

ISSN 1608-5078 (Online)

ISSN 1608-5043 (Print)

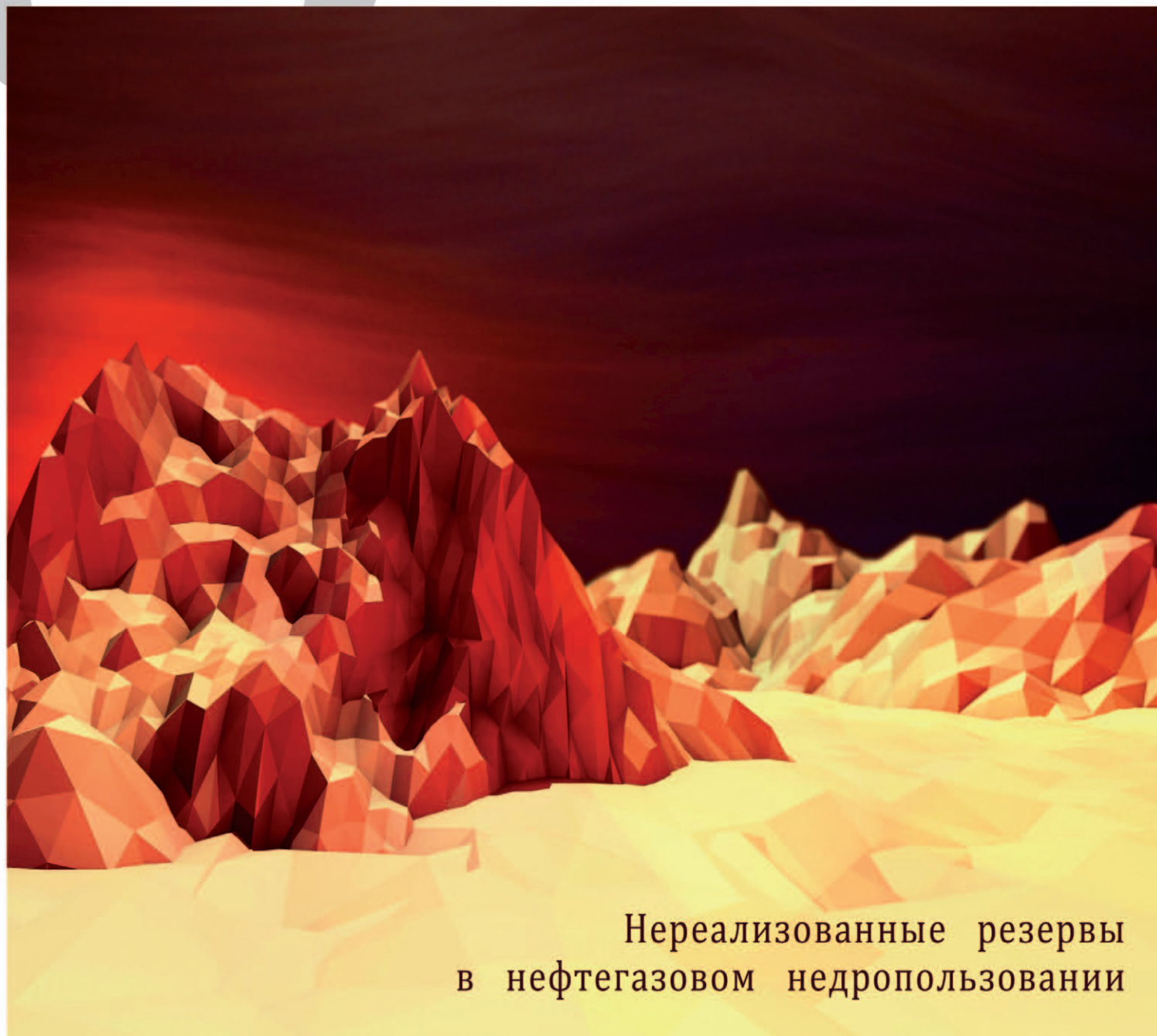
НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЖУРНАЛ

ГЕОРЕСУРСЫ

Главное в номере:

- Прогноз капиллярных кривых полиминерального терригенного коллектора ... Е.Ю. Блинова и др.
- К вопросу переформирования нефтяных месторождений ... И.А. Дьячук
- Выделение нефтеперспективных участков ... Р.С. Хисамов и др.

1 (60) 2015



Нереализованные резервы
в нефтегазовом недропользовании



Статьи

- Министерство экологии и природных ресурсов Республики Татарстан
- Казанский (Приволжский) федеральный университет
- Татарское геологоразведочное управление ОАО «Татнефть»

Главный редактор:

Муслимов Р.Х., д.геол.-мин.н., профессор (Казань, Россия)

Редакционная коллегия

Алтунина Л.К., д.техн.н., профессор (Томск, Россия)
Баренбаум А.А., к.физ.-мат.н. (Москва, Россия)
Закиров С.Н., д.техн.н., профессор (Москва, Россия)
Запивалов Н.П., д.геол.-мин.н., профессор (Новосибирск)
Золотухин А.Б., д.техн.н., профессор (Москва, Россия)
Нургалиев Д.К., д.геол.-мин.н., профессор (Казань, Россия)
Прищепа О.М., д.геол.-мин.н. (Санкт-Петербург, Россия)
Саламатин А.Н., д.физ.-мат.н., профессор (Казань, Россия)
Ситдикова Л.М., к.геол.-мин.н. (Казань, Россия)
Хуторской М.Д., д.геол.-мин.н., профессор (Москва, Россия)
George V. Chilingar, Dr. (Los Angeles, USA)
Jesse Ausubel (New York, USA)
Alexei Bambulyak, MSc (Tromso, Norway)
Maria Bergemann, Dr. rer. nat. (Heidelberg, Germany)
Martin Kostak, Doc. RNDr. (Prague, Czech Republic)
Noel Vandenberghe, Dr., Professor (Leuven, Belgium)

Редакционный совет

Акчурин Т.М. (Казань, Россия)
Волков Ю.А., к.физ.-мат.н. (Казань, Россия)
Гатиятуллин Н.С., д.геол.-мин.н. (Казань, Россия)
Грунис Е.Б., д.геол.-мин.н., профессор (Москва, Россия)
Непримеров Н.Н., д.техн.н., профессор (Казань, Россия)
Плотникова И.Н., д.геол.-мин.н. (Казань, Россия)
Трофимов В.А., д.геол.-мин.н., профессор (Москва, Россия)

Редакция

Заместитель Главного редактора – Ответственный секретарь:
Христофорова Д.А., e-mail: daria.khr@mail.ru
Технический редактор: Николаев А.В.
Специалист по компьютерной верстке: Абросимова И.С.
Специалист по художественному оформлению: Люкшин А.С.
Специалист по переводу: Баязитова А.Р.
PR-специалист: Надыршина Э.И.
Веб-редактор: Сабиров А.П.

Адрес редакции и издателя:

Казанский (Приволжский) федеральный университет
Кремлевская 16а, каб. 118, Казань, 420008, Россия
Тел: +7 843 2924454, +7 937 7709846
www.geors.ru, e-mail: mail@geors.ru

Свидетельство о регистрации СМИ: ПИ № ФС77-38832
выдано Федеральной службой по надзору в сфере связи,
информационных технологий и массовых коммуникаций

Журнал включен в «Перечень ведущих рецензируемых
научных журналов и изданий», в которых должны быть
опубликованы основные научные результаты диссертаций
на соискание ученых степеней доктора и кандидата наук»

Журнал включен/индексируется в:

- Система «Российский индекс научного цитирования»
- База данных GeoRef
- База данных Ulrich's periodicals directory.

Периодичность выпуска журнала: 4 раза в год
Подписной индекс в Каталоге «Роспечать» – 36639
Электронная версия журнала в открытом доступе: geors.ru, elibrary.ru

Подписано в печать 30.03.2015. Тираж 1000. Цена договорная
Отпечатано в ЗАО «Издательский Дом «Казанская Недвижимость».
420029, Россия, Казань, ул. Сибирский тракт, д.34, корп. 4,
оф. 324. Тел/факс: +7 843 5114848, e-mail: 114848@mail.ru

Любые нарушения авторских прав преследуются по закону.
Перепечатка материалов журнала «Георесурсы» допускается
только по согласованию с редакцией журнала «Георесурсы».

Прогноз капиллярных кривых полиминерального терригенного коллектора по геофизическим данным	3
Е.Ю. Блинова, И.М. Индрупский	
Методика определения скин-фактора, разработанная при освоении Игольско-Талового месторождения нефти	7
В.В. Трушкин	
Объёмная геолого-геотермическая модель осадочного чехла северо-восточной части Баренцевоморского шельфа в связи с освоением ресурсов углеводородов	13
Д.С. Никитин, Д.А. Иванов, В.А. Журавлев, М.Д. Хуторской	
Взаимосвязь термобарических условий залегания и критериев нефтегазоносности пород баженовско-абалакского (верхнеюрского) комплекса Западной Сибири	20
Ф.Я. Боркун, К.В. Федотова	
Скважина № 20009 Ново-Елховская: завершение многолетнего изучения	24
Н.С. Гатиятуллин, В.В. Баранов, Р.Г. Лукьянова	
Опыт применения индикаторных исследований по изучению гидродинамической связи между сакмарскими и верхнепермскими отложениями Ашальчинского месторождения сверхвязких нефтей	29
М.Н. Мингазов, А.А. Стриженок, Р.Р. Фатхуллин, А.Г. Камышников, Р.И. Шакиров	
Нереализованные резервы в нефтегазовом недропользовании Отчизны	33
С.Н. Закиров, И.М. Индрупский, Э.С. Закиров, Д.П. Аникеев	
К вопросу переформирования нефтяных месторождений и пластов	39
И.А. Дьячук	
Современное нефтегазообразование как следствие круговорота углерода в биосфере	46
А.А. Баренбаум	
Выделение нефтеперспективных участков в нижнепермском комплексе западного склона Южно-Татарского свода	54
Р.С. Хисамов, Н.С. Гатиятуллин, К.А. Сухов, А.З. Ахметшин	
Исследование влияния параметров кривых фазовых проницаемостей при фильтрационном моделировании	62
Т.Р. Закиров	
Риски при проведении геологоразведочных работ на больших глубинах	66
Л.Г. Гайсина	
Оценка скорости накопления остаточной нефти в стволах простаивающих высокообводнённых скважин	70
И.А. Дьячук	
Некоторые аспекты тектоники Ливии	78
Р.С. Хисамов, Н.С. Гатиятуллин, Т.Р. Гилязов	
Информация	
Глубинные региональные сейсморазведочные исследования МОГТ нефтегазоносных территорий, Трофимов В.А.	53
XVIII International Congress on the Carboniferous and Permian (ICCP 2015), г. Казань, Россия, 11-15 Августа 2015 г.	81



Key title: "Georesursy"
Parallel title: "Georesources"

Georesursy is an official journal of

- The Ministry of Environment and Natural Resources of Tatarstan Republic
- Kazan (Volga region) Federal University
- Tatar Geological Exploration Department, JSC Tatneft

Editor in Chief – Renat Kh. Muslimov, Kazan (Volga region)
Federal University (Kazan, Russia), e-mail: mail@geors.ru

Editorial Board

- J. Ausubel**, Rockefeller University (New York, USA)
L. Altunina, Institute of Petroleum Chemistry of the Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences (Tomsk, Russia)
A. Barenbaum, Institute of Oil and Gas Problems of the Russian Academy of Sciences (Moscow, Russia)
A. Bambulyak, Akvaplan-niva (Tromsø, Norway)
M. Bergemann, University of Cambridge (Great Britain)
G. Chilingar, University of Southern California (Los Angeles, USA)
M. Kostak, Charles University (Prague, TCzech Republic)
M. Khutorskoy, Institute of Geology of Russian Academy of Sciences (Moscow, Russia)
D. Nourgaliev, Kazan (Volga region) Federal University (Kazan, Russia)
O. Prischepa, All Russia Petroleum Research Exploration Institute (Moscow, Russia)
A. Salamatin, Kazan (Volga region) Federal University, TGT Oil and Gas Services Technology Centre (Kazan, Russia)
L. Sitdikova, Kazan (Volga region) Federal University (Kazan, Russia)
N. Vandenberghe, K.U. Leuven University (Leuven, Belgium)
S. Zakirov, Oil and Gas Research Institute of the Russian Academy of Sciences (Moscow, Russia),
N. Zapivalov, Novosibirsk State University (Novosibirsk, Russia),
A. Zolotukhin, Gubkin Russian State University of Oil and Gas (Moscow, Russia)

Advisory Board

- T. Akchurin**, The Ministry of Environment and Natural Resources of the Republic of Tatarstan (Kazan, Russia)
N. Gatiyatullin, Tatar Geological Exploration Department, JSC Tatneft (Kazan, Russia)
E. Grunis, Institute of Geology and Fuels Development (Moscow, Russia)
N. Neprimerov, Kazan (Volga region) Federal University (Kazan, Russia)
I. Plotnikova, Kazan (Volga region) Federal University (Kazan, Russia)
V. Trofimov, Institute of Geology and Fuels Development (Moscow, Russia)
Yu. Volkov, «TsSMRneft» LLC (Kazan, Russia)

Editorial office:

Deputy Chief Editor: Daria Khristoforova, e-mail: Daria.Khr@mail.ru
Editor: Irina Abrosimova, Prepress by Alexander Nikolaev,
Design by Artem Lukshin, **Translator:** Alsu Bayazitova,
Public relation specialist: Elvira Nadyrshina, **Web-editor:** Artur Sabirov

Editorial and Publisher's address:

Kazan (Volga region) Federal University, Institute of Physics
Kremlevskaya 16a, off. 118, Kazan, 420008, Russia
Phone: +7 937 7709846, +7 843 2924454
www.geors.ru, e-mail: mail@geors.ru

The journal is included/indexed in:

- **Ulrich's Periodicals Directory;**
- **GeoRef database;**
- **Russian Science Citation Index database.**

The full-text e-versions of the articles are available on: www.geors.ru

Registered by the Federal Service for Supervision
of Communications and Mass Media. No. PI № FS77-38832
Subscription index in the Russian Rospechat Catalogue: 36639

The Journal is issued 4 times a year. Circulation: 1000 copies. Issue date: 30.03.2015
Printed by «Izdatskiy Dom «Kazanskaya Nedvizhimost'», JSC
Sibirsky Tract Str.34, Kazan, 420029, Russia, build. 4, off. 324.
Phone/Fax: +7 843 5114848, e-mail: 114848@mail.ru

Copyright. All rights protected. No part of the Journal materials can be reprinted without permission from the Editors.

Articles

- Forecasting capillary pressure curves of polymineral terrigenous reservoir on the basis of well logging data** 3
E.Yu. Blinova, I.M. Indrupskiy
- Method for determining skin factor established during Igolsko-Talovy oil field development** 7
V.V. Trushkin
- Three-dimensional geological and geothermal model of sedimentary cover in the north-eastern part of the Barents Sea shelf in connection with the development of hydrocarbon resources** 13
D.S. Nikitin, D.A. Ivanov, V.A. Zhuravlev, M.D. Khutorskoy
- The Relation between Temperature and Pressure Conditions and Oil and Gas Content in Bazhenovsky-Abalaksy (Upper Jurassic) Complex of Western Siberia** 20
K.V. Fedotova, F.Ya. Borkun
- Novo-Elkhovskiy well No. 20009: completion of long-term study** 24
N.S. Gatiyatullin, V.V. Baranov, R.G. Lukyanova
- Experience on applying indicative studies for hydrodynamic relations between Sakmarian and Upper Permian deposits in Ashalchinsky field of heavy oil** 29
M.N. Mingazov, A.A. Strizhenok, R.R. Fatkhullin, A.G. Kamyshnikov, R.I. Shakirov
- Unimplemented reserves in oil and gas subsoil use of Russia** 33
S.N. Zakirov, I.M. Indrupskiy, E.S. Zakirov, D.P. Anikeev
- Reformation of oil fields and reservoirs** 39
I.A. Dyachuk
- Modern oil and gas generation as a result of carbon cycle in the biosphere** 46
A.A. Barenbaum
- Allocation of oil potential areas in the Lower Permian complex of the South-Tatar arch western slope** 54
R.S. Khisamov, N.S. Gatiyatullin, K.A. Sukhov, A.Z. Akhmetshin
- Research on the Influence of Relative Permeability Curves Parameters Through Filtering Simulation Process** 62
T.R. Zakirov
- Risks arising during exploration works at great depth** .. 66
L.G. Gaysina
- Estimation of accumulation rate of residual oil in highly watered idle wells** 70
I.A. Dyachuk
- Some aspects of Libyan tectonics** 78
R.S. Khisamov, N.S. Gatiyatullin, T.R. Giliazov
- ## Information
- Deep CMP Seismic Survey of Oil and Gas Bearing Areas**, V.A. Trofimov 53
- XVIII International Congress on the Carboniferous and Permian (ICCP 2015)**
Kazan, Russia, August 11 – August 15, 2015 81

Прогноз капиллярных кривых полиминерального терригенного коллектора по геофизическим данным

Показаны преимущества учета литологической неоднородности полиминерального терригенного коллектора при прогнозе кривых капиллярного давления. Улучшение зависимости управляющего параметра модели капиллярной кривой от эффективной пористости достигнуто с помощью данных о минеральном составе коллектора на основе параметра полной водоудерживающей способности. Значимость влияния данного параметра подтверждена формальной статистической проверкой. Получаемые зависимости отличаются высокими коэффициентами детерминации, что открывает возможность надежного прогноза капиллярных кривых неоднородного коллектора по данным геофизических исследований скважин.

Ключевые слова: капиллярное давление, структура порового пространства, эффективное поровое пространство, неоднородность, полиминеральный коллектор, минеральный состав, эффективная пористость, полная водоудерживающая способность, критерий Чоу.

Кривые капиллярного давления являются одной из важнейших характеристик коллекторов нефти и газа, определяемых по результатам специальных петрофизических исследований ядра. Функция капиллярного давления для режима дренирования используется для оценки величины предельной нефтенасыщенности продуктивного пласта, построения модели переходной зоны и зоны непередельного насыщения, влияет на начальные запасы залежи и состав притока к скважине в водонефтяной зоне (Тиаб, Доналдсон, 2009). Кривая капиллярного давления для режима пропитки должна учитываться при моделировании заводнения сильно неоднородных коллекторов, а также в лабораторных экспериментах по вытеснению и при эксплуатации скважин в зонах непередельного насыщения.

Еще одна важная роль кривой капиллярного давления характеризуется ее взаимосвязью со структурой порового пространства коллектора. Интерпретация капиллярной кривой в терминах зависимости капиллярного давления от эффективного радиуса порового канала позволяет построить их распределение по размерам в рамках эквивалентной модели пористой среды. Это распределение используется для качественной характеристики коллектора и количественных оценок проницаемости, функций относительных фазовых проницаемостей (Тиаб, Доналдсон, 2009).

Для учета вариации кривой капиллярного давления в объеме неоднородного продуктивного пласта используют различные модели ее зависимости от параметров коллектора. Наибольшее распространение получили функция Леверетта (J-функция), различные варианты нормирования и разделения по классам коллектора или фациям (Косетино, 2007).

Полиминеральные терригенные коллекторы характерны для различных продуктивных объектов, в частности, для месторождений Западной Сибири. Они образовывались в сложных условиях осадконакопления в различные геологические эпохи, с последующими процессами уплотнения пород и их цементации, переотложения солей и многих других явлений, происходящих при формировании коллекторов нефти и газа. Поэтому преобладающая часть полиминеральных пород-коллекторов характеризу-

ется высокой изменчивостью минерального и гранулометрического состава, распределения и упаковки зерен, цементирующего материала. Литологическая неоднородность в свою очередь обуславливает значительную неоднородность продуктивных отложений по текстурно-структурным признакам, структуре порового пространства. Это объясняет существенную вариацию геолого-физических свойств коллекторов в объеме залежи.

В подобных условиях существующие методы обобщения керновых данных о функциях капиллярного давления дают недостаточно достоверные результаты. В основном, это связано с отсутствием надежных связей между параметрами, характеризующими неоднородность капиллярных кривых, и результатами интерпретации данных геофизических исследований скважин (ГИС).

Считается, что структура порового пространства может быть детально охарактеризована на основе метода ядерно-магнитного каротажа (ЯМК). Однако этот метод, во-первых, дорогостоящий и применяется на малой доле фонда скважин. Во-вторых, интерпретация данных ЯМК в терминах распределения пор по размерам не имеет прямого соответствия с данными капиллярных измерений из-за иного эквивалентного представления порового пространства.

Для решения задачи количественного описания неоднородности капиллярных характеристик и структуры порового пространства полиминерального коллектора в данной работе привлекается петрофизическая модель Д.А. Кожевникова и К.В. Коваленко (Кожевников, Коваленко, 2011). Она находится в идейном русле концепции эффективного порового пространства (ЭПП) (Закиров и др., 2009). Преимуществом данной модели и основанных на ней методов интерпретации является возможность непосредственного определения по данным стандартного комплекса ГИС двух высокоинформативных параметров: эффективной пористости коллектора $K_{п.эф}$ и параметра μ , количественно характеризующего изменение минерального состава породы. Так, в предшествующих исследованиях показана возможность использования $K_{п.эф}$ и μ для существенного повышения достоверности прогноза проницаемости в неоднородном полиминеральном коллекторе (Индрупский и др., 2013).

Моделирование кривых капиллярного давления

В отечественных и зарубежных публикациях предложено много моделей взаимосвязи капиллярного давления с водонасыщенностью коллектора. Они отличаются качеством описания реальных кривых капиллярного давления в области высоких или низких капиллярных давлений. Кроме того, некоторые модели привлекают дополнительные параметры коллектора, например, проницаемость для модели Тиксье (Дахнов, 1985), что привносит дополнительную погрешность при их оценке по данным ГИС.

В публикации (Кожевников и др., 2013) предложена модель связи капиллярного давления с водонасыщенностью, имеющая ряд преимуществ перед аналогами. Её проверка на коллекции керн юрских отложений показала, что для образцов как с высокими, так и со средними значениями проницаемости обеспечивается более точное описание результатов лабораторных исследований. Кроме того, управляющий параметр модели имеет тесную связь с эффективной пористостью.

Для авторов настоящей статьи основной интерес представляет анализ взаимосвязи капиллярных характеристик с минеральным составом коллектора. Используется отмеченный выше параметр μ . Его значение соответствует величине пористости, при которой удерживаемая матрицей и цементом заданного минерального состава связанная вода полностью заполняет поровое пространство коллектора. В (Индрупский и др., 2013) на основе сопоставлений с данными рентгеноструктурного анализа (РСА) показано, что μ количественно характеризует минеральный состав породы, с преимущественным влиянием состава глинистого цемента.

В качестве примера рассмотрим пачку продуктивных пластов в юрских отложениях месторождения *N* Западной Сибири. Исследуемые пласты представлены неравномерным переслаиванием песчаников, алевролитов и аргиллитов, с прослоями и линзами карбонатных пород. Для цемента характерно преобладающее содержание каолинита с небольшими вкраплениями смешаннослойных образований, гидрослюда, хлорита, а также карбонатных примесей.

Анализ результатов стандартных и специальных исследований коллекции образцов позволил определить ха-

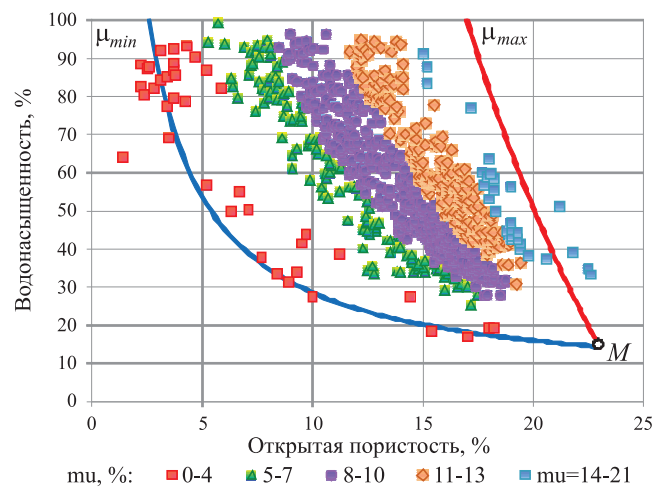


Рис. 1. Полигон зависимостей K_n - $K_{во}$ для разных значений полной водоудерживающей способности коллектора μ .

рактеристические параметры петрофизической модели: пористость и водоудерживающую способность матрицы, диапазон изменения водоудерживающей способности цемента, а также рассчитать величину параметра μ для каждого образца (Рис. 1). На основе сопоставления с данными гранулометрии и РСА подтверждена применимость модели и взаимосвязь μ с минеральным составом цемента.

Для аппроксимации данных капиллярметрических исследований рассмотрены три модели.

1) Модель Брукса-Кори (Brooks & Corey, 1964):

$$K_e = K_{во} + (1 - K_{во}) * \left(\frac{P_{выт}}{P_k} \right)^{1/\lambda}, \quad (1)$$

где K_e – текущее значение коэффициента водонасыщенности; $K_{во}$ – коэффициент остаточной (неснижаемой) водонасыщенности; $P_{выт}$ – давление вытеснения; P_k – текущее капиллярное давление; λ – параметр кривизны. Основным управляющим параметром модели, требующим настройки для каждой капиллярной кривой, является величина λ .

2) Модель Тиксье (Дахнов, 1985):

$$K_e = \left[\sqrt{1 + \left(\sqrt{K_{np}} / b \right) * P_k} \right]^{-1}, \quad (2)$$

с управляющим параметром b . Недостаток данной модели состоит в использовании величины абсолютной проницаемости K_{np} , которая оценивается по связям с другими параметрами коллектора.

3) Модель Д.А. Кожевникова, К.В. Коваленко и др. (Кожевников, Коваленко, 2011; Кожевников и др., 2013):

$$P_k = P_{выт} + \frac{P_{max} * (1 - \kappa)}{K_{н.эф}^{-1} - \kappa}, \quad (3)$$

где P_{max} – капиллярное давление, при котором нефтенасыщенность достигает предельного значения $1 - K_{во}$. Нефтенасыщенность $K_{н.эф}$ здесь выражается в долях эффективного порового объема. При пересчете на традиционное нормирование (по открытой пористости) она представляется выражением:

$$K_{н.эф} = 1 - (K_e - K_{во}) / (1 - K_{во}).$$

Модель управляется одним основным параметром κ , тесно связанным с фильтрационно-емкостными свойствами (ФЕС) породы.

В качестве примера на рисунке 1 приведены результаты наилучшей аппроксимации каждой из моделей (1)-(3) экспериментальных кривых капиллярного давления (режим дренирования) для двух образцов месторождения *N*. Модель Брукса-Кори позволяет достаточно хорошо воспроизвести форму кривых как в случае средних для данного объекта значений проницаемости (Рис. 2а, абсолютная проницаемость $K_{np} = 23.5$ мД), так и в случае низкопроницаемого коллектора ($K_{np} = 0.19$ мД, рис. 2б) при правильном задании давления вытеснения $P_{выт}$. Модель (3) также обеспечивает качественную аппроксимацию лабораторных кривых для обоих образцов. Модель Тиксье в обоих случаях должна быть признана неудовлетворительной. Данные выводы в целом подтверждаются для всей керновой коллекции по рассматриваемому объекту.

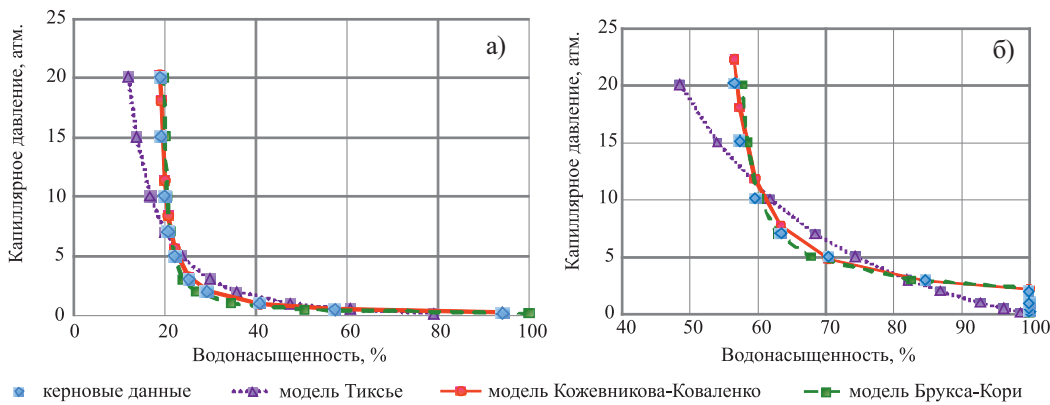


Рис. 2. Кривые капиллярного давления двух образцов месторождения N по результатам исследований ядра.

На примере рисунка 2 отметим следующую особенность. Полученные по модели Брукса-Кори кривые по форме близки к лабораторным. Тем не менее, модельные значения водонасыщенности при малых и средних величинах капиллярного давления недостаточно точно воспроизводят замеренные. Разница достигает 10-15%. Это имеет важное значение при расчёте водонасыщенности в переходной зоне или оценке распределения пор по размерам. А именно, обе соответствующие процедуры предполагают определение доли объема пор, соответствующей конкретному значению P_k .

С другой стороны, неснижаемая водонасыщенность (предельная нефтенасыщенность) определяется асимптотой капиллярной кривой. Поэтому умеренные погрешности в расчете P_k в области его высоких значений, при ма-

лом изменении насыщенности, допустимы.

Таким образом, при выборе модели, описывающей зависимость $K_v - P_k$, необходимо учитывать дальнейшие цели её использования. С этих позиций предпочтение для рассмотренного объекта следует отдать модели (3).

Связь капиллярных характеристик с эффективной пористостью и минеральным составом коллектора

Для возможности достоверного прогноза капиллярных кривых в неоднородном пласте необходимо наличие надежных связей управляющих параметров модели с характеристиками коллектора, определяемыми по результатам интерпретации ГИС. Рисунок 3 показывает, что параметры кривизны λ и b моделей Брукса-Кори и Тиксье соответственно не обнаруживают видимой количественной взаимосвязи с ФЕС коллектора. Не приводит к выявлению таких зависимостей и учет минерального состава коллектора (параметра μ).

Напротив, в случае модели (3) рисунок 4а подтверждает вывод авторов статьи (Кожевников и др., 2013) о наличии тесной связи параметра k с эффективной пористостью. А разделение образцов по величине μ указывает на

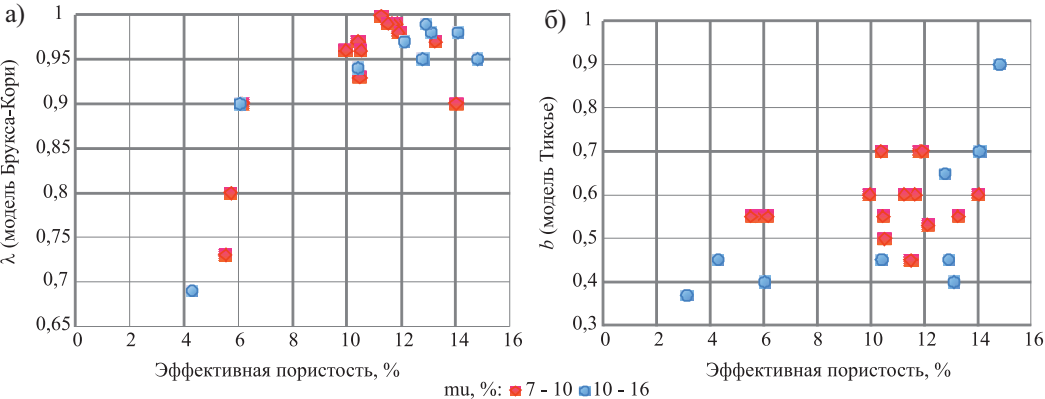


Рис. 3. Связь значений параметров λ модели Брукса-Кори (а) и b модели Тиксье (б) с эффективной пористостью образцов.

некоторое влияние минерального состава. Так, отдельную зависимость можно выделить для малых значений μ , что соответствует для данной группы объектов преимущественно каолиновому составу цемента (Рис. 4б).

В целом, на рисунке 4а заметно, что значение параметра k увеличивается с ростом эффективной пористости коллектора. Разделение трендов по параметру μ приводит к дальнейшему увеличению и без того высокого коэффициента детерминации зависимостей.

Для низких значений μ характерен более равномерный рост k с увеличением $K_{н.эф}$. Это может быть связано как с различиями в структуре порового пространства, не полностью нашедшими отражение в величине $K_{н.эф}$, так и с изменением количественных показателей смачиваемости отдельных групп поровых ка-

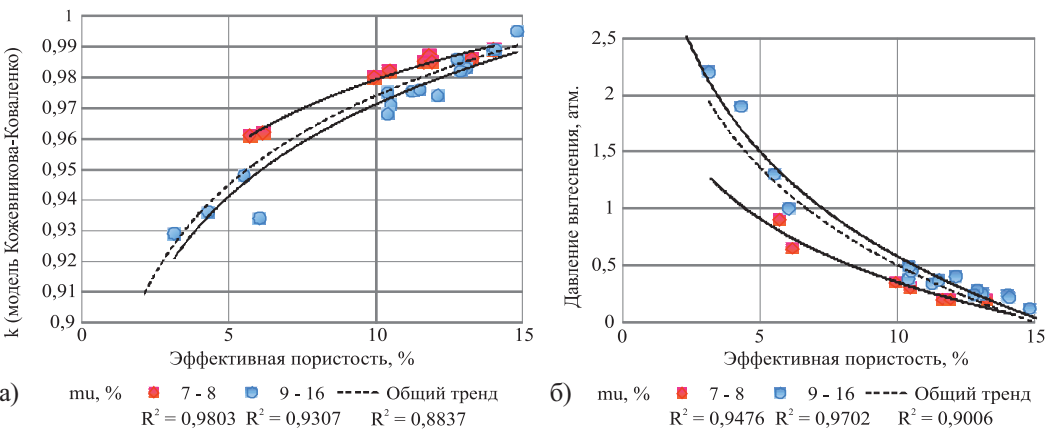


Рис. 4. Связь параметра k модели (3) (а) и давления вытеснения $P_{выт}$ (б) с эффективной пористостью с разделением трендов по параметру μ .

налов в зависимости от минерального состава цемента.

Рисунок 46 демонстрирует, что тесную взаимосвязь с эффективной пористостью имеет и величина давления вытеснения, обычно интерпретируемая как отражение характерного радиуса наиболее крупного проточного порового канала. Привлечение параметра μ способствует дифференциации и дальнейшему уточнению зависимости $K_{n.эф} - P_{выт}$.

Влияние минерального состава коллектора на зависимость $K_{n.эф} - \mu$ подтверждается на основе формальной статистической проверки с применением критерия Чоу (Chow, 1960). Данный критерий используется для проверки гипотезы о том, что учет различия корреляционных трендов для двух подвыборок общей выборки приводит к значимому снижению общей погрешности корреляционного прогноза. В данном случае общая выборка образцов подразделяется на подвыборки образцов с низкими (7-8 %) и более высокими (9-16 %) значениями μ . Статистика критерия Чоу определяется выражением

$$F_{Чоу} = \frac{RSS - RSS_1 - RSS_2}{RSS_1 + RSS_2} \frac{n - k_1 - k_2}{k_1 + k_2 - k} \quad (4)$$

где RSS , RSS_1 и RSS_2 – остаточные суммы квадратов (суммы квадратов отклонений фактических значений от рассчитанных по тренду) для общего тренда всей выборки, трендов первой и второй подвыборок соответственно; k , k_1 и k_2 – число параметров соответствующих трендов; n – общее количество образцов в выборке.

Формальная проверка показала, что отклонения рассчитанных по трендам значений от фактически измеренных на керне можно считать подчиняющимися нормальному распределению. В этом случае статистика критерия Чоу (4) отвечает распределению Фишера с числом степеней свободы $(k_1 + k_2 - k, n - k_1 - k_2)$. Для проверки гипотезы ее необходимо сравнить с критическим значением – квантилем данного распределения для принятого уровня значимости $\alpha=0.05$. Применительно к рассматриваемой коллекции образцов $F_{Чоу} = 9,27$ при $F_{крит} = 3,49$. Следовательно, результат проверки не противоречит гипотезе о значимости влияния параметра минерального состава μ на зависимость $K_{n.эф} - \mu$.

Выводы

В рамках данной работы на примере продуктивных отложений месторождения *N* Западной Сибири исследована возможность прогноза капиллярных кривых в неоднородном полиминеральном терригенном коллекторе по

данным ГИС. Подтверждена высокая результативность подхода, основанного на использовании концепции ЭПП и петрофизической модели полиминерального терригенного коллектора. Зависимости параметров используемой модели капиллярных кривых от эффективной пористости отличаются высокими коэффициентами детерминации.

Для дальнейшего повышения достоверности прогноза капиллярных характеристик предложено учитывать влияние минерального состава неоднородного коллектора на основе параметра петрофизической модели μ , определяемого совместно с $K_{n.эф}$ по данным стандартного комплекса ГИС. Значимость влияния данного параметра подтверждена на основе формальных статистических критериев.

Авторы благодарят к.т.н. К.В.Коваленко за ценные советы и замечания.

Литература

- Brooks R.H., Corey A.T Hydraulic properties of Porous Media. Colorado State University Hydrology. 1964. №3.
- Chow G.C. Tests of equality between sets of coefficients in two linear regressions. *Econometrica*. 1960. 28 (3). Pp. 591-605.
- Дахнов В.Н. Геофизические методы определения коллекторских свойств и нефтегазонасыщения горных пород. М.: Недра. 1985.
- Закиров С.Н., Индрупский И.М., Закиров Э.С., Закиров И.С. и др. Новые принципы и технологии разработки месторождений нефти и газа. Часть 2. М.-Ижевск: Инст. комп. исслед. 2009. 484 с.
- Индрупский И.М., Блинова Е.Ю., Коваленко К.В. Влияние неоднородности вещественного состава цемента на петрофизические и фильтрационные характеристики коллектора. *Нефтяное хозяйство*. 2013. №7. С. 76-80.
- Кожевников Д.А., Коваленко К.В. Изучение коллекторов нефти и газа по результатам адаптивной интерпретации геофизических исследований скважин. М.: Изд. центр РГУ нефти и газа. 2011. 218 с.
- Кожевников Д.А., Коваленко К.В., Дешенков И.С., Петров А.Н. Моделирование насыщения в переходной зоне коллекторов в концепции эффективного порового пространства. *Теоретические основы и технологии поисков и разведки нефти и газа*. 2013. № 4. С. 51-56.
- Косетин Л. Системные подходы к изучению пластов. М.-Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2007. 400 с.
- Тиаб Дж., Доналдсон Э.Ч. Петрофизика: теория и практика изучения коллекторских свойств горных пород и движения пластовых флюидов. Пер. с англ. М.: «Премиум Инжиниринг». 2009. 868 с.

Сведения об авторах

Екатерина Юрьевна Блинова – соискатель, Институт проблем нефти и газа РАН

Илья Михайлович Индрупский – д.тех.н, ведущий научный сотрудник, Институт проблем нефти и газа РАН

119333, Россия, Москва, ул. Губкина, 3

Тел./Факс: (499) 135-54-67

Forecasting capillary pressure curves of polymineral terrigenous reservoir on the basis of well logging data

E. Yu. Blinova, I.M. Indrupskiy

Oil and Gas Research Institute of RAS (OGRI RAS), Moscow, Russia, e-mail: eublinova@ya.ru, i-ind@ipng.ru

Abstract. Benefits of forecasting capillary pressure curves of a polymineral terrigenous reservoir with account for lithological heterogeneity are demonstrated. A correlation improvement between the capillary curves control parameter and the effective porosity is achieved by introducing the total water retention factor which reflects

reservoir mineral composition. The significant influence of the factor is confirmed by formal statistical test. The resulting correlation trends have high determination factors providing an opportunity for reliable capillary curves forecast in heterogeneous reservoir on the basis of well logging data.

Методика определения скин-фактора, разработанная при освоении Игольско-Талового месторождения нефти

В статье по методу кривой восстановления давления (КВД) изучаются причины резкого падения пластовых давлений и дебитов в скважинах, пробуренных при освоении Игольско-Талового месторождения. Детальная обработка КВД позволила установить по многим скважинам ухудшение проницаемости пласта в околоствольной зоне и оценить первоначальные дебиты на примере скв. 396. По приближенным методикам рассчитан радиус ухудшенной зоны пласта по этой скважине. Рассмотрена проблема интерпретации приведенных радиусов при наличии ухудшенной проницаемости пласта. С позиции явления диссимметрии объяснены высокие значения приведенных радиусов, характеризующих ухудшенную зону пласта как радиусы ухудшенной зоны пласта, а их степенная величина натурального числа – как скин-фактор с обратным знаком. Предложена графоаналитическая методика точного определения скин-фактора и пластового давления в удаленной неизменной зоне пласта. С помощью этой методики была установлена связь скин-фактора с повышенным содержанием диффузионных слоев воды в зонах нефтенедонасыщения, которые деформировались и кальматировали при скважинную зону пласта. Рекомендовано при эксплуатации скважин в таких зонах ограничивать депрессии до 5 МПа.

Ключевые слова: Игольско-Таловое месторождение, кривая восстановления давления, радиус зоны скин-фактора, пластовое давление, форсированный отбор.

Введение

Определение прискважинных параметров пласта по данным ГДИС имеет важное практическое значение при оценке степени освоения скважин. Геологические основы при выборе депрессий испытания и освоения скважин должны связываться с зональным строением залежей, обусловленных различной степенью подвижности пластовых флюидов. Для оценки состояния прискважинной зоны анализируют различные гидродинамические показатели: коэффициент несовершенства вскрытия скважины, скин-фактор, приведенный радиус, радиус ухудшенной зоны, фактор повреждения и другие параметры (Практические указания по испытанию поисковых и раз-

ведочных скважин ..., 1988). При освоении Игольско-Талового месторождения определение этих параметров оказалось затруднительным. Месторождение было введено в разработку в конце 1991 г. В первые три месяца наблюдалось резкое падение дебитов скважин, не характерное для верхнеюрских залежей Томской области. Пластовые давления (28,3 МПа), замеренные через три месяца, также резко снизились до 21,9-25,7 МПа. Соответственно резкое уменьшение депрессий и приводило к снижению дебитов скважин. Для выяснения причин этих изменений была проведена обработка и интерпретация кривых восстановления давления (КВД).

Окончание статьи Е.Ю. Блиновой, И.М. Индрупского «Прогноз капиллярных кривых полиминерального терригенного коллектора по геофизическим данным»

Keywords: capillary pressure, pore space structure, effective pore space, heterogeneity, polymineral reservoir, mineral composition, effective porosity, total water retention factor, Chow test.

References

- Brooks R.H., Corey A.T Hydraulic properties of Porous Media. Colorado State University Hydrology. 1964. №3.
Chow G.C. Tests of equality between sets of coefficients in two linear regressions. *Econometrica*. 1960. 28 (3). Pp. 591-605.
Dakhnov V.N. Geofizicheskie metody opredeleniya kollektorskikh svoystv i neftegazonasyscheniya gornykh porod [Geophysical methods for the determination of reservoir properties and oil and gas saturation of rocks]. Moscow: «Nedra» Publ. 1985.
Zakirov S.N., Indrupskiy I.M., Zakirov E.S., Zakirov I.S. et al. Novye printsipy i tekhnologii razrabotki mestorozhdeniy nefti i gaza [The new principles and technologies to develop oil and gas fields]. Part 2. Moscow-Izhevsk: «Institut kompyuternykh issledovaniy» Publ. 2009. 484 p.
Indrupskiy I.M., Blinova E.Yu., Kovalenko K.V. The influence of heterogeneity of a clay component material composition on a reservoir petrophysical and filtration characteristics. *Neftyanoe khozyaystvo [Oil Industry]*. 2013. №7. Pp. 76-80. (In russian)
Kozhevnikov D.A., Kovalenko K.V. Izuchenie kollektorov nefti

i gaza po rezul'tatam adaptivnoy interpretatsii geofizicheskikh issledovaniy skvazhin [The study of oil and gas reservoirs as a result of adaptive interpretation of well logging]. Moscow: RGU nefti i gaza. 2011. 218 p.

Kozhevnikov D.A., Kovalenko K.V., Dshenenkov I.S., Petrov A.N. Modelirovaniye nasyscheniya v perekhodnoy zone kollektorov v kontseptsii effektivnogo porovogo prostranstva [Simulation of saturation in the transition zone in the concept of effective reservoir pore space]. *Teoreticheskie osnovy i tekhnologii poiskov i razvedki nefti i gaza* [Theoretical basis and technology of prospecting and exploration of oil and gas]. 2013. № 4. Pp. 51-56.

Cosentino L. Integrated reservoir studies. Technip Ed. 2001. 311 p.

Tiab D., Donaldson C. Petrophysics: Theory and practice of measuring reservoir rock and fluid transport properties. II ed. Elsevier. 2004. 926 p.

Information about authors

Ekaterina Yu. Blinova – Ph.D applicant, Oil and Gas Research Institute of RAS

Ilya M. Indrupskiy – Dr. Sci. (Tech.), Leading Researcher, Oil and Gas Research Institute of RAS

119333, Moscow, Russia, Gubkin str., 3.

Tel./Fax: (499) 135-54-67

Подходы к обработке кривых восстановления давления

В теории и практике считается, что после обработки КВД начальные участки, несущие информацию о прискважинной зоне пласта, за счет послеприточного эффекта оказываются дефектными и поэтому не подлежат обработке. Поэтому точки снимались с начального участка КВД с промежутком времени от одного до трех часов, что не позволяло выявить начальный прямолинейный участок, характеризующий ухудшенную зону пласта. При обработке КВД по скважинам Игольско-Талового месторождения точки снимались через 20 минут, что позволило зафиксировать такие участки. Например, по скважине 396 (Рис. 1) после трех часов искажающее влияние послеприточного эффекта исчезает, и в течение часа фиксируется прямолинейный участок, характеризующий прискважинную зону пласта. При $lgt_0=4,25$ начинает фиксироваться вторая прямая, характеризующая не измененные параметры удаленной части пласта. Через 18 часов от начала исследования давление стабилизируется и не меняется в течение 10 часов.

Таким образом, более детальная обработка КВД позволила установить по многим скважинам ухудшение параметров пласта в околоствольной зоне.

Оценка первоначальных дебитов

Для количественной оценки влияния ухудшенной зоны пласта на дебит скважин в соответствии с (Практическое руководство..., 1992) были определены по начальному прямолинейному участку, характеризующую ухудшенную зону, приведенный радиус скважины (r_{np}^1), проницаемость (k_1) и пьезопроводность пласта (x_1), а по второму участку – эти же параметры k_2, x_2, r_{np}^2 для удаленной части пласта.

По скважине 396 проницаемость в прискважинной зоне снизилась с 0,0184 до 0,0024 мкм² (в 7,7 раза), пьезопроводность – с 0,087 до 0,012 м²/с (в 7,3 раза). Приведенный радиус по начальному прямолинейному участку получился равным 5,7 м, по конечному – 0,002 м.

Перед записью КВД дебит нефти был 19 т/сут. Соответственно, при восстановлении проницаемости в прискважинной зоне до начальной (в 7,7 раза) дебит скважины должен был составить 146 т/сут. Для его обоснования была произведена оценка радиуса ухудшенной зоны.

Точное решение задачи оценки размеров ухудшенных зон было получено В.Н. Шелкачевым, Г.И. Баренблаттом и В.А. Максимовым.

Методика	R, м
Ю.П. Желтова	56,0
И.Ф. Рахимкулова	37,4
Э.Г. Чекалюка	27,2
Р.И. Медведского, В.Н. Нестерова	19,9
С.Г. Каменецкого	18,4
А.Ф. Блинова и УкрНИГРИ	7,6

Табл. 1. Радиус ухудшенной зоны скв. 396.

Однако, имевшие место в то время математические трудности в обработке этих задач и слабая техника исследований не позволили использовать это решение. Поэтому по скважине 396 был рассчитан радиус ухудшенной зоны по шести приближенным методикам (Практические указания по испытанию поисковых и разведочных скважин ..., 1988), используя время пересечения первого и второго прямолинейных участков t_0 и значения проницаемости и пьезопроводности по этим двум зонам (Табл. 1). Полученные величины радиуса достигли больших размеров, в среднем составив 27,8 м.

Таким образом, снижение проницаемости на значительном расстоянии вполне могло стать реальной причиной резкого уменьшения дебитов скважин.

Пластовое давление по скважине 396 достигло 25,22 МПа, что на 3,08 МПа ниже начального. На момент исследования скважины депрессия на пласт составляла 3,5 МПа. Соответственно, при начальной депрессии 6,58 МПа дебит мог быть еще больше – 273 т/сут.

Повторные гидродинамические исследования скважины, проведенные через 20 дней, показали, что пластовое давление снизилось до 23,9 МПа, депрессия – до 2,2 МПа (в 1,6 раза), проницаемость прискважинной зоны – до 0,0021 мкм² (в 1,14 раза), пьезопроводность – до 0,010 м²/с (в 1,2 раза). Соответственно, дебит только за счет снижения депрессии и проницаемости должен был снизиться в 1,82 раза. По факту он снизился в 1,46 раза – до 13 т/сут.

Приведенный радиус по начальному участку увеличился до 7 м, по конечному – до 0,202 м. Аналогичные изменения были получены по другим скважинам с ухудшенной зоной (Табл. 2).

Проблема интерпретации приведенных радиусов

При отсутствии ухудшенной зоны приведенный радиус r_{np} рассматривался как классическая величина, характеризующая только эффективность перфорации:

$$r_{np} = r_c * e^{-C}, C = C_1 + C_2, \quad (1)$$

№ скважины	Дата исследования	$P_{пл.ух}$ (МПа)	$R_S=r_{np}^1$ (см)	S	$P_{пл.}$ (МПа)	$r_{сво}^{факт} = r_{np}^2$ (см)	C	ΔP_S (МПа)	
								расчет.	графоан.
362	16.06.92	ухудшенная зона отсутствует			24,52	50,0	-1,7	0	0
377	16.01.92	25,70	134	2,7	26,67	8,1	0,2	0,97	
378	28.09.92	ухудшенная зона отсутствует			22,17	0,7	2,6	0	0
396	21.01.92	25,22	565	4,1	26,32	0,2	3,7	1,10	1,32
	11.02.92	23,90	696	4,3	27,06	20,2	-1,1	3,16	3,00
398	15.10.92	ухудшенная зона отсутствует			22,40	12,3	-0,3	0	0
410	17.01.92	23,42	432	3,8		131,0	-2,6		
	17.02.92	21,85	338	3,6	удаленная зона не записана				
411	17.02.92	25,03	666	4,3	25,54			0,51	0,97
429	22.02.92	24,27	678	4,3	25,33	2,1	1,5	1,06	1,05
1114	15.09.92	24,01	738	4,4	24,97	10,7	-0,1	0,96	
1093	16.09.92	24,70	418	3,8	24,91			0,21	0,20
1113	18.09.92	23,28	637	4,2	24,63	100,0	-2,4	1,35	
1115	08.11.92	23,66	903	4,6	24,99	10,5	-0,1	1,33	1,20
	02.12.92	23,53	829	4,5	удаленная зона не записана				
1129	16.03.92	24,51	178	2,9	удаленная зона не записана				
1133	25.12.92	23,39	526	4,0	25,34	232,0	-3,2	1,95	
1142	25.11.92	ухудшенная зона отсутствует			22,60	13,4	-0,3	0	0

Табл. 2. Прискважинные параметры Игольской залежи в начале ее освоения.

где r_c – радиус скважины; C_1 и C_2 – показатели несовершенства скважины по степени и характеру вскрытия.

При интерпретации приведенных радиусов с ухудшенной прискважинной зоной возникли проблемы. Считалось, что приведенный радиус, определённый по второму прямолинейному участку, зависит не только от показателей несовершенства скважины C_1+C_2 , но и от величины скин-фактора S . О взаимоотношениях данных величин также существуют достаточно противоречивые точки зрения. Например, по мнению (Коротаяева, 1975) и др.:

$$C=C_1+C_2+S; \quad (2)$$

с точки зрения Т.Б. Пыхачева (1961):

$$S=C_1+C_2. \quad (3)$$

Согласно (Практическое руководство по гидродинамическим методам..., 1992), несовершенство скважины зависит еще от сопротивления C_3 за счет осаждения в стволе скважины песчаных и глинистых пробок, наличия застойных водных столбов:

$$C=C_1+C_2+C_3+S. \quad (4)$$

Скин-фактор здесь рекомендуется определять по формуле Ван-Эвердингейна, а показатели несовершенства скважин – по графикам В.И. Щурова. На самом деле (Практические указания по испытанию поисковых и разведочных скважин..., 1988), процессы, происходящие при освоении скважин в околоствольной зоне, намного сложнее, и поэтому по графикам В.И. Щурова можно определить некоторое предполагаемое совершенство скважины.

Таким образом, существующие подходы в интерпретации величин r_{np}^2 не позволяют обосновано отдельно рассчитывать показатели C_p , C_2 , C_3 , S и однозначно определять причины изменения околоствольных параметров пласта. При интерпретации величины r_{np}^1 , как указано (Методические указания по комплексированию и этапности выполнения..., 2002), «в этих случаях получались малообъяснимые числовые значения». Степенная величина натурального числа была близка к величинам скин-фактора, получаемым при гидроразрывах пластов (ГРП).

Скин-фактор и явление диссимметрии

По классическому определению, приведенный радиус несовершенной скважины – это радиус эквивалентной совершенной (не перекрытой колонной) скважины, работающей с аналогичным дебитом. Тогда полученные величины r_{np}^1 нужно рассматривать как эквивалентные совершенные скважины с радиусом в несколько метров, но работающим в пласте, имеющем параметры ухудшенной околоствольной зоны реальной несовершенной скважины. Фактически в этом радиусе фиктивной скважины находится кольцевая зона ухудшенных параметров пласта, и первоначально приток в скважину контролируется ею, т.е. в рассматриваемом явлении проявляется диссимметрия. Согласно положения П. Кюри (1968) «эта же диссимметрия должна проявляться и в причинах, их породивших», т.е. из-за высокой первоначальной депрессии приток в скважину контролируется параметрами ухудшенной прискважинной зоны и ее радиусом распространения R_s , который равен r_{np}^1 , а величина скин-эффекта S из-за диссимметрии имеет обратный знак $-S^{обп}$.

$$R_s = r_{np}^1 = r_c * e^{-S^{обп}}, \quad -S^{обп} = S. \quad (5)$$

Согласно этой формуле в скважине 396 скин-фактор составил 4,1, а радиус ухудшенной (скин-фактор) зоны составил 5,7 м, что в пять раз меньше средней величины рассчитанной ранее по приближенным формулам (Табл. 1). Результаты этих определений по остальным скважинам представлены в табл. 2.

Затем, по мере восстановления давления по периметру ухудшенной зоны начинает образовываться скиновый скачек пластовых давлений, и забойное давление начинает восстанавливаться исходя из параметров удаленной части пласта. Соответственно, влияние скин-фактора S заканчивается и начинает зависеть от эффективности перфорационных работ в скважине C , которая определялась по r_{np}^2 (Табл. 2).

На рассматриваемом участке пласты вскрывались перфорацией на всю толщину. Поэтому $C_1=0$, а $C=C_2$. Соответственно, если приведенный радиус оказывался больше радиуса не обсаженной скважины – 9,5 см, эффективность перфорационных работ считалась высокой. Если меньше, то по графикам В.И. Щурова проводился расчет величины увеличения дебита скважины при дополнительной перфорации. На рассматриваемом участке по трем скважинам перфорация оказалась недостаточной ($r_{np}^2=8,1-0,2$ см). Прогнозы увеличения дебитов составили от 2 до 23 т/сут (1,1-2,1 раза).

Таким образом, опираясь на явление диссимметрии в скважинах с ухудшенной околоствольной зоной, использовалась упрощенная методика определения радиуса зоны скин-фактора и отдельной количественной оценки показателей несовершенства скважины и скин-фактора.

Определение пластовых давлений по кривым восстановления давления с ухудшенной прискважинной зоной

Согласно исследованиям (Практические указания по испытанию поисковых и разведочных скважин..., 1988) установлено, что в скважинах с ухудшенной прискважинной зоной устанавливается условное пластовое давление $P_{пл,усл}$, которое по своей величине намного ниже установленного для залежи начального пластового. После проведения успешных мероприятий по воздействию на прискважинную зону тем или иным методом условное пластовое давление возрастало до величины $P_{пл}$. Такая дополнительная потеря давления ΔP_s происходит в прискважинной зоне пласта вследствие скин-фактора. Следовательно, условное пластовое давление есть не что иное, как пластовое давление в ухудшенной околоствольной зоне пласта $P_{пл,ух}$, а величина скинового скачка давлений будет определяться, как разность пластовых давлений между удаленной и прискважинной ухудшенной зонами:

$$\Delta P_s = P_{пл} - P_{пл,ух}. \quad (6)$$

На основе этого был сделан вывод, что одной из причин резкого снижения пластового давления в эксплуатационных скважинах при освоении Игольской залежи явилось ухудшение околоствольных зон пласта. Вследствие этого возник вопрос. Как определить величины $P_{пл}$ или ΔP_s без проведения мероприятий по воздействию на прискважинную зону?

В 1990 г. был предложен (Трушкин, 1990) достаточно простой графоаналитический метод определения скин-фактора по КВД, обработанной методом Хорнера, на основе его формулы:

$$S = \frac{\Delta P_s}{0.87 \cdot t g a_2}, \quad (7)$$

где $t g a_2$ – тангенс угла наклона второго прямолинейного участка, а величину ΔP_s тогда было предложено определять по отрезку, отсекаемому на оси давлений двумя прямолинейными участками КВД, характеризующими околоствольную ухудшенную зону и удаленную незагрязненную зону.

Используя этот принцип одновременности восстановления давлений в прискважинной и удаленной зоне пласта, была определена величина ΔP_s по КВД, обработанной методом касательной. Для этого первый прямолинейный участок проводился до точки времени выхода на постоянное пластовое давление прискважинной зоны – $l g t_{пл} = 4,81$ (Рис. 1). Отрезок давлений при этом времени равен 1,32 МПа и принят за величину ΔP_s . Соответственно, прибавив данную величину к величине пластового давления прискважинной зоны, получим величину пластового давления в удаленной зоне пласта – 26,57 МПа или величину, которая бы установилась после проведения успешных мероприятий по воздействию на прискважинную зону.

Таким образом, при восстановлении естественных параметров пласта в прискважинной зоне дебит скважины 396 должен был возрасти не только за счет улучшения проницаемости (до 146 т/сут), но и за счет увеличения депрессии на 1,32 МПа – до 201 т/сут.

Графоаналитический метод точного определения скин-фактора

Используя величину ΔP_s , определенную выше графоаналитическим методом, по формуле (7) можно определить скин-фактор (для скважины 396 он составит 5,1), затем по формуле (5) можно определить радиус ухудшенной зоны, который равен 15,1 м.

Данная величина приближается к средней величине, рассчитанной по приближенным формулам и равной 27,8 м, и является более точной по сравнению с величиной, рассчитанной ранее обратным методом через приведенный радиус (5,7 м), поскольку из расчета исключается пьезопроводность пласта, которая зависит от объемного коэффициента нефти, дебита, упругоэластичности и толщины пласта.

Таким образом, графоаналитический прямой метод определения скин-фактора достаточно прост и точен по сравнению с обратным методом его определения по приведенному радиусу. Недостатком его является значительное время остановки скважины.

Определение пластовых давлений по невосстановленным кривым восстановления давления

На Игольско-Таловом месторождении время записи КВД, как правило, ограничивалось временем работы глубинного манометра (12 часов). За это время пластовые давления в скважинах не восстанавливались, но на КВД фиксировались два прямолинейных участка. По изложенной выше методике и определенным величинам S и R по приведенному радиусу первого участка по формуле (7) рассчитывалась величина ΔP_s . Используя принцип одновременности, эта величина находилась на КВД между двумя экстраполированными прямолинейными участками, и затем находились пластовые давления.

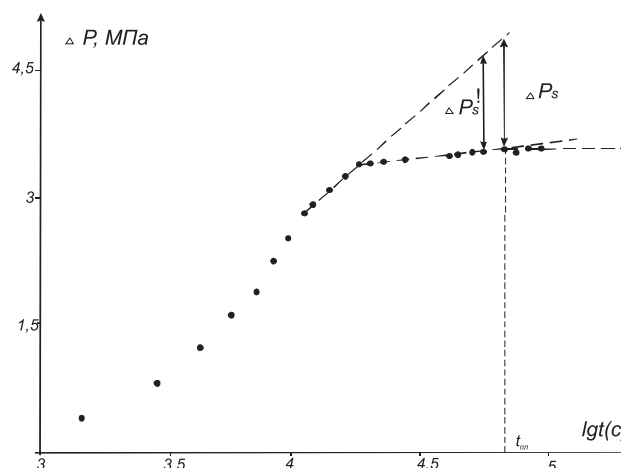


Рис. 1. КВД по скважине № 396.

Например, если в скважине 396 не удалось бы записать пластовое давление, рассчитанный скиновый скачок давления составил бы 1,1 МПа, а пластовые давления, определенные по невосстановленной КВД (Рис. 1), – $P_{пл,ух} = 25,22$ МПа и $P_{пл} = 26,32$ МПа. Разница в определении расчетных пластовых давлений с фактическими пластовыми давлениями составила 0,03-0,25 МПа. По шести скважинам, где также была произведена запись восстановленных КВД, разница в определении пластовых давлений по предложенным методикам составила еще ниже – 0,01-0,16 МПа (погрешность 2 %).

Важным моментом этой методики является то, что впервые удалось найти способ определять пластовые давления не только методом Хорнера, но и методом касательной для скважин с ухудшенной прискважинной зоной.

Результаты применения методики

Используя разработанные методики, были рассчитаны прискважинные параметры по всем исследованным скважинам Игольской залежи к концу 1994 г., что позволило оценить причины резкого падения пластовых давлений и дебитов скважин.

В среднем пластовое давление снизилось на 4,1 МПа; на 27% за счет естественного снижения упругой энергии пласта на 1,1 МПа при отборе нефти. По многим КВД зафиксированы гидродинамические экраны, что дополнительно способствовало ускорению снижения пластовых давлений на 1,7 МПа (41 %), а по скважине 410, попавшей в линзу, давление снизилось на 6,4 МПа. И, наконец, за счет явления скин-фактора в околоствольной зоне давление снизилось на 0,2-3,2 МПа, в среднем – 1,3 МПа (32 %).

Используя радиусы ухудшенных зон (Табл. 2), установлена их связь с зональным строением залежи (Трушкин, 2001). В купольной зоне предельного нефтенасыщения с $K_n > 70$ % околоствольная зона скважин оставалась без изменений и скважины работали без резкого снижения добычи нефти.

В зонах нефтенедонасыщения ($K_n = 55-70$ %), проницаемость в прискважинной зоне снижалась в несколько раз и, как следствие происходило резкое падение добычи нефти. Радиусы ухудшенных зон составляли 3-9 м. Максимальное значение радиуса (до 11 м) отмечено в скважине 701, находящейся вблизи ВНК ($K_n = 54$ %). Скважину не удавалось запустить в работу.

Основной причиной резкого ухудшения коллекторских

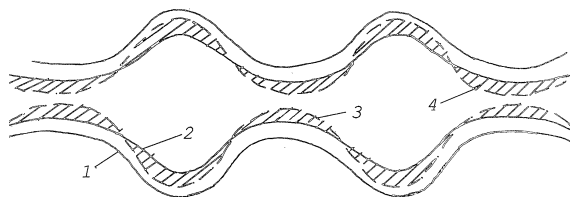


Рис. 2. Схема деформации рыхлосвязанной воды при движении нефти: 1 – стенка коллектора; 2 – (сплошная линия) граница раздела между водой и нефтью в статическом состоянии; 3 – (пунктирная линия) то же при создании в коллекторе перепада давления; 4 – электроосмотическое поднятие рыхлосвязанной воды.

свойств околоскважинных зон явилось повышенное содержание рыхлосвязанной (диффузионной) воды в зоне нефтенедонасыщения. Как показано в (Практические указания по испытанию поисковых и разведочных скважин..., 1988), при депрессиях на пласт более 3-7 МПа рыхлосвязанная вода начинает электроосмотически деформироваться и формировать в межпоровом пространстве поднятия воды, за счет ее электроосмотического вытягивания из крупных пор (Рис. 2). Электроосмотические поднятия воды и привели к снижению проницаемости в прискважинной зоне.

На основе этих данных, была установлена геологическая причина неэффективности традиционного способа освоения первых скважин Игольской залежи на максимальных депрессиях, в отличие от других месторождений Томской области (Трушкин, 2001). Вначале разбуривания не подтвердилась геологическая модель залежи. Принятый горизонтальный ВНК оказался наклонным. Поэтому первые скважины оказались в его приподнятой части (Трушкин, 2000), т.е. не в центре залежи с предельным нефтенасыщением, а на краю – в зоне нефтенедонасыщения. Как следствие традиционный форсированный отбор нефти, превышающий депрессию на пласт 3-7 МПа, начал приводить к тому, что в прискважинных зонах за счет деформаций рыхлосвязанной воды начались скиновые процессы и резкое падение дебитов скважин. На остальных месторождениях Томской области эти процессы в краевых частях залежей также проявлялись, но там низкие дебиты видимо объяснялись снижением упругой энергии пласта добывающими скважинами в купольных частях.

При минимальной щадящей депрессии, равной 3 МПа, начальный дебит по скв. 396 должен был составить 124 т/сут, что близко к дебитам, получаемым при ГРП. Фактически средний дебит в первый месяц составил 15,5 т/сут. Вероятно, резкое снижение дебита происходило при освоении скважины. Через 4 месяца на момент ее первого исследования было отобрано около 2 тыс.т. нефти, и пластовое давление снизилось на 2 МПа. При щадящем режиме данный отбор был достигнут бы через 8 дней, а через месяц добыча нефти прекратилась из-за отсутствия системы поддержания пластового давления. Пластовое давление снизилось бы на величину начальной депрессии 6,53 МПа, но накопленная добыча достигла 6,5 тыс. т.

Выводы и рекомендации

В современных условиях запись КВД производится с использованием цифровых датчиков давления, что позволяет обрабатывать КВД в непрерывном виде и выявлять начальный прямолинейный участок, характеризующий

ухудшенную зону пласта. Кроме этого, в последнее время для более достоверного выявления этих участков можно использовать КВД в билогарифмических координатах. В этом случае на них фиксируются два горизонтальных участка (Ипатов, Кременецкий, 2006)

Если за счет послеприточного эффекта на скважинах не удастся зафиксировать начальный прямолинейный участок, необходимо использовать методы обработки КВД с учетом притока, разработанные полвека назад Ю.П. Борисовым, И.А. Чарным, Э.Б. Чекалюком и др. (1984). Современная вычислительная техника и приборы записи изменения давлений на устье и забое позволяют начать их широко использовать.

Разработанная методика определения скин-фактора, основанная на положении «о диссимметрии» П. Кюри, позволяет достаточно точно, просто и однозначно определять радиус ухудшенной зоны пласта, степень совершенства вскрытия скважины перфорацией, более высокое пластовое давление в удаленной не ухудшенной части пласта, без проведения мероприятий по воздействию на прискважинную зону и в недовосстановленных КВД пластовые давления в околоствольной зоне пласта.

Применение методов интенсификации притоков растворами хлорида кальция и поверхностно-активными веществами для поисковых и разведочных скважин в зонах нефтенедонасыщения, предлагаемых в (Практические указания по испытанию поисковых и разведочных скважин..., 1988), неэффективны в эксплуатационных скважинах за счет длительного периода их работы. Поскольку объем этих растворов должен быть сопоставим с объемом ухудшенного порового пространства, а, например, по скв. 396 он достиг 500 м³. При ГРП полудлина трещины составляет 70-120 м и превышает радиус ухудшенной зоны, а величины скин-факторов близки, но имеют разные знаки.

Предложенная методика позволяет количественно оценивать неэффективность форсированного способа отбора нефти в зонах нефтенедонасыщения (Трушкин, 2001). Форсированный отбор нефти эффективен только в купольных частях высокоамплитудных залежей, в зонах предельного нефтенасыщения. В краевых частях или в малоамплитудных залежах необходимо начинать изучать на скважинах щадящий способ освоения и отбора при депрессиях на пласт 3-7 МПа. Приведенные выше теоретические расчеты дебитов показывают, что при щадящем способе отбора дебиты нефти приблизительно совпадают с дебитами, получаемыми при ГРП. В случае подтверждения представленных в данной работе расчетов дебитов это возможно позволит отказаться от дорогостоящих методов интенсификации притоков ГРП и эффективнее разрабатывать месторождения. Универсальность критического порога в 5 МПа для многих месторождений также установил Н.П. Запивалов (2003, 2012).

Литература

- Бузинов С.Н., Умрихин И.Д. Исследование нефтяных и газовых скважин и пластов. М.: Недра. 1984. 269 с.
 Запивалов Н.П. Динамика жизни нефтяного месторождения. *Известия Томского политехнического университета*. Томск: 2012. Т. 321. № 1. С. 206-211.
 Запивалов Н.П., Попов И.П. Флюидодинамические модели залежей нефти и газа. Новосибирск: Гео. 2003. 198 с.
 Ипатов А.И., Кременецкий М.И. Геофизический и гидродинамический контроль разработки месторождений углеводородов. М.:

НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика»; Институт компьютерных исследований. 2006. 780 с.

Каратаев Ю.П. Эксплуатация газовых месторождений. М.: Недра. 1975. 415 с.

Кюри М., Кюри П. М.: Наука. 1968. 22 с.

Методические указания по комплексированию и этапности выполнения геофизических, гидродинамических и геохимических исследований нефтяных и нефтегазовых месторождений. РД 153-39.0-109-01. 2002.

Практические указания по испытанию поисковых и разведочных скважин на нефть и газ. Ч.2. Освоение скважин, интенсификация притоков из поровых коллекторов. В.С. Войтенко, В.К. Федорцов, А.К. Ягафаров и др. Тюмень: ЗапСибБурНИПИ. 1988. 365 с.

Практическое руководство по гидродинамическим методам исследования скважин и пластов. К.С. Юсупов, В.А. Мишарин. Тюмень: СибНИИИП. 1992. 208 с.

Пыхачев Т.Б. Подземная гидравлика. М.: Гостехиздат. 1961. 387 с.

Трушкин В.В. Графоаналитический метод определения скин-фактора. *Матер. XIV конф. молод. научн. сотrud. по геол. и геофиз. в Сибири*. Иркутск: ИЗК СО АН СССР. 1990. 149 с.

Трушкин В.В. Зональные особенности разработки Игольской залежи и о причинах неэффективности форсированного способа отбора нефти. *Геология нефти и газа*. 2001. N2.

Трушкин В.В. Исследование характера движения пластовых вод нефтегазоносных отложений Томской области (на примере Игольско-Талового и Карайского месторождений нефти). *Диссерт. на соиск. к.г.-м.н.* Томск: ТПУ. 2000. 135 с.

Сведения об авторе

Валерий Владимирович Трушкин – канд. геол.-мин. наук, преподаватель Томского политехнического университета, начальник отдела оперативного подсчета запасов нефти и газа ОАО «ТомскНИПИнефть».

634027 г. Томск, пр. Мира, 72, тел: 8 (953) 9-268-266

Method for determining skin factor established during Igolsko-Talovy oil field development

V.V. Trushkin

Tomsk Polytechnic University, «TomskNIPIneft», Tomsk, Russia, e-mail: vvtrushkin@mail.ru

Abstract. In the article concerning pressure buildup curve we examined reasons for the sharp drop of reservoir pressure and flow rates in wells drilled during the development of Igolsko-Talovy field. Detailed processing of pressure buildup curve allowed us to establish in many wells deterioration of reservoir permeability near well bore, and to estimate initial production rates on the example of well No.396. Radius of deteriorated reservoir area in this well is calculated by means of approximative method. Interpretation of equivalent radius in the presence of deteriorated permeability is considered. High values of equivalent radius are explained from a perspective of dissymmetry, characterizing deteriorated reservoir area – as radius of deteriorated reservoir area, and its exponential value of natural number – as skin factor with reverse sign. This paper also suggests graphic analytic method for accurate determination of skin factor and reservoir pressure in a remote unchanged zone of reservoir. By means of this method we established connection between skin factor and high concentrations of diffused water layer in undersaturated zones, which were deformed and colmatated near-well zone of reservoir. It is recommended during well operation in such areas to limit depressions by 5 MPa.

Keywords: Igolsko-Talovy field, pressure buildup curve, skin factor zone radius, reservoir pressure, forced production.

References

Buzinov S.N., Umrikhin I.D. Issledovanie neftyanykh i gazovykh skvazhin i plastov [The study of oil and gas wells and reservoirs]. Moscow: «Nedra» Publ. 1984. 269 p.

Zapivalov N.P. Dinamika zhizni neftyanogo mestorozhdeniya [Dynamics of life oilfield]. *Izvestiya Tomskogo politekhnicheskogo universiteta* [News of Tomsk Polytechnic University]. 2012. V. 321. № 1. Pp. 206-211.

Zapivalov N.P., Popov I.P. Flyuidodinamicheskie modeli zalezhey nefti i gaza [Fluid dynamic models of oil and gas]. Novosibirsk: «Geo» Publ. 2003. 198 p.

Ipatov A.I., Kremenetskiy M.I. Geofizicheskiy i gidrodinamicheskiy kontrol' razrabotki mestorozhdeniy uglevodorodov [Geophysical and hydrodynamic control of hydrocarbons exploitation]. Moscow: NITs «Regulyarnaya i khao-ticheskaya dinamika»; Institut kompyuternykh issledovaniy. 2006. 780 p.

Karataev Yu.P. Ekspluatatsiya gazovykh mestorozhdeniy [Exploitation of gas fields]. Moscow: «Nedra» Publ. 1975. 415 p.

Kyuri M. Pierre Curie. Moscow: «Nauka» Publ. 1968. 22 p.

Metodicheskie ukazaniya po kompleksirovaniyu i etapnosti vypolneniya geofizicheskikh, gidrodinamicheskikh i geokhimicheskikh issledovaniy neftyanykh i neftegazovykh mestorozhdeniy [Methodological guidelines for integration and phasing of geophysical, hydrodynamic and geochemical studies of the oil and gas fields]. RD 153-39.0-109-01. 2002.

Prakticheskie ukazaniya po ispytaniyu poiskovykh i razvedochnykh skvazhin na neft' i gaz [Practical guidance on testing and exploration wells for oil and gas]. Part 2. Osvoenie skvazhin, intensivatsiya pritokov iz porovykh kolektorov [Well completion, stimulation of the reservoir pore]. V.S. Voytenko, V.K. Fedortsov, A.K. Yagafarov et al. Tyumen: «ZapSib-BurNIPi» Publ. 1988. 365 p.

Prakticheskoe rukovodstvo po gidrodinamicheskim metodam issledovaniya skvazhin i plastov [A Practical Guide to the hydrodynamic research methods of wells and reservoirs]. K.S. Yusupov, V.A. Misharin. Tyumen: «SibNIINP» Publ. 1992. 208 p.

Pykhachev T.B. Podzemnaya gidravlika [Underground hydraulics]. Moscow: «Gostotekhizdat» Publ. 1961. 387 p.

Trushkin V.V. Grafoanaliticheskiy metod opredeleniya skin-faktora [Graphic-analytical method for the skin factor determination]. *Mater. XIV конф. молод. научн. сотrud. по геол. и геофиз. в Сибири* [Proc. XIV Conf. of young scientists in geology and geophysics in Siberia]. Irkutsk: «IZK SO AN SSSR» Publ. 1990. 149 p.

Trushkin V.V. Zonal'nye osobennosti razrabotki Igol'skoy zalezhi i o prichinakh neeffektivnosti forsirovannogo sposoba otbora nefti [Zone features of the Igolskoe deposit development and the reasons of the ineffectiveness of forced oil selection method]. *Geologiya nefti i gaza* [Geology of oil and gas]. 2001. N2.

Trushkin V.V. Issledovanie kharaktera dvizheniya plastovykh vod neftegazonosnykh otlozheniy Tomskoy oblasti (na primere Igol'sko-Talovogo i Karayskogo mestorozhdeniy nefti) [Study of the formation waters movement of oil and gas deposits in the Tomsk region (as an example, Igolsko-Talovoye and Karayskoe oil fields)]. Diss. kand. geol.-min. nauk. [Cand. geol. and min. sci. diss.]. Tomsk: «TPU» Publ. 2000. 135 p.

Information about author

Valeriy V. Trushkin – Cand. Sci. (Geol. and Min.), Lecturer of the Tomsk Polytechnic University, Head of oil and gas reserves estimation Division, Tomsk Oil and Gas Research and Design Institute (TomskNIPIneft)

634027, Russia, Tomsk, pr. Mira, 72. Tel: 8 (953) 9-268-266

УДК 550.836.2 (268.45)

Д.С. Никитин¹, Д.А. Иванов², В.А. Журавлев³, М.Д. Хуторской¹¹Геологический институт РАН, г. Москва, e-mail: ndsnomination@mail.ru, mdkh@rambler.ru²Воронежский государственный университет, г. Воронеж, e-mail: ivanov@geol.vsu.ru³Морская арктическая геологоразведочная экспедиция МПП РФ, г. Мурманск, e-mail: vityalzh@mage.ru

Объёмная геолого-геотермическая модель осадочного чехла северо-восточной части Баренцевоморского шельфа в связи с освоением ресурсов углеводородов

В последнее десятилетие получены новые данные о строении осадочного чехла северной части Баренцевоморского шельфа. Одним из перспективных методов исследования структурно-тектонических особенностей и распределения геотермических параметров в пространстве является объемное моделирование. На основании полученной информации в работе предложена геолого-геотермическая объемная модель осадочного чехла севера арктического континентального шельфа РФ. Модель предоставляет уникальную возможность для анализа регионального и локального геологического строения осадочного чехла и современной геодинамики арктического региона и, в частности, термобарического режима осадочного чехла, создающего благоприятные предпосылки для созревания органического вещества.

Ключевые слова: осадочный бассейн, моделирование, нефтегазоносность, тепловой поток, температура, каркасная модель, блочная модель.

Арктический континентальный шельф Российской Федерации рассматривается как стратегический резерв развития нефтегазодобывающей промышленности и основа национальной безопасности страны. Площадь российского шельфа составляет 6,5 млн. км², в том числе 4,1 млн. км² перспективных объектов, в пределах которых начальные суммарные извлекаемые ресурсы УВ составляют около 100 млрд. т условного топлива (Варламов и др., 2011).

Основная часть извлекаемых запасов по эксплуатационным и инфраструктурным критериям связана с акваториями Баренцева (включая Печорское) и Карского морей. Именно здесь, в соответствии с научными рекомендациями, были сосредоточены основные объёмы поисково-разведочных работ. В итоге было доказано существова-

ние крупной нефтегазоносной Западно-Арктической провинции (Граммберг и др., 2000).

До последнего времени одним из немногих мест на акваториях северных морей, где было возможно открытие крупных месторождений УВ, являлись слабоизученные районы севера арктического шельфа, в частности Баренцева моря. Справедливость данного тезиса подтвердили комплексные геофизические работы, проведенные ОАО «МАГЭ», осветившие строение Северо-Баренцевской впадины. Для уточнения геологического строения и перспектив нефтегазоносности восточного борта Северо-Баренцевской впадины в течение 2006 и 2007 гг. ОАО МАГЭ была отработана региональная сеть комплексных геофизических профилей общим объемом 7000 пог. км (Рис. 1) (Павлов и др., 2008). Комплекс геолого-геофизических исследований включал сейсморазведку МОВ-ОГТ 2D, надводную гравиметрию и дифференциальную гидромагнитометрию. Позже в 2009 г. с целью построения геологической модели и реконструкции истории структурно-тектонического развития осадочного бассейна северной части Баренцева моря была выполнена интерпретация по сети региональных профилей с размером ячейки 25x35 км (Величко и др., 2010). Данная территория обладает наибольшим ресурсным потенциалом углеводородного сырья среди шельфовых областей Российской Федерации (Хлебников и др., 2009).

Исследования, проведенные в этом малоизученном регионе, позволили получить новые данные о структурно-тектонических особенностях строения этой части акватории Баренцева моря и уточнить геологическую историю развития региона в целом. В частности, в ходе работ осадочный чехол изучен до глубины 17 км; в его строении выделено и прослежено 8 сейсмостратиграфических комплексов, расчле-

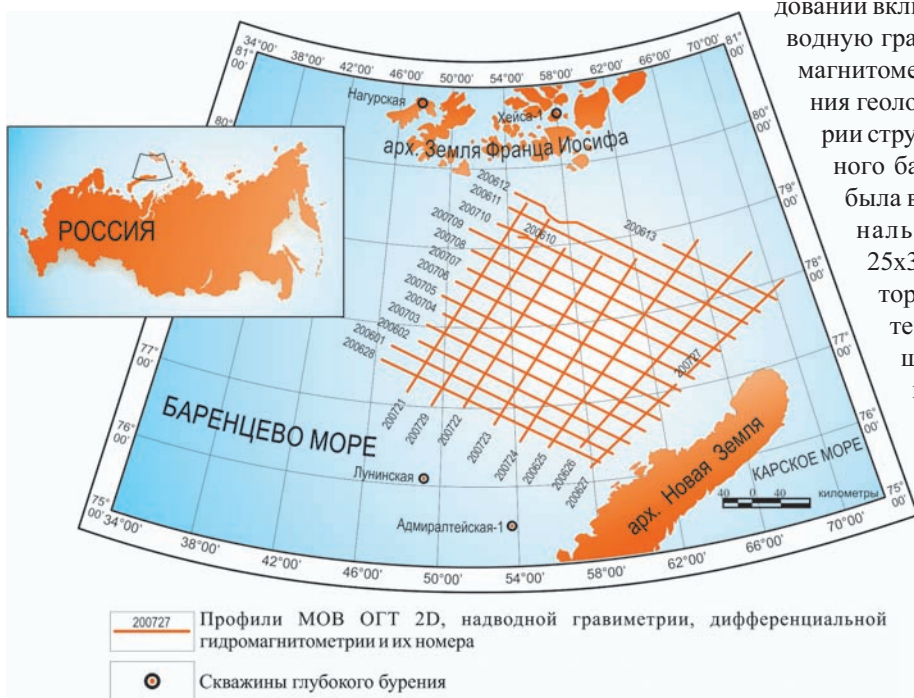


Рис. 1. Обзорная карта северной части Баренцевоморского шельфа с расположением сети комплексных геофизических профилей.

ненных на 14 сеймостратиграфических подкомплексов и 12 сеймотолщ (Казанин и др., 2011).

На основе результатов исследований, выполненных на акватории и прилегающей суше (Павлов и др., 2008; Величко и др., 2010; Павлов, 2012; Боголепов и др., 1990; Государственная геологическая карта..., 2004а; 2004б; Геология и полезные ископаемые..., 2004; Коротаев, Закиров, 1981; Лебедев и др., 1988; Сороков, Краснова, 1993; Строеие литосферы..., 2005; Ступакова, Кирюхина, 2001; Тектоника..., 1978; Тектоническая карта..., 1998; Физические свойства..., 1984; Хуторской и др., 2008; Шипилов, Тарасов, 1998; Шипилов, Юнов, 1995; Поликарпов и др., 1992; Рослов и др., 2002; Федухин и др., 2002 и др.), произведено объемное геолого-геотермическое моделирование осадочного чехла с использованием на различных этапах работы ПО EasyTrace, RockWorks software, Surfer, ArcView/ArcGIS, Micromain, Termgraf, Tecplot.

В геологическом строении северо-восточной части акватории Баренцевоморского шельфа выделяется два структурно-тектонических этажа, разделенных между собой поверхностями региональных стратиграфических и угловых несогласий (Павлов и др., 2008). К нижнему относятся допалеозойское складчатое основание (иногда выделяемое в самостоятельный этаж (Варламов и др., 2011)) и нижне-среднепалеозойский литолого-стратиграфический комплекс (ЛСК), а верхний этаж включает отложения от верхнедевонских до четвертичных, в его пределах выделяется пять ЛСК. Они отражают существенные изменения структурных планов осадочного чехла исследуемой территории.

В пределах осадочного чехла по результатам сейсмических работ выделяется 26 отражающих горизонтов (ОГ), ограничивающих условно-однородные сеймостратиграфические комплексы (ССК). Для 11 реперных ОГ имеются структурные карты с элементами тектоники. На сейсмических разрезах последние фиксируются в виде субвертикальных зон отсутствия или хаотической конфигурации отражений и рассматриваются в качестве подводящих каналов дайковых тел (Варламов и др., 2011).

На начальном этапе создавалась Каркасная модель осадочного чехла (Рис. 2). При построении нами использовались 7 сейсмогеологических разрезов по профилям (200601, 200705, 200709, 200612, 200722, 20625, 200626) (Интерпретация: В.А. Журавлев, С.П. Павлов, 2008). Строеение геологического разреза определено по 25 выделенным и прослеженным отражающим горизонтам, ограничивающим условно-однородные ССК, полученные по ре-

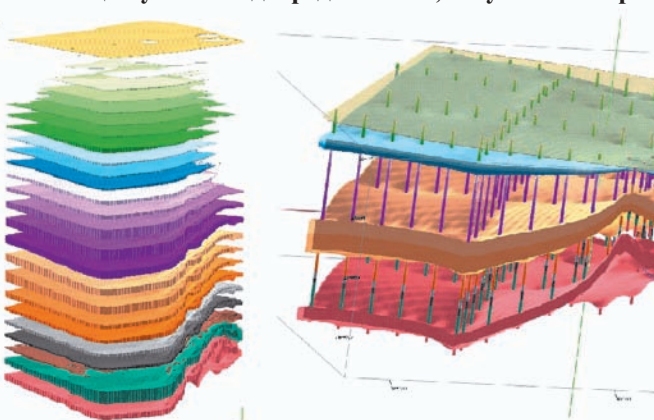


Рис. 2. Результаты построения каркасной модели в системе Rock Works.

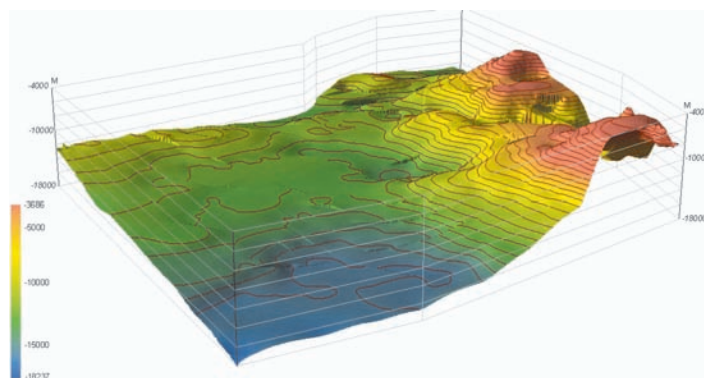


Рис. 3. Цифровая модель отражающего горизонта VI с учетом разрывных нарушений. Вертикальный масштаб увеличен в 5 раз.

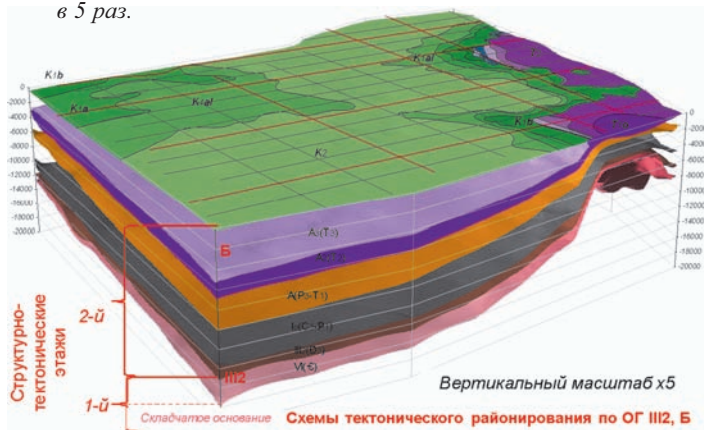


Рис. 4. Структурная модель осадочного чехла северной части Баренцевоморского шельфа, совмещённая с геологической основой, на основе структурных карт по 11-ти ОГ.

зультатам переинтерпретации временных разрезов МОВ ОГТ и доступной геолого-геофизической информации (Павлов и др., 2008).

Подготовка данных для её формирования заключалась в использовании сети пикетов вдоль линий профилей и дополнительных точек сгущения с шагом 25 километров, для которых рассчитывались высотные разбивки по отражающим стратифицированным горизонтам осадочного чехла. Условно, данные пункты наблюдения принимались как скважины, а границы распространения ССК в модели ограничивались мощностью 20 метров. Всего, включая рельеф морского дна, построены 26 числовых структурных поверхностей, ограничивающих 25 ССК (Рис. 2).

По типу данных это пустотелая каркасная модель, без учета каких-либо данных об элементах тектоники в разрезе. Полученная модель дает общее представление о залегании и пространственном распространении ССК.

На втором этапе построение объемной модели производилось по 11-ти реперным отражающим горизонтам на основе структурных карт с элементами тектоники.

При создании цифровых моделей поверхнос-

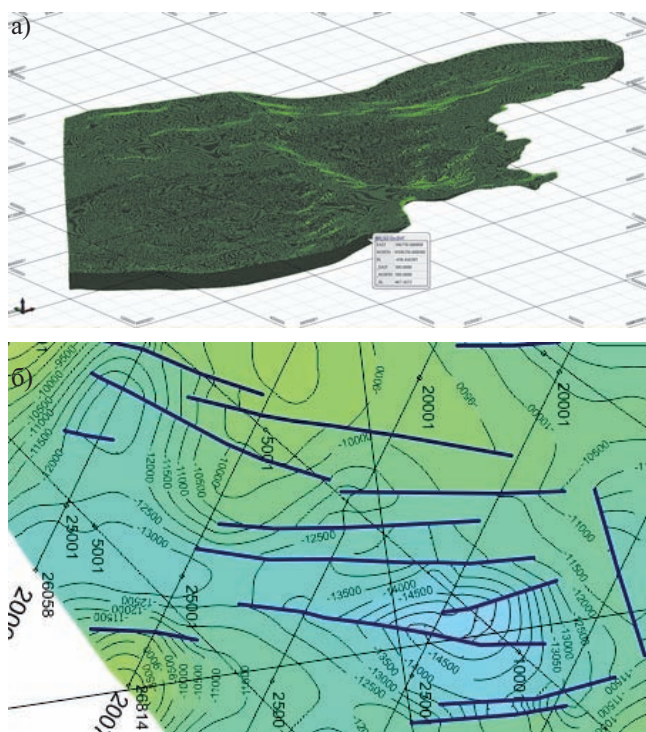


Рис. 5. Пример пластовой блочной модели: а – пластовая блочная модель, ограниченная отражающими горизонтами G_2 - G_n ; б – пример обработки сложнодисциплированной поверхности.

тей использовался метод минимальной кривизны с учетом разрывных нарушений в качестве барьеров интерполяции. При этом, расчет высот производится независимо с правой и левой стороны от линии разрыва, что дало возможность смоделировать блоковый характер данных поверхностей. Растровые изображения сейсмогеологических разрезов были увязаны в трехмерной среде. Это позволило провести оцифровку тектонических нарушений и зон с хаотической конфигурацией отражений, выходящих на плоскости данных разрезов. В совокупности с плановым расположением данных объектов на разноуровневых картах осуществлено моделирование формы отдельных элементов тектоники в виде согласованных с разрезами самостоятельных тел.

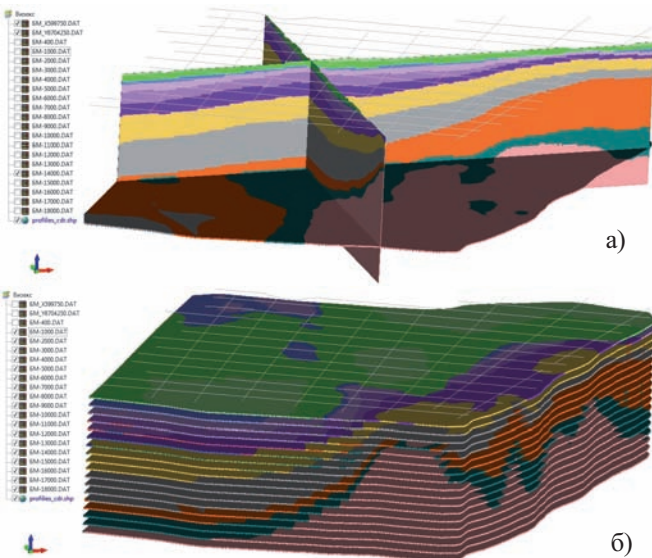


Рис. 6. Регулярная блочная модель по 11-ти ССК: а – ортогональные сечения регулярной БМ; б – горизонтальные сечения БМ с шагом 1 км.

На рисунке 3 показана структурная карта по отражающему горизонту VI (O), представляющему собой кровлю кристаллического фундамента. При построении данной поверхности было учтено 82 барьера интерполяции. Размер созданной числовой матрицы составил 794×1162 ячеек размером 500×500 метров. Разрывные нарушения отчетливо проявлены в виде ступеней, осложняющих кровлю кристаллического фундамента.

На рисунке 4 совместно представлены обработанные структурные поверхности и дана дочетвертичная геологическая основа. Построенные поверхности проверены и откорректированы на взаимную непересекаемость, а также согласованы по распространению с геологическими границами на уровне дочетвертичного среза.

На следующем шаге каркасная форма представления, в соответствии с применяемыми ПО, приведена к набору пластовых блочных моделей (БМ) с размером ячеек в плане 500×500 м и общим их количеством 512550 шт. по каждому из подразделений (Рис. 5). Высота ячеек равна мощности подразделения.

На четвертом этапе пластовые блочные модели на основе единой выбранной сетки регуляризованы по высоте 200 м. При данных параметрах общее число блоков составило около 46,6 млн. штук. Данные в файловом виде представлены таблицей, что дает возможность присвоения им петрофизических свойств (плотности, теплопроводности, остаточной намагниченности и др.), путем группового назначения атрибутов или 3D-интерполяции, с последующими расчетами и визуализацией распределений вдоль ортогональных сечений. При этом могут быть задействованы как средства работы с таблицами, так и возможности трехмерной интерполяции.

Ввиду необходимости представления внутреннего строения ОМ и значительного объема данных, результат удобнее визуализировать в виде серии разрезов, ортогональных осей координат, с вынесенными на них отдельными показателями (Рис. 6).

В интервале высот от 0 до -18 км регулярная БМ имеет 90 штук двухсотметровых слоев блоков. Последовательное их отключение дает представление о распределении заданных в модели свойств на различных уровнях.

Блочная модель – это совокупность множества элементарных блоков прямоугольной формы, расположенных в пространстве по регулярной сети. Каждый блок, как минимум, определяется координатной точкой его центра (X, Y, Z) и размерами по данным осям. Кроме этого, блокам возможно присвоение различных количественных и качественных характеристик, в данном случае – петрофизических свойств ССК. При переходе от пластовой к регулярной БМ для блоков рассчитывались средневзвешенные объемные и весовые плотностные характеристики, определенные для отдельных пластов. БМ создана в горно-геологической информационной системе (ГИС) Micromain, где визуализируется полностью, и откуда может быть экспортирована в виде произвольных выборок в формы таблиц, гридов, текстовых файлов. Вдоль вертикальных сечений возможно сопоставление данных с различными поверхностными геофизическими полями (Рис. 7).

На основе вертикальных сечений, полученных в результате вертикальных срезов регулярной БМ, нами проведено геотермическое моделирование от поверхности

морского дна до уровня минус 20 км, вдоль 22 структурных геотраверсов.

Для решения задачи о распределении температур в разрезе использовался численный метод конечных элементов с квадратичной аппроксимацией функции температуры между узлами прямоугольной сетки в плоскости каждого профиля, разделенного на 1681 (41x41) узел, реализованный в ПО Termgraf (Рис. 8).

Цель работы по определению глубинных температур в осадочном чехле – оценка глубин нахождения температурных интервалов, отвечающих различной степени катагенетической преобразованности органического вещества, а также исследования пространственной неоднородности геотемпературного поля.

По результатам этого моделирования построены 3D модели распределения глубинных температур и тепловых потоков (Рис. 10а, б).

На схеме распределения температур (Рис. 9а) выделяется «температурный купол» в интервале глубин 20-3 км. Его происхождение связано, по-видимому, с рефракцией глубинного теплового потока из-за неоднородности строения относительно низкотеплопроводного осадочного чехла. Характерно то, что локализация этого «температурного купола» совпадает с местонахождением неструктурных ловушек углеводородов, выделяемых по сейсмическим данным. Таким образом, проявляется пространственная ассоциация «температурного купола» и нефтегазоперспективных зон.

Модель позволяет получить карты-срезы геотермичес-

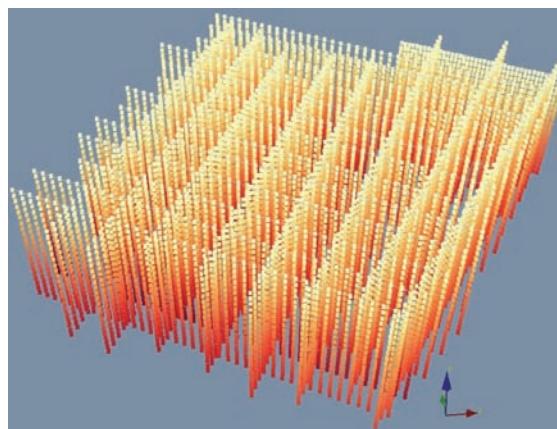


Рис. 8. Расчетная температурная модель на основе сейсмологических профилей.

кого поля на любой глубине, а также карты изотермических поверхностей и таким образом определить характерные температурные границы, а именно, положение изотерм катагенетического температурного интервала (110-160 °С).

В результате выполненных в разные годы на шельфе Баренцева моря поисково-разведочных работ на нефть и газ, в осадочном чехле акватории сотрудниками МАГЭ были выделены 23 локальных антиклинальных поднятия (области возможного развития ловушек неструктурного типа, к которым относятся зоны литологических ловушек, связанных с отложениями конусов выноса прогибов Фобос и Седова, стратиграфически в области

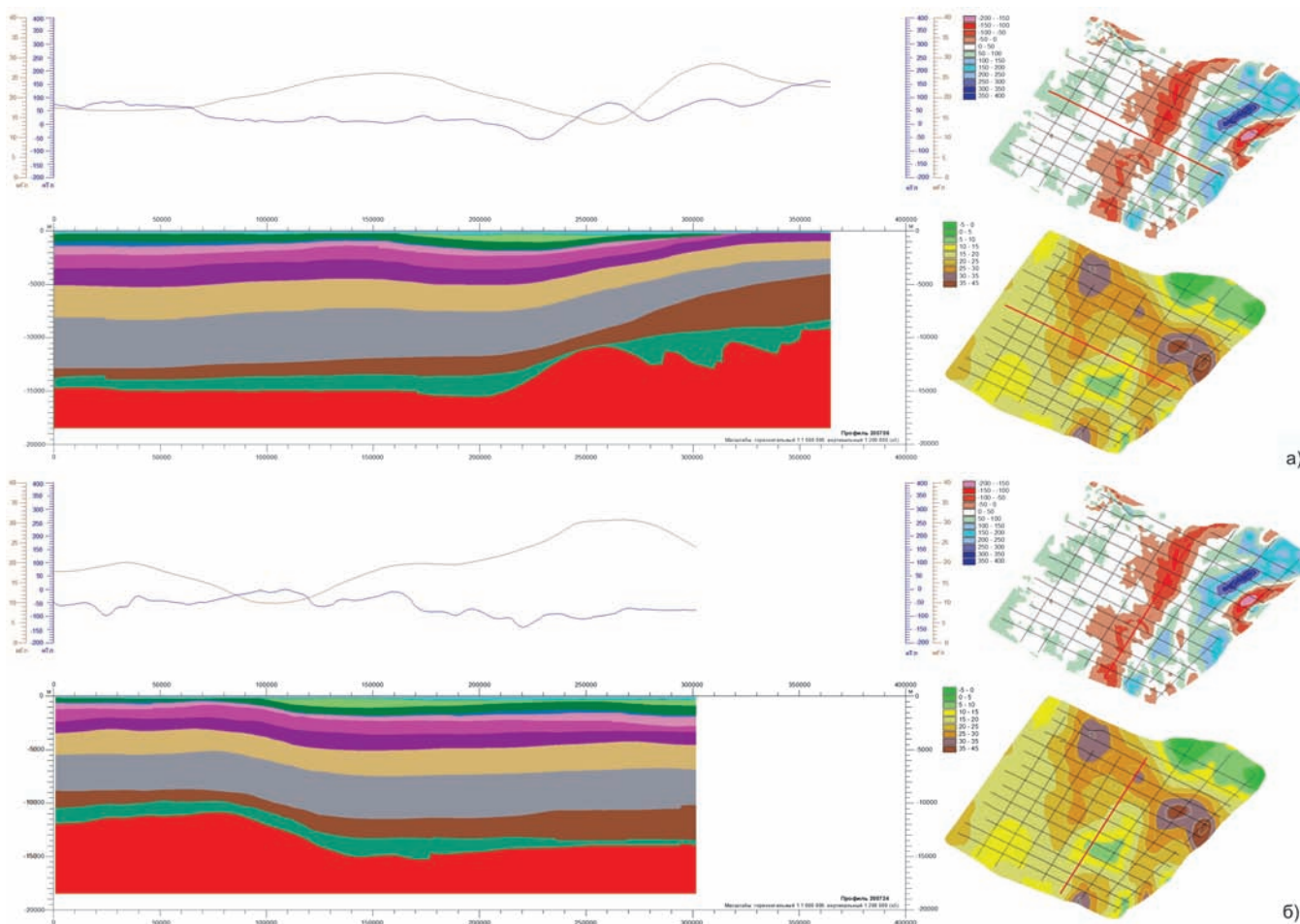


Рис. 7. Сечения блочной модели вдоль профилей МОВ ОГТ: а) 200724; б) 200706. Значения магнитного и гравитационного поля вынесены выше разрезов в виде линий и в правой части рисунков в виде карт полей.

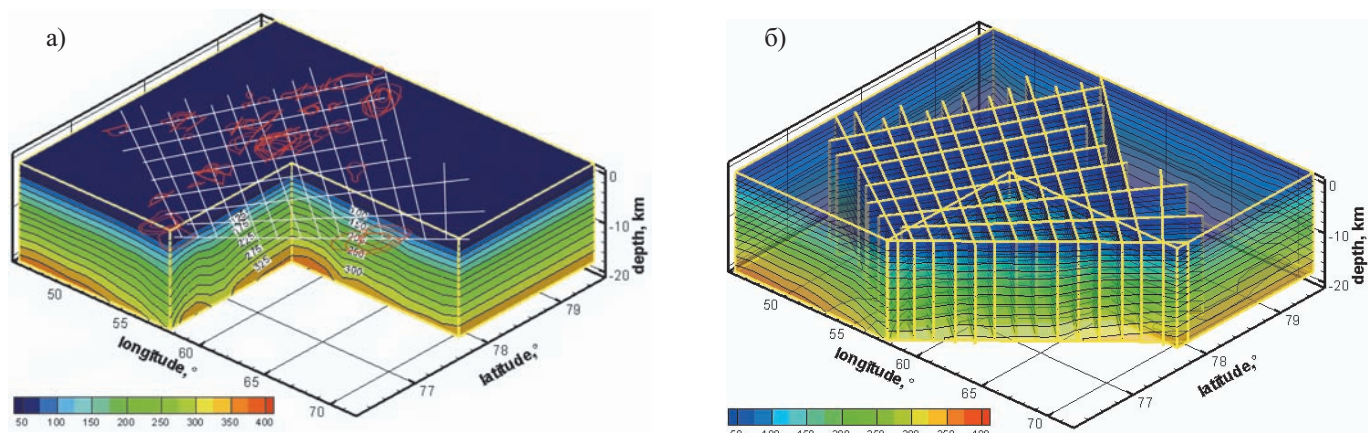


Рис. 9. Объемная модель геотемпературного поля осадочного чехла северо-восточной части Баренцевоморского шельфа: а) 3D-модель распределения глубинных температур; б) 2D – температурные профили.

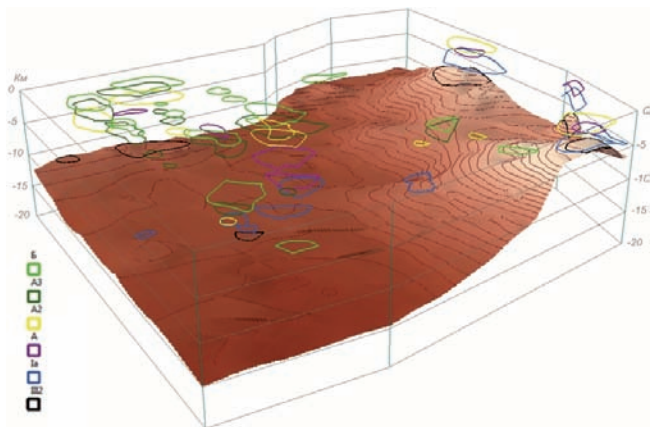


Рис. 10. Пространственное распределение в пределах осадочного чехла нефтегазоперспективных объектов и зон.

выклинивания триасовых отложений под эрозивной поверхностью), разнесенными по соответствующим отражающим горизонтам (Величко и др., 2010).

На рисунке 10 показано пространственное распределение локальных поднятий в пределах осадочного чехла, на фоне рефлектора Π_2 .

Далее были выбраны температурные точки диапазона 110-160°C, то есть катагенетический температурный интервал. На рисунке 11 видно, что в этот диапазон попадают разновозрастные локальные поднятия, и с высокой долей вероятности в них можно ожидать наличие потенциальных скоплений углеводородов.

3D-плот теплового потока показывает, что его значения в пределах участка увеличиваются в северо-западном направлении от 40 до 70 мВт/м², что может объясняться отмечавшейся ранее термической активизацией в районе трога Франц-Виктория (Хуторской и др., 2013).

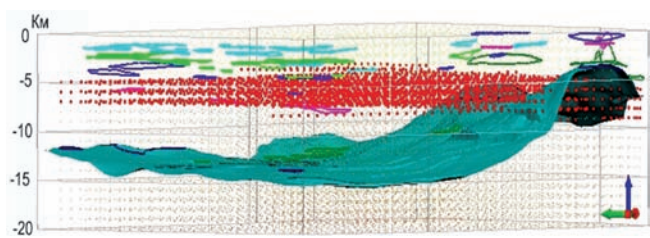


Рис. 11. Пространственно совмещенные нефтегазоперспективные объекты с катагенетическим температурным интервалом (выделено красным).

Выводы

В процессе проведения исследований авторами получены следующие научные результаты, использование которых в совокупности может служить основой для изучения строения осадочного чехла и современной геодинамики арктического региона. Эти результаты сводятся к следующему.

С использованием геоинформационных технологий построены: модели поверхностей стратиграфических границ подразделений осадочного чехла с учетом разрывных нарушений; каркасная модель осадочного чехла территории; на основе созданных структурных поверхностей создана регулярная блочная модель.

Проведена пространственная и количественная корреляция геотермического поля и локализации нефтегазоносности.

Проведен расчет глубин катагенетического преобразования углеводородов в осадочном чехле.

Работа подготовлена при финансовой поддержке РФФИ (грант 14-05-00012) и Программы Президиума РАН №23.

Литература

Боголепов А.К., Журавлев В.А. и др. Новые данные о глубинной структуре Карского моря (по результатам комплексных геолого-геофизических исследований). *ДАН СССР*. Т. 315. № 1. 1990. С. 159-162.

Варламов А.И., Каминский В.Д., Афанасенков А.П., Супруненко О.И., Пешкова И.Н. Состояние ресурсной базы и проблемы освоения континентального шельфа Российской Федерации. *Геология нефти и газа*. 2011. № 6. С. 3-12.

Величко Б.М., Шлыкова В.В., Дьяченко А.Б. и др. Отчет по объекту «Комплексное геолого-геофизическое исследование северо-восточной части Баренцевоморского шельфа». ОАО «МАГЭ». Мурманск. 2010.

Геология и полезные ископаемые России. Т. 5. Арктические и Дальневосточные моря. Кн. 1. Арктические моря. Ред. И.С. Грамберг, В.Л. Иванов, Ю.Е. Погребницкий. СПб.: ВСЕГЕИ. 2004. 468 с.

Государственная геологическая карта Российской Федерации (новая серия) Т-41-44, М 1:1 000 000. Объяснительная записка. Отв. ред. Шкарубо С.И., гл. ред. Лопатин Б.Г. СПб.: ВСЕГЕИ. 2004а.

Государственная геологическая карта Российской Федерации. М 1:1 000 000 (новая серия). Лист Т-37-40 – Земля Франца-Иосифа (южные острова). Объяснительная записка. Отв. ред. Шкарубо С.И., гл. ред. Лопатин Б.Г. СПб.: ВСЕГЕИ. 2004б.

Грамберг И.С., Супруненко О.И., Вискунова К.Г. и др. Нефтегазоносность Западно-Арктического шельфа России (углеводородные системы, ресурсы, направления работ). *Мат. Всерос. конф. «300 лет горно-геологической службе России»*. Т. 3. СПб. 2000. С. 30-31.

Казанин Г.С. и др. Региональные сейсморазведочные работы в арктических морях – основные результаты нового этапа и дальнейшие перспективы. *Геология нефти и газа*. 2011. № 6. С. 90-99.

Коротаев Ю.П., Закиров С.Н. Теория и проектирование разработки газовых и газоконденсатных месторождений. М.: «Недра». 1981. 294 с.

Лебедев Т.С., Корчин В.А., Сивенко Б.Я. и др. Петрофизические исследования при высоких РТ – параметры и их геофизические приложения. Киев: Наукова думка. 1988. 248 с.

Павлов С.П. Геологическое строение и нефтегазоносность северо-восточной части Баренцева моря по геофизическим данным: *автореф. дис. ... канд. геол. наук*. Мурманск. 2012.

Павлов С.П., Шлыкова В.В., Григорьева Б.М. и др. Отчет по объекту «Уточнить геологическое строение и перспективы нефтегазоносности восточного борта Северо-Баренцевской впадины». ОАО «МАГЭ». Мурманск. 2008.

Поликарпов В.К., Алексеев И.И., Балашов И.З. и др. Комплексная аэрогеофизическая съемка масштаба 1:1 000 000 северной части архипелага Новая Земля. Ломоносов: ПМГРЭ. МГП «Севаэрогео». Фонды ВНИИО, № 6588; МАГЭ, № 983. 1992. 270 с.

Рослов Ю.В. и др. Отчет о создании модели глубинного геологического строения Баренцевоморской нефтегазоносной провинции на основе новой технологии комплексной обработки данных МОВ, МПВ и ГСЗ на опорных профилях в переходной зоне «суша-море». СПб.: ГНПП «Севморгео». 2002.

Сороков Д.С., Краснова В.Л. Рассеянное органическое вещество палеозойских и мезозойских отложений Баренцева шельфа. Нефтегазоносность Баренцево-Карского шельфа (по материалам бурения на море и островах). СПб.: ВНИИОкеангеология. 1993. С. 48-55.

Строение литосферы российской части Баренц региона. Под ред. Н.В. Шарова, Ф.П. Митрофанова, М.Л. Вербы, К. Гиллена. Петрозаводск: КНЦ РАН. 2005. 318 с.

Ступакова А.В., Кирюхина Т.А.. Нефтегазоносность Баренцевоморского шельфа, обзорная информация. М.: Геоинформмарк. 2001.

Тектоника Северной полярной области Земли. Объяснительная записка к тектонической карте Северной полярной области Земли. М 1:5 000 000. Под ред. Егизарова Б.Х. Л.: НИИГА. 1978. 200 с.

Тектоническая карта морей Карского и Лаптевых и Севера Сибири. М 1:2 500 000. Под ред. Н.А. Богданова, В.Е. Хаина. М.: Федеральная служба геодезии и картографии РФ. 1998.

Федухин Н.В. и др. Модель строения литосферы Баренцевского шельфа по данным глубинной сейсморазведки (ШГСП, ОГТ, ГСЗ). Мурманск: Фонды МАГЭ. 2002.

Физические свойства горных пород и полезных ископаемых (петрофизика). Справочник геофизика. Под ред. Н.Б. Дортман. М.: «Недра». 1984. 455 с.

Хлебников П.А. и др. «Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности восточного борта Северо-Баренцевской впадины. *Разведка и охрана недр*. 2009. № 4. С. 13-21.

Хуторской М.Д., Вискунова К.Г., Подгорных Л.В. и др. Геотемпературная модель земной коры Баренцева моря: исследование вдоль геотраверсов. *Геотектоника*. 2008. № 2. С. 55-67.

Хуторской М.Д., Ахмедзянов В.Р., Ермаков А.В. и др. Геотермия арктических морей. М.: ГЕОС. 2013. 244 с.

Шипилов Э.В., Тарасов Г.А. Региональная геология нефтегазоносных осадочных бассейнов Западно-Арктического шельфа России. Апатиты: изд-во КНЦ РАН. 1998. 306 с.

Шипилов Э.В., Юнов А.Ю. О генезисе антиклинальных структур месторождений углеводородов восточной части Баренцева моря. *ДАН*. 1995. Т. 342. № 1. С. 87-88.

Шкарубо С.И., Маркина Н.В., Лопатин Б.Г. и др. Геологическая съемка шельфа Баренцева моря и подготовка к изданию Государственной геологической карты России. М 1:1 000 000 для листов Т-37-40. *Отчет о выполнении работ по Государственному контракту 10/39 М55*. Фонды МАГЭ, № 971. Мурманск: МАГЭ. 2003. Т. 1 – 107 стр. Т. 2 – 199 стр.

Сведения об авторах

Дмитрий Сергеевич Никитин – младший научный сотрудник лаборатории тепломассопереноса Геологического института РАН, участник ряда арктических геолого-геофизических экспедиций

Дмитрий Андреевич Иванов – канд. геол.-мин. наук, доцент кафедры исторической геологии и палеонтологии Воронежского государственного университета

Виталий Алексеевич Журавлёв – начальник геолого-геофизической партии ОАО «Морская арктическая геологоразведочная экспедиция»

Михаил Давыдович Хуторской – доктор геол.-мин. наук, профессор, заслуженный деятель науки РФ, академик РАЕН, зав. лабораторией тепломассопереноса Геологического института РАН, Председатель Научного совета РАН по проблемам геотермии.

119017 Москва, Пыжевский пер, 7.

Тел: +7-495-9592756.

Three-dimensional geological and geothermal model of sedimentary cover in the north-eastern part of the Barents Sea shelf in connection with the development of hydrocarbon resources

D.S. Nikitin, D.A. Ivanov, V.A. Zhuravlev, M.D. Khutorskoy

Institute of Geology, Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia, e-mail: ndsnomination@mail.ru, mdkh@rambler.ru

Voronezh State University, Voronezh, Russia, e-mail: ivanov@geol.vsu.ru

Marine Arctic Geological Expedition, Murmansk, Russia, e-mail: vitalyzh@mage.ru

In the last decade new data on the structure of the sedimentary cover of the Barents Sea shelf northern part have been obtained. One of the promising methods for studying structural and tectonic features, as well as distribution of geothermal parameters in space is three-dimensional modeling. Based on information obtained the paper suggests geological and geothermal three-dimensional (3D) model of the sedimentary cover of the northern part of the Arctic continental shelf of Russia. The model provides an unique opportunity to analyze regional and local geological structure of the sedimentary cover and modern geodynamics of the Arctic region and, in particular,

thermobaric regime of the sedimentary cover, creating favorable conditions for maturation of organic matter.

Keywords: sedimentary basin, modeling, oil and gas content, heat flow, temperature, frame model, block model.

References

Bogolepov A.K., Zhuravlev V.A. et al. Novye dannye o glubinnoy strukture Karskogo morya (po rezul'tatam kompleksnykh geologo-geofizicheskikh issledovaniy) [New data on the deep structure of the Kara Sea (based on comprehensive geological and geophysical studies)]. *Doklady Akademii Nauk SSSR* [Proc. of the USSR Academy of Sciences]. Vol. 315. N 1. 1990. Pp. 159-162.

Varlamov A.I., Kaminskiy V.D., Afanasenkov A.P., Suprunenko

O.I., Peshkova I.N. The state of resource base and problems of continental shelf development in Russian Federation. *Geologiya nefii i gaza* [Oil and Gas Geology]. 2011. N 6. Pp. 3-12. (In Russian)

Velichko B.M., Shlykova V.V., D'yachenko A.B. et al. Otchet po ob'ektu «Kompleksnoe geologo-geofizicheskoe issledovanie severo-vostochnoy chasti Barentsevomorskogo shel'fa» [Integrated geological and geophysical studies of the northeastern part of the Barents Sea shelf. Report]. JSC «MAGE» Publ. Murmansk. 2010.

Geologiya i poleznye iskopaemye Rossii. Arkticheskie i Dal'nevostochnye morya. Arkticheskie morya [Geology and natural resources of Russia. Arctic and Far Eastern Seas. Arctic Sea]. Ed. I.S. Gramberg, V.L. Ivanov, Yu.E. Pogrebitskiy. St.Petersburg: «VSEGEI» Publ. Vol. 5. B. 1. 2004. 468 p.

Gosudarstvennaya geologicheskaya karta Rossiyskoy Federatsii (novaya seriya) [State geological map of the Russian Federation (new series)] Ob'yasnitel'naya zapiska [An explanatory note]. Ans. Ed. Shkarubo S.I., Ch. Ed. Lopatin B.G. St. Petersburg: VSEGEI. 2004a.

Gosudarstvennaya geologicheskaya karta Rossiyskoy Federatsii [State geological map of the Russian Federation]. Franz Josef Land (Southern Islands). Ob'yasnitel'naya zapiska [An explanatory note]. Ans. Ed. Shkarubo S.I., Ch. Ed. Lopatin B.G. St. Petersburg: VSEGEI. 2004b.

Gramberg I.S., Suprunenko O.I., Viskunova K.G. et al. Neftegazonosnost' Zapadno Arkticheskogo shel'fa Rossii (uglevodorodnye sistemy, resursy, napravleniya rabot) [Oil-and-gas potential of the Russian Western Arctic shelf (hydrocarbon systems, resources, areas of work)]. *Mat. Vseros. Konf. «300 let gornogeologicheskoy sluzhbe Rossii»* [Proc. Conf. «300 years of mining and geological service of Russia»]. Vol. 3. St. Petersburg. 2000. Pp. 30-31.

Kazanin G.S. et al. Regional seismic exploration in Arctic seas – main results of new stage and further prospects. *Geologiya nefii i gaza* [Oil and Gas Geology]. 2011. N 6. Pp. 90-98. (In Russian)

Korotaev Yu.P., Zakirov S.N. Teoriya i proektirovanie razrabotki gazovykh i gazokondensatnykh mestorozhdeniy [Theory and design of the development of gas and gas condensate fields]. Moscow: «Nedra» Publ. 1981. 294 p.

Lebedev T.S., Korchin V.A., Sivenko B.Ya. et al. Petrofizicheskie issledovaniya pri vysokikh RT – parametry i ikh geofizicheskie prilozheniya [Petrophysical studies at high PT – parameters and geophysical applications]. Kiev: «Naukova dumka» Publ. 1988. 248 p.

Pavlov S.P. *Geologicheskoe stroenie i neftegazonosnost' severo-vostochnoy chasti Barentseva morya po geofizicheskim dannym*. Diss. kand. geol. nauk. [Geology and Petroleum Potential of the north-eastern part of the Barents Sea from geophysical data. Cand. geol. sci. diss.]. Murmansk. 2012.

Pavlov S.P., Shlykova V.V., Grigor'eva B.M. et al. Otchet po ob'ektu «Utochnit' geologicheskoe stroenie i perspektivy neftegazonosnosti vostochnogo borta Severo-Barentsevskoy vpadiny» [Clarify the geological structure and petroleum potential of the eastern side of North Barents depression. Report]. JSC «MAGE» Publ. Murmansk. 2008.

Polikarpov V.K., Alekseev I.I., Balashov I.Z. et al. Kompleksnaya aerogeofizicheskaya s'emka masshtaba 1:1 000 000 severnoy chasti arhipelaga Novaya Zemlya [Integrated airborne geophysical survey of scale 1:1 000 000 of the northern part of Novaya Zemlya archipelago]. Lomonosov: PMGRE. MGP «Sevaerogeo». Fondy VNIIO, № 6588; MAGE, № 983. 1992. 270 p.

Roslov Yu.V. et al. Otchet o sozdaniy modeli glubinnogo geologicheskogo stroeniya Barentsevomorskoy neftegazonosnoy provintsii na osnove novoy tekhnologii kompleksnoy obrabotki dannykh MOV, MPV i GSZ na opornykh profilyakh v perekhodnoy zone «susha-more» [Report on the modelling of deep geological structure of the Barents Sea oil and gas province on the basis of new technologies for data integration]. St. Petersburg: GNPP «Sevmorgeo». 2002.

Sorokov D.S., Krasnova V.L. Rasseyannoe organicheskoe veschestvo paleozoyskikh i mezozoyskikh otlozheniy Barentseva shel'fa. Neftegazonosnost' Barentsevo-Karskogo shel'fa (po materialam bureniya na more i ostrovakh) [Dispersed organic matter of Paleozoic and Mesozoic sediments of the Barents shelf. Oil and gas potential of the Barents-Kara shelf (based on drilling at sea and the islands)]. St. Petersburg: «VNIIOkeangeologiya» Publ. 1993. Pp. 48-55.

Stroenie litosfery rossiyskoy chasti Barents regiona [The structure of the lithosphere of the Russian part of the Barents Region]. Ed. N.V. Sharova, F.P. Mitrofanova, M.L. Verby, K. Gillena. Petrozavodsk:

«KNTs RAN» Publ. 2005. 318 p.

Stupakova A.V., Kiryukhina T.A.. Neftegazonosnost' Barentsevomorskogo shel'fa, obzornaya informatsiya [Oil and gas potential of the Barents Sea shelf. An Overview]. Moscow: «Geoinformmark» Publ. 2001.

Tektonika Severnoy polyarnoy oblasti Zemli [Tectonics of the North polar region of the Earth]. Ob'yasnitel'naya zapiska k tektonicheskoy karte Severnoy polyarnoy oblasti Zemli masshtaba 1 : 5 000 000 [Explanatory note to the tectonic map of North polar region of the Earth scale 1: 5 000 000]. Ed. B.Kh. Egiazarova. Leningrad: «NIIGA» Publ. 1978. 200 p.

Tektonicheskaya karta morey Karskogo i Laptevskiy i Severa Sibiri [Tectonic Map of the Kara and Laptev Seas and the North of Siberia]. Scale 1:2 500 000. Ed. N.A. Bogdanova, V.E. Khaina. Moscow: Federal'naya sluzhba geodezii i kartografii RF [Federal Service for Geodesy and Cartography of Russia]. 1998.

Fedukhin N.V. et al. Model' stroeniya litosfery Barentsevskogo shel'fa po dannym glubinnoy seysmorazvedki [The model structure of the Barents shelf lithosphere according to the deep seismic]. Murmansk: Fund MAGE. 2002.

Fizicheskie svoystva gornykh porod i poleznykh iskopaemykh (petrofizika) [Physical properties of rocks and minerals (petrophysics)]. Spravochnik geofizika [Handbook of geophysics]. Ed. N.B. Dortman. Moscow: «Nedra». 1984. 455 p.

Khlebnikov P.A. et al. Geologicheskoe stroenie i perspektivy neftegazonosnosti vostochnogo borta Severo-Barentsevskoy vpadiny [Geology and petroleum potential of the eastern side of North Barents Basin]. *Razvedka i okhrana nedr* [Exploration and conservation of mineral resources]. 2009. № 4. Pp. 13-21.

Khutorskoy M.D., Viskunova K.G., Podgornykh L.V. et al. Geotemperaturnaya model' zemnoy kory Barentseva morya: issledovaniya vdol' geotraversov [Geotemperature model of the Barents Sea crust: research along geotraverses]. *Geotektonika* [Geotektonika]. 2008. № 2. Pp. 55-67.

Khutorskoy M.D., Akhmedzyanov V.R., Ermakov A.V. et al. Geotermya arkticheskikh morey [Geothermy of the Arctic seas]. Moscow: «GEOS» Publ. 2013. 244 p.

Shipilov E.V., Tarasov G.A. Regional'naya geologiya neftegazonosnykh osadochnykh basseynov Zapadno-Arkticheskogo shel'fa Rossii [Regional geology of oil and gas bearing sedimentary basins of the Western Arctic shelf of Russia]. Apatity: «KNTs RAN» Publ. 1998. 306 p.

Shipilov E.V., Yunov A.Yu. O genezise antiklinal'nykh struktur mestorozhdeniy uglevodorodov vostochnoy chasti Barentseva morya [On the genesis of hydrocarbon fields anticlinal structures of eastern part of the Barents Sea]. *Doklady Akademii Nauk SSSR* [Proc. of the USSR Academy of Sciences]. 1995. Vol. 342. № 1. Pp. 87-88.

Shkarubo S.I., Markina N.V., Lopatin B.G. et al. Geologicheskaya s'emka shel'fa Barentseva morya i podgotovka k izdaniyu Gosudarstvennoy geologicheskoy karty Rossii masshtaba 1:1 000 000 dlya listov T-37-40 [Geological Survey of the Barents Sea shelf and preparation for the publication of the State geological map of Russia, scale 1: 1 000 000 sheets for T-37-40]. Otchet o vypolnenii rabot po Gosudarstvennomu kontraktu 10/39 M55 [Report]. № 971. Murmansk: «MAGE» Publ. 2003. Vol. 1 – 107 p. Vol. 2 – 199 p.

Information about authors

Dmitriy S. Nikitin – Junior research scientist of the heat and mass transfer laboratory, member of the several arctic geological expeditions

Dmitriy A. Ivanov – Cand. Sci. (Geol.-Min.), Associate Professor of the Historic geology and paleontology Department, Voronezh State University

Vitaliy A. Zhuravlev – Geological and Geophysical Group Leader, Marine Arctic Geological Expedition

Mikhail D. Khutorskoy – Dr. Sci. (Geol.-Min.), Professor, Honored Scientist of the Russian Federation, Member of the Russian Academy of Natural Sciences, Head of the heat and mass transfer laboratory.

Institute of Geology, Russian Academy of Sciences, Russia, Moscow, Pyzhevsky lane 7, 119017.
Tel: +7-495-9592756.

УДК 553.98:550.361(571.1)

Ф.Я. Боркун, К.В. Федотова

ФГУП «ЗанСибНИИГТ», г. Тюмень

e-mail: ksenija_fedotova@mail.ru, borkunFY@zsniiig.ru

Взаимосвязь термобарических условий залегания и критериев нефтегазоносности пород баженовско-абалакского (верхнеюрского) комплекса Западной Сибири

В работе приведена методика отбраковки данных для построения карт температур, взятых по термограммам и по данным испытаний. На основе данной методики были построены карты пластовых температур верхнеюрских отложений. Также приведены схема изученности испытаниями района исследования. Явно выраженной оказалась тенденция роста пластовой температуры при увеличении пластового давления. Эту закономерность демонстрируют карты распространения данных параметров. В работе представлена карта пластовых температур верхнеюрских отложений, в которой были совмещены данные с термодатчика и данные, взятые по результатам испытаний. Обнаружено возрастание объема внутрислоевого флюида, которое приводит к одновременному росту не только пластового давления ($K_{\text{аном}} = 1,36$), но и пластовой температуры по закону Клапейрона. Отражено влияние давления внутри баженовской свиты на вмещающие породы. Это сопровождается разгрузкой давления, следствием чего является нарушение сплошности вмещающих пород непосредственно над и под породами баженовской свиты и образование каверн. Описанное в работе явление одновременного роста температуры и давления может являться поисковым критерием при оценке нефтеносности баженовской свиты.

Ключевые слова: баженовская свита, АВПД, термобарические критерии, критерии нефтегазоносности.

Исследуемый район приурочен к юго-западной части Западно-Сибирского мегабассейна. В административном отношении территория работ расположена в пределах Ханты-Мансийского автономного округа в центральной его части и занимает площадь 150 тыс. км², в пределах Фроловской и Красноленинской НГО.

В тектоническом отношении рассматриваемая территория находится во Фроловской мегавападине (Фроловском геоблоке). Крупными тектоническими элементами являются Бобровский мегапрогиб, Южно-Бобровский мегапрогиб, Помутская мегатерраса, Красноленинский свод, Салымский мегавал, Верхнесалымский мегавал, Согомская моноклиналь, Радомский мегавал, Яхлинская мегаседловина. В целом, территория осложнена значительным количеством структур I и II порядка.

В ходе работ был выполнен сбор информации по результатам гидродинамических исследований скважин (Федотова, Боркун, 2014). По отложениям баженовской и абалакской свит были проведены испытания в 177 скважинах, из них 43 скважины испытаны совместно с выше- или нижележащими горизонтами, а в 134 скважинах выполнены испытания отдельно верхнеюрских отложений. Получены притоки нефти дебитами от 0,03 м³/сут (скв. Соровская 40) до 158,4 м³/сут (скв. Салымская 64). Наиболее изучены испытаниями Салымский, Среднеязымский и Назымский районы (Рис. 1).

Изучение литературы по тематике исследования показало, что отдельно выделяется термический критерий и критерий АВПД. По данным С.И. Филиной (Филина и др., 1984), нефтяные залежи в трещиноватых коллекторах баженовской свиты возникают при наличии следующих условий:

1. пластовые температуры выше 100°С;
2. наличие глинистых экранов толщиной не менее 5 м, изолирующих породы баженовской свиты от выше- и нижележащих песчаных пластов;
3. наличие АВПД с коэффициентом аномальности не ниже 1,3;

4. содержание $C_{\text{орг}}$ в породах не менее 7 %;
5. наличие участков тектонического напряжения в зонах сочленения крупных тектонических элементов.

По данным Ф.Г. Гурари (Условия формирования залежей..., 1988), перспективными на выделение залежей являются объекты со следующими критериями:

1. толщина свиты – 25 м;
2. толщина нижнего и верхнего флюидоупоров – 10 м;
3. кажущееся удельное электрическое сопротивление пород баженовской свиты составляет 150 Ом*м;
4. естественная радиоактивность – 35 ($2,58 \cdot 10^{-10}$) Кл/кг*ч ($C_{\text{орг}} = 7,5\%$);
5. аномалия ПС должна составлять 20-25 мВ;
6. температура в кровле свиты составляет 90°С.

М.Ю. Зубков определил, что механизм формирования вторичного коллектора баженовской и абалакской свит обусловлен тектоническим дроблением и последующим гидротермальным воздействием на определенные типы пород (Зубков и др., 1999). Он определил критерии нефтеносности баженовской и абалакской свит, исходя из этого представления:

1. пластовая температура в кровле баженовской свиты не ниже 95-100°С;
2. толщина подстилающего и перекрывающего свиту флюидоупора не менее 10 м;
3. наличие потенциально продуктивных пластов (ППП) в составе свит;
4. наличие зон тектонического дробления.

Важнейшим параметром приуроченности к нефтегазоносности баженовской свиты является повышенная пластовая температура. Салымское и Верхнесалымское месторождения (средние температуры соответственно 124 и 115°С) являются наиболее «горячими» точками в Сосново-Мысской и Пальяновской структурах. Малобалькское месторождение с нефтепроявлениями в баженовской свите является наиболее высокотемпературным участком. С высокотемпературной зоной связаны нефтепроявления Во-

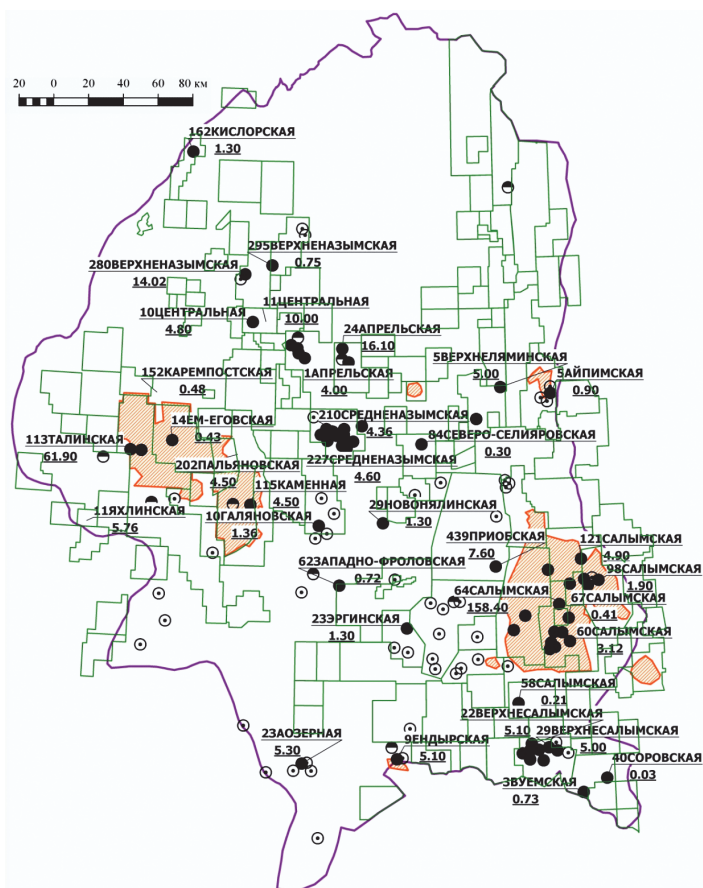


Рис. 1. Схема изученности испытаниями района исследования.

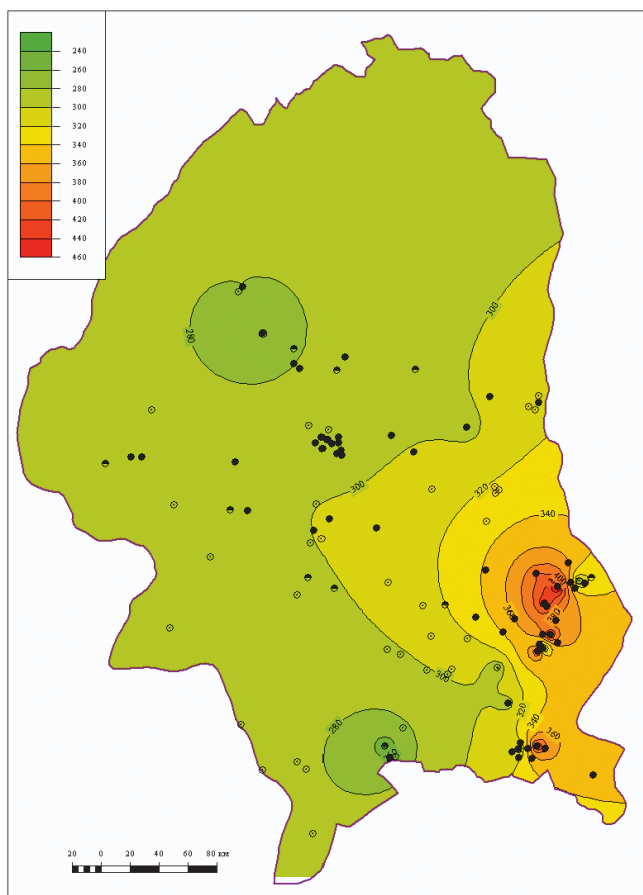


Рис. 2. Карта пластовых давлений в верхнеюрских отложениях (Атм).

сточно-Моисеевской площади в Томской области. Все остальные известные месторождения и нефтепроявления в баженовской свите (за исключением Мултановского) также оконтуриваются изотермой 95°C.

Повышенные температуры на нефтеносных площадях обуславливаются как возрастанием глубин залежей, так и более высоким температурным градиентом. Изменение градиента по всему разрезу баженовской свиты в целом оказывается достаточно близким к линейному.

Наиболее высокие значения температуры отмечены в центральной части месторождения, в пределах северного купола Западно-Лемпинского поднятия и Малосалымской структуры. Зона максимальных значений пластовой температуры прослеживается к северо-востоку от скв. 80. Самая низкая пластовая температура зафиксирована в периферийных частях месторождения. Тенденция падения температуры от центра к периферии структуры прослеживается весьма четко, хотя в двух случаях (скв. 88 и 85) температуры, достигающие 130°C, зафиксированы на погружениях. При этом в наиболее «горячих» точках района отмечаются самые лёгкие, малосмолистые и низкосернистые нефти.

Групповой состав нефти изменяется в зависимости от пластовой температуры вполне закономерно. С её ростом в интервале от 90 до 125°C уменьшается относительное содержание ароматических и нафтеновых углеводородов с 20,3 до 11,9 и с 34,2 до 29,5% соответственно. Доля метановых углеводородов, наоборот, возрастает примерно с 45,6 до 58,4%. Распределение парафинов не имеет чёткой связи с температурой.

В ходе исследования были построены карты пластовых температур. При построении изначально использовались данные, взятые с термограмм. Была выбрана следующая методика отбраковки данных.

1) Искаженные температуры возникают при бурении из-за циркуляции бурового раствора и охлаждении стенок скважин, поэтому замер температуры при проведении работ в открытом стволе скважины ведет к занижению температуры;

2) Термограммы, записанные при контроле высоты поднятия цементного раствора за обсадной колонной, так же непригодны из-за искажения естественной температуры стенок скважины затвердевающим цементным камнем. Этот процесс происходит с отдачей тепла (экзотермический процесс);

3) Замеры температуры в процессе работы скважины на приток (в процессе испытания или пробной эксплуатации) дают повышение температуры вследствие эффекта Джоуля-Томпсона (эффект дросселирования). Происходит нагревание нефти. Как результат, температура нефти (замеренная температура) выше, чем естественная температура пород-коллекторов.

Для изучения были приняты термограммы по тем скважинам, в которых не проводились работы на протяжении длительного периода времени и температура успела восстановиться до пластовой. Также учитывалось, шел ли прибор измерения температуры сверху вниз по стволу скважины. В противном случае объем прибора вытеснял бы жидкость внутри скважины и давал бы неверные показания. Однако наиболее достоверных данных, отобранных по термограммам, оказалось не достаточно, чтобы оха-

рактизовать территорию исследования, поскольку часть термограмм не соответствовала критериям отбора. С целью дополнения карты пластовых температур баженновской свиты была дополнительно построена карта пластовых температур, взятых из актов испытаний.

В районе исследования были собраны данные по результатам гидродинамических испытаний в колонне верхнеюрских отложений. Были использованы наиболее достоверные исследования по замерам пластовых давлений и пластовых температур в этих скважинах. Для анализа не использовались скважины с неконкретным объектом исследования, когда одновременно с баженновскими испытывались ачимовские и среднеюрские объекты. Также были отбракованы замеры в скважинах, произведенные значительно выше интервала испытания. Прослежена взаимосвязь изменения пластовых температур ($T_{пл}$) и пластовых давлений ($P_{пл}$). Явно выраженной оказалась тенденция роста $T_{пл}$ при увеличении $P_{пл}$. Эту закономерность демонстрируют карты распространения данных параметров (Рис. 2, 3, 4).

Аномально высокие пластовые температуры выявлены в районе Салымской группы месторождений и на Красноленинском свде. Аномально высокие пластовые давления выявлены в районе Салымской группы месторождений.

Сопоставляя схему изученности испытаниями района исследования с картами пластовых температур и давлений верхнеюрских отложений можно отметить следующую закономерность: зоны распространения максимальных температур и давлений в значительной мере совпадают с зонами, в которых были получены притоки нефти.

Приведем доказательство взаимосвязи давления, тем-

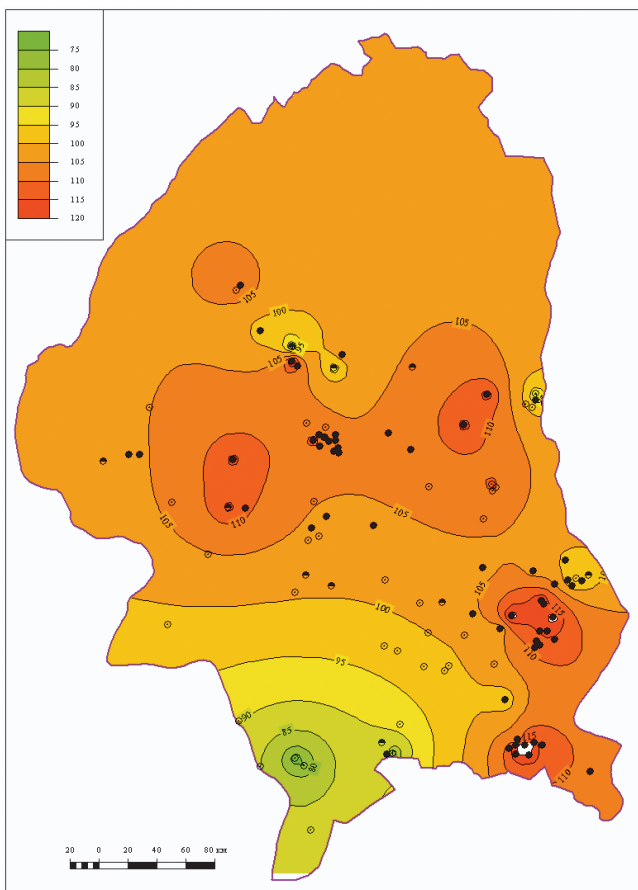


Рис. 3. Карта пластовых температур верхнеюрских отложений, данные взяты по испытаниям ($^{\circ}\text{C}$).

пературы и нефтеносности в баженновской свите.

Изначальным материалом для нефтегенерации служили водоросли. Органическое вещество преобразовывалось в углеводороды, в том числе нефть, плотность которой в среднем составляет $0,84\text{ г/см}^3$. Плотность изначального органического вещества изучалась американскими учеными и была принята равной $1,05\text{ г/см}^3$.

В ЗапСибНИГНИ Боркун Ф.Я. и Григорьева Н.П. проводили исследования над керогеном (скв. 192): выжигали плавиковой кислотой минеральный состав из керогена, после чего оставалось только органическое вещество. Кероген как гидрофобное вещество не утонуло бы в воде, поэтому плотность его была определена в керосине. По двум образцам были измерены плотности органического вещества и составляли $1,12\text{ г/см}^3$ и $1,14\text{ г/см}^3$. Среднее значение плотности органического вещества $\rho_1=1,13\text{ г/см}^3$.

Располагая данными, что плотность органического вещества $\rho_1=1,13\text{ г/см}^3$, а плотность углеводородов (нефти) $\rho_2=0,84\text{ г/см}^3$, можно рассчитать, во сколько раз увеличился объем при преобразовании органического вещества в нефть: $\beta=1,13/0,84=1,33$. Значит, объем возрос в 1,33 раза.

По формуле Клапейрона:

$$P \cdot V/T = \text{const}, P_1 \cdot V_1/T_1 = P_2 \cdot V_2/T_2;$$

$P_2 \cdot 1,33/120^{\circ}$ (подставляем реальную цифру 120° – одна из максимальных температур).

Минимальное значение давления на нашей территории исследования – это давление до преобразования органики, в нашем случае $P=273\text{ атм}$.

Закон нормального гидростатического давления:

$$P_{пл} = H/10 = 2750/10 = 275\text{ атм},$$

где H – средняя глубина залегания баженновской свиты.

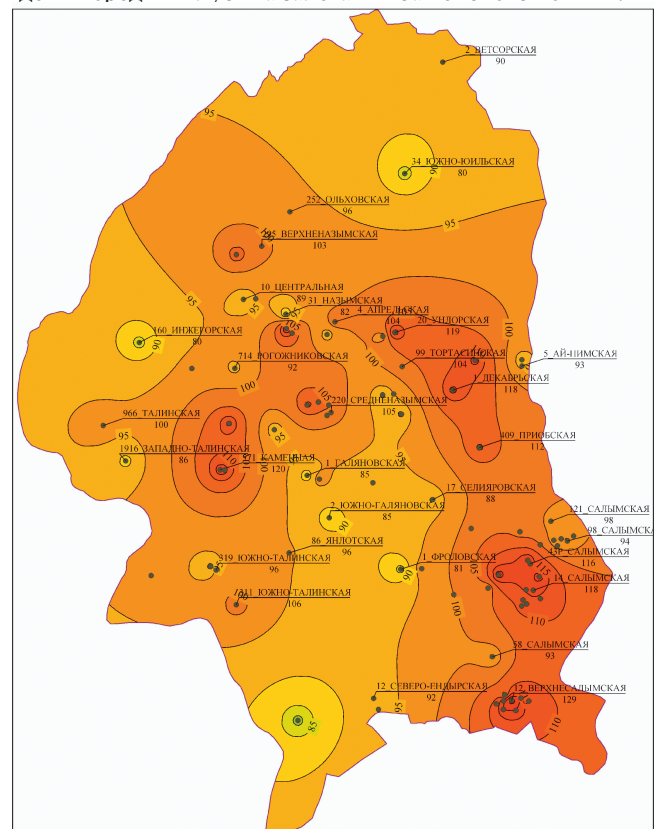


Рис. 4. Карта пластовых температур верхнеюрских отложений (данные взяты совместно по испытаниям и термограммам ($^{\circ}\text{C}$)).

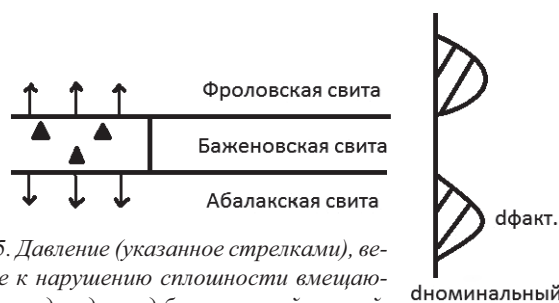


Рис. 5. Давление (указанное стрелками), ведущее к нарушению сплошности вмещающих пород над и под баженовской свитой.

Подставляя последнюю цифру в закон Клапейрона, получаем $P_1 * V_1 / T_1 = 273 * 1,33 / 90$. Последнее выражение характеризует состояние системы до начала преобразования органического вещества.

Температура до начала преобразования органического вещества составляла $T_1 = 3,2 * 27,3 = 88^\circ$, где 3,2 – градиент, 27,3 – средняя глубина залегания баженовской свиты в Западной Сибири.

Если $\rho_{ув} = 0,84 \text{ г/см}^3$, то давление станет: $1,33 * P_1 / T_1 = \text{const}$. После нефтегенерации выражение принимает форму: $P_2 * 1,33 / 120^\circ$. Соответственно, $P_2 = x * 1,33 / 120^\circ = 372 \text{ атм}$ (при максимальных давлении и температуре). С учетом увеличения объема при преобразовании вещества коэффициент аномальности давления $K_{аном} = 372 \text{ атм} / 275 \text{ атм} = 1,36$ (давление до и после преобразования органического вещества). На эту величину возрастает внутривисерное давление, которое воздействует на автогидро разрыв, вследствие чего возникают микротрещины, а избыточное давление частично уходит из баженовской свиты во вмещающие породы. Это ведет к разрушению пород при бурении и увеличению диаметра скважины непосредственно над баженовской свитой, что отмечается на кривой кавернометрии. Схематически этот процесс отображен на рис. 5. Породы над и под баженовской свитой осыпаются при бурении. В случае же, когда давление стравили (разрядили), соседние скважины легче бурятся, уже без осыпания.

Согласно адиабатическому закону рост давления приводит к росту температуры. Это правило универсально, и распространяется не только на породы баженовской свиты, но и на зоны АВПД в ачимовской толще в Надымском районе, Восточном Уренгое и в пределах юрской системы на Песцовом и Ен-Яхинском месторождениях.

Результатом данной работы стали следующие выводы.

1) Необходимо признать, что в продуктивных частях баженовской свиты отмечается увеличенное пластовое давление с одновременным ростом пластовых температур.

2) Диапазон вариации пластовых давлений варьирует от 273 до 429,6 атм (максимальное давление зафиксировано в скв. Верхнесалымской 14).

3) Диапазон вариации пластовых температур варьирует от 80° до 129° (максимальная температура зафиксирована в скв. Верхнесалымской 12).

4) Причиной одновременного возрастания температуры и давления в баженовской свите является преобразование органического вещества с большей плотностью ($1,12 \text{ г/см}^3$) в углеводороды (в частности, нефть) с меньшей плотностью и как следствие, возрастание объема внутривисерного флюида в 1,33 раза.

5) Это возрастание объема внутривисерного флюида приводит к одновременному росту не только пластового давления ($K_{аном} = 1,36$), но и пластовой температуры по закону Клапейрона.

6) Из вышеизложенных выводов очевидна связь АВПД с наличием залежей (где есть АВПД, там следует искать залежи нефти). Прямая зависимость параметров температуры и давления подтверждается законом Клапейрона. Следовательно, наличие залежей приурочено к наличию АВПД и высоких температур.

7) Данное явление может являться поисковым критерием при оценке нефтеносности баженовской свиты.

8) Этот же факт вызывает возникновение АВПД и во вмещающих отложениях.

9) Проведенные исследования подтверждают связь нефтегазоносности и термобарических условий на территории Фроловской и Краснотенинской НГО Широкого Приобья ХМАО.

Литература

Зубков М.Ю., Скрылев С.А., Бондаренко П.М. и др. Методы оценки перспектив нефтегазоносности баженовской и абалакской свит Западной Сибири. Пути реализации нефтегазового потенциала ХМАО. Ханты-Мансийск. 1999. С. 206-222.

Условия формирования и методика поисков залежей нефти в аргиллитах баженовской свиты. Под ред. Ф.Г. Гурари. М.: Недра. 1988. 177 с.

Федотова К.В., Боркун Ф.Я. Термобарические критерии нефтегазоносности баженовской и абалакской свит на территории Фроловской и Краснотенинской НГО Широкого Приобья ХМАО. Мат. Межд. научно-практ. конф. «Трудноизвлекаемые и нетрадиционные запасы углеводородов: опыт и прогнозы». Казань: Изд-во «Фэн». 2014. С. 71-74.

Филина С.И., Корж М.В., Зонн М.С. Палеогеография и нефтеносность баженовской свиты Западной Сибири. М.: Наука. 1984. 31 с.

Сведения об авторах

Ксения Васильевна Федотова – геолог 1 кат.

Федор Яковлевич Боркун – канд. геол.-мин. наук, начальник отдела ГИС

ФГУП «ЗапСибНИИГГ», г. Тюмень, ул. Республики, 48/4а. Тел: 8(912) 385-75-10, 8(982) 132-67-41.

The Relation between Temperature and Pressure Conditions and Oil and Gas Content in Bazhenovsky-Abalaksy (Upper Jurassic) Complex of Western Siberia

K.V. Fedotova, F.Ya. Borkun

FGUP "ZAPSIBNIIGG", Tyumen, Russia, e-mail: ksenija_fedotova@mail.ru, borkunFY@zsniiigg.ru

Abstract. The paper describes a screening method to construct temperature maps by thermographs and test data. Maps of Upper Jurassic reservoir temperature are based on this method. The article also provide a scheme of area explored

by tests. Reservoir temperature clearly rises with increasing reservoir pressure which is demonstrated on distribution maps of mentioned parameters. The paper presents a map of Upper Jurassic reservoir temperatures, where temperature log

УДК 622.276

Н.С. Гатиятуллин, В.В. Баранов, Р.Г. Лукьянова
Татарское геологоразведочное управления ОАО «Татнефть», г. Казань
e-mail: tgru@tatneft.ru

Скважина № 20009 Ново-Елховская: завершение многолетнего изучения

Статья посвящена обобщению результатов обработки и многолетнего изучения сверхглубокой скважины №20009 Ново-Елховской. Освещены геодинамический, геотермический, флюидодинамический аспекты формирования месторождений-гигантов. Большое внимание в статье уделено изменению вещественного состава докембрия, изучению зон деструкций, трещиноватости, а также обнаружению гетерогенных битумных систем кристаллического фундамента. Проанализировано изменение плотности нефти в результате длительной разработки Ромашкинского месторождения, обозначены направления поисковых работ на обнаружение УВ в кристаллическом фундаменте.

Ключевые слова: параметрическая скважина, кристаллический фундамент, геодинамика, подток УВ.

Итак, в Татарстане ликвидирована сверхглубокая параметрическая скважина под номером 20009, достигшая забоя 5881 м и прошедшая по породам архейско-нижнепротерозойского фундамента 4077,5 м. Эта скважина является второй в России, вскрывшей древнейшие образования на столь значительную глубину, уступая по мощности вскрытия кристаллических толщ только известной всему миру Кольской сверхглубокой скважине СГ-3, имеющей забой 12 262 м в разрезе пород Фенно-Скандинавского (Балтийского) щита. Завершены работы по анализу и обобщению весьма значительного по объему накопленного фактического материала бурения, испытания, опробования Ново-Елховской скважины (керн, шлам, флюиды, газы), с учетом результатов ГИС, околоскважинных исследований, разнообразных данных по техническим и технологическим мероприятиям, дополняющим общую картину геолого-геофизической и геохимической изученности разрезов докембрия не только территории Татарстана, но и практически всей восточной части Русской плиты.

Несмотря на то, что результаты лабораторно-аналитических исследований по скважине 20009 составляют довольно внушительный объем, перечень применявшихся современных методов изучения весьма разнообразен, а география организаций-обработчиков (более 40) очень обширна (включая Швецию, Литву, Украину), вся имеющаяся информация представлена в многочисленных тематических отчетах ТГРУ, опубликованных статьях, докладах, монографиях, весомая часть этого (в частности, отчеты, информационные записки, каротажный материал и т.д.) отсканирована и находится в электронном варианте, мы сочли необходимым обратиться вновь к единственной на территории Татарстана сверхглубокой скважине. Основная причина подобного обращения заключается, прежде всего, в том, что недавно подготовлен специальный отчет по Государственному контракту из четырех книг, которым, по сути, подводится итог многолетнего (более 45 лет) целенаправленного изучения докембрия. Отметим при этом, что основанием для отнесения к категории «сверх-

Окончание статьи Ф.Я. Боркун, К.В. Федотовой «Взаимосвязь термобарических условий залегания и критериев нефтегазоносности пород...»

and test results data are combined. The volume of interstitial fluid increases resulting in simultaneous growth of reservoir pressure ($K_{abnorm} = 1,36$) and reservoir temperature in accordance with the Clapeyron law. Pressure inside the Bazhenov formation influences adjacent strata. It is accompanied by pressure relief, resulting in cavities formation and discontinuity of adjacent rocks above and below Bazhenov stratum as well. The phenomenon of simultaneous increase of temperature and pressure may be a criterion in evaluating oil and gas content of Bazhenov formation.

Keywords: Bazhenov formation, abnormally high formation pressure, temperature and pressure criteria, oil and gas content.

References

Zubkov M.Yu., Skrylev S.A., Bondarenko P.M. et al. Metody otsenki perspektiv neftegazonosnosti bazhenovskoy i abalakskey svid Zapadnoy Sibiri [Methods for assessing the petroleum potential of the Bazhenov and Abalak formations in Western Siberia]. *Puti realizatsii neftegazovogo potentsiala KhMAO* [Ways to implement oil and gas potential of KhMAO]. Khanty-Mansiysk. 1999. Pp. 206-222.

Usloviya formirovaniya i metodika poiskov zalezhey nefiti v argillitakh bazhenovskoy svity [Conditions of formation and oil prospecting technique in the Bazhenov Formation argillites]. Ed. F.G. Gurari. Moscow: «Nedra» Publ. 1988. 177 p.

Fedotova K.V., Borkun F.Ya. Termobaricheskie kriterii neftegazonosnosti bazhenovskoy i abalakskey svid na territorii Frolovskoy i Krasnoleninskoy NGO Shirotnogo Priob'ya KhMAO [Thermobaric criteria of oil potential of the Bazhenov and Abalak formations on the territory of KhMAO]. *Mat. Mezhd. nauchno-prakt. konf. «Trudnoizvlekaemye i netradsitsionnye zapasy uglevodorodov: opyt i prognozy»* [Proc. Int. sci. and pract. conf. «Hard-and unconventional hydrocarbon reserves: experiences and predictions»]. Kazan: «Fen» Publ. 2014. Pp. 71-74.

Filina S.I., Korzh M.V., Zonn M.S. Paleogeografiya i neftenosnost' bazhenovskoy svity Zapadnoy Sibiri [Paleogeography and oil potential of the Bazhenov Formation of West Siberia]. Moscow: «Nauka» Publ. 1984. 31 p.

Information about authors

Kseniia V. Fedotova – Geologist
Fyodor Ya. Borkun – Cand. Sci. (Geol. and Min.), Head of the Production Well Logging Department
FGUP «ZapSibNIIGG», Russia, Tyumen, Respublika str., 48/4a. Tel: 8(912) 385-75-10, 8(982) 132-67-41.

глубоких скважин» являются материалы Всероссийского совещания по сверхглубоким и параметрическим скважинам (Ярославль, 2001), где определена их глубина – от 5500 м и более.

Основные сведения о скважине 20009, научно-техническую, технологическую информацию, статистические данные, необходимые цифры, лабораторно-аналитические результаты, обобщения, выводы можно почерпнуть из опубликованных и фондовых источников, о чем мы упомянули выше. В предлагаемой статье мы решили очень кратко осветить некоторые вопросы теоретического и прикладного характера, которые вошли в соответствующие главы и разделы отчета, но пока еще не успели стать предметом гласного обсуждения, что мы и попытались предвосхитить. Подчеркнем, что это ряд достаточно известных тем и направлений исследований, отобранных нами произвольно, проводимых сквозь призму результатов обработки материалов по скважине 20009 и представленных в сокращенном варианте.

О геодинамической системе

Месторождения-гиганты (Ромашкинское, Ново-Елховское) занимают положение центра геодинамической системы, где ее глубинный энергетический поток максимален. Более мелкие объекты рассредоточены, в основном, по трем направлениям: по Черемшанскому – на юго-запад от центра, по Бавлинскому – на юго-восток и по близмеридианному, в направлении Набережных Челнов. Во фрактально организованной геодинамической системе ЮТС все три направления отвечают проекциям глубинных активных элементов системы, производных от ее фокуса. Иными словами, существует пространственная корреляция проекций глубинных активных фокусов геодинамической системы ЮТС с нефтеносностью его осадочного чехла.

О тепловом режиме

В результате многолетнего изучения теплового режима нефтяных пластов осадочного чехла и КФ молодых и древних платформ, можно прийти к выводу, что существует два вида миграции нефти в проницаемых и непроницаемых толщах, и обе они связаны с тепловым режимом глубинных недр. Это гидродинамическая фильтрация под действием градиента давлений и термодиффузия под действием градиента температур. Экспериментальные и теоретические исследования, проведенные в данном направлении, являются обоснованием разработанной методики рационального поиска нефтяных месторождений и лежат в основе применения геотермических методов изучения перспективных объектов.

О сопоставлении карт геофизических полей

При непосредственном сопоставлении карт гравиметрического и магнитного полей со структурными картами по сейсмическим отражающим горизонтам, часто возникают трудности понимания, связанные с различиями в физико-геологической природе и неустойчивостью корреляционных связей между геофизическими аномалиями и геологическими объектами. Один из приемов, облегчающих проблему сопоставимости сейсмических и гравимагнитных данных, является процедура райониро-

вания геофизических полей, в ходе которой выясняется и учитывается характер взаимоотношений между геофизическими аномалиями и геолого-сейсмическими объектами, находящимися на значительной глубине.

О флюидизации

Месторождения УВ и руд связаны с флюидизацией, как неотъемлемой составляющей процесса тектонической активизации. Отсюда в геологической интерпретации целесообразно рассматривать преобразование горных пород в виде единой схемы гидротермальной зональности. На последнем уровне она является стадией парагенетической флюидизации – процесса, сопровождающего накопление УВ. Анализ и обобщение геолого-геофизических исследований позволили выделить и распространить на рудные и нефтяные месторождения, образованные из флюидных потоков, общие черты и закономерности их проявления в геологическом пространстве и времени.

О направлениях флюидопотоков

По данным АКГИ, на территории Татарстана отмечается присутствие только одной зоны нефтегазообразования – Усть-Вятской. В районе устья Вятки происходит слияние двух потоков подземных вод,двигающихся с северо-запада и юго-запада. Здесь может существовать гидродинамический барьер (совпадающий по КФ и осадочной толще с Сарайлинским прогибом и по франско-турнейским отложениям с осевой частью Нижнекамского внутриформационного прогиба ККС), где происходит дифференциация флюидов на потоки в значительной степени обедненные УВ и собственно УВ. Потоки флюидов, еще более обедненные УВ, далее следуют в сторону дальнейшего понижения продуктивных горизонтов – в область Мелекесской впадины (используя для своего продвижения часть зоны флюидонакопления) и, тем самым, в значительной степени препятствуют проникновению УВ к Северо-Татарскому своду из основной в Волжско-Камском регионе зоны флюидонакопления (вдоль которой вытянута р. Кама).

В данном районе существуют весьма благоприятные условия для формирования очага генерации УВ. Отсюда по моноклинально поднимающимся продуктивным горизонтам (по периодически открывающимся трещиноватым полостям) нефтяная эмульсия способна сноситься потоком флюидов на юго-восток – к Ромашкинскому месторождению и далее, к другим месторождениям ЮТС. В пользу данного положения говорит и то, что добыча на Ромашкинском месторождении падает медленнее, чем на многих других более мелких месторождениях. Существуют также факты изменения состава нефтей в каменноугольных отложениях в процессе длительной разработки месторождений, а именно – уменьшение их плотности.

О теории конвергенции

Предлагается теория т.н. конвергенции, которая объединяет органическую и неорганическую природу нефти. Основная идея конвергенции УВ представляет собой условно две сходящиеся ветви общего углеводородного процесса в недрах Земли. Восходящая эндогенная ветвь – неорганический синтез метана и его гомологов на границе мантии Земли и миграция их по разломам в осадочные породы-коллекторы. Нисходящая эндогенная ветвь – рас-

пад органического вещества на простые молекулярные продукты и эмиграция последних из материнских консервирующих пород в коллекторы. Если ветви сходятся, то в коллекторе накапливаются керогенопродукты и газы, которые дискретно (при деформации пластов и трещинообразовании) взаимодействуют и преобразуются в нефть за счет механизма кавитации. Если ветви не сходятся, или отсутствует механизм, осуществляющий взаимодействие ОВ и газов, то газы мигрируют по коллектору и скапливаются в ловушках, образуя газовые, газоконденсатные и газогидратные залежи.

Механизм флотомиграции состоит в том, что газовые пузырьки адсорбируют молекулы тяжелых УВ и выносят их по восстанию пластов в ловушки. Об этом же свидетельствуют обширные поля залегания пермских битумов в пределах западного склона ЮТС и восточного борта Мелекесской впадины. Кроме того, можно привести много примеров размещения нефтегазовых залежей вблизи линеаментов и крупных разломов земной коры, что также согласуется с теорией конвергенции.

О зонах деструкций

Наличие различных систем трещиноватости в породах КФ свидетельствует о локализации в них на разных уровнях зон деструкций различного типа, возникновение которых связано с изменением характера напряжений (компрессионные и декомпрессионные зоны). Первые развиваются в условиях интенсивного сжатия блоков пород без смещения и с деформациями с преобладанием вертикальной составляющей. Вторые развиваются в условиях сплющивания со смещением в горизонтальном направлении и последующей декомпрессией, которая способствует возникновению трещин скола, подвижкам блоков пород относительно друг друга, что ведет к возникновению трещинно-пустотного пространства, по которому облегчена миграция гидротермальных флюидов. Роль декомпрессионных процессов увеличивается с глубиной; зоны деструкций в разрезе КФ (в частности, в пределах ЮТС) имеют многоэтажное расположение и закономерно чередуются. Максимум концентраций зон деструкций связан с глубинами 5-7 км и объясняется геодинамическими факторами. Своеобразие КФ Татарского мегасвода заключается в том, что вещество деструкций прошло своеобразное «препарирование», т.е. гидротермально-метасоматическую проработку под осадочным чехлом, по интенсивности превышающее проработку пород в пределах формирования кристаллических щитов.

Об околоскважинных исследованиях

По измерениям геоакустических шумов методом трехкомпонентного геоакустического каротажа обнаружены зоны современных активных геодинамических процессов, что, в целом, указывает на динамическую расчлененность разреза КФ.

Режимные наблюдения сейсмолокации бокового зора, выполняемые в фазах прилива и отлива, проводились в разные периоды. Выполнение полевых работ и последующая детальная обработка полученных материалов позволили получить информацию о четырехмерном распределении трещиноватости, которая с высокой степенью достоверности соответствует реальному пространствен-

но-временному изменению трещиноватости в изученном объекте геосреды. В комплексе с результатами интерпретации на основе использования тектонофизических моделей и различных видов исследований получены данные, свидетельствующие о характере влияния приливов-отливов на изменение поля трещиноватости, что может быть использовано для повышения геологической эффективности поиска ловушек возможной аккумуляции УВ-сырья в толще КФ, а также в качестве вспомогательного метода при планировании мероприятий по увеличению нефтеотдачи разрабатываемых месторождений.

Причины малых притоков флюидов из скважин

Незначительные объемы притоков из глубоких скважин в разрезах докембрия объясняются высокой степенью кольматации, вызванной следующими причинами: внедрение глинистых частиц бурового раствора в трещины, поры, каналы (в пустотное пространство) разуплотненных пород КФ, проникновение частиц цемента при бурении (неоднократное цементирование ствола из-за неустойчивости стенок скважины с последующим разбуhrиванием цемента), а также при креплении обсадных колонн; кроме того, существует вероятность разбухания глинистых частиц, деструктуризация кольматирующей массы вещества в период многочисленных консерваций скважин и работ по ликвидации осложнений (так, например, в скв. 20009 это составляет около 42 месяцев со вскрытия глубины 4500 м и до достижения забоя 5881 м, а также почти 27 месяцев от спуска эксплуатационной колонны до возобновления опробования объектов).

Между тем, процесс фильтрации продолжался, а при СПО происходили закономерные, естественные скачки давления, способствующие кольматации. В определенной степени этим фактам не противоречат и условия опробования ранее пробуренной скважины 20000 Миннибаевской, где предположительно в зонах деструкций и выделенных участках поглощения кроме фильтрата бурового раствора ничего существенного не выявлено. Всего было испытано 16 объектов. Наиболее высокодебитный приток зафиксирован в интервале 4876-5005 м, откуда была получена высокоминерализованная вода дебитом 102 м³/сутки с содержанием метана и его гомологов до гексана включительно. В составе водорастворенных газов содержание гелия составило 7,28 % объема. Столь высокое содержание гелия недвусмысленно свидетельствует в пользу глубинной (эндогенной) природы полученной газовой смеси. Исходя из факта высокой дебитности и объема (2680 м³) отобранного газонасыщенного флюида, установлена принципиальная возможность вскрытия бурением глубинных резервуаров. Данные, полученные при бурении скважины 20000 Миннибаевской, инициировали представления о реальности генезиса УВ не только от биогенного источника.

О прогнозировании геологического разреза докембрия

Для прогнозирования геологического разреза глубоких параметрических и сверхглубоких скважин в интервалах отсутствия ядра составлена сводная таблица значений коэффициента Пуассона по отдельным комплексам кристаллических пород. Установлено, что наиболее высо-

кими значениями отличаются породы с магнетитовой минерализацией, меньшими – высокоглиноземистые гнейсы, амфиболиты. Граниты, гранито-гнейсы, гранитизированные породы, плагиограниты и сильно окварцованные породы характеризуются отрицательными значениями коэффициента. Установлено при этом, что по материалам ГИС (гравитационный, магнитный, акустический каротажи) можно определить петрографический состав пород КФ в скважинах в интервалах отсутствия kernового материала по значениям коэффициента Пуассона, полученным при интерпретации данных ГИС.

О необходимости вскрытия разрезов докембрия в РТ

В последние годы многими учеными и специалистами неоднократно высказывались мнения о нецелесообразности бурения глубоких скважин на КФ в пределах Татарстана, о нерациональной трате больших финансовых средств, об отсутствии научной и практической необходимости изучения глубинного строения земной коры в пределах Ромашкинского месторождения и прилегающих территорий. С этой точкой зрения нельзя согласиться, поскольку, как показали исследования минувших четырех с лишним десятилетий, изучение КФ позволило приблизиться к пониманию глобальных геологических процессов, связанных с консолидацией коры, эволюцией процессов дегазации, формированием и развитием флюидных систем, периодичностью и стадийностью крупных геологических событий в истории Земли и многим другим.

Сейчас уже не вызывает сомнения тот факт, что особенности строения и геодинамической эволюции осадочных бассейнов определяются еще на доплатформенной стадии их развития. Поэтому должна существовать тесная взаимосвязь между тектоно-магматической эволюцией КФ, геодинамикой развития осадочных бассейнов и характером размещения в них осадочных ископаемых. Выявление и изучение этой связи не только позволит понять первооснову геологических процессов, но и дать возможность разработать новые критерии поиска месторождений нефти и газа. Отметим при этом, что именно территория РТ является идеальным полигоном с оптимальными возможностями вскрытия наиболее представительных разрезов докембрия.

О постоянстве термоградиентов

4077,5 м пород КФ, вскрытых в скв. 20009 с геотермическим замером, показывают, что градиент температуры, усредненный в интервалах мощностью более 200-300 м, остается постоянным с глубиной. Это свидетельствует о том, что не наблюдается ожидаемого плавного увеличения теплопроводности горных пород, обусловленного увеличением их плотности. Аналогичное поведение параметров по разрезу наблюдается и в Кольской СГ-3, где в исследованном интервале с увеличением глубины не происходит ни предполагаемого уменьшения градиента температуры, ни плавного возрастания скорости сейсмических волн.

О резкой смене вещественного состава пород докембрия

Изменение вещественного состава пород является следствием проявления многогранных и многоступенчатых

процессов, которые наиболее интенсивно будут протекать в разуплотненной среде, т.е. там, где перемещение жидких и газообразных фаз, а также теплового потока будет наименее затруднено. Поэтому зоны дезинтеграции и трещиноватости, сопровождающие, к примеру, участок мигматизированных разностей, являются в какой-то степени унаследованными и обновленными (активизированными) уже в постдокембрийское время. С другой стороны, наличие смены вещественного состава на границах слоев, пачек, толщ и т.д. обуславливает развитие в данном месте повышенной трещиноватости пород за счет их различных физико-механических свойств. Поскольку, ввиду различной пластичности пород, их реакция на взбросово-сдвиговые деформации, растяжение, сжатие и т.д. различна, то это может являться еще одной из причин образования трещиноватости.

О гетерогенных битумоносных системах

В КФ ЮТС и Мелекесской впадины обнаружены битумы с повышенными содержаниями урана, тесно ассоциирующие с микротрещинами, в которых диагностируются включения с битумоидной и газовой УВ-фазами. Следы урансодержащих битумов и реликтов флюидов прослеживаются в КФ и породах осадочного чехла. Относительно низкие температуры поступления систем на изученных уровнях вскрытых разрезов КФ определили и класс выделяющихся углеродистых веществ, которые можно отнести к асфальтитам и асфальтам. Эти факты свидетельствуют о том, что нефти Татарстана представляют собой конечные продукты эволюционного развития системы $C - H - O - N - S - M$.

Отмечаемый в кристаллических породах широкий спектр углеродистых веществ от графитов до керитов связан с разнообразными метаморфическими, метасоматическими и магматическими процессами архейско-нижнепротерозойского возраста и, таким образом, не имеет отношения к нефтенакоплению в осадочном чехле. Хроматографический анализ газов, выделяющихся при различных температурах из образцов КФ, показал, что максимальное содержание УВ содержат породы, в которых отмечаются следы воздействия восстановительных флюидов. Причем, в составе газов преобладают метан и его гомологи при небольших количествах непредельных соединений. Вместе с тем наблюдается небольшая группа газов, не укладывающаяся в общий флюидодинамический эволюционный тренд преобразования кристаллических пород и характеризующая милонитизированные зоны.

О восходящем подтоке УВ в глубоких скважинах

Многолетними исследованиями процессов разработки месторождений в РТ показано ухудшение свойств остаточной нефти по мере разработки в направлении образования окисленной, осерненной, малоподвижной, деградированной нефти, т.е. плотность и вязкость нефти закономерно увеличивается. Однако на фоне общего увеличения плотности нефти на Миннибаевской площади Ромашкинского месторождения были выявлены периодические уменьшения их значений, фиксируемые в отдельных скважинах. Методами спектрального анализа было продемонстрировано наличие в рядах естественных вариаций

плотности нефти с периодом около 5-5,5 лет. Кластерным анализом были выявлены десятки скважин с аномальными параметрами и высокой накопленной добычей, из которых каждая дала более 1 млн. тонн нефти. Кроме того, выявлены сотни скважин с инверсией дебитов (долговременное падение «вдруг» без видимых причин сменяется их ростом), что резко противоречит закону падающей добычи нефти и имеет, по-видимому, прямое отношение к предполагаемому феномену. Эти скважины расположены по площади достаточно закономерно.

При этом следует отметить, что максимальные значения средних дебитов «аномальных» скважин к дебитам «нормальных» закономерно повторяются через каждые 14 лет. Все это, а также периодическое появление («увеличение») содержания «свежего» (молодого) бутана, совпадающее с изменением солнечной активности (процессы сжатия и растяжения земной коры и др.), побуждает усилить исследования процессов «подпитки» месторождений УВ из глубин через нефтеподводящие каналы. Тем не менее, среди целой гаммы положительных заключений по подтоку нефти в глубоких скважинах (конечно, гипотетических) существует и ряд отрицательных:

- аномально высокодебитные скважины соседствуют с низкодебитными, и их расположение не подчиняется линейной приуроченности к зонам прогибов;

- если подток УВ происходит из КФ в терригенные тиманско-пашийские отложения, то почему нефть не занимает ловушки в воробьевско-живетских отложениях, занимающих промежуточное положение, которые, кстати, характеризуются лучшими коллекторскими свойствами и имеют мощные глинистые покрышки муллинского и ардаповского возраста?

- за почти 70-летний период разработки и эксплуатации Ромашкинского месторождения явных прямых признаков подтока нефти из КФ не выявлено.

О конкретных перспективных поисковых зонах в докембрии РТ

Исходя из имеющихся представлений, поиски УВ в КФ более предпочтительны на Северо-Татарском своде, где в сравнении с Южно-Татарским сводом намного меньше

доля коллекторов в девонской толще – аргиллитовой крышке, покрывающей КФ. Именно на Северо-Татарском своде в выветрелых породах верхней части КФ установлены нефтепроявления в скважинах 2 Абди, 17 Кутлу-Букаш, 559 Сокологорская. В этом отношении Уркушский и Дигитлинский пояса представляют перспективы поисков УВ в КФ. Таким образом, первоочередными объектами для поиска нефти и газа в КФ должны рассматриваться выступы, сформированные обратными сбросами (взбросами), а скважины должны буриться в зоне разлома «контакта» пород КФ и осадочного комплекса. Образование тектонических ступеней и горстов с обратными сбросами, осложненными поперечными разломами, создает условия для сохранения залежей УВ не только в осадочном чехле, но и в КФ, причем, независимо от взглядов исследователей на происхождение нефти.

Таким образом, мы коснулись лишь очень малой части из того большого множества представленных в упомянутом выше отчете и рассмотренных в той или иной степени вопросов, однако сегодня мы отчетливо представляем себе следующее, пожалуй, неоспоримое положение – чем больше внимания мы уделяем этой актуальной и чрезвычайно многогранной проблеме всестороннего изучения глубинных недр, прикладное значение которой невозможно переоценить, тем больше новых задач, больше неизведанных направлений научного и практического поиска проявляется перед нами.

Сведения об авторах

Накип Салахович Гатиятуллин – Начальник Татарского геологоразведочного управления ОАО «Татнефть», доктор геол.-мин. наук.

Владимир Викторович Баранов – канд. геол.-мин. наук, ведущий геолог НПЦ «ИАЦ»

Резеда Габдрашитовна Лукьянова – канд. геол.-мин. наук, заместитель начальника НПЦ «Проект»

Татарское геологоразведочное управления ОАО «Татнефть»

420111, Россия, Казань, ул. Чернышевского, 23/25.

Тел.: (843)292-67-71, e-mail: tgru@tatneft.ru

Novo-Elkhovsky well No. 20009: completion of long-term study

N.S. Gatiyatullin, V.V. Baranov, R.G. Lukyanova

Tatar Geological Exploration Department, JSC Tatneft, Kazan, Russia, e-mail: tgru@tatneft.ru

The article is devoted to generalization of processing and long-term study of ultra-deep well Novo-Elkhovsky No. 20009. The authors cover geodynamic, geothermal, fluid dynamic aspects of giant field formation. Much attention is paid to the change of material composition of the Precambrian, study of destruction areas, fracturing, as well as discovery of heterogeneous bitumen systems of the crystalline basement. Change of oil density is analyzed as a result of long-term development of Romashkino field; directions for hydrocarbon detection in the crystalline basement are indicated.

Keywords: parametric well, crystalline basement, geodynamics, inflow of hydrocarbons.

Information about authors

Nakip S. Gatiyatullin – Dr. Sci. (Geol. and Min.), Head of Tatar Geological Exploration Department, JSC Tatneft

Vladimir V. Baranov – Cand. Sci. (Geol. and Min.), Leading Geologist of the Scientific and Production Centre «IATs», Tatar Geological Exploration Department

Rezeda G. Lukyanova – Cand. Sci. (Geol. and Min.), Deputy Head of the Scientific and Production Centre «Proekt», Tatar Geological Exploration Department

420111, Russia, Kazan, Chernyshevsky St. 23/25

Tel: +7 (843) 292-67-71, e-mail: tgru@tatneft.ru

Опыт применения индикаторных исследований по изучению гидродинамической связи между сакмарскими и верхнепермскими отложениями Ашальчинского месторождения сверхвязких нефтей

В процессе разработки месторождения установлен факт роста общей минерализации и содержания сульфатов в пресных водах верхнепермских отложений. С целью изучения возможности восходящих перетоков и выяснения источника сульфатов запущен химический люминесцентный индикатор в сакмарский интервал осадочной толщи. Наблюдение за движением индикатора осуществлено по родникам, водозаборным и экологическим скважинам, дренирующим водоносные комплексы казанских отложений, добывающим скважинам и в русле р. Шешма. Индикатор уверенно зафиксирован во всех объектах наблюдения. Следовательно, на территории Ашальчинского месторождения сверхвязких нефтей отложения сакмарско-казанского интервала осадочной толщи имеют между собой гидродинамическую связь. Восходящим перетокам пластовых флюидов способствует напорный режим водоносных комплексов сакмарских отложений, зоны и каналы повышенной трещиноватости верхнепермских отложений, детально изученных и закартированных авторами на исследуемой территории.

Ключевые слова: гидрохимия, индикаторы, трещиноватость, эрозия, геодинамика, гидродинамическая связь.

Производственно-экологический контроль текущего состояния водных объектов на территории Ашальчинского месторождения сверхвязких нефтей (СВН) показал, что в процессе его разработки такие гидрохимические показатели, как общая минерализация и содержание сульфатов в составе пресных подземных вод уфимских и казанских отложений, увеличиваются. В интервале свободного водообмена осадочной толщи палеозоя сульфатные воды смешанного типа приурочены, в основном, к сакмарским отложениям, сложенным карбонатно-сульфатными породами. К тому же, по условиям залегания и типу циркуляции водоносные комплексы сакмарского яруса являются напорными (Хисамов и др., 2009).

В связи с данными обстоятельствами было принято решение изучить возможность восходящих перетоков из нижних интервалов пермской системы методом индикаторных исследований. Для этого скважина № 15180, пробуренная ранее как оценочная до шешминского горизонта, была углублена до средней части интервала сакмарских отложений и перфорирована на глубине 153,4-158,4 м. В этот интервал производилась закачка химического индикатора эозина. Объектами наблюдения по обнаружению индикатора в пробах воды были определены:

- добывающие сверхвязкую нефть скважины №№ 15068, 15090;
- эколого-гидрогеологические скважины №№ 15251, 15252, 15257;
- водозаборные скважины №№ 1, 2, 9;
- родники №№ 3, 4, 5, 7;
- русло р. Шешма в контуре Ашальчинского месторождения СВН.

Анализ отобранных проб проводился на анализаторе жидкости «ФЛЮОРАТ – 02-2М», спектральный диапазон оптического излучения которого в режиме регистрации люминесценции составляет 250-650 нм. Аппарат способен регистрировать наличие химических индикаторов-красителей в жидкой среде с концентрацией не ниже 10^{-6} г/л.

Ранее здесь было проведено ландшафтно-индикационное и структурное дешифрирование крупномасштабных аэрофотоснимков и топографических карт с целью изучения динамики современной активности экзогенных процессов на территории Ашальчинского месторождения СВН. 22.05.2014 г. проводилось морфоструктурное обследование территории месторождения, краткое описание результатов приведено ниже.

Поверхность месторождения дренируют три взаимопараллельные овражно-балочные системы субмеридиональной и северо-восточной ориентаций, которые являются оперяющими долину р. Шешма эрозионными врезами плейстоценового возраста. В долинах данных систем постоянного водотока нет, эрозионную деятельность осуществляют воды весеннего снеготаяния и сезонных дождей (Рис. 1).

В настоящее время долина плейстоценовой балки «Коры-Каменка» активизирована вторичными донными врезами временных водных потоков. Величина вторичного врезания местами достигает до 1,5 м относительно тальвега балки. Отметка тальвега балки в верховьях составляет порядка 115 м, в низовьях (базисом эрозии является меженьный уровень р. Шешма) – около 71 м, т. е. амплитуда высот равна 44 м. Следовательно, процесс выработки продольного профиля равновесия данной эрозионной формы далек от завершения. При наличии постоянного водотока на дне и, как следствие, постоянной донной эрозии балка довольно быстро повторно перешла бы в стадию оврага, активно дренирующего коренные верхнепермские породы. Имея даже временный характер донной эрозии в тальвеге повсеместно вскрыты карбонатные породы верхне- и нижнеказанских отложений.

В средней части долины, в районе скважин №№ 15116, 15119 параллельно с донным врезанием идут процессы боковой эрозии с образованием крутых обвально-осыпных склонов.

Известно, что овражно-балочные и флювиальные сис-



Рис. 1. Фрагмент овражно-балочной системы «Коры Каменка» (фото Мингазова М.Н.).

темы индицируют ослабленные (трещиноватые) зоны осадочной толщи, т. к. текучая вода закладывает свое русло по направлениям наименьшего сопротивления гравитационным силам. Трещиноватость пород закладывается в соответствии с благоприятными для этого тектоническими условиями. Со стороны дневной поверхности в пределах этой же зоны начинаются процессы деструкции уже благодаря экзогенным процессам. Овражная система «Коры Каменка» полностью соответствует данным обстоятельствам. Поэтому, в случае увеличения техногенной нагрузки на недра в процессе разработки битумных залежей вероятность прорыва теплоносителя по данной ослабленной зоне остается весьма большой.

Описанные опасения подтверждаются результатами изучения трещиноватости верхнепермских отложений на основе дешифрирования крупномасштабных аэрофотос-

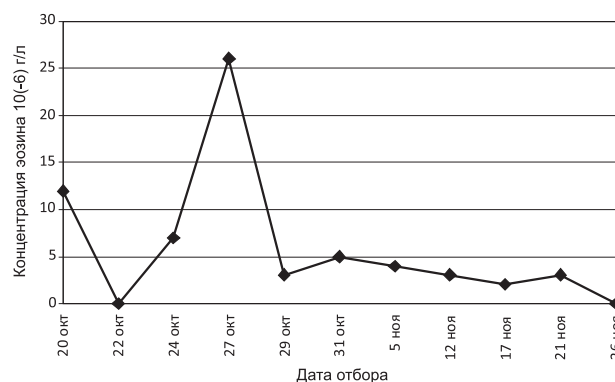


Рис. 3. Динамика концентрации озона в пробах воды водозаборной скважины № 2.

нимков и топокарт района (Рис. 2). Детальному и достоверному изучению трещиноватости битумовмещающих отложений способствует и то, что эти породы для данной территории являются коренными (выходят на дневную поверхность или залегают в приповерхностных интервалах), т.е. признаки их неоднородности объективно фиксируются на материалах дистанционного зондирования или крупномасштабных топокартах.

После закачки индикатора в интервал сакмарских отложений (15.10.2014 г.) был продолжен отбор проб из объектов наблюдения. В статье нет возможности расписать анализ движения индикатора по всем водопунктам и привести графики по ним. Поэтому, приведем результаты анализа на примере одного водопункта из групп «добывающие скважины», «эколого-гидрогеологические скважины», «родники», «водозаборные скважины» и по руслу р. Шешма.

В водозаборной скважине № 2 (западная окраина д. Нижнее Абдулово) озон впервые был обнаружен 20.10.2014 с концентрацией $12 \cdot 10^{-6}$ г/л. (Рис. 3). 27.10.2014 индикатор проявился максимальной концентрацией за весь период наблюдений ($26 \cdot 10^{-6}$ г/л). В последующих пробах содержание индикатора не внушает опасений относительно объективности опыта, его концентрация не опускается ниже $3 \cdot 10^{-6}$ г/л.

В роднике № 4 озон был обнаружен 20.10.2014 и с максимальной концентрацией за весь период наблюдения ($36 \cdot 10^{-6}$ г/л) (Рис. 4). В последующее время его концентрация в пробах была на пределе обнаружения, но 27.10.2014 наблюдался следующий пик концентрации озона в воде родника с величиной $19 \cdot 10^{-6}$ г/л.

Родник № 4 находится на левом берегу р. Шешма, абсолютная отметка его выхода около 72 метров. В процессе полевых работ было обнаружено, что

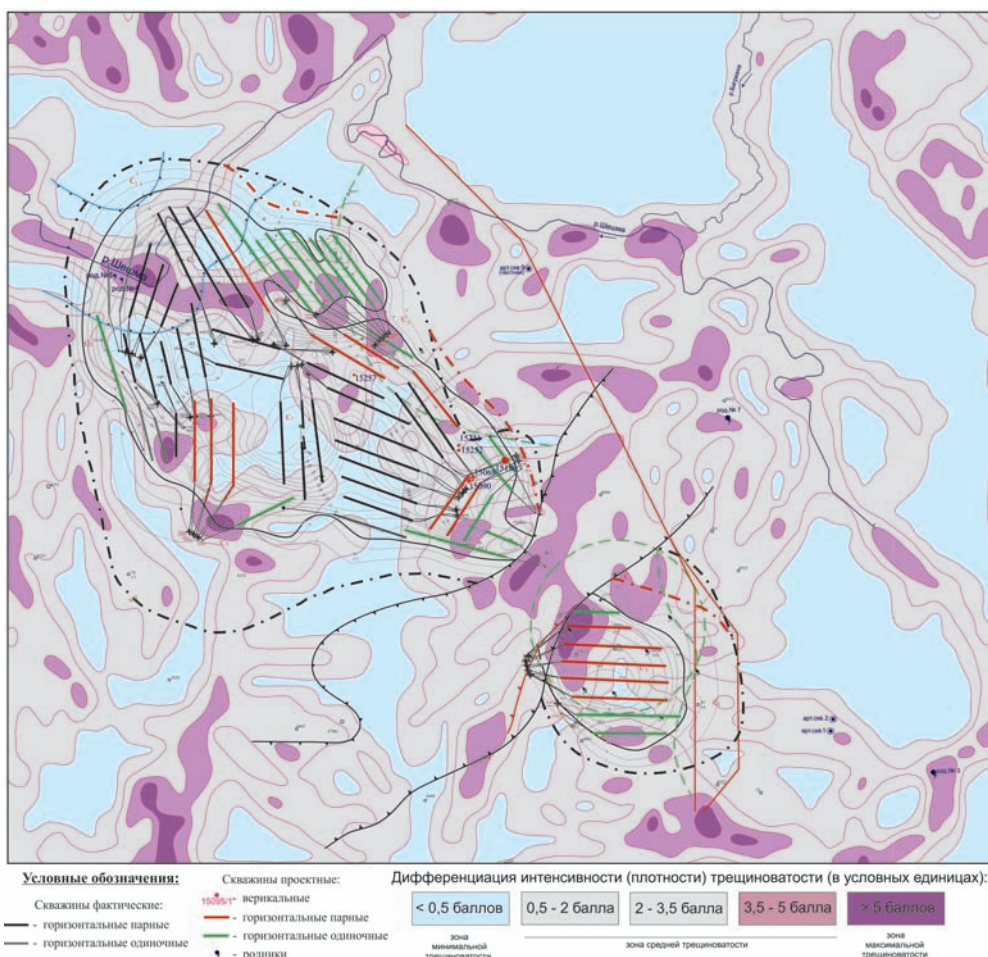


Рис.2. Схема трещиноватости верхнепермских отложений Ашалчинского месторождения СВН.

здесь (в створе данного родника) обнажаются плотные литифицированные песчаники в виде вертикальной стены склона р. Шешма (Рис. 5). Видимая толщина обнажения около 3,5 м, сверху они засыпаны делювиальными суглинками, внизу уходят под пойменные отложения. Отметка уреза воды р. Шешма на данном створе около 69,7 м.

На основании этого (низкие абсолютные отметки и литология) предполагаем, что родник № 4 разгружается из уфимских отложений. К тому же, по данным Института геологии и нефтегазовых технологий КФУ известно, что в данном районе (овраг ручья Сульча в д. Карамышево Черемшанского района РТ, в 4 км западнее родника № 4) имеет место классическое обнажение уфимских отложений (Рис. 6). Здесь донная эрозия ручья Сульча вскрыла песчаники уфимского яруса (абсолютная отметка уреза воды около 90 м). С учетом того, что, во-первых, р. Сульча всего лишь приток 3-порядка Шешмы, а не основная река данной эрозионно-флювиальной системы; во-вторых, абсолютная отметка уреза Сульчи здесь порядка 90 м, уреза Шешмы в районе родника № 4 – 69,7 м, достаточно обоснованно можно приурочить родник № 4 к уфимским отложениям. Если данное предположение верно, значит, в описываемом районе р. Шешма вскрыла уфимские отложения и размывла слой регионально водоупорных лингуловых глин, а водоупором русла являются не литифицированные и рыхлые глинистые отложения, т.е. русловые глины.

В последующем, с увеличением интенсивности парогравитационного дренажа уфимских (шешминских) песчаников в процессе разработки северной залежи Ашальчинского месторождения СВН родник № 4 может стать каналом грифонообразования и прорыва в Шешму пластовых флюидов и уфимских, и сакмарских отложений (аналогично Мордово-Кармальскому месторождению сверхвязких нефтей).

Данный вывод, сделанный с целью установления объективной картины, предлагаем привлечь для последующего детального изучения этого вопроса литологов и стратиграфов.

Индикаторные исследования показали, что связь между сакмарскими отложениями и дневной поверхностью имеется; тем более, что водоносные комплексы сакмарского яруса напорные, достаточные для естественного излияния на поверхность.

В русле р. Шешма (на створе у родника № 4) эозин был обнаружен 20.10.2014 г. с максимальной его концентрацией за весь период наблюдений ($38 \cdot 10^{-6}$ г/л) (Рис. 7). В последующие дни его содержание в отобранных пробах тоже

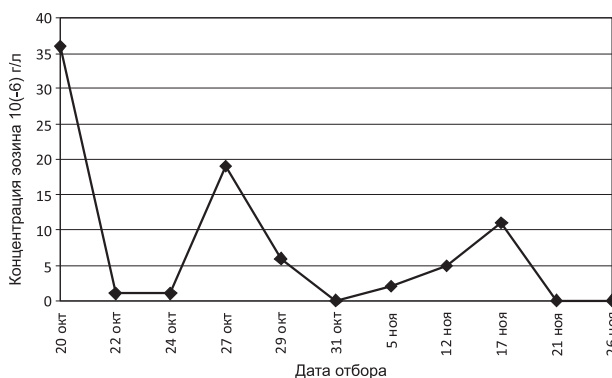


Рис. 4. Динамика концентрации эозина в пробах воды родника № 4.



Рис. 5. Обнажение уфимских пород на левом склоне р. Шешма в пределах Ашальчинского месторождения сверхвязких нефтей (фото Мингазова М. Н.).



Рис. 6. Обнажение уфимских отложений на дне оврага «Сульча» в д. Карамышево Черемшанского района РТ (из фондов Института геологии и нефтегазовых технологий КФУ).

достаточно большое (до $13 \cdot 10^{-6}$ г/л). Но первое его проявление обозначилось хорошо, что позволяет уверенно констатировать его появление в русле реки.

В эколого-гидрогеологической скважине № 15257 индикатор проявился также достаточно хорошо (Рис. 8). Максимальная концентрация его составила $131 \cdot 10^{-6}$ г/л. Большая концентрация эозина в пробах воды скважины № 15257 объясняется ее значительной близостью к скважине № 15180, нежели другие объекты наблюдения.

В добывающей скважине № 15090 эозин был обнаружен также с большой концентрацией (Рис. 9), что объясняется ее близостью к скважине № 15180 и по латерали (около 300 м), и по разрезу (уфимские отложения). Максимальное содержание индикатора в скважине № 15090 составило $89 \cdot 10^{-6}$ г/л.

По другим вышеупомянутым пунктам наблюдения индикатор также был обнаружен с достаточной концентрацией для уверенной констатации данного факта.

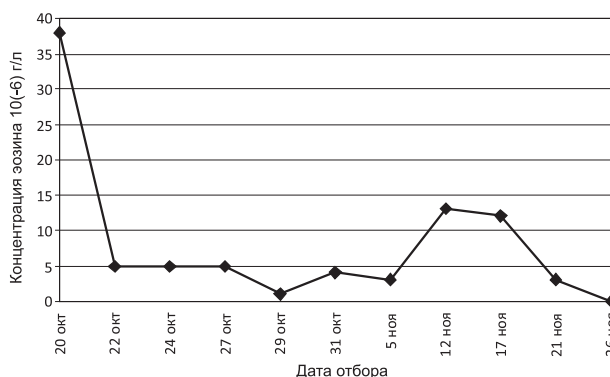


Рис. 7. Динамика концентрации эозина в пробах воды р. Шешма.

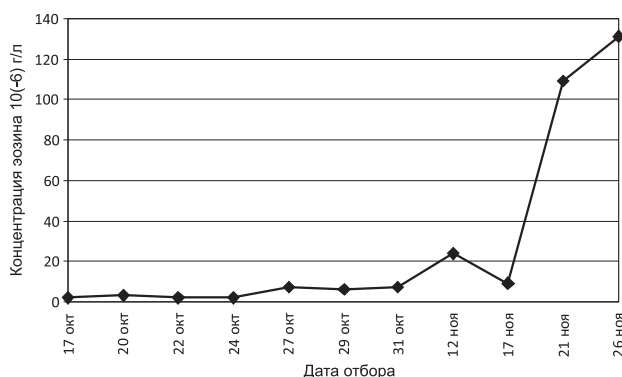


Рис. 8. Динамика концентрации эозина в пробах воды эколого-гидрогеологической скважины № 15257.

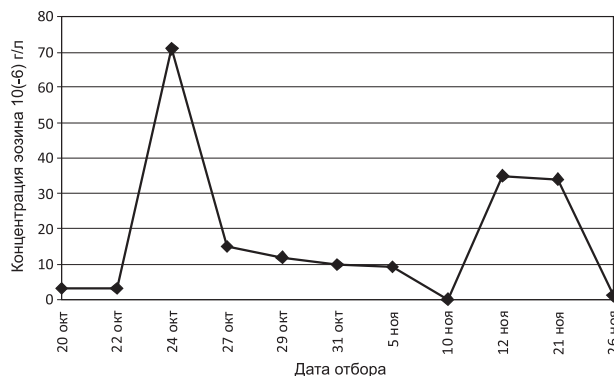


Рис. 9. Динамика концентрации эозина в пробах воды добывающей скважины № 15090.

Вышеописанные факты показывают, что в пределах сакмарского и верхнепермского разделов осадочной толщи Ашалчинского месторождения сверхвязких нефтей складываются благоприятные структурные (региональный уклон верхнепермских отложений от точки закачки до точек наблюдения), гидродинамические (напорный режим водоносных комплексов сакмарских отложений) и кине-

матические (интенсивность трещиноватости верхнепермских пород) условия для движения пластовых флюидов в различных направлениях и с различными скоростями в зависимости от геологического строения залежи.

Таким образом, проведенные в рамках данной работы индикаторные исследования показали, что отложения сакмарско-казанского интервала осадочной толщи имеют между собой гидродинамическую связь, т. к. закаченный в раздел сакмарского яруса индикатор был уверенно обнаружен во всех наблюдаемых водопунктах.

Особое внимание следует уделить долине р. Шешма в районе родника № 4, т. к. здесь, возможно, донной эрозией реки вскрыты уфимские отложения. Для детального изучения данного вопроса необходимо привлечь соответствующих специалистов для стратиграфической привязки плотных и литифицированных песчаников обнажения левого склона р. Шешма.

Литература

Хисамов Р.С., Гатиятуллин Н.С., Ибрагимов Р.Л., Покровский В.А. Гидрогеологические условия нефтяных месторождений Татарстана. Казань: «Фэн». 2009. 254 с.

Сведения об авторах

Минтахир Нургатович Мингазов – канд. геол.-мин. наук, ведущий научный сотрудник

Алия Аксяновна Стриженок – канд. геол.-мин. наук, заведующий сектором

Антон Геннадьевич Камышников – инженер

Рамиль Рафгатович Фатхуллин – инженер

Равиль Ирекович Шакиров – инженер

Отдел экологической безопасности при разработке нефтяных месторождений, Институт «ТатНИПИнефть»
ОАО «Татнефть»

423230, Бугульма, ул. М. Джалыля, 32.

Тел: 8 (85594) 789-50

Experience on applying indicative studies for hydrodynamic relations between Sakmarian and Upper Permian deposits in Ashalchinsky field of heavy oil

M.N. Mingazov, A.A. Strizhenok, R.R. Fatkhullin, A.G. Kamyshnikov, R.I. Shakirov

Tatar Oil Research and Design Institute (TatNIPIneft) JSC Tatneft, Bugulma, Russia, e-mail: kosmoge@tatnipi.ru

In the process of the field development total mineralization and sulfate content growth in fresh waters of Upper Permian deposits was established. In order to study upstream flows and determine source of sulfates we set chemical luminescent indicator into Sakmarian interval of sedimentary cover. We observed indicator movement in springs, water intake and environmental wells, draining water bearing formations of Kazan deposits, producing wells, and Sheshma river bed.

Indicator was clearly recorded in all observation points. Consequently, Sakmarian-Kazan interval of Ashalchinsky field has hydrodynamic connection. Upstream flows of reservoir fluids are developed due to pressurized conditions of water-bearing Sakmarian deposits, fracturing channels of Upper Permian deposits, examined in detail and mapped by authors in the studied area.

Key words: hydrochemistry, indicators, fracturing, erosion, geodynamics, hydrodynamic connection.

References

Khisamov R.S., Gatiyatullin N.S., Ibragimov R.L., Pokrovskiy V.A. *Gidrogeologicheskie usloviya neftnyanikh mestorozhdeniy Tatarstana* [Hydrogeological conditions of the oil fields of Tatarstan]. Kazan: «Fen» Publ. 2009. 254 p.

Information about authors

Mintakhir N. Mingazov – Cand. Sci. (Geol. and Min.),
Leading scientist

Aliya A. Strizhenok – Cand. Sci. (Geol. and Min.), Head of the laboratory

Anton G. Kamyshnikov Engineer

Ramil' R. Fatkhullin – Engineer

Ravil' I. Shakirov – Engineer

Department of the environmental safety during oil fields development, Tatar Oil Research and Design Institute, JSC Tatneft, 423230, Bugulma, Russia, M. Dzhaliyly str., 32.

Tel: 8 (85594) 789-50

Нереализованные резервы в нефтегазовом недропользовании Отчизны

*Наука необходима народу. Страна, которая её не развивает,
неизбежно превращается в колонию.*

Ф. Жолио-Кюри

Отечественное нефтегазовое недропользование сегодня ничем особенно похвастаться не может, кроме как значительными и неоправданными уровнями добычи нефти и газа. Главная беда нашего недропользования – в этих уровнях добычи нефти и газа, которые наглухо забаррикадировали пути к развитию и реализации Инноваций в стране. Еще большая Беда, с большой буквы, в том, что имеющиеся на сегодня Инновации не востребованы отечественными нефтяными и газовыми компаниями. Соответствующие проблемные вопросы и затрагиваются в данной статье, в основном, на личном опыте авторов.

Ключевые слова: нефтегазовое недропользование, нефте-, газо-, конденсатоотдача пласта, истощенные месторождения, баженовские, ачимовские, юрские отложения, трудноизвлекаемые запасы, инновации в недропользовании.

Введение

Известно, что Япония, Китай, Южная Корея, Германия, Франция не располагают существенными запасами нефти и газа, поэтому они вынуждены были сделать ставку на Инновации. Напротив, Саудовская Аравия не родила и не родит ни одну инновацию, за ненадобностью. Интересна ситуация лишь с США. У них не в избытке, но нефти и газа было немало. Зато, они раньше других поняли, что выгодно в роли пылесоса отсасывать таланты со всех, особенно слаборазвитых стран. Эта политика оправдала себя с точки зрения всяких Инноваций, а также числа Нобелевских лауреатов. И, конечно, в США высокий уровень статуса и поощрения Науки, Образования.

В отличие от США, у нас нефти и газа чуть больше. Только, к сожалению, наш пылесос включен в обратную сторону. Это сильно и негативно сказалось на всех сферах жизнедеятельности, в том числе и в нефтегазовом комплексе. Без аргументации, этот негатив состоит в следующем.

- Страна не только продает запасы нефти и газа, заготовленные во времена Союза, но и старается увеличивать темпы их отбора. Без благодарностей отцам, матерям – тем, кто потом и кровью этого достигли.
- Мы не задумываясь продаем запасы нефти и газа, принадлежащие нашим детям и внукам (с большими надеждами на трудноизвлекаемые запасы (ТИЗ)).
- Немеренные объемы экспорта советских нефти и газа по баснословным ценам отбили всякую охоту заниматься инновациями. Отрезвляющими, видимо, станут более низкие цены на нефть и газ, объемы их поставок в рамках западных санкций.
- В такой ситуации нефтегазовые компании оказались даже выше того, чтобы внедрять отечественные наработанные Инновации.

О других проблемных вопросах говорится в дальнейшем.

Инновационные основы компьютерной эры

В значительной степени по инициативе Председателя Центральной комиссии по разработке нефтяных и газовых месторождений МПР Лисовского Н.Н. в стране с 2000 г. началась эра 3D компьютерного моделирования. Таким

деянием он, безусловно, сделал огромный инновационный вклад в отечественное нефтегазовое недропользование.

Участие в работе ЦКР, в экспертировании проектных документов выявило ошибочность переноса идей и методов докомпьютерной эры в идеологию 3D компьютерного моделирования (Закиров и др., 2006). Это касается практически всех нефтегазовых дисциплин: физики и петрофизики пласта, интерпретации данных ГИС и ГДИС, подсчета запасов, построения 3D геологических и 3D гидродинамических моделей пластов и др. Выход из создавшейся ситуации удалось преодолеть за счет обоснования новой концепции эффективного порового пространства (ЭПП), которая со своими следствиями была одобрена решением ЦКР (С заседания Центральной комиссии..., 2006).

В концепции ЭПП базисными коэффициентами в исходных дифференциальных уравнениях многофазной нефтяной фильтрации выступают коэффициент эффективной проницаемости $k_{эф}$ (фазовой проницаемости, например, для нефти при насыщенности остаточной (связанной) водой $S_{во}$) и эффективной пористости $m_{эф}$ (доли объема пор, не занятых связанной водой, в объеме элемента пласта). Это вместо традиционных неинформативных, абстрактных коэффициентов абсолютной проницаемости по газу ($k_{абс}$) и открытой пористости m_o .

Достоинства концепции ЭПП и ее следствия отражены в статьях и книге (Закиров и др., 2009). Приведем несколько примеров.

Концепция ЭПП, отвергая неинформативные массовые исследования кернов по определению $k_{абс}$ и m_o , делает упор на определения значений $k_{эф}$ и $m_{эф}$. Они дополняются современными подходами в интерпретации ГИС, также ориентированными на определение $k_{эф}$ и $m_{эф}$ (Афанасьев и др., 2011; Кожевников, Коваленко, 2011).

На рисунке 1 приводятся результаты обработки керновых данных в рамках концепции АПП (Рис. 1а) и концепции ЭПП (Рис. 1б) для одного из месторождений. Если в случае концепции АПП коэффициент детерминации составляет 0,11, то концепция ЭПП поднимает его до уровня 0,82. Тогда нетрудно увидеть, насколько возрастает степень достоверности петрофизических связей, а значит и интерпретации результатов ГИС, подсчета запасов, 3D моделей пласта, ре-

зультатов 3D компьютерного моделирования. Более подробные сведения содержатся в книге (Закиров и др., 2009) и статьях (Индрупский и др., 2013; Мамедов и др., 2011).

Переход на концепцию ЭПП позволил утверждать, что на Госбалансе РФ числятся не геологические, а балансовые запасы нефти и газа, т.е. не учитываются забалансовые запасы в так называемых рукотворных «неколлекторах».

Однако опыт разработки немалого числа месторождений, адаптации 3D моделей к фактическим данным показывает, что если и не все, то часть запасов в «неколлекторах» участвует в процессе разработки. Тогда утверждаем, что средний по стране КИН в размере около 0,35 является завышенным. Ибо его величина находится делением накопленной добычи нефти на балансовые (а не реальные дренируемые, по крайней мере) запасы.

К сожалению, включение в 3D компьютерные модели лишь балансовых запасов делает их нереалистичными, а обосновываемую технологию разработки – неадекватной реальной геологии месторождения.

Концепция ЭПП свою жизненность демонстрирует и в том, что позволила создавать такие технологии разработки, которые в принципе невозможны в рамках концепции АПП (Закиров и др., 2009). Так возникла новая технология вертикально-латерального заводнения. Ранее она своим прообразом имела технологию вертикально-латерального сайклинг-процесса (Закиров и др., 1988). Эта технология успешно была внедрена на уникальном нефтегазоконденсатном Карачаганакском месторождении в Казахстане (Кусанов, 2011), без ссылок на автора технологии. Схематичное изображение систем добывающих и нагнетательных скважин приведено на рис. 2.

Инновационные технологии разработки

Вся отечественная нефтяная отрасль разработку месторождений осуществляет на основе единой, единственной технологии заводнения продуктивных пластов. Если во времена Союза число участков опытно-промышленных работ (ОПР) для отработки новых технических и технологических решений составляло несколько сотен, то сегодня – три или четыре. Трудно точно сосчитать.

Газовая отрасль на своем вооружении имеет лишь технологию разработки в режиме истощения пластовой энергии. В качестве исключения отметим, что в конце 70-х гг. нам удалось на примере Оренбургского месторождения спасти ситуацию с тотальной «водобоязнью» газодобытчиков (Закиров, 1998). Так как была доказана «абсурдная» идея, что в режиме истощения не надо бороться с обводнением скважин, а из продуктивного пласта с наличием суперколлекторов и почти магистральных трещин следует отбирать пластовую воду вместе с газом. Через тернии, вынужденно, вошла в жизнь рассматриваемая технология разработки.

Ни нефтяники, ни газодобытчики не обеспокоены повышением конденсатоотдачи на газоконденсатных и нефтегазоконденсатных залежах. Все началось с уникального газоконденсатного месторождения Вуктыл. Там конденсатогазовый фактор составлял $500 \text{ см}^3/\text{м}^3$ газа! Один из авторов обосновал тогда (в 60-х годах) новую технологию разработки – частичный сайклинг-процесс (Закиров, 1998). Он был одобрен ГЭКом Госплана СССР, но не был вне-

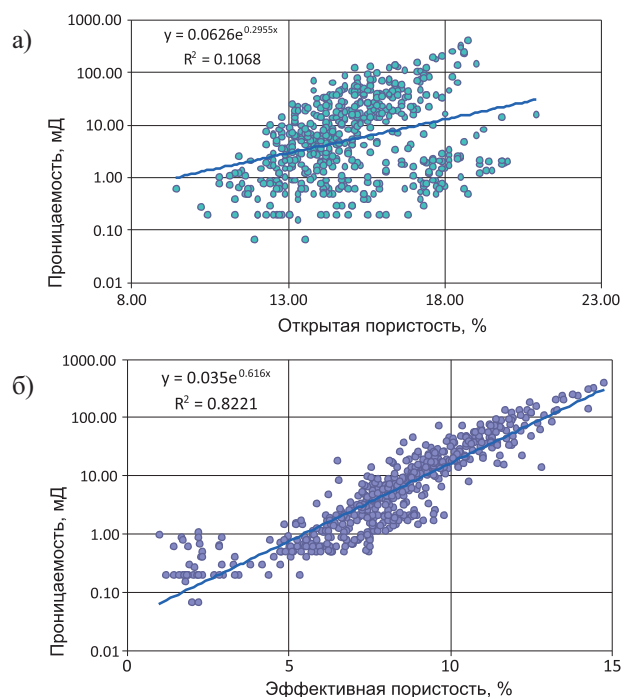


Рис. 1. Зависимости «пористость-проницаемость» для одного из месторождений в рамках концепций АПП (а) и ЭПП (б).

дрен из-за позиции головного отраслевого института. Общие потери конденсата на Вуктыле оцениваются в 100-120 млн. т. Вынужденный частичный сайклинг-процесс мог бы значительно сократить эти потери. В предыдущем разделе отмечено, что без нашего участия, проталкивания наш вертикально-латеральный сайклинг-процесс успешно внедрили в Казахстане.

Если говорить об инновационных технологиях, то авторов привлекает идея обоснования многофункциональных технологий разработки. В качестве примера остановимся лишь на двух.

В 70-х годах начался ввод в эксплуатацию уникального по запасам газа, нефти, конденсата многопластового Уренгойского месторождения. Основные проблемы представляли нижнемеловые нефтегазоконденсатные залежи. Проблемность ситуации в том, что конденсатогазовые факторы были высокими, а нефть залежала в обширных нефтяных оторочках. Тогда и возникла первая многофункциональная технология разработки. Ее многофункциональность была предопределена тем, что проблему повышения нефтеотдачи удалось поставить в зависимость от решения проблемы повышения конденсатоотдачи (Закиров, 1998). В те годы пришлось ориентироваться лишь на возможность вертикальных скважин.

Сущность технологии поясним на развитом ее вариан-

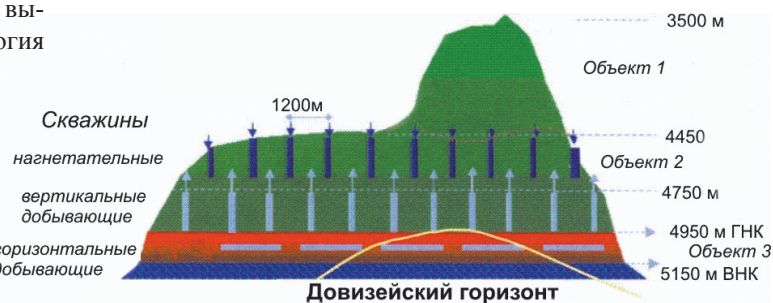


Рис. 2. Схема вскрытия объекта №2 на месторождении Карачаганак системой добывающих вертикальных и нагнетательных скважин (Кусанов, 2011).

те на основе горизонтальных добывающих и нагнетательных скважин применительно к Яро-Яхинскому месторождению (Закиров, 2001). Особенность технологии состояла в том, что была доказана целесообразность бурения многозбойных скважин.

На рисунке 3а приводится профильный разрез элемента разработки с добывающей многозбойной скважиной, а на рис. 3б – с нагнетательной многозбойной скважиной. Согласно рисунку 3а, добыча нефти осуществляется из двух псевдогоризонтальных стволов. При этом признается неизбежность попутной добычи подошвенной воды, а также газовой фазы, представленной растворенным газом и газом с конденсатом газоконденсатной шапки.

В материнском (пилотном) стволе вскрывается часть интервала газоконденсатной шапки, что предусматривает запланированную добычу газоконденсатной системы из газоконденсатной шапки. Вся добываемая продукция транспортируется на устье по одноколанным НКТ в режиме естественного газлифта.

В материнском стволе нагнетательной скважины перфорируется газонасыщенный интервал для закачки сухого газа. В результате реализуется сайклинг-процесс, призванный увеличить коэффициент конденсатоотдачи. Вытеснение нефти в оторочке к добывающим стволам осуществляется за счет закачки воды через стволы 3 и 4 на рис. 3. Вода для закачки подается по затрубному пространству.

Затруднительно в краткой статье описать авторские инновационные технологии и технологические решения, полученные и не востребованные за последние 10-15 лет. Остановимся на двух относительно экзотичных.

В последние годы вышло немало публикаций, говорящих о том, что при разработке месторождений нефти и газа имеет место приток глубинных углеводородов (Муслимов, 2007; Запивалов, 2008). Применительно к Шебелинскому газоконденсатному месторождению нам удалось не только выявить, но и рассчитать масштабы притока глубинного газа в это месторождение (Баренбаум и др., 2006).

На одной из конференций в 1998 г. в адрес украинских газодобывателей мы высказались следующим образом:

Если из Шебелинского месторождения в дальнейшем будут отбирать около 2,5 млрд. м³ газа в год, то оно проявит себя в качестве «вечного двигателя». Спустя 10 лет нам стала доступной информация, подтверждающая приведенный прогноз. Среднее пластовое давление в эти годы оставалось почти неизменным, вследствие того, что отбор газа компенсировался притоком глубинного газа.

В развитие этой идеи авторами была обоснована тех-

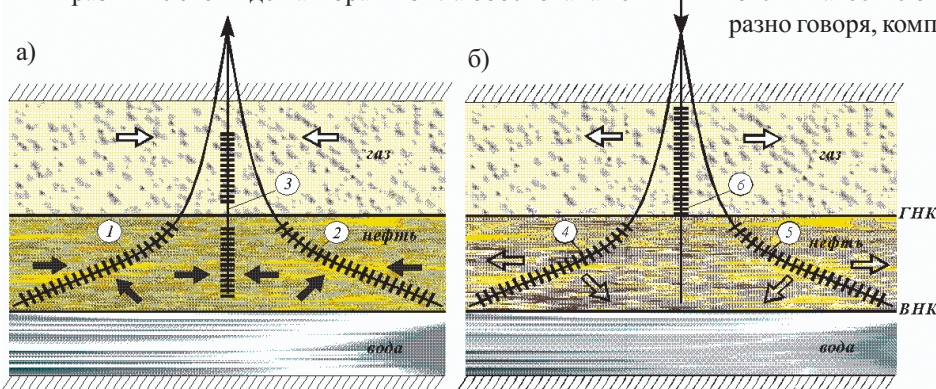


Рис. 3. Многозбойные добывающая (а) и нагнетательная (б) скважины для многофункциональной технологии разработки нефтегазоконденсатной залежи.

нология интенсификации притока глубинных углеводородов. Суть ее в том, чтобы за счет бурения специальных скважин, или углубления имеющихся, осуществлять «перехват» восходящего потока глубинного газа. Это позволяет сократить потери давления, а значит увеличить депрессию на источник глубинного газа (нефти) (Закиров и др., 2009; Баренбаум и др., 2006). Другой важный для разработки вывод заключается в том, что заводнение в режиме перекомпенсации, реализуемое на многих нефтяных месторождениях страны, заведомо исключает возможность притока в залежь глубинных углеводородов.

В последние годы в нашем институте, на основе новой Галактоцентрической парадигмы, обоснована альтернативная биосферная концепция генезиса нефти и газа, с учетом учения В.И. Вернадского о биосфере Земли (Баренбаум, 2010; 2004). Для доказательства справедливости идей новой концепции пришлось поставить серию лабораторных экспериментов. За свои деньги, в гараже.

В результате экспериментов был доказан факт геосинтеза углеводородов в пласте в процессе фильтрации метеогенных вод при наличии в горных породах природных катализаторов, даже при низких термобарических условиях. Скорее неожиданным оказался и значительный выход водорода в соответствующей поликонденсационной реакции (Закиров и др., 2013а; Varenbaum et al., 2012). Важность этих экспериментов заключается не только в доказательстве справедливости биосферной концепции генезиса углеводородов. Они позволили предложить технологии разработки применительно к ТИЗ нефти в отложениях баженской свиты, в низкопроницаемых сланцевых, ачимовских, нижнеюрских отложениях (Закиров и др., 2013б).

В этой ситуации авторам хотелось бы лабораторные эксперименты подкрепить результатами анализа глубинных проб газа на наличие водорода и проб нефти на наличие изотопа С¹⁴. К сожалению, соответствующее наше предложение в очень крупной компании энтузиазма не вызвало.

Инновации в методологии 3D компьютерного моделирования

Неоценимы достоинства наступившей эры 3D компьютерного моделирования в нефтегазовом недропользовании, так как появилась возможность создавать 3D геологические и 3D гидродинамические модели продуктивных пластов, осуществлять различные компьютерные эксперименты, сопоставлять альтернативные варианты разработки.

Все это так. Но! Компьютеры на сегодня эксплуатируются в качестве быстродействующего калькулятора. Обозначив, компьютеры кроме радости много горя принесли специалистам в области разработки месторождений нефти и газа. Речь вот о чем.

Гидродинамик создает 3D гидродинамическую модель пласта, чтобы с ее помощью обосновать наилучшую технологию разработки. За основу берется 3D геологическая модель, а также фактические данные эксплуатации добывающих и нагнетательных скважин, результаты ГИС-контроля, гидродинамических исследований скважин и т.д.

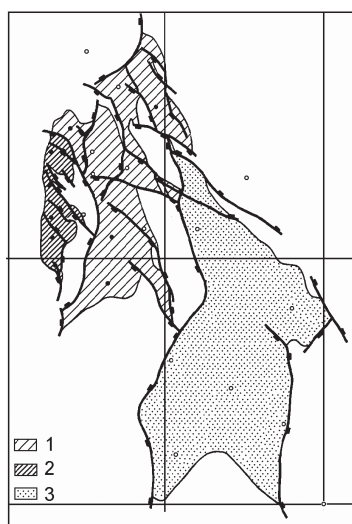


Рис. 4. Схема месторождения Тролл. 1 – Западная газовая провинция, 2 – Западная нефтяная провинция, 3 – Восточный Тролл.

исходная геолого-промысловая информация и т.д.

В последнее время зарубежные программы начинают снабжать алгоритмами решения соответствующих обратных задач. Однако они характеризуются теми или иными допущениями, недостатками.

Начиная с 90-х годов прошлого столетия авторы создавали искомые алгоритмы уточнения фильтрационных и емкостных параметров пласта в 3D многофазной постановке по фактическим данным эксплуатации добывающих и нагнетательных скважин (Закиров, 2001; 2006). Особенность этих алгоритмов в том, что обратная задача решается в оптимизационной постановке, когда минимизируется сумма среднеквадратичных ошибок расчетных и фактических показателей эксплуатации всех скважин во все доступные моменты времени, с применением эффективных, даже для больших моделей, методов теории оптимального управления.

Апробация данных алгоритмов и программ авторами выполнена на ряде зарубежных месторождений и одном отечественном месторождении. Иного спроса, к сожалению,

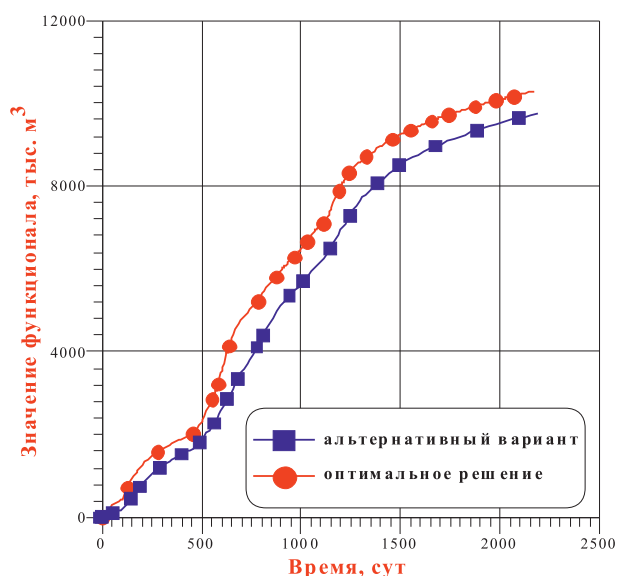


Рис. 5. Динамики дисконтированной добычи нефти до и после оптимизации.

И вот начинается мучительная работа по адаптации 3D гидродинамической модели к указанной фактической информации по сотням, тысячам скважин за десятилетия их эксплуатации. Большого секрета нет в том, что практически все гидродинамики как следует «химичат», пока не достигнут удовлетворительного совпадения расчетных и фактических данных разработки. Здесь немало субъективных причин (в том числе низкая квалификация специалиста), а также объективных: не достоверная

исходная геолого-промысловая информация и т.д. Нет желания среди компаний и по доведению этих программ до промышленной степени пользования. Трудно понять соответствующие мотивы, так как неэффективны, затратны и недостоверны создаваемые, вручную адаптируемые 3D модели пластов. Следствием чего являются, как сказано, неадекватные технологии разработки и технологические решения, т.е. финансовые потери и упущения. Допустим, худо-бедно, создана 3D гидродинамическая модель пласта. Но ведь надо сделать не только прогнозные расчеты. Требуется наилучшая стратегия до разработки месторождения. Но ведь быстродействующий калькулятор сам этого не может сделать. Поэтому гидродинамик перебирает несколько возможных сценариев до разработки, исходя из своего опыта и квалификации. То есть, отсутствует гарантия того, что найденный им вариант лучший из всех хороших.

Теория разработки месторождений нефти и газа многими десятилетиями бьется над проблемой автоматизированного регулирования процесса разработки. Очевидно, что такие задачи должны ставиться и решаться в оптимизационной постановке. Критерий оптимальности, звучит, например, следующим образом: достижение за время разработки максимума накопленного дисконтированного дохода.

Соответствующие авторские алгоритм и программа успешно апробированы на месторождении Тролл (Норвегия) и одном из отечественных месторождений.

На рисунке 4 приводится схема нефтегазоконденсатного месторождения Тролл. Нефтяные оторочки западной газовой и западной нефтяной провинций разрабатываются горизонтальными скважинами в режиме истощения пластовой энергии в режиме безгазовых дебитов скважин.

На рисунке 5 показаны зависимости от времени критерия оптимизации (в данном случае – дисконтированной накопленной добычи нефти) для одной из нефтяных оторочек. Нижняя зависимость есть результат перебора норвежскими специалистами альтернативных вариантов до разработки месторождения. Верхняя зависимость получена на основе авторского алгоритма регулирования режимов эксплуатации скважин.

Отсутствуют компании, желающие довести рассматриваемые инновационные алгоритмы для уровня промышленного использования. Даже ожидаемые прибыль и бонусы не вдохновляют.

Информационное обеспечение 3D компьютерного моделирования

Что заложишь в быстродействующий калькулятор, то и получишь. Это к вопросу достоверности исходной информации. Достоинство концепции ЭПП не только в ранее сказанном. Она заставила авторов создавать новые технологии исследования скважин и пластов.

До недавнего времени значение важнейшего коэффициента проницаемости вдоль вертикальной координаты k_z задавалось обычно равным $0,1k_x$. Концепция ЭПП, отвергая понятие «неколлекторов», позволила обосновать и апробировать новую технологию 3D гидропрослушивания (Закиров и др., 2009).

Лисовский Н.Н. справедливо нередко напоминал: Есть качественные ОФП (относительные фазовые проницаемости) – есть 3D гидродинамическая модель.

Развитие идей концепции ЭПП заставило авторов создать методологию определения коэффициентов вытеснения и функций ОФП непосредственно из промысловых экспериментов на скважинах, да еще и по всему продуктивному разрезу (Закиров и др., 2009; 2012). Из-за ограниченного размера не имеем возможности вдаваться в детали. Отметим только, что развиваемая методология уже позволила авторам на ряде скважин получить такую информацию, которая никак не вытекает из традиционных технологий исследований скважин и пластов (Закиров и др., 2009; Zakirov et al., 2011).

Инновационность методологии объясняется прежде всего тем, что осуществляется комплексирование методов гидродинамических и геофизических исследований скважин. А для решения соответствующих обратных задач вновь приходится прибегать к методам теории оптимального управления.

Антиинновационность в недропользовании

Её много, на каждом шагу. Некоторые моменты уже высветились по тексту. Иным, видимо, придется посвятить другую статью.

Заключение

Авторы с одной стороны, затронули лишь отдельные вопросы отечественного нефтегазового недропользования. Допускаем, что, с другой стороны, причастность не ко всей нефтегазовой конкретике и информации предопределила наши необъективные оценки и суждения.

Два этих фактора приводят нас к целесообразности следующей идеи. Страна на таком этапе и в такой ситуации, что необходима Всероссийская Дискуссия по болевым, ключевым проблемам (на страницах данного журнала).

Примером для подражания является почти 50-летняя Дискуссия по проблеме влияния плотности сетки скважин на нефтеотдачу пласта. Ибо от плотности сетки скважин зависят затраты на добычу каждой тонны нефти. Не случайна здесь и величина КИН, так как это КПД усилий недропользователей, это мерило их отношения к Недрам страны. Краткий анализ следствий этой довольно острой Дискуссии (Закиров, 2002) говорит об одном: побольше бы нам таких заинтересованных Дискуссий! Ибо здесь не только творческий да созидательный, но и нравственный вклад нефтяников и газовиков в строящееся здание многострадальной Новой России (Закиров и др., 2014).

Если можешь, иди впереди века. Если не можешь, иди с веком. Но никогда не будь позади века!
Доллежалъ Н.

Литература

- Barenbaum A.A., Zakirov S.N., Zakirov E.S., Serebryakov V.A. Method of hydrocarbon and hydrogen production from water and carbon dioxide. Patent US. No. 20,120,315,215, 13/12/2012.
- Zakirov S.N., Indrupskiy I.M., Zakirov E.S., Anikeev D.P., Vasiliev I.V., Severinov E.V., Gaidukov L.A., Rodionov A.E., Lachugin D.S., Tsagan-Mandzhiev T.N. Well test for in-situ determination of oil and water relative permeabilities. *SPE 162011-MS (OnePetro.org)*.
- Афанасьев В.С., Афанасьев С.В., Закиров С.Н. Принципы компьютеризированных технологий интерпретации данных ГИС и трехмерного компьютерного моделирования месторождений нефти и газа. *Тр. III Межд. научн. симп. «Теория и практика применения методов увеличения нефтеотдачи пластов»*. М.: «ВНИ-Инефть». 2011. Т. 2. С. 130-135.
- Баренбаум А.А. Галактоцентрическая парадигма в геологии и

астрономии. Второе издание. М.: Кн. дом «Либроком». 2010. 544 с.

Баренбаум А.А. Механизм формирования месторождений нефти и газа. *Доклады РАН*. 2004. т. 399. №6. С. 802-805.

Баренбаум А.А., Закиров С.Н., Закиров Э.С., Индрупский И.М., Лукманов А.Р. Интенсификация притока глубинных углеводородов. *Доклады РАН*. 2006. Т. 406. № 2. С. 221-224.

Закиров И.С. Развитие теории и практики разработки нефтяных месторождений. Ижевск: Ин. комп. исследований. 2006. 356 с.

Закиров С.Н. Анализ проблемы «Плотность сетки скважин – нефтеотдача». М.: Изд. Дом «Грааль». 2002. 314 с.

Закиров С.Н. Разработка газовых, газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений. М.: Изд. «Струна». 1998. 626 с.

Закиров С.Н., Закиров Э.С., Баренбаум А.А., Климов Д.С., Лысенко А.Д., Серебряков В.А. Геосинтез в проблеме происхождения нефти и газа. *Тр. VIII Межд. симп. «Передовые технологии разработки, повышения нефтегазоотдачи месторождений и исследования скважин»*. М.: РАНХиГС Президента РФ. 2013а. С. 43-46.

Закиров С.Н., Закиров Э.С., Баренбаум А.А., Лысенко А.Д., Климов Д.С., Орешенков А.В. Способ разработки месторождений природных углеводородов в низкопроницаемых пластах. Заявка на патент РСТ RU 2013000344 от 22.04.2013. 2013б.

Закиров С.Н., Закиров Э.С., Индрупский И.М. Новые представления в 3D геологическом и гидродинамическом моделировании. *Нефтяное хозяйство*. 2006. № 1. С. 34-41.

Закиров С.Н., Индрупский И.М., Закиров Э.С. Заповеданная Новая Россия. М.: «Первая образцовая». 2014. 400 с.

Закиров С.Н., Индрупский И.М., Закиров Э.С., Закиров И.С. и др. Новые принципы и технологии разработки месторождений нефти и газа. Ч. 2. М.-Ижевск: Ин. комп. исследований. 2009. 484 с.

Закиров С.Н., Леонтьев И.А., Мусинов И.В., Шведов В.М. Поддержание давления в газоконденсатной залежи с неоднородными по свойствам коллекторами. *Тр. ВНИИГАЗа «Разработка газоконденсатных месторождений с поддержанием давления»*. М. 1988.

Закиров С.Н., Николаев В.А., Индрупский И.М., Закиров Э.С., Анисеев Д.П., Васильев И.В. Способ достоверного определения коэффициента вытеснения и относительных фазовых проницаемостей. Патент РФ № 2445604. Оpubл. 20.03.2012.

Закиров Э.С. Трехмерные многофазные задачи прогнозирования, анализа и регулирования разработки месторождений нефти и газа. Изд. Грааль. 2001. 303 с.

Запивалов Н.П. Нефтегазовая геология: парадигмы XXI века. *Нефтяное хозяйство*. 1/2008. С. 30-31.

Индрупский И.М., Блинова Е.Ю., Коваленко К.В. Влияние неоднородности вещественного состава цемента на петрофизические и фильтрационные характеристики коллектора. *Нефтяное хозяйство*. №7. 2013. С. 76-80.

Кожеников Д.А., Коваленко К.В. Изучение коллекторов нефти и газа по результатам адаптивной интерпретации геофизических исследований скважин. М.: Изд. центр РГУ нефти и газа. 2011. 218 с.

Кусанов Ж.К. Особенности разработки Карачаганакского месторождения. *Нефтяное хозяйство*. 2011. № 6. С. 100-103.

Мамедов Т.М., Левин Д.Н., Савичев К.С. Построение геолого-фильтрационной модели пласта на основе детального выделения литотипов и зависимостей его петрофизических характеристик от эффективной пористости. *Нефтяное хозяйство*. 2011. № 5. С. 56-59.

Муслимов Р.Х. Новый взгляд на перспективы развития супергигантского Ромашкинского нефтяного месторождения. *Геология нефти и газа*. 1/2007. С. 3-12.

С заседания Центральной комиссии по разработке. *Нефтяное хозяйство*. 2006. № 1. С. 32-33.

Сведения об авторах

Сумбат Набиевич Закиров – д. тех. н., профессор, главный научный сотрудник Института проблем нефти и газа РАН

Илья Михайлович Индрупский – д. тех. н., ведущий научный сотрудник Института проблем нефти и газа РАН

Эрнест Сумбатович Закиров – д. техн. н., зав. лабораторией Института проблем нефти и газа РАН

Даниил Павлович Анисеев – к. тех. н., старший научный сотрудник Института проблем нефти и газа РАН

119333, Россия, Москва, ул. Губкина, 3
Тел./Факс: (499) 135-54-67

Unimplemented reserves in oil and gas subsoil use of Russia

S.N. Zakirov, I.M. Indrupskiy, E.S. Zakirov, D.P. Anikeev

Oil and Gas Research Institute of the Russian Academy of Sciences (Moscow, Russia), e-mail: ezakirov@ogri.ru

Abstract. There is nothing much to discuss about Russian subsoil use nowadays except the significant and unjustified level of oil and gas production. The main problem of the Russian subsoil use is in large volume of oil and gas production which closed the ways to develop and implement innovations in the country. Another big problem is that available today innovations are not much in demand by Russian oil and gas companies. The relevant issues are discussed in this article based, in particular, on the author's personal experience.

Keywords: oil and gas subsoil use; reservable oil, gas and condensate; depleted fields; Bazhenov, Achimov, Jurassic deposits; reserves difficult to recover; innovations in subsoil use.

References

- Barenbaum A.A., Zakirov S.N., Zakirov E.S., Serebryakov V.A. Method of hydrocarbon and hydrogen production from water and carbon dioxide. Patent US. No. 20,120,315,215, 13/12/2012.
- Zakirov S.N., Indrupskiy I.M., Zakirov E.S., Anikeev D.P., Vasiliev I.V., Severinov E.V., Gaidukov L.A., Rodionov A.E., Lachugin D.S., Tsagan-Mandzhiev T.N. Well test for in-situ determination of oil and water relative permeabilities. *SPE 162011-MS* (OnePetro.org).
- Afanas'ev V.S., Afanas'ev S.V., Zakirov S.N. Printsipy komp'yuterizirovannykh tekhnologiy interpretatsii dannykh GIS i trekhmernogo komp'yuternogo modelirovaniya mestorozhdeniy nefi i gaza [Principles of computer technologies of the data interpretation and three-dimensional computer modeling of oil and gas fields]. *Tr. III Mezhd. nauchn. simpoziuma «Teoriya i praktika primeneniya metodov uvelicheniya nefteotdachi plastov»* [Proc. III Int. Sci. Symp. «Theory and Practice of enhanced oil recovery methods»]. Moscow: «VNIIneft» Publ. 2011. Vol. 2. Pp. 130-135.
- Barenbaum A.A. Galaktotsentricheskaya paradigma v geologii i astronomii [Galactocentric paradigm in geology and astronomy]. II edition. Moscow: Book House «Librokom». 2010. 544 p.
- Barenbaum A.A. Mekhanizm formirovaniya mestorozhdeniy nefi i gaza [The mechanism of formation of oil and gas fields]. *Doklady RAN* [Proc. of the Russian Academy of Sciences]. 2004. Vol. 399. №6. Pp. 802-805.
- Barenbaum A.A., Zakirov S.N., Zakirov E.S., Indrupskiy I.M., Lukmanov A.R. Intensifikatsiya pritoka glubinykh uglevodorodov [Stimulation of deep hydrocarbon]. *Doklady RAN* [Proc. of the Russian Academy of Sciences]. 2006. Vol. 406. № 2. Pp. 221-224.
- Zakirov I.S. Razvitie teorii i praktiki razrabotki neftyanykh mestorozhdeniy [Progress of theory and practice of oil fields development]. Izhevsk: Institute of Computer Science. 2006. 356 p.
- Zakirov S.N. Analiz problemy «Plotnost' setki skvazhin – nefteotdach» [Analysis of the problem «well spacing – oil recovery»]. Moscow: Book House «Graal». 2002. 314 p.
- Zakirov S.N. Razrabotka gazovykh, gazokondensatnykh i neftegazokondensatnykh mestorozhdeniy [Development of gas, gas condensate and oil and gas fields]. Moscow: «Struna» Publ. 1998. 626 p.
- Zakirov S.N., Zakirov E.S., Barenbaum A.A., Klimov D.S., Lysenko A.D., Serebryakov V.A. Geosintez v probleme proiskhozhdeniya nefi i gaza [Geosintez in the origin of oil and gas]. *Tr. VIII Mezhd. simpoziuma «Peredovye tekhnologii razrabotki, povysheniya neftegazootdachi mestorozhdeniy i issledovaniya skvazhin»* [Proc. VIII Int. Symp. «Advanced technologies of the fields development, enhanced oil recovery and study of wells»]. Moscow. RANKhiGS Prezidenta RF. 2013a. Pp. 43-46.
- Zakirov S.N., Zakirov E.S., Barenbaum A.A., Lysenko A.D., Klimov D.S., Oreshenkov A.V. Sposob razrabotki mestorozhdeniy prirodnykh uglevodorodov v nizkopronitsaemykh plastakh [A method of mining of natural hydrocarbons in low permeability reservoirs]. Patent Application PCT RU 2013000344 from 22.04.2013. 2013b.
- Zakirov S.N., Zakirov E.S., Indrupskiy I.M. New concepts in 3D geological and hydrodynamic modelling. *Neftyanoe khozyaystvo* [Oil Industry]. 2006. № 1. Pp. 34-41. (In Russian)
- Zakirov S.N., Indrupskiy I.M., Zakirov E.S. Zapovedannaya Novaya Rossiya [Preserved New Russia]. Moscow: «Pervaya obraztsovaya» Publ. 2014. 400 p.
- Zakirov S.N., Indrupskiy I.M., Zakirov E.S., Zakirov I.S. et al. Novye printsipy i tekhnologii razrabotki mestorozhdeniy nefi i gaza [The new principles and technologies to develop oil and gas fields]. Part 2. Moscow-Izhevsk: Institute of Computer Science. 2009. 484 p.
- Zakirov S.N., Leont'ev I.A., Musinov I.V., Shvedov V.M. Podderzhanie davleniya v gazokondensatnoy zalezhi s neodnorodnymi po svoystvam kollektorami [Maintaining the pressure in the gas-condensate reservoirs with heterogeneous collectors]. *Tr. VNIIGAZA «Razrabotka gazokondensatnykh mestorozhdeniy s podderzhaniem davleniya»* [Proc. VNIIGAZ «Development of gas condensate fields with pressure maintenance»]. Moscow. 1988.
- Zakirov S.N., Nikolaev V.A., Indrupskiy I.M., Zakirov E.S., Anikeev D.P., Vasil'ev I.V. Sposob dostovernogo opredeleniya koeffitsienta vytesneniya i otноситel'nykh fazovykh pronitsaemostey [Method of determination the displacement efficiency and relative permeabilities]. Patent RF № 2445604. 2012.
- Zakirov E.S. Trekhmernye mnogofaznye zadachi prognozirovaniya, analiza i regulirovaniya razrabotki mestorozhdeniy nefi i gaza [Three-dimensional multiphase problem of forecasting, analysis and control development of oil and gas]. Moscow: «Graal» Publ. 2001. 303 p.
- Zapivalov N.P. Oil-and-gas geology: paradigms of XXI century. *Neftyanoe khozyaystvo* [Oil Industry]. 1/2008. Pp. 30-31. (In Russian)
- Indrupskiy I.M., Blinova E.Yu., Kovalenko K.V. The influence of heterogeneity of a clay component material composition on a reservoir petrophysical and filtration characteristics. *Neftyanoe khozyaystvo* [Oil Industry]. №7. 2013. Pp. 76-80. (In Russian)
- Kozhevnikov D.A., Kovalenko K.V. Izuchenie kollektorov nefi i gaza po rezul'tatam adaptivnoy interpretatsii geofizicheskikh issledovaniy skvazhin [The study of oil and gas reservoirs as a result of adaptive interpretation of well logging]. Moscow: «RGU nefi i gaza» Publ. 2011. 218 p.
- Kusanov Zh.K. Features of the development of the Karachaganak field. *Neftyanoe khozyaystvo* [Oil Industry]. 2011. № 6. Pp. 100-103. (In Russian)
- Mamedov T.M., Levin D.N., Savichev K.S. The method of geological and hydrodinamical modeling on basis of the detailed separation of lithotypes and petrophysical dependences from effective porosity. *Neftyanoe khozyaystvo* [Oil Industry]. 2011. № 5. Pp. 56-59. (In Russian)
- Muslimov R.Kh. New view at the development prospects of the supergiant Romashkinskoye oil field. *Geologiya nefi i gaza* [Oil and Gas Geology]. 1/2007. Pp. 3-12. (In Russian)
- S zasedaniya Tsentral'noy komissii po razrabotke [Session of the Central Commission for the oil and gas development]. *Neftyanoe khozyaystvo* [Oil Industry]. 2006. № 1. Pp. 32-33.

Information about authors

- Sumbat N. Zakirov* – Dr. Sci. (Tech.), Professor, Chief Researcher of the Oil and Gas Research Institute of RAS
- Ilya M. Indrupskiy* – Dr. Sci. (Tech.), Leading Researcher, Oil and Gas Research Institute of RAS
- Ernest S. Zakirov* – Dr. Sci. (Tech.), Head of Laboratory, Oil and Gas Research Institute of RAS
- Daniil P. Anikeev* – Cand. Sci. (Tech.), Senior Researcher, Oil and Gas Research Institute of RAS

119333, Moscow, Russia, Gubkin str., 3.

Tel./Fax: (499) 135-54-67

К вопросу реформирования нефтяных месторождений и пластов

Процесс выработки нефти неуклонно приводит к истощению нефтесодержащих коллекторов. В промышленной практике известны случаи консервации как скважин, так и целых месторождений на длительный период, в результате этого в дальнейшем в ряде случаев наблюдается процесс регенерации нефтяных залежей, однако механизм этого процесса достаточной степени остается непонятым и не изученным. В связи с тем, что процессы, происходящие в законсервированных залежах, коренным образом отличаются от тех, которые имеют место быть в период разработки залежи, подходы к вторичной разработке таких залежей должны быть пересмотрены. В работе выполнен анализ опыта вторичной разработки нефтяных пластов после длительной консервации, представлены рекомендации по режиму эксплуатации скважин в период вторичной эксплуатации. В качестве метода исследования был использован сопоставительный анализ геолого-промышленного материала за период первичной и вторичной разработки нефтяных месторождений, а также проведено изучение динамики эксплуатационных характеристик скважин до и после остановки. Анализ временной консервации ряда нефтяных месторождений и пластов в различных регионах РФ, Республики Беларусь и Венесуэлы позволил выявить следующие особенности их разработки.

1. Накопленная добыча нефти за период повторной эксплуатации залежей составляет от 15 до 55% накопленной добычи за первичный период разработки. Прирост величины КИН за период повторной эксплуатации составляет от 3 до 12%.

2. Превышение дебита по жидкости над скоростью притока остаточной нефти на забой эксплуатационных скважин приводит к опережающему росту обводнённости добываемой продукции.

Ключевые слова: эксплуатационная скважина, консервация, остаточная нефть, гравитационный градиент давления, нефтеотдача.

Примеров долговременной консервации залежей в нефтепромышленной практике пока не так много (Повжик, 2010; Сургучев, 1962; Технично-экономическое обоснование..., 1994; Лозин и др., 1997; Халимов и др., 2006; Халимов, Лозин, 2013; Щелкачев, 1945). Впервые факт реформирования залежей отмечен на Старо-Грозненских «поднадвиговых» месторождениях и на месторождениях Ставропольского края. В связи с ведением боевых действий и угрозой захвата этих территорий противником в годы Великой Отечественной войны скважины были сознательно выведены из строя. Нефтяные залежи в течение нескольких лет не разрабатывались. После восстановления скважин и вывода их на рабочий режим было замечено, что они, до остановки работая со значительной обводнённостью (60-90%), после повторного запуска стали добывать безводную нефть в течение продолжительного времени.

В Самарской области целенаправленно были проведены два опыта: на залежах пласта B_2 месторождений Яблонный Овраг (Сургучев, 1962) и Губинское.

Залежь пласта B_2 была законсервирована в октябре 1957 г., когда обводненность добываемой продукции всех скважин составляла 95-97%. Консервация продолжалась в течение года. Пластовое давление в залежи за 3-4 месяца восстановилось до начального. За 6-8 месяцев стволы всех скважин оказались заполненными нефтью, давление на устьях поднялось до 5-10 атм. Когда они были введены в эксплуатацию, в первые сутки была получена безводная нефть.

Залежь пласта B_2 Губинского месторождения была законсервирована в октябре 1964 г. на 1-1,5 месяца в соответствии с экспериментом импульсного воздействия на пласт (циклический отбор жидкости). Продукция скважин также была обводнена на 95-99%. Так же, как и на месторожде-

нии Яблонный Овраг, в стволах всех скважин происходило замещение воды нефтью. Однако дальнейшее применение форсированного отбора на этих объектах разработки не дало и не могло дать положительного результата.

Таким образом, данные по обводненному эксплуатационным скважинам пласта B_2 месторождений Яблонный Овраг и Губинское в период их полной консервации свидетельствуют о довольно активном процессе замещения воды в стволах скважин нефтью из пласта, а дальнейшая эксплуатация на режиме ФОЖ не позволила получить положительных результатов, поскольку отбор нефти не был согласован с притоком остаточной нефти на забой добывающих скважин и способствовал опережающему темпу обводнения скважин.

В работе (Повжик, 2010) автором приводятся данные о наблюдениях за остановленными нефтяными скважинами на 12 месторождениях Припятского прогиба Республики Беларусь. Для каждого из месторождений приведены данные по одной скважине, в которых наблюдалось изменение плотности столба жидкости за период простоя. Время простоя между замерами варьирует от 992 до 3215 сут. Если при остановке скважин средняя плотность столба жидкости составляла 1124 кг/м^3 (интервал изменения $1050 \div 1200$), то после простоя замеренная плотность составила в среднем 818 кг/м^3 (интервал изменения $525 \div 955$), что говорит о частичном либо о полном замещении столба жидкости на нефть. Закономерности между временем простоя и изменением плотности в стволе скважины не прослеживается. Данное обстоятельство лишнее раз убеждает в том, что процесс замещения столба высокообводнённой жидкости на нефть носит разновременный характер и зависит от геолого-физической характеристики продуктивного пласта, гидродинамической характеристи-

ки остаточной нефти и физико-химических свойств пластовой воды, а также необходимости проведения измерений в динамике.

В той же работе (Повжик, 2010) автор приводит динамику изменения буферного давления на скважинах № 15 Дубровского месторождения и № 126 Южно-Сосновского месторождения. Если в первой скважине (№ 15) процесс восстановления буферного давления носит практически линейный характер, без достижения максимума, который должен стабилизироваться во времени, то в скважине № 126 наблюдается достижение максимума и стабилизация буферного давления во времени. Эти два примера доказывают, что в первом случае (скв. № 15) процесс замещения столба жидкости в скважине не завершен, а во втором случае (скв. № 126) процесс замещения произошел. Но замер плотности столба жидкости в скважине № 126 произведён гораздо позже, чем произошло замещение (буферное давление стабилизировалось), поэтому корреляции между изменением плотности столба жидкости и временем между замерами в данных промысловых исследованиях не наблюдается.

В выше упомянутой работе (Повжик, 2010) приводится сопоставление между величиной накопленной добычи нефти за период первичной и вторичной эксплуатации залежей и отдельных скважин Российской Федерации, Республики Беларусь и Венесуэлы.

Показано, что повторная эксплуатация нефтяных месторождений Ишимбайского района Республики Башкортостан, приуроченных к группе месторождений Кинзебулатовского типа (Карлинское, Малышевское, Буруновское) позволила добыть порядка 19 % от накопленной добычи за

первичный период разработки. К сожалению, автор не указывает за какой период повторной эксплуатации выполнено данное сопоставление. Ниже более подробно изложены результаты повторной эксплуатации нефтяных месторождений Ишимбайской группы месторождений.

В работе (Повжик, 2010) диаграмма накопленных значений добычи нефти по скважинам № 33 Речитского и скв. № 79 Осташковичковского нефтяных месторождений приведена опять же без указаний сроков первичной и вторичной эксплуатации скважин. Накопленная добыча нефти за период вторичной эксплуатации составила соответственно 35 и 49 %.

Как примеры реформирования нефтяных залежей, автором публикуются фотографии устья четырёх высокообводнённых скважин (скв. № 75 Золотухинского, скв. № 99 Реченского, скв. № 130 Южно-Сосновского и

Месторождение Объект разработки	Карлинское	Малышевское	Буруновское	Кисянкуловское	Цветаевское	
	артинский ярус	сакмаро-артинский ярус	сакмаро-артинский ярус	сакмаро-артинский ярус	кунгурский ярус южный купол	северный купол
Средняя глубина, м	267	450	390	900	550	460
Тип залежи	массивный	массивный	массивный	массивный	пластовая	
Тип коллектора	карбонатный	карбонатный	карбонатный	порово-кавернозный	карбонатный	
Абсолютная отметка ВНК, м	-150	-360	-240	-700	-335	-230
Площадь нефтеносности, тыс. м ²	1211.9	2105	688.5	1020	2477.5	
Средняя эффективная толщина, м	50.4	64.8	40.7	67	22.1	6.0
Средняя нефтенасыщенность, д.ед.	0.9	0.9	0.9	0.82	0.9	0.9
Средняя пористость, д.ед.	0.086	0.03	0.05	0.16	0.079	0.079
Средняя проницаемость, мкм ²	0.03	0.22	0.047	0.15	0.594	0.594
Средняя проницаемость трещинная, мкм ²	2.465	0.004	4.03	-	-	-
Пластовое давление, МПа	2.7	4.5	3.5	8.0	5.5	4.6
Пластовая температура, °С	11.4	12.0	12.0	12.0	12.0	12.0
Плотность нефти в пласт. усл., кг/м ³	909.0	не определено	860.0	903.0	770.0	770.0
Плотность нефти в поверх. усл., кг/м ³	921.0	942.0	939.0	910.0	940.0	940.0
Давление насыщения нефти газом, МПа	1.17	не определено	0.58	4.4	5.0	4.3
Газосодержание, м ³ /т	12.2	16.0	25.9	37.0	41.0	-
Объемный коэффициент нефти, д.ед.	1.03	1.119	1.17	1.074	1.231	1.231
Вязкость пластовой нефти, мПа·с	68.43	13.8	36.0	18.0	32.6	32.6
Содержание серы в нефти, %	4.14	3.48	3.49	3.46	3.62	3.62
Содержание парафина в нефти, %	1.75	4.7	4.2	3.6	1.75	1.75
Содержание асфальтенов в нефти, %	11.07	21.1	12.8	4.57	11.1	11.1
Коэффициент нефтеизвлечения, д.ед.	0.324	0.436	0.410	0.210	0.424	

Табл. 1. Геолого-физические характеристики продуктивных пластов месторождений.

Месторождение	Карлинское	Малышевское	Буруновское	Кисянкуловское	Цветаевское
Период первичной эксплуатации	06.1941-12.1960	07.1951-10.1961	01.1949-12.1953	01.1935-12.1960	10.1947-08.1960
Дата ввода в повторную эксплуатацию	01.03.1993	01.01.1992	01.08.2003	01.01.1986	01.09.1997
ОИЗ нефти, тыс.т. (на дату ввода повторно)	112.321	99.005	18.461	386.070	9.349
Текущий КИН, д.ед. (на дату ввода повторно)	0.205	0.226	0.242	0.077	0.373
Степень выработки ОИЗ нефти, %	63.2	51.9	59.1	36.8	87.9
Накопленная добыча нефти, тыс.т. (на 01.05.13 г.)	240.287	165.18	40.2185	305.3312	77.899
ОИЗ нефти, т. (на 01.05.2013 г.)	64.597	40.612	4.882	305.349	-0.731
Текущий КИН, д.ед. (на 01.05.2013 г.)	0.255	0.350	0.366	0.105	0.428
Прирост КИН, д.ед.	0.051	0.124	0.123	0.028	0.055
Степень выработки запасов нефти, % (на 01.05.2013 г.)	78.81	80.27	89.18	50.00	100.9
Достигнутая обводненность, %	91.6	77.8	96.3	2.0	49.4

Табл. 2. Технологические показатели разработки по объектам в процессе повторной эксплуатации.

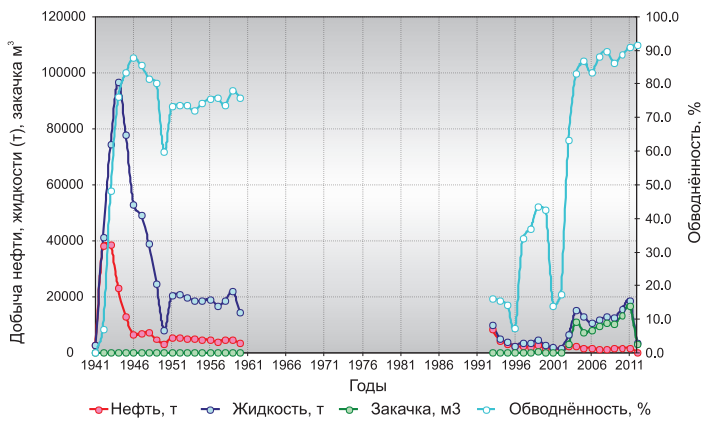


Рис. 1. Графики разработки Карлинского месторождения.

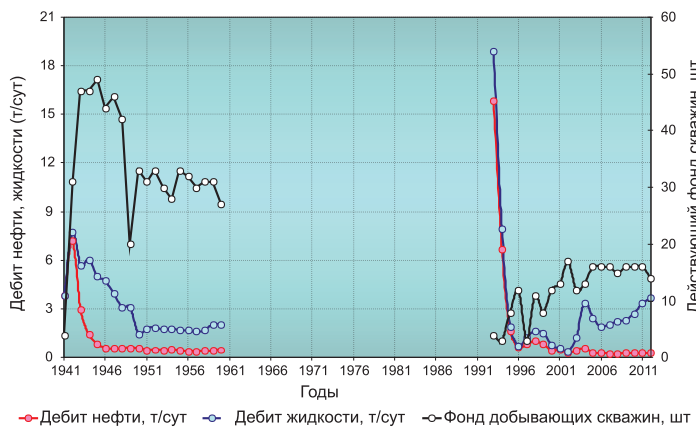


Рис. 2. – Динамика дебитов и действующего фонда скважин по Карлинскому нефтяному месторождению.

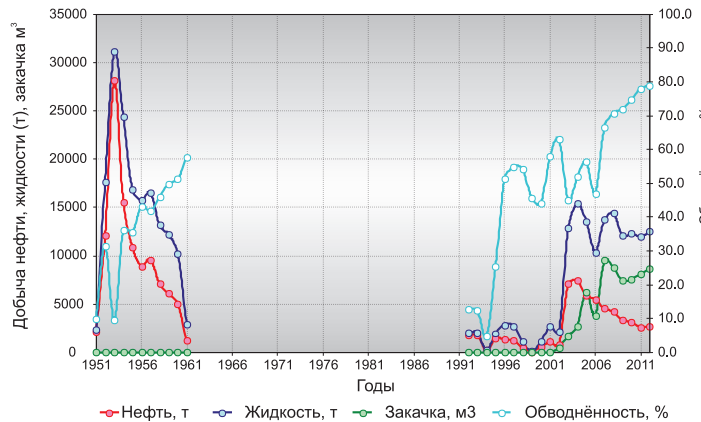


Рис. 3. Графики разработки Малышевского нефтяного месторождения.

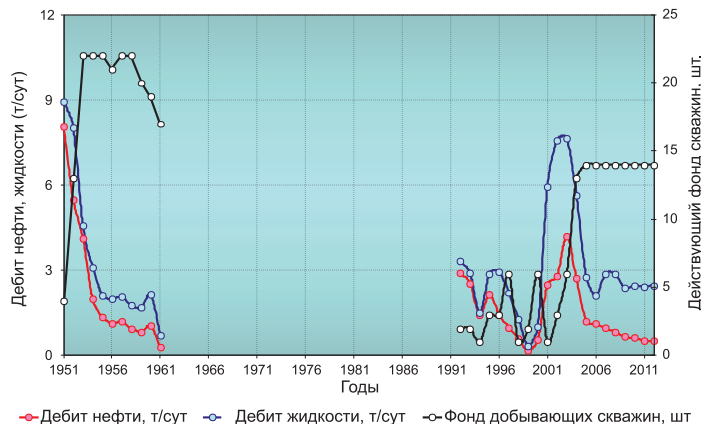


Рис. 4. Динамика дебитов и действующего фонда скважин по Малышевскому нефтяному месторождению.

скв. № 33 Вишанского месторождений), где запечатлен факт нефтепроявления после их остановки. По трём скважинам месторождения Guara Este (Венесуэла, бассейн р. Ориноко) приведены данные о накопленной добычи нефти за первичный и вторичный периоды эксплуатации. Так, по скв. № GG 101 накопленная добыча нефти за вторичный период эксплуатации составила 84 % от накопленной добычи нефти за первичный период, по скв. № GG 95 – 22 %, по скв. № GG 76 – 50 %.

Кроме этого, в работе (Повжик, 2010) указывается, что повторная эксплуатация только трёх скважин на месторождениях Республики Беларусь за 2009 г. позволила получить дополнительную прибыль порядка 200 тыс. \$ США.

Причиной перераспределения остаточной нефти в карбонатных коллекторах, по мнению автора (Повжик, 2010), является процесс капиллярно-гравитационной сегрегации.

В работах (Технико-экономическое обоснование..., 1994; Лозин и др., 1997; Халимов и др., 2006; Халимов, Лозин, 2013) рассматривается вопрос о гравитационном перестроении нефтяной залежи на примере Ишимбайской группы месторождений, как об одном из методов повышения нефтеотдачи пластов. В частности, рассмотрено Карлинское нефтяное месторождение, отнесённое к Кинзебулатовскому типу. Оно было введено в промышленную эксплуатацию в 1941 г. Разработка залежи продолжалась до конца 1960 г., после чего месторождение было законсервировано из-за высокой обводнённости добываемой продукции и малодобитности, а в последующем остаточные запасы нефти были списаны с баланса. За время консервации в течение более 30 лет давление в залежи практически полностью восстановилось, произошло гравитационное разделение нефти и воды, а массивная залежь с трещиноватыми коллекторами в определённой степени возродилась. В 1993 г. три скважины (№№ 41, 61, 67) были расконсервированы и введены в пробную эксплуатацию фонтанным способом. В результате был получен приток безводной нефти. В начальный период эксплуатации были проведены промысловые исследования методом пробных откачек на различных режимах. Эти исследования показали высокую перспективность добычи нефти из старых законсервированных скважин.

В работе (Лозин и др., 1997) приводятся данные о до-разработке Карлинского и Малышевского месторождений в НГДУ «Ишимбайнефть» после реконсервации.

С 1941-1951 гг. по 1960 г. в НГДУ «Ишимбайнефть» разрабатывалась группа месторождений с сильно неоднородными трещиноватыми карбонатными коллекторами, приуроченными к сакмаро-артинским и верхнекаменноугольным отложениям (Карлинское, Малышевское, Буруновское, Кисяпкуловское и Цветаевское, геолого-физические характеристики пластов которых и технологические показатели разработки по объектам приведены в табл. 1,

Параметр	1946-1947 гг.	1993 г.	Изменение, раз
Газовый фактор, м³/т	85.9	12.16	-7.1
Плотность нефти в пл. усл., кг/м³	770	909	1.2
Вязкость пластовой нефти, мПа·с	32.6	125.7	3.9

Табл. 3. Характеристика пластовой нефти Карлинского нефтяного месторождения

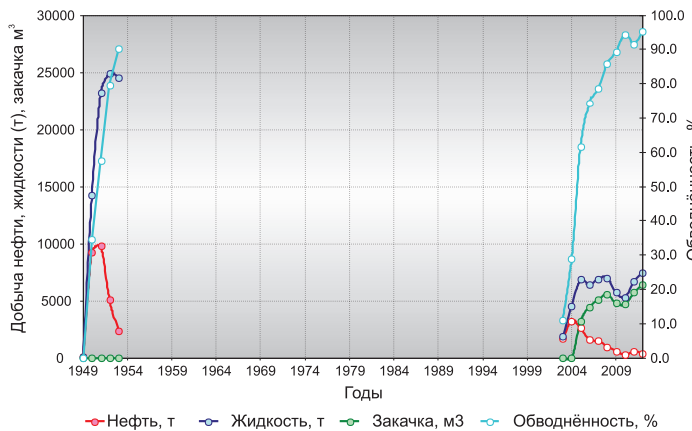


Рис. 5. Графики разработки Буруновского месторождения.

2). Нефти месторождений относятся к типу тяжёлых, высоковязких и высокосернистых. Месторождения разрабатывались на режимах растворённого газа при ограниченной активности подошвенных вод.

В процессе разработки Карлинского и Малышевского месторождений наблюдалось резкое падение пластового давления, снижение дебитов большинства скважин по жидкости до $0,1 \div 2,0$ т/сут, рост обводнённости до $70 \div 100$ %.

В 1960 г. разработка месторождений была приостановлена ввиду её нерентабельности. Скважины, как правило, ликвидированы с установкой только верхних мостов, месторождения законсервированы, а впоследствии сняты с государственного баланса. Наблюдения показали, что за время консервации в течение более 30 лет пластовое давление на залежах почти полностью восстановилось, произошло их переформирование.

В 1992 г. на Малышевском и в 1993 г. на Карлинском (Технико-экономическое обоснование..., 1994) месторождениях часть скважин из консервации была выведена в повторную эксплуатацию практически с первоначальными дебитами по нефти $2,9 \div 15,8$ т/сут и низкой обводнённостью $14,0 \div 16,0$ %.

Положительные результаты пробной эксплуатации Малышевского и Карлинского месторождений явились основанием для ввода в пробную эксплуатацию наиболее высокодебитных в прошлом скважин Буруновского (с 2003 г.), Кисяккуловского (с 1986 г.) и Цветаевского (с 1997 г.) месторождений. Результаты первичной и вторичной разработки месторождений обобщены и подробно изложены в работах (Халимов и др., 2006; Халимов, Лозин, 2013).

На рисунках 1, 2 приведены графики разработки Карлинского нефтяного месторождения. Аналогичная информация приведена по Малышевскому (Рис. 3, 4), Буруновскому (Рис. 5, 6), Кисяккуловскому (Рис. 7, 8) и Цветаевскому (Рис. 9, 10) месторождениям.

Нами предлагается гипотеза о механизме переформирования нефтяной залежи в условиях искусственного заводнения. На завершающей стадии разработки остаточная нефть в объемах пласта с предельным значением водонасыщенности будет мигрировать преимущественно в вертикальном направлении

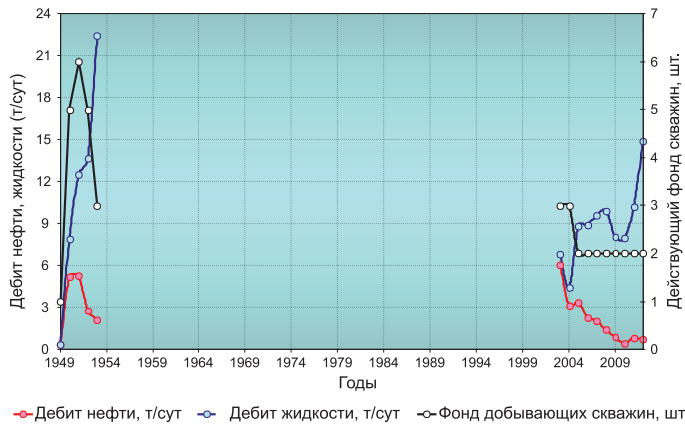


Рис. 6. Динамика дебитов и действующего фонда скважин по Буруновскому месторождению.

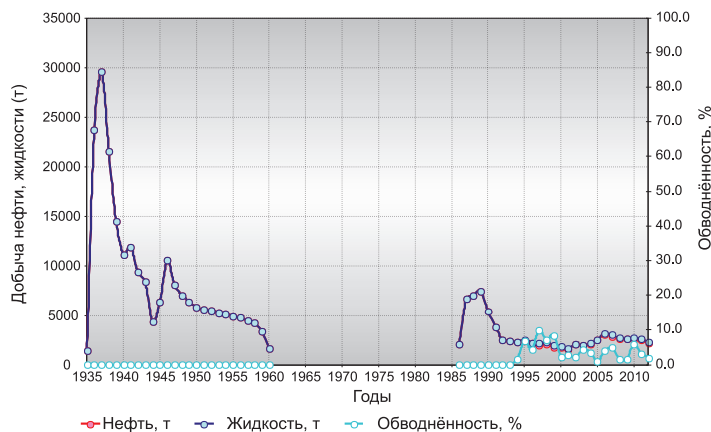


Рис. 7. Графики разработки Кисяккуловского месторождения.

под действием гравитационного градиента давления, который возникает на границе раздела фаз «остаточная нефть – вытесняющий агент» и обусловлен разностью в удельном весе между ними. Скапливаясь в прикровельной части коллектора, остаточная нефть начнёт частично переходить в «свободный объем» и менять свои гидродинамические свойства (исчезают структурные свойства, что приводит к увеличению подвижности нефти, снижению её вязкости). Скопившаяся нефть начнёт перемещаться вдоль кровли в направлении естественного наклона пласта, заполняя все микрокуповольные поднятия кровли продуктив-

Месторождение	Первичная эксплуатация				
	Накопленная добыча нефти, т	Накопленная добыча жидкости, т	На дату остановки		
			Дебит нефти, т/сут	Дебит жидкости, т/сут	Обводнён., %
Карлинское	192563.0	656405.0	0.5	3.1	84.9
Малышевское	106787.0	163160.0	0.5	4.0	87.0
Буруновское	26639.0	87064.0	2.2	13.6	83.5
Кисяккуловское	224610.0	224610.0	2.1	2.1	0.0
Цветаевское	67819.0	71854.0	0.4	0.4	1.8

Месторождение	Вторичная эксплуатация							
	Накопленная добыча нефти, т	Накопленная добыча жидкости, т	На дату ввода			На 01.05.2013 г.		
			Дебит нефти, т/сут	Дебит жидкости, т/сут	Обводнён., %	Дебит нефти, т/сут	Дебит жидкости, т/сут	Обводнён., %
Карлинское	47724.0	166812.5	4.8	5.6	14.3	0.2	2.5	90.5
Малышевское	58393.0	152312.8	3.0	4.3	29.4	0.4	2.0	79.0
Буруновское	13579.5	61708.0	5.4	6.6	17.5	0.3	9.3	96.6
Кисяккуловское	80721.2	82548.7	5.3	5.4	0.3	0.5	0.5	1.8
Цветаевское	10080.3	13926.3	1.3	2.2	41.4	0.2	0.3	50.7

Табл. 4. Сопоставление эксплуатационных характеристик за период первичной и вторичной разработки месторождений.

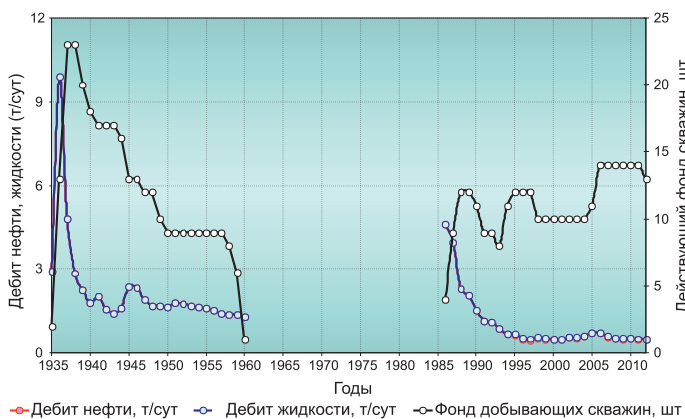


Рис. 8. Динамика дебитов и действующего фонда скважин по Кисякуловскому нефтяному месторождению.

ного пласта, и за счёт условия неразрывности потока образует новую «компактную залежь».

Рассмотрим результаты первичной и вторичной разработки месторождений с позиции выдвигаемой гипотезы на процесс переформирования нефтяной залежи. За период консервации месторождений 25-50 лет в ранее истощенных нефтяных залежах произошло восстановление пластового давления до первоначальных значений. В стволах всех скважин произошло замещение жидкости на нефть.

На Карлинском нефтяном месторождении были собраны данные о физико-химических свойствах нефтей за период первичной и вторичной разработки. Результаты исследований пластовых нефтей приведены в таблице 3. За период консервации месторождения произошли существенные изменения физико-химических свойств исследуемой нефти. Так, газовый фактор уменьшился в 7,1 раз (с 85,9 до 12,16 м³/т). Произошло увеличение плотности нефти с 770 до 909 кг/м³ (1,2 раза). Вязкость пластовой нефти также увеличилась с 32,6 до 129,7 мПа*с (3,9 раза).

Авторы работ (Халимов и др., 2006; Халимов, Лозин, 2013) объясняют изменения свойств нефти результатами первичной разработки месторождения, которая велась на режиме растворенного газа, благодаря которому происходило резкое увеличение газового фактора добываемой продукции и наблюдалось снижение пластового давления в залежи. С одной стороны, казалось бы, объяснение вполне логично и практически повсеместно именно так трактуется специалистами. Однако есть ряд возражений. Во-первых, данное объяснение подходит для периода непрерывной эксплуатации залежи, когда замер газового фактора осуществлен в различные временные периоды, и измеряется количество растворенного газа в нативной нефти. Очевидно, что содержание свободного газа в остаточной нефти будет на порядок меньше, чем в нативной, но существующая методика определения газового фактора позволяет определять эту величину только у подвижной нефти. Поэтому, если разработка залежи была прекращена, и наблюдаются все признаки переформирования залежи (восстановление пластового давления до первоначального уровня, замещение жидкости в стволе остановленных скважин на нефть), то изменение свойств пластовой нефти как раз и подтверждает факт переформирования залежи, которое произошло за счет консолидации остаточной нефти в прикровельных участках залежи.

Второй немаловажный вывод вытекает из сопоставления дебита жидкости в период вторичной разработки за-

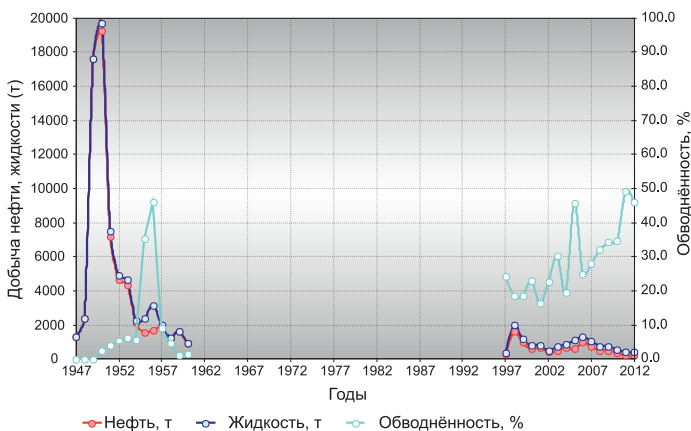


Рис. 9. Графики разработки Цветаевского месторождения.

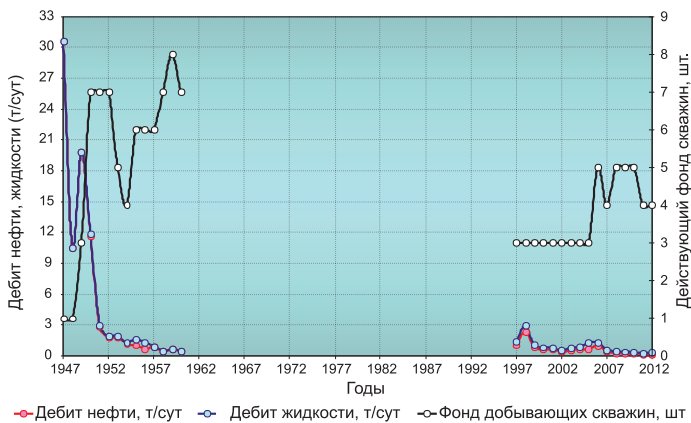


Рис. 10. Динамика дебитов и действующего фонда скважин по Цветаевскому нефтяному месторождению.

лежи и характера обводнения добываемой продукции. Превышение дебита жидкости над скоростью притока остаточной нефти на забой эксплуатационных скважин привело к опережающему росту обводненности добываемой продукции. Это относится к четырём из пяти рассмотренных месторождений, за исключением Кяккуловского, которое в отличие от других представлено рифом, и вероятно активность подошвенной воды экранирована слоем окисленной нефти.

Сопоставление накопленной добычи нефти, дебитов и обводненности представлено в табл. 4 и на рис. 11-16.

Таким образом, анализ разработки пяти месторождений показал, что доля накопленной добычи нефти за пери-

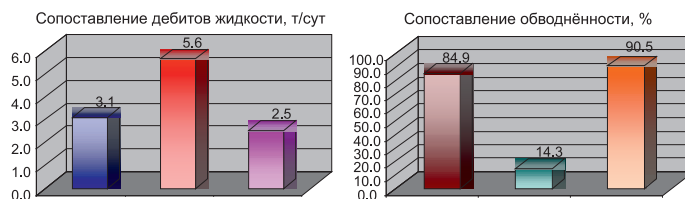


Рис. 11. Сопоставление эксплуатационных характеристик по Карлинскому нефтяному месторождению.

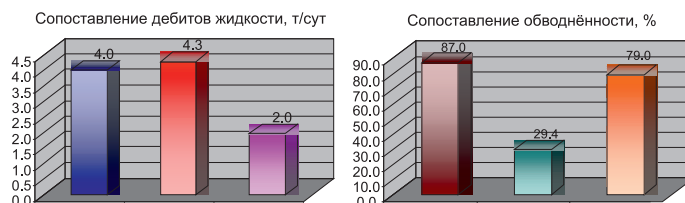


Рис. 12. Сопоставление эксплуатационных характеристик по Малышевскому нефтяному месторождению.

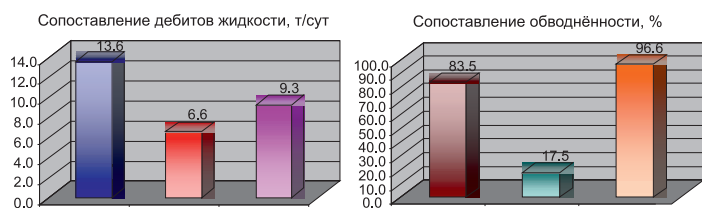


Рис. 13. Сопоставление эксплуатационных характеристик по Буруновскому нефтяному месторождению.

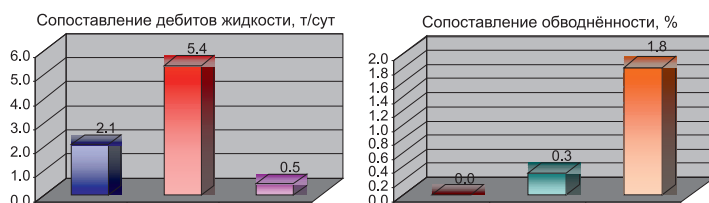


Рис. 14. Сопоставление эксплуатационных характеристик по Кисьякуловскому нефтяному месторождению.

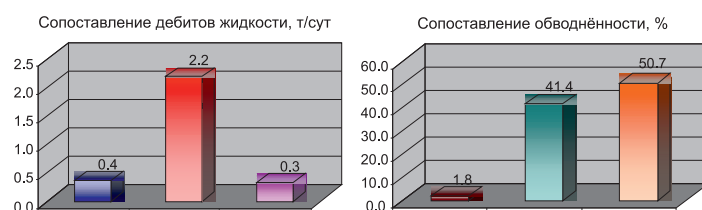


Рис. 15. Сопоставление эксплуатационных характеристик по Цветаевскому нефтяному месторождению.

од повторной эксплуатации залежей составляет от 15 до 55 % накопленной добычи за первичный период разработки, прирост величины КИН составляет от 3 до 12 %.

Эти переформирования и консолидации остаточной нефти подмечены не только на «старых» месторождениях, но и на более «молодых» месторождениях с точки зрения времени их разработки. Приведём несколько примеров из промышленной практики.

Приразломное нефтяное месторождение Западной Сибири: скв. № 230 введена в эксплуатацию 10.1987 и до 05.1988 находилась в отработке на нефть, после чего была переведена под нагнетание. В процессе эксплуатации сква-

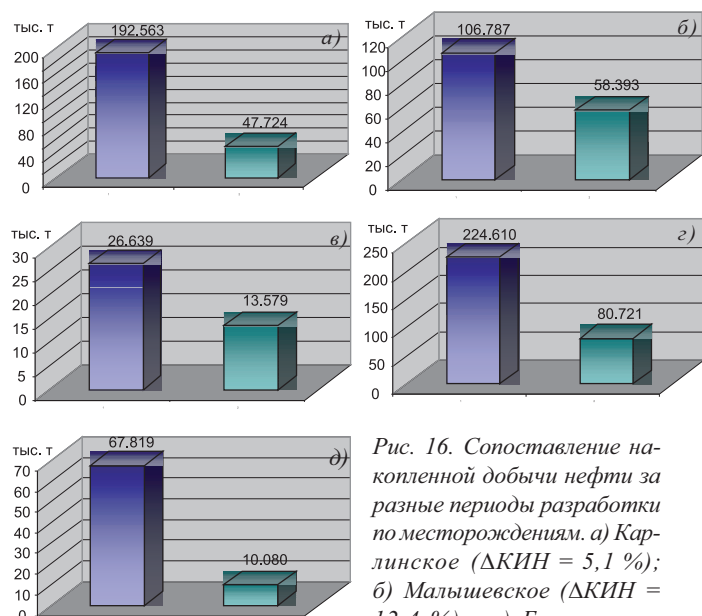


Рис. 16. Сопоставление накопленной добычи нефти за разные периоды разработки по месторождениям. а) Карлинское (Δ КИН = 5,1 %); б) Малышевское (Δ КИН = 12,4 %); в) Буруновское (Δ КИН = 12,3 %); г) Кисьякуловское (Δ КИН = 2,8 %); д) Цветаевское (Δ КИН = 5,5 %).

жины произошло повреждение обсадной колонны в 01.1991, после чего её перевели в категорию добывающих с 09.1992. Скважина стала работать с 35 %-ной обводнённостью продукции.

На Северо-Салымском нефтяном месторождении во временно остановленных скважинах № 274, 1111 (обе скважины обводнены более 95%) было отмечено нефтепроявление на устье при закрытых задвижках.

Замечено, что временный простой добывающей скважины на заключительной стадии разработки приводит к временному снижению суммарно добываемой нефти по месторождению, но затем в течение 3-5 месяцев происходит восстановление уровня добычи нефти за счет снижения средней обводнённости добываемой продукции. Эти факты имеют место на Северо-Салымском и Правдинском месторождениях. В работах (Дьячук и др., 1997а; 1997б; 1997в) нами проанализировано состояние разработки при массивном отключении добывающих и ряда нагнетательных скважин. Результаты анализа показывают, что мероприятия по ограничению добычи высокообводнённой нефти и одновременное ограничение закачки вытесняющего агента в продуктивные пласты не приводят к негативным последствиям. Напротив, происходит снижение средней обводнённости добываемой продукции при сохранении темпов отбора в целом по пласту, происходит значительное сокращение затрат на добычу нефти, при этом экономический эффект оценивается десятками миллионов рублей.

Одним из возможных инструментов добычи остаточной нефти может считаться метод циклического воздействия на пласт. Применение циклического заводнения на Северо-Салымском нефтяном месторождении, после продолжительного периода разработки в условиях ограничения добычи высокообводнённой нефти и закачки вытесняющего агента, позволило получить дополнительно приблизительно 150 т нефти ежедневно при сохранении числа добывающих скважин.

Изложенные выше факты доказывают, что доразработка нефтяного месторождения, осуществляемая на принципах гравитационного переформирования залежи, в определённых геолого-физических условиях может быть использована для повышения нефтеотдачи потенциально продуктивных пластов, кроме того, полученная информация может служить основой для уточнения структурных карт и выбора перспективных точек для бурения новых скважин.

Выводы

Анализ временной консервации ряда нефтяных месторождений и пластов в различных регионах РФ, Республики Беларусь и Венесуэлы позволил выявить следующие особенности их разработки.

1. В период консервации происходит восстановление пластового давления вплоть до первоначального.

2. В период консервации эксплуатационных объектов в стволах остановленных скважин наблюдается интенсивное замещение столба воды на нефть. Возобновление эксплуатации этих объектов характеризуется гораздо меньшей обводнённостью добываемой продукции по сравнению с той, которая зафиксирована на момент консервации.

3. Накопленная добыча нефти за период повторной эксплуатации залежей составляет от 15 до 55 % накопленной

добычи за первичный период разработки. Прирост величины КИН за период повторной эксплуатации составляет от 3 до 12 %.

4. Превышение дебита по жидкости над скоростью притока остаточной нефти на забой эксплуатационных скважин приводит к опережающему росту обводнённости добываемой продукции.

5. Изменение физико-химических свойств нефти (снижение газового фактора в 7,1 раза, увеличение плотности и вязкости нефти в пластовых условиях в 1,2 и 3,9 раза соответственно) за период консервации скважин указывает на факт реформирования нефтяной залежи и консолидации остаточной нефти в прикупальной зоне пластов.

Литература

Дьячук И.А., Кардаш Д.Е., Маланченко А.А. Анализ остановок высокообводнённого фонда добывающих скважин. *Мат. научно-техн. конф.* Уфа, БашНИПИнефть. 1997а.

Дьячук И.А., Кардаш Д.Е., Маланченко А.А. Оценка эффективности остановок высокообводнённого фонда добывающих скважин на Северо-Салымском месторождении НГДУ «Правдинскнефть». *Тр. ВНИИЦ «Нефтегазтехнология»*. Уфа. 1997б. 81 с.

Дьячук И.А., Кардаш Д.Е., Маланченко А.А. Оценка эффективности остановок высокообводнённого фонда добывающих скважин пласта БС06 на Правдинском месторождении НГДУ «Правдинскнефть». *Тр. ВНИИЦ «Нефтегазтехнология»*. Уфа. 1997в. 55 с.

Reformation of oil fields and reservoirs

I.A. Dyachuk

Ufa State Petroleum Technological University, Ufa, Russia, e-mail: DyachukIA@ufa-stem.ru

Abstract. The process of oil development steadily depletes oil reservoirs. There are known cases in field experience of long-term preservation of both wells and fields. As a result, in some instances a process of oil regeneration in deposits takes place. However, the mechanism of this process remains poorly studied. Due to the fact that processes occurring in preserved reservoirs are fundamentally different from those taking place during the reservoir development, secondary development of such preserved deposits should be reviewed. In this paper we analyze experience in secondary development of oil reservoirs after long-term preservation, provide recommendation on operational regime of wells during secondary development. As a research method we used comparative analysis of geological field data for the primary and secondary oil fields development. We studied dynamics of wells performance before and after shutdown. Analysis of temporary oil fields preservation in different regions of Russia, Belarus and Venezuela revealed the following features of their development. 1. Cumulative oil production for the period of re-operation of reservoirs is 15 to 55 % of cumulative production for the initial development period. Increase of oil recovery factor for the period of re-operation is 3 to 12 %. 2. Liquid rate exceeding over residual oil influx to bottom hole leads to progressive growth of water cut.

Keywords: production well, preservation, residual oil, gravity gradient of pressure, oil recovery.

References

Dyachuk I.A., Kardash D.E., Malanchenko A.A. Otsenka effektivnosti ostanovok vysokoobvodnyonnogo fonda dobyvayushchikh skvazhin na Severo-Salymskom mestorozhdenii NGDU «Pravdinskneft» [Evaluating of the drilling break effectiveness of highly watered producing wells in the North Salym oil field (NGDU «Pravdinskneft»)]. *Proc. VNIITs «Neftegaztehnologiya»*. Ufa. 1997. 81 p.

Dyachuk I.A., Kardash D.E., Malanchenko A.A. Otsenka effektivnosti ostanovok vysokoobvodnyonnogo fonda dobyvayushchikh skvazhin plasta BS06 na Pravdinskom mestorozhdenii NGDU «Pravdinskneft» [Evaluating of the drilling

Lozin E.V., Kizina I.D., Makarov A.V., Timashev E.M. Tekhniko-ekonomicheskie raschyty pokazateley dobychi nefiti po mestorozhdeniyam ANK «Bashneft», vvodimym v razrabotku v 1996-2000 gody. Otchet NIR po dogovoru 3287 (etap 1, kniga 1). Ufa: BashNIPIneft. 1997. 125 s.

Povzhik P.P. Povysheniye effektivnosti razrabotki karbonatnykh kollektorov putem reekspluatatsii obvodnennykh skvazhin. *Avtoref. diss... kand. techn. nauk*. M. 2010. 34 s.

Surguchev M.L. Rezultaty rekonservatsii plasta B₂ mestorozhdeniy Yablonevyy ovrag. *Neftepromyslovoe delo*. 1962. № 2.

Tekhniko-ekonomicheskoye obosnovaniye razvitiya dobychi nefiti v AO «Ishimbayneft». RMNTK «NEFTEOTDACHA», VNIIneft. M. 1994. T.I. 120 s.

Xalimov E.M., Lozin E.V. Vtorichnaya razrabotka neftyanykh mestorozhdeniy Bashkortostana. SPb.: FGUP «VNIIGRI». 2013. 182 s.

Shchelkachev V.N. Analiz dlitel'noy massovoy ostanovki skvazhin i obosnovaniye ratsionalnosti forsirovannogo otbora zhidkosti iz sil'no obvodnivshixsya skvazhin. *Tr. GrozNII*. 1945. Вып. 3.

Xalimov E.M. i dr. Vtorichnaya razrabotka neftyanykh mestorozhdeniy. SPb.: Nedra. 2006. 361 s.

Сведения об авторе

Дьячук Иван Алексеевич – канд. техн. наук, доцент кафедры «Разработка и эксплуатация нефтегазовых месторождений», Уфимский государственный нефтяной технический университет

450062 Башкортостан, Уфа, ул. Космонавтов 1

Тел: +7(917)75-13-429

break effectiveness of highly watered producing wells of BS06 deposit in the Pravdinsk oil field (NGDU «Pravdinskneft»)]. *Tr. VNIITs «Neftegaztehnologiya»*. Ufa. 1997. 55 p.

Dyachuk I.A., Kardash D.E., Malanchenko A.A. Analiz ostanovok vysokoobvodnyonnogo fonda dobyvayushchikh skvazhin [Analysis of drilling break of highly watered producing wells]. *Materialy nauchno-tekhn. konf.* [Proc. Sci. and Tech. Conf] Ufa: BashNIPIneft. 1997.

Povzhik P.P. Povysheniye effektivnosti razrabotki karbonatnykh kollektorov putem reekspluatatsii obvodnennykh skvazhin. *Avtoref. Diss. kand. techn. nauk* [Improving the efficiency of carbonate reservoirs development by reexploitation of the flooded wells. Abstract Cand. tech. sci. diss.]. Moscow. 2010. Pp. 32-33.

Surguchev M.L. Rezultaty rekonservatsii plasta B₂ mestorozhdeniy Yablonevy ovrag [Results of B₂ deposit depreservation on «Apple ravine» oil field]. *Neftepromyslovoe delo* [Oilfield Engineering]. 1962. № 2.

Tekhniko-ekonomicheskoye obosnovaniye razvitiya dobychi nefiti v AO «Ishimbayneft» [Technical and economic baseline for oil production in «Ishimbayneft»]. RMNTK «NEFTEOTDACHA». VNIIneft. Moscow. 1994. Vol.I. 120 p.

Lozin E.V., Kizina I.D., Makarov A.V., Timashev E.M. Tekhniko-ekonomicheskiye raschyoty pokazateley dobychi nefiti po mestorozhdeniyam ANK «Bashneft», vvodimym v razrabotku v 1996 – 2000 gody [Technical and economic calculations of oil production parameters on the «Bashneft» oil fields, developed in the period 1996-2000]. *Otchyot* [Review]. Ufa: BashNIPIneft. 1997. 125 p.

Xalimov E.M. et al. Vtorichnaya razrabotka neftyanykh mestorozhdeniy [Oil fields re-mining]. St.Petersburg: Nedra. 2006. 361 p.

Xalimov E.M., Lozin Ye.V. Vtorichnaya razrabotka neftyanykh mestorozhdeniy Bashkortostana [Re-mining of oil fields of Bashkortostan Republic]. St.Petersburg: «VNIIGRI». 2013. 182 p.

Shchelkachev V.N. Analiz dlitel'noy massovoy ostanovki skvazhin i obosnovaniye ratsionalnosti forsirovannogo otbora zhidkosti iz sil'no obvodnivshixsya skvazhin. *Proc. GrozNII*. 1945. Is. 3.

Information about author

Ivan A. Dyachuk – Cand. Sci. (Engin.), Associate Professor, Chair «Oil&Gas Field Exploration»

Ufa State Petroleum Technological University, 450062 Russia, Ufa, 1 Kosmonavtov St. Tel: +7(917)75-13-429

Современное нефтегазообразование как следствие круговорота углерода в биосфере

С позиций новой нефтегазовой парадигмы обсуждается полигенный механизм образования углеводородов нефти и газа. Процесс нефтегазообразования рассматривается в тесной связи с геохимическим круговоротом подвижного углерода через земную поверхность с участием биосферы, при котором важную роль играет деятельность человека. Показано, что благодаря динамической устойчивости системы круговорота углерода на нашей планете, любое региональное нарушение этого равновесия, в том числе вызванное добычей нефти и газа, устраняется системой с характерным временем биосферного цикла, которое на континентах составляет 40 лет. Поэтому образование углеводородов – это современное биосферное явление антропогенной природы, а извлекаемые из недр нефть и газ – его обязательные продукты. Процессы современного нефтегазообразования обсуждаются на примере пополнения запасов эксплуатируемых нефтяных месторождений, добычи сланцевого газа, образования аквамариновых газогидратов, а также резкого усиления в последние годы дегазации недр в европейской части России. Получен принципиальный вывод, согласно которому промышленные месторождения нефти и газа представляют собой крупные ловушки подвижного углерода, циркулирующего через земную поверхность в биосферном цикле круговорота. Предложен комплекс мер, позволяющий эффективно использовать данное обстоятельство и разрабатывать месторождения нефти и газа как источники углеводородного сырья, пополняемые за времена порядка первых десятков лет.

Ключевые слова: нефть и газ, углеводороды, биосферный круговорот углерода, нефтегазообразование.

Введение

Сегодня имеются все основания утверждать, что в настоящее время в проблеме образования нефти и газа завершается куновская научная революция (Баренбаум, 2013; 2014). На смену почти два столетия конкурировавшим между собой органической и минеральной теориям нефтегазообразования пришла новая нефтегазовая парадигма, родившаяся в нашей стране. Первыми ее сформулировали Б.А. Соколов и А.Н. Гусева (1993). Нефть и газ – заявили они – представляют собой возобновляемые природные ископаемые, и их освоение должно строиться, исходя из научно обоснованного баланса объемов генерации углеводородов и возможностей отбора в процессе эксплуатации месторождений. Новая парадигма вывела к жизни и новый подход к объяснению механизма образования нефти и газа, основанный на идее полигенеза УВ. Данный подход, развиваемый А.Н. Дмитриевским (Дмитриевский, 2008), предполагает участие в образовании УВ всех возможных механизмов их генезиса, что позволяет совместить лучшие стороны органической и минеральной теорий.

К настоящему времени автором разработана биосферная концепция нефтегазообразования (Баренбаум, 2004; 2010), которая подводит под новую парадигму и полигенный генезис УВ необходимое теоретическое обоснование. Опираясь на представления В.И. Вернадского (Вернадский, 2001) о механизме функционирования биосферы, эта концепция относит нефть и газ к продуктам современного геохимического круговорота углерода через земную поверхность с участием биосферы. В результате, образование извлекаемых сегодня из недр УВ оказывается не продолжительным геологическим процессом, а современным полигенным явлением антропогенной природы, зависящим от деятельности людей как важной составной части биосферы.

В статье кратко излагаются положения биосферной концепции, приводящей к такому заключению. А также

обращается внимание на некоторые аспекты влияния человека на нефтегазообразование в недрах.

Участие биосферы в нефтегазообразовании

В отличие от широко известных теорий органического и минерального происхождения нефти и газа, биосферная концепция связывает образование УВ с геохимическим круговоротом на Земле углерода и воды, в котором активное участие принимает биосфера. В соответствии с биосферной концепцией, углерод биосферы циркулирует через земную поверхность в трех основных циклах круговорота. Первый цикл с характерным временем ~ 10 -100 лет вызван круговоротом углерода в биосфере, включая ее подземную часть. Второй цикл с периодом $\sim 10^6$ - 10^7 лет обусловлен преобразованием в земной коре захороненной органики (а также карбонатов) при осадконакоплении. И третий цикл продолжительностью $\sim 10^8$ - 10^9 лет может быть связан с погружением углеродсодержащих пород в мантию при субдукции литосферных плит.

Все три цикла взаимодействуют между собой и происходят таким образом, что над земной поверхностью, играющей роль геохимического барьера, подвижный углерод циркулирует преимущественно в окисленном виде (CO_2), а под поверхностью восстанавливается до УВ. Пересекая поверхность Земли в разных циклах круговорота и входя в состав то живых существ, то минеральных агрегатов, углерод многократно участвует в процессах окисления-восстановления, меняя химическую форму и изотопный состав. Превращаясь под поверхностью в УВ, последние из-за плохой растворимости в воде заполняют геологические структуры-ловушки. Большая часть УВ и в первую очередь метан дегазирует в атмосферу, но меньшая часть, попадая в ловушки, формирует собственные залежи. Будет ли это газ или нефть зависит от типа ловушек и термобарических условий накопления УВ. В слу-

чае хорошей изоляционной способности покрывки накапливается газ, а при худшей – нефть.

Тем самым, биосферная концепция считает месторождения нефти и газа ловушками углерода, который, участвуя во всех трех циклах круговорота, восстанавливается до УВ в земной коре. Решающий вклад в процесс образование УВ на континентах дает наиболее быстрый биосферный цикл, осуществляемый с участием местных метеогенных вод (Рис. 1).

Известно, что подземные воды на континентах, как инфильтрационные, так и воды затрудненного водообмена (поровые, трещинные, седиментационные, метаморфические), а также попутные воды нефтяных и газовых месторождений в генетическом отношении являются местными метеогенными водами (Ферронский, Поляков, 2009). Изотопия водорода и кислорода этих вод меняется при их изотопном обмене с вмещающими породами и водорастворенными газами (Селецкий и др., 1973), а сами они могут за время ~1-100 лет проникать в породы земной коры на глубины порядка нескольких километров, транспортируя ~10¹⁵–10¹⁶ г углерода в год (Баренбаум, 2004).

По имеющимся оценкам, под поверхностью Земли (в литосфере) сосредоточено ~10²³ г углеродсодержащих газов (Соколов, 1971; Корценштейн, 1984). Эта масса углерода в ~10⁴ раз превышает его количество в наземной биосфере (над поверхностью Земли). Между всеми частями геохимической системы происходит постоянный интенсивный обмен подвижным углеродом.

В соответствии с принципом Ле Шателье, этот обмен носит самоорганизующийся характер, при котором геохимическая система стремится к устойчивому соотношению:

$$\frac{n_i}{\tau_i} = C = const, \quad (1)$$

где C – константа, характеризующая скорость круговорота углерода в системе; n_i и τ_i – соответственно общее количество и среднее время пребывания подвижного углерода (во всех формах) в i -м резервуаре системы.

Над поверхностью основными резервуарами подвижного углерода являются Мировой океан, живое вещество, атмосфера и почвы-илы, а под ней – разуплотненные участки пород литосферы и в первую очередь ловушки осадочного чехла земной коры. Если условие (1) выполняется, то уход углерода из одного какого-либо резервуара системы за счет круговорота пополняется его поступлением из других резервуаров; если не выполняется, то в системе возникают перетоки вещества, которые возвращают ее к равновесию.

Факты свидетельствуют, что в настоящее время система круговорота углерода на планете находится в динамическом равновесии, характеризующимся в пересчете на CO₂ скоростью $C = 2.7 \times 10^{17}$ г/год. Поэтому возникающее по разным причинам нарушение равновесия в системе она ликвидирует перетоками углерода с этой скоростью между разными резервуарами. Время восстановления равновесия системы определяет биосферный цикл углерода, который на континентах составляет ~40 лет (Кондратьев, Крапивин, 2004).

Отметим, что условие (1) выполняется не только для биосферы в целом, но и регионально. Тем самым любое региональное нарушение равновесия, в том числе за счет интенсивной добычи УВ, устраняется системой при кру-

говороте углерода примерно за время биосферного цикла. При возврате системы в равновесие происходит пополнение ловушек-месторождений новыми порциями УВ. Насколько быстрым и полным будет это пополнение, зависит от многих факторов и, в первую очередь, технологий и объемов добычи нефти и газа, а также уровня потребления УВ в данном регионе.

В таблице 1 приведены данные по нефтяным месторождениям Самарской области (Аширов и др., 2000; Горюнов и др., 2014) с пополняемыми запасами. На ряде месторождений (Верхне-Ветлянское, Белозерско-Чубовское, Софинско-Дзержинское и др.) коэффициент извлечения нефти (КИН) уже превысил 0.59 (Горюнов и др., 2014). В Самарской области пополняются также месторождения, давно выведенные из эксплуатации. Так, после 30 летнего перерыва введены в повторную разработку Карлинское, Малышевское, Цветаевское и Салиховское месторождения, ранее считавшиеся выработанными.

Прирост запасов происходит за счет более легких и низковязких нефтей. Добыча таких нефтей, как это, например, имеет место на Ромашкинском месторождении, обнаруживает циклические колебания продолжительностью 3-5 лет (Муслимов и др., 2004), которые могут быть связаны с вариациями количества выпадающих осадков на территории Татарстана.

Согласно биосферной концепции в заполнении ловушек эксплуатируемых месторождений могут участвовать все три цикла круговорота углерода. Однако их вклад в образование УВ обратно пропорционален периоду соответствующего цикла. Поскольку период биосферного цикла в ~10⁴ раз короче цикла, связанного с захоронением и преобразованием ОВ, и в ~10⁷ раз короче цикла с периодом ~10⁸-10⁹ лет, то прирост запасов УВ на месторождениях исключительно вызван биосферным циклом углерода. В этой связи следует сказать, что пополнение залежей УВ может быть замечено лишь на поздних стадиях разработки и только тех месторождений, где ловушки не уничтожены современными технологиями интенсификации добычи УВ.

Полигенный механизм нефтегазообразования

Не подлежит сомнению (Гусева, Климушина, 2001), что нефти представляют собой сложные растворы УВ полигенного генезиса, которые составляют взаимосвязанную систему с вмещающей их матрицей пород и контактирующими водами-флюидами. В биосферной концепции, подтверждающей этот вывод, образование нефти обязано двум основным процессам: 1) экстракции водами-флюидами преобразованного в катагенезе и диагенезе ОВ осадочных пород; 2) реакциям синтеза УВ из окислов углерода и водорода. Оба эти процесса не конкурируют между собой, а дополняют друг друга, восстанавливая циркулирующий через поверхность углерод до УВ в верхних этажах земной коры, куда он поступает в трех циклах круговорота.

Первый процесс надежно диагностируется по наличию в нефти сложных УВ (в частности, биомаркеров), родственных ОВ, из которого они произошли, а второй – нормальных алканов и других алифатических УВ, молекулярно-массовое распределение которых отвечает уравнению Андерсона-Шульца-Флори и его модификациям (Баренбаум, 2010). Состав нефтей также формируют подземная

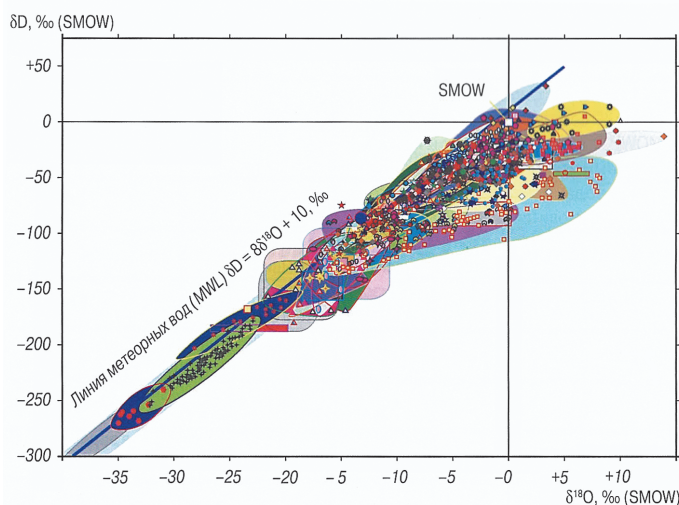


Рис. 1. Связь δD и δO^{18} в погребенных, талассогенных и «формационных» водах, древних льдах и водах нефтяных и газовых месторождений различных областей мира (Зыкин, 2012).

микробиота и термобарические условия. Под влиянием бактерий он может меняться как при подземной миграции УВ флюидов и газов к ловушкам, так и непосредственно в залежах. А изменение термобарических условий к тому же меняет агрегатное состояние УВ.

Принципиально важным является вывод биосферной концепции, что основная масса УВ, извлекаемых сегодня из недр в виде нефти и газа, поступает в ловушки не с больших глубин (<http://journal.deeroil.ru>), а непосредственно образуется в осадочном чехле земной коры в реакции поликонденсационного синтеза УВ из CO_2 и H_2O (Баренбаум, 2014).

Реальность синтеза УВ в земной коре, к сожалению, отвергается сторонниками как органической, так и минеральной теорий нефтегазообразования, и потому его механизм сегодня остается крайне слабо изученным вопросом.

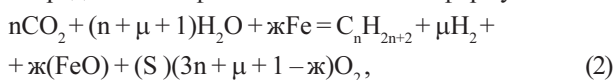
Вместе с тем, более двух десятков лет назад теоретически показано и доказано экспериментами (Черский Царев, 1984; Молчанов, Гонцов, 1992), что синтез УВ из окислов углерода (CO, CO_2) с участием воды в механически активированных минеральных средах – породах, с высокой внутренней поверхностью происходит уже при комнатной температуре. Этому способствуют разорванные химические связи – радикалы, на поверхности минералов, обладающие избыточной энергией и тем самым снижающие порог реакций. Под действием механических сил, создаваемых в естественных условиях приливным влиянием Луны, сейсмическими волнами, тектоническими подвижками, искусственным воздействием и т.п., в минералах пород возникают внутрикристаллические дефекты, которые диффундируют к поверхности минеральных зерен, вызывая их значительную энергетическую активацию.

В экспериментах, выполненных указанными исследователями, механическая активация достигалась либо дроблением и истиранием углеродсодержащих минеральных веществ (Молчанов и др., 1988), либо трением и/или пропусканием через образцы пород морской воды (Черский и др., 1985).

В последние годы реакция синтеза УВ из CO_2 и H_2O экспериментально изучалась

в ИПНГ РАН при фильтрации карбонизированной воды (вода с растворенным CO_2) через железосодержащие насыпные среды. Эксперименты проводились при комнатной температуре и близком к атмосферному давлению на специальной лабораторной установке (Закиров и др., 2013).

Эксперименты показали, что «низкотемпературный» синтез УВ из CO_2 и H_2O сопровождается образованием большого количества свободного водорода. Эта химическая реакция применительно к синтезу n-алканов может быть представлена феноменологической формулой:



где n – число атомов углерода в молекуле УВ, μ и ж – стехиометрические коэффициенты.

Реакция синтеза УВ из CO_2 и H_2O , по-видимому, происходит с участием «активного» водорода (Молчанов и др., 1988) и становится энергетически возможной лишь при достаточно полном удалении из системы кислорода. В наших экспериментах «поглотителем» кислорода служило железо, которое в синтезе УВ выступало также катализатором. В породах земной коры эти функции могут выполнять разные химические элементы и их соединения.

Реакция (2) идет в тонком слое порядка нескольких ангстрем на поверхности минеральной матрицы пород. При этом возникает широкий спектр газообразных, жидких и твердых УВ – предельных, непредельных и ароматических (Черский, Царев, 1984). Газообразные и жидкие УВ, вероятно, сразу же переходят в водный поровый флюид, тогда как отлагающиеся на поверхности матрицы битумоиды экстрагируются самим флюидом.

Следует сказать, что при высоких температурах, которые развиваются на активированной поверхности минералов пород, вода способна перейти в суб- и сверхкритическое состояние, при которых ее свойства резко меняются. Плотность воды существенно снижается, а ее растворяющая и экстрагирующая способности возрастают на два и более порядка величины. При этом сама вода начинает действовать не только как растворитель, но и как реагент и как катализатор (Галкин, Лунин, 2005).

Очевидно также, что вода, участвующая в синтезе УВ, меняет изотопный состав. Тяжелый изотоп водорода – дейтерий в большем количестве остается в воде, чем переходит в УВ. В связи с этим, обратим внимание на тот эмпирический факт (Зыкин, 2012), что попутные воды месторождений, в составе газовых залежей которых в заметных количествах присутствуют кислые компоненты, по сравнению с

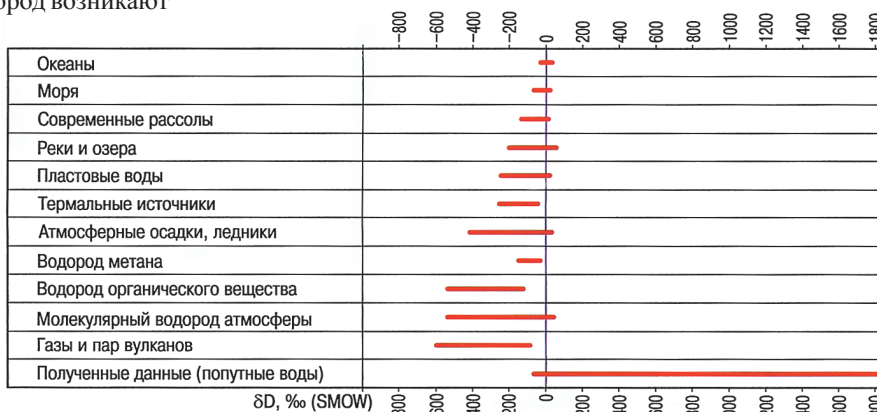


Рис. 2. Вариации изотопного состава водорода в природных объектах (Зыкин, 2012).

фоновыми пластовыми водами обеднены тяжелым изотопом O^{18} и обогащены дейтерием (Рис. 2). По данным Н.Н. Зыкина, столь высокие содержания дейтерия не встречаются ни в каких других природных объектах.

Изотопные смещения возникают и в синтезируемых углеводородах. Э.М. Галимов (1973) нашел, что наблюдаемый изотопный сдвиг по δC^{13} в низших нормальных алканах CH_4 (1.022), C_2H_6 (1.013), C_3H_8 (1.006), C_4H_{10} (1.004) нельзя теоретически объяснить мономолекулярным распадом крупных молекул ОВ по схеме $C_nH_{2n+2} \rightarrow C_{n-1}H_{2n-1} + CH_3$, а можно получить последовательным присоединением к УВ активного радикала H' . Причем радикал H' зарождается вне рассматриваемой системы.

Основные факторы современного образования УВ

Принципиальное отличие биосферной концепции от органической и минеральной теорий состоит еще и в том, что процессы генерации УВ и формирования их скоплений определяются не только механизмами образования УВ в недрах, но и циркуляцией подвижного углерода над поверхностью планеты. В числе факторов, отвечающих за перераспределение углерода над (и под) поверхностью, наиболее важную роль играют два процесса регионального масштаба: 1) перенос окисленного углерода (CO_2 и водорастворенное ОВ) в земную кору метеогенными водами; 2) хозяйственная деятельность людей.

Благодаря первому процессу промышленные месторождения нефти и газа размещаются, во-первых, в пределах крупных осадочных бассейнов, дренирующих территории огромной площади и, во-вторых, тяготеют к зонам разломов земной коры. Разломы, с одной стороны облегчают проникновение метеогенных вод под земную поверхность, а с другой – способствуют разгрузке этих вод от транспортируемого ими углерода.

Вследствие активного участия в нефтегазообразовании вод климатического круговорота, заметное пополнение месторождений УВ происходит не за сотни тысяч – миллионы лет, а за десятилетия (Табл. 1). Малое время попол-

нение залежей УВ вызвано тремя процессами: 1) высоким темпом переноса метеогенными водами углерода под земную поверхность; 2) поликонденсационным синтезом УВ из CO_2 и H_2O в биосферном цикле круговорота; 3) экстракцией УВ из пород при интенсивной циркуляции под-земных флюидов.

Все эти процессы изучены пока недостаточно (Кондратьев, Крапивин, 2004; Бурков и др., 2012). Вместе с тем известно, что основная масса углерода опускается «вниз», в земную кору, в основном в пределах континентов. А поступает «наверх» на их окраинах, в зонах срединных океанических хребтов, по разломам на континентах, а также при вулканических извержениях на дне океанов и в сейсмически активных районах.

Второй фактор нефтегазообразования, требующий обязательного учета – антропогенный. Сегодня в мире в виде нефти, природного газа и угля ежегодно добывают около 1.2×10^4 млн. т углерода, что в 2.4 раза превышает его количество $\sim 5 \times 10^{15}$ г/год (Войтов, 1999; Сывороткин, 2002), поступающее на поверхность при естественной дегазации. Сжигание этих топлив приводит к выбросу в атмосферу в 3 раза большей массы CO_2 , которая дает $\sim 19\%$ вклад в скорость круговорота углерода биосферы, составляющую 2.7×10^{17} г/год.

Поэтому хозяйственная деятельность, связанная с современными объемами добычи и потребления УВ, способна не только воздействовать на изменение климата Земли (Кондратьев, Крапивин, 2004), но и ощутимо влиять на региональные процессы генерации и регенерации нефти и газа в недрах.

Современное нефтегазообразование

Приведем ряд примеров образования УВ, вызванного вмешательством человека в естественные процессы круговорота углерода в биосфере.

Прирост запасов УВ месторождений с длительной эксплуатацией. Месторождения Самарской области (Табл. 1) в этом отношении не уникальны. Пополнение месторождений УВ наблюдается в регионах, характеризу-

Месторождения	Запасы нефти категории АВС, тыс. т						
	По первоначальному подсчету		Пересчет		Дополнительный пересчет		Запасы на 01.01.2013г.
	Геол / извлек	Год утверждения в ГКЗ	Тыс. т	Год утверждения в ГКЗ	Геол / извлек	Год утверждения в ГКЗ	Геолог / извлек Тыс. т
Ново-Ключевское	10365 / 5730	1961	22323 / 9965	1992			25172 / 12190
Южно-Неприховское	4500 / 1590	1980 ЦНИЛ	19327 / 6277	1987	36349 / 14230	1998	62754 / 30545
Никольско-Спиридоновское	4073 / 1804	1974	6504 / 3055	1982	7841 / 3262	1993	12113 / 6406
Софинско-Дзержинское	4670 / 1670	1980	13343 / 5310	1982	19183 / 7103	1994	26108 / 8533
Подъем-Михайловское	2265 / 1133	1971	4136 / 2309	1993			8611 / 4969
Радаевское	64751 / 30595	1967	78227 / 35085	1994			107612 / 41206
Яблоневское	36408 / 13794	1954	56608 / 17321	1995			57778 / 17516
Верхне-Ветляное	20645 / 9808	1980	28498 / 11466	1996			49246 / 25355
Винно-Банновское	14230 / 5739	1968	17089 / 5841	1996			19385 / 9117
Зольненское	1483 / 446	1959	1823 / 547	1997			35952 / 23598
Евгеньевское	2819 / 1099		4619 / 2091	1991			15912 / 7476
Утевское	13617 / 4942	1979	16904 / 5969	1995			19991 / 7302
Белозерско-Чубовское	26650 / 18650	1959	72207 / 38304	1986			81245 / 44067
НовоЗапрудненское	60607 / 34217	1962	82372 / 46543	1986			86394 / 49825
Кудиновское	1090 / 550	1980	13905 / 8225	1982	26623 / 16821	1998	28306 / 17189
Красноярское	4000 / 3000	1956	34900 / 23203	1958	56351 / 32596	ЦКЗ, 1990	56082 / 35211
Козловское	41180 / 20716	1966	43092 / 23408	1991			44448 / 27478
Сологаевское	4572 / 1574	1992	11448 / 5431	1992			16208 / 8551

Табл. 1. Нефтяные месторождения Самарской области с пополняемыми запасами (Горюнов и др., 2014).

ющихся не только высокой собственной добычей нефти и газа, но и относительно интенсивным их потреблением на протяжении многих десятилетий. К ним в первую очередь относятся Татарстан и Чечня в России, Украина, Азербайджан, а за океаном, в частности, штаты Техас и Оклахома в США и Мексика.

С учетом всех факторов можно ожидать (Баренбаум и др., 2006), что умеренное по темпам извлечение УВ из залежей (без нарушения подземной циркуляции вод за счет их дополнительной закачки с поверхности или применения иных методов интенсификации добычи) не должно сильно влиять на потенциальную нефтегазоносность региона и скорость восстановления их месторождений. Но произойдет это в условиях, когда извлекаемые УВ будут потребляться в пределах того же гидрогеологического бассейна, что и их добыча. В противном случае будет наблюдаться прогрессирующий спад добычи в нефтегазодобывающих регионах и их возрастание в потребляющих.

С этой проблемой, как мы полагаем, отдельные регионы и страны могут вскоре столкнуться. Современная практика транспортировки нефти и газа на многие тысячи километров от мест добычи может привести к перераспределению мировых ресурсов УВ, причем за несколько десятилетий. Страны – доноры, специализирующиеся на добыче и экспорте нефти и газа, могут быстро свои ресурсы исчерпать. Тогда как интенсивно потребляющие УВ промышленно-развитые страны будут аккумулировать их на своей территории.

Смещение месторождений в акватории Мирового океана. Поскольку на окраинах континентов, где проживает значительная часть населения мира, необходимых геологических условий для накопления УВ, как правило, нет, подвижный углерод с подземным стоком вод поступает в океан, где на шельфе и материковом склоне образуются новые скопления УВ. Примерами в этом отношении могут служить западноевропейские страны и Мексика.

Формирующиеся сегодня на континентальном шельфе скопления УВ наряду с обычной нефтью и газом представлены также аквамаринными газогидратами. Отложения аквамаринных газогидратов (Баренбаум, 2007) в биосферном цикле играют роль таких же ловушек подвижного углерода, как и месторождения УВ на континентах, но не «геологического», а «химического» типа, в которых метан входит в структуру молекул воды.

Центральный экономический район (ЦЭР). ЦЭР, включающий Московскую, Белгородскую, Брянскую, Владимирскую, Ивановскую, Костромскую, Смоленскую, Тверскую, Тульскую и Ярославскую области, – это регион, в котором сегодня идут процессы антропогенного образования УВ. В геологическом отношении ЦЭР располагается в пределах крупного гидрогеологического района: Московской синеклизы площадью в один миллион км². В 1971 году здесь в скважине Даниловской площади при вскрытии было получено 200 л нефти. Позднее приток нефти с водой зафиксирован на Нейской площади. Признаки нефтегазоносности в виде битума, капельной нефти, нефтяного запаха и т.п. установлены на Любимской, Дьяконовской, Бутовской и других площадях ЦЭР (Шиловский, Шиловская, 2012).

Эти факты трудно объяснить. Нефтематеринские породы, к которым относят глины редкинской свиты, стра-

тиграфически залегают выше песчаников рифея, с которыми связывают породы-коллекторы. К тому же глины обладают низким потенциалом генерации УВ.

Произведем оценочный расчет для настоящего времени. Россия в 2013 году добыла 531 млн. т нефти и 668 млрд. м³ природного газа. Из них на энергетическое обеспечение страны, за вычетом поставок в другие страны, было израсходовано 290 млн. т нефти и 438 млрд. м³ газа, что суммарно равно 660 млн. т в нефтяном эквиваленте. Доля ЦЭР в промышленном производстве России достигает ~20%. В такой же пропорции, надо полагать, находится и потребление в регионе УВ. Это значит, что ЦЭР в прошлом году израсходовал ~130 млн. т н.э., что равносильно сжиганию здесь количества углерода, равного запасам достаточно крупного нефтяного месторождения.

Анализ показывает, что большая часть возникшего при сжигании этих топлив CO₂ для системы регионального круговорота углерода в ЦЭР является избыточной. Поэтому CO₂ должен поступать с метеогенными водами в осадочный чехол, где его заметная часть трансформируется в УВ. Образовавшиеся CH₄ и H₂ дегазируют в атмосферу, а нефтяные УВ могут остаться в пределах Московской синеклизы. Однако ловушки пригодные для накопления УВ имеются здесь лишь в додевонском комплексе пород. Причем требуемыми коллекторами и наличием региональных покровов обладают лишь два этажа разреза: песчаники рифея-нижнего венда и рифогенная фация ордовика, к которым и относятся все случаи нефтегазоносности в ЦЭР.

Другим следствием данного процесса являются участвовавшие случаи образования в центре европейской части России, включая ЦЭР, специфических воронок диаметром от 50 до 300 метров, через которые наряду с метаном дегазирует водород. Образование воронок заметили в начале 1990-х годов, так что за последние 15 лет их возникло не менее 20-ти (Ларин, Ларин, 2007). Появление и рост числа воронок, дегазирующих метаном и водородом, объяснить иначе, кроме как протеканием в породах осадочного чехла реакции (2), на наш взгляд, чрезвычайно трудно, если вообще возможно.

Сланцевый газ и нефть. С позиций биосферной концепции добыча газа и нефти из сланцевых пород – это прямое вмешательство человека в процессы генерации УВ в недрах. Главную роль в образовании УВ в сланцах играет известный механизм механической активации пород, основанный на измельчении (диспергировании) углеродсодержащих минералов в присутствии воды.

Более 25 лет назад В.И. Молчанов экспериментально показал, что источниками углерода при механохимическом синтезе УВ могут быть как фоссилизированные остатки растительного или животного происхождения и водорастворимое ОВ, так карбонаты и уголекислота. Поставщиком же водорода является вода, которая, взаимодействуя с окисляющимся минеральным веществом, генерирует активно участвующий в синтезе УВ атомарный водород.

Современные технологии добычи газа и нефти из сланцев, основанные на гидроразрывах пластов, фактически переносят механохимический способ образования УВ в естественные условия. Механизм этот полигенный, где основным источником углерода является ОВ, а УВ генерируются главным образом в реакции синтеза, которая обобщенно представлена формулой (2).

Обычные сланцевые породы содержат 0.1-1.0 % ОВ. Из этого количества ОВ на образование УВ идет, вряд ли больше ~1%, причем из объема пород, раздробленных гидроразрывами. Поэтому добывающие скважины на месторождениях сланцев за первые 1-2 года резко снижают свою производительность. С целью поддержания добычи УВ из сланцев приходится постоянно бурить новые скважины и устраивать гидроразрывы. Период рентабельной эксплуатации месторождений, как правило, непродолжителен, и после ~10 лет работы их вынуждены закрывать.

Заключение

Показано, что современное образование УВ в недрах – это антропогенное биосферное явление, неразрывно связанное с геохимическим круговоротом на нашей планете углерода и воды. Вследствие участия в процессах нефтегазообразования живого вещества, система круговорота углерода на нашей планете динамически устойчива. При этом любое нарушение регионального равновесия в круговороте, в том числе вызванное современной добычей и потреблением УВ, система стремится устранить за характерное время биосферного цикла углерода, составляющего на континентах около 40 лет.

Равновесное состояние достигается перетоками подвижного углерода между основными его резервуарами в системе со скоростью 2.7×10^{17} г/год в пересчете на CO_2 . В глобальном плане такими резервуарами являются воды Мирового океана, живое вещество и атмосфера, а в региональном – месторождения нефти и газа, а также газогидраты на океанском дне, которые служат ловушками подвижного углерода в форме УВ под земной поверхностью.

Региональные перетоки углерода, обеспечивающие равновесие системы при круговороте, носят сложный характер, который во многом определяется геологическими условиями накопления УВ под земной поверхностью и деятельностью людей, как наиболее активной части биосферы.

В некоторых случаях, как это, вероятно, имеет место в Самарской области, система может поддерживать региональное равновесие за счет заполнения старых месторождений новыми порциями УВ, а в других случаях – нет.

Так, в центре Европейской части России, где ловушек мало, а объем CO_2 от сжигания УВ велик, возникающие в недрах водород и метан главным образом уходят в атмосферу. В странах западной Европы, где также нет подходящих условий для накопления нефти и газа, подвижный углерод с подземным стоком вод поступает в Атлантический океан, создавая в Северном море морские месторождения, которых сегодня насчитывается более 150.

Еще худшая ситуация на Североамериканском континенте. Из-за высокого потребления в США и Канаде УВ и интенсивной добычи сланцевого газа и нефти здесь ежегодно в круговорот вовлекается большое количество углерода, не обеспеченного необходимыми природными ловушками. В отсутствие ловушек этот углерод накапливается в морских месторождениях, их открыто у берегов США уже более 500, а также остается в атмосфере Земли.

В этой связи следует отметить, что последние два десятилетия потребление УВ в мире растет настолько быстро, что система круговорота углерода на планете не успевает стабилизироваться за время биосферного цикла. Следствия

такой дестабилизации очевидны. Если ситуацию не изменить, то с одной стороны будет увеличиваться содержание CO_2 и других парниковых газов в атмосфере, а с другой – снижаться нефтегазовый потенциал недр добывающих регионов мира, что ведет к существенному удорожанию УВ сырья.

Можно предложить стратегический комплекс мер, который позволит замедлить эти негативные процессы (Баренбаум, 2012). Он заключается в возможности разработки месторождений как пополняемых источников УВ, и тем самым более эффективно использовать нефтегазовый потенциал недр. Стратегия предполагает: 1) введение в эксплуатацию (для местных нужд) мелких месторождений, считающихся сегодня нерентабельными; 2) снижение темпов извлечения УВ из залежей до уровня их естественного пополнения; 3) продуманную логистику, при которой основная часть УВ потребляется в пределах того же гидрогеологического бассейна, где они добываются.

Главный вывод состоит в том, что нефть и газ являются неунничтожимыми полезными ископаемыми. Поэтому к естественным скоплениям УВ следует относиться аналогично тому, как мы относимся к колодцам для отбора воды. Если воду извлекать очень интенсивно, то воды в колодце может и не стать. Однако колодец не уничтожают, а ждут, когда он вновь заполнится водой.

То же самое происходит с заполнением месторождений нефтью и газом, только за более длительное время, исчисляемое первыми десятками лет.

Литература

- Аширов К.Б., Боргест Т.М., Карев А.Л. Обоснование причин многократной восполнимости запасов нефти и газа на разрабатываемых месторождениях Самарской области. *Известия Самарского научного центра РАН*. 2000. Т.2. №1. С.166-173.
- Баренбаум А.А. Галактоцентрическая парадигма в геологии и астрономии. М.: Книжный дом «ЛИБРОКОМ», 2010. 544 с.
- Баренбаум А.А. Механизм формирования месторождений нефти и газа. *Доклады АН*. 2004. Т.399. №6. С. 802-805.
- Баренбаум А.А. Научная революция в проблеме происхождения нефти и газа. Новая нефтегазовая парадигма. *Георесурсы*. 2014. № 4(59). С. 9-16.
- Баренбаум А.А. О возможной связи газогидратов с субмаринными подземными водами. *Водные ресурсы*. 2007. Т.34. №5. С. 620-625.
- Баренбаум А.А. Об исчерпании углеводородного потенциала недр. *Энергетика Татарстана*. 2012. №4(28). С.9-12.
- Баренбаум А.А. Решение проблемы происхождения нефти и газа на основе биосферной концепции нефтегазообразования. *Уральский геологический журнал*. 2013. №2(92). С.3-27.
- Баренбаум А.А., Шиловский А.П., Шиловская Т.И. Современное нефтегазообразование. Углеводородный потенциал фундамента молодых и древних платформ: Перспективы нефтегазоносности фундамента и оценка его роли в формировании и переформировании нефтяных и газовых месторождений. Казань: Изд-во Казан. ун-та. 2006. С. 34-38.
- Бурков В.Д., Крапивин В.Ф., Шалаев В.С. Сбалансированная модель глобального биогеохимического круговорота углерода. *Журнал «Лесной вестник»*. 2012. Т.9. С. 86-94.
- Вернадский В.И. Химическое строение биосферы Земли и ее окружения. М.: Наука. 2001. 376 с.
- Войтов Г.И. О холодной дегазации метана в тропосферу Земли. Теоретические и региональные проблемы геодинамики. *Тр. ГИН РАН*. Вып. 515. М.: Наука. 1999. С. 242-251.
- Галимов Э.М. О новой химической модели процесса нефтегазообразования. В кн.: *Природа органического вещества современных и ископаемых осадков*. М.: Наука. 1973. С. 207-227.
- Галкин А.А., Лунин В.В. Вода в суб- и сверхкритическом состояниях – универсальная среда для осуществления химических реакций. *Успехи химии*. 2005. Т. 74. №1. С. 24-40.

Горюнов Е.Ю., Игнатов П.А., Кравченко М., Халиков А.Н., Климентьев Д.Н. Проявления современных подтоков углеводородов в нефтегазоносные комплексы на территории Волго-Урала. *3-и Кудрявцевские чтения. Тезисы докл. М.: ЦГЭ. 2014.*

Гусева А.Н., Климушина Л.П. Состояние проблемы генезиса нефти к началу XXI века. *Новые идеи в геологии нефти и газа. Нефтегазовая геология в XXI веке. Ч. I. М.: МГУ. 2001. С. 115-117.*

Дмитриевский А.Н. Полигенез нефти и газа. *Доклады АН. 2008. Т. 419. №3. С. 373-377.*

Закиров С.Н., Закиров Э.С., Баренбаум А.А. и др. Геосинтез в проблеме происхождения нефти и газа. *Тр. VIII Межд. симп.: Передовые технологии разработки, повышения нефтеотдачи месторождений и исследования скважин. Москва. 2013. С. 43-46.*

Зыкин Н.Н. Попутные воды нефтегазоконденсатных месторождений как нетрадиционное сырье для газохимического производства. *Газовая промышленность. Спец. выпуск. Нетрадиционные ресурсы нефти и газа. 2012. С.38-42.*

Кондратьев К.Я., Крапивин В.Ф. Моделирование глобального круговорота углерода. М.: Физматлит. 2004. 336 с.

Корценштейн В.Н. Растворенные газы подземной гидросферы Земли. М.: Недра. 1984. 240 с.

Ларин В.Н., Ларин Н.В. Обнаружена дегазация водорода в центральных районах Русской платформы. 26.02.2007. (<http://hydrogen-future.com/rus/page-id-6.html>).

Молчанов В.И., Гонцов А.А. Моделирование нефтегазообразования. Новосибирск: ОИГГМ, 1992. 246 с.

Молчанов В.И., Селезнева О.Г., Жирнов Е.Н. Активация минералов при измелении. М.: Недра. 1988. 208 с.

Муслимов Р.Х., Глузов Н.Ф., Плотникова И.Н. и др. Нефтегазо-

вые месторождения – саморазвивающиеся и постоянно возобновляемые объекты. *Геология нефти и газа. Спец. вып. 2004. С. 43-49.*

Селецкий Ю.Б., Поляков В.А., Якубовский А.В., Исаев Н.В. Дейтерий и кислород О-18 в подземных водах (масс-спектрометрические исследования). М.: Недра. 1973. 114 с.

Соколов Б.А., Гусева А.Н. О возможности быстрой современной генерации нефти и газа. *Вестник МГУ. Сер. геол. 1993. №3. С. 48-56.*

Соколов В.А. Геохимия природных газов. М.: Недра. 1971. 336 с.

Сывороткин В.Л. Глубинная дегазация Земли и глобальные катастрофы. М.: «Геоинформцентр». 2002. 250 с.

Ферронский В.И., Поляков В.А. Изотопия гидросферы Земли. М.: Научный мир. 2009. 632 с.

Черский Н.В., Царев В.П. Механизмы синтеза углеводородов из неорганических соединений в верхних горизонтах земной коры. *Доклады АН. 1984. Т.279. №3. С. 730-735.*

Черский Н.В., Царев В.П., Сороко Т.И., Кузнецов О.Л. Влияние тектоно-сейсмических процессов на образование и накопление углеводородов. Новосибирск: Наука. 1985, 224 с.

Шиловский А.П., Шиловская Т.И. Неразведанные запасы углеводородов: Недра Московско-Мезенского осадочного бассейна. *Palmarium Academic Publ. 2012. 92 с.*

Сведения об авторе

Азарий Александрович Баренбаум – канд. физ.-мат. наук, ведущий научный сотрудник Института проблем нефти и газа Российской академии наук

119333, Москва, ул. Губкина, д. 3. E-mail: azary@mail.ru

Modern oil and gas generation as a result of carbon cycle in the biosphere

A.A. Barenbaum

Institute of Oil and Gas Problems of the Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia, e-mail: azary@mail.ru

Abstract. From the point of new oil and gas paradigm the paper discusses polygenic mechanism of hydrocarbons generation of oil and gas. Oil and gas generation process is considered in close association with geochemical cycle of movable carbon through the earth surface with the involvement of biosphere in which human activity plays the important role. It is shown that due to dynamic stability of carbon cycle in our planet, any regional violations of such balance, including those caused by oil and gas production, are eliminated by the system with characteristic time of the biosphere cycle, which is 40 years for the continents. Therefore, formation of hydrocarbons – it is a modern biosphere phenomenon of man-induced nature, and oil and gas extracted from subsoil – its mandatory products. Modern processes of oil and gas generation are discussed on the example of refilling reserves of exploited oil fields, shale gas production, and formation of aquamarine gas hydrates, as well as sharp increase in recent years of subsoul degassing in the European part of Russia. A fundamental conclusion is obtained that industrial oil and gas fields are large traps of movable carbon circulating through the Earth surface in the biosphere cycle. A set of measures is suggested to effectively use this fact and develop oil and gas fields and as hydrocarbon sources, refilled in the time of first decades.

Keywords: oil and gas, hydrocarbons, biosphere carbon cycle, oil and gas generation.

References

Ashirov K.B., Borgest T.M., Karev A.L. The reasons of repeated many times gas and oil restocking at the fields being exploited in the Samara region. *Izvestiya Samarskogo nauchnogo tsentra RAN* [News of the Samara Scientific Center of the RAS]. 2000. Is. 2. №1. Pp. 166-173. (In Russian)

Barenbaum A.A. Galaktotsentricheskaya paradigma v geologii i astronomii [Galactocentric paradigm in geology and astronomy]. Moscow: «LIBROKOM» Publ. 2010. 544 p.

Barenbaum A.A. The Mechanism of Oil-Gas Traps Formation. *Doklady AN* [Proc. of the Russian Academy of Sciences]. 2004. V. 399. №6. Pp. 802-805. (In Russian)

Barenbaum A.A. The Scientific Revolution in the Oil and Gas Origin Issue. New Oil and Gas Paradigm. *Georesursy* [Georesources]. 2014. N 4(59). Pp. 9-16. (In Russian)

Barenbaum A.A. On possible relationship between gas-hydrates and submarine groundwater. *Vodnye resursy* [Water Resources]. 2007. V.34. N5. Pp. 620-625. (In Russian)

Barenbaum A.A. Ob ischerpanii uglevodorodnogo potentsiala nedr About exhaustion of hydrocarbonic potential of bowels [The exhaustion of the hydrocarbon potential of mineral resources]. *Energetika Tatarstana* [Energy of Tatarstan]. 2012. № 4(28). Pp. 9-12.

Barenbaum A.A. Reshenie problemy proiskhozhdeniya nefi i gaza na osnove biosfernoy kontseptsii neftegazobrazovaniya [Solving the problem of the origin of oil and gas on the basis of the biosphere concept of generation]. *Ural'skiy geologicheskii zhurnal* [Ural Geological Journal]. 2013. № 2(92). Pp.3-27.

Barenbaum A.A., Shilovskiy A.P., Shilovskaya T.I. Sovremennoe neftegazobrazovanie. Uglevodorodnyy potentsial fundamenta molodykh i drevnikh platform: Perspektivy neftegasoznosnosti fundamenta i otsenka ego roli v formirovani i pereformirovani neftyanikh i gazovykh mestorozhdeniy [Modern oil and gas formation. Hydrocarbon potential of crystalline basement of young and old platforms]. Kazan: «Kazansk. universitet» Publ. 2006. Pp. 34-38.

Burkov V.D., Krapivin V.F. Shalae V.S. Balanced model of global biogeochemical cycle of carbon. *Lesnoy vestnik* [Forest Bulletin]. 2012. V.9. Pp. 86-94. (In Russian)

Vernadskiy V.I. Khimicheskoe stroenie biosfery Zemli i ee okruzheniya [The chemical structure of the Earth's biosphere and environment]. Moscow: «Nauka» Publ. 2001. 376 p.

Voytov G.I. Cold methane drainage in Earth's troposphere. Theoretical and regional problems of geodynamics. *Tr. GIN RAN* [Proc. GIN RAS]. Vol. 515. Moscow: «Nauka» Publ. 1999. Pp. 242-251. (In Russian)

Galimov E.M. A new chemical model of oil and gas formation process. V Knige: Priroda organicheskogo veschestva sovremnykh i iskopaemykh osadkov [The nature of the organic matter of recent and ancient sediments. Book]. Moscow: «Nauka» Publ. 1973. Pp. 207-227.

Galkin A.A., Lunin V.V. Voda v sub- i sverkhkriticheskom sostoyaniyakh – universal'naya sreda dlya osuschestvleniya khimicheskikh reaktsiy [Subcritical and supercritical water: A universal

medium for chemical reactions]. *Uspekhi khimii* [Russian Chemical Reviews]. 2005. V. 74. №1. Pp. 24-40.

Goryunov E.Yu., Ignatov P.A., Kravchenko M., Khalikov A.N., Kliment'ev D.N. Of contemporary inflows of hydrocarbons in oil and gas bearing complex in the Volga-Urals. *3-i Kudryavtsevskie chteniya. Tezisy dokl.* [III Kudryavtsevsky Readings. Abstracts]. Moscow: «TsGE» Publ. 2014. (In Russian)

Guseva A.N., Klimushina L.P. Sostoyanie problemy genezisa nefiti k nachalu XXI veka. Novye idei v geologii nefiti i gaza [Problem state of the oil genesis in the beginning of the XXI century. New ideas in geology of oil and gas]. *Neftegazovaya geologiya v XXI veke* [Petroleum geology in the XXI century]. P. I. Moscow: «MGU» Publ. 2001. Pp. 115-117.

Dmitrievskiy A.N. Polygenesis of oil and gas. *Doklady AN* [Proc. of the USSR Academy of Sciences]. 2008. V. 419. №3. Pp. 373-377. (In Russian)

Zakirov S.N., Zakirov E.S., Barenbaum A.A. et al. Geosintez and the origin of oil and gas. *Tr. VIII Mezhd. Simp.: Peredovye tekhnologii razrabotki, povysheniya nefteotdachi mestorozhdeniy i issledovaniya skvazhin* [Proc. VIII Int. Symp.: Advanced technologies of development, enhanced oil recovery and wells exploration]. Moscow. 2013. Pp. 43-46. (In Russian)

Zykin N.N. Poputnye vody neftegazokondensatnykh mestorozhdeniy kak netraditsionnoe syr'e dlya gazokhimicheskogo proizvodstva [Passing water oil and gas fields as unconventional gas and chemical raw materials for production]. *Gazovaya promyshlennost'*. Netraditsionnye resursy nefiti i gaza [Gas industry. Spec. Is.: Unconventional oil and gas resources]. 2012. Pp. 38-42.

Kondrat'ev K.Ya., Krapivin V.F. Modelirovanie global'nogo krugovorota ugleroda [Modeling of the global carbon cycle]. Moscow: «Fizmatlit» Publ. 2004. 336 p.

Kortsenshteyn V.N. Rastvorennyye gazy podzemnoy gidrosfery Zemli [Dissolved gases of the Earth underground hydrosphere]. Moscow: «Nedra». 1984. 240 p.

Larin V.N., Larin N.V. Obnaruzhena degazatsiya vodoroda v tsentral'nykh rayonakh Russkoy platformy [Degassing of hydrogen found in the central regions of the Russian Platform]. 26.02.2007. (<http://hydrogen-future.com/rus/page-id-6.html>).

Molchanov V.I., Gontsov A.A. Modelirovanie neftegazoobrazovaniya [Modeling of oil and gas formation]. Novosibirsk: «OIGGM» Publ. 1992. 246 p.

Molchanov V.I., Selezneva O.G., Zhirnov E.N. Aktivatsiya mineralov pri izmel'chenii [Activation of minerals during grinding].

Moscow: «Nedra» Publ. 1988. 208 p.

Muslimov R.Kh., Glumov N.F., Plotnikova I.N. et al. Neftegazovyye mestorozhdeniya – samorazvivayushiesya i postoyanno vozobnovlyaemye ob'ekty [Oil and gas fields – self-developing and constantly renewable facilities]. *Geologiya nefiti i gaza* [Geology of Oil and Gas. Spec. Is.]. 2004. Pp. 43-49.

Seletskiy Yu.B., Polyakov V.A., Yakubovskiy A.V., Isaev N.V. Deyteriyy i kislorod O-18 v podzemnykh vodakh (mass-spektricheskiye issledovaniya) [About deuterium and oxygen-18 of underground waters (mass-spectrometric studies)]. Moscow: «Nedra» Publ. 1973. 114 p.

Sokolov B.A., Guseva A.N. O vozmozhnosti bystroy sovremennoy generatsii nefiti i gaza [On the possibility of fast modern oil and gas generation]. *Vestnik MGU. Geol. Ser.* [MGU Bulletin. Geol. Ser.]. 1993. №3. Pp. 48-56.

Sokolov V.A. Geokhimiya prirodnykh gazov [Geochemistry of natural gases]. Moscow: «Nedra» Publ. 1971. 336 p.

Syvorotkin V.L. Glubinnaya degazatsiya Zemli i global'nyye katastrofy [Deep degassing of the Earth and global natural hazards]. Moscow: «Geoinformtsentr» Publ. 2002. 250 p.

Ferronskiy V.I., Polyakov V.A. Izotopiya gidrosfery Zemli [Isotopy of the Earth's hydrosphere]. Moscow: «Nauchnyy mir» Publ. 2009. 632 p.

Cherskiy N.V., Tsarev V.P. Mechanisms of hydrocarbon synthesis from inorganic compounds in the upper layers of the crust. *Doklady AN* [Proc. of the USSR Academy of Sciences]. 1984. V.279. №3. Pp. 730-735. (In Russian)

Cherskiy N.V., Tsarev V.P., Soroko T.I., Kuznetsov O.L. Vliyanie tektono-seismicheskikh protsessov na obrazovanie i nakoplenie uglevodorodov [Influence of tectonic and seismic processes in the formation and accumulation of hydrocarbons]. Novosibirsk: «Nauka» Publ. 1985. 224 p.

Shilovskiy A.P., Shilovskaya T.I. Nerazvedannyye zapasy uglevodorodov: Nedra Moskovsko-Mezenskogo osadochnogo basseyna [Undiscovered hydrocarbon reserves: Entrails of the Moscow-Mezensky sedimentary basin]. Palmarium Academic Publishing. 2012. 92 p.

Information about author

Azariy A. Barenbaum – Cand. Sci. (Phys. and Math.), Leading Researcher of the Institute of Oil and Gas Problems of the RAS 119333, Russia, Moscow, Gubkina str., 3.

Глубинные региональные сейсморазведочные исследования МОГТ нефтегазоносных территорий

Трофимов В.А.

На основе результатов региональных сейсморазведочных исследований обычной глубинности и их сопоставления с данными по сверхглубоким и параметрическим скважинам в первом разделе монографии показана возможность получения достоверной информации не только о строении осадочного чехла, но и о внутреннем строении верхней части докембрийского фундамента центральных районов Волго-Уральской НГП, в том числе о наличии разуплотненных зон-коллекторов в его толще. Возможность получения такой информации сейсморазведкой МОГТ стала отправной точкой для постановки исследований большей глубинности.

В последующих разделах представлены результаты региональных сейсмических исследований МОГТ нефтегазоносных территорий, обеспечивающих изучение земной коры на всю ее мощность. Эти исследования были начаты в Татарстане и затем продолжены в ряде других регионов Волго-Уральской и Западно-Сибирской провинций. Результаты работ свидетельствуют о возможности получения принципиально новой информации о строении и характере сочленения крупных тектонических элементов, о наличии связей глубинного строения земной коры со строением и нефтегазоносностью осадочного чехла, о возможности использования этих связей для оценки перспектив нефтегазоносности слабоизученных регионов и толщ и для целенаправленного прогнозирования крупных скоплений углеводородов. Все это позволяет расценивать глубинную сейсморазведку МОГТ как новое самостоятельное направление исследований нефтегазоносных и слабоизученных территорий.

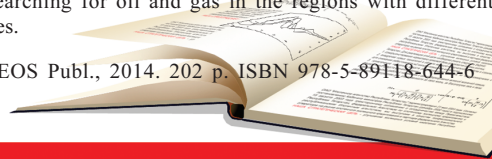
Deep CMP Seismic Survey of Oil and Gas Bearing Areas

V.A. Trofimov

In the first section of the monograph based on the results of regional seismic investigation and their comparison with data on super-deep and parametric wells is shown the possibility of obtaining reliable information not only about the structure of the sedimentary cover, but also the inner structure of the upper part of the Precambrian basement of the Volga-Ural oil and gas province central areas including the forecasting of fractured zones. The possibility of obtaining such information by CMP seismic was the starting point for conducting research in a deep depth.

The following sections present the results of regional deep CMP seismic surveys of oil and gas bearing areas, providing study of the Earth crust throughout its thickness. These studies were initiated in 1993 in Tatarstan and then were continued in a number of other regions of the Volga-Ural and Western Siberia provinces. Work results indicate the possibility of obtaining fundamentally new information about the structure and nature of the major tectonic elements, the connection of deep crustal structure with sedimentary cover structure and petroleum potential, the possibility of using these relations to evaluate the hydrocarbon potential of the poorly studied areas and strata as well as for targeted forecasting of large hydrocarbon accumulations. All this allows evaluating deep CMP seismic as a new direction of researching for oil and gas in the regions with different degrees of studies.

Moscow: GEOS Publ., 2014. 202 p. ISBN 978-5-89118-644-6



Выделение нефтеперспективных участков в нижнепермском комплексе западного склона Южно-Татарского свода

В работе рассмотрен вопрос выделения перспективных участков для проведения поисково-оценочного бурения с целью выявления залежей сверхвязкой нефти, приуроченных к карбонатным коллекторам сакмарского и ассельского ярусов. Для этого собраны, систематизированы и проанализированы геолого-геофизические данные по 1018 скважинам структурного и специализированного на сверхвязкую нефть (СВН) пермского разреза бурения, а также по 163 нефтепоисковым скважинам, расположенным в пределах Екатериновско-Ашальчинской зоны нефтепроявлений. Основным результатом работы является выделение 15 нефтеперспективных участков в сакмарском ярусе и 7 – в ассельском с суммарными геологическими (извлекаемыми) прогнозными локализованными ресурсами (D_{1n}) в размере 47457 (11808) тыс. т. Выявленные благоприятные предпосылки локализации нефти в нижнепермском комплексе района исследований в совокупности с наличием прямых признаков нефтеносности в структурных скважинах, свидетельствуют о перспективности района исследований на выявление залежей СВН.

Ключевые слова: нижнепермский карбонатный нефтеносный комплекс, сакмарский ярус, структурное поднятие, кавернозно-трещиноватый тип коллекторов, интервал нефтепроявлений, сверхвязкая нефть, нефтеперспективный участок, поисково-оценочная скважина.

Уже не первый год большой интерес нефтяные компании России проявляют к нетрадиционным видам углеводородного сырья: сверхвязкой нефти, сланцевой нефти, природным битумам и т.д., что в первую очередь связано с истощением месторождений обычной нефти. Дальше всех в вопросах освоения тяжелого углеводородного сырья продвинулась компания «Татнефть», которая на протяжении восьми лет ведет промышленную разработку Ашальчинского месторождения сверхвязкой нефти. Из года в год с начала разработки компания планомерно наращивает объем добычи сверхвязкой нефти (СВН); на сегодняшний день накопленная добыча составила более полумиллиона тонн.

Сейчас в рамках второго и третьего этапов действующего Проекта «СВН 2000» ведутся работы по подготовке и вводу в разработку Южно-Ашальчинского, Северо-Ашальчинского и Больше-Каменского поднятий, входящих в состав Ашальчинского минерально-сырьевого кластера, а также по геологическому доизучению и подготовке к вводу в промышленное освоение залежей СВН еще 11 поднятий.

Данные три этапа Проекта направлены на достижение уровня годовой добычи в 2000 тыс. тонн. Для поддержания данного уровня с перспективой дальнейшего увеличения объема добываемой сверхвязкой нефти необходимо проводить работы по наращиванию ресурсной базы тяжелого углеводородного сырья. Так, в Татарском геологоразведочном управлении в 2010-2013 гг. проводились работы по выделению перспективных структур шешминского горизонта и оценке ресурсов по категории C_3 , а также оценка прогнозных ресурсов уфимского и нижнепермского комплексов в пределах лицензионных участков ОАО «Татнефть» на территории Самарской и Оренбургской областей (Ахметшин, 2012; 2013; Хисамов и др., 2012).

В 2014 году в ТГРУ проводились работы по выделению нефтеперспективных участков в нижнепермском комплексе в пределах западного склона Южно-Татарского сво-

да, который является одним из наиболее перспективных районов в отношении нефтеносности комплекса. Нижнепермские образования здесь представлены ассельским и сакмарским ярусами.

Основанием для постановки настоящей работы на западном склоне ЮТС, а именно в пределах Екатериновско-Ашальчинской зоны нефтепроявлений (по Е.Д. Войтовичу) нижнепермского комплекса послужило выявление обильного нефтепроявления в сакмарском ярусе с выходом СВН на устье в эксплуатационной скв. № 4024 (1943) Екатериновского месторождения нефти (Рис. 1). Дальнейшее бурение роторной компоновкой было безрезультатно – наблюдалось выталкивание бурового инструмента (Кашапов и др., 2013). В результате последующего испытания скважины с паротепловым воздействием в интервале залегания нефтенасыщенных карбонатных коллекторов сакмарского и ассельского ярусов (абс. отм. от минус 98,4 м до минус 114,7 м) был получен приток СВН дебитом 16 м³/сут.

По данным предшествующих исследований (Лебедев, 1973; Хисамов и др., 2012) определены основные геологические предпосылки локализации нефтепроявлений в пределах рассматриваемого участка.

1. Подавляющая часть выявленных нефтескоплений приурочена к нижнепермским локальным поднятиям.

2. Литологическая неоднородность нижнепермского комплекса обусловлена вторичными процессами в виде перекристаллизации, сульфатизации, кальцитизации, выщелачивания и трещиноватости. Наиболее распространены смешанные типы карбонатных коллекторов: пористо-кавернозные, кавернозно-трещиноватые, пористо-кавернозно-трещиноватые. Значительная трещиноватость и закарстованность карбонатных пород, которыми сложены нижнепермские природные резервуары, и отсутствие в разрезе достаточно плотных экранов сделали их проницаемыми для вертикальной миграции нефти. В условиях обширного карстообразования и повышенной

трещиноватости пород нефтепроявления различной интенсивности отмечаются по всему разрезу ассельских, сакмарских и, реже, в кровельной части верхнекаменноугольных отложений.

3. Для карбонатных образований нижнепермских природных резервуаров характерно неравномерное распределение УВ по разрезу и площади, обусловленное изменением полноты разреза и литологических особенностей вмещающих пород (пород-коллекторов и флюидоупоров).

Наиболее интенсивные нефтепроявления и увеличенные интервалы приурочены, главным образом, к верхней части сакмарского яруса.

В редких случаях отмечено увеличение диапазона нефтепроявлений в связи с повышенной мощностью закарстованных пород. При этом нефтепроявления сосредоточены не только в кровельной части сакмарского яруса, но и неравномерно насыщают весь разрез, в редких случаях сливаясь с нефтепроявлениями в кровле ассельского яруса.

Зафиксировано, что обильные нефтепроявления в трещиновато-кавернозных коллекторах нижнепермского разреза вызывали осложнения при бурении структурных скважин вследствие обволакивания замков штанг бурового инструмента гудроновидной нефтью. В скв. № 4023 в процессе геофизических исследований отмечено забивание прибора СВН. Это же отмечалось и ранее при бурении на сакмарские образования скв. № 106 Северо-Ашальчинской площади.

4. Наличие залежей нефти в нижезалегающих каменноугольных отложениях (Рис. 2) и присутствие в карбонатном разрезе вертикальных проницаемых каналов. В работе (Хисамов и др., 2012) указано на приуроченность нижнепермских залежей к глубинным разломам, частично прослеживаемым в верхней части осадочного разреза.

5. Основной экранирующей покрывкой на рассматриваемой площади являются глинистые образования песчано-глинистой пачки шешминского горизонта уфимского яруса.

Кроме того, покрывками, контролирующими образование скоплений УВ в рассматриваемых отложениях, являются прослой плотных (часто окремнелых) карбонатных пород и реже сульфатов, залегающих на разных стратиграфических уровнях нижнепермского комплекса. Сульфатные породы часто слагают нижнюю часть сакмарского разреза, однако эти плотные разности пород не образу-



Рис. 1. Нефтепроявление в скв. № 4024 (11943) Екатеринбургского месторождения.

ют регионально выдержанных покрывшек.

С учетом приведенных выше геологических факторов локализации нефтескоплений в отложениях нижнепермского комплекса, выделение нефтеперспективных участков осуществлялось следующим образом.

На 1 этапе работ была составлена база данных (БД) по результатам структурного и специализированного на СВН бурения 1018 скважин, а также 163 нефтепоисковых скважин, расположенных в пределах района исследований.

Входные формы БД включают номер скважины, площадь бурения, альтитуду скважины, стратиграфический возраст отложений, абсолютные отметки кровли и подошвы сакмарского и ассельского ярусов, интервал отбора керна, абсолютные отметки кровли и подошвы слоев с нефтепроявлениями, толщины слоев с нефтепроявлениями, характеристику нефтесодержащих коллекторов, равномерность и интенсивность нефтенасыщения коллекторов.

Второй этап включает в себя несколько подэтапов. Первый подэтап представляет собой построение структурных карт по кровле сакмарского и ассельского ярусов на основе всего объема данных на сегодняшний день.

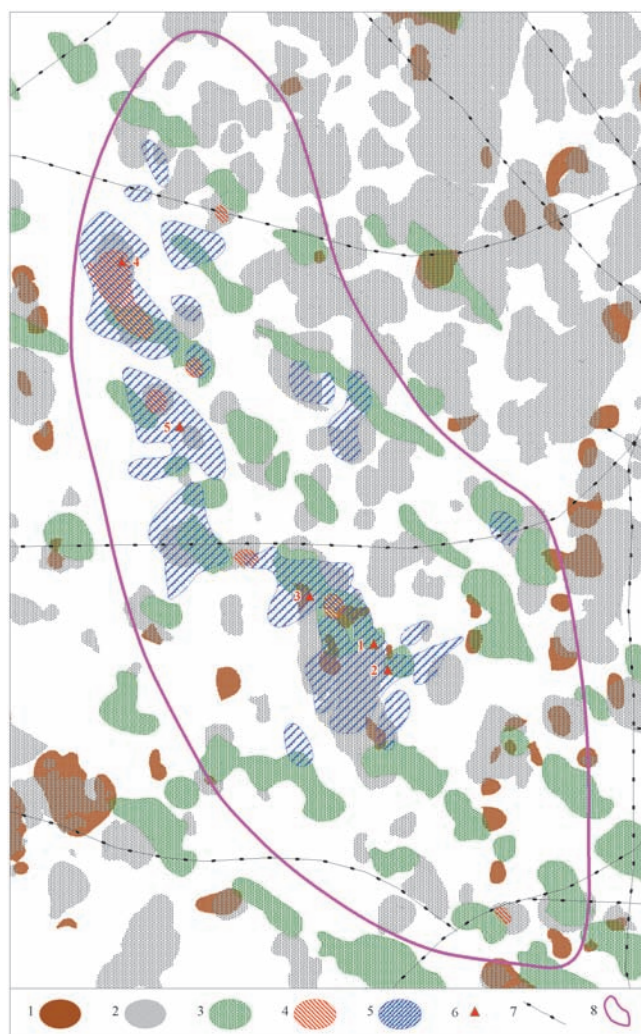


Рис. 2. Карта совмещенных контуров залежей нефти в девонских, каменноугольных, пермских отложениях и нефтеперспективных участках нижнепермского комплекса. Залежи нефти: 1 – в девонских отложениях, 2 – в каменноугольных отложениях, 3 – шешминских отложениях; нефтеперспективные участки: 4 – ассельского яруса, 5 – сакмарского яруса; 6 – рекомендуемые поисково-оценочные скважины; 7 – осевые зоны разломов; 8 – район исследований.

Абсолютные отметки кровли ассельского яруса варьируют в пределах от минус 76 м (скв. № 514 Клинской структурной площади) до минус 144 (скв. № 6306 Ржавецкой структурной площади). Поверхность кровли яруса регионально погружается с востока на запад в направлении Мелекесской впадины. При более детальном рассмотрении она осложнена структурными поднятиями и прогибами. Поднятия группируются в валообразные зоны северо-западной и субмеридиональной ориентировки (Рис. 3).

Поверхность сакмарского яруса, хотя и является эрозионной, но в целом унаследовала основные черты строения поверхности ассельского яруса (Рис. 4). Абсолютные отметки кровли яруса изменяются от 1 м (скв. № 1497 Чумачкинской структурной площади) до минус 110 м (скв. № 404 Ульяновская нефтепоисковая).

Второй подэтап представляет собой дополнение структурных карт данными по отбору керн в скважинах.

Отбор керн в структурных скважинах, как правило, осуществлялся в нижней части пермского разреза с целью отбивки маркирующих горизонтов. Кроме того, на исследуемой площади пробурено незначительное количество поисково-оценочных скважин с целью изучения нефтеносности отложений сакмарского и ассельского ярусов: скв. №№ 3, 4 Аверьяновского битумного участка, скв. № 109 Северо-Ашальчинской участка, скв. №№ 74, 93, 95,

96 Ашальчинского участка, скв. № 4024 (11943) Екатеринбургское месторождение нефти и др.

Всего в контуре исследуемого района пробурено 118 скважин (9,7 % от фонда скважин) с полным отбором керн из сакмарского яруса и 283 с частичным отбором керн, преимущественно в нижней части яруса. Отбор керн из ассельского яруса составляет соответственно 168 скважин (13,8 % от общего фонда скважин участка) и 180 скважин.

На фоне достаточно низкой степени разбуренности исследуемого района информативными в отношении нефтеносности нижнепермского комплекса скважинами, наиболее изученными в этом отношении, являются нефтеперспективные участки №№ 3, 7, 10 сакмарского яруса и № 2 ассельского. Так, плотность разбуренности скважинами с полным отбором керн для нефтеперспективного участка № 3 сакмарского яруса составляет 814 тыс. м²/скв., № 7 – 1171 тыс. м²/скв., № 10 – 673 тыс. м²/скв. Для объекта № 2 ассельского яруса эта величина составляет 487 тыс. м²/скв.

Выход керн из нижнепермского комплекса, сложенного трещиновато-кавернозными карбонатными породами, согласно документации керн в большинстве своем не превышает 20-30 %. Исключение составляют поисково-оценочные скважины на СВН пермского разреза, в которых выход керн составлял преимущественно более 60 %.

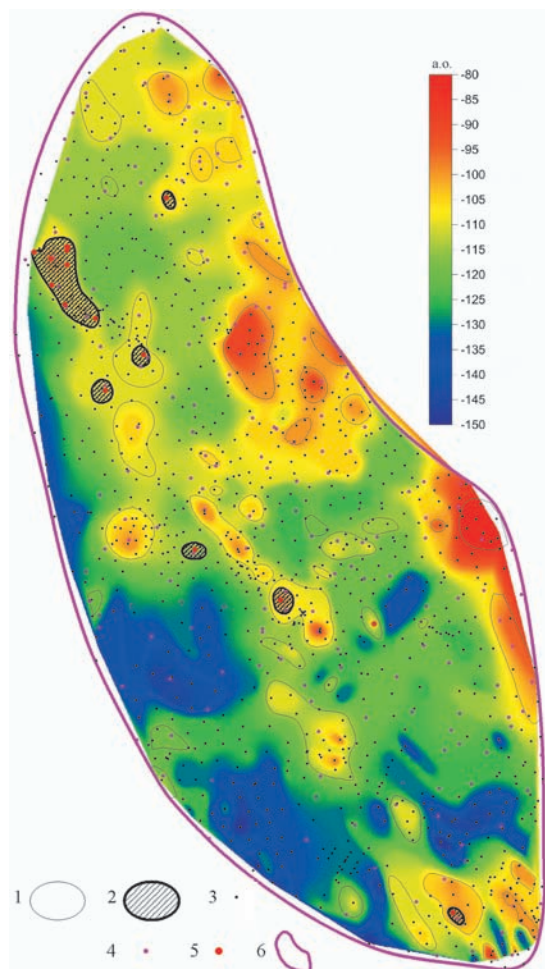


Рис. 3. Структурная карта по кровле ассельского яруса. 1 – поднятие по кровле ассельского яруса; 2 – нефтеперспективные участки ассельского яруса; скважины: 3 – структурные, поисково-разведочные и разведочные на СВН пермского разреза, 4 – глубокие нефтепоисковые, 5 – с нефтепроявлениями в керне из ассельских отложений; 6 – район исследований.

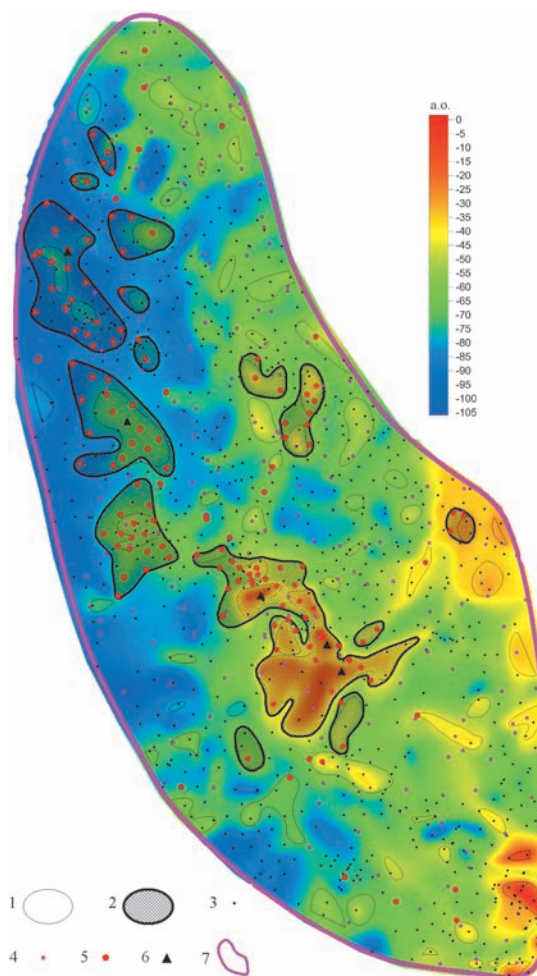


Рис. 4. Структурная карта по кровле сакмарского яруса. 1 – поднятие по кровле сакмарского яруса; 2 – нефтеперспективные участки сакмарского яруса; скважины: 3 – структурные, поисково-разведочные и разведочные на СВН пермского разреза, 4 – глубокие нефтепоисковые, 5 – с нефтепроявлениями в керне из сакмарских отложений, 6 – рекомендуемые поисково-оценочные; 7 – район исследований.

На третьем подэтапе на структурных картах отражаются данные о суммарной толщине нефтепроявлений по скважинам.

При определении суммарных нефтенасыщенных толщин по скважинам учтены слои с интенсивностью нефтенасыщения коллекторов от слабой до интенсивной. Суммарная толщина коллекторов с нефтепроявлениями для образований сакмарского комплекса изменяется от 0,1 м до 76,4 м (скв. № 74 Ашалчинского участка), для ассельского яруса – от 1,3 м до 60 м (скв. № 951 Петропавловской пл.).

Отмечается слияние нефтеносных интервалов сакмарского и ассельского ярусов с образованием единого этажа нефтеносности мощностью до 96 м (скв. № 951). В единичных случаях зафиксировано распространение интер-

валов с нефтепроявлениями в карбонатные отложения кровли каменноугольной системы.

На 4 подэтапе осуществлялось оконтуривание нефтеперспективных участков на выявление залежей СВН в нижнепермском комплексе.

Оконтуривание нефтеперспективных участков произведено на основании суммарных толщин нефтепроявлений в скважинах по керну из сакмарского и ассельского ярусов (Рис. 4). Практически все выделенные нефтеперспективные участки приурочены к положительным формам кровли нижнепермского комплекса – структурным поднятиям III порядка и реже к гемиянтиклиналям.

Форма нефтеперспективных объектов в плане от эллипсоидной (нефтеперспективный участок № 6 сакмарского яруса) до крайне сложной (нефтеперспективный участок № 10 сакмарского яруса).

Ориентировка нефтеперспективных участков согласуется с ориентировкой поднятий и, как правило, является северо-западной или субмеридиональной. Размеры участков варьируют в широких пределах – от 259 тыс. м² (№ 1 ассельского яруса) до 22147 тыс. м² (№ 10 сакмарского яруса).

В рамках 5 подэтапа осуществлялось построение геологических профилей нефтеперспективных участков № 7 сакмарского яруса и № 4 ассельского яруса (Рис. 5). Эти участки являются одними из наиболее геологически изученных и типичных для района исследований.

Геологические профили (один вдоль простирания и два вкрест простирания участка) подтверждают выводы предшествовавших исследователей о приуроченности нефтепроявлений в нижнепермских отложениях района к резервуарам сводового массивного типа (Хисамов и др., 2006).

Работы 3 этапа заключались в обосновании методики оценки ресурсов выделенных нефтеперспективных участков, в обосновании их параметров и в количественной оценке прогнозных локализованных ресурсов по категории D_{1n} .

Наиболее часто используемым способом количественной оценки ресурсов нефти является метод геологических аналогий (Методическое руководство..., 2000). Данный метод предусматривает выделение хорошо изученного нефтеносного объекта, принимаемого за эталон с последующим распространением установленной плотности ресурсов УВ с эталона на прогнозируемые участки с учетом коэффициентов на меру геологического сходства эталона и прогнозируемого участка.

К настоящему времени достаточно изученного эталонного объекта, приуроченного к сводовому массивному типу резервуаров нижнепермского комплекса, в Республике Татарстан нет. В тоже время, значительный объем бурения скважин на рассматриваемом участке с полным или частичным отбором керна в ряде скважин из отложений нижнепермского комплекса, лабораторные исследования керна на определение коллекторских свойств пород и их нефтенасыщенности, а также проведенные испытания скважин на приток УВ, в том числе и с паротепловым воздействием на пласты, позволяют рассмотреть возможность применения объемного метода оценки ресурсов нефти Екатериновско-Ашалчинского участка, по аналогии с ресурсами категории C_3 , по формуле:

$$Q_n = F \cdot h_{эф} \cdot m \cdot k_n \cdot \rho_n \cdot \theta \cdot \eta_n, \quad (1)$$

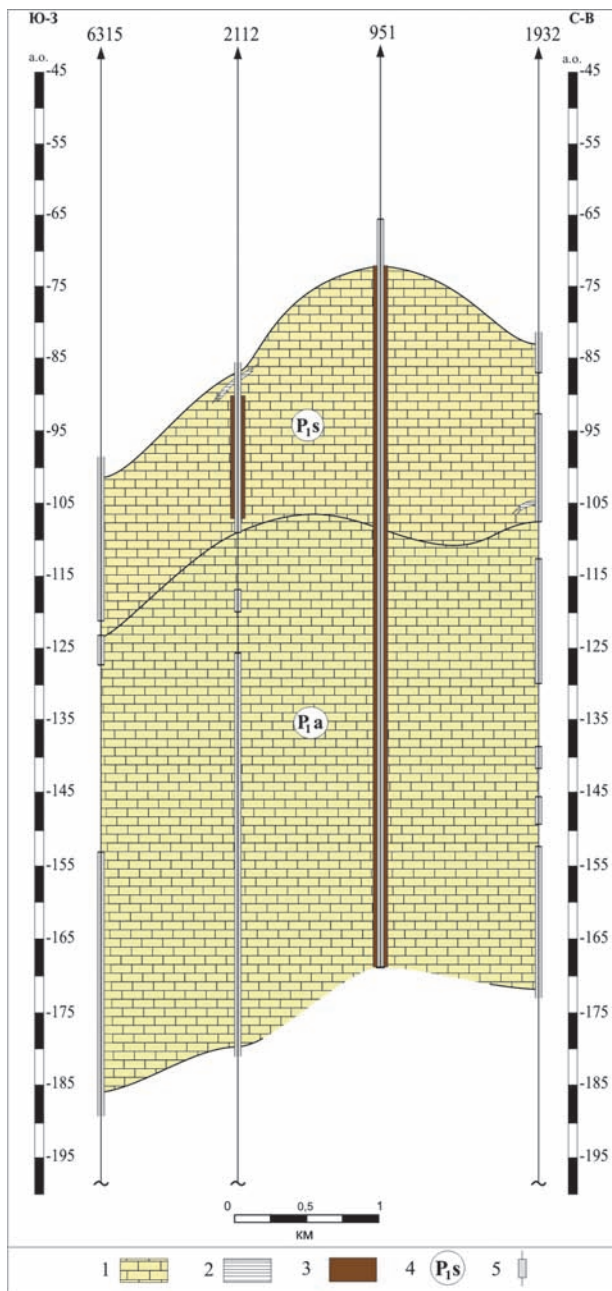


Рис. 5. Геологический профиль по линии скв. №№ 6315-2112-951-1932. Лебединское поднятие (нефтеперспективный объект № 7 сакмарского яруса). 1 – карбонатные отложения (известняки и доломиты), 2 – глинистые отложения; 3 – нефтенасыщенные слои по керновому материалу; 4 – стратиграфический индекс; 5 – интервал отбора керна.

где Q_n – извлекаемые ресурсы нефти, тыс. т; F – площадь нефтеносности (объекта), тыс. м²; $h_{эф}$ – эффективная нефтенасыщенная толщина, м; m – коэффициент открытой пористости нефтесодержащих пород, доля единицы; k_n – коэффициент нефтенасыщенности пласта, доля единицы; ρ_n – плотность нефти на поверхности (при t от 20 °С и $P_{ct} = 0,1$ МПа), т/м³; θ – пересчетный коэффициент, учитывающий усадку нефти, доля единицы; η_n – коэффициент извлечения нефти, доля единицы.

Площади нефтеносности определены для каждого нефтеперспективного участка сакмарского и ассельского ярусов при помощи ГИС «MapInfo».

Нефтеносность нижнепермского комплекса исследуемого района связана, в первую очередь, с кавернозными, а также закарстованными коллекторами, в связи с чем представляется возможным распространение значений оценочных параметров пористости и коэффициента нефтенасыщенности, определенных для нефтенасыщенных интервалов по данным ГИС в скв. № 11943 Екатерининского месторождения нефти, на эталонные участки. Плотность нефти (ρ_n) принята по результатам исследования пробы нефти из скв. № 11943. Согласно аналитическим исследованиям в Татарском геологоразведочном управлении плотность нефти при 20°C составляет 989,4 кг/м³, а динамическая вязкость при 20 °С – 25197,4 мПа·с.

Достоверность данных о толщине нефтенасыщенных пластов по данным документации ядра крайне низка, вследствие приуроченности нефти, в первую очередь, к кавернозным коллекторам и карстовым полостям различных размеров и низкого выхода ядра при проходке этих отложений (Рис. 6).

Поэтому для определения $h_{эф}$ использованы результаты ГИС в скв. № 11943 Екатерининского месторождения нефти (Рис. 7). Для скважины были определены отдельно по ярусам коэффициенты, представляющие отношение эффективных нефтенасыщенных интервалов по ГИС к суммарной толщине нефтепроявлений в интервале ГИС. Для отложений сакмарского яруса он составил 0,26, для отложений ассельского яруса – 0,14. Эти коэффициенты в дальнейшем были использованы для определения $h_{эф}$ для каждого нефтеперспективного участка.

Основным результатом проведенных работ является выделение 15 нефтеперспективных участков на выявление залежей СВН в отложениях сакмарского яруса и 7 в отложениях ассельского яруса в пределах Екатерининско-Ашальчинской зоны нефтепроявлений.

В соответствии с обоснованными оценочными параметрами произведена оценка прогнозных локализованных ресурсов нефти нефтеперспективных участков по категории $D_{л1}$. Суммарные геологические ресурсы в сакмарском ярусе составляют 44,77 млн т, ассельском – 2,69 млн. т.

Заключительный 4 этап работ сводился к обоснованию точек заложения рекомендуемых поисково-оценочных скважин с целью выявления нефтеносных коллекторов в отложениях нижнепермского комплекса, в пределах выделенных нефтеперспективных участков.

Исходя из величин локализованных ресурсов нефтеперспективных участков, их геологической изученности и геолого-геофизических данных, в следующую стадию геологоразведочных работ (ГРП) на Екатерининско-Ашальчинской зоне нефтепроявлений нижнепермского комплекса рекомендовано бурение 5 поисково-оценочных скважин.

Глубина, м	Документация ядра		Описание пород	Наглубина залегания слоев, м	Лабораторные исследования ядра																	
	Наглубина залегания яруса, м	Наглубина залегания слоев, м			Нефтенасыщенность, %																	
					Пористость, %																	
97-176 78	97-100,6 83		Известняки серые с мелкозернистым оттоном глинистые и с единичными прослоями глины. В интервале 97-99 м по трещинам битум																			
100	100,6-105 45		Известняки белые светло-серые трещиноватые, каверзные (трещины и каверны заполнены битумом). Нефтенасыщенность от слабой до интенсивной	102 - 105,2												0,4-8,4 2,5	5,0-66,0 39,2	2,5-28,7 13,1				
105																						
110																						
115			Доломиты и известняки от бурого до темно-бурого цв. В интервале 109-112,4 трещиноватые, кавернозные. Породы неравномерно нефтенасыщены, интенсивность нефтенасыщения от слабой до интенсивной	105,2 - 127												0,6-11,5 5,9	18,0-96,0 70,0	5,8-32,9 19,7				
120	105-126 79																					
125																						
130			Известняки светло-серые тонкозернистые, плотные, крепкие, трещиноватые, кавернозные; трещины и каверны заполнены битумом														0,01-47,0 17,0					
135	126-173 13																					
140				127- 161,9												0,1-3,0 1,4		13,8-27,7 20,0				
145																						
150																						
155																						
160																						
165																						
170																						
175																						

Рис. 6. Сопоставление данных документации и лабораторных исследований ядра сакмарского яруса по скв. №109 Северо-Кармалинского участка (нефтеперспективный объект №12).

Все скважины рекомендуется пробурить с полным вскрытием нижнепермского комплекса. В скважинах предполагается выполнение комплекса ГРП, включающего отбор керн и проведение специализированного комплекса геофизических исследований (ГИС) в интервале залегания отложений нижнепермского комплекса, лабораторные исследования отобранного керн на коллекторские свойства и нефтеносность, выделение по

геолого-геофизическим данным нефтеносных горизонтов коллекторов и испытание нефтеперспективных пластов на естественном режиме (ЕР) и после паротеплового воздействия (ПТВ) с целью получения промышленных притоков УВ, гидродинамические исследования в скважинах, лабораторные исследования проб УВ и пластовых вод.

Поисково-оценочные скважины №№ 1, 2, 3 проекти-

Стратиграфия	Шкала абс. отм., м	Скв. № 951 Петропавловской площади (данные документации керн)		Скв. № 11943 Екатеринбургского месторождения (результаты ГИС в интервале -93,6 -149,0 м)				Результаты испытания		
		Глубина Абс. отм., м	Геологическая колонка	Литология	Глубина Абс. отм., м	Кп	Кп		Характеристика пласта-коллектора	
	-70	223 -73								
P ₁ s	-75			Доломиты брекчиевидные светло-серые, участками с буроватым оттенком, с кавернами и трещинами заполненными густым битумом, загипсованные	230,5					
	-80									
	-85									
	-90	240 -90								
	-94	244 -94			Доломиты светло-серые, трещиноватые по редким кавернам - битум	251,4				
	-95				Доломиты серые с трещинами заполнены битумом. ("Ракушечник")	252,2 -95,8	12,7	63,6	Карбонатный, нефть	
	-96	246 -96			Доломиты светло-серые, с бурым оттенком кавернозные и трещиноватые; каверны и трещины заполнены битумом	260,6 -103,8				
	-105	259 -105				263,4 -106,5	13,8	77,8	Карбонатный, нефть	
						-107,9	15,9	80,4	Карбонатный, нефть	
	P ₁ a	-110				Доломиты светло-серые с желтым оттенком, участками окремненными, участками битуминозными	269,3 -112,2			
-111		161 -111	Доломиты светло-серые, участками тонкопористые, битуминозные с редкими трещинами, загипсованные	270,1 -112,9	19,7	85,8	Карбонатный, нефть			
-115				-115,3	19,4	74,3	Карбонатный, нефть			
-116				-116,1						
-119,6				-119,6						
-120,6				-120,6	8,2	66,6	Карбонатный, нефть			
-122,2				-122,2	11,3	33,7	Карбонатный, нефть			
-124,2				-124,2	17,0	72,7	Карбонатный, нефть			
-126,4				-126,4						
-129,6				-129,6						
-130		280 -130			287,6 -129,6	15,3		Карбонатный, вода		
-135				Доломиты светло-серые с желтоватым оттенком, трещиноватые, битуминозные, загипсованные	291,8 -133,6	17,6		Карбонатный, вода		
-137,0		295,4 -137,0			9,4		Карбонатный, вода			
-138,2			18,2			Карбонатный, вода				
-144,3		Доломиты светло-серые пористые, трещиноватые, с кавернами заполнены УВ. ("Фончатый доломит")	297,1 -138,6							
-145	295 -145		303,0 -144,3							
-148,1			307,1 -148,1	21,7		Карбонатный, вода				
-149,0			308,0 -149,0							
-147	297 -147	Доломиты светло-серые с буроватым оттенком, пористые, битуминозные с кавернами заполненными битумом, загипсованные		11,2		Карбонатный, вода				
-157	307 -157									
-160		Доломиты известковые, участками пористые битуминозные, загипсованные								
-165										
-169	319 -169									

□ интервал испытаний с ПТВ на пласт в открытом стволе

Рис. 7. Сопоставление данных о нефтеносности нижнепермского комплекса по скв. № 951 Петропавловской площади структурного бурения и скв. № 11943 поисково-оценочной на СВН пермского разреза Екатеринбургского месторождения (нефтеперспективные участки № 7 сакмарского яруса и № 4 асельского яруса).

руются на нефтеперспективном участке № 12 сакмарского яруса (Рис. 8).

Точка заложения скв. № 1 рекомендуется в центральной части участка в районе скв. № 95 Ашальчинской залежи СВН, скв. № 2 в южной части нефтеперспективного участка в районе скв. № 96 Ашальчинской залежи СВН и

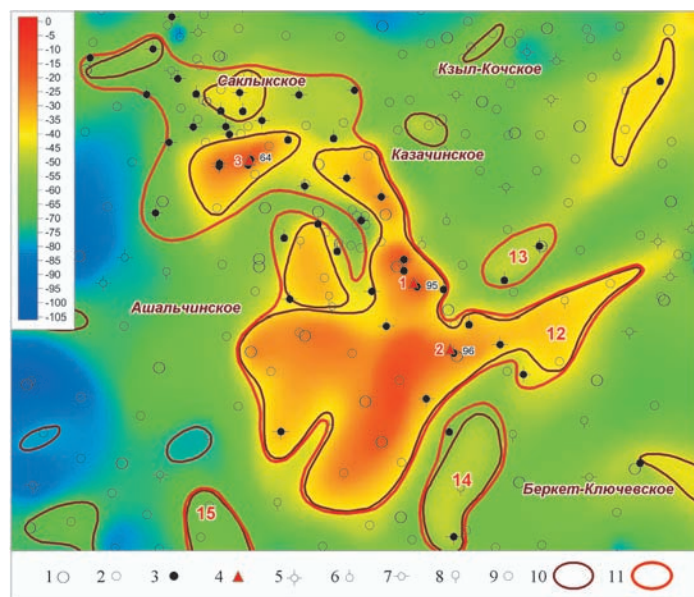


Рис. 8. Нефтеперспективный участок № 12 сакмарского яруса. Скв. № 1 – глубокие нефтепоисковые, 2 – структурные, поисково-разведочные и разведочные на СВН пермского разреза, 3 – с нефтепроявлениями, 4 – рекомендуемые поисково-оценочные. Отбор керн в сакмарском ярусе: 5 – по всему разрезу, 6 – в верхней части, 7 – в средней части, 8 – в нижней части, 9 – без отбора; 10 – поднятие по кровле сакмарского яруса; 11 – контуры нефтеперспективных участков и их номера. В верхнем левом углу – шкала абсолютных отметок кровли сакмарского яруса.

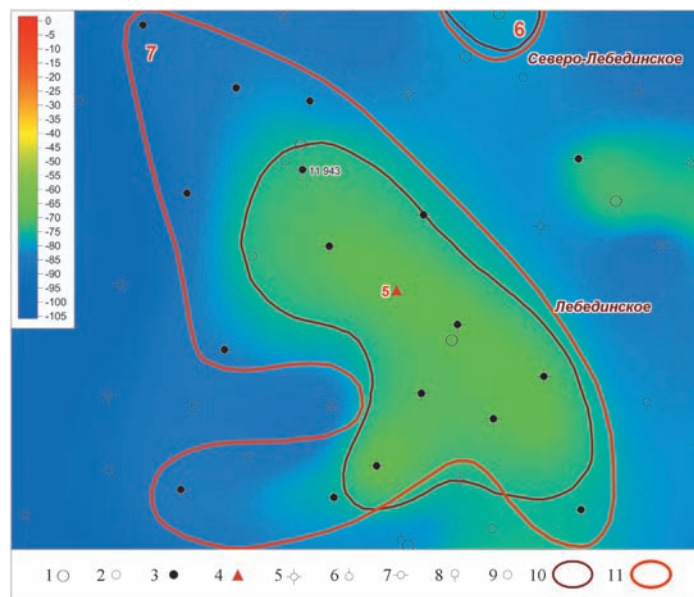


Рис. 9. Нефтеперспективный участок № 7 сакмарского яруса. Скв. № 1 – глубокие нефтепоисковые, 2 – структурные, поисково-разведочные и разведочные на СВН пермского разреза, 3 – с нефтепроявлениями, 4 – рекомендуемые поисково-оценочные. Отбор керн в сакмарском ярусе: 5 – по всему разрезу, 6 – в верхней части, 7 – в средней части, 8 – в нижней части, 9 – без отбора; 10 – поднятие по кровле сакмарского яруса; 11 – контуры нефтеперспективных участков и их номера. В верхнем левом углу – шкала абсолютных отметок кровли сакмарского яруса.

скв. № 3 в северной части участка в районе скв. № 64 Ашальчинского битумного участка.

Данные, полученные в результате выполнения рекомендуемых ГРП на нефтеперспективном участке № 12 сакмарского яруса, позволят установить промышленную значимость объекта.

Поисково-оценочная скв. № 4 рекомендуется к заложению в пределах нефтеперспективных объектов № 3 сакмарского яруса и № 2 ассельского яруса в районе скв. № 4 Аверьяновского битумного участка, в которой при испытаниях на ЕР были получены небольшие притоки УВ. Основной целью строительства данной скважины является получение промышленного притока УВ из перспективного на нефть нижнепермского комплекса после ПТВ.

Скв. № 5 рекомендуется к бурению в центральной части нефтеперспективного участка № 7 сакмарского яруса в сводовой части Лебединского поднятия по кровле ассельского яруса (Рис. 9). Проектная поисково-оценочная скв. № 5 располагается в 1,3 км к юго-востоку от скв. № 11943 Екатеринбургского месторождения нефти, в которой при испытаниях с ПТВ на нефтеносные пласты был получен промышленный приток СВН.

Поэтому, в случае вскрытия нефтеносных пластов в отложениях нижнепермского комплекса в рекомендуемой поисково-оценочной скв. № 5 следует предполагать региональное их распространение в плане.

Итак, выявленные благоприятные предпосылки локализации нефти в нижнепермском комплексе в пределах Екатеринбургско-Ашальчинского участка в совокупности с обнаруженными прямыми признаками нефтеносности этих отложений в структурных и поисково-оценочных скважинах, свидетельствуют о перспективности исследуемого участка недр на выявление залежей СВН.

Выполнение рекомендуемого комплекса ГРП позволит получить необходимые геолого-геофизические данные для заключения о наличии залежей промышленного масштаба в пределах участка работ. Получение положительных результатов позволит определить первоочередные участки для постановки работ разведочного этапа.

Литература

- Ахметшин А.З. Выделение перспективных структур шешминского горизонта с целью воспроизводства сырьевой базы сверхвязкой нефти в Республике Татарстан. *Тр. XVI Межд. симп. им. ак. М.А.Усова студентов и молодых ученых*. Томск. 2012. С. 242-244.
- Ахметшин А.З. Нарращивание ресурсной базы тяжелой сверхвязкой нефти пермской системы в пределах Южно-Татарского свода. *Мат. II Межд. науч.-практ. конф. молодых ученых и специалистов памяти ак. А.П.Карпинского*. С.-Петербург. 2013. С. 513-517.
- Кашапов И.Х. и др. Проблемы извлечения сверхвязкой нефти ассельско-сакмарского ярусов нижней перми на территории деятельности НГДУ «Ямашнефть» на примере скважины № 11943 (№ 4024). *Мат. докладов научно-практ. конф. «Проблемы разведки и разработки высоковязких нефтей», посвя. 20-летию ТГРУ ОАО «Татнефть»*. Казань. 2013. С. 102-110.
- Лебедев Н.П. Битумовмещающие породы пермских отложений Татарии и смежных районов Ульяновской и Куйбышевской областей. *Сб. «Битуминозные толщи востока Русской платформы»*. Казань: КГУ. 1973. 131 с.
- Методическое руководство по количественной и экономической оценке ресурсов нефти, газа и конденсата России. М.: ВНИГНИ. 2000. 189 с.
- Хисамов Р.С., Гатиятуллин Н.С., Либерман В.Б., Шаргородский И.Е., Р.Н. Хадиуллина, Войтович С.Е. Минерально-сырьевая база Республики Татарстан. Казань: Фэн. 2006. 320 с.
- Хисамов Р.С., Гатиятуллин Н.С., Шаргородский И.Е., Ахмет-

шин А.З., Зинатова М.Ф. Особенности геологического строения и размещения залежей нижнепермской тяжелой нефти Волго-Уральской нефтегазоносной провинции. *Нефтяное хозяйство*. 2012. С. 10-15.

Хисамов Р.С., Сухов К.А., Гатиятуллин Н.С., Войтович С.Е., Либман В.Б. К вопросу о поисках залежей сверхвязкой нефти в юго-западной части Южно-Татарского свода. *Геология нефти и газа*. №3. 2012. С. 54-58.

Сведения об авторах

Раис Салихович Хисамов – Главный геолог – зам. генерального директора ОАО «Татнефть», д.геол.-мин.н., профессор
423450, Альметьевск, ул. Ленина, 75. Тел: (8553)307-117

Накип Салахович Гатиятуллин – Начальник Татарского геологоразведочного управления ОАО «Татнефть», д.геол.-мин.н.

Камиль Акрамович Сухов – Начальник научно-производственного центра «Геология сверхвязких нефтей»

Артур Зуфарович Ахметшин – Ведущий геолог научно-производственного центра «Геология сверхвязких нефтей»

Татарское геологоразведочное управление ОАО «Татнефть», 420111, Россия, Казань, ул. Чернышевского, 23/25. Тел.: (843)293-60-30.

Allocation of oil potential areas in the Lower Permian complex of the South-Tatar arch western slope

R.S. Khisamov, N.S. Gatiyatullin, K.A. Sukhov, A.Z. Akhmetshin

JSC Tatneft, Almetyevsk, Russia

Tatar Geological Exploration Department, JSC Tatneft, Kazan, Russia, e-mail: tgru@tatneft.ru

In this paper we consider allocation of prospective areas for exploration and evaluation drilling to identify deposits of highly viscous oil, confined to carbonate reservoirs of Sakmarian and Asselian stages. To do this, there are geological and geophysical data collected, systematized and analyzed for 1018 wells of structural drilling and drilling specialized on highly viscous oil of Permian section, as well as 163 oil prospecting wells located within Ekaterinovskiy Ashalchinsky zone of oil ingress. The main result is allocation of 15 oil potential areas in Sakmarian formation, and 7 in Asselian formation with total geological (recoverable) forecast localized resources (DIL) in the amount of 47457 (11808) thousand tones. Identified favorable conditions of oil localization in the Lower Permian complex together with the presence of direct evidence of oil content in structural wells, indicate the prospects of the studied area to identify deposits of highly viscous oil.

Keywords: Lower Permian oil-bearing carbonate complex, Sakmarian stage, structural elevation, cavernous-fractured reservoir type, oil ingress interval, highly viscous oil, oil potential area, exploration and evaluation well.

References

Akhmetshin A.Z. Vydelenie perspektivnykh struktur sheshmingskogo gorizonta s tsel'yu vosproizvodstva syr'evoy bazy sverkhv'yazkoy nefiti v Respublike Tatarstan [Allocation of prospective structures in Sheshma horizon for the purpose of replacement of high-viscosity oil reserves in the Republic of Tatarstan]. *Tr. XVI Mezhd. simp. im. ak. M.A. Usova studentov i molodykh uchenykh* [Proc. XVI Int. Symp. of students and young scientists]. Tomsk. 2012. Pp. 242-244.

Akhmetshin A.Z. Naraschivanie resursnoy bazy tyazheloy sverkhv'yazkoy nefiti permskoy sistemy v predelakh Yuzhno-Tatarskogo svoda [Upgrading of Permian heavy viscous oil within South Tatar arch]. *Mat. II Mezhd. nauchno-prakt. konf. molodykh uchenykh i spetsialistov pamyati ak. A.P. Karpinskogo* [Proc. II Int. Conf. of young scientists in memory of A.P. Karpinski]. St.Petersburg. 2013. Pp. 513-517.

Kashapov I.Kh. i dr. Problemy izvlecheniya sverkhv'yazkoy nefiti assel'sko-sakmarskogo yarusov nizhney permi na territorii deyatelnosti NGDU «Yamashneft» na primere skvazhiny № 11943 (№ 4024) [Problems of high-viscosity oil extracting of Asselian-Sakmarian Lower Permian in the active territory of "Yamashneft" (on example of the

well number 11943) (№ 4024)]. *Mat. dokladov nauchno-prakt. konf. «Problemy razvedki i razrabotki vysokovyazkikh neftey», posv. 20-letiyu TGRU OAO «Tatneft'»* [Proc. Conf. of young scientists, devoted to 20th jubilee of TGRU JSC Tatneft «Problems of heavy viscous oils development»]. Kazan. 2013. Pp. 102-110.

Lebedev N.P. Bitumovmeschayuschie porody permskikh otlozheniy Tatarii i smezhnykh rayonov Ul'yanovskoy i Kuybyshevskoy oblastey [Bitumen rocks of Permian deposits of Tatarstan and neighboring districts of Ulyanovsk and Kuibyshev region]. *Sb. rabot KGU «Bituminoznye tolschi vostoka Russkoy platformy»* [Proc. Conf. «Bituminous strata of the East Part of Russian Platform»]. Kazan. 1973. 131 p.

Metodicheskoe rukovodstvo po kolichestvennoy i ekonomicheskoy otsenke resursov nefiti, gaza i kondensata Rossii [Guidance for quantitative and economic evaluation of resources of oil, gas and condensate in Russia]. Moscow: VNIGNI. 2000. 189 p.

Khisamov R.S., Gatiyatullin N.S., Liberman V.B., Shargorodskiy I.E., R.N. Khadiullina, Voytovich C.E. Mineral'no-syr'evaya baza Respubliki Tatarstan [Mineral reserve base of Tatarstan Republic]. Kazan: Fen. 2006. 320 p.

Khisamov R.S., Gatiyatullin N.S., Shargorodskiy I.E., Akhmetshin A.Z., Zinatova M.F. Features of geological structure and location of Low Permian Heavy oil of Volga Ural oil-and-gas Province. *Neftyanoe khozyaystvo* [Oil industry]. 2012. Pp. 10-15. (In Russian)

Khisamov R.S., Sukhov K.A., Gatiyatullin N.S., Voytovich S.E., Liberman V.B. To the question of extremely viscous oil deposits searching in the South-West part of South-Tatar arch. *Geologiya nefi i gaza* [Geology of oil and gas]. No.3. 2012. Pp. 54-58. (In Russian)

Information about authors

Rais S. Khisamov – Dr. Sci. (Geol. and Min.), Deputy General Director – Chief Geologist of JSC Tatneft
423400 Russia, Almetyevsk, Lenin St. 75.
Tel: +7(8553)307-117.

Nakip S. Gatiyatullin – Dr. Sci. (Geol. and Min.), Head of Tatar Geological Exploration Department, JSC Tatneft

Kamil' A. Sukhov – Head of the Scientific and Production Centre «Geology of extremely viscous oils»

Artur Z. Akhmetshin – Leading Geologist, Scientific and Production Centre «Geology of extremely viscous oils»

Tatar Geological Exploration Department, JSC Tatneft
420111 Russia, Kazan, Chernyshevsky St. 23/25
Tel: +7(843)293-60-30.

Исследование влияния параметров кривых фазовых проницаемостей при фильтрационном моделировании

В работе исследуется влияние параметров функций относительных фазовых проницаемостей (ОФП) и тензора абсолютной проницаемости на показатели добычи нефти и обводненности продукции. На основании математической модели двухфазной фильтрации жидкостей в пористой среде предложена методика построения корреляционных зависимостей расчетных показателей разработки от параметров функций ОФП и тензора абсолютной проницаемости. Выявление данных закономерностей дает возможность ускорить и оптимизировать процесс адаптации гидродинамических моделей реальных объектов по истории разработки.

Ключевые слова: гидродинамическое моделирование, адаптация модели, относительные фазовые проницаемости, тензор абсолютной проницаемости.

Введение

Гидродинамическое моделирование процессов, происходящих в нефтяных пластах при их заводнении, – один из важнейших этапов при проектировании и разработке месторождения. Как правило, наиболее трудоемким этапом при моделировании является адаптация модели по истории разработки, т.е. проведение многовариантных расчетов с целью получения результатов, совпадающих с проведенными наблюдениями. Другими словами, в результате адаптации модель должна с достаточной степенью точности отражать реальные явления, происходящие в объекте, который она описывает (Муслимов, 2009; 2010; 2011).

С математической точки зрения адаптация модели (или ее настройка) – это некорректная обратная задача, не имеющая единственного решения. Целевые параметры адаптации – это показатели, которые имеют регулярные наблюдения по истории разработки. По данным показателям производится сравнение расчетов с целью оценки качества и адекватности модели.

При гидродинамических расчетах в качестве заданных величин обычно используются показатели добычи жидкости (реже добычи нефти) по скважинам при предельных значениях забойных давлений, а контролируемые величинами выступают добыча нефти (или обводненность добываемой продукции) и забойные давления.

Адаптация производится путем подбора входных параметров (модификаторов), которые имеют высокую неопределенность, т.е. имеют большую погрешность измерения или являются некоторыми комплексными параметрами, не поддающимися определению во всем объеме залежей. Одними из основных параметров при адаптации являются функции относительных фазовых проницаемостей (ОФП).

В данной работе исследуется влияние параметров функций ОФП на динамику добычи нефти и обводненности продукции для двухфазной модели нефтяного пласта. Такой подход позволяет установить корреляционные зависимости расчетных показателей разработки от параметров функций ОФП, что ускоряет процесс настройки модели.

Другим геологическим параметром пористой среды,

имеющим большую неопределенность в гидродинамической модели, является тензор абсолютной проницаемости. Если при латеральной фильтрации (в плоскости XY) в большинстве случаев справедливо можно считать, что $K_x = K_y$, то связь K_z с x и y компонентами тензора, как правило, задается исследователем произвольно. Для оценки влияния тензора проницаемости на накопленную добычу нефти проведены численные эксперименты.

1. Математическая постановка задачи.

Основные уравнения

Рассматривается двухфазная изотермическая фильтрация несжимаемых несмешивающихся жидкостей в неоднородном недеформируемом пористом пласте. Без учета капиллярных и гравитационных сил законы фильтрации для двух фаз можно записать в виде уравнений неразрывности для нефти и воды (Баренблатт и др., 1984):

$$m \frac{\partial S_i}{\partial t} + \text{div}(\mathbf{U}_i) = 0, \quad (i=o, w); \quad (1)$$

уравнений движения для нефти и воды в виде закона Дарси:

$$\mathbf{U}_i = -K_i \text{grad}(P_i), \quad (i=o, w). \quad (2)$$

В приведенных выше уравнениях m – пористость; $K_i = kf/\mu_i$, где k – тензор абсолютной проницаемости, f_i – функция относительной фазовой проницаемости, μ_i – динамическая вязкость; P_i – давление в фазах, \mathbf{U}_i – скорость фильтрации i -ой фазы; S_i – насыщенность пористого тела i -ой фазой ($S_o + S_w = 1$). Индексами « o » и « w » помечены величины, характеризующие нефть и воду.

После несложных преобразований получена следующая система из двух уравнений для определения полей давления и насыщенности в коллекторе:

$$\text{div}(K \text{grad}(P_i)) = 0, \quad (3)$$

$$m \frac{\partial S_w}{\partial t} + \text{div}(FK \text{grad}(P_i)) = 0, \quad (4)$$

где $K = K_o + K_w$, $F = K_w/K$ – функция Баклея-Лeverетта.

Данная система уравнений решается методом контрольных объемов на трехмерной сетке (Зенкевич, 1975; Li et al., 2003). Более подробно аппроксимация данных урав-

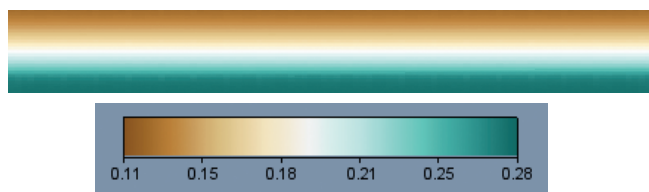


Рис. 1. Профиль проницаемости (в мкм^2) в вертикальном сечении.

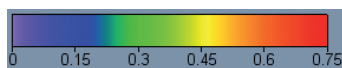
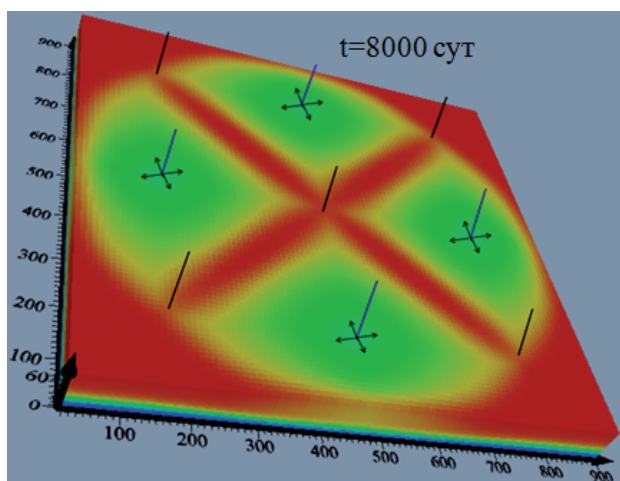
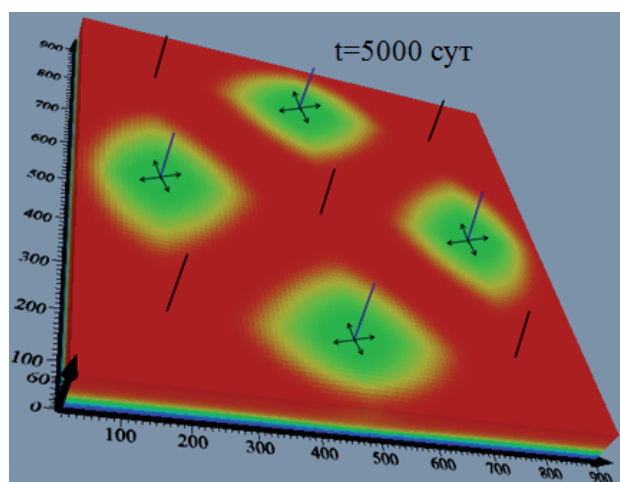
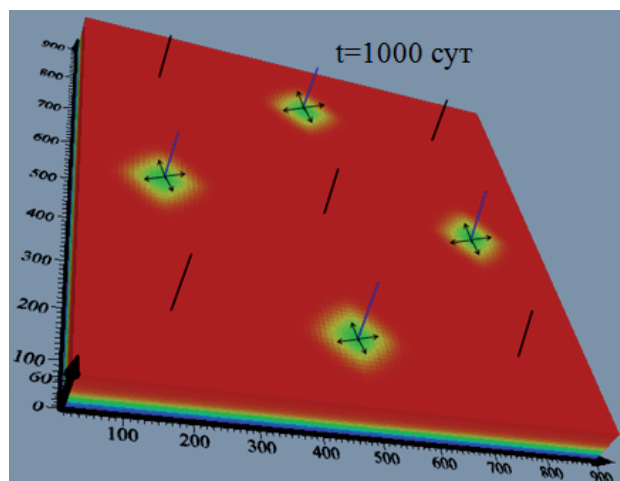


Рис. 2. Поле нефтенасыщенности на различные моменты времени.

нений описана в работах (Закиров, Никифоров, 2013). Программный код реализован при помощи языка Fortran.

Т.к. трехмерная область фильтрации содержит большое количество расчетных узлов сетки (50-100 тыс.), решение задачи сопровождается вычислительными трудностями. Чтобы ускорить расчет, было проведено распараллеливание алгоритма при помощи технологии OpenMP на компьютере с 8-ядерным процессором (Антонов, 2009).

2. Численные результаты.

Влияние параметров функций ОФП на показатели добычи нефти

Рассмотрим модель нефтяного слоисто неоднородного пласта в форме параллелепипеда размерами $900 \times 900 \times 60$ м, ограниченного непроницаемыми поверхностями. Профиль проницаемости в одном из вертикальных сечений показан на рис. 1. Шаг равномерной по горизонтали сетки принят равным 25 м, по вертикали – 1 м. Трехмерная сетка содержит 77 тыс. узлов.

Скважины расположены по схеме, показанной на рис. 2 (четыре нагнетательные и пять добывающих). Добывающие скважины работают в режиме заданных дебитов жидкости. Объем закачиваемой воды компенсирует отбор жидкости добывающими скважинами.

Динамическая вязкость нефти и воды $\mu_o = 15$ мПа·с, $\mu_w = 1$ мПа·с соответственно.

Функции ОФП заданы в аналитическом виде следующими формулами:

$$f_w = A_w (S_w - S_{\min})^{P_w} / (S_{\max} - S_{\min})^{P_w},$$

$$f_o = (S_{\max} - S_w)^{P_o} / (S_{\max} - S_{\min})^{P_o}, \quad (5)$$

где f_w и f_o – функции относительных фазовых проницаемостей по воде и нефти соответственно, S_w – значение водонасыщенности в рассматриваемом узле расчетной области, $S_{\min} = 0.25$ – насыщенность пласта связанной водой, $1 - S_{\max} = 0.2$ – насыщенность пласта остаточной нефтью. Параметры S_{\min} и S_{\max} в гидродинамической модели, как правило, фиксированные, т.к. эти величины определяются лабораторными методами непосредственно или через коэффициент вытеснения.

Проведена серия вычислительных экспериментов по заводнению коллектора через нагнетательные скважины, варьируя при этом параметры функции ОФП A_w , P_w , P_o . Поле нефтенасыщенности на различные моменты времени (при $A_w = 0.4$, $P_w = 2$, $P_o = 2$) показано на рис. 2.

Через 6000 сут после начала заводнения получено количество отобранной по модели нефти и вычислено среднее за весь период значение водонефтяного фактора (ВНФ) при различных параметрах кривых ОФП. Результаты приведены в табл. 1.

Как видно по приведенным в табл. 1 данным, параметр A_w является наиболее значимым для расчетных показателей добычи нефти и водонефтяного фактора. Для приведенного численного примера, за счет варьирования параметра A_w , возможно увеличить или уменьшить количество отобранной нефти до 5 раз. Параметры P_w и P_o также влияют на целевые показатели, однако чувствительность накопленной нефти к их изменению, судя по табл. 1, не так сильно выражена, как для параметра A_w .

На рисунке 3 построен график зависимости добычи нефти от параметра A_w .

Численные данные были аппроксимированы функцией $y = 86.6 + 511.9 \exp(-x/0.23)$, график которой также показан на рис. 3. Выбор функции такого вида обусловлен наименьшей ошибкой при аппроксимации, по сравнению с другими закономерностями.

Таким образом, проведя серию расчетов, удалось установить зависимость между добычей нефти и параметрами, которые могут варьироваться при адаптации. Проведя ограниченную серию модельных расчетов, пользуясь функцией $y = f(A_w)$, можно подобрать параметр A_w , чтобы модель наиболее точно соответствовала реальным показателям.

Еще одним параметром нефтяного пласта, имеющим неопределенность при гидродинамическом моделировании, является тензор абсолютной проницаемости. На основе построенной математической модели проведем оценку зависимости добычи нефти от тензора проницаемости. Будем считать, что $K_x = K_y$, а $K_z = \gamma K_x$, где γ принимает значения от 0.01 до 0.5. На рис. 4 построено семейство кривых зависимости накопленной нефти от параметра A_w (при $P_w = 2, P_o = 2$) при различных значениях γ .

На основе проведенных расчетов можно сделать вывод, что тензор проницаемости оказывает существенное

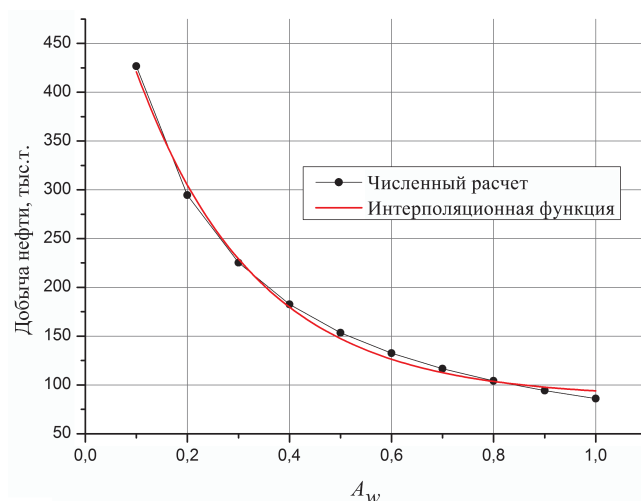


Рис. 3. Добыча нефти и интерполяционная функция при различных значениях A_w (при $P_w = 2, P_o = 2$).

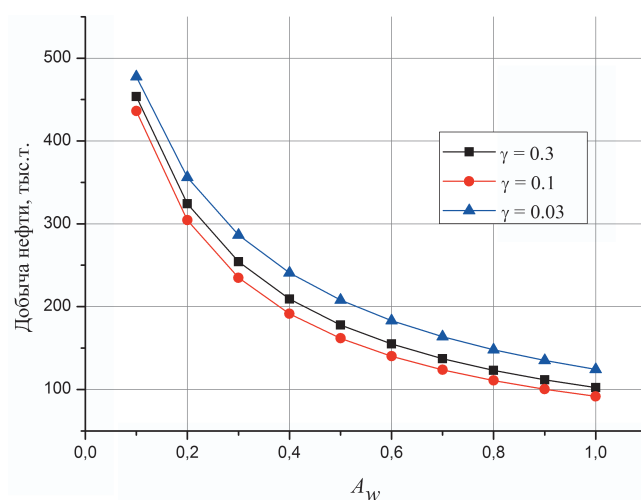


Рис. 4. Семейство кривых добычи нефти при различных параметрах γ .

влияние на целевые показатели разработки месторождения. Как видно по рис. 4, за счет подбора параметра γ , объем накопленной нефти возможно изменить на 10-20 %.

Описанная методика по оценке основных измеряемых показателей особенно актуальна в тех случаях, когда геологическая модель содержит огромное количество узлов сетки и один вариант расчета занимает большое количество времени. В таких случаях целесообразно проводить тестовую серию вычислений на более грубых сетках, варьируя при этом различные показатели. Такие расчеты позволят установить зависимости между накопленной нефтью и параметрами функции ОФП или тензора проницаемости, что заметно упростит и ускорит процесс адаптации.

Результаты и выводы

В работе исследовано влияние параметров кривых относительных фазовых проницаемостей A_w, P_w, P_o на количество накопленной нефти и водонефтяной фактор. На основании вычислительных экспериментов сделан вывод, что параметр A_w наиболее сильно влияет на целевые показатели разработки месторождения. Установлена корреляционная зависимость между накопленной нефтью и параметром A_w .

Исследовано влияние тензора абсолютной проницаемости на количество добытой нефти. Показано, что за счет

Параметры функций ОФП			Добыча нефти, тыс.т.	Водонефтяной фактор, ед.
A_w	P_w	P_o		
0.1	1.5	2.2	426.7	0.926
0.2			294.5	1.717
0.3			225.2	2.496
0.4			182.5	3.424
0.5			153.5	4.347
0.6			132.6	4.952
0.7			116.7	5.711
0.8			104.2	6.352
0.9			94.3	7.695
1.0			86.0	8.345
0.4	2.2	1.2	169.3	3.651
		1.4	178.5	3.38
		1.6	186.4	3.219
		1.8	193.4	3.081
		2.0	199.7	2.952
		2.2	205.3	2.846
		2.4	210.4	2.759
		2.6	215.0	2.676
		2.8	219.2	2.610
3.0	223.1	2.558		
0.4	1.5	1.2	215.4	2.649
		1.4	207.1	2.802
		1.6	199.8	2.937
		1.8	193.4	3.065
		2.0	187.7	3.201
		2.2	182.5	3.310
		2.4	177.8	3.424
		2.6	173.4	3.545
		2.8	169.3	3.651
3.0	165.5	3.761		

Табл.1. Добыча нефти и водонефтяной фактор при различных параметрах функций ОФП.

варьирования данного параметра, ее объем увеличивается (или уменьшается) до 20%.

Описанную в данной работе методику оценки добываемого количества нефти в зависимости от различных параметров возможно использовать для оптимизации процесса адаптации гидродинамической модели.

Работа выполнена за счет средств субсидии, выделенной в рамках государственной поддержки Казанского (Приволжского) федерального университета в целях повышения его конкурентоспособности среди ведущих мировых научно-образовательных центров, за счет субсидии, выделенной Казанскому федеральному университету для выполнения государственного задания в сфере научной деятельности, а также гранта РФФИ № «14-01-31096 мол_а».

Литература

Li B., Chen Z., Huan G. Control volume function approximation methods and their applications to modeling porous media flow. *Advances in Water Resources*. 2003. Vol.26. Pp. 435-444.

Антонов А.С. Параллельное программирование с использованием технологии OpenMP. Учебное пособие. М.: Изд-во МГУ. 2009. 77 с.

Баренблатт Г.И., Ентов В.М., Рыжик В.М. Движение жидкостей и газов в природных пластах. М.: Недра. 1984. 207 с.

Закиров Т.Р., Никифоров А.И. Кислотное воздействие на многослойные нефтяные пласты. *Вычислительные методы и программирование*. 2013. Т. 14. С. 50-57.

Закиров Т.Р., Никифоров А.И. Моделирование кислотного воздействия на прискважинную зону нефтяного пласта при заводнении. *Математическое моделирование*. 2013. Т. 25. №2. С. 54-63.

Зенкевич О. Метод конечных элементов в технике. М.: Мир. 1975. 543 с.

Муслимов Р.Х. О стандарте инновационного проектирования разработки месторождений углеводородов с целью увеличения извлекаемых запасов. *Нефтяное хозяйство*. 2010. №1. С. 12-26.

Муслимов Р.Х. Опыт и проблемы совершенствования проектирования разработки нефтяных месторождений в республике Татарстан. *Нефтяное хозяйство*. 2009. №5. С. 46-51.

Муслимов Р.Х. Развитие инновационных технологий разработки нефтяных месторождений в современных условиях. *Нефть. Газ. Новации*. №2. 2012. С. 8-12.

Сведения об авторе

Тимур Рустамович Закиров – к.физ.-мат.н., научный сотрудник научно-исследовательской лаборатории «Рентгеновская и компьютерная томография» института геологии и нефтегазовых технологий Казанского (Приволжского) федерального университета; научный сотрудник лаборатории «Математического моделирования процессов фильтрации» Института механики и машиностроения Казанского научного центра Российской академии наук.

420008 Казань, ул. Кремлевская, д. 4/5

420111 Казань, ул. Лобачевского, д.2/31

E-mail: timurz0@mail.ru

Research on the Influence of Relative Permeability Curves Parameters Through Filtering Simulation Process

T.R. Zakirov

Institute of Mechanics and Engineering, Kazan Science Center, Russian Academy of Sciences (IME KazSC RAS), Kazan (Volga region) Federal University, Kazan, Russia, e-mail: timurz0@mail.ru

Abstract. The study deals with the influence of relative permeability curves (RPC) parameters and absolute permeability tensor on oil production and water cutting. The method of constructing correlations between calculated indices of development of the RPC function parameters, based on the mathematical model of two-phase flow of fluids in porous media, is proposed. Identify data patterns allows to accelerate and optimize the adaptation of hydrodynamic models of real objects on the history of development.

Key words: hydrodynamic modeling, adaptation of the model, relative permeabilities, absolute permeability tensor.

References

Li B., Chen Z., Huan G. Control volume function approximation methods and their applications to modeling porous media flow. *Advances in Water Resources*. 2003. Vol.26. Pp. 435-444.

Antonov A.S. Parallel'noe programmirovaniye s ispol'zovaniem tekhnologii OpenMP [Parallel programming using with OpenMP]. *Uchebnoye posobie* [Textbook]. Moscow: «MGU» Publ. 2009. 77 p.

Barenblatt G.I., Entov V.M., Ryzhik V.M. Dvizhenie zhidkostey i gazov v prirodnykh plastakh [The movement of fluids and gases in natural formations]. Moscow: «Nedra» Publ. 1984. 207 p.

Zakirov T.R., Nikiforov A.I. Kislotnoye vozdeystvie na mnogoslounnye neftyanye plasty [Acid attack on multilayered oil reservoirs]. *Vychislitel'nye metody i programmirovaniye* [Numerical Methods and Programming]. 2013. Vol. 14. Pp. 50-57.

Zakirov T.R., Nikiforov A.I. Modelirovaniye kislotnogo vozdeystviya na priskvazhinnuyu zonu neftyanogo plasta pri zavodnenii [Simulation of acid treatment on the near-well zone of oil

formation by flooding]. *Matematicheskoe modelirovaniye* [Mathematical modeling]. 2013. Vol. 25. №2. Pp. 54-63.

Zenkevich O. Metod konechnykh elementov v tekhnike [The finite element method in the engineering]. Moscow: «Mir» Publ. 1975. 543 p.

Muslimov R.Kh. O standarte innovatsionnogo proektirovaniya razrabotki mestorozhdeniy uglevodorodov s tsel'yu uvelicheniya izvlekaemykh zapasov [On the standard of innovative design development of hydrocarbon fields in order to increase recoverable reserves]. *Neftyanoe khozyaystvo* [Oil Industry]. 2010. №1. Pp. 12-26.

Muslimov R.Kh. Opyt i problemy sovershenstvovaniya proektirovaniya razrabotki neftyanykh mestorozhdeniy v respublike Tatarstan [Experience and problems of improving the design of oil field development in the Republic of Tatarstan]. *Neftyanoe khozyaystvo* [Oil Industry]. 2009. №5. Pp. 46-51.

Muslimov R.Kh. Razvitie innovatsionnykh tekhnologiy razrabotki neftyanykh mestorozhdeniy v sovremennykh usloviyakh [Development of innovative technologies for the exploitation of oil fields in the modern world]. *Neft'. Gaz. Novatsii* [Oil. Gas. Innovations]. №2. 2012. Pp. 8-12.

Information about author

Timur R. Zakirov – Cand. Sci. (Phys. and Math.), Scientific Researcher of the Institute of Mechanics and Engineering, Kazan Science Center, Russian Academy of Sciences and the Institute of Geology and Petroleum Technologies, Kazan (Volga region) Federal University.

2/31, Lobachevsky str., Kazan 420111 Russia

Риски при проведении геологоразведочных работ на больших глубинах

В настоящей статье описываются основные геологические, экономические, технологические и экологические риски, возможные при проведении геологоразведочных работ (ГРП) на больших глубинах, а также причины, с ними связанные. Актуальность проблемы проведения ГРП в России очевидна и, в последнее время, весьма обсуждаема в кругах специалистов нефтегазовой отрасли. Планирование ГРП сопровождается грамотным изучением перспективных территорий недропользователем, особенностями правового регулирования и государственного управления, и поэтому напрямую зависит от экономической и политической ситуации в стране. Эффективность ГРП определяется не только богатством недр, но достаточной детальностью их изучения, что осуществимо только при грамотно запланированной программе ГРП, учитывающей возможные риски при ее осуществлении, в совокупности с программой лицензирования пользования недрами.

Ключевые слова: геологоразведочные работы, геологические риски, финансовые потери, срок окупаемости, воспроизводство минерально-сырьевой базы, экологические риски.

Трудно представить себе долгосрочное развитие добывающей нефтяной отрасли без своевременного проведения геологоразведочных работ (ГРП). Однако, в настоящее время сведение к минимуму региональных работ в период достаточно низких цен на минеральное сырье, в период экономического и политического кризиса в стране не должно исключать планомерного последовательного ведения ГРП, в том числе и на больших глубинах. Даже в условиях снижения объемов добычи на месторождениях традиционных регионов нефтегазовые отраслевые компании проявляют все больший интерес к труднодоступным участкам: шельфовым месторождениям, карбонатным коллекторам, скоплениям УВ на больших глубинах.

25-26 сентября 2014 года состоялось V Всероссийское совещание «Проблемы геологии нефти и газа», темой которого стало обсуждение стратегии организации ГРП в Российской Федерации. Основной задачей совещания являлось рассмотрение актуальных вопросов проведения ГРП на территории России, программы геолого-разведочных работ на нефть и газ до 2020 года, приоритетных объектов в освоении нефтегазоперспективных зон, ускорение освоения углеводородных ресурсов Восточной Сибири и Дальнего Востока, проблем освоения трудноизвлекаемых ресурсов нефти. Все выступавшие (заместитель министра Министерства природных ресурсов и экологии РФ – руководитель Федерального агентства по недропользованию В.А. Пак, генеральный директор ФГУП «ВНИГНИ» А.И. Варламов, президент Российского геологического общества В.П. Орлов, генеральный директор ФГУП «ЗапСибНИИГТ» В.Ю. Морозов и др.) отмечали возросшую необходимость укрепления сырьевой базы Российской Федерации, особенно в части добычи углеводородов как основного компонента энергетической безопасности в свете сложившейся международной обстановки и санкционного давления на нашу страну» (Нефтегазовый форум..., 2014).

Как, зная возможные отрицательные последствия и допуская неудачный исход (не обнаружение залежи/месторождения нефти на больших глубинах), не просто погрузиться в рисковое поэтапное проведение ГРП, но и продолжать грамотно развивать это направление в нефтегазодобывающей отрасли? Какими же условиями контро-

лируется современное проведение ГРП, и с какими рисками, возможно, придется столкнуться даже при достаточно качественном проведении работ?

Во-первых, риск прогноза, или геологический риск на больших глубинах не уступает аналогичному риску на стандартной глубине до 3 км. Тем более, что даже современные технологические возможности не всегда позволяют со 100%-й точностью дать гарантию успешности поисков УВ и обнаружению хороших коллекторов. В результате проведенных сейсмических работ изображения глубоководных горизонтов, как правило, оказываются нечеткими, неявными и могут нести собой минимум полезной информации. Но, получение некачественной информации не всегда говорит только о глубоководных условиях, но и о степени и особенностях развития геологического строения осадочного бассейна. В ситуации недостаточной изученности геологического строения и наличия сложных условий больших глубин (АВПД, высокие температуры) разработан комплексный программный продукт PetroMod, широко используемый одной из ведущих нефтяных компаний «Schlumberger» (Программный пакет для моделирования..., 2009).

В число основных процессов, моделируемых программными пакетами по бассейновому моделированию, входят уплотнение пород, стационарный и нестационарный перенос тепла, образование УВ путем термического разложения исходного органического вещества и крекинга жидких УВ. Особое место в программном комплексе занимает моделирование процессов миграции УВ, в связи с чем данная технология представляет собой механизм оценки риска ГРП.

В общем комплексе ГРП большая часть принадлежит технологическим возможностям: сейсморазведочному, топографо-геодезическому, навигационному обеспечению. И, несмотря на тот факт, что на сегодняшний день общепринятой технологии оценки УВ потенциала и прогнозирования нефтегазоносности до глубин 10-12 км нет, в процессе изучения геологического строения в сложных глубинных условиях (высокие давления и температуры) исследователь просто обязан использовать новые комплексные технологии, разработанные высококвалифициро-

ванными профильными специалистами. А изучение фундаментальных процессов нефтегазообразования на больших глубинах, как и прогнозирование УВ потенциала недр требует концентрации научных исследований, связанных с усовершенствованием теоретических основ формирования УВ систем на больших глубинах (Гулиев и др., 2011; Мартынов и др., 2014).

Своим содействием роста вероятности успеха при разведочном бурении 3D сейсморазведка сделала больше, чем любая другая современная технология. Кроме того, 3D сейсморазведка позволяет прогноз труднодоступных подсолевых слоев, характерных для больших глубин. Используемая аппаратура позволяет лучшее освещение подсолевых слоев сейсмическими волнами. В статье (Samago et al., 2007) описываются удачные примеры после первичной обработки данных, но к тому времени уже осваивались новые технологии обработки данных, полученных в результате широкоазимутальной сейсморазведки. Помимо этого, технология 3D дает возможность более полной характеристики трещиноватых коллекторов, предоставления информации на участках вероятного глубокого бурения и получения изображений высокого разрешения мелкозалегающих зон глубокого бурения (Samago et al., 2007).

Во-вторых, риск прогноза неизбежно тянет за собой **риск финансовых потерь (экономические риски)**. ГРР на больших глубинах всегда связаны с высоким риском неоправданных материальных затрат, что обеспечивается либо недостаточной изученностью геологического строения осадочного бассейна, либо недостаточными знаниями общих закономерностей сохранности УВ на больших глубинах. По многим оценкам, из 100 перспективных участков, выделенных на этапе региональных работ, лишь один оказывается месторождением/залежью. Помимо размера внесенных средств за участие в конкурсе/аукционе (ст. 42 ФЗ «О недрах») инвестор при выборе объекта вложения капитала ориентируется на ряд факторов: стоимость необходимого оборудования, стоимость рабочей силы, степень налогообложения, возможность наступления экономического и политического кризиса и др. А при детальном планировании ГРР кроме перечисленных факторов, учитываются еще геологические перспективы, возможность правового регулирования и государственного управления ГРР, установленные регулярные платежи по ставкам за проведение работ (ст. 43 ФЗ «О недрах»). Мелкие независимые геологоразведочные компании зачастую оказываются в ситуации неспособности самостоятельно финансировать ГРР за счет собственных средств из-за их отсутствия и за счет кредита в банке из-за отсутствия залога. Путем решения данной проблемы оказывается привлечение средств со стороны рынка рискованного капитала («юниорные» компании – в странах с развитой сырьевой промышленностью). Поэтому наличие такого рода рынка становится одним из определяющих факторов становления процесса ГРР в стране. Финансирование ГРР за счет банковских средств в России практически невозможно. Крупным нефтяным компаниям кредит не нужен, а малым – приходится предоставлять в банк гарантию возврата полученных средств. В этом плане поисковая лицензия не может служить полноправным залогом банковских средств по причине отношения поисков к работам



Рис. 1. Источники финансирования ГРР в нефтегазовой промышленности.

высоких геологических рисков. В экономически развитых государствах достаточно четко регулируются объемы и направления ГРР (Рис. 1).

В России финансирование ГРР может производиться лишь из прибыли предприятий, когда в других добывающих странах эти затраты входят в себестоимость продукции и за счет средств на воспроизводство минерально-сырьевой базы (ВМСБ). Структура распределения объема финансирования Федерального бюджета на ВМСБ в России складывается из расчета на проведение ГРР на нефть и газ, на твердые полезные ископаемые, на подземные воды, на ГРР общегеологического и специального назначения и прочие работы (Рис. 2) (Монастырных, 2007).

Помимо этого, в странах с развитой сырьевой промышленностью существует механизм, позволяющий компаниям получать налоговые скидки в случае вложения средств в ГРР в зависимости от стадии работ (Ставский, Войтенко, 2007).

Кроме того, активно практикуется метод взаимного страхования, когда несколько компаний финансируют ГРР одних и тех же участков. В итоге, по результатам проведенных работ метод оказывается эффективным для компаний, выявивших запасы и не убыточным для компаний, не подтвердившим запасы на своем участке. В работе (Ставский, Войтенко, 2007) приводится пример об удачном применении такого метода компаниями «НИНК», «ЛУКОЙЛ-Оверсиз», «Норск Гидро».

Конечно, основным источником вложений в ГРР в России служит сам инициатор проведения данных работ, а для повышения заинтересованности у компаний нефтегазовой отрасли в направлении собственных средств на финансирование ГРР, проведение которых связано с геологическими рисками и большими сроками окупаемости капитальных вложений, необходимо реализовать механизм финансового стимулирования ГРР за счет этих средств.

В-третьих, к группе технологических рисков при освоении больших глубин можно отнести фактор неприем-

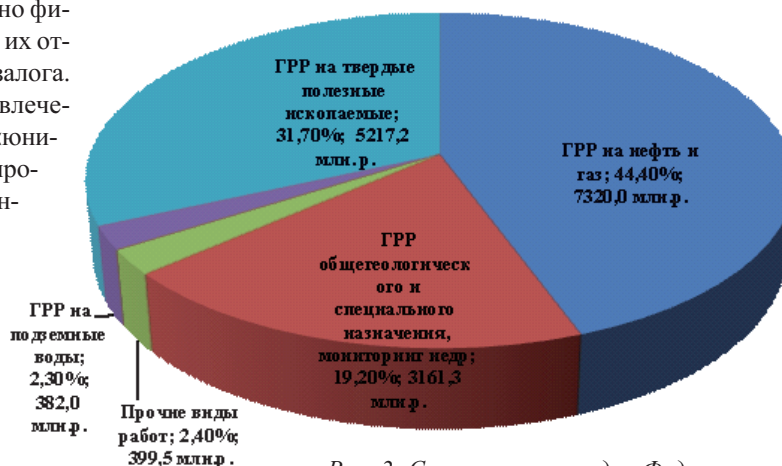


Рис. 2. Структура расходов Федерального бюджета на ВМСБ России на 2006 г., млн.р. (Монастырных, 2007).

лемости имеющихся технологий, разработанных под традиционные регионы. Кроме того, глубинное изучение недр и выявление закономерностей сохранности УВ на больших глубинах, и вместе с тем, успех обнаружения глубокопогруженных залежей нефти и газа связаны с достаточно высокой квалификацией, интуицией и опытом геолога. Да, высокая изученность территории в какой-то степени гарантирует невысокие геологические и технологические риски, но все же технологический риск зависит напрямую от методики изучения и принятой концепции освоения (выбора комплекса промысловых и лабораторных исследований). Удачное проведение ГРП напрямую зависит от знаний специфики формирования нефтегазоносности в глубокопогруженных комплексах пород.

В процессе составления геологического проекта на глубокое бурение практически не уделяется внимания анализу и изучению поисковых критериев: литолого-фациальных особенностей; изменению фильтрационно-емкостных свойств с глубиной; наличию твердых битумов.

Так, в программе лабораторных работ не предусматривается изучение битумов (пиробитумов), которые образуются в результате сложных процессов деструкции и полимеризации УВ компонентов. На территории Тимано-Печорской провинции, где пробурено значительное количество скважин глубже 5 км, разрушенная залежь нефти была выявлена только в детально изученном разрезе Колвинской глубокой параметрической скважины в Неёцком автономном округе в 165 км юго-восточнее г. Нарьян-Мара. В разных нефтегазоносных районах могут быть выявлены разрушенные в результате погружения на большие глубины зоны высоких температур и давлений залежи нефти, и обнаружение следов таких залежей возможно по наличию твердых битумов при комплексном проведении петрофизических, геохимических исследований. Но обнаружение высоких концентраций твердых битумов является лишь одним из критериев оценки перспектив на глубинах более 4,5 км (Мещеряков, Карасева, 2011).

Возможно, что явление разрушения нефтяных залежей

на больших глубинах могло быть обнаружено и в разрезах других скважин этого же района при детальном комплексном исследовании пород (Гольдберг, 1981).

Кроме того, наряду с петрофизическими свойствами пород важно и детальное

изучение их фильтрационно-емкостных свойств, определение типа коллектора. Зачастую на глубинах свыше 4,5 км мы встречаем порово-трещинный и трещинный тип коллектора, имеющий свою специфику проведения ГРП.

В-четвертых, большой срок окупаемости. Поиски всегда носят затратный характер, и между датой начала поисков залежей нефти на глубинах 4,5 км и более и датой получения первой прибыли от реализации продукта, бывает, проходит не один десяток лет.

Кроме того, процесс приобретения прав пользования недрами через аукцион требует 1-2 года. А полученная в результате аукциона лицензия на право собственности недрами не может служить предметом сделки между участниками рынка, поэтому чтобы передать право собственности недрами, необходимо продать компанию, что займет достаточно много времени.

И, наконец, **экологические риски.** Во многих источниках об особом отношении к экологической безопасности делается акцент на проведение мероприятий на протяжении всего жизненного цикла проекта – от ГРП до ликвидации инфраструктуры нефтяного промысла. Естественно, легче предупредить экологическую катастрофу, нежели ее потом устранить. Однако, во многом изменениям глубинной составляющей литосферы по части безопасного ее изучения отводится меньше внимания, чем нарушению поверхностной геологической среды. Это связано с тем, что залежь представляется сложной динамической системой, параметры которой постоянно меняются. Поэтому даже разработанная концепция проведения экологических мероприятий при ГРП не дает гарантий безопасности. Важным пунктом в этой концепции является предварительная оценка экологического риска, которая является наиболее актуальной, так как некоторые объекты на изучаемой территории могут быть отнесены к категории опасных производственных объектов (Хаустов, Редина, 2006).

В районах, где нефть часто попадает в воду, например на морском нефтяном месторождении «Мейн-Пасс» в Мексиканском заливе, заметными становятся и изменения видового состава морского сообщества. Мексиканский залив загрязнялся нефтью на протяжении столь длительного времени, что сейчас там невозможно отыскать еще не загрязненное место, чтобы надежно оценить характер прежних природных сообществ.

Еще свежи в памяти страшные последствия экологической катастрофы в Мексиканском заливе в апреле 2010 года (Рис. 3-5) (Последствия загрязнения литосферы нефтью).

Deepwater Horizon (дословно «Глубоководный Горизонт») – полупогружная нефтяная платформа сверхглубоководного бурения с системой динамического позиционирования, построенная в 2001 году южнокорейской судостроительной компанией Hyundai Heavy Industries.

В сентябре 2009 г. Deepwater Horizon пробуривала в Мексиканском заливе в районе месторождения Тайбер самую глубокую на тот момент нефтяную скважину в истории, достигнув глубины 10680 м, из которых 1259 м составляла вода. Судно находилось в Миссисипском каньоне в центральной части Мексиканского залива южнее Луизианы в процессе цементирования скважины. 20 апреля 2010 года платформа взорвалась и загорелась. Несмотря на попытки потушить пожар, она затонула 22 апреля на глубине 1500 м.



Рис. 3. Покрытая нефтью чайка Атлантический Хохотун, шт. Луизиана.

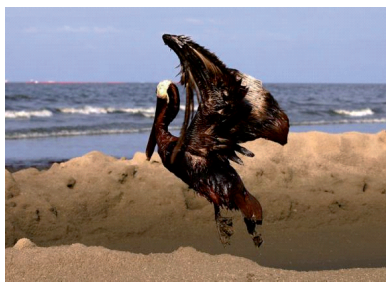


Рис. 4. Пеликан, покрытый слоем нефти, шт. Луизиана.



Рис. 5. Покрытая нефтью мертвая рыба, шт. Луизиана.

Таким образом, значительная стоимость поисково-разведочного бурения на большие глубины и высокие геологические и технологические риски в купе с довольно большим сроком окупаемости являются препятствием их освоения. И, в связи с перечисленными факторами риска, одной из первоочередных задач формирования ГРП системы в стране является создание новой наиболее привлекательной для инвесторов концепции планирования ГРП.

Статья подготовлена при финансовой поддержке Минобрнауки России в рамках базовой части государственного задания №2330 по выполнению государственной работы «Проведение научно-исследовательских работ (фундаментальных научных исследований, прикладных научных исследований и экспериментальных разработок)».

Литература

- Гулиев И.С., Керимов В.Ю., Осипов А.В. Углеводородный потенциал больших глубин. *Нефть, газ и бизнес*. № 5/2011.
- Гольдберг И.С. Природные битумы. СССР. Л.: Недра. 1981.
- Лавренова Е.А., Горбунов А.А., Круглякова М.В. Прогнозирование перспектив нефтегазоносности глубоких горизонтов осадочного разреза методом численного бассейнового моделирования. *1 Межд. конф. «УВ потенциал больших глубин: энергетические ресурсы будущего – реальность и прогноз»*. Баку. 2012. С. 44-45.
- Мартынов В.Г., Керимов В.Ю., Лобусев А.В. Особенности формирования УВ систем на больших глубинах. *1 Межд. конф. «УВ потенциал больших глубин: энергетические ресурсы будущего – реальность и прогноз»*. Баку. 2014.

Risks arising during exploration works at great depth

L.G. Gaysina

Gubkin Russian State University of Oil and Gas, Moscow, Russia, e-mail: lily-gaysina@yandex.ru

This paper describes the main geological, economical, technological and environmental risks arising during exploration works at great depths, and the reasons associated with them. The problem of executing exploration in Russia is obvious and, more recently, discussed by specialists in oil and gas industry. Planning exploration is accompanied by a competent study of perspective areas by subsoil users, peculiarities of regulatory and state management, and therefore, it depends on economic and political situation in the country. Exploration efficiency is determined not only by abundance of mineral resources, but also study in sufficient detail that is only feasible with properly planned exploration program that considers possible risks associated with its implementation, in conjunction with subsoil use licensing program.

Keywords: exploration works, geological risks, financial losses, payback period, reproduction of mineral resource base, environmental risks.

References

- Camara Alfaro J., Corcoran C., Davies K., Gonzalez Pineda F., Hill D., Hampson G., Howard M., Kapoor J., Moldoveanu N. and Kragh E. Reducing Exploration Risk. *Oilfield Review*. 19, no. 1 (Spring 2007). Pp. 26-43.
- Guliev I.S., Kerimov V.Yu., Osipov A.V. Uglevodородnyy potential bol'shikh glubin [Hydrocarbon potential at great depths]. *Neft, gaz i biznes* [Oil, Gas, Business]. № 5/2011.
- Gol'dberg I.S. Prirodnye bitумы [Natural Bitumen]. SSSR. Leningrad: «Nedra». 1981.
- Khaustov A.P., Redina M.M. Okhrana okruzhayushey sredy pri dobyche nef'ti [Environmental protection during oil development]. Moscow: Delo. 2006.
- Lavrenova E.A., Gorbunov A.A., Kругlyakova M.V. Prediction of petroleum potential of sedimentary basin deep horizons using method of numerical modeling. *1 Межд. конф. «УВ потенциал больших глубин: энергетические ресурсы будущего – реальность и прогноз»* [Proc. I Int. Conf. «Hydrocarbon potential at great depths: energetic resources of

Meshcheryakov K.A., Karaseva T.V. Особенности обнаружения разрушенных залежей нефти на больших глубинах. *Нефтегазовая геология: теория и практика*. №3/2011.

Монастырных О.С. Финансово-экономическое обеспечение развития минерально-сырьевой базы России. 2007. <http://www.vipstd.ru/gim/content/view/397/278/>

Мусина Д.Р. Проблема финансирования геологоразведочных работ в нефтегазовой промышленности. *Нефтегазовое дело*. 2006. Нефтегазовый форум. 2014. <http://www.oilforum.ru/>

Последствия загрязнения литосферы нефтью. <http://biofile.ru/geo>
Программный пакет для моделирования нефтегазоносных систем. Снижение рисков в поисково-разведочных работах. «Shlumberger». 2009. <http://www.sis.slb.ru/>

Ставский А.П., Войтенко В.Н. Альтернативная концепция развития геологоразведочных работ в России. Центр «Минерал». М. март/2007.

Хаустов А.П., Редина М.М. Охрана окружающей среды при добыче нефти. М.: Дело. 2006.

Camara Alfaro J., Corcoran C., Davies K., Gonzalez Pineda F., Hill D., Hampson G., Howard M., Kapoor J., Moldoveanu N. and Kragh E. Reducing Exploration Risk. *Oilfield Review*. 19, no. 1 (Spring 2007). Pp. 26-43.

Сведения об авторе

Лилия Гайзуллоевна Гайсина – инженер ООО «Технопром», ассистент кафедры теоретических основ поисков и разведки нефти и газа РГУ им. И.М. Губкина, соискатель. 119991, Москва, Ленинский пр-т, д. 65, корп. 1
Тел: 8 (926) 035-23-10

future – reality and perspectives)]. Baku. 2012. Pp. 44-45. (In Russian)
Martynov V.G., Kerimov V.Yu., Lobusev A.V. Features of Hydrocarbon systems formation at great depths. *1 Межд. конф. «УВ потенциал больших глубин: энергетические ресурсы будущего – реальность и прогноз»* [Proc. I Int. Conf. «Hydrocarbon potential at great depths: energetic resources of future – reality and perspectives)]. Baku. 2014. (In Russian)

Mescheryakov K.A., Karaseva T.V. Detection of deep-seated destroyed oil pools. *Нефтегазовая геология: теория и практика* [Oil and Gas Geology. Theory and Practice]. №3/2011. (In Russian)

Монастырных О.С. Финансово-экономическое обеспечение развития минерально-сырьевой базы России [Financial and economic support for the development of mineral resource base of Russia]. 2007. <http://www.vipstd.ru/gim/content>

Musina D.R. Problema finansirovaniya geologorazvedochnykh rabot v neftegazovoy promyshlennosti [Problem of financial support of geological exploration in oil and gas industry]. *Нефтегазовое дело* [Oil and Gas Business]. 2006.

Нефтегазовый форум [Oil and Gas Forum]. 2014. <http://www.oilforum.ru/>

Posledstviya zagryazneniya litosfery nef'tyu [Effects of oil pollution of the lithosphere]. <http://biofile.ru/geo>

Программный пакет для моделирования нефтегазоносных систем. Snizhenie riskov v poiskovo-razvedochnykh rabotakh [PetroMod Petroleum Systems Modeling Software]. «Shlumberger». 2009. <http://www.sis.slb.ru/>

Ставский А.П., Войтенко В.Н. Альтернативная концепция развития геологоразведочных работ в России [Alternative conception of exploration development in Russia]. Moscow: Tsentr «Mineral». march/2007.

Information about author

Liliya G. Gaysina – Engineer (ООО «Технопром»), assistant of the Chair of theoretical basis of oil and gas fields development, Gubkin Russian State University of Oil and Gas, PhD applicant. 119991, Moscow, Leninskiy pr-t, 65, korp. 1
Tel: 8 (926) 035-23-10

Оценка скорости накопления остаточной нефти в стволах простаивающих высокообводнённых скважин

В заводнённой части пласта после прохождения фронта вытеснения остаются скважины в технически исправном состоянии, но остановленные по причине высокой обводнённости добываемой продукции. Часть из этих скважин можно ввести в эксплуатацию, но для этого необходимо выбрать те, в которых имеются условия для консолидации остаточной нефти, и определить скорость накопления этой нефти в стволе скважины. Эта информация позволит дать рекомендации по режиму дальнейшей эксплуатации скважин при условии их безводной эксплуатации. Поставленная задача решалась на основе анализа специальных промысловых исследований и ранжировки скважин в зависимости от абсолютной отметки кровли продуктивного пласта. Специальные промысловые исследования, проведённые на 28 нефтяных месторождениях Башкортостана, позволили ориентировочно оценить скорость накопления остаточной нефти в стволах остановленных высокообводнённых скважин. Полученные результаты полностью согласуются и подтверждают выдвигаемую гипотезу о механизме перестроения нефтяной залежи на заключительной стадии разработки месторождения. Скорость накопления оказалась различной на разных месторождениях, что связано как с различными методами оценки положения статического уровня и водонефтяного раздела, так и отсутствием предварительной очистки призабойных зон. Подавляющее число скважин, на которых зафиксирован столб нефти в стволе или замерена скорость накопления нефти, принадлежит к микрокупольным поднятиям кровли или находится в непосредственной близости от них. В единичных скважинах, местоположение которых характеризуется как впадины кровли, также зафиксирована скорость накопления нефти. Вероятно, это связано с неточностью структурных построений.

Ключевые слова: структурная карта кровли продуктивного пласта, завершающая стадия разработки месторождения, гравитационный градиент давления, остаточная нефть, перестроение нефтяной залежи.

На подвижность остаточной нефти влияют два градиента давления:

- **гидродинамический**, обусловлен разностью давлений в зоне отбора нефти и в зоне закачки вытесняющего агента, направление действия которого соответствует линиям тока жидкости и преимущественно параллельно кровле, подошве пласта;

- **гравитационный**, обусловлен разностью удельного веса нефти и вытесняющего агента (воды), направление действия которого строго вертикальное и действует в любой точке пласта. Под действием гравитационного градиента давления вся остаточная нефть начинает мигрировать в кровельную часть пласта и там собираться. В нижней части пласта с уходом остаточной нефти происходит увеличение сечения между зёрнами породы, что в свою очередь увеличивает фазовую проницаемость по воде. Поэтому происходит снижение сопротивления среды для движения воды, а значит, влияние гидродинамического градиента давления на движение остаточной нефти будет снижаться.

У кровли пласта будет происходить накопление остаточной нефти, которая с увеличением нефтенасыщенности прикровельного участка пласта начнёт частично переходить в «свободный объём» и менять свои гидродинамические свойства (исчезают структурные свойства, что приводит к увеличению подвижности нефти, снижению её вязкости). Под действием гравитационного градиента давления эта нефть начнёт мигрировать в направлении естественного падения пласта к купольным частям пласта и за счёт условия неразрывности потока образует новую «компактную залежь».

Этот процесс будет рельефно проявлять себя по мере продвижения фронта вытеснения, за которым остаются остановленные скважины (по причине высокой обводнённости), в которых проявляется эффект накопления нефти

под действием гравитационного градиента давления. Поэтому можно предложить периодический способ эксплуатации таких скважин с целью отбора нефти без воды. Подтверждением описанному выше способу доработки истощенных продуктивных пластов могут служить факты из нефтепромысловой практики и лабораторные эксперименты, позволяющие дать объяснение происходящим процессам в пластовых условиях, которые приводят к регенерации нефтяного месторождения (Дьячук, 1997а; 1997в; 1997б; Дьячук и др., 1998а; 1998б). Таким образом, на основании изложенных выше выкладок можно сформулировать гипотезу о механизме перестроения нефтяной залежи в условиях искусственного заводнения.

На завершающей стадии разработки остаточная нефть в объемах пласта с предельным значением водонасыщенности будет мигрировать преимущественно в вертикальном направлении под действием гравитационного градиента давления, который возникает на границе раздела фаз «остаточная нефть – вытесняющий агент» и обусловлен разностью в удельном весе между ними. Скопившаяся в прикровельной части коллектора, остаточная нефть начнёт частично переходить в «свободный объём» и менять свои гидродинамические свойства (исчезают структурные свойства, что приводит к увеличению подвижности нефти, снижению её вязкости). Скопившаяся нефть начнёт перемещаться вдоль кровли в направлении естественного наклона пласта, заполняя все микрокупольные поднятия кровли продуктивного пласта, и за счёт условия неразрывности потока образует новую «компактную залежь».

Весной 1997 г., а именно 14.04.97 г., по АНК «Башнефть» был издан приказ за подписью заместителя генерального директора Викторова П.Ф. «Об исследовании длительно простаивающих скважин», адресованный начальникам НГДУ и заместителю директора ООО «БашНИПИнефть»

Лозину Е.В. В письме предписывалось проведение промысловых исследований в высокообводнённых длительно простаивающих скважинах с целью изучения темпов замещения воды нефтью в стволе скважин, а также оценки состава скважинной жидкости в пьезометрических, контрольных, законсервированных скважинах.

В июле-августе 1997 г. проведена первая серия промысловых исследований, результаты которых представлены в табл. 1. Исследования скважин с целью оценки количества накопленной остаточной нефти в разных НГДУ проводились разными способами (плотномер, замер давления по стволу скважины, поинтервальный отбор проб жидкости пробоотборником или желонкой). Ко времени анализа сопоставить точность каждого метода исследования не представляется возможным, поскольку была проведена только первая серия исследований без сопоставления результатов разными методами. Для повышения точности исследований в скважине рекомендуется к использованию устройства, позволяющие повысить плавность хода и обеспечивающие непрерывный характер изменения скорости каротажного кабеля в каротажном подъёмнике (Атнабаев и др., 2002а; 2002б; 2002в).

При анализе проведённых исследований каждая исследуемая скважина отнесена нами к одному из трех возможных видов (по окружающим её скважинам на кровле продуктивного пласта):

I – скважины перфорированы в одном из куполов продуктивного пласта (микро антиклиналь);

II – скважины перфорированы на «крыльях» купола (склон);

III – скважины перфорированы в точках, которые имеют минимальную абсолютную величину Z по отношению к ближайшим скважинам, и их местоположение на кровле продуктивного пласта можно охарактеризовать как впадина (микро синклиналь).

В результате ранжирования скважин установлено, что,

как правило, факт накопления нефти имеет место в скважинах, расположенных на купольном поднятии или на склоне купола. Исключением являются скважины № 382, 404, 463, 875, 1077 Серафимовского (все скважины на склоне), № 354 Белебеевского (склон), № 1493 Николо-Берёзовской площади (склон), № 831 Арланского (купол), № 103 Манчаровского (склон), № 32, 51, 725 Игровского (склон) месторождений. Наиболее вероятным объяснением этого можно считать не совсем адекватные структурные карты продуктивных пластов. Для остальных случаев возможны два варианта объяснения: остаточная нефть, обладая низкой подвижностью, еще не аккумулировалась в районе данных скважин, или структура склона такова, что он не выдержан по своей поверхности, и нефть обтекает забои данных скважин и аккумулируется выше.

Скважины, которые отнесены к впадинам, не накапливают остаточную нефть. Исключением являются скважины: № 360 Серафимовского, № 2634 Саузбашевского и № 950 Арланского месторождений, в которых зафиксировано накопление остаточной нефти. Наиболее вероятным объяснением можно считать неточность структурных карт (Дьячук и др., 1997б). Кроме перечисленных выше вероятных причин расхождения между выдвигаемой гипотезой по механизму миграции остаточной нефти и результатами промысловых исследований можно с уверенностью говорить об одной безусловной причине: призабойная зона исследуемых скважин не была подготовлена для исследований. Не проведена очистка окрестности скважины и самой скважины от загрязняющих осадков (механические частицы, асфальтосмолистые отложения, соли, множественные эмульсии, глина и т.д.). Вторым фактором, затрудняющим процесс проникновения остаточной нефти в свободный ствол скважины, возможно, является «столб» воды в скважине (нефть должна преодолеть капиллярное давление на границе раздела фаз 0,136 -1,36 МПа в зависимости от диаметра поровых каналов).

№№ п/п	№ скв.	Месторождение	Объект разработки	Абсолют. Отметка кровли пласта	Интервал перфорации	Дата остановки	Дата исследования	Нст, м	ВНР, м	Состав скваж. жид-ти	Объём скопивш. Нефти	Положение скв-ны на структуре кровли пласта отност. окр. скв-н	Скорость накопления нефти, м ³ /мес
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
1	220	Туймазинское	ДI	1469,0	1652.0-1655.0	1981	26.08.1997	8	570	н+в	7,69	склон (почти купол)	
2	557		ДI	1467,0	1598.0-1600.0 1603.0-1608.6	1992	25.08.1997	181	635	н+в	6,21	склон	
3	644		ДI	1458,4	1575.0-1579.0 1581.4-1585.0	12,88	30.08.1997	188	275	н+в	1,19	склон	
4	1060		C ₁ bb	942,6	1059.0-1063.0	1992	30.08.1997	184	195	н+в	0,15	склон	
5	1170		ДI	1469,8	1625.0-1628.0	1995	30.08.1997	237	320	н+в	1,14	купол	
6	1184		ДI	1473,4	1597.0-1601.0	8,92	18.08.1997	45	240	н+в	2,67	склон	
7	1312		ДI	1496,9	1737.0-1738.0 1741.0-1744.5 1755.6-1758.0	7,83	26.08.1997	137	420	н+в	3,87	склон	
8	1327		ДI	1474,8	1627.0-1630.0	1989	22.08.1997	0	12	н+в	0,16	склон	
9	1549		ДI	1448,4	1659.4-1662.0	3,85	22.08.1997	76	79	н+в	0,04	склон (близко к куполу)	
10	1814		ДII	1474,1	1725.2-1728.0 1730.4-1735.6	2,88	19.08.1997	6	7	н+в	0,01	склон (возможно купол)	
11	2015		ДII	1475,7	1744.0-1746.0 1751.0-1753.0	8,90	30.08.1997	80	350	н+в	3,69	склон	

Табл. 1. Результаты промысловых исследований на высокообводнённых длительно простаивающих скважинах. НГДУ «Туймазанефть»

На Туймазинском нефтяном месторождении исследовано 11 скважин. Все скважины I и II видов. Остаточная нефть зафиксирована во всех стволах исследованных скважинах, однако ни в одной скважине не проведено повторных исследований, поэтому скорость накопления нефти не определена. Всего в стволах исследованных скважин скопилось 26,82 м³ нефти (от 0,01 до 7,69 м³).

На Серафимовском нефтяном месторождении исследовано также 11 скважин. В семи исследуемых скважинах выявлена нефть в стволе скважины. В шести скважинах №№ 360, 382, 387, 463, 600, 809 установлена скорость накопления нефти, которая изменяется от 0,138 до 2,063 м³/мес. и в среднем составляет 0,79 м³/мес. В скважине № 360, находящейся во впадине по структуре кровли коллектора, зафиксирован факт накопления нефти (0,138 м³/мес.), что противоречит выдвигаемой гипотезе. Вероятно, что в этом случае мы имеем дело либо с неточностью структурных

построений, либо в разрезе продуктивного пласта имеет место продуктивный пропласток, который имеет отличную форму от структуры кровли. Всего в стволах семи скважин скопилось 28,16 м³ нефти (0,41 ÷ 16,78 м³).

На Белебеевском, Шкаповском и Наратовском нефтяных месторождениях исследовано по две скважины. Только в скважине № 43 Наратовского нефтяного месторождения проведено повторное исследование, по которому скорость накопления нефти составила 0,06 м³/мес. Всего в стволах пяти скважин скопилось 27,14 м³ нефти (0,16 ÷ 15,63 м³).

На Ново-Хазинской площади Арланского нефтяного месторождения исследовано 10 скважин, в стволах восьми скважин имеется нефть. В скважине № 3249 проведено повторное исследование, по которому скорость накопления нефти составила 0,06 м³/мес. Всего в стволах восьми скважин скопилось 35,21 м³ нефти (0,59 ÷ 14,01 м³).

На Николо-Березовской площади Арланского нефтя-

№№ п/п	№ скв.	Месторождение	Объект разработки	Абсолют. Отметка кровли пласта	Интервал перфорации	Дата останки	Дата исследования	Нст, м	ВНР, м	Состав скваж. жид-ти	Объём скопивш. Нефти	Положение скв-ны. на структуре кровли пласта отност. окр. скв-н	Скорость накопления нефти, м ³ /мес
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
1	76	Серафимовское	Д ₁	1510,0	1510.2-1525.2							склон	
	76		Д ₁	1510,0	1510.2-1525.2		29.09.1997	282	550	н+в	3,67	склон	
	76		Д ₁	1510,0	1510.2-1525.2		09.10.1997	282	550	н+в	3,67	склон	
2	264		Д ₁	1520,4	1520.1-1521.6		20.06.1997	235	-	вода	-	впадина	
	264		Д ₁	1520,4	1520.1-1521.6		15.08.1997	16	-	вода	-	впадина	
	264		Д ₁	1520,4	1520.1-1521.6		14.10.1997	18	-	вода	-	впадина	
3	360		Д ₁	1523,7	1523.9-1527.4		02.07.1997	158	-	вода	-	впадина	
	360		Д ₁	1523,7	1523.9-1527.4		17.07.1997	136	-	вода	-	впадина	
	360		Д ₁	1523,7	1523.9-1527.4		14.10.1997	120	150	н+в	0,41	впадина	0,138
4	382		Д ₁	1518,1	1518.0-1522.0		17.06.1997	210	-	вода	-	склон	
	382		Д ₁	1518,1	1518.0-1522.0		10.10.1997	208	310	н+в	1,40	склон	0,364
5	387	Д ₁	1513,4	1513.4-1518.0		07.07.1997	96	217	н+в	1,66	купол (возможно склон)		
	387	Д ₁	1513,4	1513.4-1518.0		07.10.1997	96	360	н+в	3,61	купол (возможно склон)	1,178	
6	404	Д ₁	1521,9	1521.1-1523.1		17.06.1997	220	-	вода	-	склон		
	404	Д ₁	1521,9	1521.1-1523.1		15.08.1997	230	-	вода	-	склон		
	404	Д ₁	1521,9	1521.1-1523.1		10.10.1997	225	-	вода	-	склон		
7	463	Д ₁	1514,4	1521.9-1525.4		02.07.1997	58	-	вода	-	склон		
	463	Д ₁	1514,4	1521.9-1525.4		14.10.1997	50	100	н+в	0,68	склон	0,197	
8	600	С ₁ bb	1049,9	1050.1-1055.0		20.08.1997	300	312	н+в	0,16	склон		
	600	С ₁ bb	1049,9	1050.1-1055.0		22.09.1997	355	475	н+в	1,64	склон	1,493	
	600	С ₁ bb	1049,9	1050.1-1055.0		01.10.1997	355	475	н+в	1,64	склон	0,00	
	600	С ₁ bb	1049,9	1050.1-1055.0		11.12.1997	354	472	н+в	1,61	склон	0,00	
9	809	Д ₁	1513,7	1513.7-1526.3		09.06.1997	141	800	н+в	9,02	-		
	809	Д ₁	1513,7	1513.7-1526.3		30.09.1997	138	1365	н+в	16,79	-	4,457	
10	875	Д ₁	1522,5	1521.9-1524.9		01.07.1997	540	-	вода	-	купол (возможно склон)		
	875	Д ₁	1522,5	1521.9-1524.9		21.08.1997	475	-	вода	-	купол (возможно склон)		
	875	Д ₁	1522,5	1521.9-1524.9		10.10.1997	515	-	вода	-	купол (возможно склон)		
11	1077	С ₁ bb	1047,0	1047.0-1048.6 1051.4-1054.2		09.06.1997	236	-	вода	-	склон		
	1077	С ₁ bb	1047,0	1047.0-1048.6 1051.4-1054.2		09.10.1997	723	-	вода	-	склон		

Продолжение таблицы 1. НГДУ «Октябрьскнефть»

ного месторождения исследовано семь скважин, в стволах пяти скважин зафиксирована нефть. Всего объём скопившейся нефти составляет 32,55 м³ (1,67 ÷ 16,36 м³).

На Арланской площади исследовано 20 скважин. В 19 скважинах исследования выявили нефть в стволе скважины. В 11 скважинах (№№ 29, 246, 310, 500, 641а, 950, 1039, 1723, 1901, 2388, 7502) установлена скорость накопления нефти, которая изменяется от 0,02 до 10,11 м³/мес. и в среднем составляет 1,75 м³/мес. В скважине № 950, находящейся

ся во впадине по структуре кровли коллектора, зафиксирован факт накопления нефти (0,02 м³/мес.), что противоречит выдвигаемой гипотезе. Вероятно, что, как и по скважине № 360 Серафимского нефтяного месторождения, имеет место либо неточность структурных построений, либо в разрезе продуктивного пласта имеется продуктивный пропласток, который имеет отличную форму от структуры кровли. Всего в стволах 19 скважин скопилось 134,93 м³ нефти (0,31 ÷ 15,98 м³).

а)

№№ п/п	№ скв.	Месторождение	Объект разработки	Абсолют. Отметка кровли пласта	Интервал перфорации	Дата остановки	Дата исследования	Нст, м	ВНР, м	Состав скваж. жид-ти	Объём скопвш. Нефти	Положение скв-ны. на структуре кровли пласта относ. окр. скв-н	Скорость накопления нефти, м ³ /мес
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
1	354	Белебеевское	Д ₁	1664	2106.4-2110.0	5,90	12.08.1997	0	-	вода	-	склон	
2	414		Д ₁	1668	2299.0-2102.4	3,91	12.08.1997	490	820	н+в	4,52	склон (почти впадина)	
3	168	Шкаповское	Д ₁	1684	1961.0-1965.0	9,81	13.08.1997	40	450	н+в	5,61	склон	
4	201		Д ₁	1692	2017.0-2022.0	10,84	13.08.1997	178	190	н+в	0,16	склон	

б)

№№ п/п	№ скв.	Месторождение	Объект разработки	Абсолют. Отметка кровли пласта	Интервал перфорации	Дата остановки	Дата исследования	Нст, м	ВНР, м	Состав скваж. жид-ти	Объём скопвш. Нефти	Положение скв-ны. на структуре кровли пласта относ. окр. скв-н	Скорость накопления нефти, м ³ /мес
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
1	23	Наратово	C ₁ ^{2h}	1288.4-1289.6 1290.8-1292.8	1288.4-1289.6 1290.8-1292.8		08.08.1997	152	1295	н+в	15,64		
2	42		C ₁ ^{2h}	1377.2-1380.0	1377.2-1380.0		07.08.1997	188	259	н+в	0,97	купол	
	42		C ₁ ^{2h}	1377.2-1380.0	1377.2-1380.0		08.12.1997	316	405	н+в	1,22	купол	0,297
3	3082	Ново-Хазинское	C ₁ ^{2h}	1237.6-1244.4	1237.6-1244.4		27.08.1997	497	618	н+в	1,66		
4	3200		C ₁ ^{2h}	1231.2-1234.2 1238.0-1240.0	1231.2-1234.2 1238.0-1240.0		11.12.1997	210	1234	н+в	14,01		
5	3239		C ₁ ^{2h}	1200.0-1207.0 1193.6-1195.6	1200.0-1207.0 1193.6-1195.6		27.06.1997	507	826	н+в	4,36	купол	
	3239		C ₁ ^{2h}	1200.0-1207.0 1193.6-1195.6	1200.0-1207.0 1193.6-1195.6		09.12.1997	242	553	н+в	4,26		
6	3249		C ₁ ^{2h}	1205.6-1212.0	1205.6-1212.0		14.08.1997	323	351	н+в	0,38		
	3249		C ₁ ^{2h}	1205.6-1212.0	1205.6-1212.0		25.12.1997	358	401	н+в	0,59	купол	0,133
7	3426		C ₁ ^{2h}	1335.6-1337.6	1335.6-1337.6		23.05.1997	423	762	н+в	4,64	купол	
	3426		C ₁ ^{2h}	1335.6-1337.6	1335.6-1337.6		10.11.1997	444	783	н+в	4,64		
8	3669		C ₁ ^{2h}	1215.2-1216.4 1217.2-1218.4 1230.0-1232.0 1233.8-1234.8 1238.8-1240.0	1215.2-1216.4 1217.2-1218.4 1230.0-1232.0 1233.8-1234.8 1238.8-1240.0								
9	4023		C ₁ ^{2h}	1214.8-1216.4 1226.8-1228.4 1236.8-1241.6	1214.8-1216.4 1226.8-1228.4 1236.8-1241.6		02.09.1997	340	-				
10	4134		C ₁ ^{2h}	1305.6-1310.0	1305.6-1310.0		18.06.1997	324	-	вода		впадина	
	4134		C ₁ ^{2h}	1305.6-1310.0	1305.6-1310.0		25.11.1997	329	-	вода			
11	4884		C ₁ ^{2h}	1532.0-1533.0	1532.0-1533.0		17.06.1997	567	722	н+в	2,12	склон	
	4884		C ₁ ^{2h}	1532.0-1533.0	1532.0-1533.0		24.11.1997	657	812	н+в	2,12	склон	
12	5176		C ₁ ^{2h}	1341.2-1343.6	1341.2-1343.6								
13	5335		C ₁ ^{2h}	1256.2-1257.4 1262.0-1264.4 1284.0-1286.4	1256.2-1257.4 1262.0-1264.4 1284.0-1286.4								
14	5602	C ₁ ^{2h}	1282.8-1286.8 1300.0-1302.0	1282.8-1286.8 1300.0-1302.0									
15	5619	C ₁ ^{2h}	1324.4-1326.4	1324.4-1326.4		06.09.1997	232	692	н+в	6,29			
16	5805	C ₁ ^{2h}	1253.2-1258.8	1253.2-1258.8		14.08.1997	352	473	н+в	1,66			

Продолжение таблицы 1. а) НГДУ «Аксаковнефть», б) НГДУ «Южарланнефть»

На Саузбашевском нефтяном месторождении исследовано семь скважин. В шести скважинах исследования выявили нефть в стволе скважины. В трех скважинах (№№ 2634, 2655, 7028) установлена скорость накопления нефти, которая изменяется от 0,66 до 1,53 м³/мес. и в среднем составляет 0,97 м³/мес. В скважине № 2634, находящейся во впадине по структуре кровли коллектора, зафиксирован факт накопления нефти (0,717 м³/мес.), что также противоречит выдвигаемой гипотезе. Вероятно, что, как и по скважине № 360 Серафимского нефтяного месторождения и по скважине № 950 Арланской площади неточны структурные карты или в разрезе продуктивного пласта имеется продуктивный пропласток, который имеет отличную форму от структуры кровли. Всего в стволах шести скважин скопилось 56,9 м³ нефти (3,06 ÷ 17,08 м³).

На Бураевском нефтяном месторождении исследовано шесть скважин. В пяти скважинах исследования выявили нефть в стволе скважины. В одной скважине № 192 установлена скорость накопления нефти, которая составляет 0,12 м³/мес. В скважине № 184 весь ствол скважины заполнен нефтью. Всего в стволах пяти скважин скопи-

лось 23,09 м³ нефти (0,37 ÷ 16,49 м³).

На Игровском нефтяном месторождении исследовано шесть скважин, в стволах трёх скважин зафиксирована нефть. Скорость накопления не определена, однако в скважине № 349 проведённое исследование 07.1997 г. выявило 13,2 м³ нефти в стволе скважины, а замер буферного давления 12.1997 г. показал, что оно увеличилось до 15 атм, что косвенно указывает на приток нефти в скважину. Всего объём скопившейся нефти в стволах трёх скважин составляет 20,65 м³ (3,21 ÷ 13,2 м³).

На Кузбаевском нефтяном месторождении исследовано четыре скважины, в стволах всех скважин зафиксирована нефть. Однако в скважине № 6327 повторное исследование показало уменьшение столба нефти, причём столб нефти находился вблизи устья скважины. В данном случае, исследования проведены не корректно. Всего объём скопившейся нефти в стволах четырех скважин составляет 5,07 м³ (0,14 ÷ 3,34 м³).

На Надеждинском нефтяном месторождении исследовано две скважины, в стволах которых зафиксирована нефть. В скважине № 5004 скорость накопления нефти со-

№№ п/п	№ скв.	Месторождение	Объект разработки	Абсолют. Отметка кровли пласта	Интервал перфорации	Дата остановки	Дата исследования	Нст, м	ВНР, м	Состав скваж. жид-ти	Объём скопивш. Нефти	Положение скв-ны. на структуре кровли пласта	Скорость накопления нефти, м ³ /мес
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
1	1493	Н.-Берёзовское	ТТНК	1167		2,97	13.06.1997	123	-	вода	-	склон	
2	1565		ТТНК	1174		1982	28.07.1997	92	214	н+в	1,67	купол	
3	1701		ТТНК	1170		3,95	09.07.1997	187	1383	н+в	16,37	склон	
4	1939		ТТНК	1157		10,92	27.02.1997	679	1274,4	н+в	8,15	купол	
5	6119		ТТНК	1146		8,96	19.06.1997	25	300	н+в	3,76	купол	
6	6478		ТТНК	1152		4,94	21.05.1997	117	-	вода	-	впадина	
7	6602		ТТНК	1166		4,94	14.07.1997	69	260	н+в	2,61	склон	
8	29		ТТНК	1125		1,97	13.02.1997	104	1213	н+в	15,17	склон	10,587
9	246		ТТНК	1141		1,96	28.03.1997	232	835	н+в	8,25	склон	0,549
10	310		ТТНК	1156		1,96	27.05.1997	417	1224	н+в	11,04	купол	0,648
11	347		ТТНК	1152		2,94	04.02.1997	575	932	н+в	4,88	склон	
12	500		ТТНК	1149		1,96	06.06.1997	370	728	н+в	4,90	склон	0,282
13	641a	Арланское	ТТНК	1156		3,97	26.05.1997	230	929	н+в	9,56	склон (плато)	5,217
14	753		ТТНК	1160		6,94	26.03.1997	372	880	н+в	6,95	склон	
15	831		ТТНК	1134		4,94	17.02.1997	362	-	вода	-	купол	
16	950		ТТНК	1162		1,96	19.03.1997	723	748	н+в	0,34	впадина	0,023
17	1039		ТТНК	1150		10,96	26.03.1997	27	155	н+в	1,75	склон	0,330
18	1060		ТТНК	1150		7,95	25.03.1997	322	1318	н+в	13,63	склон	
19	1723		ТТНК	1142		1,96	25.03.1997	373	860	н+в	6,66	купол	0,446
20	1901		ТТНК	1183		7,97	10.07.1997	124	147	н+в	0,31	склон (почти купол)	1,049
21	2388		ТТНК	1151		1,96	30.01.1997	514	821	н+в	4,20	склон	0,320
22	2803		ТТНК	1185		5,92	21.07.1997	470	1017	н+в	7,48	склон	
23	6008		ТТНК	1135		3,95	15.01.1997	134	1302	н+в	15,98	купол	
24	6332		ТТНК	1140		10,91	21.05.1997	201	285	н+в	1,15	склон	
25	7502	Саузбашевское	ТТНК	1139		7,96	10.06.1997	384	920	н+в	7,33	склон (почти купол)	0,638
26	7744		ТТНК	1140		12,95	10.01.1997	244	1222	н+в	13,38	купол	
27	7745		ТТНК	1147		7,95	13.01.1997	481	626	н+в	1,98	склон	
28	2634		ТТНК	1198		1,95	13.03.1997	367	1041	н+в	9,22	впадина	0,352
29	2634		ТТНК	1198		1,95	20.06.1997	299	1146	н+в	11,59	впадина	0,732
30	2643		ТТНК	1182		5,95	20.06.1997	27	1276	н+в	17,09	склон	
31	2655		ТТНК	1180		1,95	14.03.1997	516	1213	н+в	9,54	склон	0,364
32	2655		ТТНК	1180		1,95	04.06.1997	507	1222	н+в	9,78	склон	0,091
33	2708		ТТНК	1187		3,94	29.01.1997	225	988	н+в	10,44	склон	
34	7013		ТТНК	1190		5,95	09.06.1997	65	-	вода	-	впадина	
35	7028		ТТНК	1183		1,97	03.07.1997	109	333	н+в	3,07	склон (почти купол)	0,544
36	7922		ТТНК	1177		2,95	25.06.1997	96	458	н+в	4,95	склон	

Продолжение таблицы 1. НГДУ «Арланнефть»

№ № п/п	№ скв.	Месторождение	Объект разработки	Абсолют. Отметка кровли пласта	Интервал перфорации	Дата остановки	Дата исследования	Нст м	ВНР м	Состав скваж. жид-ти	Объём скопвш. Нефти	Положение скв-ны. на структуре кровли пласта относг. окр. скв-н	Скорость накопления нефти, м ³ /мес
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
1	184	Бураевское	C ₂	1201,5		01.05.1981	7,97	нефть	нефть	нефть	в объёме скв.	купол	
2	192		C ₁ ^{2h}			01.07.1997	10,97	258	285	н+в	0,37		0,119
3	2984		C ₁ ^{2h}			01.07.1997	2,98	78	82	вода	0,05		
4	3031		C ₁ ^{2h}			01.10.1991	11,97	0	-	вода	-		
5	3052		C ₁ ^{2h}			01.10.1992	1,98	180	310	н+в	1,78		
6	3193		C ₁ ^{2h}			01.08.1995	7,97	109	360	н+в	3,43	склон (почти купол)	
7	32	Игровское	C ₁ ^{2h}	1241,6		01.10.1995	2,98	42	250	н+в	2,85		
8	51		C ₁ ^{2h}	1241,0		01.02.1995	11,97	95	170	н+в	1,03		
9	349		C ₁ ^{2h}	1231,3		01.05.1982	8,97	108	-	вода	-	склон	
10	349		C ₁ ^{2h}	1231,3		01.04.1986	8,97	0	-	вода	-	склон	
11	725		C ₁ ^{2h}	1209,1		01.08.1995	7,97	5	970	н+в	13,20	склон	
12	2206		C ₁ ^{2h}			01.06.1997	12,97						Р6 = 15атм
13	6639	Игровское	C ₁ ^{2h}			01.05.1982	8,97	0	-	вода	-	склон	
14	6639		C ₂			01.11.1992	8,97	0	38	н+в	0,52	склон	
15	6639		C ₁ ^{2h}			01.05.1994	7,97	160	470	н+в	4,24	склон	
16	6639		C ₁ ^{2h}			01.07.1996	9,97	306	350	н+в	0,60	склон	
17	3602		C ₁ ^{2h}			01.07.1996	11,97	315	550	н+в	3,22	склон	
18	3602		C ₁ ^{2h}			01.09.1994	7,97	6	250	н+в	3,34	склон	
19	3632	Кузбаевское	C ₁ ^{2h}			01.08.1994	2,98	372	402	н+в	0,41		
20	6327		C ₁ ^{2h}			01.12.1995	11,97	40	50	н+в	0,14		
21	6327		C ₁ ^{2h}			01.12.1995	2,98	6	10	н+в	0,05		
22	6331		C ₁ ^{2h}			01.09.1995	11,97	13	100	н+в	1,19		
23	3803		C ₁ ^{2h}	1168,2		01.08.1988	7,97	500	550	н+в	0,68	склон	
24	3803		C ₁ ^{2h}	1168,2		01.06.1989	11,97	80	-	вода	-	склон	
25	5004	Надеждинское	C ₁ ^{2h}	1168,1		01.02.1997	7,97	690	740	н+в	0,68	склон (возможно впадина)	0,137
26	105		C ₁ ^{2h}			01.05.1994	2,98	132	182	н+в	0,68		
27	175		C ₁ ^{2h}			01.02.1995	1,98	18	34	н+в	0,22		
28	239		C ₁ ^{2h}			01.01.1996	1,98	18	650	н+в	8,65		0,355
29	276		C ₁ ^{2h}	912,4		01.02.1995	7,97	804	850	н+в	0,63	склон	
30	2341		C ₁ ^{2h}			01.06.1995	11,97	24	39	н+в	0,21		
31	3659	Орьбашевское	C ₁ ^{2h}			01.09.1996	1,98	114	134	н+в	0,27		
32	3659		C ₁ ^{2h}			01.09.1996	2,98	114	134	н+в	0,27		
33	3659		C ₁ ^{2h}			01.09.1996	2,98	114	134	н+в	0,27		
34	5312		C ₁ ^{2h}			01.10.1997	12,97	108	132	н+в	0,33		0,162
35	6		C ₁ ^{2h}	1203,0		01.10.1992	7,97	300	800	н+в	6,84	склон	
36	55		C ₁ ^{2h}	1207,0		01.10.1992	8,97	120	1045	н+в	12,66	склон	
37	1505	Татышлинское	D3			01.01.1994	9,97	120	1240	н+в	15,33		
38	1538		C ₁ ^{2h}	1204,0		01.10.1992	7,97	18	1200	н+в	16,17	склон	
39	1201		C ₁ ^{2h}			01.07.1995	2,98	200	700	н+в	6,84		
40	1202		C ₁ ^{2h}			01.07.1995	2,98	120	450	н+в	4,52		
41	1211		C ₁ ^{2h}			01.01.1994	2,98	6	240	н+в	3,20		
42	1258		C ₁ ^{2h}	1221,3		01.08.1996	7,97	60	210	н+в	2,05	склон	0,187
43	1258	Четырминское	C ₁ ^{2h}	1221,3		01.08.1996	9,97	120	175	н+в	0,75	склон	
44	1258		C ₁ ^{2h}	1221,3		01.08.1996	11,97	150	275	н+в	1,71	склон	
45	1267		C ₁ ^{2h}	1250,5		01.05.1994	7,97	650	-	вода	-	впадина	
46	1286		C ₁ ^{2h}			01.06.1994	2,98	0	750	н+в	10,26		
47	2135		C ₂	803,3		01.11.1991	8,97	120	-	вода	-	впадина	
48	2143		C ₂			01.01.1990	9,97	98	104	н+в	0,08		
49	1398	Ю-Максимовск	C ₁ ^{2h}	1173,1		01.03.1995	7,97	30	730	н+в	9,58	склон	
50	1398		C ₁ ^{2h}	1173,1		01.06.1995	10,97	35	685	н+в	8,89	склон	
51	1398		C ₁ ^{2h}	1173,1		01.06.1995	2,98	12	692	н+в	9,30		
52	1477		C ₂			01.07.1996	12,97	0	-	вода	-		
53	1477		C ₂			01.07.1996	2,98	0	-	вода	-		перелев.
54	2514		C ₂	1038,0		01.07.1996	8,97	238	522	н+в	3,89	склон	0,294
55	2514	Ю-Максимовск	C ₂	1038,0		01.07.1996	10,97	42	392	н+в	4,79	склон	0,602
56	2591		C ₁ ^{2h}	1212,6		01.01.1997	7,97	238	358	н+в	1,64	склон	0,250
57	2591		C ₁ ^{2h}	1212,6		01.01.1997	12,97	368	608	н+в	3,28	склон	0,328
58	2591		C ₁ ^{2h}	1212,6		01.10.1996	1,98	364	709	н+в	4,72	склон	1,437
59	2675		C ₂	1033,4		01.04.1996	7,97	50	450	н+в	5,47	склон	0,400
60	2675		C ₂	1033,4		01.07.1996	12,97	162	220	н+в	0,79	склон	
61	2731	Ю-Максимовск	C ₁ ^{2h}	1184,9		01.08.1993	8,97	318	346	н+в	0,38	склон (на впадине)	0,766
62	2731		C ₁ ^{2h}	1184,9		01.08.1993	12,97	264	300	н+в	0,49	склон (на впадине)	0,123
63	2736		C ₁ ^{2h}	1175,0		01.03.1995	7,97	78	328	н+в	3,42	склон	
64	2736		C ₁ ^{2h}	1175,0		01.06.1996	10,97	112	362	н+в	3,42	склон	
65	2736		C ₁ ^{2h}	1175,0		01.06.1996	1,98	124	388	н+в	3,61	склон	1,191
66	4768		C ₂			01.06.1994	8,97	0	44	н+в	0,60	склон	
67	1701	Волдинское	C ₁ ^{2h}			01.07.1997	12,97	160	550	н+в	5,34		1,067
68	1787		C ₁ ^{2h}			01.04.1993	11,97	120	570	н+в	6,16		
69	1871		C ₂			01.09.1991	9,97	80	130	н+в	0,68		
70	3527		C ₁ ^{2h}			01.02.1995	11,97	300	530	н+в	3,15		
71	3538		C ₁ ^{2h}			01.08.1989	9,97	260	280	н+в	0,27		
72	3548		C ₁ ^{2h}			01.07.1993	9,97	12	45	н+в	0,45		
73	250	Старц.	C ₁ ^{2h}			01.06.1996	12,97	156	187	н+в	0,42		
74	201		Байсаровское	C ₁ ^{2h}			01.01.1996	12,97	250	320	н+в	0,96	

Продолжение таблицы 1. НГДУ "Краснохолмскнефть".

ставила 0,14 м³/мес. В скважине № 3803, также как по скважине № 6327 Кузбаевского месторождения, повторное исследование не выявило столба нефти. Очевидно, что исследования проведены не корректно.

На Орьбашевском нефтяном месторождении исследовано семь скважин, в стволах всех исследованных скважин зафиксирован столб нефти. Скорость накопления определена в двух скважинах (№№ 239, 5312), которая изменяется от 0,16 до 0,36 м³/мес. и в среднем составляет 0,26 м³/мес. Всего объём скопившейся нефти в стволах скважин составляет 10,98 м³ (0,21 ÷ 8,64 м³).

На Татышлинском нефтяном месторождении исследовано семь скважин, в стволах всех исследованных скважин зафиксирован столб нефти. Скорость накопления не определена. Всего объём скопившейся нефти в стволах скважин составляет 65,53 м³ (3,2 ÷ 16,17 м³).

На Четырминском нефтяном месторождении исследовано пять скважин, в стволах трёх скважин зафиксирован столб нефти. Скорость накопления определена в скважине № 1258, которая составила 0,48 м³/мес. Всего объём скопившейся нефти в стволах трёх скважин составляет 12,39 м³ (0,08 ÷ 10,26 м³).

На Югомаш-Максимовском нефтяном месторождении исследовано восемь скважин, в стволах семи исследованных скважин зафиксирован столб нефти. Скорость накопления определена в пяти скважинах (№№ 2514, 2591, 2675, 2731, 2736), которая изменяется от 0,03 до 1,44 м³/мес. и в среднем составляет 0,57 м³/мес. Всего объём скопившейся нефти в стволах семи скважин составляет 34,59 м³ (0,49 ÷ 9,57 м³).

На Воядинском нефтяном месторождении исследовано семь скважин, в стволах всех скважин зафиксирован столб нефти. Скорость накопления определена в скважине № 1701, которая составила 1,07 м³/мес. Всего объём скопившейся нефти в стволах скважин составляет 16,47 м³ (0,27 ÷ 6,16 м³).

На Старцевском и Байсаровском месторождениях ис-

Месторождение	Кол-во исслед. скв-н	Средняя скорость накопления, м ³ /мес.	Мин. скорость накопления, м ³ /мес.	Макс. скорость накопления, м ³ /мес.
Серафимовское	6	0,79	0,14	2,06
Наратовское	1	0,06	0,06	0,06
Ново-Хазинская площадь	1	0,06	0,06	0,06
Арланская площадь	11	1,75	0,02	10,11
Саузбашевское	3	0,97	0,66	1,53
Бураевское	1	0,12	0,12	0,12
Надеждинское	1	0,14	0,14	0,14
Орьбашевское	2	0,26	0,16	0,36
Четырминское	1	0,48	0,48	0,48
Югомаш-Максимовское	5	0,57	0,03	1,44
Воядинское	1	1,07	1,07	1,09
Манчаровское	1	0,06	0,06	0,06
Саитовское	1	1,48	1,48	1,48
В целом	35	0,60	0,02	10,11

Табл. 2. Скорости накопления нефти в скважинах.

следования проведены в двух скважинах. В результате исследований в стволах скважин зафиксирован столб нефти.

На Манчаровском нефтяном месторождении исследовано три скважины, в стволах всех скважин зафиксирован столб нефти. Скорость накопления определена в скважине № 103, которая составила 0,055 м³/мес. Всего объём скопившейся нефти в стволах скважин составляет 6,53 м³ (0,27 ÷ 3,49 м³).

На Саитовском нефтяном месторождении исследовано три скважины, в стволах двух скважин зафиксирован столб нефти. Скорость накопления определена в скважине № 3605, которая составила 1,48 м³/мес. В скважине № 3523 исследования проведены не корректно. Объём скопившейся нефти в скважине № 3605 составил 8,18 м³.

Промысловые исследования также проводились в единичных скважинах на Яркевском, Андреевском, Таймурзинском, Крещбулякском и Абдуловском месторождениях. Исследовано 6 скважин, в четырёх случаях зафиксирован столб нефти. Скорость накопления нефти не замерялась. Объём скопившейся нефти варьирует от 0,26 до 11,37 м³.

№№ п/п	№ скв.	Месторождение	Объект разработки	Абсолют. Отметка кровли пласта	Интервал перфорации	Дата останки	Дата исследования	Нст, м	ВНР, м	Состав скваж. жид-ти	Объём скопивш. Нефти	Положение скв-ны. на структуре кровли пласта отност. окр. скв-н	Скорость накопления нефти, м ³ /мес
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
1	71	Манчаровское	C ₁ bb				01.12.1997	40	295	н+в	3,23		
2	103		C ₁ bb	1161,4	1315.5-1316.0		02.07.1997	389	-	вода	-	склон	
	103		C ₁ bb	1161,4	1315.5-1316.0		01.12.1997	230	250	н+в	0,27		0,054
3	163	Саитовское	C ₁ bb				01.12.1997	210	412,5	н+в	2,77		
4	3523		C ₁ bb	-	-		09.06.1997	825	900	н+в	1,03	склон	
	3523		C ₁ bb	-	-		01.12.1997	556	-	вода	-		
5	3605		C ₁ bb	1228,3	1505.0-1506.4		09.06.1997	335	850	н+в	7,05	склон	
	3605		C ₁ bb	1228,3	1505.0-1506.4		?	37	635	н+в	8,18	склон	
6	6185		C ₁ bb				01.10.1997	274	-	вода	-		
7	2109	Яркевское	C ₁ bb	1165	1386.0-1388.0		03.07.1997	401	-	вода	-	впадина	
8	1892	Андреевская					01.10.1997	169	1000	н+в	11,37		
9	840	Таймурзино					01.12.1997	126	145	н+в	0,26		
10	15796с	Таймурзино					01.12.1997	55	-	вода	-		
11	163	Крещ-Буляк						235	390	н+в	2,12		
12	268	Абдул.						365	492,5	н+в	1,74		

Продолжение таблицы 1. НГДУ «Чекмагушнефть»

Таким образом, специальными промысловыми исследованиями охвачено 28 нефтяных месторождений. Исследовано 138 высокообводнённых, длительно простаивающих скважин, из которых в 117 зафиксирован столб скопившейся нефти.

Анализ результатов исследований (Табл. 2) позволяет приблизительно определить скорость замещения воды нефтью в стволе скважины. На различных месторождениях эта скорость меняется, что впрочем, очевидно и без результатов исследований.

Наиболее достоверными результатами из имеющихся можно считать цифры, полученные для Арланской площади (1,75 м³/мес.), Серафимовского (0,79 м³/мес.) и Югомаш-Максимовского (0,57 м³/мес.) месторождений. По другим месторождениям скорости получены по одному, максимум по трём замерам.

Выводы

1. Специальные промысловые исследования, проведённые на 28 нефтяных месторождениях Башкортостана, позволили ориентировочно оценить скорость накопления остаточной нефти в стволах остановленных высокообводнённых скважин. Полученные результаты полностью согласуются и подтверждают выдвигаемую гипотезу о механизме перестроения нефтяной залежи на заключительной стадии разработки месторождения.

2. Скорость накопления оказалась различной на разных месторождениях, что связано как с различными методами оценки положения статического уровня и ВНР, так и отсутствием предварительной очистки призабойных зон.

3. Подавляющее число скважин, на которых зафиксирован столб нефти в стволе или замерена скорость накопления нефти, принадлежат к микрокупольным поднятиям кровли или находятся в непосредственной близости от них.

4. В единичных скважинах, местоположение которых

характеризуется как впадины кровли, также зафиксирована скорость накопления нефти. Вероятно, это связано с неточностью структурных построений.

Литература

Атнабаев З.М., Баграмов К.А., Дьячук И.А., Репин Д.Н., Репин Н.Н., Хасанов М.М., Шаньгин Е.С. Каротажный подъемник. Пат. 2179636. РФ: МПК Е 21 В 47/01. № 2001102219/03. 2002.

Атнабаев З.М., Баграмов К.А., Дьячук И.А., Репин Д.Н., Репин Н.Н., Хасанов М.М., Шаньгин Е.С. Укладчик каротажного кабеля. Пат. 2179634. РФ: МПК Е 21 В 47/01. № 2001102217/03. 2002.

Атнабаев З.М., Баграмов К.А., Дьячук И.А., Репин Д.Н., Репин Н.Н., Хасанов М.М., Шаньгин Е.С. Устройство для спуска и подъема скважинных приборов. Пат. 2179635. РФ: МПК Е 21 В 47/01. № 2001102218/03. 2002.

Дьячук И.А. Влияние гравитационного поля на процесс эксплуатации нефтяного месторождения, находящегося на заключительной стадии разработки. *Тез. XX школы-семинара по проблемам механики сплошных сред в системах добычи, транспорта и переработки нефти и газа*. Уфа: Транстэк. 1997а. С. 25-26.

Дьячук И.А. Изучение процессов, происходящих при перестроении нефтяной залежи на заключительной стадии разработки. *Дис...канд.техн.наук*. Уфа. 1997б. 160 с.

Дьячук И.А. К проблеме повышения нефтеотдачи пластов, находящихся на заключительной стадии разработки. Уфимский нефтяной институт. Уфа. 1997в. 23 с. Деп. ВИНТИ. № 1993-В97.

Дьячук И.А., Кардаш Д.Е., Маланченко А.А. Особенности заключительной стадии разработки при применении жёстко-водонопорного режима. *Нефтепромысловое дело*. 1998. № 4-5. С. 17-23.

Дьячук И.А., Кардаш Д.Е., Маланченко А.А. Повышение рентабельности добычи нефти на заключительной стадии разработки месторождений. *Мат. школы-семинара «Современные методы проектирования процессов разработки нефтяных месторождений»*. Уфа. ВНИИЦ «Нефтегазтехнология». 1998. С. 51.

Сведения об авторе

Иван Алексеевич Дьячук – к. техн. н, доцент кафедры «Разработка и эксплуатация нефтегазовых месторождений», Уфимский государственный нефтяной технический университет

450062 Уфа, ул. Космонавтов 1. Тел: +7(917)75-13-429

Estimation of accumulation rate of residual oil in highly watered idle wells

I.A. Dyachuk

Ufa State Petroleum Technological University, Ufa, Russia, e-mail: DyachukIA@ufa-stem.ru

Abstract. In water-flooded part of formation, after passage of displacement front, there are wells in good technical conditions, but shut down due to highly watered extracted product. Some of these wells can be put into operation, but it is necessary to select those in which there are conditions for consolidation of residual oil, and to determine accumulation rate of such oil in well bores. This information will provide recommendations for future mode of well operation on condition of waterless operation. The problem was solved based on the analysis of special field research and wells ranking, depending on the absolute level of the top of producing formation. Special field research conducted on 28 oil fields of Bashkortostan, allowed to approximately estimate the accumulation rate of residual oil in bores of highly watered idle wells. The obtained results are in complete agreement and confirmation of proposed hypothesis about the mechanism of reforming oil deposit in the final stage of field development. The accumulation rate was different in different fields, which is connected with different methods of estimating the static level position and oil-water interface, as well as the lack of pre-treatment of bottom-hole zones. The vast number of wells in which oil column was recorded or oil accumulation rate was measured, belongs to micro-domical elevations of formation top or in the immediate vicinity of such elevations. In few wells,

location of which is characterized as a depression of formation top, oil accumulation rate is also recorded. This is probably due to inaccurate structural imaging.

Keywords: structural map of the top part of producing formation, final stage of the oil field development, gravitational pressure gradient, residual oil, reformation of oil deposits.

References

Atnabayev Z.M., Bagramov K.A., Dyachuk I.A., Repin D.N., Repin N.N., Khasanov M.M., Shagin Ye.S. Karotazhny podzemnik [Lifting lift]. Patent 2179636. Rus. Federation: MPK E 21 B 47/01; № 2001102219/03. 2002.

Atnabayev Z.M., Bagramov K.A., Dyachuk I.A., Repin D.N., Repin N.N., Khasanov M.M., Shagin Ye.S. Ukladchik karotazhnogo kabelya [Stacker wireline]. Patent 2179634. Rus. Federation: MPK E 21 B 47/01. № 2001102217/03. 2002.

Atnabayev Z.M., Bagramov K.A., Dyachuk I.A., Repin D.N., Repin N.N., Khasanov M.M., Shagin Ye.S. Ustroystvo dlya spuska i podyema skvazhinnykh priborov [Device for lowering and lifting the downhole tools]. Patent 2179635. Rus. Federation: MPK E 21 B 47/01; № 2001102218/03. 2002.

Dyachuk, I.A. Influence of gravity field on the process of oil filed exploitation on the late stage. *Tezisy XX shkoly-seminara po*

Некоторые аспекты тектоники Ливии

В статье описаны основные тектонические этапы, сформировавшие геологический облик современной Ливии, охарактеризованы наиболее перспективные нефтегазовые осадочные бассейны и отложения. Наиболее перспективными по значимости на выявление залежей углеводородов являются отложения силурийской, девонской и каменноугольной систем следующих формаций: основные – f. Tahara, f. Tadrart, f. Mamuniyat, второстепенные – AWB, AWA, f. Akakus. Однако менее изученные – верхняя (триас, юра, мел) и нижняя (ордовик-кембрий) части разреза, также имеют достаточную значимость как нефтегазоносные объекты, что однозначно дает возможность открытия новых крупных месторождений в Ливии.

Ключевые слова: деформация, бассейн, этап, ловушка.

Площадь современной Ливии составляет 1,8 млн кв. км, где 1800 км – береговая линия, проходящая по южной границе Средиземного моря. Страна обладает запасами, оцениваемыми в 6,1 млрд. т нефти и 1,5 триллиона кубических метров газа (BP statistical review..., 2012), которые сосредоточены в палеозойских, мезозойских и третичных отложениях. В структурно-тектоническом плане Ливия расположена на средиземноморском выступе африканской платформы, где осадочный чехол сформирован трансгрессионными и регрессионными процессами начиная с раннего палеозоя. В результате переслаивания континентальных (песчаники и глины) и прибрежно-морских (карбонаты) отложений были сформированы локальные кратонные бассейны.

Основными тектоническими событиями, сформировавшими тектонику Ливии являются:

1) Каледонские эпиорогенические движения (ранний палеозой), которые привели к образованию 4 палеозойских бассейнов осадконакопления (Гедамес, Мурзук, Куфра и Боттан) и крупных структурных элементов I порядка по северо-западному – юго-восточному направлению.

2) Герценский орогенез, который привел к образованию поднятий меридиональных направлений, а также бассейна Зуара и платформы Киренаика.

3) Меловой – ранние третичные деформации блоков; нарушения вызваны трансформацией поднятия Тибести-Сирт и развитием бассейна Сирт и поднятия Жебель Эль-Ахдар.

4) Альпийский орогенез – поздние третичные деформации, вызванные опусканием бассейна Сирт, современная геодинамика которого весьма активна.

На территории современной Ливии выделяются 5 перспективных нефтегазовых осадочных бассейнов: Сирт, Мурзук, Куфра, Гедамес и платформа Киренаика. Интересно то, что несмотря на различные тектоно-геодинамические формационные и структурные условия, все эти разновозрастные бассейны имеют признаки нефтидогенеза. Основная добыча нефти сосредоточена в бассейнах Сирт, Мурзук и Гедамес, а также на шельфе около г. Триполи (Рис. 1).

Осадконакопление в бассейне Мурзук на юго-западе Ливии происходило в палеозое и мезозое. Нефтематеринскими породами являются глинистые отложения формации «Таннезафт» силура и «Ауенат Уенин» девона. Основные коллектора представлены песчаниками формации «Меммоният» и «Хаваз» ордовика, «Акакус» (силур), «Тадрарт» (девон). Запасы нефти оцениваются примерно в 0,8 млрд тонн.

Осадочный бассейн Сирт (или впадина Сирт) самый молодой из осадочных бассейнов в Ливии. К нему приурочены наибольшие запасы нефти в Ливии, и он занимает по этому показателю 13-ое место в мире. Извлекаемые запасы нефти составляют 3,8 млрд. тонн нефти и 930 млн. м³ газа.

Нефтематеринскими породами являются глинистые отложения формаций «Рахмат» и «Сирт» верхнего мела. Распределение углеводородов контролируется основными тектоническими элементами. 5 грабенов (Хун, Зелла,

Окончание статьи И.А. Дьячука «Оценка скорости накопления остаточной нефти в стволах простаивающих высокообводнённых скважин»

problemam mekhaniki sploshnykh sred v sistemakh dobychi, transporta i pererabotki nefi i gaza [Problems of continuum mechanics in systems of production, transportation and processing of oil and gas. Seminar abstracts]. Ufa: Transtek. 1997. Pp. 25-26. (In Russian)

Dyachuk, I.A. K probleme povysheniya nefteotdachi plastov, nakhodyashchikhsya na zaklyuchitelnoy stadii razrabotki [On the problem of enhanced oil recovery of near-depleted deposits]. Ufa: Ufa State Intitute. 1997. 23 p. Dep. VINITI. № 1993-V97.

Dyachuk, I.A. Izuchenije protsessov, proiskhodyashchikh pri pereformirovaniy nefyanoy zalezhi na zaklyuchitelnoy stadii razrabotki [The study of the processes occurring during the reformation of oil deposits in the final development stage]. Diss. kand. tech. nauk. [Cand. tech. sci. diss.]. 1998. 160 p.

Dyachuk I.A., Kardash D.E., Malanchenko A.A. Osobennosti zaklyuchitelnoy stadii razrabotki pri primenenii zhyostkovodnapornogo rezhima [Features of the final stages of development

using hard-mode water drive]. *Neftepromyslovoye delo* [Oilfield Engineering]. 1998. № 4-5. Pp. 17-23.

Dyachuk I.A., Kardash D.E., Malanchenko A.A. Rise in profitability of oil production on the late stage of oil field development. *Materialy shkoly-seminara «Sovremennye metody proyektirovaniya protsessov razrabotki neftyanykh mestorozhdeniy»* [Proc. Seminar «Modern methods of design processes of oil field development»] Ufa: «Neftegaztekhologiya». 1998. (In Russian)

Information about author

Ivan A. Dyachuk – Cand. Sci. (Engin.), Associate Professor of the Chair «Oil&Gas Field Exploration», Ufa State Petroleum Technological University

450062 Russia, Ufa, 1 Kosmonavtov St.

Tel: +7(917)75-13-429

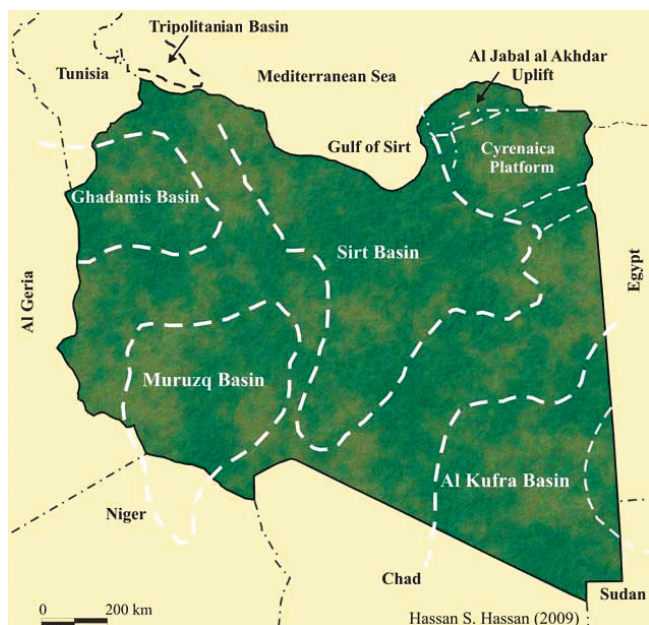


Рис. 1. Расположение главных нефтегазовых осадочных бассейнов Ливии (Hassan S. Hassan, 2013).

Марадах, Аждаба, Хамеймат) разделяют бассейн на 4 части (Ваддан, Захра-Байда, Зелтан, Алмал-Желу). Месторождения нефти приурочены к разуплотненным гранитам и гранито-гнейсам в зонах разломов докембрийского фундамента, песчаным коллекторам формации «Гаргаф» (кембрий и ордовик) и «Нубиан» (нижний мел), а также карбонатам формации «Зелтен» (палеоцен) и карбонатам эоцена в виде биогермов. Крупнейшим является уникальное месторождение «Сарир» с геологическими запасами около 1,6 млрд. тонн. Месторождение представлено комбинацией структурных и стратиграфических ловушек. Неоднородные базальные песчаники верхнего мела разделены на 5 пачек, 3 из которых плотные и глинизированы, а 2 хорошо отсортированные с пористостью 15–20 % и проницаемостью более 100 милли Дарси (Рис. 2).

Внутрикратонная синклиналь бассейна Куфра в направлении СВ-ЮЗ расположена на юго-востоке Ливии. Это третий по величине бассейн с площадью около 400 тыс. кв. км. Геология схожа с бассейном Мурзук, и осадки представлены кластичными отложениями. Нефтематеринскими породами также являются глинистые отложения формации «Таннезафт». Перспективными возможными зонами нефтегазонакопления для этого бассейна являются песчаники формации «Меммоният».

Северо-восточная Ливия (относящаяся к Киренаике)

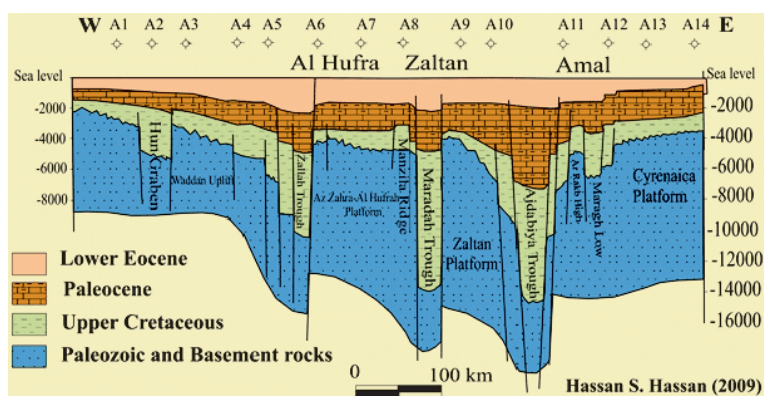


Рис. 2.

находится на южной границе Средиземного моря и северной границе Африканской платформы и делится на 2 тектонические провинции: платформа Киренаика и поднятие Эль-Жабаль Эль-Акдар на севере. Палеозойские, верхнемеловые и третичные отложения Киренаики содержат несколько потенциальных коллекторов. Нефтематеринскими породами являются глинистые отложения формации «Таннезафт» силура.

Подробнее остановимся на бассейне Гедамес (Ghadamis), где с 2006 года проводит геолого-разведочные работы компания ОАО «Татнефть».

Бассейн Гедамес (Ghadamis) вместе с бассейном Мурзук в региональном плане является частью Алжирско-Ливийской синеклизы Африканской платформы. Разделены бассейны поднятием Гаргаф. В строении платформы выделяется два основных структурно-тектонических этажа, отделенные друг от друга угловым несогласием и отличающиеся степенью дислоцированности и метаморфизма, условиями залегания и составом отложений. Эти два структурно-тектонических этажа отражают основные этапы тектонического развития региона – геосинклинальный (докембрий) и платформенный (палеозой и мезо-кайнозой).

Геосинклинальный этап характеризуется формированием докембрийского складчатого фундамента. Он сложен интенсивно дислоцированными и сильно метаморфизованными образованиями архейско-протерозойского возраста. В их разрезе выделяется несколько метаморфических серий, представленных мощными толщами (15 и более км) различных кристаллических сланцев, гранито-гнейсов, амфиболитов и других пород, разделенных крупными несогласиями и образующих интенсивно метаморфизованные складчатые структуры субмеридионального направления, осложненные дезъюнктивами. По поверхности фундамента бассейн Гедамес (Ghadamis) на территории Ливии ограничен поднятиями на севере Nefusa, на востоке Tripoli Soda, на юге Gargaf и имеет практически широтное простирание. По ярко выраженным северном и южном крыльях амплитуда прогибания составляет примерно 4000 м.

В платформенный этап, охвативший палеозой и мезозой, происходило заполнение бассейна Гедамес (Ghadamis) осадочными отложениями. Процесс седиментации проходил в три подэтапа:

- 1) ранний – палеозой (кембрий – карбон),
- 2) средний – мезозой (триас – мел),
- 3) поздний – кайнозой (третичный),

каждый, из которых завершался значительным перерывом в осадконакоплении и отличался палеогеографической обстановкой, что обусловило различие литологического состава.

В раннепалеозойское время происходило формирование бассейна Гедамес (Ghadamis), который по своему стратиграфическому наполнению является в основном палеозойским, а литологически доминируют кластические породы. Палеозойские отложения в районе бассейна имеют толщину до 4000 м, где разведаны и эксплуатируются крупные месторождения УВ, в т.ч. и уникальные. Формирование бассейна Гедамес (Ghadamis) осуществляется в несколько этапов, характеризующихся перестройкой структурных планов, которые нашли свое отражение в образовании

поверхностных несогласий в осадочном чехле.

Несмотря на поэтапность развития формирования бассейна Гедамес (Ghadamis), характеризующегося перестройкой структурных планов, в целом, в палеозойское время прослеживается унаследованность тектоники от ордовика-силура до девона. Возможно, что поверхность каменноугольных отложений наследует нижележащие поверхности, но из-за герцинского несогласия около трети структур карбона может быть срезано эрозией.

Большую роль в строении осадочного чехла играют разрывные нарушения, секущие толщу палеозоя и постепенно теряющие амплитуду в мезозойских отложениях. По данным интерпретации материалов сейсморазведки тектонические нарушения, контролирующие поднятия, затухают вверх по разрезу и, следовательно, не всегда играют главенствующую роль в формировании ловушек нефти. Как правило, выявленные структуры бассейна небольшого размера и малой амплитуды, поэтому для их подготовки к глубокому бурению необходимы исследования сейсморазведочными работами с высокой плотностью наблюдений.

По условиям нефтегазоносности бассейн Гедамес (Ghadamis) относится к Западно-Ливийской (Триполитанской) области, которая тесно связана с Восточно-Алжирской нефтегазоносной областью и, возможно, является ее продолжением.

В геологическом разрезе бассейна Гедамес (Ghadamis) нефтеносность связана с широким стратиграфическим диапазоном осадочных образований от кембрийского до мелового возрастов. Ловушками УВ являются в основном антиклинальные структуры, осложненные тектоническими нарушениями, стратиграфическими несогласиями и литологической изменчивостью пластов.

Анализ палеозойских отложений показал значительное количество пластов-коллекторов в данном интервале разреза. В наиболее раннем по возрасту кембрийском интервале в юго-восточной части бассейна нефтеносных объектов не обнаружено, однако это не исключает роль кембрия как перспективного объекта, нефтеносность которого подтверждена на севере (месторождение Rhorde и гигантское месторождение Hassi Messaoud в Алжире).

Нефтеносность ордовикских пластов-коллекторов в пределах бассейна Гедамес (Ghadamis) установлена в шести месторождениях. Ловушки УВ, в основном, структурного типа с литологическими и стратиграфическими ограничениями.

Силурийские нефтяные залежи в бассейне открыты на 42 месторождениях. Ловушки все структурно-стратиграфического типа. Силурийские сланцы формации Tanezzuft и, в определенной мере, формации Akakus являются наиболее важными нефтематеринскими породами в бассейне.

Подтверждена промышленная нефтеносность также девонских, каменноугольных и меловых отложений. Наиболее перспективными по значимости на выявление залежей УВ являются отложения силурийской, девонской и каменноугольной систем следующих формаций: основные – f. Tahara, f. Tadrart, f. Mamuniyat, второстепенные – AWB, AWA, f. Akakus. Однако менее изученные – верхняя (триас, юра, мел) и нижняя (ордовик-кембрий) – части разреза также имеют достаточную значимость как нефтегазоносные объекты, что однозначно дает возможность открытия новых крупных месторождений в Ливии.

Литература

BP statistical review of world energy. Июнь, 2012. http://www.bp.com/content/dam/bp/pdf/Statistical-Review-2012/statistical_review_of_world_energy_2012.pdf

Hassan S. Hassan. Libyan Oil Basins. 2013. <http://www.sepmstrata.org/page.aspx?pageid=141>

Сведения об авторах

Раис Салихович Хисамов – Главный геолог – зам. генерального директора ОАО «Татнефть», доктор геол.-мин. наук, профессор.

423450, Альметьевск, ул. Ленина, 75. Тел: (8553)307-117.

Накип Салахович Гатиятуллин – Начальник Татарского геологоразведочного управления ОАО «Татнефть», доктор геол.-мин. наук.

420111, Казань, ул. Чернышевского, 23/25.
Тел: (843)292-67-71

Тимур Рустамович Гилязов – Главный геолог NIS-Petrol S.R.L. (НИС Газпром нефть, Румыния).

Romania, Timsoara, bul. Take Ionescu 52

Some aspects of Libyan tectonics

R.S. Khisamov, N.S. Gatiyatullin, T.R. Gilyazov

JSC Tatneft, Almet'yevsk, Russia; Tatar Geological Exploration Department, JSC Tatneft, Kazan, Russia, e-mail: tgru@tatneft.ru
NIS-Petrol S.R.L., Romania, Timsoara, e-mail: giltimrus@mail.ru

Abstract. The article describes the main tectonic stages that have formed geological shape of modern Libya, and characterizes the most promising oil and gas sedimentary basins and deposits. The most promising deposits for identification of hydrocarbons are Silurian, Devonian and Carboniferous deposits of the following formations: basic - f. Tahara, f. Tadrart, f. Mamuniyat, and secondary – AWB, AWA, f. Akakus. The less studied upper part (Triassic, Jurassic, Cretaceous) and lower part (Ordovician-Cambrian) of the section are also valuable as oil and gas bearing objects which makes possible discovering new large oil and gas fields in Libya.

Keywords: deformation, basin, stage, trap.

References

BP statistical review of world energy. June, 2012. <http://www.bp.com/content/dam/bp/pdf/Statistical-Review-2012>

Hassan S. Hassan. Libyan Oil Basins. 2013. <http://www.sepmstrata.org/page.aspx?pageid=141>

Information about authors

Rais S. Khisamov – Dr. Sci. (Geol. and Min.), Deputy General Director – Chief Geologist of JSC Tatneft
423400, Russia, Almet'yevsk, Lenin St. 75

Nakip S. Gatiyatullin – Dr. Sci. (Geol. and Min.), Head of Tatar Geological Exploration Department, JSC Tatneft
420111, Russia, Kazan, Chernyshevsky St. 23/25
Tel: +7 (843) 292-67-71

Timur R. Gilyazov – Geology and Exploration Sector Director – Chief Geologist, NIS-Petrol S.R.L.
Romania, Timsoara, bul. Take Ionescu 52