УДК 553.98

DOI 10.31087/0016-7894-2019-2-63-71

Новые перспективные объекты для открытия крупных месторождений нефти и газа на юго-востоке Томской области

© 2019 г. | В.В. Ростовцев[1, 2], Е.Ю. Липихина[1], В.В. Лайнвебер[2], В.Н. Ростовцев[2]

[1]Национальный исследовательский Томский политехнический университет, Томск, Россия; Lipikhina.e@mail.ru;

[2]АО «ТОМКО», Томск, Россия; Tomkoinc@gmail.com

Поступила 16.01.2019 г.

Принята к печати 01.02.2019 г.

Ключевые слова: ***инновационная технология; электроразведка; радиогеохимия; высокоточная магниторазведка; бурение; каротаж; запасы нефти и газа; геологическое районирование; Обь-Чулымская нефтегазоносная область; Барабинско-Пихтовский и Чулымский нефтегазоносные районы.***

На основе комплексных геологических исследований на бесперспективных землях юго-востока Западной Сибири выделена новая нефтегазоносная область, а в ней намечены два высокоперспективных района для открытия крупных по запасам месторождений нефти и газа. Специалисты АО «ТОМКО» обнаружили естественные выходы газа и конденсата в зоне слияния рек Томь и Обь. С помощью инновационной технологии квантово-оптической фильтрации космоснимков, созданной в АО «ТОМКО», в зоне естественного газопроявления были выявлены границы 10 прогнозируемых месторождений. Проведенные электроразведочные, радиогеохимические, высокоточные магнитометрические работы подтвердили результаты инновационной технологии. Поисковая скважина, пробуренная на одном из прогнозируемых месторождений, вскрыла 8 продуктивных горизонтов. По экспертным оценкам специалистов НК «ЛУКОЙЛ», извлекаемые запасы нефти в сеноманской залежи могут составлять 77 млн т, а по данным специалистов АО «ТОМКО» — 98,4 млн т. Не менее перспективными оказались земли Тегульдетской впадины, генетически связанные с Минусинскими впадинами, нефтегазоносность палеозоя которых доказана.

Для цитирования: Ростовцев В.В., Липихина Е.Ю., Лайнвебер В.В., Ростовцев В.Н. Новые перспективные объекты для открытия крупных месторождений нефти и газа на юго-востоке Томской области // Геология нефти и газа. – 2019. – № 2. – С. 63–71. DOI: 10.31087/0016-7894-2019-2-63-71.

New exploration targets for large oil and gas fields discovery in the south-east of Tomsk Region

© 2019 | V.V. Rostovtsev[1, 2], E.Yu. Lipikhina[1], V.V. Lainveber[2], V.N. Rostovtsev[2]

[1]Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia; Lipikhina.e@mail.ru;

[2]TOMKO Public Company, Tomsk, Russia; Tomkoinc@gmail.com

Received 16.01.2019

Accepted for publication 01.02.2019

Key words: ***innovative technology; electromagnetics; radiogeochemistry; high-precision magnetic prospecting; drilling; well logging; oil and gas reserves; geological zoning; Ob'-Chulymsky petroleum area; Barabinsky-Pikhtovsky and Chulymsky petroleum regions.***

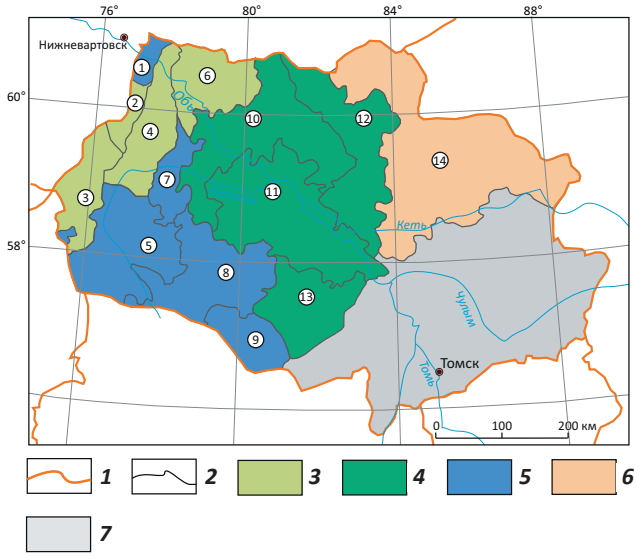
Most geologists consider the south-western areas of Tomsk region to be unpromising. Specialists of the TOMKO Public Company discovered gas and condensate seepage at the confluence of Tom' and Ob' rivers. This fact disputed a statement that these areas are unpromising. Using the innovative technology of satellite images quantum optical filtering developed in the TOMKO Public Company, boundaries of ten expected fields were identified in the zone of natural gas seepage. The conducted electromagnetic, radiogeochemical, high precision magnetic surveys confirmed the results shown by the innovative technology. Wildcat drilled in one of the predicted fields encounter eight pay intervals. The most promising were deposits of the Cenomanian and Palaeozoic Top. According to experts, the recoverable oil reserves in the Cenomanian accumulation may amount to 98.4 million tons. No less important data were obtained after re-interpretation of data from the Chulymskaya key well situated in Tegul'detsky depression. Tegul'detsky depression is genetically related to Minusinsky depressions, where hydrocarbon potential of Palaeozoic series is proven. Seismic reflection horizons within Palaeozoic are for the first time identified in Tegul'detsky depression, which allows mapping Palaeozoic structures. This body of geological data allowed identifying a new oil and gas bearing area and two new petroleum regions, which opens the way to the prospecting of substantial oil and gas reserves in the south-east of Tomsk Region.

For citation: Rostovtsev V.V., Lipikhina E.Yu, Lainveber V.N., Rostovtsev V.N. New exploration targets for large oil and gas fields discovery in the south-east of Tomsk Region. *Geologiya nefti i gaza = Oil and gas geology*. 2019;(2):63–71. DOI: 10.31087/0016-7894-2019-2-63-71.

Большинство специалистов оценивают мезозойские отложения востока и юга Томской области как малоперспективные в отношении нефтегазоносности [1]. Этот вывод можно сделать на основании карты прогноза нефтегазоносности мезо-кайнозойских отложений Западно-Сибирской плиты 1974 г. под

Рис. 1. Карта прогноза нефтегазоносности мезо-кайнозойских отложений Западно-Сибирской плиты (под редакцией Нестерова И.И., 1974) и нефтегеологического районирования территории Томской области (Роснедра, Томскнедра, 2005)

Fig. 1. Predicted map of oil and gas potential of Meso-Cenozoic deposits of West Siberian Plate (edited by Nesterov I.I., 1974) and petroleum zoning of the Tomsk Region (Rosnedra, Tomsknedra, 2005)



Границы (***1***, ***2***): ***1*** — административная, ***2*** — НГР; **НГР, в пределах которых перспективны отложения** (***3–6***): ***3*** — юры и мела, ***4*** — юры, ***5*** — палеозоя, юры и мела, ***6*** — палеозоя; ***7*** — бесперспективные земли.

НГР: Среднеобская НГО: 1 — Нижневартовский; Каймысовская НГО: 2 — Ледянский, 3 — Каймысовский, 4 — Колготорский, 5 — Нюрольский; Васюганская НГО: 6 — Александровский, 7 — Средневасюганский, 8 — Пудинский, 9 — Межовско-Калгачский; Пайдугинская НГО: 10 — Усть-Тымский, 11 — Парабельский, 12 — Куржинский, 13 — Бакчарский, 14 — Предъенисейская НГО

Boundaries (***1***, ***2***): ***1*** — administrative, ***2*** — Petroleum District; **Petroleum Districts where the following deposits are promising** (***3–6***): ***3*** — Jurassic and Cretaceous, ***4*** — Jurassic, ***5*** — Palaeozoic, Jurassic and Cretaceous, ***6*** — Palaeozoic; ***7*** — unpromising areas.

Petroleum district: Sredneobsky Petroleum Area: 1 — Nizhnevartovsky; Kaimysovsky Petroleum Area: 2 — Ledyansky, 3 — Kaimysovsky, 4 — Koltogorsky, 5 — Nyurolsky; Vasyugansky Petroleum Area: 6 — Aleksandrovsky, 7 — Srednevasyugansky, 8 — Pudinsky, 9 — Mezhovsky-Kalgachsky; Paiduginsky Petroleum Area: 10 — Ust-Tymsky, 11 — Parabel'sky, 12 — Kurzhinsky, 13 — Bakcharsky, 14 — Pre-Yenisei Petroleum Area

редакцией И.И. Нестерова и принятого на данный момент нефтегеологического районирования территории Томской области (рис. 1). Некоторые надежды на открытие месторождений в этом районе были связаны с протерозой-палеозойским комплексом. Три параметрические скважины (Восток-1, 2, 3), пробуренные на палеозой-протерозойские отложения, положительных результатов не дали, но позволили выделить Предъенисейскую нефтегазоносную область (НГО) (см. рис. 1). По результатам бурения этих скважин сделан вывод, что если даже в палеозойских отложениях и есть нефть, то методы ее поиска не разработаны, современный уровень сейсморазведочных работ недостаточен для эффективной работы в палеозойских отложениях. По геохимическим критериям [1] мезозойские отложения этого района бесперспективны. В середине 1940-х гг. М.К. Коровин (один из первых лауреатов Ленинской премии за открытия нефти в Западной Сибири) [2] и в конце XX в. Н.П. Запивалов [3] отмечали высокие и возможные перспективы нефтегазоносности зоны слияния рек Томь и Обь (самый юго-восток изучаемой территории).

Сомнения в справедливости выводов о бесперспективности востока и особенно юго-востока Томской области возникли у авторов статьи после детального изучения фактического геологического материала, полученного при бурении опорной скв. Чулымская-1 [4], а также в результате обнаружения естественных выходов газа и конденсата в одной из проток р. Обь, в зоне слияния рек Томь и Обь (рис. 2).

Геохимический анализ, проведенный А.К. Головко, О.В. Серебренниковой (Институт химии нефти СО РАН), А.И. Обжировым (ДВО РАН) на пробах газа и конденсата, отобранных из естественных их выходов, свидетельствует о наличии залежей углеводородов.

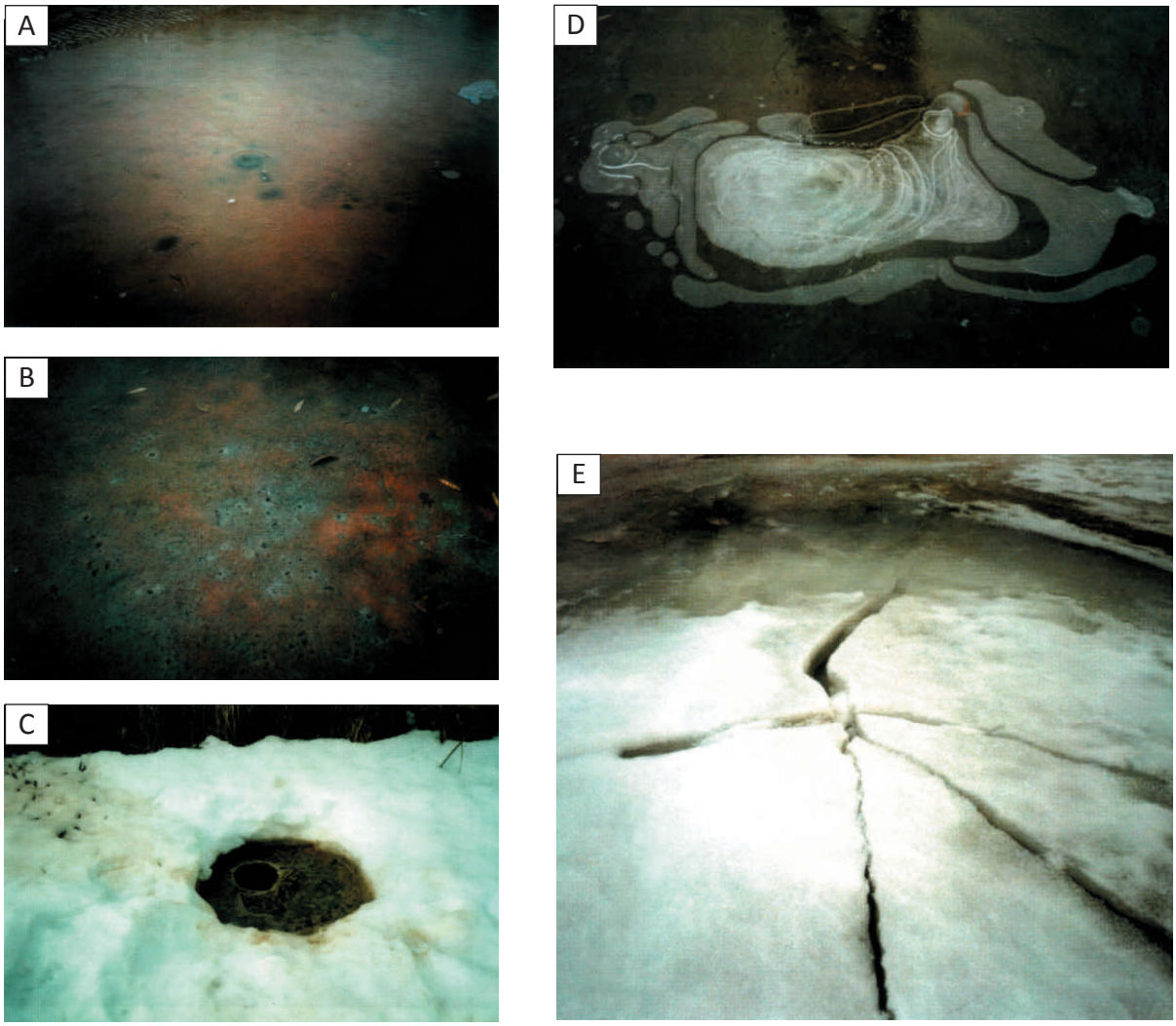
Для выявления границ прогнозируемых месторождений в зоне естественных газоконденсатных проявлений на Барабинско-Пихтовской моноклинали была использована технология квантово-оптической фильтрации космоснимков (КОФиКС), разработанная специалистами ЗАО «ТОМКО» и модернизированная В.В. Ростовцевым [5, 6]. Она базируется на теоретических трудах многих исследователей [7–9]. Эта технология первоначально прошла апробацию на хорошо изученных сейсморазведкой и бурением месторождениях газа и нефти в различных регионах России, Афганистана, Ирана, Китая, Казахстана, Египта, Вьетнама. Везде были получены положительные результаты. Технология позволяет в короткие сроки выявлять границы прогнозируемых месторождений в любой точке мира, выделять зоны с повышенной плотностью запасов в любых типах ловушек независимо от литологического состава пород, вмещающих залежи углеводородов.

Границы прогнозируемых месторождений определяли на территории Красноярского края, Омской области, Приморского края вдоль русла р. Амур, Ирана, Китая, Казахстана. Во всех этих районах были выявлены различные по площади многочисленные прогнозируемые месторождения. Прогнозы, выполненные по данной технологии, подтвердились бурением и открытием нефтяного Камовского и газовых Берямбинского и Абаканского месторождений в Красноярском крае.

Обработка космических снимков, охватывающих территорию естественных газоконденсатных проявлений, позволила специалистам АО «ТОМКО» (2007) выявить границы целой серии прогнозируемых место-

Рис. 2. Естественные выходы газа и конденсата в зоне слияния рек Томь и Обь, демонстрирующие процессы формирования и разрушения залежей углеводородов за счет энергии флюидодинамических потоков без влияния тектоники (Ростовцев В.Н., 1990)

Fig. 2. Natural gas and gas condensate seepage in the zone of confluence of Tom' and Ob' rivers, which demonstrate processes of HC accumulations formation and destruction by the energy of fluid dynamic flows with no tectonic influence (Rostovtsev V.N., 1990)



A — серия единичных источников газопроявления; B — следы выхода газа на песчаных отмелях протоки в зоне газопроявления; C — постоянно действующий источник с матами микроорганизмов; D — первоначальное формирование антиклинальной ловушки для газовой залежи за счет флюидодинамического потока и постепенно замерзающей воды мелководной протоки; E — разрушение ледяной газовой ловушки в результате воздействия флюидодинамического и теплового потоков

A — series of occasional sources of gas seepage; B — signs of gas seepage on distributary sand banks; C — permanent source with microbial mats; D — early stage of anticline trap formation for gas accumulation caused by fluid dynamic flow and gradually freezing water of shallow distributary; E — destruction of glacial gas trap by fluid dynamic and heat flows

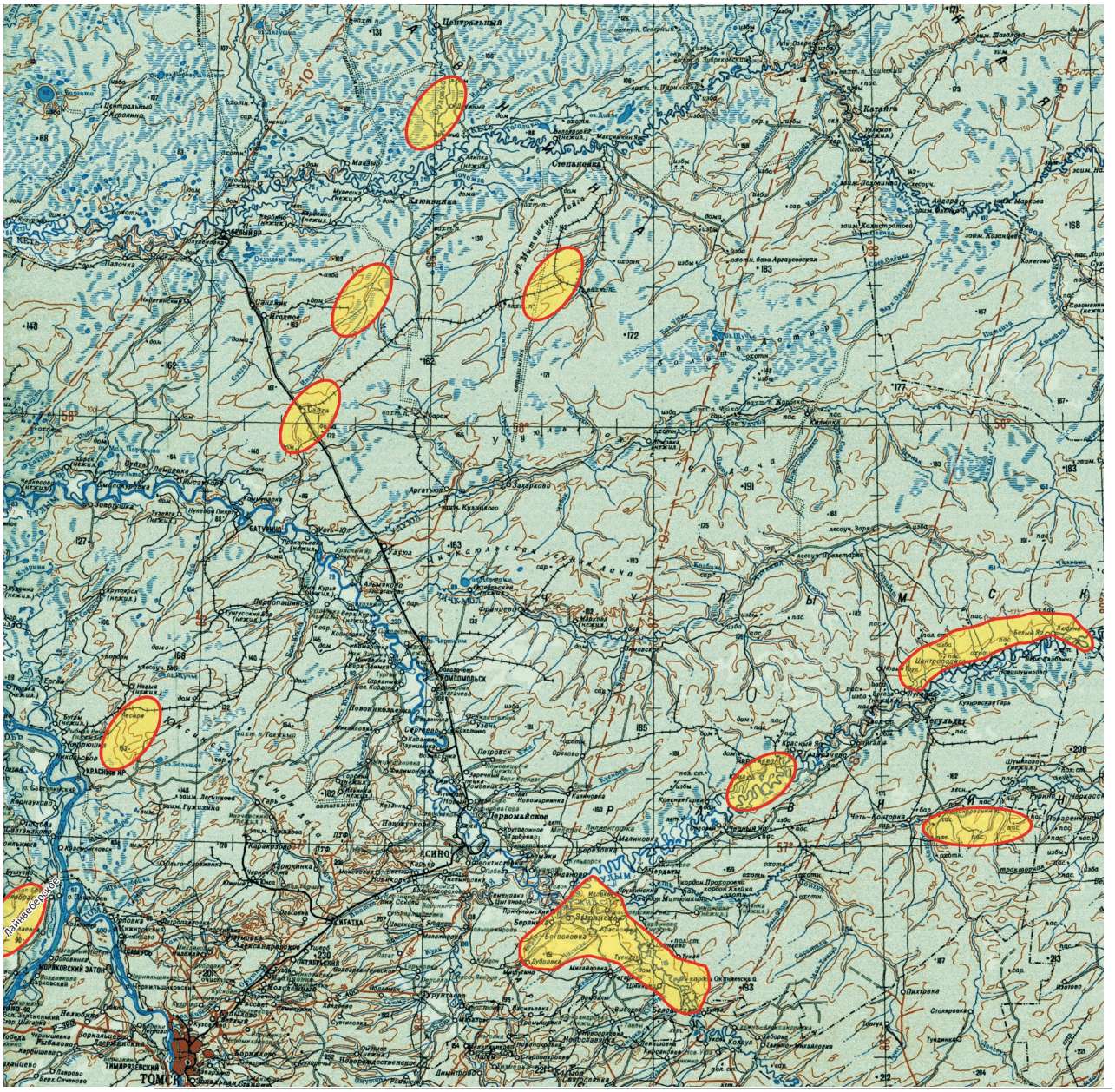
рождений на Барабинско-Пихтовской моноклинали, земли которой считаются бесперспективными (рис. 3).

В пределах крайнего юго-западного прогнозируемого месторождения, названного авторами статьи Лайнвеберским, фрагментарно были проведены радиогеохимические исследования, высокоточная магниторазведка, электроразведка. Все эти исследования выявили фрагменты аномалий типа «залежь». На рис. 4 в качестве примера приведен фрагмент аномалии типа «залежь» по данным электроразведки.

Комплекс этих данных позволил до проведения сейсмических работ методом общей глубинной точки МОГТ-2D выбрать место заложения первой поисковой скважины. Эта скв. 7 была пробурена в 2008 г. на глубину 1528 м и вскрыла палеозойские отложения на глубине 1360 м. По данным геофизических исследований, наличию признаков нефти в керне и повышенным газопоказаниям выявлено 8 продуктивных горизонтов в отложениях палеозоя, юры, неокома и сеномана.

Рис. 3. Схема расположения прогнозируемых месторождений нефти в пределах Барабинско-Пихтовской моноклинали (по данным Ростовцева В.В., Ростовцева В.Н., Лайнвебера В.В., АО «ТОМКО», 2007)

Fig. 3. Location map of the expected oil fields within the Barabinsky-Pikhtovsky monocline (according to Rostovtsev V.V., Rostovtsev V.N., Lainveber V.V., TOMKO Public Company, 2007)



На рис. 5 приведены данные промысловой геофизики в продуктивных и возможно продуктивных интервалах в скв. 7 в кровле сеноманских отложений.

Комплекс данных — естественные выходы газоконденсата, выявленные границы серий прогнозируемых месторождений технологией «КОФиКС», фрагменты аномалий типа «залежь», обнаружение электроразведкой, высокоточной магниторазведкой, радиогеохимией, наличие признаков нефти в палеозойском керне, данные промысловой геофизики — позволяет утверждать, что оценка перспектив нефтегазоносности Барабинско-Пихтовской моноклинали, выполненная на основании представлений осадочно-миграционной теории, не соответствует действительности. Согласно данным В.А. Конторовича и проведенным сейсмическим исследованиям

Рис. 4. Аномалии типа «залежь» в зоне прогнозируемого Лайнвеберского месторождения по данным электроразведки. План изолиний аномального поля КМ – ВП для разносов 650–750 м (Никольский участок, по Моисееву В.С., Паули Н.И., 2006)

Fig. 4. Trap-type anomaly in the zone of the predicted Lainvebersky field in accordance with electromagnetic data. Contour lines of anomalous of compensated IP field for 650–750 m span (Nikol'sky area; according to V.S. Moiseev, N.I. Pauli, 2006)

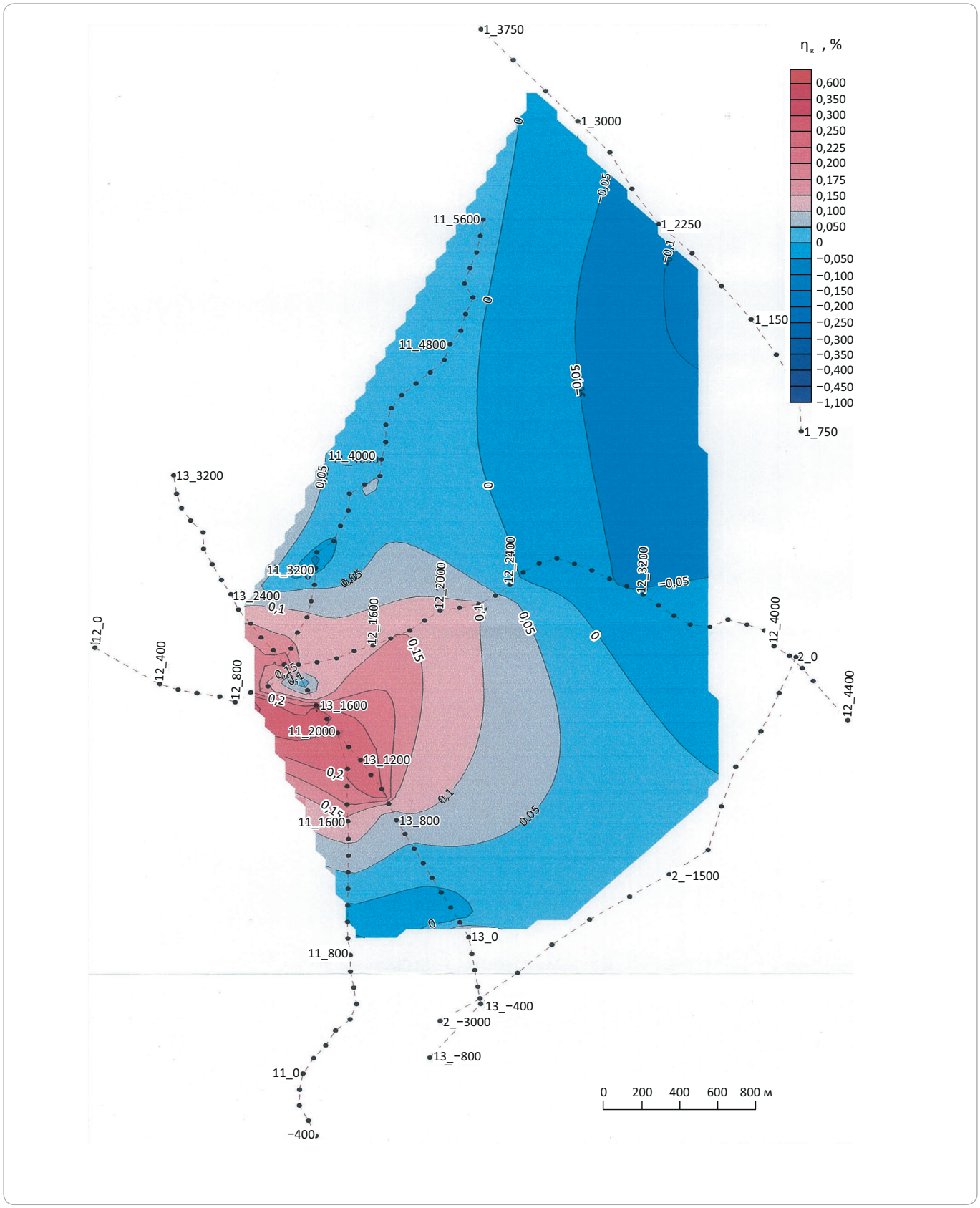
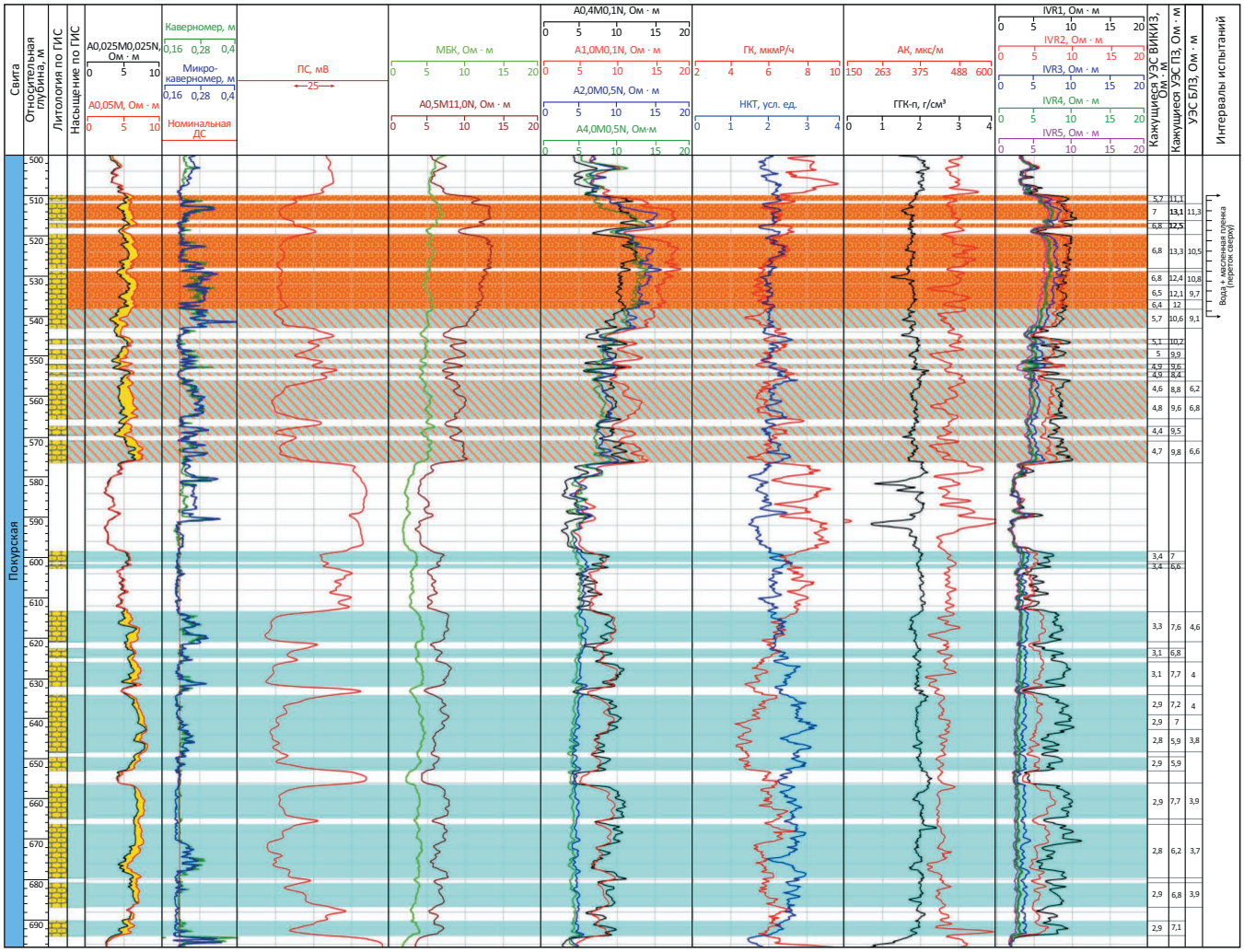


Рис. 5. Продуктивные и возможно продуктивные пласты в кровле сеномана в разрезе скв. 7 на Барабинско-Пихтовской моноклинали (данные ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг», 2018)

Fig. 5. Pay and possibly pay intervals in Cenomanian Top of Well 7 in Barabinsky-Pikhtovsky monocline (data of Lukoil Engineering LLC, 2018)



Литология (***1***, ***2***): ***1*** — песчаник, ***2*** — аргиллиты; **характеристика насыщения** (***3–5***): ***3*** — продукт, ***4*** — вода + продукт, ***5*** — вода

Lithology (***1***, ***2***): ***1*** — sandstone, ***2*** — claystone; **saturation type** (***3–5***): ***3*** — product, ***4*** — water + product, ***5*** — water

МОГТ-2D строение Барабинско-Пихтовской моноклинали сложное: присутствуют многочисленные мелкие структуры III порядка и крупные палеотектонические структуры, широко развиты тектонические и разрывные нарушения.

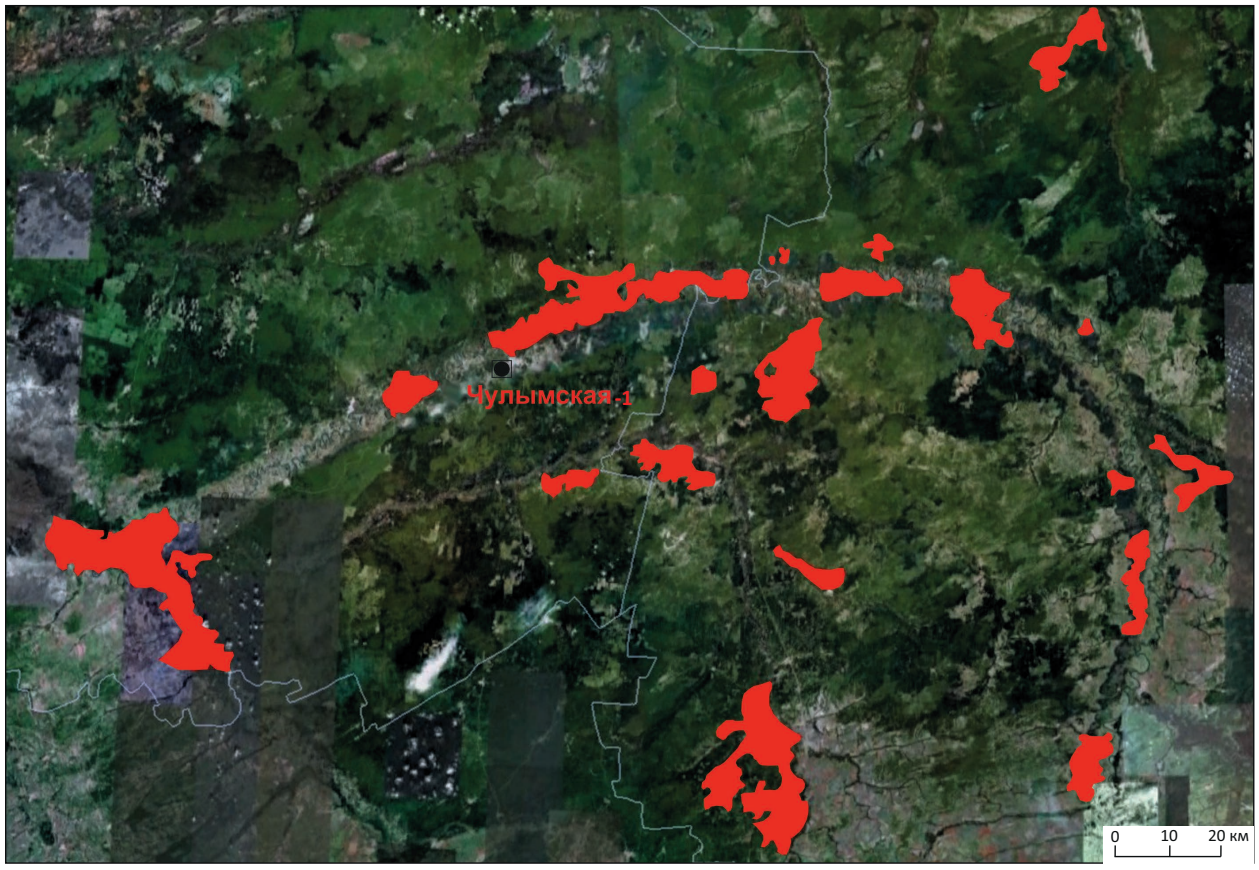
Экспертная оценка геологических запасов нефти только в границах Лайнвеберского прогнозируемого месторождения по разным оценкам составляет от 256 млн т (данные ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг») до 326 млн т (данные АО «ТОМКО»). В целом, по оценкам специалистов ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг», ресурсы нефти рассматриваемого района по категории C_3 могут составить 1513 млн т.

Все эти данные свидетельствуют о необходимости выделения самостоятельного Барабинско-Пихтовского нефтегазоносного района (НГР), отличающегося по многим геологическим параметрам от прилегающих к нему ранее выделенных НГР Томской области.

С востока к Барабинско-Пихтовской моноклинали примыкает крупная отрицательная структура — Тегульдетская впадина. Принято считать, что земли этой впадины бесперспективны. Начиная с 1933 г. во ВНИГРИ на территории впадины начали проводить геолого-поисковые работы на нефть. Изучением ее геологического строения разными методами в разное время занимались многие другие исследователи [4].

Рис. 6. Схема расположения прогнозируемых месторождений, выявленных с помощью технологии «КОФиКС» в пределах Тегульдетской впадины специалистами АО «ТОМКО» в 2007 г.

Fig. 6. Location map of the predicted fields identified in 2007 using the technology of satellite images quantum optical filtering within the Tegul'detsky depression by the specialists of TOMKO Public Company



1 — прогнозируемые месторождения

1 — predicted fields

Нефтяная секция ученого совета ВНИГРИ, рассмотрев отчет З.Н. Поярковой, А.А. Розина, С.А. Шевченко по опорной скв. Чулымская, в 1957 г. пришла к заключению: «Секция, однако, считает необходимым отметить нецелесообразность проведения дальнейших разведочных работ, поскольку весь район является малоперспективным или, во всяком случае, второстепенным в отношении возможной нефтегазоносности» [4].

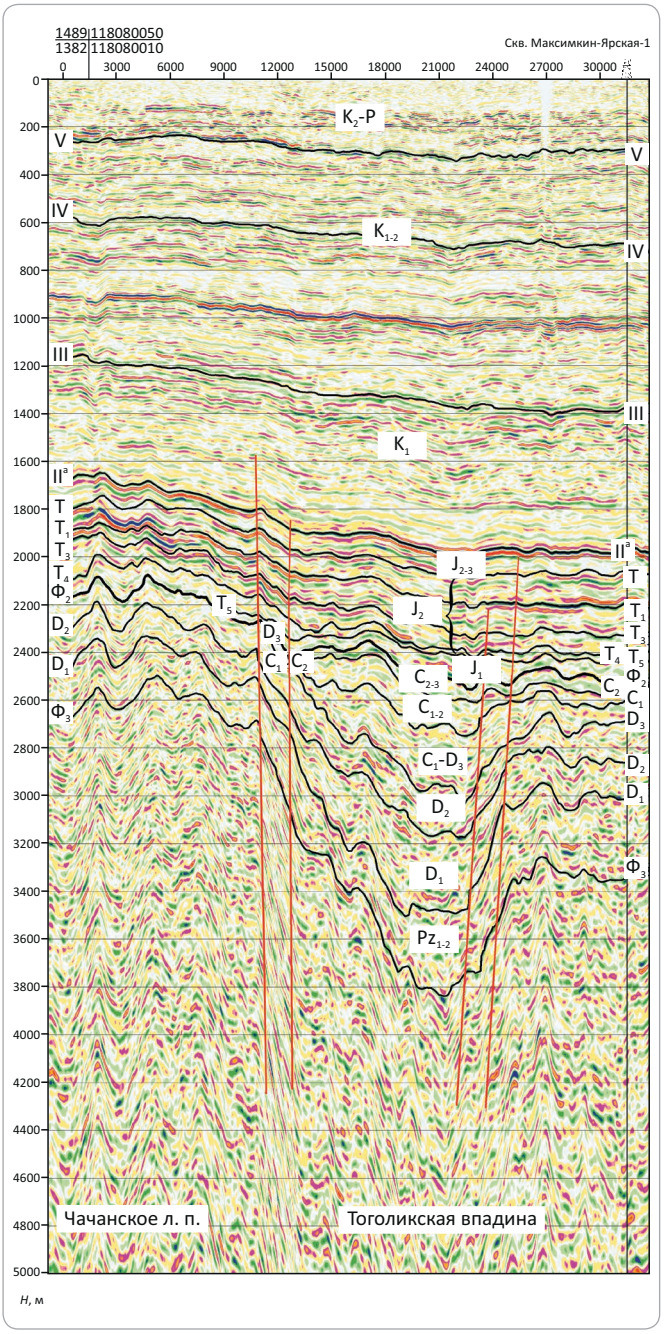
В 2005 г. группа ученых дала высокую экспертную оценку перспективам нефтегазоносности палеозойских и мезозойских отложений Тегульдетской впадины. Основанием для таких выводов послужила генетическая связь Тегульдетской впадины с Южно- и Северо-Минусинскими впадинами, где были зафиксированы многочисленные нефтегазопроявления и дважды (1956, 2009) получены мощные аварийные фонтаны газа из палеозойских отложений на Ново-Михайловской площади. Кроме того, при испытании двух объектов в опорной скв. Чулымская были зафиксированы два пласта с самоизливами пластовой воды с большими дебитами и заметными выходами метанового газа из юрских пластов. В Томской области самоизливы воды из юрских пластов всегда связаны с наличием залежей углеводородов в этих пластах. Наличие в этой скважине юрских пластов, имеющих повышенное сопротивление и высокие суммарные газопоказания, свидетельствует о их возможной продуктивности.

Выводы этих ученых полностью подтвердились, когда с помощью технологии «КОФиКС» на территории Тегульдетской впадины была выявлена серия прогнозируемых месторождений. Одно из этих месторождений граничит с местом заложения опорной скв. Чулымская-1 (рис. 6).

Огромные перспективы открытия крупных по величине запасов месторождений нефти и газа могут быть связаны с палеозойскими отложениями Тегульдетской впадины. Впервые в Томской области после отработки 4 сейсмических профилей в пределах Тегульдетской впадины были получены четкие

Рис. 7. Сейсмический временной разрез Тегульдетской впадины по профилю 11808050 (по данным Сысолятиной Г.А., Трачук Н.В., Гачегова В.Г., ОАО «ЦГЭ», 2009)

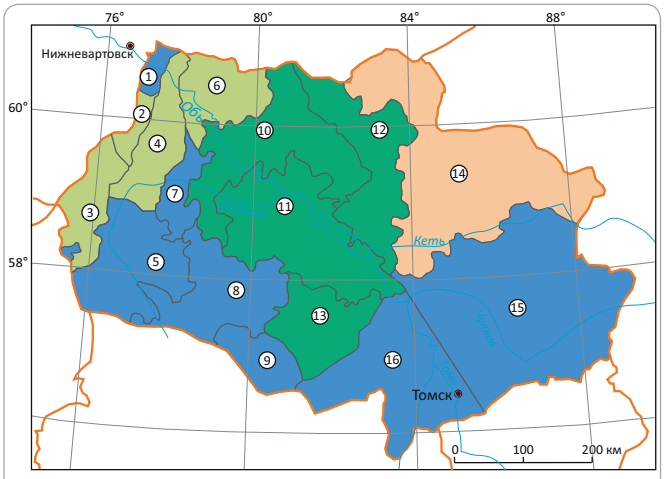
Fig. 7. Seismic time section in Tegul'detsky depression along 11808050 Line (according to Sysolyatina G.A., Trachuk N.V., Gachegova V.G., CGE JSC, 2009)



отражающие сейсмические границы в палеозойских отложениях (рис. 7), при этом наблюдаются крупные по размерам и амплитудам положительные и отрицательные перегибы. Это позволяет предположить, что при проведении площадных сейсмических работ будут закартированы крупные палеозойские структуры, сопоставимые по площади с прогнозируемыми месторождениями, выявленными технологией «КОФиКС».

Рис. 8. Схема нефтегеологического районирования территории Томской области с границами Обь-Чулымской НГО и Барабинско-Пихтовского, Чулымского НГР, выделенными В.В. Ростовцевым, В.Н. Ростовцевым, Е.Ю. Липихиной в 2018 г.

Fig. 8. Scheme of geopetroleum zoning of Tomsk Region showing the boundaries of Ob'-Chulymsky petroleum area and Barabinsky-Pikhtovsky petroleum region drawn by V.V. Rostovtsev, V.N. Rostovtsev, E.Yu. Lipikhina in 2018



НГР: Обь-Чулымская НГО: 15 — Чулымский, 16 — Барабинско-Пихтовский.
Остальные усл. обозначения см. на рис. 1

Petroleum District: Ob'-Chulymsky petroleum area: 15 — Chulymsky, 16 — Barabinsky-Pikhtovsky.
For other Legend items see Fig. 1

Необходимо отметить, что структурный план палеозойских и вышезалегающих отложений практически не совпадает, что не характерно для Томского региона.

Приведенные данные в пределах Тегульдетской впадины позволяют выделить новый Тегульдетский НГР с перспективой открытия крупных залежей нефти и газа в палеозойских и юрских отложениях.

Два прилегающих друг к другу НГР различаются по геологическому строению, что является основанием для выделения новой Обь-Чулымской НГО (рис. 8).

Границы НГР практически совпадают с тектоническими границами моноклинали и впадины в зоне их соприкосновения, выделенными на тектонической карте мезозойского платформенного чехла Западно-Сибирской плиты (по Ф.Г. Гурари, А.Э. Конторовичу, К.И. Микуленко и др.).

Выделение Обь-Чулымской НГО и ее НГР, имеющих высокие перспективы, позволяет начать новый этап поиска крупных месторождений на востоке и юго-востоке Томской области [10], в пределах которой наметилась стабильная тенденция падения добычи нефти — экономической основы региона.

Томская область должна снова стать привлекательной для МПР РФ и вертикально интегрированных нефтяных компаний, которые в последнее время во многом ориентируются на трудноизвлекаемые и нетрадиционные ресурсы нефти и газа.

Литература

1. *Конторович А.Э., Костырева Е.А., Меленевский В.Н., Москвин В.И., Фомин А.Н.* Геохимические критерии нефтегазоносности мезозойских отложений юго-востока Западной Сибири (по результатам бурения скважин Восток-1, 3, 4) // Геология нефти и газа. – 2009. – № 1. – С. 5–13.

2. *Коровин М.К.* Перспективы нефтегазоносности Западной Сибири. – Новосибирск : АН СССР, Западно-Сибирский филиал, 1945. – 31 с.

3. *Запивалов Н.П., Исаев Г.Д.* Современная геофлюидодинамика и нефтегазоносность фанерозоя Западной Сибири // Нефтяное хозяйство. – 2011. – № 2. – С. 38–42.

4. *Ростовцев В.Н., Тищенко Г.И., Ростовцев В.В.* Экспертная оценка перспектив нефтегазоносности Чулымской впадины. – Томск : Изд-во ТГУ, 2005. – 25 с.

5. *Ростовцев В.В.* Перспективы нефтегазоносности юго-востока Западной Сибири // Нефтяное хозяйство. – 2010. – № 4. – С. 50–53.

6. *Ростовцев В.В., Ростовцев В.Н.* Оценка перспектив нефтегазоносности юго-востока Западной Сибири инновационной технологией // Вестник академии естественных наук. Западно-Сибирское отделение. – 2010. – Вып. 12. – С. 80–85.

7. *Сейфуль-Мулюков Р.Б., Арутюнов Е.Н.* Генезис нефти: Аналитический обзор. – М. : Торус Пресс, 2013. – 78 с.

8. *Тарновский Е.И.* Метод определения относительного количества и состава фаз углеводородного сырья нефтегазоконденсатного месторождения // Проблемы и пути эффективного освоения минерально-сырьевых ресурсов Сибири и Дальнего Востока : мат-лы юбилейной науч.-практ. конф. Труды Востокгазпрома. – Томск, 2000. – С. 254–256.

9. *Colwell R.N., Brewer W., Landis G. et. al.* Basic matter and energy relationships involved in remote reconnaissance // Photogrammetric Engineering. – 1963. – № 29. – С. 761–799.

10. *Ростовцев В.Н., Резник С.Н.* Юрский комплекс Чулым-Тымского междуречья — перспективный объект для поисков нефти и газа в правобережье Оби Томской области. – Томск : Изд-во Том. ун-та, 2004. – С. 162.

References

1. *Kontorovich A.E., Kostyreva E.A., Melenevsky V.N., Moskvin V.I., Fomin A.N.* Geochemical criteria of Mesozoic oil and gas potential of south-east of West Siberia (by results of drilling wells Vostok-1, 3, 4). *Geologiya nefti i gaza = Oil and gas geology.* 2009;(1):5–13.

2. *Korovin M.K.* Petroleum potential of Western Siberia. Novosibirsk: AN SSSR, Zapadno-Sibirskii filial; 1945. 31 p.

3. *Zapivalov N.P., Isaev G.D.* Modern geofluid-dynamics and oil-and-gas-bearing capacity of fanerozoic of Western Siberia. *Neftyanoe khozyaistvo*. 2011;(2):38–42.

4. *Rostovtsev V.N., Tishchenko G.I., Rostovtsev V.V.* Expert assessment of hydrocarbon potential in Chulymsky Depression. Tomsk: Izd-vo TGU; 2005. 25 p.

5. *Rostovtsev V.V.* Prospects for oil and gas south-east of Western Siberia. *Neftyanoe khozyaistvo.* 2010;(4):50–53.

6. *Rostovtsev V.V., Rostovtsev V.N.* Petroleum potential assessment of the south-east of Western Siberia using innovative technology. *Vestnik akademii estestvennykh nauk. Zapadno-Sibirskoe otdelenie.* 2010;(12):80–85.

7. *Seiful'-Mulyukov R.B., Arutyunov E.N.* Genesis of oil: analytical review. Moscow: Torus Press, 2013. 78 p.

8. *Tarnovskii E.I.* Method for determination of relative quality and phase composition of hydrocarbons in oil and gas condensate field. In: Problemy i puti effektivnogo osvoeniya mineral'no-syr'evykh resursov Sibiri i Dal'nego Vostoka: mat-ly yubileinoi nauch.-prakt. konf. Trudy Vostokgazproma. Tomsk, 2000. pp. 254–256.

9. *Colwell R.N., Brewer W., Landis G. et. al.* Basic matter and energy relationships involved in remote reconnaissance. *Photogrammetric Engineering.* 1963;(29):761–799.

10. *Rostovtsev V.N., Reznik S.N.* Jurassic sequence in the Chulym-Tymsky interfluve: a promising target for oil and gas exploration in the Ob' river right bank, Tomsk Region. Tomsk: Izd-vo Tom. un-ta; 2004. p. 162.