

ОПЫТ ИЗУЧЕНИЯ ОБЪЕКТОВ С ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМЫМИ ЗАПАСАМИ НЕФТИ НА ПРИМЕРЕ ПРЕОБРАЖЕНСКОГО ПРОДУКТИВНОГО ГОРИЗОНТА НЕПСКО-БОТУОБИНСКОЙ АНТЕКЛИЗЫ (СИБИРСКАЯ ПЛАТФОРМА)

Георгий Георгиевич Шемин

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, доктор геолого-минералогических наук, главный научный сотрудник; Новосибирский национальный исследовательский государственный университет, 630090, Россия, г. Новосибирск, ул. Пирогова, 1, доктор геолого-минералогических наук, ведущий научный сотрудник, тел. (383)335-64-20; e-mail: SheminGG@ipgg.sbras.ru

В статье изложены рекомендуемые автором виды исследований и методические приемы при изучении карбонатных горизонтов с трудноизвлекаемыми запасами нефти.

Ключевые слова: трудноизвлекаемые запасы нефти, карбонатные горизонты, методические приемы, условия образования, вторичные процессы, коллектор, флюидоупор.

A STUDY OF OBJECTS WITH HARD-TO-EXTRACT PETROLEUM RESOURCES AS EXEMPLIFIED BY THE PREOBRAZHENSKY PRODUCTIVE HORIZON OF THE NEPA-BOTUOVA ANTECLISE (THE SIBERIAN PLATFORM)

Georgy G. Shemin

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 3, Prospect Akademik Koptuyug St., Novosibirsk, 630090, Russia, Chief Researcher; Novosibirsk National Research State University, 1, Pirogova St., Novosibirsk, 630073, Russia, D. Sc., Leading Researcher, phone: (383)335-64-20, e-mail: SheminGG@ipgg.sbras.ru

In this paper, the author suggests appropriate methods and describes methodical procedures for studying carbonate horizons with hard-to-extract oil resources.

Key words: hard-to-extract oil resources, carbonate horizons, procedural techniques, conditions of formation, secondary processes, reservoir, caprock.

Введение

На протяжении трех десятилетий автором статьи осуществлялось изучение продуктивных и перспективных карбонатных горизонтов, содержащих трудноизвлекаемые запасы нефти, вендско-нижнекембрийских отложений Лено-Тунгусской провинции. Результаты этих исследований изложены в многочисленных статьях и двух монографиях [5, 6]. Накоплен определенный опыт по их изучению. В статье кратко изложены лишь некоторые, в связи с ограниченным объемом статьи, виды и методические приемы по изучению объектов с трудноизвлекаемыми запасами нефти на примере преобразенского продуктивного горизонта Непско-Ботуобинской антеклизы. Учитывая разные толкования термина трудноизвлекаемые запасы нефти ниже приведено авторское его определение.

Трудноизвлекаемые запасы нефти – это запасы, содержащиеся в низкопроницаемых коллекторах, требующие специального научно-технологического обеспечения для их извлечения.

Рекомендуемые виды исследований и методические приемы при изучении карбонатных горизонтов с трудноизвлекаемыми запасами нефти

1. Подготовка достоверной стратиграфической основы для проведения комплексных исследований карбонатных горизонтов. Выполнение детальной корреляции отложений цикло-литостратиграфическим методом на уровне пачек циклического строения и пластов. Методические аспекты этих исследований приведены в работе автора [5]. Для уточнения границ пластов рекомендуется проведение внутрипластовой корреляции, пример которой приведен на рис. 1.

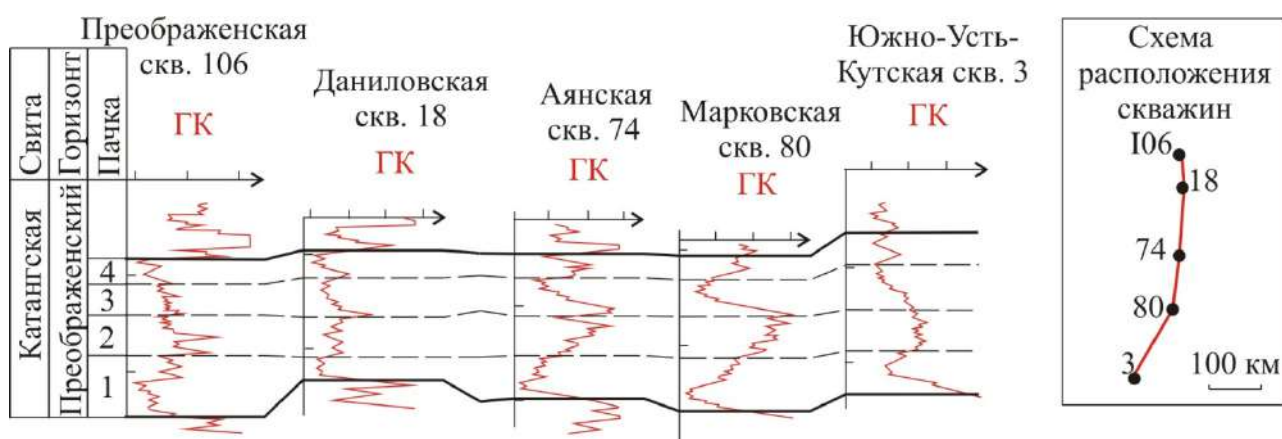


Рис. 1. Внутрипластовая корреляция преображенского горизонта

2. Разработка моделей тектонического строения исследуемого района и выяснение истории формирования современных структурных планов.

Разработка моделей тектонического строения исследуемого района и подготовка палеотектонических реконструкций осуществляются традиционными методами исследований. При этом необходимо отметить, что при выполнении палеотектонических реконструкций применительно к Непско-Ботубинской антеклизе следует учитывать факторы, ограничивающие применение метода мощностей:

- наличие перерывов и зон некомпенсированного прогибания;
- дислоцированность разрезов, связанная с проявлением разрывной и соляной тектоники, траппового магматизма и вымыванием солей инфильтрационными водами.

Методические приемы учета этих факторов рассмотрены в работах автора [7]. На рис. 2 приведен фрагмент палеотектонических реконструкций Верхне-чонского месторождения. На его территории в верхоленское время (поздний кембрий) существовала моноклираль, осложненная структурным мысом, наиболее приподнятая часть которого располагалась в северо-западной части месторождения (в отличии от юго-восточной для современной структуры).

То есть, структурный план Верхнечонского месторождения в позднем кембрии значительно отличался от современного.

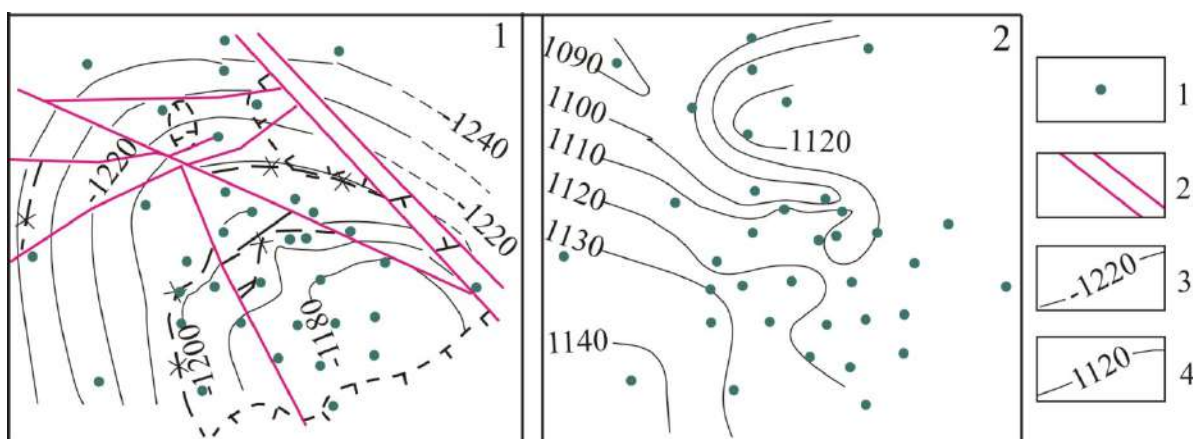


Рис. 2. Фрагмент палеотектонических реконструкций Верхнечонского месторождения:

- 1 - структурная карта по кровле преобразенского горизонта (верхний венд),
 2 - кровля преобразенского горизонта к началу формирования отложений верхне-чонской свиты (верхний кембрий); 1 - скважины, 2 - разломы, 3 - изогипсы, 4 - изопахиты

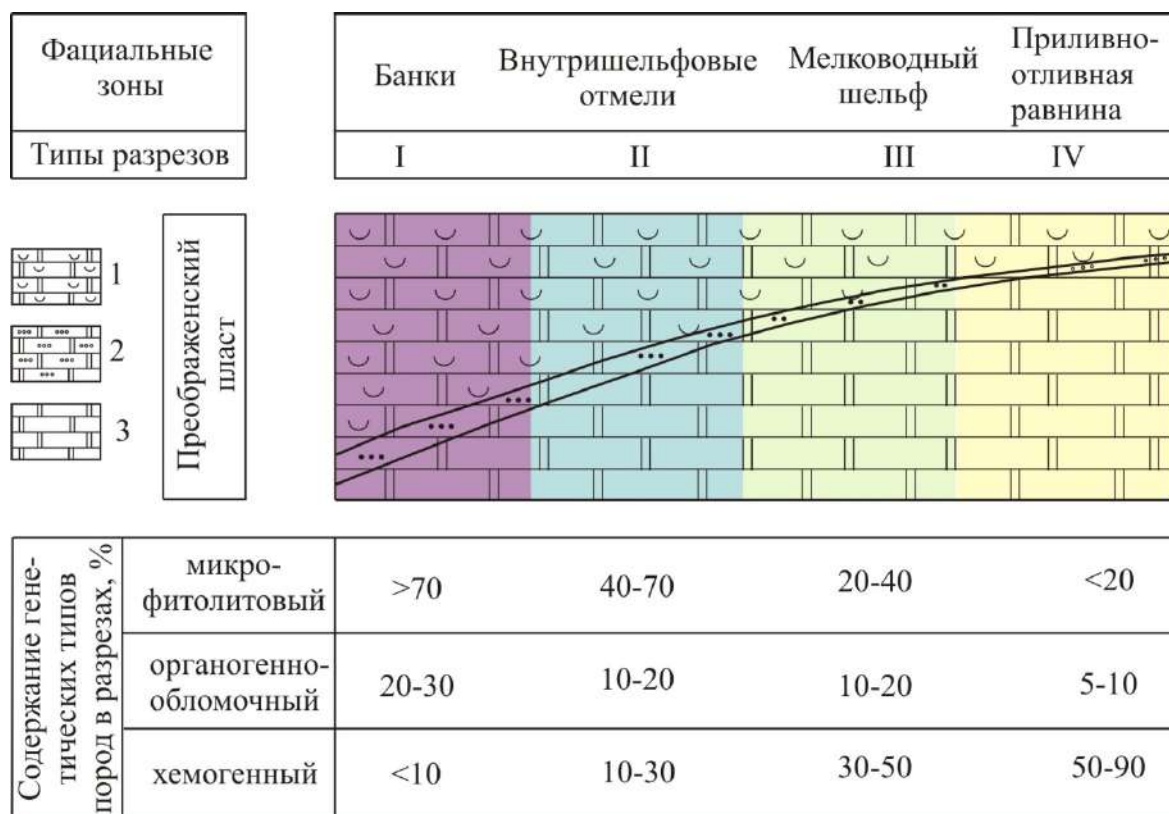
3. Изучение литологического состава и строения карбонатных горизонтов. Этот вид исследований включает детальное макроскопическое литологическое описание керна, описание пород в шлифах. Выполнение рентгеноструктурного, рентгенолюминесцентного и спектрального анализов. Изучение проб под люминесцентной лампой. В комплекс петрофизических исследований карбонатных пород рекомендуется изучение их плотности, скоростей упругих волн и гамма-активности.

После проведения выше отмеченных исследований необходимо составить опорный разрез исследуемого горизонта, на котором нужно отразить литолого-фациальные, фильтрационно-емкостные, литолого-геохимические и петрофизические результаты исследований карбонатного горизонта. Пример опорного разреза преобразенского горизонта приведен в публикации [3, 6].

4. Разработка литолого-палеогеографических реконструкций карбонатных горизонтов.

При разработке литолого-палеогеографических реконструкций карбонатных горизонтов рекомендуется использовать методические разработки В.Д. Ильина, Н.К. Фортунатовой и автора публикации [2]. По материалам литолого-палеонтологических исследований необходимо выделить генетические типы разностей пород исследуемого карбонатного горизонта (органогенные, хемогенные и другие). По соотношению в нем выделенных типов, а также по содержанию в них глинистой и сульфатной составляющих, определить фациальную принадлежность каждого выделенного генетического типа. Пример ли-

толого-палеогеографической реконструкции преобразенского горизонта Непско-Ботубинской антеклизы приведен на рис. 3.



во коллекторов, результатах анализа материалов ГИС, аналитических данных и результатах испытания скважин. Результаты этих исследований рассмотрены в работах автора [6]. В качестве примера приведена емкостная модель преобразенного горизонта Ереминско-Чонской нефтяной залежи (рис. 4).

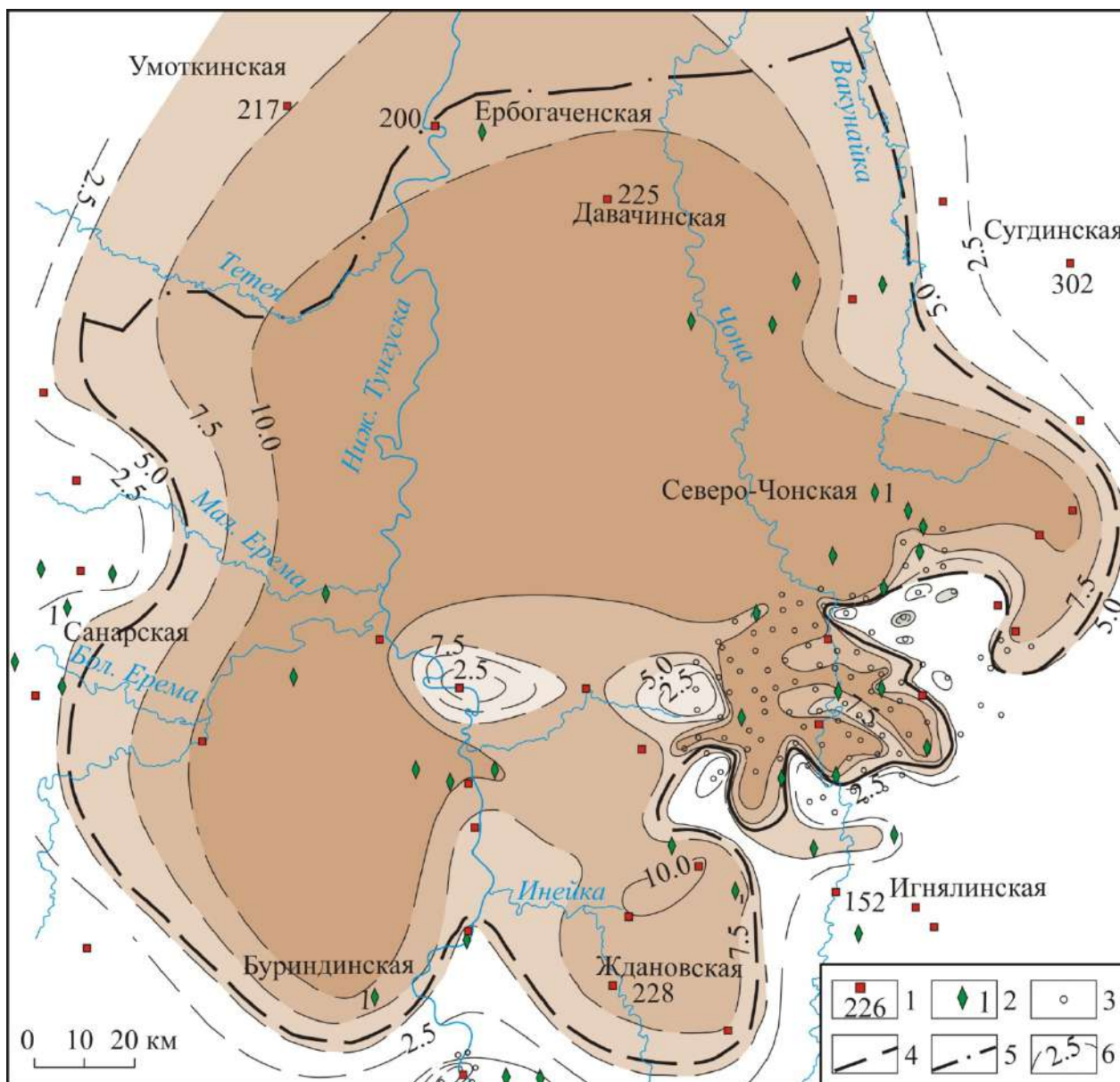


Рис. 4. Емкостная модель преобразенного горизонта Ереминско-Чонской нефтяной залежи:

1-3 - скважины: 1 - параметрические, 2 - поисковые, 3 - разведочные; 4 - границы Ереминско-Чонской залежи; 5 - условный внешний ВНК; 6 - изопахиты нефтенасыщенных коллекторов (м)

7. Оценка качества флюидоупоров, перекрывающих карбонатные горизонты. При оценке качества флюидоупоров обычно используются шесть параметров: вещественный и минералогический состав, толщина флюидоупоров, ин-

тенсивность проявлений в них разрывной тектоники и трещиноватости пород, фильтрационно-емкостные свойства проницаемых прослоев и плотность глин. В пределах Непско-Ботуобинской антеклизы у флюидоупоров изучены лишь некоторые параметры, причем на ограниченном числе участков. Обычно же на ее территории имеются лишь сведения о толщине флюидоупоров и о процентном содержании песчаников, «чистых» карбонатов и толщине солей. Эти параметры использовались для оценки качества глинистых и глинисто-карбонатных флюидоупоров (таблица).

Оценка качества флюидоупоров Непско-Ботуобинской антеклизы

Литологический состав флюидоупоров	Содержание песчаников и «чистых» карбонатов (%) соответственно в глинистых и глинисто-карбонатных флюидоупорах	Качество флюидоупоров			
		Весьма высокое	Высокое	Среднее	Низкое
		Толщина экранирующих горизонтов, м			
Глинистый	<10 %		>15	5-15	<5
	10-20 %		>50	20-30	<20
	20-30 %			>100	<100
Глинисто-карбонатный	<10 %		>50	20-50	<20
	10-30%		>100	50-100	<50
	>30%			>100	<100

8. Опыт по повышению дебитов нефти на примере преображенского продуктивного горизонта Верхнечонского месторождения.

На первом этапе решения этой проблемы осуществлялось сопоставление интенсивности притоков нефти с основными контролирующими их параметрами. В качестве таких показателей были проанализированы следующие: гипсометрическое положение горизонта; фильтрационно-емкостные свойства коллекторов (их эффективная толщина, открытая пористость, емкость и проницаемость); способ вскрытия горизонта, интенсивность соляно-кислотной обработки призабойной зоны; величина депрессии на горизонт и пластовое давление. При этом особое внимание было уделено достоверности исходной информации и, прежде всего, результатам испытания горизонта, а также оценке качества коллекторов. Поэтому в выборку входили параметры лишь тех скважин, в которых было выполнено испытание горизонта под прикрытием колонны с применением СКО (соляно-кислотная обработка) объемом не менее 4 м³. Таких скважин оказалось 24 из 113.

Полученные результаты статистического анализа свидетельствуют, что величины дебитов нефти зависят только от фильтрационно-емкостных свойств коллекторов: от их эффективной толщины, открытой пористости и удельной

емкости. Коэффициенты корреляции между этими параметрами и дебитами нефти соответственно равны: 0.81, 0.65 и 0.78. Выполненный анализ свидетельствует, что увеличение дебитов нефти обусловлено, прежде всего, увеличением емкости коллекторов.

Дебиты нефти преобразенского горизонта Верхнечонского месторождения могут быть существенно повышены (до 100-150 м³/сут.) при его вскрытии горизонтальными стволами скважин, о чем свидетельствует рис. 5.

Уравнение регрессии $y=2x-13$. Коэффициент корреляции 0.82
x - толщина коллекторов, м; y - дебиты УУВ, м³/сут.

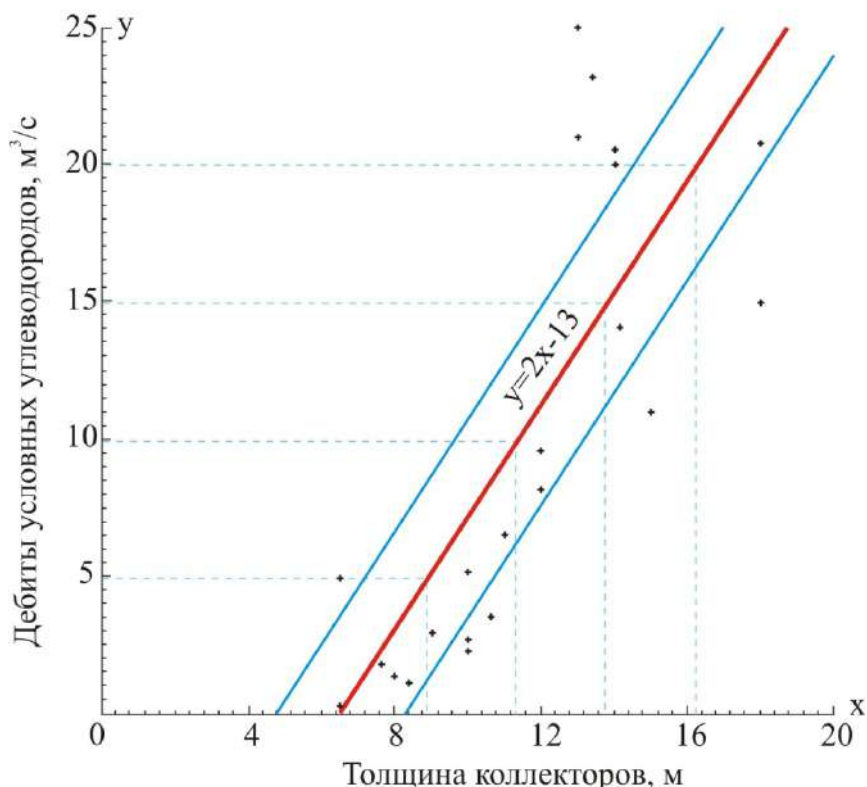


Рис. 5. Зависимость дебита условных углеводородов от эффективных толщин коллекторов преобразенского горизонта Верхнечонского месторождения

Работа выполнена при финансовой поддержке Российского фонда фундаментальных исследований (проект №18-05-70035 «Тектоническое строение и эволюция литосферы Российской Арктики в связи с геологическим обоснованием границ шельфа и ресурсами углеводородов»).

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Гуцина Н. Е., Потлова М. М., Чернова Л. С. Условия формирования и степень преобразованности карбонатных горизонтов западной части Непско-Ботуобинской антеклизы // Строение и нефтегазоносность карбонатных резервуаров Сибирской платформы. – Новосибирск: СНИИГГиМС, 1991. – С. 98–106.

2. Ильин В. Д., Фортунатова Н. К. Методы прогнозирования и поисков нефтегазоносных рифовых комплексов: монография. – М.: Недра, 1988. – 201 с.
3. Опорный разрез преображенского продуктивного горизонта вендско-нижнекембрийского карбонатного комплекса (Лено-Тунгусская нефтегазоносная провинция) / Г. Г. Шемин, Л. С. Чернова, М. М. Потлова, В. А. Ващенко, Л. М. Дорогиницкая, А. И. Ларичев // Геология и геофизика. – 2012. – Т. 53, №2. – 226–236 с.
4. Седиментационно-емкостная модель преображенского горизонта Верхнечонского месторождения / Л. С. Чернова, Н. Е. Гущина, М. М. Потлова, Г. Г. Шемин, А. Л. Дудин, С. Г. Шашин, Н. И. Комарова // Строение и нефтегазоносность карбонатных резервуаров Сибирской платформы. – Новосибирск: СНИИГГиМС, 1991. – С. 66–81.
5. Шемин Г. Г. Геология и перспективы нефтегазоносности венда и нижнего кембрия центральных районов Сибирской платформы (Непско-Ботуобинская, Байкитская антеклизы и Катангская седловина): монография. – Новосибирск: Изд-во СО РАН, 2007. – 467 с.
6. Шемин Г. Г. Ереминско-Чонское скопление нефти в преображенском резервуаре – крупнейший объект по подготовке запасов и добыче углеводородного сырья в Восточной Сибири : монография. – Новосибирск: Изд-во СО РАН, 2011. – 122 с.
7. Шемин Г. Г. Палеотектонический анализ сложнопостроенных районов Сибирской платформы // Актуальные вопросы тектоники перспективных территорий Сибирской платформы. – Новосибирск: СНИИГГиМС, 1988. – С. 64–79.

© Г. Г. Шемин, 2019