли гидродинамический режим морского бассейна и в широком смысле погодно-климатические условия того времени на подобного рода подводные сооружения? Морские течения, глубина зоны влияния волн, включая мощные штормовые, неминуемо должны были воздействовать на вершину бескаркасного рифа, смывая с нее часть накопившихся нелитифицированных осадков и переотлагая их за пределами основания рифа.

Строение современного рельефа турнейской поверхности, по нашему мнению, определяется двумя главными генетическими факторами, проявившими себя в разные периоды геологической истории. Первый по времени – седиментационный, породообразующий; второй – эрозионно-карстовый, породоразрушающий и вместе с тем породопреобразующий.

Седиментационный фактор создал толщу турнейских известняков, отлагавшихся на поверхности заволжских образований в условиях преемственности турнейского морского бассейна от верхнедевонского. Никаких геологических «потрясений» и «преобразований» на рубеже геологических эпох – позднедевонской и раннекаменноугольной – в обширном морском бассейне, занимавшем всю северо-восточную и восточную части Русской платформы, не происходило. На этом большом пространстве существовал устойчивый морской режим с менявшейся гидрохимической обстановкой, выразившейся в смене уплотненных доломитизированных и загипсованных преимущественно кристаллических и пелитоморфных известняков заволжского возраста на структурно и текстурно разнообразные органогенно-обломочные и кристаллические известняки, переслаивающиеся с уплотненными доломитизированными известняками турнейского возраста.

В турнейском морском бассейне процветала разнообразная органическая жизнь – планктонные и донные (фораминиферы, остракоды, пелециподы) организмы, различные виды рыб, формы прикрепленные (одиночные кораллы, криноидеи, спириферы и др.) и различные растительные формы – сине-зеленые, багряные, трубчатые водоросли (фитопланктон) (Антропов, 1972). Осаждавшиеся карбонатные илы имели как хемогенную, так и органогенно – обломочную природу. Распределение их по площади морского дна определялось многими факторами: неровностями донного рельефа, сменой направления и силы морских течений, глубиной воздействия волн, частотой и интенсивностью штормов и моретрясений, приводивших к возникновению цунами. Эти факторы нарушали идеальную секвенцию осадков и зачастую затушевывали ее. Поэтому выявлять какие-либо определенные циклы осадконакопления в литологически однообразной турнейско-фаменской толще крайне затруднительно.

Значительную роль играли также процессы преобразования первоначально отложившихся илообразных осадков – процессы литогенеза (диагенеза, эпигенеза и гипергенеза). Они обусловили отчасти многообразие структурно-текстурных особенностей карбонатного разреза и его слоистость (Хисамов и др., 2010).

Второй фактор – эрозионно-карстовый, включавший в себя два процесса, протекавших одновременно, но с разной интенсивностью. Этот фактор проявил себя после регрессии турнейского морского бассейна, вызванной масштабным преобразованием земной поверхности на Русской платформе (Иголкина и др., 1977). Следствием регрессии явилось образование обширной по площади материковой суши, сложенной с поверхности карбонатными илами, в различной степени литофицированными. Именно эти процессы – эрозия и карст – определили формы рельефа современной турнейской поверхности.

Наступивший в конце турнейского века период перерыва в осадконакоплении продолжался все елховское и часть раннерадаевского времени. В этом отрезке геологической истории материковая поверхность стала подвергаться одновременно как эрозии, так и карстованию. Сложились все основные условия для карстования (Гвоздецкий, 1954): наличие растворимой породы – известняков; их проницаемость, которая определялась текстурно-структурными особенностями карбонатных илов и возникшей их трещиноватостью вследствие дегидратации при выводе из-под уровня моря; активное движение поверхностных вод за счет частых и интенсивных ливневых потоков в условиях жаркого и влажного климата; агрессивность атмосферных вод благодаря высокому содержанию углекислого газа в земной атмосфере. На выведенном на дневную поверхность дне турнейского моря Западно-Юртовское, Тимеровское и Южно-Ижевское поднятия выделялись в виде холмов, сводовые части которых были по площади больше, чем их современные своды.

Степень интенсивности карстовых процессов, создавших современный скульптурный облик Западно-Юртовского и Тимеровского поднятий, определялась положением последних в Нижнекамском прогибе древнего заложения, разделившим Северный и Южно-Татарский своды еще в архейский период их консолидации. Этот прогиб существовал весьма длительное геологическое время и был снивелирован только в конце визейского века в результате радаевско-тульской морской трансгрессии. В геологической литературе, однако, господствует мнение, что Нижнекамский прогиб, как вся ККСП, представляет собой внутриформационный прогиб, располагающийся над моноклинальным склоном по кровле терригенного девона и образовавшийся вследствие длительных дифференцированных и разнонаправленных движений его частей – бортов и осевой области (Ларочкина, 2013, Муслимов и др., 1999).

Согласно нашим представлениям о времени и условиях формирования Нижнекамского прогиба выраженность его в рельефе турнейского морского дна, ставшего частью континентальной суши в косьвинское время, способствовала широкому развитию эрозионно-карстовых процессов на его поверхности. Частые и сильные дождевые потоки обрабатывали склоны поднятий; временные речные потоки, менявшие свое направление и русло, и впадавшие в прогиб, неравномерно размывали его борта, растворяя слабо литифицированные карбонатные породы и перенося их нерастворимый остаток в наиболее пониженные участки рельефа. Они же передвигали и перемешивали обломки, скапливавшиеся в западинах склонов и образовавшиеся частично за счет обрушения карнизов более плотных и органогенно-обломочных известняков

на склонах поднятий. Прогибы, разделявшие поднятия, углублялись; остаточные – от растворения и обрушения – образования переотлагались, меняя места своих скоплений. Естественно, что переносимые обломки, размер которых, по-видимому, мог достигать нескольких метров, хорошо фиксируются на каротажных диаграммах скважин. Обломки содержали фаунистические остатки, а структура их могла быть самой различной. В результате радаевской трансгрессии обломки были перемешаны с осаждавшимся в бассейне глинистым материалом. Если согласиться с мнением Е.Б. Груниса (Грунис, 2010) о мгновенном в геологическом смысле характере позднерадаевской трансгрессии, то следует допустить, что ее сила также способствовала изменению форм рельефа и перераспределению карбонатных обломков по площади и по вертикали.

Эрозионно-карстовые процессы, протекавшие на посттурнейском материке, создали современный рельеф турнейско-фаменской поверхности, во-первых, а во-вторых, сыграли решающую роль в формировании пустотного пространства той части карбонатного разреза, которая была подвержена их воздействию. Современная толща карбонатных отложений турнейского и фаменского возраста описывается как толща переслаивания различных типов сложно построенных пород-коллекторов и плотных разностей тех же пород с взаимными переходами по латерали и горизонтали. Толщины и количество эффективных и плотных прослоев в пределах одного локального поднятия меняются от скважины к скважине без видимой закономерности, хотя в общем случае проследить распространение пачек пород, содержащих плотные и пористо-проницаемые прослои, удается достаточно уверенно.

Отложившаяся в морском бассейне карбонатная толща отличалась разнообразием текстурно-структурных типов пород и характеризовалась первичной пористостью и проницаемостью, макро- и микрослоистостью (Козина и др., 1973). После регрессии морского бассейна выведенные на дневную поверхность карбонатные нелитифицированные илы подвергались дегидратации, превращаясь в более плотную «корку» пород, которая растрескивалась с образованием многочисленных и преимущественно субвертикальных трещин. Считается, однако, что для рифогенных сооружений типа Мензелинского, Тимеровского и соседних с ними рифов трещиноватость связана с тектоническими процессами, протекавшими в теле кристаллического фундамента и в перекрывающей фундамент осадочной толще (Волков, 2008; Шакиров, 2003).

Обнажившееся дно регрессировавшего турнейского моря отличалось расчлененным рельефом – наличием различных по площади и высоте и относительно пологих поднятий, разделенных прогибами и пониженными участками.

На его поверхности протекали процессы открытого карста, в толще пород – закрытого карста. Эти процессы включали как растворение первичной породы, так и механическое воздействие ливневыми дождевыми потоками. Ливневые потоки сносили с поверхности нерастворимый остаток, а высокие температуры способствовали прогреву пород с поверхности и повышению растворимости известняков. Открытый карст, таким образом, денудировал верхнюю часть кизеловских отложений на разную в зависимости от характера рельефа и «чистоты» известняка глубину, вследствие чего полных разрезов турнейского яруса в Татарстане нет.

Чем контрастней был турнейский рельеф, тем большей обработке он подвергался с поверхности. Большей растворимостью обладали мелкозернистые и чистые известняки, меньшей – известняки органогенно-обломочные и глинистые (Козина и др., 1973). Вследствие этого на склонах поднятий образовывались выступы, карнизы, ступени, ниши. С течением времени под действием продолжавшегося растворения и силы тяжести выступы и карнизы обрушались, и дождевыми потоками их обломки переносились в пониженные части рельефа, образуя своего рода кору выветривания и прослои брекчий, которые принимались за результаты размыва тех отложений, на которых прослои брекчий залегают.

Особенно сильной обработке подвергались те части турнейских поднятий, которые примыкали к склонам, поскольку дождевые потоки стекали по ним, а поверхность склонов хорошо прогревалась. Большую роль в подземном карсте играла седиментационная слоистость карбонатных пород и толщина их различных структурных разностей. Это следует принимать во внимание при оценке эффективных толщин скважин, пробуренных на одном локальном поднятии, так как эффективные толщины в двух соседних скважинах не могут отличаться на порядок, если они обязаны своим появлением одному и тому же процессу. При разработке залежей в турнейских (и турнейско-фаменских) отложениях наиболее высокие дебиты нефти часто отмечаются в скважинах, располагающихся на склоновых частях поднятий, в которых показатели ФЕС продуктивной тощи, как правило, выше (Муслимов и др., 1999).

В современных тропических странах широко распространены положительные карстовые формы рельефа – высокие и крутые останцы в виде столбов, башен, конусов и куполовидных форм.

Локальные и небольшие по площади поднятия типа Мензелинского, Тимеровского и соседних с ними рифогенных построек имеют характерную куполовидную форму. Подобная форма, по-видимому, типична для всех турнейско-фаменских поднятий в осевой зоне Нижнекамского прогиба и реже встречается за ее пределами. Большинство турнейских поднятий обладает более сглаженными формами.

По нашему мнению, форма и размеры современных поднятий в Нижнекамском прогибе определяются, в первую очередь, именно эрозионно-карстовыми процессами. Значительная высота пустотно-пористого резервуара на поднятиях всецело обязана своим формированием подземному карсту.

Выводы

1. Поверхность тульского горизонта, принимаемая за ОГ У при сейсмических построениях, соответствует турнейской палеоповерхности, унаследованной, в свою очередь, от фаменской-заволжской, поскольку перерыва в осадконакоплении на границе фаменского и турнейского веков не было.

2. Толщина комплекса пород, заключенных между кровлей тульского горизонта визейского яруса нижнего карбона и кровлей заволжского надгоризонта фаменского яруса верхнего девона, остается относительно постоянной (70-80). Это означает, что толщины сохранившихся от эрозии и карста горизонтов турнейского яруса также изменяются в нешироких пределах.

3. Современная поверхность турнейских отложений сформирована эрозионно-карстовыми процессами, господствовавшими на турнейском материке, образовавшемся после регрессии турнейского морского бассейна на всем востоке Русской платформы.

4. Широкому развитию карста способствовало сочетание необходимых для его проявления условий: геологических – наличие мощной толщи проницаемых и трещиноватых известняков, длительность континентального перерыва; геоморфологических – расчлененная поверхность, унаследованная от фаменской, с ее положительными и отрицательными формами рельефа; климатических – влажный и теплый климат, большое количество атмосферных осадков в виде ливней с образованием временных водных потоков и высокое содержание углекислоты в атмосфере.

5. Поверхностный карст в сочетании с ветровой и речной эрозией создал все разнообразие современных структурных форм турнейско-фаменской поверхности; глубинный (подземный) карст сформировал пустотно-трещинный объем нефте- и водосодержащих резервуаров в турнейской и турнейско-фаменской толщах.

6. Турнейско-фаменский рельеф на большей части территории РТ перекрыт радаевскими глинами, содержащими спорово-пыльцевой комплекс елховского облика.

7. Трансгрессия морского бассейна происходила в два этапа: в позднерадаевское время и радаевско-бобриковское. Установившийся морской режим на территории РТ приходится на начало тульского времени.

Литература

Антропов И.А. (1972). Органогенные постройки девона и раннего карбона центральной части Русской платформы и условия их развития. *Литология и палеогеография палеозойских отложений Русской платформы*. М.: Наука, с. 282-291.

Войтович Е.Д., Гатиятуллин Н.С. (1998). Тектоника Татарстана. Казань: Издательство Казан. университета, 139 с.

Волков Д.С. (2008). Особенности и методы изучения геологического строения верхнедевонско-каменноугольных отложений северо-востока Республики Татарстан и поиск органогенных построек в осевой зоне Камско-Кинельской системы прогибов. *Автореф. дис. канд. геол.-мин. наук*, Москва, 26 с.

Гвоздецкий Н.А. (1954). Карст. М, Географгизиз, 351 с.

Грунис Е.Б. (2010). Новые представления теории геологических процессов и перспектив нефтегазоносности Русской платформы. *Инновации и технологии в разработке добыче и переработке нефти и газа*, Казань: Фэн, с. 90-101.

Губайдуллин. А.А., Альтмарк М.С. (1973). О влиянии позднефранских органогенных построек на палеографию фаменского и турнейского бассейнов в пределах юго-востока Татарии. *Доклады АН СССР*, 211(4), с. 936-938.

Иголкина Н.С., Кривская Т.Ю. (1977). Довизейский перерыв на Русской платформе. *Советская геология*, 7, с. 71-78.

Козина Е.А., Хайретдинов Н.Ш. (1973). Влияние вещественного состава и структуры карбонатных пород на их коллекторскую характеристику. *Тр. ТатНИПИнефть*, Вып. XXII, с. 69-74.

Ларочкина И.А. (2013). Концепция системного геологического анализа при поисках и разведке месторождений нефти на территории Татарстана. Казань: Фэн, 229 с.

Муслимов Р.Х., Васясин Г.И., Шакиров А.Н., Чендаров В.В. (1999). Геология турнейского яруса Татарстана. Казань: Мониторинг, 186 с.

Харитонов Р.Р., Арефьев Ю.М. (2015). О некоторых особенностях строения нижнекаменноугольной толщи Зюзеевского месторождения. *Георесурсы*, 4(63), Т. 2, с. 17-24. DOI: http://dx.doi.org/10.18599/grs.63.4.20

Хисамов Р.С., Губайдуллин А.А., Базаревская В.Г., Юдинцев Е.А. (2010). Геология карбонатных сложно построенных коллекторов девона и карбона Татарстана. Казань: Фэн, 283 с.

Шакиров А.Н. (2003). Геологические основы применения методов увеличения нефтеотдачи в продуктивных отложениях палеозоя Татарстана. СПб.: Недра, 372 с.

Сведения об авторах

Николай Валерьевич Нефёдов – директор, ТПП «ТатРИТЭКнефть» АО «РИТЭК»

Россия, 423040, Нурлат, ул. Ленинградская, 1б

E-mail: nnefedov@tatritek.ru

Валерий Борисович Карпов – заместитель генерального директора по разработке месторождений – главный геолог, АО «РИТЭК»

Россия, 115035, Москва, Большая Ордынка, 3

Юрий Михайлович Арефьев – старший научный сотрудник, Институт проблем экологии и недропользования при Академии наук Республики Татарстан

Россия, 420087, Казань, ул. Даурская, 28

Александр Викторович Калмыков – заведующий лабораторией гидродинамических исследований, ООО «НПП «Чёрный ключ»

Россия, 420021, Казань, ул. Ахтямова, 1

Григорий Анатольевич Никифоров – научный сотрудник, Институт механики и машиностроения ФИЦ КазНЦ РАН

Россия, 422111, Казань, ул. Лобачевского, 2/31

Статья поступила в редакцию 03.04.2018;
Принята к публикации 01.06.2018; Опубликована 30.06.2018

IN ENGLISH

Geological structure features of Menzelinsky, Timerovsky and Olginsky fields of the Republic of Tatarstan as a result of their genetic nature

N.V. Nefyodov[1], V.B. Karpov[2], Yu.M. Arefiev[3], A.V. Kalmykov[4], G.A. Nikiforov[5]*

[1]*TatRITEKneft, territorial branch of RITEK JSC, Nurlat, Russian Federation*

[2]*RITEK JSC, Moscow, Russian Federation*

[3]*Institute for Problems of Ecology and Subsoil Use of Tatarstan Academy of Sciences, Kazan, Russian Federation*

[4]*NPP Cherny klyuch LLC, Kazan, Russian Federation*

[5]*Institute of Mechanics and Engineering, FRC Kazan Science Center of the Russian Academy of Sciences, Kazan, Russian Federation*

[*]*Corresponding author: Nikolay V. Nefyodov, e-mail: nnefedov@tatritek.ru*

Abstract. The Menzelinsky, Timerovsky and Olginsky fields are located in the northeast of the Republic of Tatarstan and are associated with uplifts, sharply pronounced along the Tulskian surface of the Lower Carboniferous. With a small area of uplifts (1.5-2.2 km across), they are distinguished by a considerable (220-380 m) height and steep wings (up to 40°) of the carbonate rock array overlapped by the Radaevskian-Tulskian terrigenous strata. The carbonate array is represented by deposits of the Tournaisian-Famennian age on the arches of uplifts and by Famennian deposits on their wings. It is accepted to classify such carbonate structures as frameless reefs formed on local seabed areas with a combination of specific conditions for their continuous growth. In the opinion of the authors of the present article, characterized and similar uplifts were formed due to erosion-karst processes that took place on the Tournaisian continental land after the regression of the Tournaisian Sea in the east of the Russian Platform. Erosion and karst processed the limestone paleosurface of the continent during the entire Kosvinian time. As a result of the Late Radaevskian-Bobrikovian cycle of marine transgression, the entire Tournaisian-Famennian surface was covered by the terrigenous rock strata of Radaevskian-Tulskian on the wings of the uplifts and by Bobrikovian-Tulskian strata – on the arches.

Keywords: uplift, carbonate rocks, terrigenous strata, frameless reefs, erosion, karst, regression, transgression

Recommended citation: Nefyodov N.V., Karpov V.B., Arefiev Yu.M., Kalmykov A.V., Nikiforov G.A. (2018). Geological structure features of Menzelinsky, Timerovsky and Olginsky fields of the Republic of Tatarstan as a result of their genetic nature. *Georesursy = Georesources,* 20(2), pp. 88-101. DOI: https://doi.org/10.18599/grs.2018.2.88-101

References

Antropov I.A. (1972). Organogennye postroiki devona i rannego karbona tsentral'noi chasti Russkoi platformy i usloviya ikh razvitiya [Organogenic structures of the Devonian and the Early Carboniferous of the central part of the Russian Platform and the conditions for their development]. *Litologiya i paleogeografiya paleozoiskikh otlozhenii Russkoi platform* [Lithology and paleogeography of Paleozoic deposits of the Russian platform]. Moscow: Nauka Publ., pp. 282-291. (In Russ.)

Gvozdetskii N.A. (1954). Karst. Moscow, Geografgiziz, 351 p. (In Russ.)

Grunis E.B. (2010). Novye predstavleniya teorii geologicheskikh protsessov i perspektiv neftegazonosnosti Russkoi platformy [New ideas of the theory of geological processes and prospects of oil and gas potential of the Russian platform]. *Innovatsii i tekhnologii v razrabotke, dobyche i pererabotke nefti i gaza* [Innovations and technologies in development, production and processing of oil and gas], Kazan: Fen, pp. 90-101. (In Russ.)

Gubaidullin. A.A., Al'tmark M.S. O vliyanii pozdnefranskikh organogennykh postroek na paleografiyu famenskogo i turneiskogo basseinov v predelakh yugo-vostoka Tatarii [On the influence of lateorganic organogenic buildings on the paleography of the Famennian and Tournaisian basins within the southeast of Tatarstan]. *Doklady AN SSSR = Proc. of the USSR Academy of Sciences*, 211(4), Moscow, pp.936-938. (In Russ.)

Igolkina N.S., Krivskaya T.Yu. (1977). Dovizeiskii pereryv na Russkoi platform [Dovizeysky break on the Russian platform]. *Sovetskaya geologiya = Soviet geology*, (7), pp.71-78. (In Russ.)

Kharitonov R.R., Aref'ev Yu.M. (2015). Some Features of the Structure of Lower Carboniferous Strata of Zyuzeyevsky Field. *Georesursy = Georesources*, 4(63), Vol.2, pp. 17-24. DOI: http://dx.doi.org/10.18599/grs.63.4.20 (In Russ.)

Khisamov R.S., Gubaidullin A.A., Bazarevskaya V.G., Yudintsev E.A. (2010). Geologiya karbonatnykh slozhno postroennykh kollektorov devona i karbona Tatarstana [Geology of carbonate complex reservoirs of the Devonian and the Carboniferous of Tatarstan. Kazan: Fen, 283 p. (In Russ.)

Kozina E.A., Khairetdinov N.Sh. (1973). Vliyanie veshchestvennogo sostava i struktury karbonatnykh porod na ikh kollektorskuyu kharakteristiku [Influence of the material composition and structure of carbonate rocks on their reservoir characteristics]. *Proc. TatNIPIneft,* Kazan, XXII, pp. 69-74. (In Russ.)

Larochkina I.A. (2013). Kontseptsiya sistemnogo geologicheskogo analiza pri poiskakh i razvedke mestorozhdenii nefti na territorii Tatarstana [The concept of systematic geological analysis in prospecting and exploration of oil fields in the territory of Tatarstan]. Kazan: Fen, 229 p. (In Russ.)

Muslimov R.Kh., Vasyasin G.I., Shakirov A.N., Chendarov V.V. (1999). Geologiya turneiskogo yarusa Tatarstana [Geology of the Tournaisian Stage of Tatarstan]. Kazan: Monitoring, 186 p. (In Russ.)

Shakirov A.N. (2003). Geologicheskie osnovy primeneniya metodov uvelicheniya nefteotdachi v produktivnykh otlozheniyakh paleozoya Tatarstana [Geological foundations of EOR application in productive deposits of Paleozoic of Tatarstan]. St. Petersburg: Nedra, 372 p. (In Russ.)

Voitovich E.D., Gatiyatullin N.S. (1988). Tektonika Tatarstana [Tecktonics of the Tatarstan]. Kazan: Kazan Univer. Publ., 139 p. (In Russ.)

Volkov D.S. (2008). Osobennosti i metody izucheniya geologicheskogo stroeniya verkhnedevonsko-kamennougol'nykh otlozhenii severo-vostoka Respubliki Tatarstan i poisk organogennykh postroek v osevoi zone Kamsko-Kinel'skoi sistemy progibov. *Avtoref. dis. kand. geol.-min. nauk* [Features and methods of studying the geological structure of the Upper Devonian-Carboniferous deposits of the northeast of the Republic of Tatarstan and the search for organogenic structures in the axial zone of the Kamsko-Kinel 's system of deflections. Abstract Cand. Geol.-Min. Sci. Diss.]. Moscow, 26 p. (In Russ.)

About the Authors

Nikolay V. Nefyodov – Director, TatRITEKneft, territorial branch of RITEK JSC

1b Leningradsky str., Nurlat, 423040, Russian Federation

E-mail: nnefedov@tatritek.ru

Valery B. Karpov – Deputy Director General for Field Development – Chief Geologist, RITEK JSC

3 Bolshaya Ordynka, Moscow, 115035, Russian Federation

Yuri M. Arefiev – Senior Resercher, Laboratory of Geological and Environmental Modeling, Institute for Problems of Ecology and Subsoil Use of Tatarstan Academy of Sciences

28 Daurskaya St., Kazan, 420087, Russian Federation

Alexander V. Kalmykov – Head of the Laboratory of Hydrodynamic Research, NPP Cherny klyuch LLC

1 Akhtyamov str., Kazan, 420021, Russian Federation

Grigory A. Nikiforov – Researcher, Institute of Mechanics and Engineering, FRC Kazan Science Center of the Russian Academy of Sciences

2/31, Lobachevsky St., Kazan, 420111, Russian Federation

Manuscript received 3 April 2018;
Accepted 1 June 2018;
Published 30 June 2018

ОРИГИНАЛЬНАЯ СТАТЬЯ
DOI: https://doi.org/10.18599/grs.2018.2.102-107 УДК 519.6

Определение поля проницаемости пласта по замерам давления на скважинах с использованием сплайн-функции

А.В. Елесин, А.Ш. Кадырова, А.И. Никифоров*
Институт механики и машиностроения ФИЦ КазНЦ РАН, Казань, Россия

Рассматривается задача идентификации проницаемости пласта по известным значениям давления на скважинах в условиях однофазной фильтрации жидкости. Поле проницаемости идентифицируется в классе сплайн-функций из решения обратной коэффициентной задачи для уравнения фильтрации. Задача идентификации сводится к задаче минимизации функции невязки, имеющий вид суммы квадратов разности между значениями давления, известными по замерам на скважинах и полученными с помощью численной модели. Минимизации функции невязки проводится методом Левенберга-Марквардта. Приводятся решения модельных задач идентификации проницаемости для двухмерного пласта, вскрытого системой добывающих и нагнетательных скважин. Вычисленные поля проницаемости близки к истинным полям. На примере задачи с погрешностями в замерах давления показана устойчивость решения.

Ключевые слова: идентификация проницаемости, сплайн-функция, минимизация функции невязки

Для цитирования: Елесин А.В., Кадырова А.Ш., Никифоров А.И. (2018). Определение поля проницаемости пласта по замерам давления на скважинах с использованием сплайн-функции. *Георесурсы*, 20(2), с. 102-107. DOI: https://doi.org/10.18599/grs.2018.2.102-107

Введение

При решении задач однофазной фильтрации жидкости должно быть известно поле проницаемости пласта. На практике проницаемость обычно определяется только в отдельных точках пласта гидродинамическими методами или по результатам исследований кернов. В данной работе поле проницаемости идентифицируется в классе сплайн-функций из решения обратной коэффициентной задачи для уравнения фильтрации. Методы решения обратных коэффициентных задач делятся на явные и неявные (Sun, 1994). В явных методах значения параметров определяются из решения нелинейной системы уравнений (Голубев и др., 1978; Зиновьев, 1984). В этом случае поле давления должно быть известно. Если значения давления известны только на скважинах, то значения параметров определяются только в прискважинных областях. В неявных методах для определения значений параметров всего пласта строятся итерационные процедуры, в которых используются значения давления только на скважинах (Neuman, Carrera, 1986; Хайруллин и др., 2006; Елесин и др., 2009; Хайруллин и др., 2017). В отличие от предлагаемого подхода в этих работах параметры пласта представляются в виде кусочно-постоянных функций.

Использование сплайн-функций является одним из методов параметризации (Sun, 1994), и при этом для получаемого поля проницаемости, в большинстве случаев, не требуется дальнейшая обработка и корректировка и оно легко и однозначно может быть пересчитано на любую сетку. Для решения обратных задач помимо данных, необходимых для решения прямой гидродинамической задачи, используется дополнительная информация. В настоящей работе в качестве такой информации берутся забойные давления, которые известны наряду с дебитами скважин. Значения дебита используются при решении прямой задачи для определения поля давления. Известные значения давления на скважинах входят в функцию невязки, в процессе минимизации которой определяется поле проницаемости пласта. Для минимизации функции невязки используется классический метод Левенберга-Марквардта. Исследуется устойчивость решения к погрешностям в замерах давления.

Постановка задачи

Однофазная стационарная фильтрация в двухмерном пласте Ω описывается уравнением (Азиз, Сеттари, 1982; Басниев и др., 1986):

$$\nabla(\sigma\nabla p) = q\,, \tag{1}$$

где $\sigma = kh/\mu$ – коэффициент гидропроводности, k – проницаемость, h – толщина пласта, μ – вязкость жидкости, p – давление, $q = \sum_{i=1}^{M} Q_i \delta(x_i, y_i)$, Q_i, (x_i, y_i) – дебит и координаты i-ой скважины, M – число скважин, $\sigma(x_i, y_i)$ – дельта-функция. Для уравнения (1) задаются граничные условия:

$$p\big|_{\Gamma_1} = p_\Gamma\,,\quad \left.\frac{\partial p}{\partial \vec{n}}\right|_{\Gamma_2} = w, \tag{2}$$

где $\Gamma_1+\Gamma_2=\Gamma$ – граница пласта Ω, $\vec{n}$ – вектор нормали к границе пласта, w – нормальная составляющая скорости фильтрации.

Уравнение (1) с граничными условиями (2) решается численно. Для аппроксимации по пространственным переменным используется метод контрольных объёмов

* *Ответственный автор: Андрей Викторович Елесин*
E-mail: elesin@imm.knc.ru

© 2018 Коллектив авторов

на прямоугольной сетке. Полученная система линейных алгебраических уравнений решается методом сопряженных градиентов с предобусловливанием в виде неполного разложения Холецкого (Голуб, Ван Лоун, 1999; Hill, 1990; Larabi, De Smedt, 1994).

Определение поля давления из решения (1)-(2) является прямой задачей. Обратная задача заключается в определении значений проницаемости во всех контрольных объемах по известным в отдельных точках значениям давления. Для получения единственного решения обратной задачи необходимо, чтобы число идентифицируемых параметров не превышало число известных значений давления. Так как при решении практических задач число контрольных объемов, покрывающих расчетную область (пласт Ω), намного больше числа известных значений давления, то для уменьшения числа идентифицируемых параметров обычно используются два подхода. В первом подходе расчетная область разбивается на зоны, каждая из которых характеризуется постоянным значением проницаемости. Во втором подходе используются различные варианты интерполяции. Сначала определяются значения проницаемости в узлах интерполяции, а остальные значения получаются интерполированием по всей расчетной области. В данной работе в отличие от второго подхода в ходе решения обратной задачи непосредственно восстанавливается поле проницаемости в виде сплайн-функции (Ашкеназы, 2003; Harder, Desmarais, 1972), число определяющих параметров которой соответствует количеству скважин с известным забойным давлением.

Интерполяция сплайн-функцией

Допустим, что в точках $P_i(x_i,y_i)$, $i=1,n$, двумерной области известны значения некоторой величины a_i. Задача интерполяции состоит в том, чтобы построить сплайн-функцию $\varphi(x,y)$ (сплайн-поверхность), определённую на всей области так, чтобы её значения в точках P_i совпали со значениями a_i. Точки P_i называются узлами интерполяции. Интерполяция сплайн-поверхностью имеет простой механический смысл. Сплайн-поверхность есть модель упругой тонкой пластинки, изогнутой под воздействием внешних сил, приложенных в точках P_i. Нахождение такой сплайн-поверхности сводится к решению вариационной задачи о нахождении минимума свободной энергии тонкой пластинки. Уравнение сплайн-поверхности имеет вид:

$$\varphi(x,y)=\sum_{i=1}^{n} c_i r_i^2 \ln r_i^2 + c_{n+1} + c_{n+2}x + c_{n+3}y, \qquad (3)$$

где $r_i^2=(x-x_i)^2+(y-y_i)^2$. Для определения коэффициентов c_i, $i=1,n+3$, сплайн-функции $\varphi(x,y)$ необходимо решить систему уравнений:

$$\varphi(x_i,y_i)=a,\ i=q,n,$$

$$\sum_{i=1}^{n} c_i=0,\ \sum_{i=1}^{n} x_i c_i=0,\ \sum_{i=1}^{n} y_i c_i=0$$

Для $n>3$ решение этой системы существует, причем решение является единственным, если среди точек (x_i,y_i), $i=1,N$, имеются хотя бы три точки, не лежащие на одной прямой (Ашкеназы, 2003).

Метод решения обратной задачи

Часто используемым методом решения обратных коэффициентных задач является сведение их к задачам минимизации функции невязки (Sun, 1994). В данной работе функция невязки строится по известным значениям давления и имеет вид:

$$J(\boldsymbol{K})=\frac{1}{2}\sum_{j=1}^{M}\left(p_j-p_j^*\right)^2, \qquad (4)$$

где $\boldsymbol{K}$ – управляющий вектор, аргументы которого $\tilde{k}_i=\ln k_i$, k_i – значения проницаемости в узлах интерполяции сплайн-функции, p_j, p_j^* – значения давления, полученные в результате решения уравнения (1), и известные по замерам на скважинах, M – число известных значений давления.

Процесс минимизации проводится в два этапа. На первом этапе проницаемость всего пласта считается постоянной и определяется в процессе минимизации функции невязки градиентным методом (Пантелеев, Летова, 2005). На каждой итерации градиентного метода пересчет проницаемости проводится по формуле:

$$\boldsymbol{K}^n=\boldsymbol{K}^{n-1}-\rho\boldsymbol{g},$$

где $\mathbf{g}$ – градиент функции невязки, шаг ρ определяется методом золотого сечения. Полученное значение проницаемости далее используется в качестве начального значения. На втором этапе значения проницаемости в узлах интерполяции определяются в процессе минимизации функции невязки методом Левенберга-Марквардта (Азиз, Сеттари, 1982; Дэннис, Шнабель, 1988; Пантелеев, Летова, 2005). Новые значения параметров на каждой итерации метода Левенберга-Марквардта вычисляются по формуле:

$$\boldsymbol{K}^n=\boldsymbol{K}^{n-1}-\left(\boldsymbol{H}+\mu_n\boldsymbol{E}\right)^{-1}\boldsymbol{g},$$

где $\mathbf{E}$ – единичная матрица, $\mathbf{H}=\mathbf{A}^T\mathbf{A}$ – приближённая матрица вторых производных, $\boldsymbol{A}=\left\{\frac{\partial p_j}{\partial \tilde{k}_l}\right\}$ – матрица чувствительности, μ_n – параметр Марквардта, n – номер итерации. Начальное значение параметра Марквардта выбирается на порядок больше максимального сингулярного числа матрицы $\mathbf{H}$. В случае уменьшения функции невязки на текущей итерации $J(\boldsymbol{K}^n)<J(\boldsymbol{K}^{n-1})$ параметр Марквардта уменьшается в два раза, в случае нарушения условия убывания параметр Марквардта увеличивается в два раза до тех пор, пока это условие не выполнится. Затем осуществляется переход на новую итерацию. Элементы матрицы чувствительности вычисляются численно.

Остановка процесса минимизации функции невязки проводилась по выполнению одного из двух критериев: достижение заданной точности по замерам давления $\max\limits_{j=1,M}\left|p_j-p_j^*\right|<\delta$ или медленная сходимость процесса минимизации $J^n-J^{n+1}<0{,}01J^n$ в течение 3 итераций.

Модельные задачи

В модельных задачах всегда известно точное решение. Это позволяет проводить тестирование методов решения и оценивать достаточность исходных данных для получения точного решения. Модельные задачи идентификации

проницаемости пласта строятся следующим образом. Сначала выбираются точки пласта (узлы интерполяции), в которых задаются значения проницаемости. По этим значениям строится сплайн-функция (3), и вычисляется поле проницаемости всего пласта, которое и принимается за истинное поле проницаемости. Затем из решения уравнения (1) с использованием формулы Писмана (Peaceman, 1978) определяются значения давления на скважинах. После этого считается, что значения проницаемости неизвестны, и требуется их определить в процессе минимизации функции невязки (4) по известным значениям давления на скважинах.

Модельная задача 1

Рассматривается прямоугольный пласт размерами 2000 м × 2000 м мощностью 10 м, вскрытый 5 нагнетательными и 20 добывающими скважинами. Радиус скважин 0,1 м. На границе пласта задано давление 20 МПа. Вязкость жидкости 10 мПа·с. Координаты скважин, их дебиты и заданные значения проницаемости k_{tr} приведены в табл. 1. Координаты узлов интерполяции сплайн-функции совпадают с координатами скважин (Рис. 1). Для аппроксимации уравнения фильтрации (1) по пространственным переменным пласт покрывается квадратной сеткой с шагом 40 м (2500 контрольных объемов).

Для исследования устойчивости решения в замеры давления вносились генерируемые случайным образом погрешности ε_i. Результаты решения модельной задачи без погрешности и с погрешностями в замерах давления приведены в табл. 1. Решение k_1 получено без погрешности в замерах давления (ε_i=0 МПа), решения k_2, k_3, k_4 получены в задачах с погрешностями в замерах давления $|\varepsilon_i|$<0,1 МПа, $|\varepsilon_i|$<0,01 МПа, $|\varepsilon_i|$<0,001 МПа, соответственно. При решении задач как с погрешностью, так и без погрешности в замерах давления достигнута заданная точность δ=0,01 МПа. Вычисленные значения проницаемости без погрешности в замерах давления близки к истинным (Рис. 2). Из приведенных результатов решения задач с погрешностями в замерах давления видно, что с уменьшением погрешности значения параметров приближаются к истинным значениям. Отметим, что максимальные относительные отклонения в модельной задаче 1 наблюдаются в узлах интерполяции с максимальными значениями проницаемости. Это объясняется тем, что при одинаковых значениях дебита значение забойного давления на скважине более чувствительно к изменению проницаемости при её малых значениях, что хорошо видно из формулы Писмана. Поэтому для достижения заданной точности по давлению малые значения проницаемости должны быть ближе к истинным по сравнению с большими значениями проницаемости.

Модельная задача 2

В первой модельной задаче истинное и вычисляемое поля проницаемости определялись по одним и тем же узлам интерполяции сплайн-функции. Вторая модельная задача отличается от первой тем, что истинное поле проницаемости строилось по узлам интерполяции, расположенным в узлах квадратной сетки с шагом 1000 м (9 узлов). Координаты узлов интерполяции при решении обратной задачи совпадали с координатами скважин. Истинные и полученные в результате решения второй

№	x, м	y, м	$Q^{(*)}$, м^3/сут	Проницаемость, мкм^2				
				k_{tr}	k_1	k_2	k_3	k_4
1	300	300	40	0,1	0,100	0,099	0,100	0,100
2	740	140	35	5	4,819	18,809	5,160	4,851
3	1060	140	35	2	2,007	2,805	2,069	2,013
4	1340	340	-100	0,6	0,600	0,581	0,598	0,600
5	1620	180	45	4	3,978	7,966	4,176	3,997
6	620	740	-150	0,75	0,750	0,725	0,747	0,750
7	1020	540	60	0,8	0,801	0,814	0,803	0,801
8	1420	660	50	2,4	2,405	2,665	2,433	2,407
9	1860	740	30	2,8	2,791	4,718	2,908	2,802
10	300	900	60	3	3,004	3,962	3,080	3,012
11	500	1140	70	0,9	0,900	0,943	0,904	0,901
12	940	1060	80	3,4	3,405	4,049	3,463	3,411
13	1220	820	40	1,2	1,201	1,295	1,211	1,202
14	1460	1140	-100	3	2,997	2,719	2,965	2,994
15	1900	1020	40	0,88	0,880	0,986	0,890	0,881
16	340	1460	50	5	5,028	6,993	5,190	5,043
17	740	1540	-100	2,1	2,097	1,920	2,076	2,095
18	1140	1300	60	2,4	2,403	2,636	2,427	2,406
19	1420	1420	80	0,4	0,400	0,407	0,401	0,400
20	1780	1540	-150	2	2,000	1,868	1,985	1,998
21	220	1820	30	5	4,709	23,095	5,056	4,742
22	700	1860	40	1,7	1,705	2,043	1,736	1,708
23	1140	1660	45	0,2	0,200	0,202	0,200	0,200
24	1300	1860	50	0,5	0,500	0,525	0,502	0,500
25	1820	1820	40	0,1	0,100	0,101	0,100	0,100

(*) Q<0 нагнетательные скважины, Q>0 добывающие скважины.

Таблица 1. Значения дебита и проницаемости (истинные и вычисленные) на скважинах (модельная задача 1)

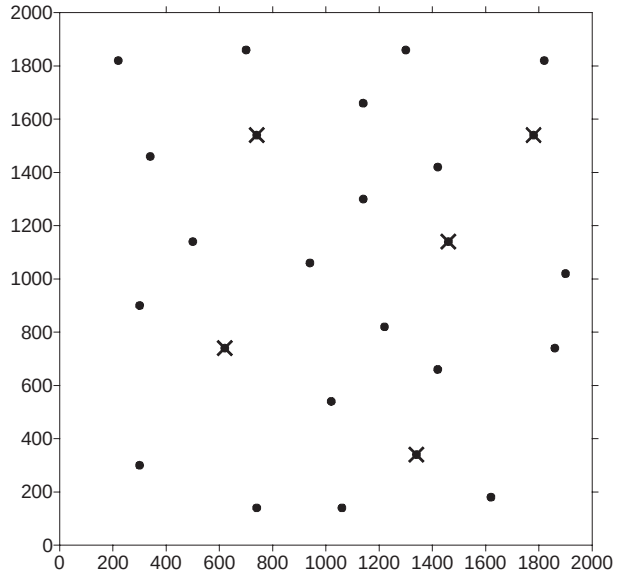

Рис. 1. Добывающие (●) и нагнетательные (×) скважины

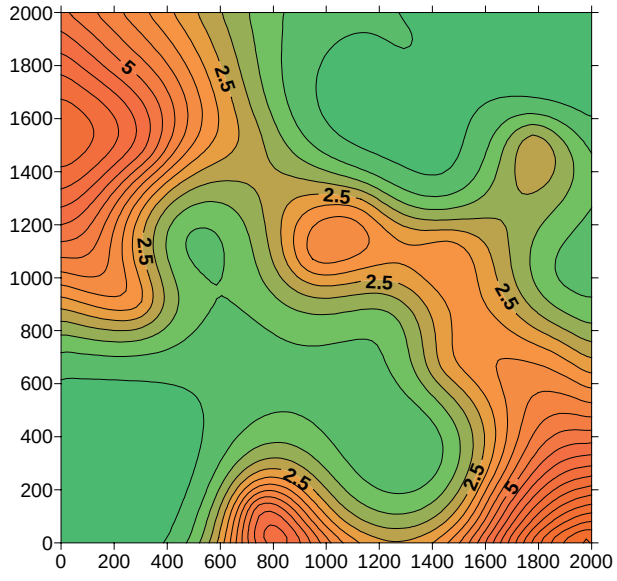

Рис. 2. Вычисленное поле проницаемости (модельная задача 1 без погрешности в замерах давления)

модельной задачи значения проницаемости на скважинах без погрешности в замерах давления приведены в табл. 2.

Соответствующие поля проницаемости показаны на рис. 3, 4. При решении задачи достигнута заданная точность δ=0,01 МПа по замерам давления на скважинах. Вычисленное поле проницаемости близко к истинному полю.

Заключение

Решены модельные задачи идентификации проницаемости двухмерного пласта, вскрытого системой добывающих и нагнетательных скважин, по замерам давления на скважинах в условиях стационарной однофазной фильтрации жидкости. Поле проницаемости аппроксимировалось сплайн-функцией, построенной

№	k_{tr}	k	№	k_{tr}	k	№	k_{tr}	k
1	0,342	0,340	10	0,408	0,408	19	0,415	0,414
2	0,397	0,397	11	0,441	0,441	20	0,381	0,381
3	0,417	0,416	12	0,499	0,498	21	0,313	0,314
4	0,404	0,404	13	0,456	0,454	22	0,368	0,367
5	0,351	0,351	14	0,402	0,402	23	0,421	0,420
6	0,460	0,460	15	0,296	0,296	24	0,413	0,413
7	0,462	0,461	16	0,377	0,377	25	0,422	0,422
8	0,401	0,401	17	0,418	0,419			
9	0,300	0,302	18	0,458	0,457			

Таблица 2. Значения проницаемости (истинные и вычисленные) на скважинах, мкм² (модельная задача 2)

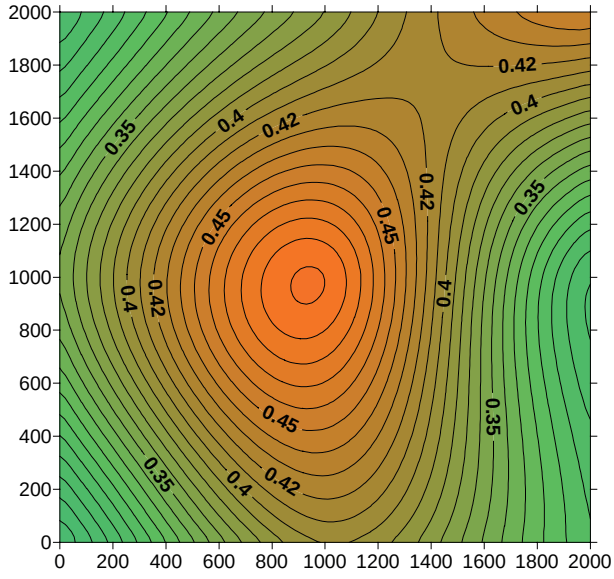

Рис. 3. Истинное поле проницаемости (модельная задача 2)

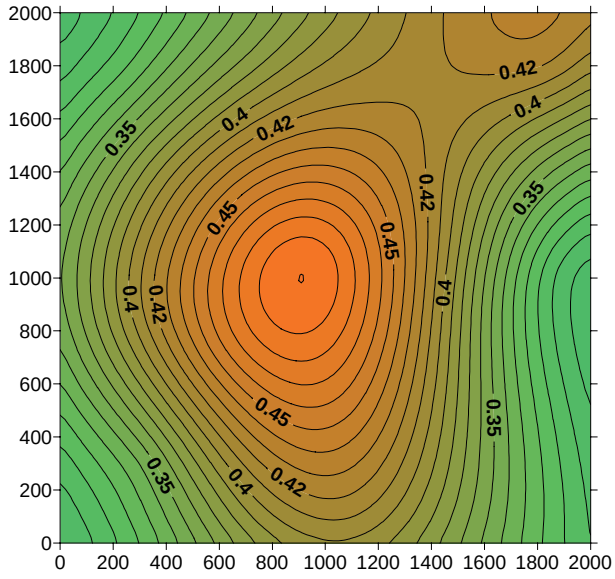

Рис. 4. Вычисленное поле проницаемости (модельная задача 2)

по значениям на скважинах. Неизвестные значения проницаемости на скважинах определялись в процессе минимизации функции невязки с использованием метода Левенберга-Марквардта. При решении модельных задач без погрешностей в замерах давления вычисленные поля проницаемости практически совпадают с заданными полями. Для задачи с погрешностями в замерах давления показана устойчивость полученного решения.

Литература

Азиз Х., Сеттари Э. (1982). Математическое моделирование пластовых систем. М.: Недра, 407 с.

Ашкеназы В.О. (2003). Сплайн-поверхности: Основы теории и вычислительные алгоритмы. Тверь: Тверской гос. ун-т, 82 с.

Басниев К.С., Власов А.М., Кочина И.Н., Максимов В.М. (1986). Подземная гидравлика. М.: Недра, 303 с.

Голуб Дж., Ван Лоун Ч. (1999). Матричные вычисления. М.: Мир, 548 с.

Голубев Г.В., Данилаев П.Г., Тумашев Г.Г. (1978). Определение гидропроводности неоднородных нефтяных пластов нелокальными методами. Казань: Изд-во Казанского университета, 168 с.

Дэннис Дж., Шнабель Р. (1988). Численные методы безусловной оптимизации и решения нелинейных уравнений. М.: Мир, 440 с.

Зиновьев Н.П. (1984). Идентификация гидропроводности в случае упругого режима фильтрации в нефтяном пласте. *Исслед. по прикл. матем*., 11, часть 2, с. 78-84.

Елесин А.В., Кадырова А.Ш., Мазуров П.А. (2009). Двухшаговые методы Левенберга-Марквардта в задаче идентификации коэффициента фильтрации. *Георесурсы*, 32(4), с. 40-42.

Пантелеев А.В., Летова Т.А. (2005). Методы оптимизации в примерах и задачах: 2-е изд. М.: Высш.шк., 544 с.

Хайруллин М.Х., Хисамов Р.С., Шамсиев М.Н., Фархуллин Р.Г. (2006). Интерпретация результатов гидродинамических исследований скважин методами регуляризации. М.-Ижевск: НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика»; Институт компьютерных исследований, 172 с.

Хайруллин М.Х., Бадертдинова Е.Р., Назимов Н.А. (2017). Многодатчиковые технологии исследования нефтяных горизонтальных скважин на месторождениях Республики Татарстан. *Георесурсы*, 19(3), Ч. 1, с. 234-238. DOI: https://doi.org/10.18599/grs.19.3.14.

Carrera J., Newman Sh.P. (1986). Estimation of Aquifer Parameters Under Transient and Steady State Conditions: 3. Application to Synthetic and Field Data. *Water Resour. Res*., 22(2), pp. 228-242.

Harder R.L., Desmarais R.N. (1972). Interpolation using surface splines. *Journal of Aircraft*, 9(2), pp. 189-191.

Hill M.C. (1990). Solving groundwater flow problems by conjugate-gradient methods and the strongly implicit procedure. *Water Resour. Res*. 26(9), pp.1961-1969.

Larabi A., De Smedt F. (1994). Solving three-dimensional hexahedral finite element groundwater models by preconditioned conjugate gradient methods. *Water Resour. Res*, 30(2), pp.509-521.

Peaceman D.W. (1978). Interpretation of well block pressures in numerical reservoir simulation. *Soc. Petrol. Eng. Journal*, 18(3), pp. 183-194.

Sun N.-Z. (1994). Inverse Problems in Groundwater Modeling. Kluwer Acad., Norwell, Mass., 337 p.

Сведения об авторах

Андрей Викторович Елесин – канд. физ.-мат. наук, старший научный сотрудник лаборатории математического моделирования гидрогеологических процессов

Институт механики и машиностроения ФИЦ КазНЦ РАН

Россия, 422111, Казань, ул. Лобачевского, 2/31

E-mail: elesin@imm.knc.ru

Альфия Шамилевна Кадырова – канд. физ.-мат. наук, старший научный сотрудник лаборатории математического моделирования гидрогеологических процессов

Институт механики и машиностроения ФИЦ КазНЦ РАН

Россия, 422111, Казань, ул. Лобачевского, 2/31

Анатолий Иванович Никифоров – доктор физ.-мат. наук, главный научный сотрудник лаборатории математического моделирования процессов фильтрации

Институт механики и машиностроения ФИЦ КазНЦ РАН

Россия, 422111, Казань, ул. Лобачевского, 2/31

Статья поступила в редакцию 12.02.2018;
Принята к публикации 24.05.2018;
Опубликована 30.06.2018

IN ENGLISH

Definition of the reservoir permeability field according to pressure measurements on wells with the use of spline function

A.V. Elesin, A.Sh. Kadyrova, A.I. Nikiforov*

Institute of Mechanics and Engineering, FRC Kazan Scientific Center of the Russian Academy of Sciences, Kazan, Russian Federation

**Corresponding author: Andrey V. Elesin, e-mail: elesin@imm.knc.ru*

Abstract. The problem of reservoir permeability identification based on known well pressures under conditions of single-phase fluid filtration is considered in the article. The permeability field is identified in the spline function class from the solution of the inverse coefficient problem for the filtration equation. The problem of identification is reduced to the problem of minimizing the residual function, having the form of a sum of squares of the difference between the pressure values known from measurements at the wells and obtained with the help of a numerical model. Minimization of the residual function is carried out by the Levenberg-Marquardt method.

The solutions of model problems of permeability identification for a two-dimensional reservoir, penetrated by a system of production and injection wells, are presented. The calculated permeability fields are close to the true fields. The example of a problem with errors in pressure measurements shows the stability of the solution.

Keywords: permeability identification, spline function, residual function

Recommended citation: Elesin A.V., Kadyrova A.Sh., Nikiforov A.I. (2018). Definition of the reservoir permeability field according to pressure measurements on wells with the use of spline function. *Georesursy = Georesources,* 20(2), pp. 102-107. DOI: https://doi.org/10.18599/grs.2018.2.102-107

References

Ashkenazy V.O. (2003). Splayn-poverhnosti: Osnovy teorii i vychislitel'nye algoritmy [Spline surfaces: Fundamentals of theory and computational algorithms]. Tver: Tverskoy gos. un-t, 82 p. (In Russ.)

Aziz Kh., Settari A. (1982). Petroleum Reservoir Simulation. Moscow: Nedra, 407 p. (In Russ.)

Basniev K.S., Vlasov A.M., Kochina I.N., Maksimov V.M. (1986). Podzemnaya gidravlika [Underground hydraulics]. Moscow: Nedra, 303 p. (In Russ.)

Carrera J., Newman Sh.P. (1986). Estimation of Aquifer Parameters Under Transient and Steady State Conditions: 3. Application to Synthetic and Field Data. *Water Resour. Res*., 22(2), pp. 228-242.

Dennis J.E., Schanabel R.B. (1988). Numerical Methods for Uncostrained Optimization and Nonlinear Equations. Moscow: Mir., 440 p. (In Russ.)

Elesin A.V., Kadyrova A.SH., Mazurov P.A. (2009). Dvuhshagovye metody Levenberga-Markvardta v zadache identifikacii koehfficienta fil'tracii [Two-step Levenberg-Markvardt methods in the problem of identifying the filtration coefficient]. *Georesursy = Georesources*, 32(4), pp. 40-42. (In Russ.)

Golub G.H., Van Loan C.F. (1999). Matrix Computations. Moscow: Mir, 548 p. (In Russ.)

Golubev G.V., Danilaev P.G., Tumashev G.G. (1978). Opredelenie gidroprovodnosti neodnorodnyh neftyanyh plastov nelokal'nymi metodami [Determination of hydroconductivity of inhomogeneous oil reservoirs by nonlocal methods]. Kazan: Kazan Univer. Publ., 168 p. (In Russ.)

Harder R.L., Desmarais R.N. (1972). Interpolation using surface splines. *Journal of Aircraft*, 9(2), pp. 189-191.

Hill M.C. (1990). Solving groundwater flow problems by conjugate-gradient methods and the strongly implicit procedure. *Water Resour. Res*. 26(9), pp.1961-1969.

Khairullin M.Kh., Khisamov R.S., Shamsiev M.N., Farkhullin R.G. (2006). Interpretation of the results of well hydrodynamic research by regularization methods. Moscow-Izhevsk: SRC "Regular and chaotic dynamics"; Institute of Computer Science, 172 p. (In Russ.)

Khairullin M.Kh., Badertdinova E.R., Nazimov N.A. (2017). Multisensor Research Technologies of Oil Horizontal Wells on Fields of the Republic of Tatarstan. *Georesursy = Georesources*, 19(3), Part 1, pp. 234-238. DOI: https://doi.org/10.18599/grs.19.3.14.

Larabi A., De Smedt F. (1994). Solving three-dimensional hexahedral finite element groundwater models by preconditioned conjugate gradient methods. *Water Resour. Res*, 30(2), pp. 509-521.

Panteleev A.V., Letova T.A. (2005). Metody optimizacii v primerah i zadachah [Optimixation methods in examples and tasks]: 2nd publ. Moscow: Vysshaya shkola, 544 p. (In Russ.)

Peaceman D.W. (1978). Interpretation of well block pressures in numerical reservoir simulation. *Soc. Petrol. Eng. Journal*, 18(3), pp. 183-194.

Sun N.-Z. (1994). Inverse Problems in Groundwater Modeling. Kluwer Acad., Norwell, Mass., 337 p.

Zinoviev N.P. (1984). Identifikaciya gidroprovodnosti v sluchae uprugogo rezhima fil'tracii v neftyanom plaste [Identification of the hydraulic conductivity in the case of an elastic filtration regime in oil reservoir]. *Issled. po prikl. matem*. [Studies of applied mathematics], 11, Part 2, pp. 78-84. (In Russ.)

About the Authors

Andrey V. Elesin – PhD (Physics and Mathematics), Senior researcher of the Laboratory of mathematical modeling of hydrogeological processes

Institute of Mechanics and Engineering, FRC Kazan Scientific Center of the Russian Academy of Sciences

2/31, Lobachevsky St., Kazan, 420111, Russian Federation

E-mail: elesin@imm.knc.ru

Alfiya Sh. Kadyrova – PhD (Physics and Mathematics), Senior researcher of the Laboratory of mathematical modeling of hydrogeological processes

Institute of Mechanics and Engineering, FRC Kazan Scientific Center of the Russian Academy of Sciences

2/31, Lobachevsky St., Kazan, 420111, Russian Federation

Anatoly I. Nikiforov – DSc (Physics and Mathematics), Chief researcher of the Laboratory of mathematical modeling of filtration processes

Institute of Mechanics and Engineering, FRC Kazan Scientific Center of the Russian Academy of Sciences

2/31, Lobachevsky St., Kazan, 420111, Russian Federation

Manuscript received 12 February 2018;
Accepted 24 May 2018; Published 30 June 2018

ОРИГИНАЛЬНАЯ СТАТЬЯ
DOI: https://doi.org/10.18599/grs.2018.2.108-114
УДК 532.546:622.276

Оценка эффективности гидроразрыва пласта с двумя трещинами в окрестности одиночной скважины

Ю.И. Яхина
ООО «Термосим», Казань, Россия
E-mail: vib-210@mail.ru

Построено и исследовано решение задачи о фильтрации жидкости в неограниченном однородном пласте, вскрываемом одиночной скважиной с двумя пересекающимися трещинами с учетом их гидродинамического сопротивления. Общее интегральное представление возмущенного поля давления получено с применением функции влияния мгновенного точечного источника. Как частный случай рассмотрен квазистационарный режим работы скважины. Дана оценка точности и границ применимости полученных асимптотических решений. Проведен сравнительный анализ полученных результатов. Определены продуктивность скважины и псевдоскин-фактор системы трещин, построены явные аналитические выражения для этих характеристик. В ходе вычислительных экспериментов исследовано взаимодействие пересекающихся трещин при различных углах раскрытия. Получена оценка эффективности повторного гидравлического разрыва продуктивного пласта. Показано, что максимальный расход достигается при перпендикулярном расположении трещин, а распределение оттока (притока) вдоль плоской вертикальной трещины существенно зависит от её относительного фильтрационного сопротивления.

Ключевые слова: гидравлический разрыв пласта, азимут трещины повторного гидравлического разрыва, эффективность повторного гидравлического разрыва, квазистационарный режим работы скважины, псевдоскин-фактор повторного гидравлического разрыва, фильтрационное сопротивление в трещинах, функция влияния мгновенного точечного источника, гидродинамика трещины

Для цитирования: Яхина Ю.И. (2018). Оценка эффективности гидроразрыва пласта с двумя трещинами в окрестности одиночной скважины. *Георесурсы*, 20(2), с. 108-114. DOI: https://doi.org/10.18599/grs.2018.2.108-114

Введение

С целью вовлечения в разработку недренируемых и слабодренируемых запасов полезных ископаемых применяется гидравлический разрыв пласта (ГРП). Данная технология способствует созданию высокопроводимой трещины, что позволяет увеличить продуктивность добывающих или приёмистость нагнетательных скважин. По экспертным оценкам гидродинамических исследований (ГИС) гидравлический разрыв продуктивного пласта является наиболее результативным геолого-техническим мероприятием, гарантирующим повышение эффективности разработки плохо проницаемых пластов. Одно из первых исследований стационарного однофазного притока к скважине с одиночной трещиной ГРП представлено в работе (Prats, 1961). Теоретические расчеты показывают, что ГРП позволяет в несколько раз увеличить дебит скважин за счет вовлечения в эксплуатацию слабодренируемых зон, причем объем добычи или закачки зависит от проводимости и длины трещины (Cinco-Ley et. al., 1978; Meehan et. al., 1989).

Обзор ряда других публикаций и анализ эффективности ГРП в скважине с одной вертикальной трещиной в круговом контуре питания выполнен в работе (Морозов, 2016) на основе различных оценок продуктивности и обобщенного понятия псевдоскин-фактора (Economides et. al., 2002).

При существенном снижении темпов добываемой продукции относительно первоначальных режимов проводят повторный ГРП. При этом для обеспечения полного охвата коллектора и введения в разработку новых запасов применяют метод переориентации азимута, который позволяет реализовать развитие трещины в направлении, отличном от первого гидроразрыва пласта.

Повторный гидравлический разрыв пласта является одним из наиболее распространенных методов интенсификации добычи запасов полезных ископаемых и повышения продуктивности пласта, что делает актуальной задачу анализа и прогноза его эффективности. В частном случае, задача о стационарном притоке к скважине с несколькими вертикальными трещинами гидроразрыва при равномерно распределенном притоке вдоль трещин в области, ограниченной круговом контуром питания, рассматривалась в работе (Raghavan, Joshi, 1993). Аналогичная задача о стационарном равномерно распределенном притоке к двум трещинам с различными геометрическими характеристиками при заданном угле пересечения решалась численно в (Лихтарев, Пестриков, 2010).

В рамках данного исследования рассматриваются теоретические вопросы, связанные с анализом нестационарного гидродинамического режима одной и двух пересекающихся трещин различного азимута с учетом их гидравлического сопротивления в неограниченном однородном пласте. Выполнена оценка эффективности повторного ГРП при различных углах раскрытия. Получены явные аналитические выражения для продуктивности скважины и псевдоскин-фактора.

© 2018 Ю.И. Яхина

Общее интегральное представление возмущения поля пластового давления

В период эксплуатации скважины движение жидкости в призабойной зоне происходит за счет потенциальной энергии упругого состояния коллектора, в результате снижения давления на забое скважины. При этом объём жидкости увеличивается, а пористость и, возможно, проницаемость уменьшаются за счет расширения скелета пласта. В случае нагнетания жидкости в пласте поток закачиваемого флюида поддерживается за счет повышенного давления на забое, и процесс фильтрации развивается в обратном направлении.

Основной характеристикой фильтрационных процессов является поле пластового давления, которое в случае неустановившейся упругой фильтрации в пористой среде с распределенными источниками описывается уравнением пьезопроводности (Чарный, 1963):

$$\frac{\partial P}{\partial t} = \varkappa \Delta P + \frac{q^*}{m_0 \beta}; \quad |x|, |y|, |z| < \infty, t > 0,$$

где $\varkappa = k/(\mu\beta m_0)$ – коэффициент пьезопроводности, определяющий скорость распространения возмущений давления $P(x,y,z,t)$ в пористой среде с проницаемостью k, пористостью m_0, коэффициентом упругоемкости β, вязкостью жидкости μ; $q^*(x,y,z,t)$ – плотность распределенных источников, которая представляет собой количество жидкости, поступающей в единицу объема среды за единицу времени t; Δ – дифференциальный оператор Лапласа в системе декартовых координат (x,y,z).

Пусть в начальный момент времени возмущение давления в пласте отсутствует, тогда решение уравнения пьезопроводности при нулевых начальных условиях можно записать в общей интегральной форме с помощью метода мгновенных точечных источников (Карслоу, Егер, 1964; Тихонов, Самарский, 1999):

$$P(x,y,z,t) = \int_0^t \iiint_{-\infty}^{+\infty} \frac{q^*(\xi,\eta,\zeta,\tau)}{m_0\beta} G^*(\xi,\eta,\zeta,x,y,z,t - \tau) d\xi\, d\eta\, d\zeta\, d\tau, \quad (1)$$

где $G^*(\xi,\eta,\zeta,x,y,z,t-\tau)$ – функция влияния мгновенного точечного источника, которая представляет собой возмущение давления в точке (x,y,z) в момент времени t, вызванное единичным мгновенным точечным источником в точке (ξ,η,ζ) в момент времени $t = \tau$:

$$G^*(\xi,\eta,\zeta,x,y,z,t-\tau) = \left(\frac{1}{2\sqrt{\pi\varkappa(t-\tau)}}\right)^3 e^{-\frac{(x-\xi)^2+(y-\eta)^2+(z-\zeta)^2}{4\varkappa(t-\tau)}}.$$

Общий (суммарный) приток или отток жидкости Q в скважине с трещинами за единицу времени по определению равен:

$$Q(t) = \iiint_{-\infty}^{\infty} q^*(\xi,\eta,\zeta,t)\, d\xi\, d\eta\, d\zeta.$$

Воспользуемся полученным представлением (1) для исследования процесса фильтрации при нагнетании жидкости в однородном изотропном пласте толщиной h в окрестности нагнетательной скважины с двумя плоскими вертикальными трещинами, созданными в результате гидроразрыва и пересекающимися под углом α (Рис. 1).

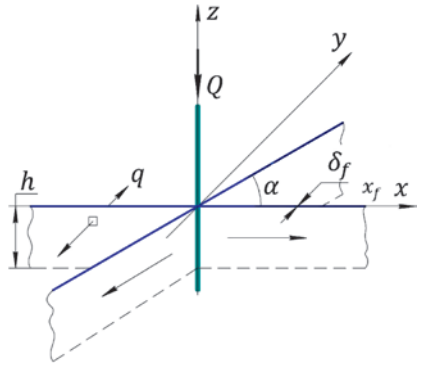

Рис. 1. Нагнетательная скважина с пресекающимися плоскими трещинами

С целью упрощения дальнейших рассуждений предположим, что трещины протяженностью $2x_f$ и шириной δ_f расположены симметрично относительно оси скважины, имеют одинаковую геометрию и идентичные гидродинамические свойства. Расход жидкости $Q(t)$, закачиваемый в скважину, распределен равномерно по мощности пласта (по высоте трещин) с поверхностной плотностью $q(x,t)$. Здесь под q понимается количество жидкости, закачиваемой в единицу мощности пласта с единицы длины трещины за единицу времени. При этом плотность распределенного источника вдоль трещины с учетом малости раскрытия разрыва δ_f определяется соотношением: $q^*(x,y,z,t) \approx q(x,t)/\delta_f$ (при $q^* = 0$ вне трещины, $|y| > \delta_f/2$).

В силу линейности рассматриваемой задачи и идентичности трещин создаваемое ими возмущение поля давления можно рассматривать как сумму возмущений, вызванных одиночными трещинами, одна из которых расположена, как показано на рисунке 1, вдоль оси x, а другая, повторная трещина, направлена вдоль оси с координатами:

$$\begin{pmatrix} x' \\ y' \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} \cos\alpha & -\sin\alpha \\ \sin\alpha & \cos\alpha \end{pmatrix} \begin{pmatrix} x \\ y \end{pmatrix}.$$

При допущении об однородности пласта и равномерности нагнетания по вертикали, общее интегральное представление поля давления (1) после интегрирования по η преобразуется к виду:

$$P(x,y,t) = \frac{\mu}{4\pi k} \int_0^t \int_{-x_f}^{x_f} \frac{q(\xi,\tau)}{(t-\tau)} \left[e^{-\frac{(x-\xi)^2+y^2}{4\varkappa(t-\tau)}} + e^{-\frac{(x'-\xi)^2+y'^2}{4\varkappa(t-\tau)}} \right] d\xi d\tau. \quad (2)$$

Суммарный расход жидкости Q примет вид:

$$Q(t) = 2h \int_{-x_f}^{x_f} q(x,t)\, dx.$$

Гидродинамика одиночной трещины

Гидроразрыв продуктивного пласта позволяет создать трещину с высокой проницаемостью $k_f >> k$, что приводит к снижению гидравлического сопротивления призабойной зоны и, как следствие, к увеличению фильтрационной поверхности. По этой же причине, переходные процессы перераспределения давления в трещине P_f происходят очень быстро, и течение жидкости в каждый момент времени можно описать стационарным уравнением фильтрации (Meehan et. al., 1989):

$$\frac{k_f\delta_f}{\mu}\frac{\partial^2 P_f}{\partial x^2} = q;\ 0 < x < x_f, t > 0. \quad (3)$$

По предположению однородная трещина состоит из двух разнонаправленных симметричных относительно скважины «крыльев», что позволяет рассматривать область фильтрации жидкости только в одном направлении разрыва (например, в интервале $0 < x < x_f$), как показано на рисунке 2.

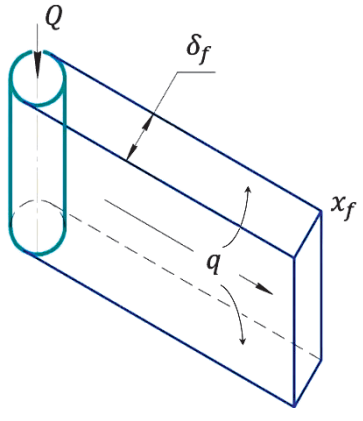

Рис. 2. Геометрическая модель крыла трещины

На забое скважины задано возмущение давления жидкости P_w, относительно пластового, а приток с торца считается пренебрежимо малым. Таким образом, уравнение (3) дополняется краевыми условиями:

$$P_f(x,t)|_{x=0} = P_w,\ \left.\frac{\partial P_f}{\partial x}\right|_{x=x_f} = 0.$$

Решение сформулированной выше задачи, описывающий процесс фильтрации в трещине, может быть представлено в виде:

$$P_f(x,t) = P_w - \frac{\mu}{k_f\delta_f}\left[\int_0^x \xi q(\xi,t)d\xi + x\int_x^{x_f} q(\xi,t)d\xi\right],$$

$$0 < x < x_f. \quad (4)$$

Соотношение (4) связывает распределение давления вдоль трещины с плотностью расхода жидкости $q(x,t)$, и должно рассматриваться совместно с уравнением (2) при $y = 0$:

$$P_f(x,t) = \frac{\mu}{4\pi k}\int_0^t\int_{-x_f}^{x_f}\frac{q(\xi,\tau)}{(t-\tau)}\left[e^{-\frac{(x-\xi)^2}{4\varkappa(t-\tau)}} + e^{-\frac{(x'-\xi)^2+y'^2}{4\varkappa(t-\tau)}}\right]d\xi\, d\tau, \quad (5)$$

где $0 < x < x_f$, $t > 0$, $x' = x\cos\alpha$ и $y' = x\sin\alpha$.

Для определения распределенного притока вдоль трещины, объединяя уравнения (4) и (5), получим интегральное уравнение:

$$P_w = \frac{\mu}{4\pi k}\int_0^t\int_{-x_f}^{x_f}\frac{q(\xi,\tau)}{(t-\tau)}\left[e^{-\frac{(x-\xi)^2}{4\varkappa(t-\tau)}} + e^{-\frac{(x'-\xi)^2+y'^2}{4\varkappa(t-\tau)}}\right]d\xi\, d\tau +$$

$$+\frac{\mu}{k_f\delta_f}\left[\int_0^x \xi q(\xi,t)d\xi + x\int_x^{x_f} q(\xi,t)d\xi\right], \quad (6)$$

где $0 < x < x_f$ и $t > 0$.

Квазистационарный режим скважины с пересекающимися трещинами

Как показывают предварительные оценки при неизменных условиях эксплуатации скважины (постоянное давление на забое P_w или постоянный расход Q) квазистационарный режим фильтрации в пласте, характеризующийся неизменным во времени профилем относительного распределения притока вдоль трещины $\overline{q}(x) = q(x,t)/< q >$, где $< q >= Q(t)/(4hx_f)$, устанавливается при $\varkappa t/x_f^2 \geq 100$.

При этом интегральное уравнение (6) принимает вид:

$$P_w = -\frac{\mu Q(t)}{4hx_f}\left\{\frac{1}{4\pi k}\int_0^{x_f}\overline{q}(\xi)\left[Ei\left(-\frac{(x+\xi)^2}{4\varkappa t}\right) + \right.\right.$$

$$+ Ei\left(-\frac{(x'+\xi)^2+y'^2}{4\varkappa t}\right) + Ei\left(-\frac{(x-\xi)^2}{4\varkappa t}\right) +$$

$$\left. + Ei\left(-\frac{(x'-\xi)^2+y'^2}{4\varkappa t}\right)\right]d\xi + \frac{1}{k_f\delta_f}\left[\int_0^x \xi\,\overline{q}(\xi)\,d\xi + \right.$$

$$\left.\left. + x\int_x^{x_f}\overline{q}(\xi)\,d\xi\right]\right\}. \quad (7)$$

Здесь $Ei(-x) = -\int_x^\infty \frac{e^{-u}}{u}du$ – интегральная показательная функция, для малых значений аргумента (Абрамовиц, Стиган, 1979):

$$Ei(-x) \approx \ln(1.781x).$$

Соответственно в квазистационарном приближении вместо выражения (7) для больших значений времени t будем иметь:

$$P_w = -\frac{\mu Q(t)}{4hx_f}\left\{\frac{1}{4\pi k}\int_0^{x_f}\overline{q}(\xi)\left[ln\left(\frac{(x+\xi)^2}{2.2458\,\varkappa t}\right) + \right.\right.$$

$$+ ln\left(\frac{(x-\xi)^2}{2.2458\,\varkappa t}\right) + ln\left(\frac{(x'+\xi)^2+y'^2}{2.2458\,\varkappa t}\right) +$$

$$\left. + ln\left(\frac{(x'-\xi)^2+y'^2}{2.2458\,\varkappa t}\right)\right]d\xi + \frac{1}{k_f\delta_f}\left[\int_0^x \xi\,\overline{q}(\xi)\,d\xi + \right.$$

$$\left.\left. + x\int_x^{x_f}\overline{q}(\xi)\,d\xi\right]\right\}, \quad (8)$$

где $x' = x\cos\alpha$ и $y' = x\sin\alpha$.

Численное решение задачи о распределенном расходе жидкости вдоль трещины при наличии фильтрационного сопротивления

Здесь и в дальнейшем в расчетах принимаются следующие типичные для промысловых условий нагнетания жидкости (воды) значения параметров: давление на забое – $P_w = 4.053\cdot10^6$ Па (40 атм), полудлина трещины – $x_f = 100$ м, ширина трещины – $\delta_f = 0.2$ м, коэффициент пьезопроводности – $\varkappa = 2.78$ м^2/с (10^4 м^2/час),

проницаемость пласта – $k = 10^{-13}$ м² (100 мД), вязкость флюида – $\mu = 0.001$ Па·с (1 спз), время эксплуатации скважины – t = 360000 с (100 часов).

Результаты вычислительных экспериментов, представленные на рисунке 3а, показали, что распределение притока вдоль трещины существенно зависит от ее относительного фильтрационного сопротивления $kx_f/(k_f\delta_f)$. На конце трещины наблюдается резкое увеличение оттока, что связано с изменением характера течения жидкости с линейного на квазирадиальный.

В свою очередь, при известной плотности закачки $q(x,t)$, учитывающей фильтрационное сопротивление в трещинах, квазистационарное распределение давления в пласте может быть рассчитано на основе асимптотического представления общего уравнения (2):

$$P(x,y,t) = -\int_0^{x_f} \frac{\mu q(\xi,t)}{4\pi k}\left[Ei\left(-\frac{(x+\xi)^2+y^2}{4\varkappa t}\right)+\right.$$

$$+Ei\left(-\frac{(x-\xi)^2+y^2}{4\varkappa t}\right)+Ei\left(-\frac{(x'+\xi)^2+y'^2}{4\varkappa t}\right)+$$

$$\left.+Ei\left(-\frac{(x'-\xi)^2+y'^2}{4\varkappa t}\right)\right]d\xi,$$

где $x' = x\cos\alpha - y\sin\alpha$ и $y' = x\sin\alpha + y\cos\alpha$.

Сравнительный анализ (Рис. 4) показывает, что перепад давления вдоль трещин существенно возрастает с ростом их фильтрационного сопротивления.

Рассмотрим распределение притока в пласт при равномерном распределении давления вдоль трещин $P_f = P_w$, при отсутствии фильтрационного сопротивления ($k_f \to \infty$). Анализ решения обратной задачи о распределении оттока при заданном давлении показывает, что при увеличении угла раскрытия между трещинами градиенты давления в околоскважинной зоне пласта снижаются и уменьшается локальный отток жидкости, как представлено на рисунке 5. А на удаленной концевой части трещины наблюдается обратный эффект – плотность потока возрастает по причине снижения взаимовлияния между трещинами.

При стремлении угла раскрытия к 0° давление в околоскважинной зоне выравнивается, и соответственно понижается плотность закачки: две трещины начинают работать как одна, и отток из центральной части увеличивается.

Продуктивность скважины и псевдоскин-фактор

Обобщая традиционное понятие скин-фактора (Economides et al., 2002; Морозов, 2016), определим псевдоскин-фактор скважины с пересекающимися трещинами

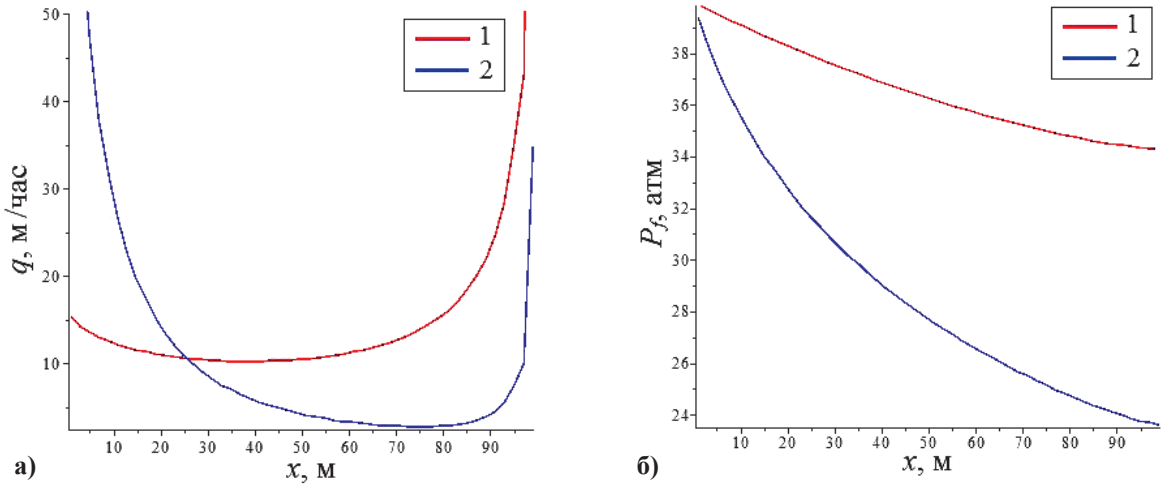

Рис. 3. Распределение притока в трещине (а) и давления вдоль трещины (б) в окрестности скважины при взаимно перпендикулярном расположении трещин и различных проницаемостях: 1 – $k_f = 5\cdot10^4$ мД и 2 – $k_f = 10^4$ мД

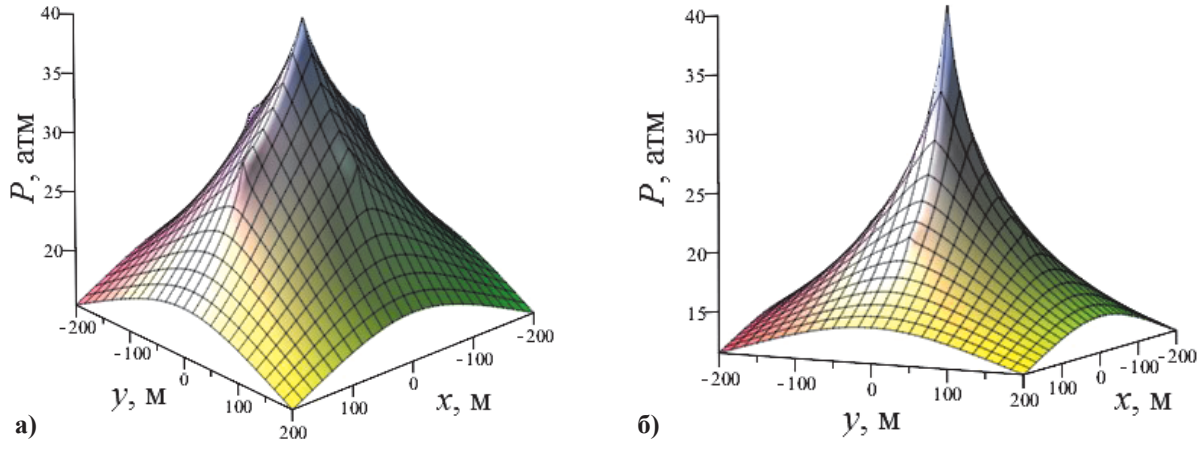

Рис. 4. Возмущение пластового давления в окрестности скважины при взаимно перпендикулярном расположении трещин с проницаемостью: (а) – $k_f = 5\cdot10^4$ мД ($kx_f/(k_f\delta_f) \sim 1$) и (б) – $k_f = 10^4$ мД ($kx_f/(k_f\delta_f) \sim 5$)

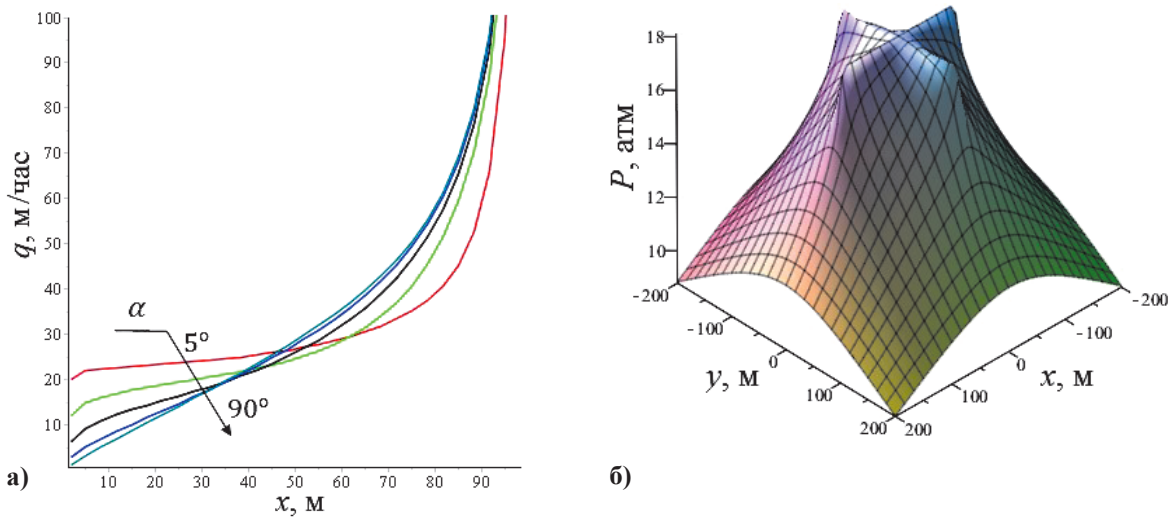

Рис. 5. Распределение притока вдоль первичной трещины (а) при постоянной депрессии в 40 атм при различных углах раскрытия и возмущение пластового давления (б) в окрестности скважины при взаимно перпендикулярном расположении трещин

конечной проницаемости при заданной депрессии. Из соотношения (8) при x =0 непосредственно следует:

$$P_w = -\frac{\mu Q(t)}{4hx_f}\left[\int_0^{x_f} \frac{2\overline{q}(\xi)}{\pi k} ln\left(\frac{\xi}{\sqrt{2.2458\varkappa t}}\right) d\xi\right] =$$

$$= -\frac{\mu Q(t)}{2\pi khx_f}\left\{\int_0^{x_f} \overline{q}(\xi)\left[ln\left(\frac{\xi}{r_w}\right) - ln\left(\sqrt{\frac{2.2458\varkappa t}{r_w^2}}\right)\right] d\xi\right\},$$

где r_w – радиус скважины. В результате, продуктивность скважины будет задаваться формулой:

$$\frac{Q}{P_w} = \frac{2\pi hk}{\mu}\frac{1}{S + ln\left(\sqrt{\frac{2.2458\varkappa t}{r_w^2}}\right)}, \qquad (9)$$

где псевдоскин-фактор равен:

$$S = -\frac{1}{x_f}\int_0^{x_f} \overline{q}(\xi)\, ln\left(\frac{\xi}{r_w}\right) d\xi.$$

В частном случае одиночной трещины бесконечной проводимости ($\overline{q} = 1$) псевдоскин-фактор в (9) равен $S = -\,ln(x_f/e)$. Кроме того, согласно оценкам, полученным в (Чарный, 1963), на основе метода последовательной смены стационарных состояний, выражение $\sqrt{2.2458\varkappa t}$ можно рассматривать как радиус подвижного текущего кругового контура питания r_e. В результате приведенное выше соотношение (9) может быть переписано в эквивалентной форме:

$$P_w = \frac{\mu Q}{2\pi kh}\, ln\left(\frac{r_e}{x_f/e}\right),$$

которое совпадает с решением (Raghavan, Joshi, 1993).

Результаты расчета псевдоскин-фактора (9), представленные на рисунке 6, показывают, что минимальный псевдоскин-фактор и максимальный прирост объема закачки (притока) достигается при перпендикулярном расположении трещин и существенно зависит от их фильтрационного сопротивления.

Повторный гидравлический разрыв пласта позволяет увеличить псевдоскин-фактор при высокой проницаемости трещин до 5-10 %, как показано на рисунке 6а. Эффективность повторного гидроразрыва пласта согласно

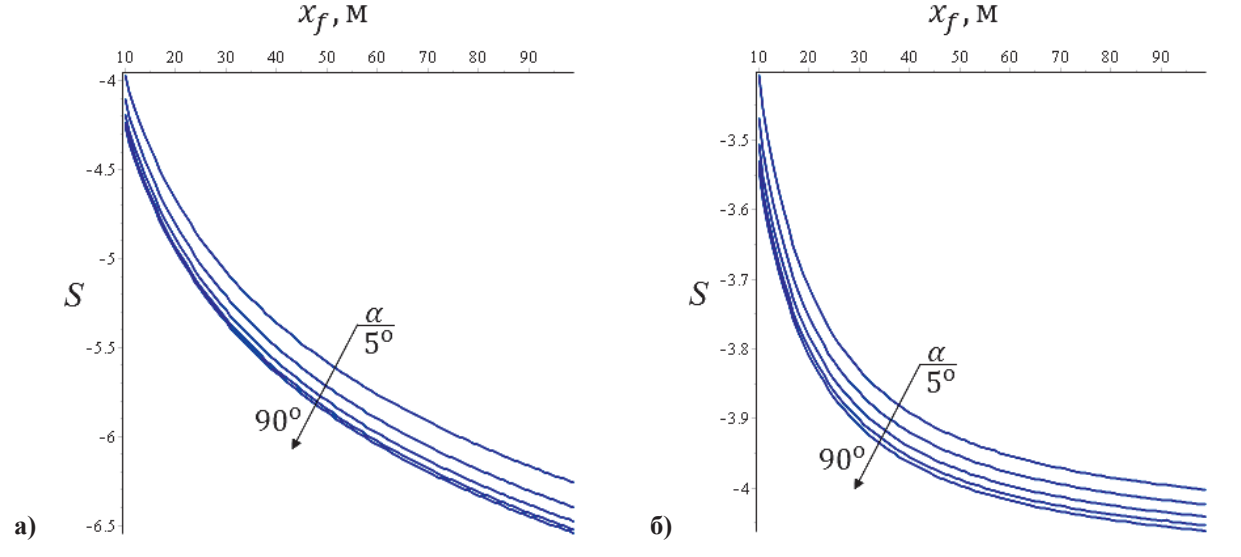

Рис. 6. Псевдоскин-фактор при заданном забойном давлении P_w с проницаемостью (а) – $k_f = 10^6$ мД ($kx_f / (k_f\delta_f) \sim 0{,}05$) и (б) – $k_f = 10^4$ мД ($kx_f / (k_f\delta_f) \sim 5$)

рисунку 6б возрастает до 10-20 % в случае небольшой проницаемости трещин, что согласуется с результатами численного решения, полученного в (Лихтарев, Пестриков, 2010).

Заключение

Как известно, гидравлический разрыв пласта – сложный, энергоемкий и дорогостоящий технологический процесс интенсификации разработки месторождений. С каждым годом все шире применяют данную технологию при эксплуатации как добывающих, так и нагнетательных скважин. Однако последствия применения повторного ГРП не всегда положительны, что делает актуальной задачу оценки его эффективности.

В рамках исследования гидродинамического режима скважины с пересекающимися трещинами, вскрывающими однородный пласт, показано, что при неизменных условиях эксплуатации скважины (постоянное давление на забое P_w или постоянный расход Q) устанавливается квазистационарный режим работы скважины с неизменным профилем закачки (притока) в трещинах. А распределение притока вдоль трещины существенно зависит от его относительного фильтрационного сопротивления, $kx_f/(k_f\delta_f)$. При этом с увеличением угла раскрытия градиенты давления в околоскважинной зоне пласта снижаются и уменьшается локальный отток (приток) жидкости. А на удаленной концевой части трещин наблюдается обратный эффект – плотность потока возрастает по причине снижения взаимовлияния между трещинами. Максимальный суммарный прирост притока в пласт достигается при перпендикулярном расположении трещин.

Повторный гидравлический разрыв продуктивного пласта позволяет увеличить псевдоскин-фактор при высокой проницаемости ($k_f \sim 10^6$ мД, $kx_f/(k_f\delta_f) \sim 0{,}05$) трещин до 5-10 %. Эффективность повторного гидроразрыва пласта возрастает до 10-20 % в случае небольшой проницаемости ($k_f \sim 10^4$ мД, $kx_f/(k_f\delta_f) \sim 5$).

Дальнейшее продолжение исследования может быть направлено на решение как более общих задач неустановившейся фильтрации, так и обратных задач: обоснования методик гидродинамического исследования скважин с целью определения угла раскрытия между двумя трещинами ГРП и других гидродинамических характеристик системы трещин.

Благодарности

Автор выражает благодарность научному руководителю профессору А.Н. Саламатину за ценные советы при планировании и реализации исследования и рекомендации по оформлению работы. Также автор благодарит профессора Г.Т. Булгакову за выбор тематики и направления исследований и выражает признательность рецензенту за ценные замечания и предложения, которые способствовали улучшению данной статьи.

Литература

Абрамовиц М., Стиган И. (1979). Справочник по специальным функциям. Москва: Наука, с. 58-59.

Карслоу Г., Егер Д. (1964). Теплопроводность твердых тел. Москва: Наука, с. 251-259.

Лихтарев А.В., Пестриков А.В. (2010). Определение коэффициента продуктивности скважины, пересеченной двумя трещинами гидроразрыва пласта разного азимута, на основе математического моделирования. *Научно-технический вестник ОАО «НК» Роснефть»*, с. 12-14.

Морозов П.Е. (2016). Псевдоскин-фактор и оптимальная проводимость вертикальной трещины гидавлического разрыва пласта. *Межд. научно-практ. конф.: Инновации в разведке и разработке нефтяных и газовых месторождений,* Казань, с. 53-56.

Тихонов А.Н., Самарский А.А. (1999). Уравнения математической физики. Москва: МГУ, с. 477-485.

Чарный И.А. (1963). Подземная гидрогазодинамика. Москва, Гостоптехиздат, с. 250-313.

Cinco-Ley H., Samaniego V.F., Domínguez A.N. (1978). Transient pressure behavior for a well with a finite-conductivity vertical fracture. *SPE Journal,* 18(4)*,* pp. 253-264.

Economides M., Oligney R., Valkó P. (2002). Unified fracture design: bridging the gap between theory and practice. Alvin, Texas: Orsa Press, 25 p.

Meehan D. N., Horne R.N., Ramey H.J. (1989). Interference testing of finite conductivity hydraulically fractured wells. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition. Society of Petroleum Engineers,* pp. 137-152.

Prats M. (1961). Effect of vertical fractures on reservoir behavior-incompressible fluid case. *SPE Journal*, 1(02), pp. 105-118.

Raghavan R., Joshi S.D. (1993). Productivity of multiple drainholes or fractured horizontal wells. *SPE Form. Eval.,* 8(01), pp. 11-16.

Сведения об авторе

Юлия Ильшатовна Яхина – младший инженер-программист в инженерно-аналитической группе, отдел научных исследований, ООО «Термосим»

Россия, 420108, Казань, ул. Магистральная, 59/1

E-mail: vib-210@mail.ru

Статья поступила в редакцию 29.01.2018;
Принята к публикации 28.04.2018;
Опубликована 30.06.2018

IN ENGLISH

Hydraulic fracturing efficiency evaluation in the vicinity of a single well for a reservoir with two fractures

Yu.I. Yakhina
Termosim LLC, Kazan, Russian Federation

Abstract. The solution of fluid flow problem in an unbounded homogeneous reservoir penetrated by a single well with two intersecting fractures with taking into account their hydrodynamic resistance is constructed and investigated. A general integral representation of the perturbed pressure field is obtained using the instantaneous point-source. As a particular case, the quasi-stationary operating mode of the well is considered. The accuracy and limitations of the obtained asymptotic solutions are estimated. A comparative analysis obtained results is done. Well productivity and the pseudoskin factor for the fractures system are determined, explicit analytical expressions for these characteristics are constructed. In the course of computational experiments, the interaction of intersecting fractures at different opening

angles are investigated. An estimate of the efficiency of repeated hydraulic fracturing of the productive formation is obtained. It is shown that the maximum flow is achieved for a perpendicular arrangement of the fractures, and the distribution of the outflow (inflow) along the flat vertical fracture essentially depends on its relative filtration resistance.

Keywords: hydraulic fracturing, crack azimuth of repeated fracturing, efficiency of repeated fracturing, quasi-stationary operation of well, pseudoskin factor of repeated fracturing, filter resistance in cracks, instantaneous point-source, fracture hydrodynamics

Recommended citation: Yakhina Yu.I. (2018). Hydraulic fracturing efficiency evaluation in the vicinity of a single well for a reservoir with two fractures. *Georesursy = Georesources,* 20(2), pp. 108-114. DOI: https://doi.org/10.18599/grs.2018.2.108-114

Acknowledgements

The author expresses gratitude to the scientific adviser, Professor A.N. Salamatin for valuable advice in the planning and implementation of research and recommendations on the formatting of work. The author thanks Professor G.T. Bulgakova for choosing the topic and area of research and expresses gratitude to the reviewer for valuable comments and suggestions that contributed to the improvement of this article.

References

Abramowitz M., Stegun A. (1979). Handbook of Mathematical Functions. Moscow: Nauka, pp. 58-59. (In Russ.)

Carslaw H.S, Jaeger J.C. (1964). Conduction of Heat in Solids. Moscow: Nauka, pp. 251-259. (In Russ.)

Charnyy I. A. (1963). Underground hydro gas dynamics. Moscow: Gostoptekhizdat, pp. 250-313. (In Russ.)

Cinco-Ley H., Samaniego V.F., Domínguez A.N. (1978). Transient pressure behavior for a well with a finite-conductivity vertical fracture. *SPE Journal,* 18(4), pp. 253-264.

Economides M., Oligney R., Valkó P. (2002). Unified fracture design: bridging the gap between theory and practice. Alvin, Texas: Orsa Press, 25 p.

Lihtarev A. V., Pestrikov A. V. (2010). Opredelenie kojefficienta produktivnosti skvazhiny, peresechennou dvumua treshhinami gidrorazryva plasta raznogo azimuta, na osnove matematicheskogo modelirovaniua [Determination of the production efficiency of a well crossed by two induced hydraulic fractures of a different azimuth, based on mathematical modeling]. *Nauchno-tehnicheskiy vestnik OAO " NK" Rosneft'"*, pp. 12-14. (In Russ.)

Meehan D. N., Horne R.N., Ramey H.J. (1989). Interference testing of finite conductivity hydraulically fractured wells. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition. Society of Petroleum Engineers,* pp. 137-152.

Morozov P.E. (2016). Psevdoskin-faktor i optimal'naya provodimost' vertikal'noy treshhiny gidavlicheskogo razryva plasta [Pseudoskine factor and optimal conductivity of vertical induced hydraulic fracture]. *Mezhd. nauchno-prakt. konf.: Innovacii v razvedke i razrabotke neftyanyh i gazovyh mestorozhdeniy* [Proc. Sci. and Pract. Conf.: Innovations in explorationa and development of oil and gas fields], Kazan, pp. 53-56. (In Russ.)

Prats M. (1961). Effect of vertical fractures on reservoir behavior-incompressible fluid case. *SPE Journal*, 1(02), pp. 105-118.

Raghavan R., Joshi S.D. (1993). Productivity of multiple drainholes or fractured horizontal wells. *SPE Form. Eval.,* 8(01), pp. 11-16.

Tikhonov A. N., Samarskii A. A. (1999). Equations of Mathematical Physics. Moscow: MSU, pp. 477-485. (In Russ.)

About the Author

Yulia I. Yakhina – Junior Software Engineer, Engineering-Analytical Group, Department of Scientific Research, Termosim LLC

59/1 Magistralnaya str., Kazan, 420108, Russian Federation

E-mail: vib-210@mail.ru

Manuscript received 29 January 2018;
Accepted 28 April 2018;
Published 30 June 2018

ОРИГИНАЛЬНАЯ СТАТЬЯ
DOI: https://doi.org/10.18599/grs.2018.2.115-121
УДК 622.276.43

Расширение опыта применения технологии нестационарного заводнения с применением технологии изменения направления фильтрационного потока на примере месторождения Северные Бузачи

Э.М. Альмухаметова
Филиал Уфимского государственного нефтяного технического университета в г. Октябрьском, Октябрьский, Россия
E-mail: elikaza@mail.ru

Последние несколько лет проводятся работы по изучению эффективности технологии нестационарного воздействия (НЗ) на месторождении высоковязкой нефти Северные Бузачи (Республика Казахстан). Доказано, что данная технология при разработке коллекторов высоковязкой нефти достаточно эффективна, однако для того чтобы постоянно поддерживать высокий технологический эффект, требуется постоянная модификация данной технологии, поскольку ей присуща характерная особенность быстрого «старения».

Дальнейший поиск условий эффективного применения технологии НЗ на залежах высоковязкой нефти можно проводить в двух направлениях: реализация НЗ на новых участках с другими фильтрационно-емкостными параметрами и изменение параметров технологии НЗ (включая комбинирование с другими технологиями) на участках, где уже применяется данная технология. На месторождении Северные Бузачи используются оба подхода.

Так, положительный опыт применения нестационарного заводнения в сочетании с технологией изменения направления фильтрационного потока на участке седьмого блока месторождения Северные Бузачи позволил рекомендовать новые участки для реализации подобной технологии. С участием автора данной работы была разработана и внедрена программа нестационарного заводнения на участке шестого блока (юг) первого эксплуатационного объекта.

Ключевые слова: скважина, высоковязкая нефть, нестационарное заводнение, изменение направления фильтрационного потока, дебит нефти, обводненность продукции, поддержание пластового давления, приемистость скважины

Для цитирования: Альмухаметова Э.М. (2018). Расширение опыта применения технологии нестационарного заводнения с применением технологии изменения направления фильтрационного потока на примере месторождения Северные Бузачи. *Георесурсы*, 20(2), с. 115-121. DOI: https://doi.org/10.18599/grs.2018.2.115-121

На месторождении высоковязкой нефти Северные Бузачи (Республика Казахстан) с целью поддержания постоянного высокого технологического эффекта от применения технологии нестационарного воздействия рационально ее комбинирование с другими технологиями (Оганджанянц, 1969; Zhang et al., 2010; Zhdanov et al., 1996).

Рассмотрим опыт применения технологии нестационарного воздействия в сочетании с технологией изменения направления фильтрационного потока (ИНФП) на участке шестого блока (южная часть первого эксплуатационного объекта).

Основные геолого-физические характеристики первого эксплуатационного объекта месторождения Северные Бузачи (юрские горизонты Ю1 и Ю2) представлены в таблице 1. Основными отличительными чертами геологического строения залежи является высокая средняя проницаемость коллектора, высокая послойная неоднородность поля проницаемости, высокая вязкость пластовой нефти.

Структура запасов нефти юрских отложений в районе участка НЗ (Рис. 1) шестого блока месторождения Северные Бузачи представлена на рисунке 2. Структуризация запасов проводится по следующим основным показателям: проницаемости, послойной неоднородности, зональной неоднородности коллектора, типу залежи, показателю глинистости коллектора. Интервалы изменения показателей, делящие исследуемые величины на группы, определялись на основе статистических распределений параметров ФЕС. В ходе анализа особенностей геологического строения залежей нефти горизонтов месторождения Северные Бузачи (Научно-техническое сопровождение разработки месторождения Северные Бузачи, 2014) было установлено, что основными параметрами, определяющими возможные осложнения в разработке месторождения, являются наличие обширных контактных водонефтяных зон, высокая послойная неоднородность проницаемостных свойств коллектора, зональная неоднородность проницаемости. Поэтому особый интерес представляет изучение распределения запасов нефти по этим параметрам (Альмухаметова, 2016).

На рисунке 2а видно, что для пластов юрских отложений более 71% запасов нефти участка сосредоточено в коллекторах с высокой и сверхвысокой средней по разрезу проницаемостью. В низкопроницаемых зонах расположена незначительная доля запасов (2%). Участок достаточно однороден по проницаемости по латерали.

© 2018 Э.М. Альмухаметова

Параметры	I объект
Средняя глубина залегания, м	470
ГНК, м	428-436
Тип залежи	пластовая сводовая тектонически - экранированная
Тип коллектора	терригенно - поровый
Средняя общая толщина, м	47.6
Средняя нефтенасыщенная толщина, м	20.8
Средняя газонасыщенная толщина, м	4.6
Средняя пористость, д.ед.	0.34
Средняя проницаемость, мкм^2	2.43
Коэффициент начальной нефтенасыщенности, д.ед.	0.73
Коэффициент песчанистости, д.ед.	0.42
Коэффициент расчлененности, д.ед.	5.9
Начальная пластовая температура, град. С	29.7
Начальное пластовое давление, МПа	5.8
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа*с	380
Плотность нефти в пластовых условиях, т/м^3	0.92
Объемный коэффициент нефти, д.ед.	1.029
Давление насыщения нефти газом начальное (текущее), МПа	3.97 (2.29)
Газосодержание начальное (текущее), м^3/ т	11.8 (7.39)
Вязкость воды в пластовых условиях, мПа*с	1.05
Плотность воды в пластовых условиях, т/м^3	1.04

Табл. 1. Основные геолого-физические характеристики первого эксплуатационного объекта месторождения Северные Бузачи

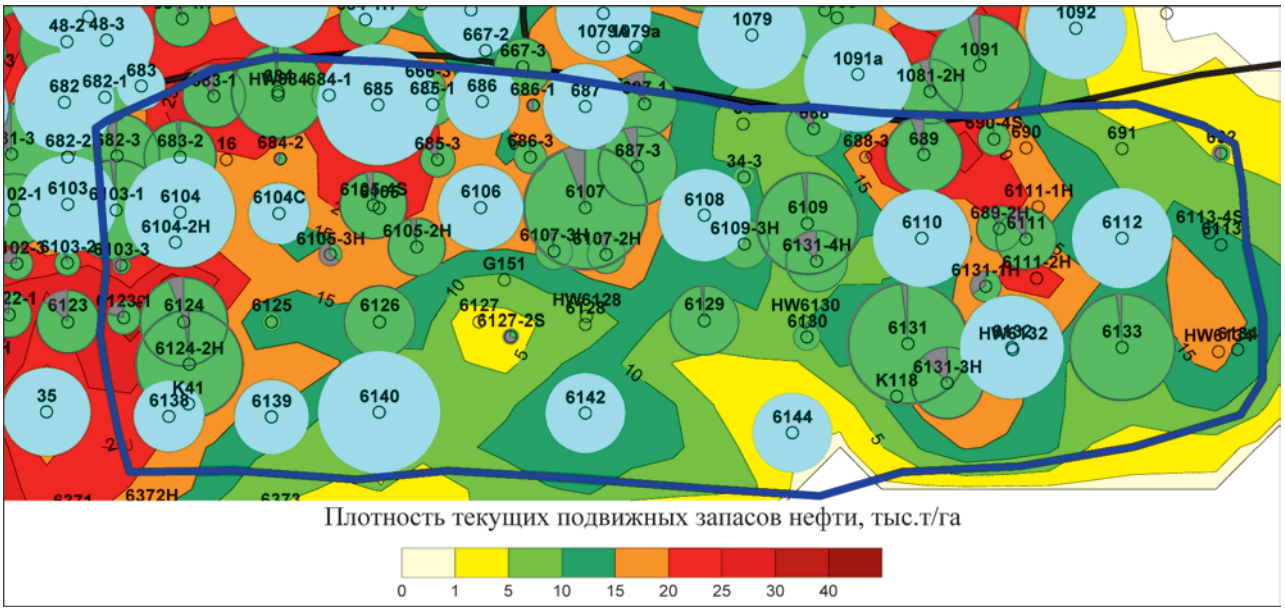

Рис. 1. Фрагмент карты текущих подвижных запасов нефти первого эксплуатационного объекта. Участок нестационарного заводнения блока № 6. Синей линией указан контур участка НЗ

Подавляющая доля запасов нефти (70%) расположена в коллекторах с небольшой зональной неоднородностью поля проницаемости (Рис. 2б). Широкий разброс средних по разрезу значений проницаемости сопровождается высокими (и даже сверхвысокими) значениями послойной неоднородности проницаемостных свойств коллектора. Значительная часть геологических запасов нефти размещается в коллекторах, проницаемости слоев которых отличаются в десятки и сотни раз (55%). 44% всех геологических запасов нефти объекта сосредоточено в относительно однородных коллекторах (Рис. 2в). Распределение запасов нефти по показателю глинистости коллектора показывает, что значительная часть (43%) запасов нефти расположена в глинистых коллекторах (более 20%) (Рис. 2г). Данное обстоятельство выдвигает на передний план проблему изменения фильтрационно-емкостных свойств коллектора при его заводнении (Альмухаметова, 2016).

Расчеты показывают, что при достижении предельной обводненности в невыработанных интервалах пласта остается до 26.2% всех геологических и 25.1% всех подвижных запасов нефти пластов юрских отложений участка (Альмухаметова, 2016). Поэтому применение технологий, позволяющих подключить к активному дренированию запасы нефти, сосредоточенные в низкопроницаемых слоях пласта, является крайне актуальным для разработки шестого блока месторождения Северные Бузачи.

Рассмотрим динамику технологических показателей разработки участка. На рисунке 3 представлена динамика среднемесячного дебита и обводненности добываемой продукции за последние годы. Видно, что в последние время (до 04.2014 г – начала применения НЗ) динамика среднемесячного дебита нефти характеризуется

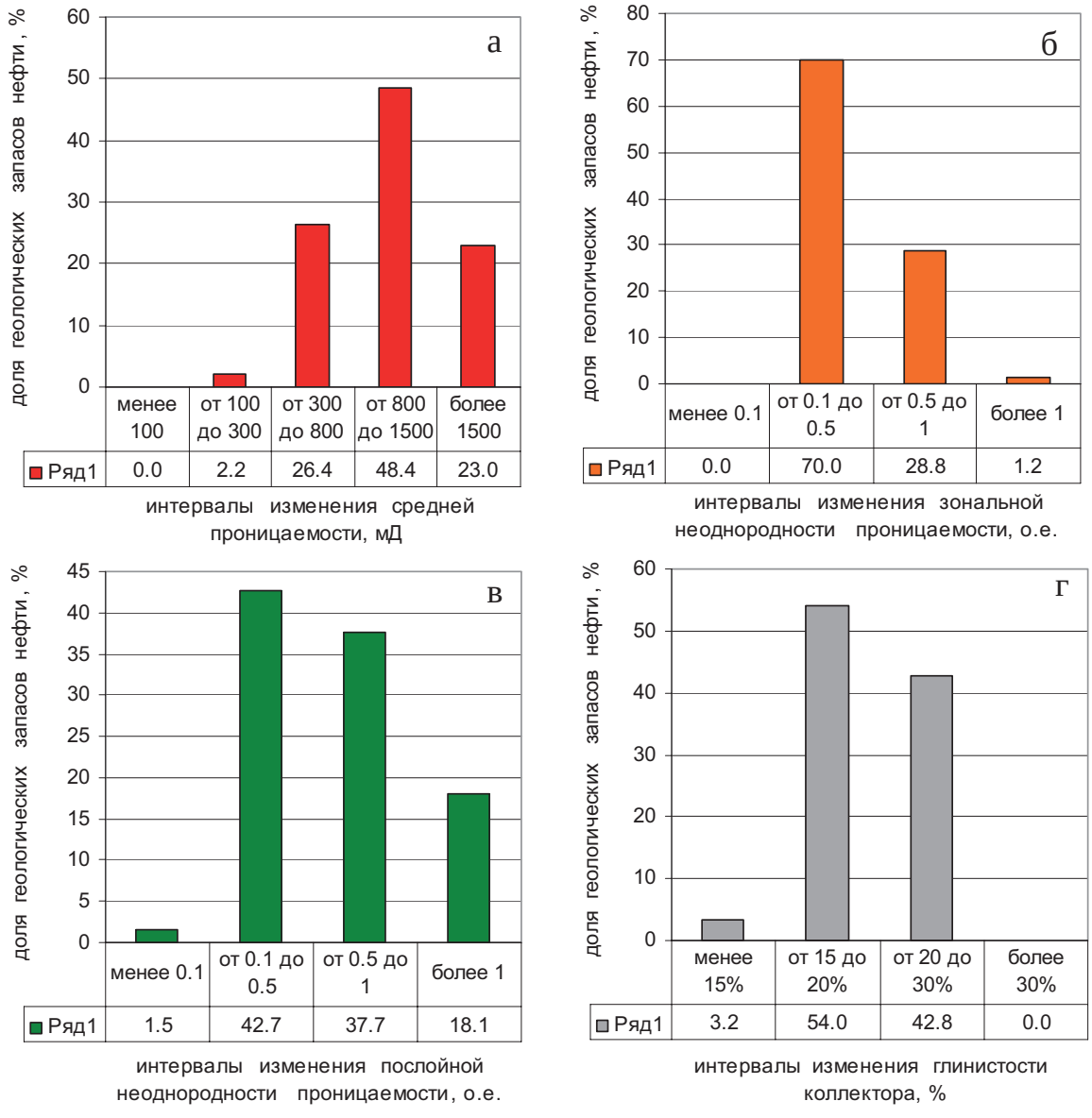

Рис. 2. Распределение начальных геологических запасов нефти пластов юрских отложений в районе участка НЗ шестого блока по интервалам изменения средней проницаемости коллектора (а), зональной неоднородности проницаемостных свойств коллектора (б), послойной неоднородности проницаемостных свойств коллектора (в), глинистости (г) (по данным (Альмухаметова, 2016)).

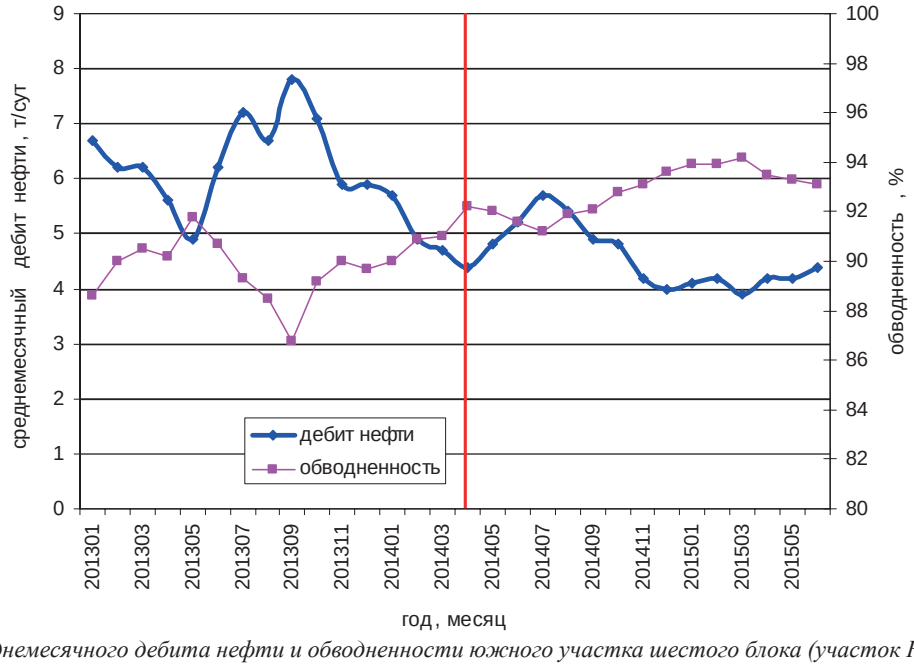

Рис. 3. Динамика среднемесячного дебита нефти и обводненности южного участка шестого блока (участок НЗ) за последние годы. Первый эксплуатационный объект месторождения Северные Бузачи

значительными колебаниями его величины, что связано с проводимыми на участке геолого-техническими мероприятиями. Обводненность добываемой продукции медленно нарастает. Текущая компенсация отборов жидкости закачкой воды на 04.2013 г. составляла 87%, накопленная компенсация – 65%.

Анализ выработки запасов нефти из первого эксплуатационного объекта участка НЗ шестого блока показывает, что на 01.03.2014 г. текущий КИН составил 0.114 д.ед. При этом текущая обводненность в целом по участку (юра) составляет 90.8 %, отбор от утвержденных НИЗ – 35%.

В апреле 2014 г. на участке начато применение технологии НЗ в сочетании с технологией изменения направления фильтрационного потока. Согласно программе внедрения нестационарного заводнения на участке 13 воздействующих нагнетательных скважин были разделены на северный и южный ряды (Научно-техническое сопровождение разработки месторождения Северные Бузачи, 2014). К северному ряду относятся скважины №№ 685, 6104, 6104С, 6106, 6108, 6110, 6112, к южному ряду – 6132, 6138, 6139, 6140, 6142, 6144. Группы нагнетательных скважин работают в противофазе, т.е. когда скважины северного ряда ведут закачку, нагнетательные скважины южного ряда стоят, и наоборот.

Продолжительность полупериода работы/остановки групп нагнетательных скважин определялась из данных гидродинамических исследований нагнетательных скважин (метод кривой падения давления). На основе полученных значений пьезопроводности и характерных для участка средних расстояний между нагнетательными и добывающими скважинами определялось среднее время распространения изменения давления, которое и принималось за продолжительность полуцикла. Продолжительность полупериодов работы/остановки нагнетательных скважин на данном участке составила 6 сут.

По историческим данным работы нагнетательных скважин были установлены возможности увеличения их приемистости, а также определены режимы работы системы водоснабжения системы ППД участка при периодической работе групп нагнетательных скважин (Владимиров и др., 2014). В связи с тем, что все нагнетательные скважины участка снабжаются водой из группы водозаборных скважин, регулирование объемами закачиваемой воды при нестационарном заводнении не составляло затруднений.

Кроме того, были разработаны режимы нестационарного заводнения в летний и зимний периоды года. В летний период применялось нестационарное заводнение с остановкой групп нагнетательных скважин, в зимний период – с периодическим ограничением закачки воды по группам скважин. Во избежание осложнений в работе скважин ППД в зимний период, для нагнетательных скважин были установлены минимальные значения приемистости, при которых не происходило замерзание воды в водоводах. Данные значения приемистости были приняты как нижний порог значений суточной закачки воды при НЗ в зимнее время.

Нестационарное заводнение на рассматриваемом участке было начато с остановки нагнетательных скважин северного ряда на 5 сут. В дальнейшем продолжительность полупериода менялась от 5 до 7 сут (Рис. 4). Использовались симметричные циклы с временем простоя

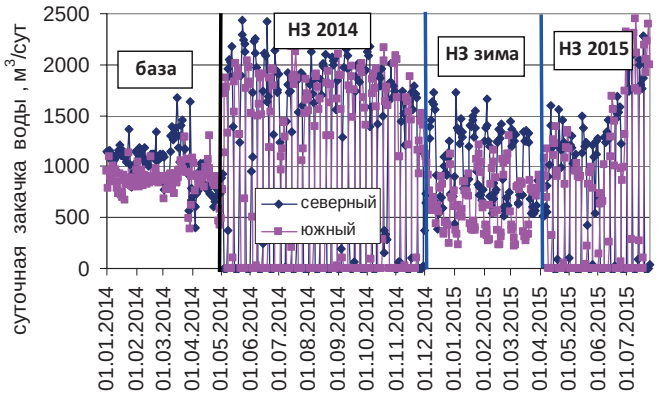

Рис. 4. Циклическое включение и отключение рядов нагнетательных скважин на южном участке шестого блока (первый эксплуатационный объект). Динамика суточной закачки рядов нагнетательных скважин

нагнетательных скважин, равным времени их работы.

В качестве реагирующих добывающих скважин рассматривались все 45 добывающих скважин участка.

К началу реализации технологии нестационарного заводнения (04.2014 г.) динамика показателей характеризуется снижением дебита нефти при нарастающей обводненности продукции. На начало НЗ среднемесячная обводненность продукции составляла 92.2 %, среднемесячный дебит нефти снизился до 4.4 т/сут при дебите жидкости 56 т/сут. Среднемесячная приемистость 120 м^3/сут.

Рассмотрим изменение технологических показателей в результате применения технологии нестационарного воздействия. На рисунке 3 видно, что начало нестационарного заводнения с применением технологии изменения направления фильтрационных потоков сопровождается повышением среднего дебита нефти и снижением обводненности продукции. Однако, начиная с августа 2014 г., наблюдается тенденция к росту обводненности продукции и снижению дебита нефти. Казалось бы, эффект от применения технологии окончен. Однако, как показывает сравнение темпов падения дебита нефти, в период нестационарного заводнения 08.2014-12.2014 темп снижения дебита нефти менее интенсивен.

Нестационарное заводнение на рассматриваемом участке осуществлялось непрерывно в течение 2014-2015 гг. В зимнее время периодичность воздействия осуществлялась за счет ограничения закачки по рядам нагнетательных скважин (Владимиров и др., 2014; Халимов и др., 2014). При переходе на зимний режим технологии нестационарного заводнения с изменением направления фильтрационного потока наблюдается стабилизация дебита нефти и обводненности продукции (Владимиров и др., 2014; 2016). С началом нестационарной закачки в 2015 году с остановкой рядов нагнетательных скважин происходит некоторое снижение обводненности продукции и рост дебита нефти.

Таким образом, нестационарное заводнение на участке позволяет снизить темпы падения дебита нефти и роста обводненности продукции.

Расчет эффективности применяемой технологии НЗ проводился на основе характеристик вытеснения. За базовый период принимался период стационарной закачки на участке. Результаты расчета технологической эффективности НЗ в сочетании с ИНФП представлены в

Характеристика вытеснения	Величина технологического эффекта, т	Продолжительность эффекта, мес.	Коэффициент Тейла, отн.ед.
Qн(1/Qж)	10343	14	3.12E-04
lgQв/Qн(lgQв)	3076	6	3.28E-04
Qн(1/SQR(Qж)	10257	14	3.72E-04
Qж/Qн(Qв)	7213	14	4.06E-04
Qн(lgQж)	5260	14	4.30E-04
Средний по трем наилучшим	7230	12.4	

Табл. 2. Технологический эффект от применения НЗ+ИНФП на участке 6-го блока (юг) первого эксплуатационного объекта в 2014-2015 гг. (по данным (Альмухаметова, 2016))

таблице 2. Отметим, что величина эффекта сильно разнится для разных характеристик вытеснения – от 3.076 до 10.343 тыс. т. За окончательную величину эффекта от технологии нестационарного заводнения принимается среднее значение, полученное по пяти наилучшим характеристикам вытеснения. Оценка эффекта по состоянию на 01.07.2015 г. показала, что эффект от применения технологии нестационарного заводнения составил 7230 т дополнительно добытой нефти.

Отметим некоторые особенности применения НЗ на данном участке. Первое – на участке присутствуют скважины основного и уплотняющего фонда. Скважины уплотняющего фонда бурились в период, когда часть добывающих скважин основного фонда уже работала с достаточно высокой обводненностью добываемой продукции. При этом скважины уплотняющего фонда расположены на меньших расстояниях от нагнетательных скважин, чем скважины основного фонда. Поэтому возникает задача оценки технологического эффекта от НЗ+ИНФП по категориям скважин.

В результате анализа эффективности применяемой технологии нестационарного воздействия по скважинам основного и уплотняющего фондов установлено, что максимальный удельный эффект приходится на скважины уплотняющего фонда (Табл. 3, рис. 5, а). В целом, за анализируемый период удельный эффект по скважинам основного фонда составил 325 т/скв. (23 т/(скв.·мес.)), уплотняющего фонда – 563 т/скв. (40 т/(скв.·мес.)) (Альмухаметова, 2016). Таким образом, различие по эффективности технологии нестационарного заводнения на скважинах уплотняющего и основного фондов значительное. Более высокий эффект от НЗ+ИНФП на скважинах уплотняющего фонда обусловлен двумя причинами: первое – более высокая амплитуда нестационарного воздействия (скважины ближе к источнику воздействия), второе – меньше степень выработки высокопроницаемых каналов (меньшее время работы скважин), что увеличивает эффективность изменения направления фильтрационных потоков.

Второй особенностью является применение недропользователем на участке НЗ изменения режимов работы добывающих скважин (оптимизация). В данном случае оптимизация режимов работы добывающих скважин была направлена в основном на увеличение дебитов жидкости. В период нестационарного заводнения на участке проводилась оптимизация режимов работы добывающих скважин в более чем 58 % фонда скважин участка.

Оценка эффекта от совместного применения технологии оптимизации и нестационарного заводнения показала, что на скважинах, где применялось комплексное воздействие (НЗ+оптимизация), удельный эффект в 1.5 раза ниже в сравнении со скважинами, которые находились только в зоне воздействия нестационарного заводнения (Табл. 4, рис. 5, б).

Снижение эффективности технологии НЗ+ИНФП на скважинах с оптимизацией связано с резким ростом обводненности этих скважин при увеличении дебита жидкости (непропорциональное изменении долей фаз в потоке). На характеристиках вытеснения данное мероприятие отражается как ухудшение качества нефтевытеснения, хотя в ряде случаев наблюдался рост суточных отборов нефти при возрастании обводненности.

Фонд	Основной	Уплотняющий	Итого
Количество скважин, шт.	11	22	33
Суммарный эффект, т	3572	12384	15956
Удельный эффект, т/скв.	324.7	562.9	483.5

Табл. 3. Распределение эффекта от НЗ по скважинам основного и уплотняющего фондов

Вид ГТМ	Суммарный эффект, т	Количество скважин, шт.	Удельный эффект, т/скв.	Доля неуспешных скважин в группе, д.ед.
оптимизация+ НЗ	8380	21	399.0	0.24
НЗ	7576	12	631.3	0.08

Табл. 4. Распределение эффекта от НЗ + ИНФП по скважинам с применением оптимизации и без нее

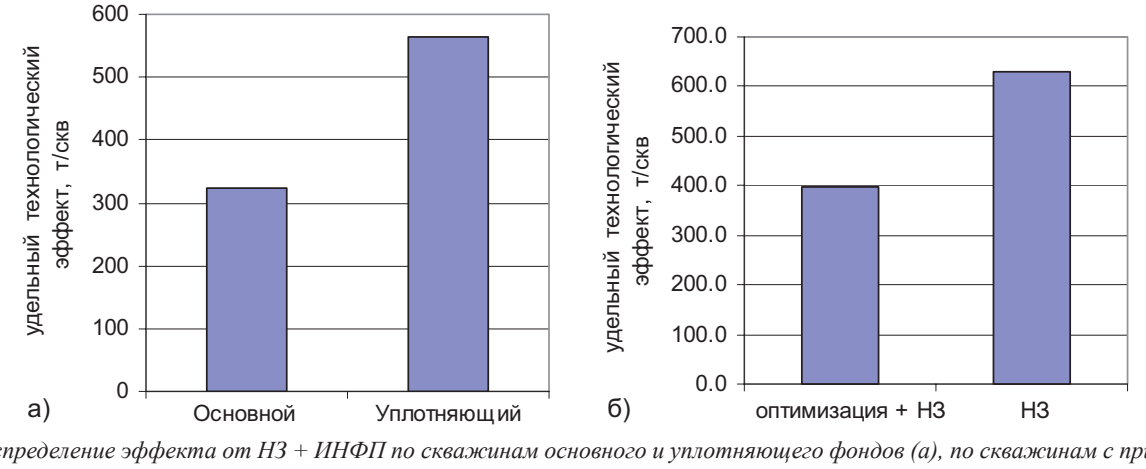

Рис. 5. Распределение эффекта от НЗ + ИНФП по скважинам основного и уплотняющего фондов (а), по скважинам с применением оптимизации и без нее (б)

Выводы

Месторождение высоковязкой нефти Северные Бузачи стало полигоном по испытанию и применению технологии нестационарного заводнения. Хорошо известно, что заводнение на залежах высоковязкой нефти имеет низкую эффективность ввиду высокой разницы в подвижности флюидов. Однако, нестационарное заводнение повышает эффективность действующей системы разработки даже при высокой разнице в вязкости нефти и воды.

Представленные в работе результаты показали значимую эффективность расширения нестационарного заводнения на новые участки месторождения, характеризующиеся разными фильтрационно-емкостными свойствами. Вместе с тем, необходимо отметить, что технологии НЗ на залежах высоковязкой нефти имеет свойство быстрого старения», т.е. их технологическая эффективность быстро снижается. Поэтому, наряду с расширением применения НЗ на новых участках месторождения, необходимо постоянно проводить модификацию применяемой технологии НЗ. Это направление имеет хорошие перспективы по наращиванию эффективности нестационарного воздействия.

Развитие технологии НЗ на месторождении Северные Бузачи прошло ряд этапов. Первоначально применялось циклическое заводнение, которое показало значительный технологический эффект. На следующем этапе (в настоящее время) циклическое заводнение комбинировалось с технологией изменения направления фильтрационных потоков. В будущем, циклическое заводнение в сочетании с ИНФП будет комбинироваться с периодической эксплуатацией высокодебитных высокообводненных добывающих скважин.

Применение НЗ+ИНФП на участке НЗ шестого блока (юг) показало следующие особенности: уплотняющие скважины, имеющие в зоне дренажа большие подвижные запасы, чем скважины основного фонда, более значимо реагируют на технологию изменения направления фильтрационного потока и на циклическое воздействие. Средний удельный эффект от НЗ для уплотняющих скважин в 1.7 раз выше, чем для скважин основного фонда.

Второй особенностью является факт массового применения недропользователем оптимизации режимов работы добывающих скважин (в основном увеличение дебитов жидкости). Применение данного вида ГТМ значимо сказалось на эффективности нестационарного заводнения на рассматриваемом участке. Скважины с применением оптимизации имеют в среднем в 1.5 раза меньший удельный эффект.

Литература

Альмухаметова Э.М. (2016). Совершенствование технологии нестационарного воздействия в разработке залежей высоковязкой нефти. Уфа, Издательство ИП Галиуллин Д.А., 236 с.

Владимиров И.В., Альмухаметова Э.М., Варисова Р.Р. (2014). Влияние изменения режима работы добывающей скважины на эффективность выработки запасов нефти. Теория. *Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов*, 2(96), с. 15-16.

Владимиров И.В., Варисова Р.Р., Альмухаметова Э.М. (2016). Изменение режима работы добывающей скважины как вариант оптимизации коллектора двойной проницаемости. *Нефтегазовое дело*, 14(4), с. 40-44.

Владимиров И.В., Велиев Э.М., Альмухаметова Э.М., Абилхаиров Д.Т. (2014). Применение нестационарного заводнения на залежах высоковязкой нефти с коллектором двойной проницаемости. Теория. *Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов*, 4, с. 16-25.

Владимиров И.В., Велиев Э.М., Альмухаметова Э.М. (2014). Определение оптимальных периодов работы/простоя нагнетательных скважин при нестационарном заводнении залежей высоковязкой нефти с коллектором двойной проницаемости. *Мат. XIV Межд. научно-практ. конф.: Энергоэффективность. Проблемы и решения*, с. 56-57.

Научно-техническое сопровождение разработки месторождения Северные Бузачи (договор №SC12/113/00/S) (2014). Сводный отчет за 2013 год. М.: ЗАО «Конкорд», 369 с.

Обоснование программы геологических исследований флюидов. Информационный отчет о НИР по договору «Научно-техническое сопровождение разработки месторождения Северные Бузачи» (договор № SC13/242/00/S) (2013). М., ЗАО «Конкорд», 71 с.

Оганджанянц В.Г. (1969). Теория и практика добычи нефти при циклическом заводнении. *Итоги науки и техники, сер. «Горное дело»*, М., с. 39-79.

Халимов Р.Н., Тазетдинов И.Р., Корепанов Д.И., Альмухаметова Э.М., Халимов И.Н., Габдрахманов Н.Х., Петрова Л.В., Нугаев Р.Я., Хазипов Р.Х. (2014). Исследование нагнетательных скважин с повышенными устьевыми давлениями вследствие высоких пластовых давлений автономными приборами методом термометрии. *Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов*, 4(98), с. 98-107.

Zhang H., Bai B. (2010). Preformed Particle Gel Transport through Open Fractures and its Effect on Water Flow. SPE 129908, 16(2), pp. 388-400.

Zhdanov S.A., Miyan A.V., Surguchev L.M., Castanier L.M., Hanssen J.E. (1996). Application of Foam for Gas and Water Shut-off: Review of Field Experience. *European Petroleum Congress*, Milan, Italy, pp. 377-388.

Сведения об авторе

Эльвира Маратовна Альмухаметова – канд. тех. наук, доцент Кафедры разведки и разработки нефтяных и газовых месторождений

Филиал Уфимского государственного нефтяного технического университета в г. Октябрьском

Россия, 452607, Октябрьский, ул. Девонская, 54а

E-mail: elikaza@mail.ru

Статья поступила в редакцию 09.02.2018;
Принята к публикации 18.05.2018; Опубликована 30.06.2018

IN ENGLISH

Expanding the experience of using non-stationary waterflooding technology with changing direction of the filtration flow in the example of the Northern Buzachi field

E.M. Almukhametova

Branch of Ufa State Petroleum Technical University in Oktyabrsky, Ufa, Russian Federation

Abstract. The last few years, work has been carried out to study the effectiveness of non-stationary exposure in the highly viscous oil field Northern Buzachi (Republic of Kazakhstan). It has been proved that this technology is quite effective in the development of highly viscous oil reservoirs, however, in order to constantly maintain high technological effect, a constant modification of this technology is required, since it has a characteristic feature of rapid «aging». Further search

for the conditions of effective application of non-stationary exposure on highly-viscous oil deposits can be carried out in two directions: the implementation of non-stationary exposure in new areas with other reservoir parameters and the change in the parameters of non-stationary exposure technology (including combining with other technologies) in areas where this technology is already in use. Both approaches are used on the Northern Buzachi field. Thus, the positive experience of using non-stationary waterflooding in combination with changing direction of the filtration flow in the section of the seventh block of the Northern Buzachi field allowed us to recommend new sites for the implementation of this technology. With the participation of the author of this work, a non-stationary waterflooding program was developed and implemented on the site of the sixth block (south) of the first operational facility.

Keywords: hydrodynamic connection, carbonate, terrigenous reservoirs, erosion incisions, oil recovery coefficient, indicator studies, fluorescein, filtration current lines

Recommended citation: Almukhametova E.M. (2018). Expanding the experience of using non-stationary waterflooding technology with changing direction of the filtration flow in the example of the Northern Buzachi field. *Georesursy = Georesources,* 20(2), pp. 115-121. DOI: https://doi.org/10.18599/grs.2018.2.115-121

References

Khalimov R.N., Tazetdinov I.R., Korepanov D.I., Al'mukhametova E.M., Khalimov I.N., Gabdrakhmanov N.Kh., Petrova L.V., Nugaev R.Ya., Khazipov R.Kh. (2014). Issledovanie nagnetatel'nykh skvazhin s povyshennymi ust'evymi davleniyami vsledstvie vysokikh plastovykh davleniy avtonomnymi priborami metodom termometrii [Study of injection wells with high wellhead pressure and high reservoir pressure by autonomous equipment based on thermometry method]. *Problemy sbora, podgotovki i transporta nefti i nefteproduktov* [Problems of gathering, treatment and transportation of oil and oil products], 4(98), pp. 98-107. (In Russ.)

Nauchno-tekhnicheskoe soprovozhdenie razrabotki mestorozhdeniya Severnye Buzachi (2014). [Scientific and technical support for the development of the Northern Buzachi Oil Field (Contract No. SC12/113/00/S)]. Moscow, ZAO «Konkord», 369 p. (In Russ.)

Obosnovanie programmy geologicheskikh issledovaniy flyuidov. Informatsionnyy otchet o NIR po dogovoru «Nauchno-tekhnicheskoe soprovozhdenie razrabotki mestorozhdeniya Severnye Buzachi» (2013). [Feasibility of the Program of fluids geological studies. Research report on contract «Scientific and technical support for the development of the Northern Buzachi Oil Field» (Contract No. SC13/242/00/S)]. Moscow, ZAO «Konkord», 71 p. (In Russ.)

Ogandzhanyants V.G. (1969). Teoriya i praktika dobychi nefti pri tsiklicheskom zavodnenii [Theory and practice of oil production in cyclic waterflooding]. *Itogi nauki i tekhniki, ser. «Gornoe delo»* [Results of science and technology, ser. «Mining»]. Moscow, pp. 39-79. (In Russ.)

Vladimirov I.V., Al'mukhametova E.M., Varisova R.R. (2014). Vliyanie izmeneniya rezhima raboty dobyvayushchey skvazhiny na effektivnost' vyrabotki zapasov nefti. Teoriya [Effect of changing the producing well operation mode on the efficiency of developing oil reserves. Theory]. *Problemy sbora, podgotovki i transporta nefti i nefteproduktov* [Problems of gathering, treatment and transportation of oil and oil products], 2(96), pp. 15-16. (In Russ.)

Vladimirov I.V., Varisova R.R., Al'mukhametova E.M. (2016). Izmenenie rezhima raboty dobyvayushchey skvazhiny kak variant optimizatsii kollektora dvoynoy pronitsaemosti [Changing the mode of production wells as an option to optimize collector dual permeability]. *Neftegazovoe delo = Petroleum Engineering*, 14(4), pp. 40-44. (In Russ.)

Vladimirov I.V., Veliev E.M., Al'mukhametova E.M., Abilkhairov D.T. (2014). Primenenie nestatsionarnogo zavodneniya na zalezhakh vysokovyazkoy nefti s kollektorom dvoynoy pronitsaemosti. Teoriya [Application of non-stationary flooding for extra-viscous oil from the collector with dual permeability. Theory] *Problemy sbora, podgotovki i transporta nefti i nefteproduktov* [Problems of gathering, treatment and transportation of oil and oil products], 4, pp. 16-25. (In Russ.)

Vladimirov I.V., Veliev E.M., Al'mukhametova E.M. (2014). Opredelenie optimal'nykh periodov raboty/prostoya nagnetatel'nykh skvazhin pri nestatsionarnom zavodnenii zalezhey vysokovyazkoy nefti s kollektorom dvoynoy pronitsaemosti [Determination of optimal periods of operation/downtime of injection wells in the non-stationary flooding of high viscosity oil reservoirs with a double permeability collector]. *Energoeffektivnost'. Problemy i resheniya: materialy XIV mezhd. nauch.-prakt. konf.* [Power Efficiency. Problems and Solutions: Proc. XIV Int. Scientific and Practical Conf.], pp. 56-57. (In Russ.)

Zhang H., Bai B. (2010). Preformed Particle Gel Transport through Open Fractures and its Effect on Water Flow. SPE 129908, 16(2), pp. 388-400.

Zhdanov S.A., Miyan A.V., Surguchev L.M., Castanier L.M., Hanssen J.E. (1996). Application of Foam for Gas and Water Shut-off: Review of Field Experience. *European Petroleum Congress*, Milan, Italy, pp. 377-388.

About the Author

Elvira M. Almukhametova – PhD (Engineering), Associate Professor, Department of Exploration and Development of Oil and Gas Fields, Branch of Ufa State Petroleum Technical University in Oktyabrsky

54a Devonsky str., Oktyabrsky, 452607, Russian Federation

E-mail: elikaza@mail.ru

Manuscript received 9 February 2018;
Accepted 18 May 2018; Published 30 June 2018

ОРИГИНАЛЬНАЯ СТАТЬЯ
DOI: https://doi.org/10.18599/grs.2018.2.122-132 УДК 550.361

Асимметрия теплового потока на срединно-океанических хребтах в Северном и Южном полушариях Земли

М.Д. Хуторской, Е.А. Тевелева*
Геологический институт РАН, Москва, Россия

Проведен статистический анализ распределения теплового потока вдоль девяти геотраверсов, пересекающих срединно-океанические хребты в Атлантическом, Тихом и Индийском океанах. Установлена значимая асимметрия в распределении теплового потока – средние его значения различаются по разные стороны от оси хребтов. В геотраверсах южного полушария Земли их западный фланг имеет более высокое значение среднеарифметического теплового потока, а в геотраверсах северного полушария – восточный фланг. Учитываются различные тектонические факторы, приводящие к такому распределению, но универсальной причиной этой закономерности предложено считать влияние силы Кориолиса, которая при вращении планеты отклоняет восходящий поток магмы в дивергентных зонах, соответственно, к западу – в южном, и к востоку – в северном полушариях.

Ключевые слова: тепловой поток, геотраверс, статистика, асимметрия, срединно-океанический хребет, кориолисова сила

Для цитирования: Хуторской М.Д., Тевелева Е.А. (2018). Асимметрия теплового потока на срединно-океанических хребтах в Северном и Южном полушариях Земли. *Георесурсы*, 20(2), с. 122-132. DOI: https://doi.org/10.18599/grs.2018.2.122-132

Детальные исследования теплового потока в пределах склонов срединно-океанических хребтов и смежных абиссальных котловин показали, что его распределение не является везде симметричным относительно оси хребта в соответствующих однотипных зонах, а подчинено сложному механизму перераспределения, зависящему от многих геологических причин, связанных с тектоникой и особенностями строения литосферы этих зон.

Факт геотермической асимметрии склонов срединных океанических хребтов (СОХ), смежных абиссальных котловин и пассивных частей трансформных разломов в Атлантическом, Индийском и Тихом океанах был обоснован и подтвержден на основании статистической обработки выборок измерений из глобальной базы данных по тепловому потоку вдоль геотраверсов, пересекающих СОХ и охватывающих перечисленные структурные элементы океанической коры. (Подгорных, Хуторской, 1998; Подгорных, Хуторской, 1999; Хуторской, Тевелева, 2016; Хуторской, Поляк, 2017; Хуторской и др., 2017). Важно отметить, что асимметрия СОХ наблюдается не только в тепловом поле, но и в других геофизических полях: магнитном (Глебовский и др., 1986) и гравитационном (Budanov et al., 1997), а также в структуре коры (Нарышкин, Погребицкий, 1986; Пущаровский и др., 1995).

Природа этого феномена многократно обсуждалась, и предлагались различные геолого-геофизические модели для объяснения существующей асимметрии. Некоторые исследователи отмечают существование различной скорости спрединга океанических плит по разные стороны от оси хребтов (Нарышкин, Погребицкий, 1986; Пущаровский и др., 1995; Шрейдер, 2001), другие полагают, что различаются геодинамические процессы в смежных плитах, и на одной из них режим сжатия, сменивший первичную обстановку растяжения, создает характерные для сжатия шарьяжно-надвиговые структуры (Budanov et al., 1997; Пущаровский и др., 1995).

Ранее нами было предложено рассмотреть влияние силы Кориолиса (Хуторской, Тевелева, 2018), которая действует на любую массу, двигается вдоль радиуса вращающейся Земли и отклоняет эту массу от ортогональной траектории, соответственно, к западу в южном полушарии и к востоку – в северном. В качестве такой «массы» может рассматриваться восходящий поток магмы в дивергентных зонах срединных хребтов. Отклонение этого потока от траектории, ортогональной к поверхности планеты, обусловливает наблюдаемую геотермическую асимметрию.

Целью данной работы является сравнительный анализ распределения теплового потока вдоль геотраверсов, пересекающих СОХ в южном и северном полушариях планеты. Естественно, нами рассматриваются те пересечения СОХ, которые наиболее представительно обеспечены измерениями теплового потока. Компиляция измеренных значений теплового потока отражена в глобальных базах данных (Jessop et al., 1976; Pollack et al., 1992; Подгорных, Хуторской, 1997; Hasterok, 2010).

Для установления факта геотермической асимметрии на флангах СОХ нами было проведено сравнение выборок данных теплового потока для однотипных элементов вдоль длинных профилей (геотраверсов), пересекающих хребты в Мировом океане: Срединно-Атлантический хребет (САХ), Восточно-Тихоокеанское поднятие (ВТП) и Западно-Индийский хребет (ЗИХ) (Рис. 1). Статистические выборки для каждого из этих геотраверсов вполне представительны (Табл. 1) для проведения сравнительного анализа.

* *Ответственный автор: Хуторской Михаил Давыдович*
E-mail: mkhutorskoy@ginras.ru

© 2018 Коллектив авторов

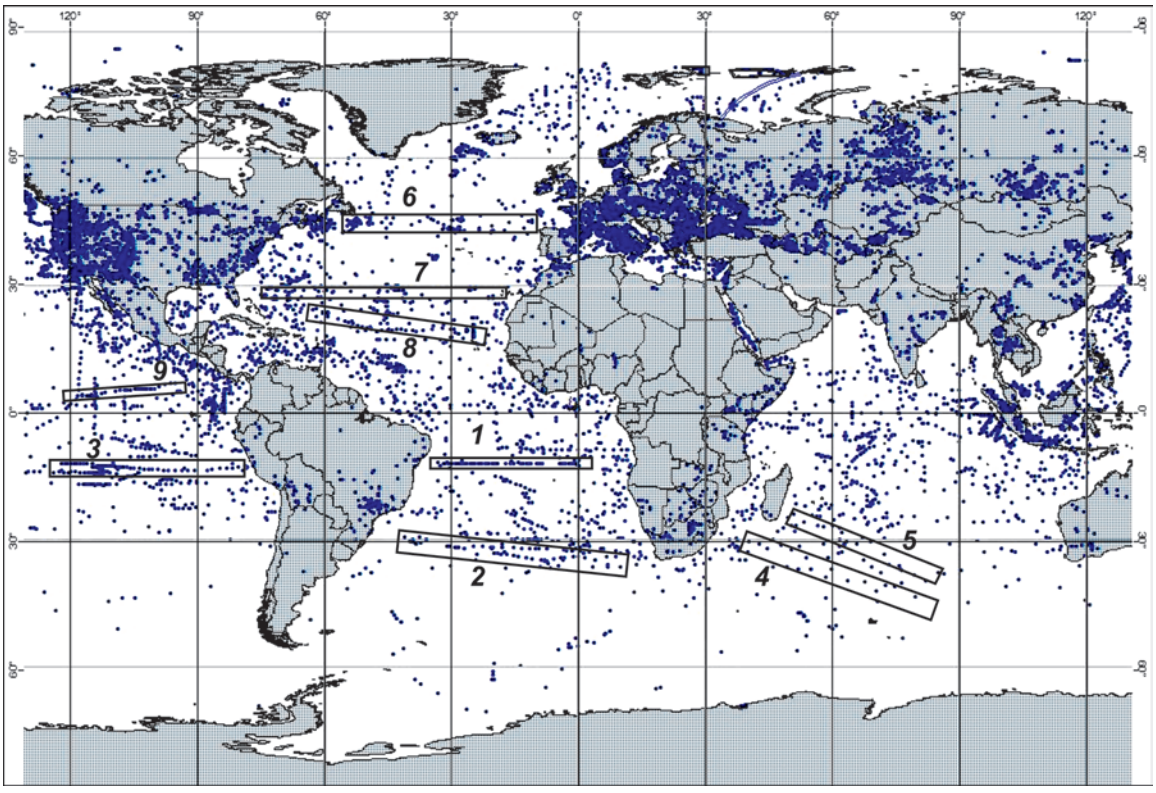

Рис. 1. Схема расположения точек измерения теплового потока и исследованных геотраверсов в Мировом океане (номера см. в тексте)

№ геотраверса	№1 Анголо-Бразильский		№2 -31° ю.ш.	
запад/восток	запад	восток	запад	восток
среднее значение теплового потока	62	39	91	61
среднеквадратическое отклонение	25	21	94	62
количество измерений	16	18	6	27
значение критерия Крамера-Вэлча	3		0,99	
доверительная вероятность	99%		70%	

Табл. 1. Статистические характеристики геотраверсов в южном полушарии Атлантики

Доказательство возможной геотермической асимметрии структурно-морфологических элементов вдоль геотраверсов основано на статистическом сравнении выборок эмпирических данных, относящихся к разным его частям, в нашем случае, к его западному и восточному простиранию.

Для оценки статистически значимого различия средних значений теплового потока в исследуемых выборках использовался параметрический критерий Крамера-Вэлча (*T*), значение которого находят по формуле (Гмурман, 2015):

$$T = \frac{\sqrt{mn} \cdot (\overline{x} - \overline{y})}{\sqrt{ns_x^2 + ms_y^2}},$$

где $\overline{x}, s_x^2, n$ и $\overline{y}, s_y^2, m$, соответственно, выборочные средние, дисперсии и количество данных по двум сравниваемым выборкам.

Если $T < \varphi(1-\frac{\alpha}{2})$, где $\varphi(1-\frac{\alpha}{2})$ – значение обратной функции нормального распределения от уровня значимости α, где α=1–P, P – доверительная вероятность, то принимают гипотезу об однородности средних значений теплового потока, т.е. существование асимметрии не подтверждается. Если же $T \geq \varphi(1-\frac{\alpha}{2})$, то принимают гипотезу о том, что средние значения по рассматриваемому признаку неоднородны, и асимметрия подтверждается. При уровне значимости α=0,05 (при P=95%) критическое значение критерия Крамера-Вэлча *T*=1,96. Следовательно, если значение критерия не превышает данную величину, то следует принять гипотезу об однородности данных выборок по среднему значению. Если значение критерия больше или равно критическому значению, то выборки по среднему значению признаются различными.

Южное полушарие Земли

В южном полушарии мы проанализировали распределение теплового потока вдоль пяти геотраверсов: 1) Анголо-Бразильский геотраверс (12°ю.ш.), 2) геотраверс вдоль 31°ю.ш. – в Атлантическом океане; 3) геотраверс 15°ю.ш. – в Тихом океане, а также геотраверсы в Индийском океане: 4) южная часть котловины Крозе-Мозамбикская котловина и 5) северная часть котловины Крозе-Мадагаскарская котловина (Рис. 1).

Атлантический океан

Большинство геотермических данных по Анголо-Бразильскому геотраверсу (№1) было получено во время многолетних экспедиционных геолого-геофизических исследований ВНИИОкеангеология (Подгорных, Хуторской,

1998; Попова и др., 1984; Погребицкий и др., 1990; Мащенков, Погребицкий, 1995).

В пределах Анголо-Бразильского геотраверса выполнены детальные измерения теплового потока, гравитационного и магнитного полей, рельефа дна, проведен большой объем сейсмических исследований.

Морфоструктура дна вдоль геотраверса подчиняется традиционной схеме строения трансокеанических структур (Нарышкин, Погребицкий, 1986). В центральной части геотраверса располагается Срединно-Атлантическое поднятие, по обе стороны от которого лежат абиссальные плиты (Ангольская и Бразильская котловины) и сопряженные с плитами окраинно-материковые флексуры (Африканский и Южно-Американский континентальные склоны с подножьями) (Рис. 2). Перечисленные структуры первого порядка осложнены системой подчиненных и наложенных морфоструктур: выделяются мозаично-ячеистые и линейно-грядовые поднятия, плато, троги, вулканические постройки центрального типа. Несмотря на плавные в целом сопряжения структур, продольные относительно срединного хребта зоны контактируют по сбросам. Исходя из ландшафтных характеристик (размер, амплитуда, выдержанность ориентировки), отмечается асимметрия крыльев срединного поднятия: при формировании базальтового ложа тектоно-магматическая деятельность наиболее интенсивно проявилась на западном “бразильском” крыле (Погребицкий и др., 1990).

Строение магнитного поля западного и восточного флангов поднятия также асимметрично. Аномалии западного фланга отличаются относительно повышенной интенсивностью (до 150 нТл) и более выдержанной линейностью. Они хорошо идентифицируются до 33-й аномалии включительно. Аномалии восточного фланга характеризуются сглаженным (до 100 нТл) знакопеременным фрагментарно линейным полем, и корреляция здесь весьма условна (Мащенков, Погребицкий, 1995). Асимметрия в строении аномального магнитного поля западного и восточного флангов срединного поднятия устанавливается и на геомагнитном разрезе: поверхность нижних кромок намагниченных тел на западном фланге не опускается глубже 12 км, а на восточном достигает 20 км от поверхности океана.

По данным МОВ ОГТ отмечается существование структурных швов, захороненных под осадочным чехлом. На сейсмическом разрезе они выражаются в виде мощного рефлектора, проходящего через всю кору и смещающего поверхность Мохо. Хотя эти швы не выражены ни в рельефе дна, ни в гравитационном поле, в структурном плане они также дают основание предположить асимметрию обусловивших их тектонических процессов. На «Ангольском шве» наблюдается надвигание океанической литосферы по поверхности палеоконтинентального склона в сторону континента, а на «Бразильском» – листрическое сползание.

Наблюдаемая асимметрия в глубинной структуре склонов и абиссальных котловин вдоль геотраверса, а также в магнитном поле связана, естественно, с различием в энергетике геодинамических процессов, о чем можно судить на основании анализа геотермических данных. Они показали при статистической обработке и расчету критерия Крамера-Вэлча значимое различие теплового потока по разные стороны САХ. Так, средний тепловой поток западнее САХ составляет 62 мВт/м², а восточнее – 39 мВт/м² (Табл. 1).

Обсуждая причины геотермической асимметрии хребта, можно в первом приближении согласиться с авторами работы (Погребицкий и др., 1990, стр. 21), которые объясняют ее “...отсутствием единого механизма формирования

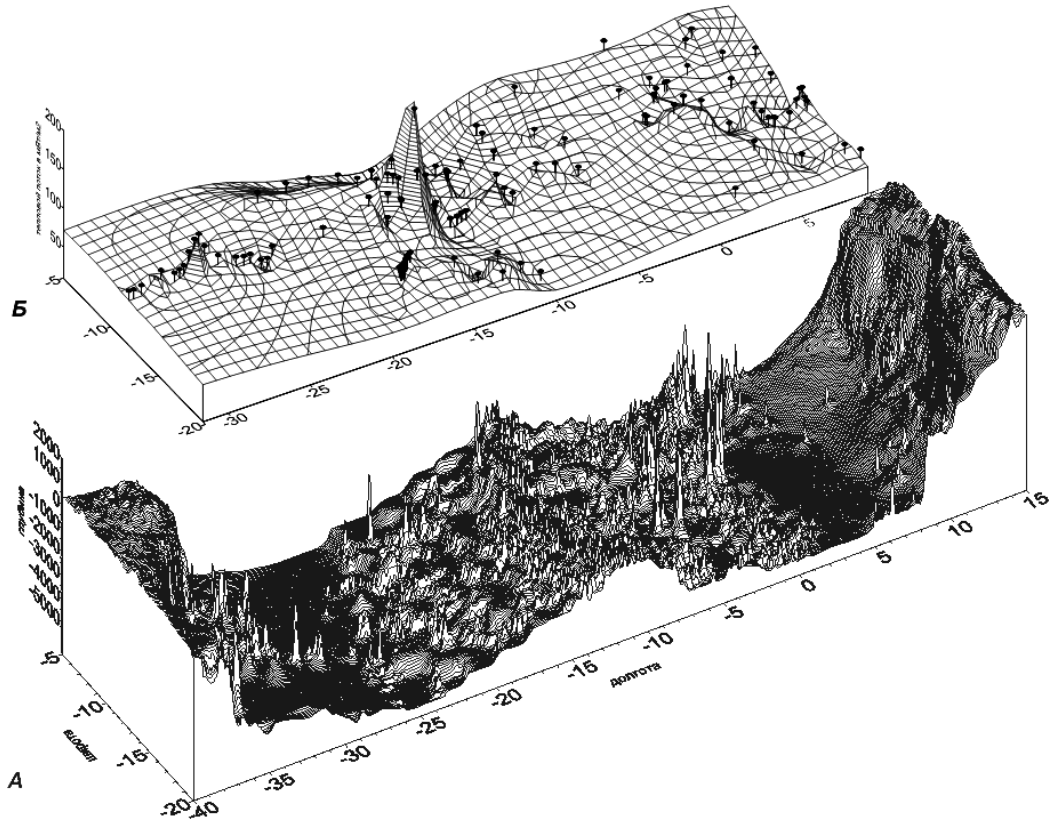

Рис. 2. Рельеф дна (А) и тепловой поток (Б) вдоль Анголо-Бразильского геотраверса

океанической литосферы", но полученные нами результаты заставляют предположить наличие дополнительных глубинных термических источников, которые обусловили повышение теплового потока на западном фланге хребта в полосе геотраверса.

Можно предположить или наличие разной мощности литосферы с западной и восточной стороны хребта (в этом случае в стационарном геотермическом поле сохранятся различия фоновых значений теплового потока), или действие нестационарных и более поздних геодинамических процессов, изменивших термическую структуру уже сформировавшейся океанской литосферы.

Первое из наших предположений не согласуется с независимыми геофизическими результатами, полученными при изучении геотраверса, а также с оценками мощности литосферы по данным о батиметрии дна (Мащенков и др., 1998). Второе предположение более реально, т.к. структурная неоднородность и наличие наложенных тектонических процессов в сформировавшейся литосфере подтверждается данными магнитометрии и сейсмического профилирования.

Геотраверс вдоль 31°ю.ш. протягивается от Капской котловины на востоке до Плато Риу-Гранди на западе Атлантического океана. В полосе геотраверса[1] имеется 6 измерений западнее САХ и 27 измерений – восточнее. Применив ту же методику сравнения данных, мы рассчитали, что средний тепловой поток западнее САХ составляет 91 мВт/м^2, а восточнее – 61 мВт/м^2, т.е. пришли к аналогичному результату: западный фланг САХ на геотраверсах южного полушария в Атлантике обладает более высоким тепловым потоком (Табл. 1).

Как было анонсировано выше, мы обсудим более общие и универсальные модели для объяснения наблюдаемой асимметрии теплового потока после характеристики всех геотраверсов.

Тихий океан

В южном полушарии Тихого океана мы рассмотрели один геотраверс, пересекающий ВТП по 15°ю.ш. ВТП представляет одно из главных звеньев глобальной цепи срединно-океанических хребтов. В юго-восточной части Тихого океана оно служит границей между литосферной плитой Пацифик на западе и плитами Антарктической, Чилийской, Наска и Кокос на востоке. Морфологически поднятие выражено в виде широкого (1000-1200 км) вала с пологими склонами, расчлененными на крупные и мелкие глыбы, среди которых высятся отдельные подводные вулканические горы или вулканические массивы. Параллельно главной оси ВТП иногда встречаются глыбово-вулканические поднятия относительно небольшой протяженности. Гребень ВТП располагается на глубинах 2-3 км, и лишь несколько отдельных вулканов поднимаются до отметок менее 2 км. Высшей точкой хребта в этой части океана является остров Пасхи, расположенный в зоне его сочленения с широтным глыбово-вулканическим хребтом Сала-и-Гомес.

Особенностью ВТП, отличающей его от других срединных хребтов, является отсутствие продольной рифтовой долины и обрамляющей ее хребтов, что объясняется высоким темпом спрединга (до 16 см/год), при котором обильные массы поступающего к поверхности магматического материала полностью заполняют рифтовую долину (Нарышкин, Погребицкий, 1986; Menard, 1966).

Осадочный слой на поднятии довольно тонкий, а в ряде мест и вообще отсутствует. Второй слой, представленный в основном базальтами, имеет мощность порядка 1 км, а "базальтовый слой", который, судя по результатам драгировок на разломе Хизена в 24-м рейсе НИС "Академик Курчатов", состоит из амфиболитовых сланцев, имеет мощность 3,6-3,7 км, что почти на 2 км меньше мощности этого слоя за пределами ВТП. Г. Менард в своих работах называл ВТП мегантиклинальным воздыманием океанской земной коры, в котором слои становятся постепенно все более тонкими по мере приближения к гребню (Гайнанов, 1980).

На всем протяжении ВТП расчленено многочисленными трансформными разломами, по которым его блоки сдвинуты иногда на значительные расстояния. Например, смещение оси ВТП в разломах Хизена и Тарп трансформной системы Элтанин между 53 и 57°ю.ш. достигает 15° по долготе, т.е. более 1500 км. Характер смещений меняется по простиранию ВТП: к югу от параллели 40°ю.ш. преобладают правосторонние смещения, между 40° и 20°ю.ш. – левосторонние, а севернее 20°ю.ш., вплоть до стыка с широтным Галапагосским поднятием, – опять правосторонние.

Многие исследователи также отмечают сходные черты в геофизических полях южной части Срединно-Атлантического хребта и ВТП в юго-восточной части Тихого океана (Kuo, Forsyth, 1988). Это сходство выражается в одинаковых величинах аномалий полного вектора геомагнитного поля и гравитационных аномалий в редукции Фая.

Основной объем геотермических измерений в этой части Тихого океана был получен американскими и канадскими учеными. Тем не менее, около 50 измерений теплового потока выполнено российскими учеными, в том числе и авторами данной работы, во время 14-го рейса НИС "Дмитрий Менделеев" и 24-го рейса НИС "Академик Курчатов" (Попова и др., 1984).

Район геотраверса 15°ю.ш. характеризуется самой высокой геотермической изученностью из всех рассмотренных объектов. В общей сложности здесь проанализировано 7260 измерений теплового потока, из которых 3740 расположены западнее оси ВТП, и 3520 – восточнее. Расчет статистического различия выборок показал, что на этом пересечении ВТП существует значимая асимметрия теплового потока: среднее его значение западнее хребта составляет 88 мВт/м^2, а восточнее – 72 мВт/м^2 (Табл. 2).

Индийский океан

В настоящей работе мы проанализировали распределение теплового потока на флангах Юго-Западного Индийского хребта (ЮЗИХ) (Рис. 1). Он морфологически разделяется на Западно-Индийский (ЗИХ) и Африкано-Антарктический хребты, сочленение которых происходит в зоне трансформного разлома Принца Эдуарда на 37° в.д. (Рис. 3). Хребты характеризуются интенсивно расчлененным рельефом с перепадом высот до 4 км. Они

[1] *В выборку данных теплового потока включались все измерения, расположенные в полосе шириной ±2° от оси геотраверса.*

№ геотраверса	№3 -15°ю.ш.	
запад/восток	запад	восток
среднее значение теплового потока	88	72
среднеквадратическое отклонение	61	59
количество измерений	3745	3520
значение критерия Крамера-Вэлча	2,84	
доверительная вероятность	99%	

Табл. 2. Статистические характеристики геотраверса в южном полушарии Тихого океана

пересекаются многочисленными трансформными разломами, смещающими современную ось спрединга иногда на десятки миль (Шрейдер, 2001).

ЮЗИХ относится к медленно спрединговым хребтам (Hosford, 2001). Скорость спрединга здесь, в среднем, не превышает 14 км/млн лет (1,4 см/год)[2], причем аккреция коры по разные стороны от оси хребта резко асимметрична. Так, на «Антарктической» стороне она составляет 8,5 км/млн лет, а на «Африканской» – 5,5 км/млн лет (Cannat et al., 1999). Вдоль простирания ЮЗИХ также наблюдается структурная асимметрия. Участки хребта, лежащие западнее трансформного разлома Эндрю-Бэйн (30° в.д.) и восточнее трансформного разлома Мэлвилл (61°в.д.), характеризуются аномально глубокой осевой долиной, косым спредингом, небольшой величиной центральной магнитной аномалии и нестабильным морфологическим проявлением на дне пассивных частей трансформных разломов (Patriat et al., 1997; Cannat et al., 1999). Такие свойства периферийных частей ЮЗИХ позволяют предположить, что они имеют относительно

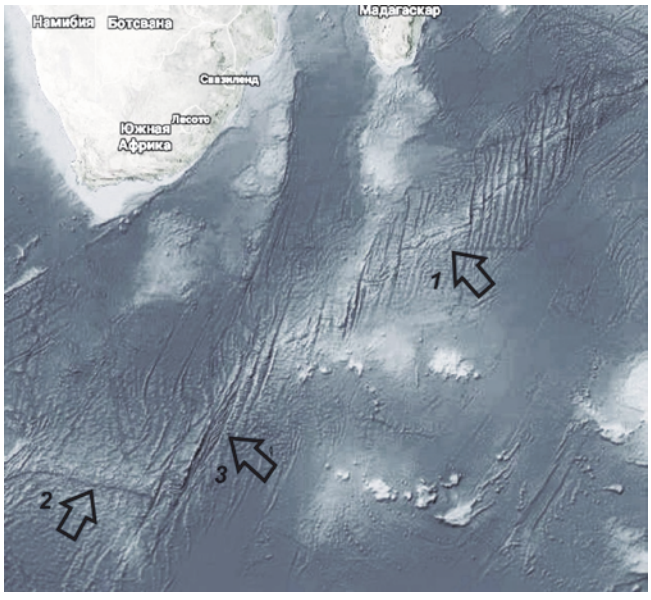

Рис. 3. Морфологическая схема Юго-Западного Индийского хребта. Стрелками показаны: 1 – Западно-Индийский хребет; 2 – Африкано-Антарктический хребет; 3 – трансформный разлом Принца Эдуарда

[2]*Для сравнения, на Срединно-Атлантическом хребте средняя скорость спрединга составляет 2,5 см/год.*

«холодную» мантию, прочную и толстую литосферу и ограниченные запасы магмы. Напротив, центральная часть ЮЗИХ, между 30 и 61°в.д., характеризуется прекрасно проявляющимися в рельефе трансформными разломами, ортогональным спредингом и ярко выраженной центральной магнитной аномалией (Patriat et al., 1997). Внутри этой части ЮЗИХ, между трансформными разломами Атлантис II (56°45’ в.д.) и Навара (58°40’ в.д.), лежит сегмент, который, судя по скорости спрединга, можно сравнить с большинством сегментов Срединно-Атлантического хребта.

Таким образом, ЮЗИХ характеризуется структурной и морфологической асимметрией вдоль и вкрест своего простирания.

В юго-западной части океана, начиная с конца 60-х годов XX века, неоднократно проводились экспедиционные работы на американских, французских и японских научно-исследовательских судах, включавшие измерения теплового потока (Anderson et al., 1977; Anderson et al., 1979; Courtney, Recq, 1986; Hyndman et al., 1987). Компиляция измеренных значений теплового потока отражена в глобальных базах данных (Jessop et al., 1976; Pollack et al., 1992; Подгорных Л.В., Хуторской, 1997; Hasterok, 2010). На рис.4 показаны все известные на сегодняшний день пункты измерений в этой части Индийского океана.

Для установления факта геотермической асимметрии на флангах ЗИХ нами было проведено сравнение выборок данных теплового потока вдоль двух длинных профилей (геотраверсов), пересекающих хребет (Рис. 4). Статистические выборки для каждого из этих геотраверсов вполне представительны (Табл. 2) для проведения сравнительного анализа.

Таким образом, в юго-западной части Индийского океана мы констатируем наличие не только структурной, но и геотермической асимметрии ЗИХ относительно его оси. Западный склон и смежная абиссальная котловина характеризуется более высоким тепловым потоком по сравнению с восточной частью ЗИХ в полосе обоих геотраверсов.

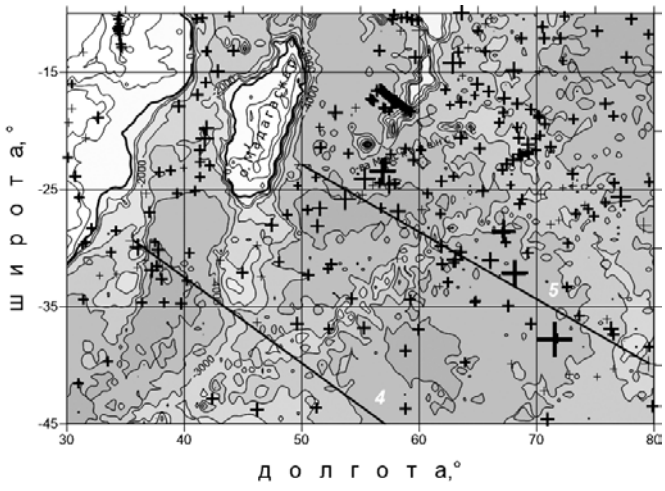

Рис. 4. Батиметрическая карта юго-западной части Индийского океана (сечение изобат – 1000 м) и расположение точек измерения теплового потока (крестики). Размер крестиков пропорционален величине теплового потока. 4-5 – геотраверсы, вдоль которых проведена статистическая обработка геотермических данных.

№ геотраверса	№5		№4	
западнее/восточнее оси ЗИХ	З.	В.	З.	В.
среднее значение теплового потока	76	48	124	77
среднеквадратическое отклонение	59	30	79	40
количество измерений	65	28	12	48
значение критерия Крамера-Вэлча (Т)	2,38		2,9	
доверительная вероятность	99%		99%	

Табл. 3. Статистические характеристики для значений теплового потока (мВт/м²) по геотраверсам №5 и №4

Подводя итоги статистического анализа асимметрии СОХ южного полушария, мы отмечаем, что для всех пересечений хребтов в трех океанах Земли западный фланг обладает более высоким тепловым потоком, чем восточный.

Северное полушарие Земли

В северном полушарии рассматривались четыре геотраверса: 6) геотраверс 45° с.ш., 7) Канаро-Багамский геотраверс (28°с.ш.), 8) геотраверс 19°с.ш. – в Атлантике и 9) геотраверс 10°с.ш. в Тихом океане.

Атлантический океан

Геотраверс 45°с.ш. простирается от Бискайского залива на востоке до Ньюфаундлендской котловины на западе, пересекая САХ на 28°з.д. Район достаточно хорошо изучен всеми геолого-геофизическими методами. Достаточно сказать, что только измерений теплового потока здесь выполнено более 250 (Рис. 5). Диапазон изменения теплового потока очень широкий. Минимальное значение составляет 25 мВт/м², а максимальное – 180 мВт/м². Заметим, что САХ в этом районе характеризуется не самыми экстремальными значениями, что обычно связывают с уменьшением кондуктивного теплового потока из-за тепломассопереноса в рифтовой долине хребта.

Максимальные значения теплового потока относятся к восточному склону САХ в районе 8-10-й магнитных аномалий. Далее на восток, в Бискайском заливе тепловой поток несколько уменьшается, но, тем не менее, остается повышенным по сравнению с Ньюфаундленской котловиной. Сравнение выборок теплового потока западнее и восточнее оси САХ показало, что выборка на востоке имеет статистически значимое превышение среднего теплового потока над тем, которое характеризует выборку на западе (Табл. 4).

Позиция Канаро-Багамского геотраверса (23-29° с.ш.) выбрана так, что им пересекается только одна дивергентная граница плит (САХ) (Рис. 6), которая

№ геотраверса	№6 (45°с.ш.)	
запад/восток	запад	восток
среднее значение теплового потока	69	84
среднеквадратическое отклонение	57	43
количество измерений	95	200
значение критерия Крамера-Вэлча	2,6	
доверительная вероятность	99%	

Табл. 4. Статистические характеристики для значений теплового потока (мВт/м²) по геотраверсам №6

функционировала на протяжении всей истории раскрытия Атлантики. Расположенная между наиболее удаленными друг от друга атлантическими трансформными разломами Кейн и Атлантис, полоса геотраверса покрывает регион, наиболее представительный для рассмотрения процессов аккреции и эволюции океанической коры в обстановке медленного спрединга (Мащенков, Погребицкий, 1995).

По результатам сейсмических работ, в районе геотраверса выделяется два типа земной коры, имеющих определенную структуру волнового поля и скоростные характеристики, – нормальная и аномальная кора. Нормальная кора характеризуется наличием трех сейсмокомплексов: 1-й сейсмокомплекс, который по особенностям волнового поля сопоставляется с пиллоу-лавами и базальтовыми потоками в разрезах офиолитов; 2-й – (акустически прозрачный горизонт) интерпретируется как комплекс параллельных даек; 3-й сейсмокомплекс по присутствию динамически выраженных отражающих площадок и наклонных рефлекторов отвечает габброидам нижних частей разреза типичных офиолитов. На большинстве временных разрезов МОВ выделяется раздел Мохо, отмечающий переход от «слоистой» к «неслоистой» записи. На профилях МОВ в полосе Канаро-Багамского геотраверса встречаются также участки, где волновые поля имеют аномальные особенности: насыщение осями дифракции или отражающие границы сложной структуры (наклонные и «шпорообразные» рефлекторы).

Проявления асимметрии на геотраверсе отмечались при анализе «корневой зависимости» рельефа на склонах САХ (Мащенков и др., 1998), гравитационных аномалий Фая (Гайнанов, 1980; Kuo, Forsyth, 1988) и теплового потока (Подгорных, Хуторской, 1999). Однако, статистическое сравнение геотермических характеристик однотипных морфологических элементов вдоль Канаро-Багамского геотраверса выявило их неоднородность. Так, сравнение статистик теплового потока в абиссальных котловинах

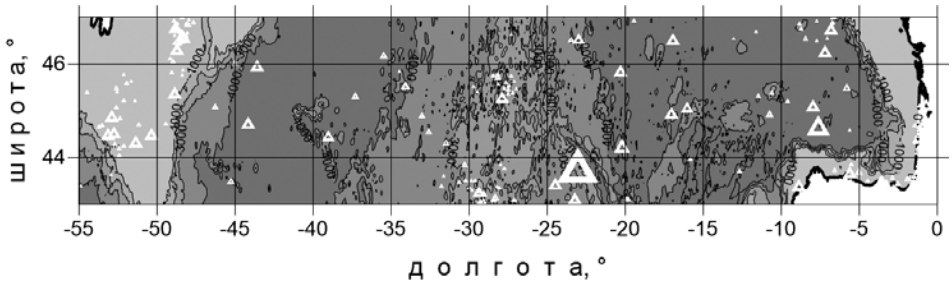

Рис. 5. Рельеф дна и пункты измерений теплового потока (треугольники) в районе геотраверса 45°с.ш. Размер треугольников пропорционален величине теплового потока

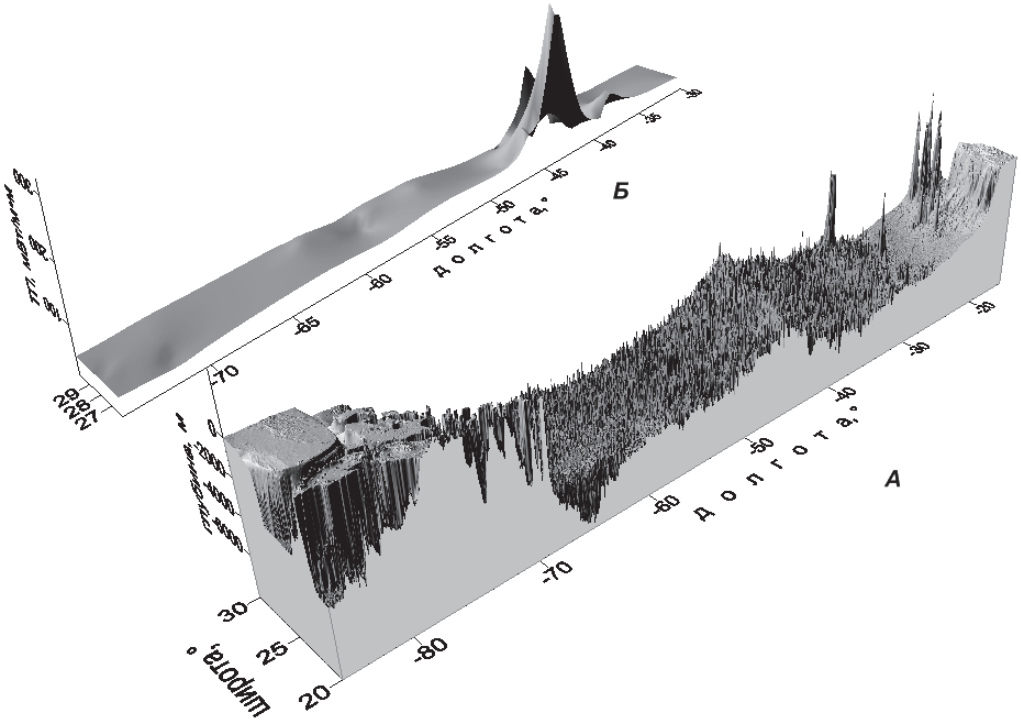

Рис. 6. Блок-диаграммы рельефа дна (А) и теплового потока (Б) вдоль геотраверса №7 (Канаро-Багамский)

показало, что в Канарской котловине в полосе геотраверса тепловой поток статистически значимо выше, чем в южной части Северо-Американской (Багамской) котловины. В то же время сравнение распределения теплового потока на склонах САХ не обнаружило значимого различия с восточной и западной стороны от оси хребта.

Появление новой, намного более представительной базы данных по тепловому потоку (Hasterok et al., http://heatflow.org/data) позволило заметно увеличить анализируемую выборку по Канаро-Багамскому геотраверсу. Если раньше в полосе геотраверса мы анализировали 42 измерения, то в последней базе те же координаты включали 70 измерений.

В табл. 5 приведены результаты статистической обработки выборок теплового потока в западной и восточной периферии геотраверса. Расчеты показали, что, несмотря на небольшое превышение среднего теплового потока восточнее САХ, это различие статистически незначимо, т.е. нет оснований считать существование геотермической асимметрии на этом геотраверсе. Возможная интерпретация данного результата будет приведена ниже.

На рис. 7 показан рельеф дна в районе геотраверса 19°с.ш. (№8). Этот блок земной коры почти не затронут трансформными смещениями и может рассматриваться как тектонотип симметричного расположения морфологических элементов океанического дна: склонов САХ и смежных абиссальных котловин.

Геотраверс №7 Канаро-Багамский		
запад/восток	запад	восток
среднее значение теплового потока	58	61
среднеквадратическое отклонение	48	39
количество измерений	50	20
значение критерия Крамера-Вэлча	0,27	
доверительная вероятность	<20% (значимых различий нет)	

Табл. 5. Статистические характеристики для значений теплового потока (мВт/м²) по геотраверсу №7

Тем не менее, сравнение выборок теплового потока, сформированных на основании измерений по разные стороны от оси САХ, показало статистически значимое различие – восточный фланг геотраверса обладает более высоким средним тепловым потоком (Табл. 6).

Тихий океан

В Пацифике лишь один геотраверс в северном полушарии удовлетворяет условию достаточной геотермической изученности. Это геотраверс №9, пересекающий ВТП на 10°с.ш. Вдоль этого геотраверса усилиями, в основном, американских исследователей, получено более 5000 измерений теплового потока (McKenzie, Sclater, 1969; Parsons, Sclater, 1977; Von Herzen, Uyeda, 1963). Подавляющее число измерений лежит в пределах 65-100 мВт/м². Лишь

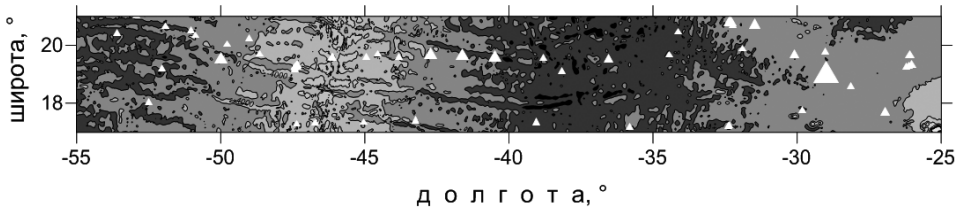

Рис. 7. Рельеф и положение точек измерения теплового потока (треугольники) вдоль геотраверса 19°с.ш. (размер треугольников пропорционален величине теплового потока)

№ геотраверса	№8 19° с.ш.	
запад/восток	запад	восток
среднее значение теплового потока	74	93
среднеквадратическое отклонение	51	100
количество измерений	22	30
значение критерия Крамера-Вэлча	1,34	
доверительная вероятность	82%	

Табл. 6. Статистические характеристики для значений теплового потока (мВт/м²) по геотраверсу 19°с.ш. (№8)

около 20 точек характеризуются ураганными значениями 250-260 мВт/м², тяготеющими к оси ВТП. Статистический анализ показал хотя и небольшое, но значимое различие теплового потока флангов ВТП: восточный фланг имеет более высокое среднее значение, чем западный (Табл. 7).

Обсуждение результатов

Сопоставление геотермических данных для флангов геотраверсов, пересекающих все СОХ в океанах Земли, выявило статистически значимую асимметрию теплового потока, различающуюся по направлению в южном и северном полушариях Земли: в южном полушарии западные фланги геотраверсов характеризуются более высоким тепловым потоком, а в северном – восточные. Из изученных девяти геотраверсов только на одном из них (Канаро-Багамский) отмечается статистически незначимое различие теплового потока по разные стороны от САХ.

Объяснение этого феномена требует не только корректировки основных положений парадигмы спрединга океанского дна, но и более глобальных, планетарных причин проявления асимметрии в быстро- и медленно спрединговых хребтах. Можно указать, как минимум, две возможные причины, осложняющие симметричный дивергентный механизм. Это различающийся возраст блоков тектонических плит по разные стороны от оси хребта и/или наложение вторичных процессов на первичный спрединг, которые идут с выделением или поглощением энергии. Среди таких процессов можно указать на растяжение коры в аккреционной зоне и в смежных абиссальных котловинах, которое сопровождается образованием листрических сбросов, а также образование шарьированных блоков, экранирующих глубинный тепловой поток. С этими тектоническими процессами неразрывно связано сложное перераспределение конвективных потоков в верхней части океанской литосферы, которое фиксируется в геотермическом поле наличием аномально высоких и аномально низких (и даже нулевых) значений теплового потока.

№ геотраверса	№9 10°с.ш.	
запад/восток	запад	восток
среднее значение теплового потока	69	74
среднеквадратическое отклонение	53	56
количество измерений	2829	3160
значение критерия Крамера-Вэлча	1,49	
доверительная вероятность	87%	

Табл. 7. Статистические характеристики для значений теплового потока (мВт/м²) по геотраверсу 10°с.ш. в Тихом океане (№9)

Существующая методика расчета возраста второго слоя океанской коры по геотермическим данным (напр., (Сорохтин, 1974)) основана на предположении о равной скорости спрединга по обе стороны от оси океанических хребтов. Именно на этом основании выведена формула, позволяющая рассчитать возраст дна (t) по измерениям теплового потока (q): $q = \lambda \cdot T_a / \sqrt{\pi a t}$, где λ – теплопроводность литосферы; T_a – температура астеносферы; a – температуропроводность, а также производную от этой другую формулу для оценки мощности литосферы (H_L): $H_L = (T_s/T_a)\sqrt{\pi a t}$, где T_s – температура солидуса мантийного вещества. Наличие геотермической асимметрии существенно осложняет применение этих формул и заставляет предположить другую, более сложную модель для количественных оценок параметров океанской литосферы. Проведенные ранее исследования поиска корреляционной зависимости возраста океанической коры по магнитным аномалиям и по величине теплового потока не установили значимую корреляцию (Budanov et al., 1997). Идея о существовании геотермической асимметрии позволяет объяснить причину отсутствия корреляции.

Перечисленные факторы, несомненно, требуется учитывать при анализе геотермического поля океанской коры, но они не объясняют разное «направление асимметрии» в северном и южном полушариях.

Выше мы упомянули влияние силы Кориолиса, неизменно проявляющееся на вращающейся Земле.

На любую материальную точку Земли (m) из-за ее вращения против часовой стрелки с угловой скоростью (ω) будет действовать сила Кориолиса $F_k = 2m \cdot v \cdot \omega \cdot \sin\varphi$, которая в южном полушарии будет смещать массу влево относительно радиуса (Рис. 8), а в северном, соответственно, вправо. В дивергентных зонах такой массой является магма, поднимающаяся из астеносферного мантийного резервуара со скоростью v, обеспечивая спрединг океанских плит. Однако, мы не отмечаем связь скорости подъема магмы (v) ни с величиной среднего теплового потока, ни со степенью асимметрии средних его значений по разные стороны СОХ. Это вытекает из сравнительного анализа данных по геотраверсам в быстро спрединговом ВТП и в медленно спрединговых САХ и ЗИХ.

Под действием силы Кориолиса, направленной перпендикулярно траектории подъема магмы, вектор скорости

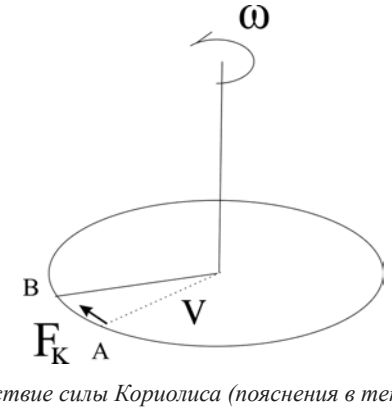

Рис. 8. Действие силы Кориолиса (пояснения в тексте)

становится не ортогональным к поверхности дна, а смещенным к западу. Масса *m* переместится из точки *A* в точку *B* (Рис. 8). Амплитуда смещения магматического потока будет больше в высоких широтах (φ), чем при приближении к экватору. Под действием той же силы материальная точка в северном полушарии будет отклоняться к востоку относительно траектории ортогональной к поверхности планеты.

Геотраверсы №№ 1-5 расположены в южном полушарии, поэтому поток поднимающейся магмы неизменно отклоняется к западу, что объясняет наблюдаемую асимметрию во всех океанах планеты.

Для геотраверсов №№ 6-9, расположенных в северном полушарии, более «прогретым» оказывается восточный фланг геотраверса, что также однозначно можно связать с влиянием силы Кориолиса. Здесь исключением является Канаро-Багамский геотраверс (№7), у которого различие средних потоков тепла на флангах оказалось статистически незначимым. По-видимому, новейшая тектоническая активность, проявляющаяся в Багамской котловине (Мащенков и др., 1997), повышает общий фон теплового потока на западном фланге геотраверса.

Таким образом, мы подтвердили с помощью статистического анализа, что в геотраверсах южного полушария Земли, пересекающих срединно-океанические хребты, их западный фланг имеет более высокое значение среднеарифметического теплового потока, а в геотраверсах северного полушария – восточный фланг. Универсальной причиной этой закономерности можно считать влияние силы Кориолиса, которая при вращении планеты отклоняет восходящий поток магмы и других продуктов извержений в дивергентных зонах, соответственно, к западу – в южном, и к востоку – в северном полушарии.

Финансирование

Работа выполнена при финансовой поддержке госбюджетной темы № 0135-2015-0021 и Программы Президиума РАН № 49.

Литература

Гайнанов А.Г. (1980). Гравиметрические исследования земной коры океанов. М.: МГУ, 240 с.

Глебовский В.Ю., Каминский В.Д., Осипов В.А. (1986). Структура аномального магнитного поля от срединного хребта до Ангольского шельфа. *Литосфера Ангольской котловины и восточного склона Южно-Атлантического хребта*, Л., с. 70-80.

Гмурман В.Е. (2005). Теория вероятностей и математическая статистика. М.: Высшая школа, с. 327-349.

Городницкий А.М. (1985). Строение океанической литосферы и формирование подводных гор. М.: Наука, 166 с.

Мащенков С.П., Погребицкий Ю.Е. (1995). Симметрия и асимметрия САХ по материалам комплексных геофизических исследований на атлантических геотраверсах. *Геология и минеральные ресурсы Мирового океана*, СПб.: ВНИИОкеангеология, с. 64-79.

Мащенков С.П., Погребицкий Ю.Е., Астафурова Е.Г. и др. (1998). Глубинное строение и эволюция литосферы Центральной Атлантики (результаты исследований на Канаро-Багамском геотраверсе). СПб.: ВНИИОкеанология, 290 с.

Нарышкин Г.Д., Погребицкий Ю.Е. (1986). Морфоструктура дна Юго-Восточной Атлантики. *Литосфера Ангольской котловины и восточного склона Южно-Атлантического хребта*, Л., с. 10-23.

Погребицкий Ю.Е., Горячев Ю.В., Осипов В.А., Трухалев А.И. (1990). Строение океанической литосферы по результатам исследований на Анголо-Бразильском геотраверзе. *Сов.геология*, 3, с. 8-22.

Подгорных Л.В., Хуторской М.Д. (1997). Планетарный тепловой поток. Карта масштаба 1: 30 000 000 и объяснительная записка к ней. Москва-Санкт Петербург, Оргсервис ЛТД, 65 с.

Подгорных Л.В., Хуторской М.Д. (1998). Асимметрия распределения теплового потока вдоль Анголо-Бразильского геотраверса (Южная Атлантика). *Докл. РАН*, 355(4), с. 212-215.

Подгорных Л.В., Хуторской М.Д. (1999). Геотермическая асимметрия срединных хребтов Мирового океана. *Геотектоника*, 3, с. 21-42.

Попова А.К., Смирнов Я.Б., Хуторской М.Д. (1984). Геотермическое поле трансформных разломов. Глубинные разломы океанского дна. М.: Наука, с. 78-87.

Пущаровский Ю.М., Пейве А.А., Разницин Ю.Н., Базилевская Е.С. (1995). Разломные зоны Центральной Атлантики. *Тр. ГИН РАН*, 495, М.: ГЕОС, 163 с.

Сорохтин О.Г. (1974). Глобальная эволюция Земли. М.: Наука, 184 с.

Хуторской М.Д., Поляк Б.Г. (2017). Тепловой поток в трансформных разломах Северной Атлантики и Юго-Восточной Пацифики. *Геотектоника*, 2, с. 55-66.

Хуторской М.Д., Тевелева Е.А. (2016). Тепловой поток в абиссальных котловинах Пацифики и Атлантики. *Мониторинг. Наука и технологии*, 4(29), с. 20-27.

Хуторской М.Д., Тевелева Е.А. (2018). О геотермической асимметрии юго-западного Индийского хребта. *Мониторинг. Наука и технологии*, 1, с. 6-16.

Хуторской М.Д., Тевелева Е.А., Подгорных Л.В. (2017). Геотермическая асимметрия трансформных разломов экваториальной части Атлантического океана. *Доклады академии наук*, 475(3), с. 325-328.

Шрейдер А.А. (2001). Геомагнитные исследования Индийского океана. М.: Наука, 320 с.

Anderson, R.N., Langseth M.G., Hobart M.A. (1979). Geothermal convection through oceanic crust and sediments in the Indian Ocean. *Science*, 204, pp. 828-832. DOI: 10.1126/science.204.4395.828

Anderson, R.N., Langseth M.G., Sclater J.G. (1977). The mechanisms of heat transfer through the floor on the Indian Ocean. *J. Geophys. Res.*, 82, pp. 3391-3409.

Budanov V.G., Ermakov B.V., Podgornykh L.V. (1997). Geophysical asymmetry of the wings of mid-Atlantic ridge (MAR): gravity, magnetic fields, heat flow. European Geophysical Society, Annales Geophysical, part I, Society Symposia, Solid Earth Geophysics & Natural Hazards, Supplement I to Volume 15, SE27 Tectonic evolution and thermal structure at mid-ocean ridges, p.161.

Cannat M., Rommevaux-Jestin C., Sauter D., Deplus C., Mendel V. (1999). Formation of the axial relief at the very slow spreading Southwest Indian Ridge (49° to 69°E). *J. Geophys. Res.*, 104, pp. 22825-22843.

Courtney, R.C., Recq M., (1986). Anomalous heat flow near the Crozet Plateau and mantle convection. *Earth Planet. Sci. Lett.*, 79, pp. 373-384. DOI: https://doi.org/10.1016/0012-821X(86)90193-7

Hasterok D. (2010). Thermal Regime of the Continental and Oceanic Lithosphere. *Ph.D. Dissertation*, University of Utah, 156 p.

Hasterok et al. http://heatflow.org/data

Hosford A. (2001). Crustal accretion and Evolution at slow and ultra-slow spreading mid-ocean ridges. *Doct. Dissertation*, Massachusetts Institute of Technology, 254 p. http://hdl.handle.net/1721.1/58441

Hyndman R.D., Langseth M.G., Von Herzen R.P. (1987). Deep Sea Drilling project geothermal measurements: a review. *Rev. Geophys.*, 25(8), pp. 1563-1582. DOI: https://doi.org/10.1029/RG025i008p01563

Jessop, A.M., Hobart M.A., Sclater J.G. (1976). The world heat flow collection – 1975. Geothermal Series 5, Energy, Mines and Resources, Earth Physics Branch, Ottawa, Canada.

Kuo B.-Y., Forsyth D.W. (1988). Gravity anomalies of the ridge transform system in the South Atlantic between 31 and 34,5°S. Upvelling centers and variation in crustal thickness. *Mar. Geophys. Res.*, 10, pp. 205-232. DOI: https://doi.org/10.1007/BF00310065

McKenzie D.P., Sclater J.G. (1969). Heat flow in the eastern Pacific and sea-floor spreading. *Bulletin of Volcanology*, 33, pp. 101-118.

Menard H.W. (1966). Fracture zones and offsets of the East-Pacific rise. *J. Geophys. Res.*, 71(2), pp. 682-685. DOI: https://doi.org/10.1029/JZ071i002p00682

Parsons B., Sclater I.C., (1977). An analysis of the variation of ocean floor bathymetry and heat flow with age. *J. Geophys. Res.*, 82(5), pp. 883-890.

Patriat P., Sauter D., Munschy M., Parson L. (1997). A survey of the Southwest Indian Ridge axis between Atlantis II Fracture zone and the Indian Ocean Triple Junction : Regional setting and large-scale segmentation. *Mar. Geophys. Res.*, 19, pp. 457-480. DOI: https://doi.org/10.1023/A:1004312623534

Pollack, H.N., Hurter S.J., Johnston J.R. (1992). Global heat flow data set. World Data Center A for Solid Earth Geophysics. NOAA E/GCI, 325 Broadway, Boulder, CO 80303, USA.

Von Herzen R.P., Uyeda S. (1963). Heat flow through the eastern Pacific ocean floor. *J. Geophys. Res.*, 68(14), pp. 4219-4250. DOI: https://doi.org/10.1029/JZ068i014p04219

Сведения об авторах

Михаил Давыдович Хуторской – доктор геол.-мин. наук, профессор, заведующий лабораторией тепломассопереноса

Геологический институт РАН

Россия, 119017, Москва, Пыжевский переулок, 7

E-mail: mkhutorskoy@ginras.ru

Елена Александровна Тевелева – канд. физ.-мат. наук, старший научный сотрудник лаборатории тепломассопереноса, Геологический институт РАН

Россия, 119017, Москва, Пыжевский переулок, 7

Статья поступила в редакцию 01.01.2018;
Принята к публикации 02.06.2018;
Опубликована 30.06.2018

IN ENGLISH

Heat flow asymmetry on the mid-oceanic ridges of Northern and Southern Earth hemispheres

M.D. Khutorskoy, E.A. Teveleva*

Geological Institute of the Russian Academy of Sciences, Moscow, Russian Federation

**Corresponding author: Mikhail D. Khutorskoy, e-mail: mkhutorskoy@ginras.ru*

Abstract. A statistical analysis of heat flow (HF) distribution along nine geotravers crossing the mid-oceanic ridges in the Atlantic, Pacific and Indian oceans is carried out. A significant asymmetry in HF distribution is established – its mean values differ on opposite sides of the ridges axis. In the Earth southern hemisphere geotraverses, their western flank has a higher HF mean, and in the northern hemisphere geotraverses there is the eastern flank. Various tectonic factors that lead to such a distribution are taken into account, but the universal cause of this regularity is suggested to be the effect of the Coriolis force, which deflects the ascending magma flow in divergent zones, when the planet rotates, respectively, to the west in the southern and to the east in the northern hemispheres.

Keywords: heat flow, geotraverses, statistic, asymmetry, mid-oceanic ridge, coriolis force

Recommended citation: Khutorskoy M.D., Teveleva E.A. (2018). Heat flow asymmetry on the mid-oceanic ridges of Northern and Southern Earth hemispheres. *Georesursy = Georesources,* 20(2), pp. 122-132. DOI: https://doi.org/10.18599/grs.2018.2.122-132

Acknowledgements

The work was carried out with financial support of the state budget theme No. 0135-2015-0021 and the Program of the Presidium of the Russian Academy of Sciences No. 49.

References

Anderson, R.N., Langseth M.G., Hobart M.A. (1979). Geothermal convection through oceanic crust and sediments in the Indian Ocean. *Science*, 204, pp. 828-832. DOI: 10.1126/science.204.4395.828

Anderson, R.N., Langseth M.G., Sclater J.G. (1977). The mechanisms of heat transfer through the floor on the Indian Ocean. *J. Geophys. Res.*, 82, pp. 3391-3409.

Budanov V.G., Ermakov B.V., Podgornykh L.V. (1997). Geophysical asymmetry of the wings of mid-Atlantic ridge (MAR): gravity, magnetic fields, heat flow. European Geophysical Society, Annales Geophysical, part I, Society Symposia, Solid Earth Geophysics & Natural Hazards, Supplement I to Volume 15, SE27 Tectonic evolution and thermal structure at mid-ocean ridges, p.161.

Cannat M., Rommevaux-Jestin C., Sauter D., Deplus C., Mendel V. (1999). Formation of the axial relief at the very slow spreading Southwest Indian Ridge (49° to 69°E). *J. Geophys. Res.*, 104, pp. 22825-22843.

Courtney, R.C., Recq M., (1986). Anomalous heat flow near the Crozet Plateau and mantle convection. *Earth Planet. Sci. Lett.*, 79, pp. 373-384. DOI: https://doi.org/10.1016/0012-821X(86)90193-7

Gainanov A.G. (1980). Gravimetricheskie issledovaniya zemnoi kory okeanov [Gravimetric studies of the Earth's crust of the oceans]. Moscow: Moscow State University, 240 p. (In Russ.)

Glebovskii V.Yu., Kaminskii V.D., Osipov V.A. (1986). Struktura anomal'nogo magnitnogo polya ot sredinnogo khrebta do Angol'skogo shel'fa [Structure of an anomalous magnetic field from the middle ridge to the Angolan shelf]. *Litosfera Angol'skoi kotloviny i vostochnogo sklona Yuzhno-Atlanticheskogo khrebta* [The lithosphere of the Angolan basin and the eastern slope of the South Atlantic Ridge]. Leningrad, pp. 70-80. (In Russ.)

Gmurman V.E. (2005). Teoriya veroyatnostei i matematicheskaya statistika [Theory of Probability and Mathematical Statistics]. Moscow: Vysshaya shkola Publ., pp. 327-349. (In Russ.)

Gorodnitskii A.M. (1985). Stroenie okeanicheskoi litosfery i formirovanie podvodnykh gor [The structure of the oceanic lithosphere and the formation of seamounts]. Moscow: Nauka Publ., 166 p. (In Russ.)

Hasterok D. (2010). Thermal Regime of the Continental and Oceanic Lithosphere. *Ph.D. Dissertation*, University of Utah, 156 p.

Hasterok et al. http://heatflow.org/data

Hosford A. (2001). Crustal accretion and Evolution at slow and ultra-slow spreading mid-ocean ridges. *Doct. Dissertation*, Massachusetts Institute of Technology, 254 p. http://hdl.handle.net/1721.1/58441

Hyndman R.D., Langseth M.G., Von Herzen R.P. (1987). Deep Sea Drilling project geothermal measurements: a review. *Rev. Geophys*., 25(8), pp. 1563-1582. DOI: https://doi.org/10.1029/RG025i008p01563

Jessop, A.M., Hobart M.A., Sclater J.G. (1976). The world heat flow collection – 1975. Geothermal Series 5, Energy, Mines and Resources, Earth Physics Branch, Ottawa, Canada.

Khutorskoy M.D., Polyak B.G. (2017). Teplovoi potok v transformnykh razlomakh Severnoi Atlantiki i Yugo-Vostochnoi Patsifiki [Heat flow in the transform faults of the North Atlantic and South-Eastern Pacific]. *Geotektonika = Geotectonics*, 2, pp. 55-66. (In Russ.)

Khutorskoy M.D., Teveleva E.A. (2016). Teplovoi potok v abissal'nykh kotlovinakh Patsifiki i Atlantiki [Heat flow in the abyssal basins of Pacific and Atlantic]. *Monitoring. Nauka i tekhnologii = Monitoring. Science and technology*, 4(29), pp. 20-27. (In Russ.)

Khutorskoy M.D., Teveleva E.A. (2018). O geotermicheskoi asimmetrii yugo-zapadnogo Indiiskogo khrebta [On the geothermal asymmetry of the southwestern Indian ridge]. *Monitoring. Nauka i tekhnologii = Monitoring. Science and technology*, 1. pp. 6-16. (In Russ.)

Khutorskoy M.D., Teveleva E.A., Podgornykh L.V. (2017). Geotermicheskaya asimmetriya transformnykh razlomov ekvatorial'noi chasti Atlanticheskogo okeana [Geothermal asymmetry of transform faults in the equatorial part of the Atlantic Ocean]. *Doklady akademii nauk = Proc. of the Academy of Sciences*, 475(3), pp. 325-328. (In Russ.)

Kuo B.-Y., Forsyth D.W. (1988). Gravity anomalies of the ridge transform system in the South Atlantic between 31 and 34,5°S. Upvelling centers and variation in crustal thickness. *Mar. Geophys. Res.*, 10, pp. 205-232. DOI: https://doi.org/10.1007/BF00310065

Mashchenkov S.P., Pogrebitskii Yu.E. (1995). Simmetriya i asimmetriya SAKh po materialam kompleksnykh geofizicheskikh issledovanii na atlanticheskikh geotraversakh [Symmetry and asymmetry of the MAR on the basis of data from complex geophysical studies on Atlantic geotraverses]. *Geologiya i mineral'nye resursy Mirovogo okeana* [Geology and mineral resources of the World Ocean]. St. Petersburg: VNIIOkeanologiya Publ., pp. 64-79. (In Russ.)

Mashchenkov S.P., Pogrebitsky Yu.E., Astafurova E.G. et al. (1998). Glubinnoe stroenie i evolyutsiya litosfery Tsentral'noi Atlantiki (rezul'taty issledovanii na Kanaro-Bagamskom geotraverse) [Deep structure and evolution of the lithosphere of the Central Atlantic (research results on the Canary-Bahamian geotraverse)]. St. Petersburg: VNIIOkeanologiya Publ., 290 p. (In Russ.)

McKenzie D.P., Sclater J.G. (1969). Heat flow in the eastern Pacific and sea-floor spreading. *Bulletin of Volcanology*, 33, pp. 101-118.

Menard H.W. (1966). Fracture zones and offsets of the East-Pacific rise. *J. Geophys. Res.*, 71(2), pp. 682-685. DOI: https://doi.org/10.1029/JZ071i002p00682

Naryshkin G.D., Pogrebitsky Yu.E. (1986). Morfostruktura dna Yugo-Vostochnoi Atlantiki [Morphostructure of the bottom of the South-East Atlantic]. *Litosfera Angol'skoi kotloviny i vostochnogo sklona Yuzhno-Atlanticheskogo khrebta* [The lithosphere of the Angolan basin and the eastern slope of the South Atlantic Ridge], Leningrad, pp. 10-23. (In Russ.)

Parsons B., Sclater I.C., (1977). An analysis of the variation of ocean floor bathymetry and heat flow with age. *J. Geophys. Res*., 82(5), pp. 883-890.

Patriat P., Sauter D., Munschy M., Parson L. (1997). A survey of the Southwest Indian Ridge axis between Atlantis II Fracture zone and the Indian Ocean Triple Junction : Regional setting and large-scale segmentation. *Mar. Geophys. Res*., 19, pp. 457-480. DOI: https://doi.org/10.1023/A:1004312623534

Pogrebitsky Yu.E., Goryachev Yu.V., Osipov V.A., Trukhalev A.I. (1990). Stroenie okeanicheskoi litosfery po rezul'tatam issledovanii na Angolo-Brazil'skom geotraverze [The structure of the oceanic lithosphere from the results of studies on the Angola-Brazil geotraverse]. *Sov.geologiya = Soviet Geology*, 3, pp. 8-22. (In Russ.)

Podgornykh L.V., Khutorskoy M.D. (1997). Planetarnyi teplovoi potok [Planetary heat flow]. A map of scale 1: 30 000 000 and an explanatory note to it. Moscow-St. Petersburg, Orgservis LTD, 65 p. (In Russ.)

Podgornykh L.V., Khutorskoy M.D. (1998). Asimmetriya raspredeleniya teplovogo potoka vdol' Angolo-Brazil'skogo geotraversa (Yuzhnaya Atlantika) [Asymmetry of heat flow distribution along the Angola-Brazil geotraverse (South Atlantic)]. *Doklady RAN = Proc.of the Russian Academy of Sciences*, 355(4), pp. 212-215. (In Russ.)

Podgornykh L.V., Khutorskoy M.D. (1999). Geotermicheskaya asimmetriya sredinnykh khrebtov Mirovogo okeana [Geothermal asymmetry of the medial ridges of the World Ocean]. *Geotektonika = Geotectonics*, 3, pp. 21-42. (In Russ.)

Pollack, H.N., Hurter S.J., Johnston J.R. (1992). Global heat flow data set. World Data Center A for Solid Earth Geophysics. NOAA E/GCI, 325 Broadway, Boulder, CO 80303, USA.

Popova A.K., Smirnov Ya.B., Khutorskoy M.D. (1984). Geotermicheskoe pole transformnykh razlomov. Glubinnye razlomy okeanskogo dna [Geothermal field of transform faults. Deep faults in the ocean floor]. Moscow: Nauka Publ., pp.78-87. (In Russ.)

Pushcharovsky Yu.M., Peive A.A., Raznitsin Yu.N., Bazilevskaya E.S. (1995). Razlomnye zony Tsentral'noi Atlantiki [Fault zones of the Central Atlantic]. *Tr. GIN RAN* [Proc. of the Geological Institute of the Russian Academy of Sciences], 495, Moscow: GEOS Publ., 163 p. (In Russ.)

Shreider A.A. (2001). Geomagnitnye issledovaniya Indiiskogo okeana [Geomagnetic studies of the Indian Ocean]. Moscow: Nauka Publ., 320 p. (In Russ.)

Sorokhtin O.G. (1974). Global'naya evolyutsiya Zemli [Global evolution of the Earth]. Moscow: Nauka Publ., 184 p. (In Russ.)

Von Herzen R.P., Uyeda S. (1963). Heat flow through the eastern Pacific ocean floor. *J. Geophys. Res*., 68(14), pp. 4219-4250. DOI: https://doi.org/10.1029/JZ068i014p04219

About the Authors

Mikhail D. Khutorskoy – DSc (Geology and Mineralogy), Professor, Head of the Heat and Mass Transfer Laboratory, Geological Institute of the Russian Academy of Sciences
7 Pyzhevsky lane, Moscow, 119017, Russain Federation

Elena A. Teveleva – PhD (Physics and Mathematics), Senior Researcher, Laboratory of the Heat and Mass Transfer, Geological Institute of the Russian Academy of Sciences
7 Pyzhevsky lane, Moscow, 119017, Russain Federation

Manuscript received 1 April 2018;
Accepted 2 June 2018;
Published 30 June 2018