1(361).2022

НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЖУРНАЛ

Jeonorna, Jeogbusuka

и разработка нефтяных и газовых месторождений

Geology, geophysics and development of oil and gas fields

ин унивенский унивенс

VII Международная конференция

АРКТИКА-2022

Арктика: устойчивое развитие

2-3 марта 2022, Москва



Специализированная выставка | Спонсорство

Тел. +7 (495) 662-97-49 (многоканальный)

Официальная поддержка:



Организаторы:

Электронная почта: arctic@s-kon.ru

www.arctic.s-kon.ru











ФГАОУ ВО "Российский государственный университет нефти и газа (национальный исследовательский университет) имени И.М. Губкина"

Научно-технический журнал

ГЕОЛОГИЯ, ГЕОФИЗИКА ИРАЗРАБОТКА НЕФТЯНЫХИГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Geology, Geophysics and Development of Oil and Gas Fields

1(361) + 2022 MOCKBA



ГЕОЛОГИЯ, ГЕОФИЗИКА И РАЗРАБОТКА НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Научно-технический журнал

РЕДАКЦИОННАЯ КОЛЛЕГИЯ:

Главный редактор

Дмитриевский А.Н. – д. г.-м. н., профессор, академик РАН, научный руководитель Института проблем нефти и газа РАН,

Зам. главного редактора

Гогоненков Г.Н. – д. т. н., академик РАЕН, советник генерального директора ФГУП "ВНИГНИ",

Астахова А.Н. – к. т. н., выпускающий редактор Издательского дома "Губкин" РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина,

Бочкарев А.В. – д. г.-м. н., профессор РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина,

Брехунцов А.М. – д. г.-м. н., директор научнотехнического центра ООО "МНП "Геодата",

Варламов А.И. - д. г.-м. н., научный руководитель ФГУП "ВНИГНИ".

Гильманова Р.Х. – д. т. н., профессор, генеральный директор ООО "Нефтегазтехнология",

Грунис Е.Б. – д. г.-м. н., руководитель дирекции по научной работе Института геологии и разработки горючих ископаемых,

Дарищева Е.Ю. – редактор Издательского дома "Губкин" РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина,

Еремин Н.А. – д. т. н., профессор РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, главный научный сотрудник Института проблем нефти и газа РАН,

Ермилов О.М. – д. т. н., профессор, академик РАН, зам. главного инженера по науке ООО "Газпром добыча Надым",

Золотухин А.Б. – д. т. н., профессор, академик Международной академии наук Евразии, академик Международной технологической академии, академик Норвежской научной академии полярных исследований (Норвегия),

Кузнецов В.Г. – д. г.-м. н., профессор РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина,

Михайлов Н.Н. - д. т. н., профессор РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина,

Сенин Б.В. - д. г.-м. н., генеральный директор ОАО "Союзморгео",

Супруненко О.И. - д. г.-м. н., зам. директора ВНИИ-Океангеология им. И.С. Грамберга.

Холодилов В.А. – д. г.-м. н., профессор РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина.

СОДЕРЖАНИЕ

ПОИСКИ И РАЗВЕДКА

Черепанов В.В., Меньшиков С.Н., Нерсесов С.В., Соколовский Р.А., Ершов А.В., Дорошенко А.А., Клокова В.П., Миротворский М.Ю.
Некоторые закономерности распределения углеводородов в отложениях нижнеберезовской подсвиты
Юрова М.П. Комбинированные (литолого-тектонические) залежи углеводородов юга Тунгусской синеклизы16
Ян Я, Конюхов А.И. Литологическая характеристика и коллекторские свойства песчаников базальных отложений нижнего эоцена юго-восточной части впадины Цзиян, бассейн Бохайвань, КНР 22
ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ
Арефьев С.В., Шестаков Д.А., Чудинова Д.Ю., Котенев Ю.А., Султанов Ш.Х. Реконструкция условий осадконакопления и уточ-

нение геологической модели нижнемеловых отложений месторож-

ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ

Манапов Т.Ф., Перес Я., Андраде С., Моралес Э., Росарио О., Корабельников А.И., Султанов Ш.Х. Исследование распределения пластовых флюидов по результатам анализа данных

РАЗРАБОТКА НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Грищенко В.А., Гареев Р.Р., Циклис И.М., Кулешова Л.С., Мухаметшин В.В., Якупов Р.Ф., Вафин Т.Р. О повышении интенсивности ввода в активную разработку залежей нефти с трудноизвлека-Кузьмина В.В., Швырёв А.П., Котенёв Ю.А. Геологическое обоснование ликвидации осложнений при разбуривании франских оди-

Лутфуллин А.А. Разработка концептуальных решений для проведения операций многостадийного ГРП в низкопроницаемых глинистых коллекторах кыновского горизонта Южно-Татарского свода 61

Nº 1 (361)

Январь 2022 г.

Издается с 1992 г.

Выходит 12 раз в год

CONTENTS

OIL AND GAS PROSPECTING

5
6
2
0

DEVELOPMENT OF OIL AND GAS FIELDS

 Учредитель журнала – Федеральное государственное автономное образовательное учреждение высшего образования "Российский государственный университет нефти и газа (национальный исследовательский университет) имени И.М. Губкина"

Свидетельство о регистрации средств массовой информации ПИ № ФС77-80054 от 25 декабря 2020 г.

Журнал включен в Российский индекс научного цитирования (РИНЦ).

Решением Президиума ВАК Министерства образования и науки РФ НТЖ "Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений" входит в "Перечень рецензируемых научных изданий, в которых должны быть опубликованы основные научные результаты диссертаций на соискание ученых степеней кандидата и доктора наук".

Журнал включен в базу Russian Science Citation Index (RSCI) на платформе **Web of Science**, а также в международную реферативную базу данных и систему цитирования **GeoRef**.

Всем научным статьям, публикуемым в журнале, присваивается индекс DOI – The Digital Object Identifier.

Издательский дом "Губкин" РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина 119991, Россия, г. Москва, Ленинский просп., 63.

Сайт: https://www.gubkin.ru

Адрес электронной почты: oil_engineering@mail.ru







Оформить подписку можно в любом почтовом отделении РФ по Объединенному каталогу "Пресса России" – индексы 10329, 10330, а также в Издательском доме "Губкин" (e-mail: shapira@list.ru)

Выпускающий редактор А.Н. Астахова

Редактор Е.Ю. Дарищева

Компьютерный набор В.В. Васина

Компьютерная верстка Е.В. Кобелькова

Технический редактор Т.Д. Диатроптова

Корректор Т.В. Быстракова

Мнение редакционной коллегии не всегда совпадает с мнением автора материала.

Авторы опубликованных материалов несут ответственность за соблюдение принципов научной этики и достоверность приведенных сведений.

Вниманию авторов!

При ссылке на статьи, которые имеют индекс DOI, рекомендуется в списке литературы указывать этот индекс.

Подписано в печать 11.01.2022. Формат 84×108 1/16. Бумага офсетная. Печать офсетная. Усл. печ. л. 7,56. Уч.-изд. л. 7,68. Тираж 1500 экз. Цена свободная.

Печатно-множительная база: ИП Терентьева Ю.Б. 115551, Россия, г. Москва, Шипиловский пр., 43, корп. 2.

Редакционный совет научно-технических журналов, издаваемых РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина

- Мартынов В.Г. Ректор РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, д-р экон. наук, канд. геол.-минер. наук, профессор, академик РАО, председатель совета
- Максименко А.Ф. Проректор по научной и международной работе РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, д-р техн. наук, профессор, заместитель председателя совета
 - Лопатин А.С. Председатель комиссии по редакционно-издательской деятельности Ученого Совета РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, заведующий кафедрой, д-р техн. наук, профессор, главный редактор журнала "Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса", заместитель председателя совета
 - Завьялов А.П. Директор Издательского дома "Губкин" РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, канд. техн. наук, доцент, секретарь совета
 - Абрамов Г.С. Д-р экон. наук, канд. техн. наук, член ТК 024 "Метрологическое обеспечение добычи и учета углеводородов", заместитель главного редактора журнала "Автоматизация и информатизация ТЭК" (по согласованию)
- Близнюков В.Ю. Руководитель проекта ПАО "НК "Роснефть", д-р техн. наук, профессор, главный редактор журнала "Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море" (по согласованию)
 - Гируц М.В. Декан факультета научно-педагогических кадров и кадров высшей квалификации РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, д-р хим. наук, доцент
 - Голунов Н.Н. Проректор по дополнительному профессиональному образованию РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, канд. техн. наук, доцент
 - Гриняев С.Н. Декан факультета комплексной безопасности ТЭК РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, д-р техн. наук, профессор
 - Дедов А.Г. Заведующий кафедрой РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, д-р хим. наук, профессор, академик РАН, главный редактор журнала "Труды Российского государственного университета нефти и газа имени И.М. Губкина"
- Дмитриевский А.Н. Научный руководитель ИПНГ РАН, д-р геол.-минер. наук, профессор, академик РАН, главный редактор журнала "Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений"
- Ивановский В.Н. Заведующий кафедрой РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, д-р техн. наук, профессор, главный редактор журнала "Территория Нефтегаз"
 - Комков А.Н. Начальник Управления наукометрических исследований и поддержки публикационной активности РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, заведующий кафедрой РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, канд. техн. наук, доцент
 - Лоповок Г.Б. Директор Издательского центра РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, канд. экон. наук, доцент
- Мастепанов А.М. Заведующий Аналитическим центром энергетической политики и безопасности ИПНГ РАН, профессор РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, д-р экон. наук, профессор, главный редактор журнала "Проблемы экономики и управления нефтегазовым комплексом"
- Мельгунов В.Д. Заведующий кафедрой РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, д-р юр. наук, профессор
- Мещеряков С.В. Заведующий кафедрой РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, д-р техн. наук, профессор, заместитель главного редактора журнала "Защита окружающей среды в нефтегазовом комплексе"
- Михайлов Н.Н. Профессор РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, д-р техн. наук, главный редактор журнала "Нефтепромысловое дело"
- Мурадов А.В. Профессор РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, д-р техн. наук, заместитель руководителя редакционной коллегии журнала "Труды Российского государственного университета нефти и газа имени И.М. Губкина"
- Оганов А.С. Заведующий кафедрой РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, д-р техн. наук, профессор, главный редактор журнала "Вестник Ассоциации буровых подрядчиков"
- Поздняков А.П. Профессор РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, д-р техн наук, заместитель главного редактора журнала "Автоматизация и информатизация ТЭК"
- Постникова О.В. Декан факультета геологии и геофизики нефти и газа РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, д-р геол.-минер. наук, профессор
- Соловьянов А.А. Заместитель директора ФГБУ "Всероссийский научно-исследовательский институт охраны окружающей среды", главный редактор журнала "Защита окружающей среды в нефтегазовом комплексе", д-р хим. наук, профессор (по согласованию)
 - Телегина Е.А. Декан факультета международного энергетического бизнеса РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, д-р экон. наук, профессор, член-корреспондент РАН
 - Туманян Б.П. Профессор РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, д-р техн. наук, главный редактор журналов "Химия и технология топлив и масел", "Технологии нефти и газа", "Промышленный сервис"

ПОИСКИ И РАЗВЕДКА

Научная статья

УДК 550.83+550.84

DOI: 10.33285/2413-5011-2022-1(361)-5-15

НЕКОТОРЫЕ ЗАКОНОМЕРНОСТИ РАСПРЕДЕЛЕНИЯ УГЛЕВОДОРОДОВ В ОТЛОЖЕНИЯХ НИЖНЕБЕРЕЗОВСКОЙ ПОДСВИТЫ

В.В. Черепанов¹, С.Н. Меньшиков¹, С.В. Нерсесов², Р.А. Соколовский², А.В. Ершов³, А.А. Дорошенко³, В.П. Клокова⁴, М.Ю. Миротворский⁴ (¹ПАО "Газпром", ²ООО "Газпром добыча Надым", ³ООО "Газпром ВНИИГАЗ", ⁴ООО "НПЦ Геохимия")

Аннотация. Изложены результаты исследований геолого-геофизических, геохимических и минералогических особенностей отложений нижнеберезовской подсвиты, выполненных на поисково-оценочных скважинах Медвежьего НГКМ. Показано, что возможности извлечения УВ из пород определяются особенностями структуры порового пространства. Рассмотрены нефтегазоперспективы и возможности добычи УВ из отложений нижнеберезовской подсвиты.

Ключевые слова: концентрации УВ, газонасыщенность отложений, структура порового пространства пород, перспективы добычи УВ

Для цитирования: Некоторые закономерности распределения углеводородов в отложениях нижнеберезовской подсвиты / В.В. Черепанов, С.Н. Меньшиков, С.В. Нерсесов, Р.А. Соколовский, А.В. Ершов, А.А. Дорошенко, В.П. Клокова, М.Ю. Миротворский // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. — 2022. — № 1(361). — С. 5–15. — DOI: 10.33285/2413-5011-2022-1(361)-5-15

Original article

SOME REGULARITIES OF HYDROCARBONS DISTRIBUTION IN THE DEPOSITSS OF THE NIZHNEBEREZOVSKIY SUBFORMATION

V.V. Cherepanov¹, S.N. Menshikov¹, S.V. Nersesov², R.A. Sokolovskiy², A.V. Ershov³, A.A. Doroshenko³, V.P. Klokova⁴, M.Yu. Mirotvorskiy⁴

(1PJSC "Gazprom", 2LLC "Gazprom dobycha Nadym", 3LLC Gazprom VNIIGAS, 4JSC "NPC Geochemistry")

Abstract. The results of the study of the geological-geophysical, geochemical and mineralogical features of the Nizhneberezovskaya subformation deposits performed at the prospecting and appraisal wells of the Medvezhiy oil and gas condensate field are presented. It is shown that the possibilities of hydrocarbon extraction from rocks are determined by the peculiarities of the pore space structure. The oil and gas prospects and the possibilities of hydrocarbons recovery from the deposits of the Nizhneberezovskaya subformation are considered.

Keywords: hydrocarbons concentrations, gas saturation of sediments, structure of rocks pore space, prospects for hydrocarbons production

В течение ряда лет на Медвежьем НГКМ выполнялся комплекс исследований по скважинам, пробуренным на отложения сенона, который включал проведение геохимических исследований, изучение минерального состава и структуры порового пространства пород и комплексную интерпретацию геохимических и геофизических данных [1–4]. Заказчиком этих работ выступало ООО "Газпром добыча Надым", а для их выполнения привлекался ряд подрядных организаций.

Геохимические исследования выполнялись силами ООО "НПЦ Геохимия" и включали опробование бурового раствора с определением газообразных УВ и опробование керна с определением как газообразных, так жидких и твердых высокомолекулярных УВ состава $\mathbf{C}_{10}\mathbf{-C}_{24}$, в том числе ароматических УВ и так называемых биомаркеров (пристана и фитана). Для определения генезиса УВ проводился изотопный анализ углерода метана, а по пробам керна — анализ Rock-Eval.

Изучением минерального состава и структуры порового пространства пород занималась лаборатория подсчета запасов ООО "Газпром ВНИИГАЗ" (ранее отдел подсчёта запасов ООО "Газпром геологоразведка").

Для оценки коллекторских свойств привлекались материалы ГИС. Использовались данные индукционного каротажа (ИК), гамма-каротажа (ГК), спектрометрического гамма-каротажа (СГК), нейтрон-нейтронного каротажа по тепловым нейтронам (ННК-Т) и плотностного гамма-каротажа (ГГК).

Исследования проводились в пилотном (вертикальном стволе) и боковом (горизонтальном) стволах скважин. Вертикальный ствол бурился с отбором керна, по нему выполнен наиболее полный комплекс исследований. Горизонтальный ствол исследован только по данным опробования бурового раствора и материалам ГИС.

На Медвежьем НГКМ нижнеберезовские отложения представлены силицитами различной степени глинистости и песчанистости и характеризуются высокой пористостью, но малой проницаемостью.

По данным рентгеноструктурного анализа [2] в минеральном составе пород преобладают минералы различных фаз кремнезема: кварц, ОКТ-фаза (опал-кристобалит-тридимит) и глинистые минералы. Суммарно кремнистые и глинистые минералы составляют около 90 %. При этом доля различных фаз кремнезема существенно меняется по разрезу. Породы верхней части нижнеберезовской подсвиты характеризуются повышенным содержанием ОКТ-фазы (вплоть до 40 %), в то время как ниже по разрезу преобладает кварц (до 70 %).

Анализ материалов ГИС показал, что в отложениях сенона признаком пород с улучшенными коллекторскими свойствами и наличия газа в поровом пространстве являются высокие коэффициенты пористости ($K_{\Pi\Gamma \Gamma K\Pi}$), установленные по плотностному ГГК, и низкие значения водородосодержания (Wod), рассчитанные по ННК-Т (рис. 1). Исходя из соотношения $K_{\Pi\Gamma \Gamma K\Pi}$, и Wod были выделены:

- пропластки с наилучшими коллекторскими свойствами (класс 1 по классификации ООО "НПЦ Геохимия"). Пласты характеризуются наиболее низкими значениями Wod и высокими $K_{\Pi\Gamma\Gamma K\Pi}$. Эффект газа в этих пластах наиболее выражен;
- пропластки с хорошими коллекторскими свойствами (класс пород 2);
- пропластки с ухудшенными коллекторскими свойствами (класс пород 3);
- пропластки с низкими коллекторскими свойствами (класс 5);

пропластки-неколлекторы (класс 6).

Помимо этого, в интервале глубин 944...953 м в скв. 3С выделены пропластки, представленные практически чистыми опоками с явным влиянием газа (класс 4).

Пример выделения пропластков с различными коллекторскими свойствами в разрезе скважин и оценка эффекта влияния газа по данным ИК, плотностного ГГК и ННК-Т показаны на рис. 2. По данным интерпретации материалов ГИС, выполненных в ООО "НПЦ Геохимия", в отложениях нижнеберезовской подсвиты были выделены 6 пачек пород. Три из них – в верхней части нижнеберезовских отложений, еще три – в нижней.

При сопоставлении выделенных в настоящей работе пачек с попластовым расчленением нижнеберёзовской подсвиты на Харампурском месторождении, выполненном в работе [5], можно отметить следующее соответствие пачек Медвежьего месторождения и пластов Харампурского месторождения.

Пачка 1 соответствует пласту B_{5} верхнеберёзовской подсвиты, а пачка 6 — верхней части кузнецовской свиты. Пачки 2—5 соответствуют пластам нижнеберёзовской подсвиты H_{5} , $H_$

Отметим, что индексация пластов, используемая в ранних работах [1, 2], носила укрупнённый характер с выделением двух крупных стратиграфических единиц — пластов ${\rm H}{\rm B}_1$ и ${\rm H}{\rm B}_2$ — в соответствии с особенностями изменения минерального состава пород и не учитывала геохимические особенности насыщающих флюидов. При этом укрупнённый объект ${\rm H}{\rm B}_1$ из работ [1, 2] по объёму совпадает с интервалом пачек 2 и 3, т. е. представляет собой сумму пластов ${\rm H}{\rm B}_1$ и ${\rm H}{\rm B}_2$ детального расчленения, которую будем обозначать ${\rm H}{\rm B}_{1-2}$, а пласт ${\rm H}{\rm B}_2$ — соответственно ${\rm H}{\rm B}_{3-4}$.

По данным геохимических исследований верхняя часть нижнеберёзовской подсвиты (поисковый объект НБ_{1.2}) характеризуется низким содержанием легких газообразных УВ в буровом растворе и повышенными концентрациями их в керне (рис. 3).

Нижняя часть нижнеберезовской подсвиты (объект HБ₃₋₄) проявляется резким увеличением содержания УВ в буровом растворе (рис. 3 и 4).

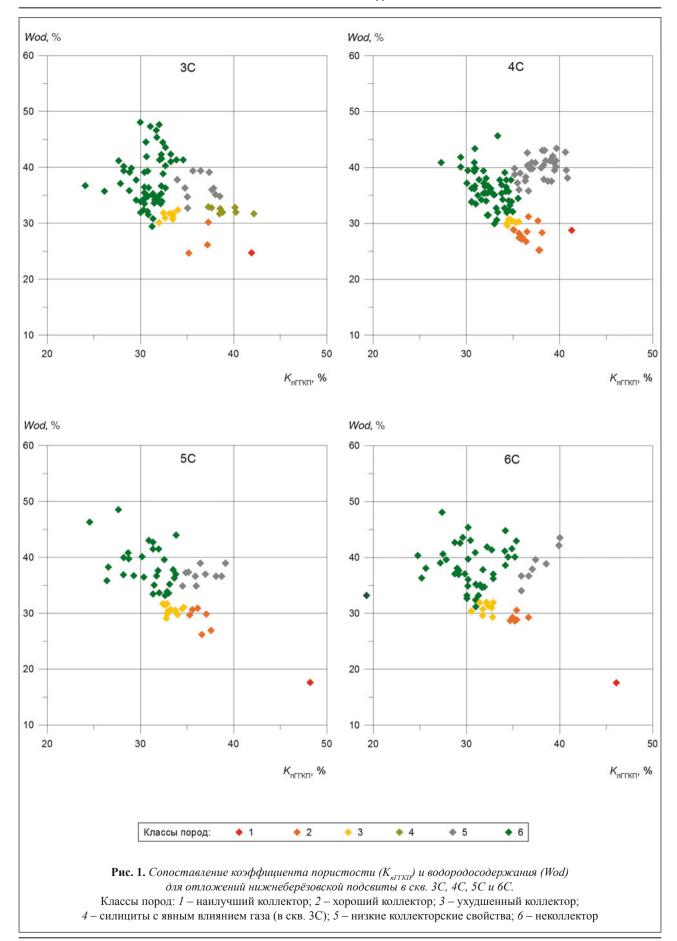
В керне в этой части разреза концентрации легких газообразных УВ (метана, этана и пропана) низки, а отдельные пропластки пород с хорошими коллекторскими свойствами проявляются прежде всего по более тяжелым газообразным УВ керна — бутану, пентану и гексану (рис. 3—5).

Такая закономерность в распределении газообразных УВ объясняется как условиями отбора проб, так и

Таблица 1

Глубина залегания	вылеленных по	ачек попол ни	ижнеберёзовск	ой полевиты
тлуоина залсгания	вылеленных па	ачек пород ни	13KHEUEDE3UBCK	ои полсвиты

Пачки пород, выделяемые авторами	Пласты	Глубина залегания в скважинах, м			
	по данным работы [5]	3C	4C	5C	6C
Пачка 2	H _D	944,3966,0	974,9999,4	968,0985,7	973,7992,2
Пачка 3	H _D	966,0980,3	999,41010,7	985,71004,6	992,11012,3
Пачка 4	H ₅	980,31003,8	1010,71035,4	1004,61029,2	1012,31038,2
Пачка 5	H ₆	1003,81018,5	1035,41048,4	1029,21043,6	1038,21052,5



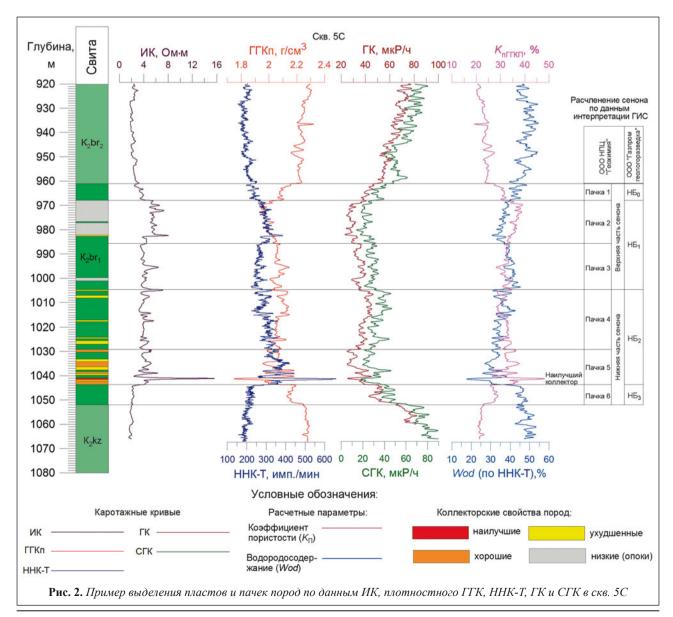
особенностями литологического состава пород нижнеберезовской подсвиты.

В работе [4] было показано, что измеряемые концентрации УВ зависят от среды опробования и способа извлечения УВ из нее. Необходимо отметить, что обычно при опробовании бурового раствора определяются, прежде всего, концентрации свободного газа, который попадает в буровой раствор при разбуривании и разрушении породы. Понятно, что в буровой раствор легче всего переходят легкие газообразные УВ: метан, затем этан, и т.д. Более тяжелые УВ задерживаются в породе в силу большего размера их молекул и большей сорбционной способности.

При опробовании керна, когда исследования проводятся без его герметизации на забое скважины, определяются те концентрации УВ, которые остались в нем после поднятия на поверхность. Обычно это более тяжелые газообразные УВ, которые имеют наибольший размер молекул и наибольший коэффициент сорбции – пропан, бутан и пентан.

Для отложений нижнеберезовской подсвиты, кроме перечисленных факторов, большое значение имеет структура порового пространства пород. Именно структура порового пространства (размер пор, доля капиллярных, мезо- и макропор) и определяет возможность "выхода" УВ из породы в буровой раствор при ее разбуривании и "остаточную" газонасышенность керна при его поднятии на поверхность.

В работе [1] показано, что по данным адсобционноструктурного метода пустотное пространство пород поисковых объектов ${\rm HF}_{1-2}$ и ${\rm HF}_{3-4}$ существенно различно. Породы объекта ${\rm HF}_{1-2}$ представлены глинистыми опоками с высоким содержанием опал-кристобалиттридимит фазы кремнезема (ОКТ-фазы) и, как следствие, с высокой долей мезопор (размером от 2 до 80 нм), которые здесь составляют более 75 % от общего объёма пористости. Таким образом, 75 % пор объекта ${\rm HF}_{1-2}$ относятся к порам, по которым фильтрация флюидов практически невозможна. В породах пласта ${\rm HF}_{3-4}$ кремнезем представлен в основном тонкозернистым квар-



цем. ОКТ-фаза практически отсутствует, доля мезопор составляет 55 %.

Такая особенность структуры пустотного пространства изучаемых пластов подтверждается и данными изучения матрицы пород с использованием растрового электронного микроскопа (РЭМ). Для этого с помощью фокусированного ионного пучка (ФИП) формировали микрообразцы размером не более $20 \times 10 \times 10$ мкм. Затем получали набор срезов такого образца с шагом 20 нм по глубине и набор от 450 до 520 микрофотографий поверхности этих срезов. Далее из полученного набора изображений последовательных срезов реконструировали объемную структуру микрообразца керна. Отметим, что изучение образцов по технологии ФИП/РЭМ выполнялось в сертифицированной лаборатории ООО "Системы для микроскопии и анализа", г. Москва, Сколково.

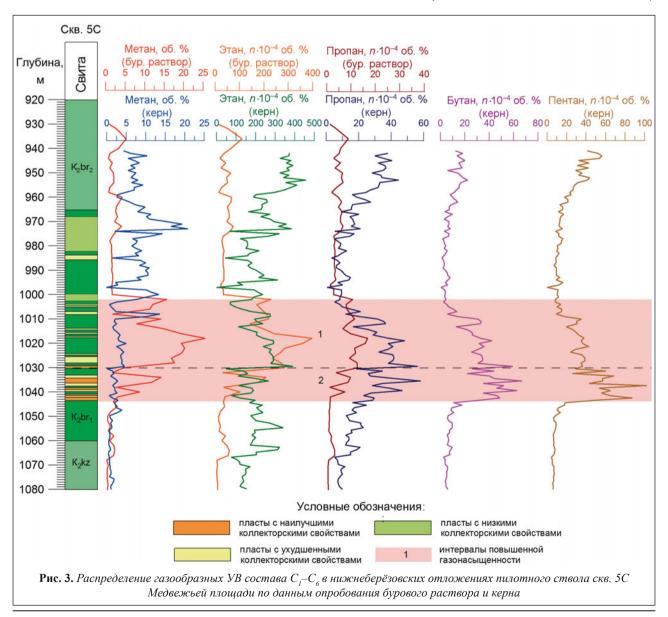
Для количественной характеристики структуры порового пространства микрообразцов в технологии ФИП/РЭМ строятся гистограммы распределения коли-

чества и относительных объёмов пор по их размерам (рис. 6).

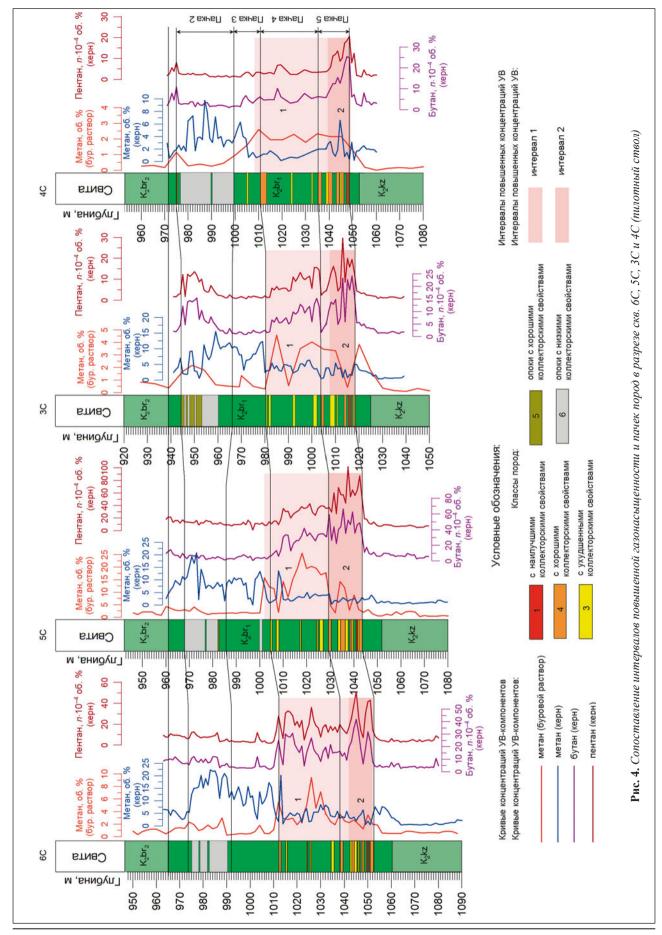
Видно, что в микрообразце из пласта ${\rm H}{\rm B}_1$ (см. рис. 6, a) наиболее часто встречающимися (более 4000 шт.) являются нанопоры с диаметрами около 20 нм. Однако эти поры, при их большом количестве, имеют очень маленький суммарный объём — около 0,5 % от общего объёма пор (см. рис. 6, a). Максимальный вклад (более 10 %) в объём порового пространства здесь дают нанопоры с размерами около 100 нм (см. рис. 6, a).

В микрообразце из пласта ${\rm HF_4}$ (см. рис. 6, δ) наиболее часто встречаются поры с диаметром 50 нм (около 1400 шт.). По объёмной же доле здесь преобладают уже поры микронного размера с модальным значением 3000 нм. Другими словами, преобладающие по объёму поры этого микрообразца в 30 раз крупнее, чем в образце из ${\rm HF_4}$.

Обратим внимание, что, судя по площадям гистограмм (см. рис. 6, a, δ), общее количество пор в образце из пласта HБ, намного больше, чем в образце из HБ,



Geology, geophysics and development of oil and gas fields, 1(361)-2022

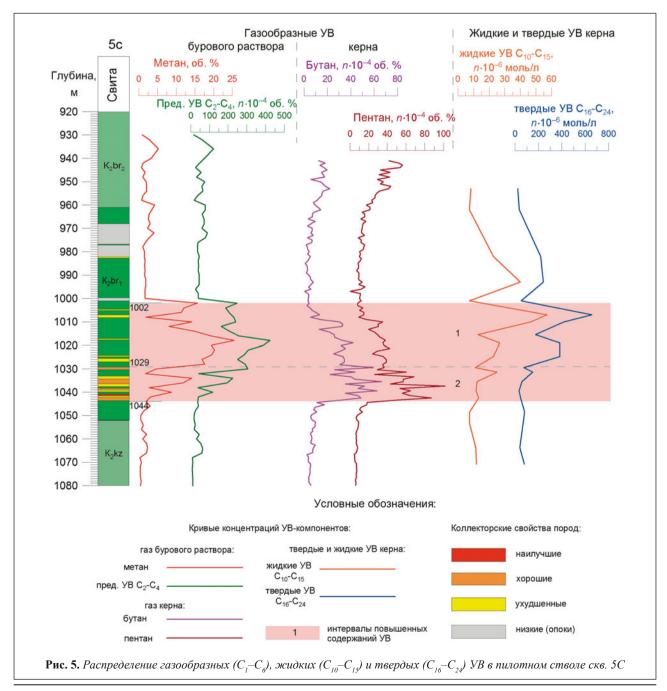


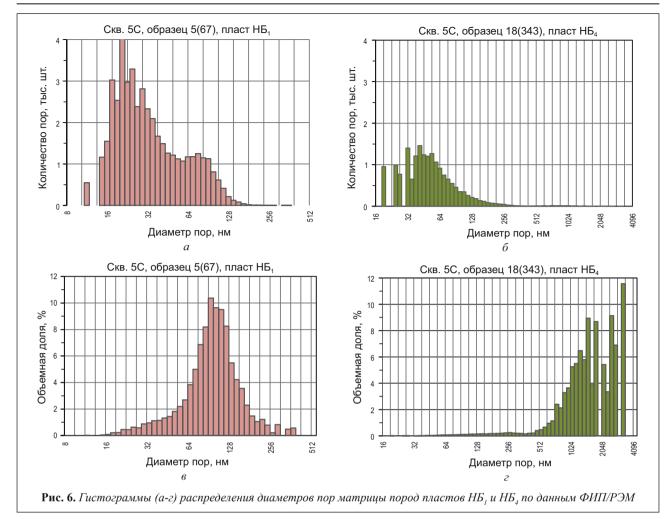
хотя коэффициент общей пористости в рассматриваемых микрообразцах, наоборот, для HB_1 значительно меньше, чем для HB_4 и составляет 0,095 и 0,219 доли ед., соответственно. Тем самым подчёркивается ещё раз, что в матрице пород пласта HB_1 количество пор существенно меньше, чем для пласта HB_4 .

Особо следует отметить, что в матрице пород пласта ${\rm HF_4}$ преобладающими по объёму (см. рис. 6, ε) являются поры капиллярного размера (более 200 нм), а в матрице пласта ${\rm HF_1}$ (рис. 6, ε) – поры субкапиллярного размера (менее 200 нм). Это обстоятельство является существенным для фильтрационных свойств изучаемых пород, поскольку по мезопорам, которые заполнены прочно связанной водой, газ может двигаться не по законам фильтрации, а лишь диффузионным путём.

На рис. 7 приведено модельное представление текстуры порового пространства коллекторов пласта $HE_{1,2}$. Поры капиллярной размерности изображены овалами (A, Б, В, Г, Д), а поры субкапиллярной размерности (мезопоры) — удлинёнными полосами. Поскольку кремнистые породы-коллекторы являются гидрофильными, то на границе пора—порода всегда располагается прочно связанная вода.

В наиболее тонких порах связанная вода может занимать весь её объём, например, в мезопоре, соединяющей капилляры Г и Б, или в мезопоре, соединяющейся с капилляром Д. По этим порам газ может продвигаться только диффузионным путём, поэтому с точки зрения фильтрации газа капилляры Г и Д являются изолированными порами, а газовые пузырьки в них образова-





лись за длительный период формирования залежи именно за счёт диффузии.

Такая текстура пустотного пространства коллекторов пласта ${\rm HB}_{1-2}$ предопределяется генезисом пород и пустотного пространства в них. В работе [2] на основе изучения пород с использованием растрового электронного микроскопа по неполированным сколам и трещинам образцов на кафедре литологии РГУ имени И.М. Губкина установлено, что в пласте ${\rm HB}_1$ "...велика доля пустот форменных элементов (спикул губок, скелетов радиолярий), и в процессе постседиментационной деятельности бактерий уменьшался размер связан-

ных с ними пор...". При этом распределение форменных элементов таково, что они не образуют скоплений, и крупные (капиллярной размерности) пустоты, сформированные ими, не связаны между собою. Совсем другое дело пласт НБ₃₋₄. В нем, согласно работе [2], в процессе бактериального преобразования хемогенных кремнистых пород сформировалось новое пустотное пространство с порами капиллярного размера за счёт того, что "...на поверхностях глинистых биопленок растут мелкие (меньше 0,25 мкм) кристаллики кварца, образуясь из исходного геля кремниевой кислоты хемогенного происхождения. Эти новые пустоты (яче-

истые) имеют неправильную (нецилиндрическую) форму и характеризуются большой извилистостью и связностью между собой".

Таким образом, коллекторы пласта ${\rm HF}_{3-4}$ характеризуются хорошей связностью пор капиллярной размерности, и движение газа в них происходит по законам фильтрации в поровой среде с размером пор в первые единицы микрон. Особенности же текстуры порового пространства коллекторов пласта ${\rm HF}_{1-2}$ (чередование капиллярных и субкапиллярных пор) предопределяет другой характер поступления (или непоступления) газа в скважину. Например, если скважина будет

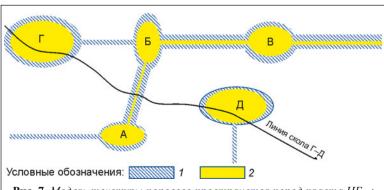


Рис. 7. Модель текстуры порового пространства пород пласта HB_{1-2} : 1 — связанная вода; 2 — газ

проходить по правому торцу модельного образца на рис. 7, то газ в неё будет поступать только через одну нанопору, в основном, из одной капиллярной поры В. Участие капилляров А и Б в газоотдаче будет определяться фильтрационными способностями мезопор, соединяющих эти поры с капилляром В. Поры же Γ и Д вообще не будут участвовать в фильтрации на правый торец образца. Совсем другое дело, если мы получим скол или трещину по линии Γ –Д (см. линию скола Γ –Д на рис. 7). На поверхность этого скола будет выделятся газ из всех пор. Ни одна из пор модели не окажется изолированной. При этом изолированные (при отсутствии трещины) поры Γ и Д окажутся самыми отдающими.

Из вышеизложенного следует, что газ пласта НБ₁₋₂ можно приближённо считать окклюдированным газом (газом закрытых пор), и извлечение его из пласта возможно только при достаточном измельчении и подогреве породы [6]. Подтверждением этого для пласта НБ₁₋₂ является факт дегазации поднятого на поверхность керна при раскалывании его на кусочки величиной до 2 см. Результаты именно такой дегазации вынесены на рис. 3, где видно, что в вертикальном стволе скв. 5С газ не поступал в буровой раствор (интервал глубин от 968 до 1004 м), а в керне установлены повышенные его содержания. И это явление наблюдалось во всех вертикальных стволах скважин сенонского проекта на Медвежьем месторождении (скв. 2С, 3С, 4С, 5С, 6С). Отметим, что только в вертикальном стволе од-

ной скв. 4С отмечалось поступление газа в буровой раствор из нижней части пласта HБ₁₋₂ (интервал глубин от 1000 до 1010 м, см. рис. 4). Этот факт может быть объяснён нахождением свободной фазы газа в окклюдированной форме. Действительно, в этом интервале, как это показано в работе [7], произошел неполный вынос керна и, следовательно, в этом интервале керн был частично раздроблен при бурении, что и способствовало выходу газа в буровой раствор именно из керна. Этому же способствовало и то, что буровой раствор этой скважины подогревался до 40 °C, поскольку скважина бурилась в зимнее время. На интересующих нас глубинах (от 1000 до 1010 м) температура бурового раствора составляла 22 °C, а не 14 °C или 16 °C, как в других скважинах, пробуренных в летний период времени [7]. В указанной работе факт поступления газа в буровой раствор из пласта НБ_{1,2} объясняется тем, что в этом пласте газ находится в газогидратном состоянии. По нашему мнению, модель окклюдированного газа в свободной фазе лучше согласуется с фактическими данными, чем газогидратная модель, поскольку нет необходимости обосновывать происхождение и сохранение газовых гидратов в условиях, сильно отличающихся от условий их стабильного состояния.

Механизм выделения окклюдированного газа из пород пласта ${\rm HF}_{\rm 1-2}$ объясняет и тот факт, что газовый каротаж в вертикальном стволе скв. 4С в верхней части пласта ${\rm HF}_{\rm 1-2}$ (интервал пачки 2 на рис. 4) давал фоновые показания, а при бурении горизонтального ствола в интервале этого пласта газопоказания были даже выше, чем для пласта ${\rm HF}_{\rm 3-4}$ (рис. 8).

Дело в том, что при бурении горизонтального ствола используются буровые шарошки, истирающие породу до частичек микронного размера, обеспечивая тем самым вскрытие изолированных пор в разрушенной породе, а подогретый раствор обеспечил выход газа из этих микрочастичек. В других скважинах с горизонтальным стволом таких газопроявлений не наблюдалось, видимо из-за того, что буровой раствор в летнее время не подогревался и при такой температуре микрочастички истёртой породы не отдали газ из капиллярных пор через мезопоры.

О существенном различии структуры и текстуры пустотного пространства для пластов ${\rm HF}_{1-2}$ и ${\rm HF}_{3-4}$ свидетельствуют и особенности взаимосвязи эффективной и открытой пористостей в них, определяемых на стандартных петрофизических образцах размером 30 мм (рис. 9).

Видно (см. рис. 9, a), что для пласта $HБ_{3.4}$ существует тесная связь между коэффициентами открытой и эффективной пористости. Здесь, как и для классических гранулярных коллекторов, с увеличением открытой пористости увеличивается и эффективная пористость.

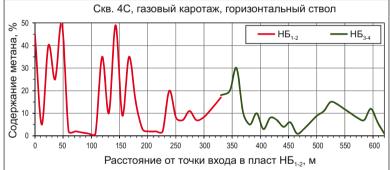


Рис. 8. Показания газового каротажа в горизонтальном стволе скв. 4С

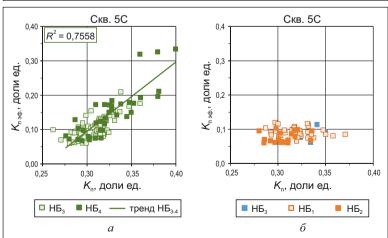


Рис. 9. Особенности взаимосвязи открытой (а) и эффективной (б) пористостей в скв. 5C

Совсем иначе эта взаимосвязь выглядит для пласта ${\rm HB}_{1,2}$ (см. рис. 9, δ). Здесь с увеличением открытой пористости эффективная пористость не увеличивается, как в ${\rm HF}_{3-4}$. Это, объясняется тем, что поры капиллярной размерности здесь связаны с форменными элементами (спикулы губок, скелеты радиолярий), количество которых не зависит от процессов диагенетического и постдиагенетического преобразования кремнистых осадков в породы. Количество же мезопор зависит от того, чем представлен кремнезём в породе: ОКТ-фазой или кварцем. Чем больше ОКТ-фазы в породе, тем больше число мезопор [1]. Таким образом, общая пористость может увеличиваться при неизменном количестве форменных элементов только за счёт тонких мезопор, которые образуются на постдиагенетической стадии формирования породы и не содержат газа, что хорошо согласуется с моделью окклюдированного газа (см. рис. 7).

Исходя из вышеизложенного, для оценки перспектив нефтегазоносности отложений нижнеберёзовской подсвиты целесообразно выбирать разные поисковые критерии для объектов $HB_{1,2}$ и $HB_{3,4}$ (табл. 2).

Таблица 2 Информативные УВ-компоненты газа бурового раствора и керна для поисковых объектов $H_{\rm L_2}$ и $H_{\rm L_3}$

Поисковые объекты	Среда опробования	УВ-компоненты
НБ ₁₋₂	Газ бурового раствора	Характерны крайне низкие концентрации газообразных УВ
	Газ керна	Метан и его легкие газообразные гомологи
НБ ₃₋₄	Газ бурового раствора	Метан и его легкие газообразные гомологи (этан, пропан, бутан (п-бутан, <i>i</i> -бутан)
	Газ керна	Более тяжелые гомологи метана (пропан, бутан (<i>n</i> -бутан, <i>i</i> -бутан), пентан (<i>n</i> -пентан, тетраметилметан 2,2-диметилпропан, 2-метилбутан)

Таким образом, верхняя часть нижнеберёзовской подсвиты (пласты $HБ_{1,2}$) характеризуется крайне низкими содержаниями УВ в буровом растворе и повышенными содержаниями легких газообразных УВ в керне.

Выделить здесь какие-либо интервалы повышенных концентраций не представляется возможным — вся толща в пределах выделенных пачек пород достаточно однородна. Прослои пород с хорошими коллекторскими свойствами здесь не установлены.

Перспективы отложений поискового объекта ${\rm HB}_{1-2}$ неясны. Наличие повышенных концентрации легких газообразных УВ, установленных здесь по данным опробования керна, нельзя считать критерием для того, чтобы можно было считать его перспективным. Газ из этих отложений практически невозможно будет получить с использованием обычного гидроразрыва пласта, поскольку породы характеризуются высокой долей мезопор, что практически исключает возможность разработки этого объекта известными методами добычи.

В отложениях нижней части нижнеберёзовской подсвиты по легким УВ бурового раствора и тяжелым УВ керна во всех скважинах выделяется обширный интервал повышенных концентраций, который по распределению УВ и характеру коллекторов можно разбить на 2 подынтервала (см. рис. 4, табл. 3).

Таблица 3 Интервалы повышенных концентраций УВ

Номер скважины	3C	4C	5C	6C
Интервал 1, м	9801008	10081039	10021029	10121042
Интервал 2, м	10081018	10391049	10291044	10421052

Этим интервалам повышенных содержаний УВ соответствуют выделенные по данным ГИС пачки пород 4 и 5 (объект НБ_{3.4}), содержащие прослои с хорошими и ухудшенными коллекторскими свойствами. Пятая пачка, по сравнению с четвертой, характеризуется большим числом прослоев пород с хорошими коллекторскими свойствами и наличием прослоя пород с наилучшими коллекторскими свойствами.

Сопоставление интервалов повышенной газонасыщенности и выделенных пачек пород в разрезе скв. 3C, 4C, 5C и 6C представлено на рис 4.

Наиболее перспективным является нижний интервал повышенных концентраций УВ (*интервал 2*), где в пробах керна установлены максимальные концентрации УВ и где сосредоточена основная часть коллекторских прослоев, в том числе и с наилучшими коллекторскими свойствами (см. табл. 1 и 3, рис. 3–5).

В целом, перспективы отложений поискового объекта ${\rm HF_{3-4}}$ представляются высокими, поскольку здесь установлены повышенные концентрации УВ, а породы обладают высокой долей макропор, что делает возможным движение флюидов в этой толще пород, а значит и их разработку методами гидроразрыва пласта.

Выводы

- 1. В статье показано, что изучение компонентного состава газа в буровом растворе и остаточного газа в керне позволяет выделять разные по промышленной значимости интервалы в толще нижнеберёзовской подсвиты.
- 2. Поисковый объект $H_{D_{1-2}}$ характеризуется крайне низкими концентрациями газообразных УВ в буровом растворе и повышенным содержанием метана и его лёгких газообразных гомологов в поднятом на поверхность керне. Перспективы его в большей степени определяются структурой порового пространства пород, чем уровнем концентраций УВ, и представляются невысокими.
- 3. Низкие перспективы поискового объекта ${\rm HF}_{\rm 1-2}$ связаны с тем, что газ этого пласта является окклюдированным, т. е. газом изолированных пор за счёт того, что газосодержащие поры капиллярной размерно-

сти соединяются между собой мезопорами субкапиллярной размерности, которые заняты прочно связанной водой, и движение газа по ним возможно только в форме диффузии.

4. Высокоперспективный объект НБ_{3,4} характеризуется повышенным содержанием метана и его лёгких газообразных гомологов в буровом растворе и повышенным содержанием более тяжелых гомологов метана (пропан, бутан (*n*-бутан, *i*-бутан), пентан (*n*-пентан, тетраметилметан, 2,2-диметилпропан, 2-метилбутан)) в керне.

Разработка его возможна методами гидроразрыва пласта, что подтверждается результатами испытаний скважин.

5. Приведенные данные свидетельствуют о том, что для оценки перспектив нефтегазоносности отложений нижнеберёзовской подсвиты необходимо проводить исследования, направленные, с одной стороны, на оценку газонасыщенности поисковых объектов, определения содержания, типа и степени преобразованности ОВ, а с другой стороны – на определение структуры порового пространства пород, поскольку тип пористости определяет возможность дальнейшей их разработки.

СПИСОК ИСТОЧНИКОВ

- 1. Карымова Я.О. Литолого-емкостная модель пустотного пространства наноколлекторов нижнеберезовской подсвиты севера Западной Сибири // Нефть и газ. Экспозиция. - $2018. - N_{2} 3.$
- 2. Генезис силицитов и пустотного пространства коллекторов коньяк-сантонских отложений Медвежьего месторождения / А.А. Дорошенко, А.Н. Рыбьяков, С.В. Нерсесов, Р.А. Соколовский, О.В. Постникова [и др.] // Газовая промышленность. - 2020. - № 8 (804). - С. 54-62.
- 3. Проблемы оценки нефтегазоперспективности отложений нижнеберезовской подсвиты севера Западной Сибири /В.В. Черепанов, С.Н. Меньшиков, С.А. Варягов, Д.Ю. Оглодков, В.Л. Бондарев, М.Ю. Миротворский, В.П. Клокова // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – М.: ОАО "ВНИИОЭНГ", 2015. – № 2. – С. 11–26. 4. Выбор информативных критериев при поисках месторождений газа, газоконденсата и нефти / В.В. Черепанов, С.Н. Меньшиков, С.А. Варягов, В.Л. Бондарев, М.Ю. Миротворский // Геология, геофизика и разработка нефтяных и

газовых месторождений. – М.: ОАО "ВНИИОЭНГ", 2012. – № 11. – C. 20–29.

- 5. Новосёлова М.Ю., Агалаков С.Е. Газоносность надсеноманских отложений Западной Сибири // Изв. вузов. Нефть и газ. – 2019. – № 4. – С. 10–23.
- 6. Нивин В.А. Углеводородные газы свободной фазы в нефелин-сиенитовых магматических комплексах как продукт природного абиогенного синтеза // Генезис углеводородных флюидов и месторождений. – M.: ГЕОС, 2006. – C. 130–138. 7. Перспективы разработки содержащих газогидраты залежей Медвежьего месторождения (Западная Сибирь) /Д.Б. Родивилов, С.В. Нерсесов, А.А. Нежданов, В.В. Огибенин // Γ азовая промышленность. — 2019. — № 8(788). — C.~48-55.

REFERENCES

- 1. Karymova Ya.O. Litologo-emkostnaya model' pustotnogo prostranstva nanokollektorov nizhneberezovskoy podsvity severa Zapadnoy Sibiri // Neft'i gaz. Ekspozitsiya. – 2018. – № 3. 2. Genezis silitsitov i pustotnogo prostranstva kollektorov kon'yak-santonskikh otlozheniy Medvezh'yego mestorozhdeniya / A.A. Doroshenko, A.N. Ryb'yakov, S.V. Nersesov, R.A. Sokolovskiy, O.V. Postnikova [i dr.] // Gazovava promyshlennost'. – 2020. – № 8 (804). – S. 54–62.
- 3. Problemy otsenki neftegazoperspektivnosti otlozheniy nizhneberezovskov podsvity severa Zapadnov Sibiri / V.V. Cherepanov, S.N. Men'shikov, S.A. Varyagov, D.Yu. Oglodkov, V.L. Bondarev, M.Yu. Mirotvorskiy, V.P. Klokova // Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdeniy. - M.: OAO "VNIIOENG", 2015. – № 2. – S. 11–26.
- 4. Vybor informativnykh kriteriyev pri poiskakh mestorozhdeniy gaza, gazokondensata i nefti / V.V. Cherepanov, S.N. Men'shikov, S.A. Varvagov, V.L. Bondarev, M.Yu. Mirotvorskiv // Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdeniy. -M.: OAO "VNIIOENG", 2012. - № 11. - S. 20-29.
- 5. Novoselova M.Yu., Agalakov S.E. Gazonosnost' nadsenomanskikh otlozheniy Zapadnoy Sibiri // Izv. vuzov. Neft'i gaz. -- $2019. - N_{2} 4. - S. 10-23.$
- 6. Nivin V.A. Uglevodorodnyye gazy svobodnoy fazy v nefelin-siyenitovykh magmaticheskikh kompleksakh kak produkt prirodnogo abiogennogo sinteza // Genezis uglevodorodnykh flyuidov i mestorozhdeniy. - M.: GEOS, 2006. - S. 130-138.
- 7. Perspektivy razrabotki soderzhashchikh gazogidraty zalezhey Medvezh'yego mestorozhdeniya (Zapadnaya Sibir') / D.B. Rodivilov, S.V. Nersesov, A.A. Nezhdanov, V.V. Ogibenin // Gazovaya promyshlennost'. $-2019. - N_{2} 8(788). - S. 48-55.$

Информация об авторах

Всеволод Владимирович Черепанов Сергей Николаевич Меньшиков

ОАО "Газпром"

Санкт-Петербург, Россия

Сергей Владимирович Нерсесов Радион Анатольевич Соколовский

ООО "Газпром добыча Надым" Надым. Россия

Анатолий Владимирович Ершов Александр Александрович Дорошенко

ООО "Газпром ВНИИГАЗ" Москва, Россия

Валентина Прокопьевна Клокова Михаил Юрьевич Миротворский

ООО "НПЦ Геохимия" Москва, Россия

npcgeo@mail.ru

Information about the authors

Vsevolod V. Cherepanov Sergey N. Menshikov

JSC Gazprom

Saint-Petersburg, Russia

Sergey V. Nersesov Radion A. Sokolovskiy

LLC Gazprom dobycha Nadym Nadvm. Russia

Anatoliy V. Ershov Alexander A. Doroshenko

LLC Gazprom VNIIGAS Moscow, Russia

Valentina P. Klokova Mikhail Yu. Mirotvorskiy npcgeo@mail.ru

JSC NPC Geochemistry

Moscow, Russia