



Москва

ОАО "ВНИОЭНГ"

2.2015

НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЖУРНАЛ

Геология, Геофизика

**и разработка
нефтяных и газовых
месторождений**

Geology,
geophysics
and development
of oil and gas fields

Открытое акционерное общество
"Всероссийский
научно-исследовательский
институт организации,
управления и экономики
нефтегазовой промышленности"
(ОАО "ВНИИОЭНГ")



ЛАУРЕАТ
ЗОЛОТОЙ МЕДАЛИ SPI
ПАРИЖ ФРАНЦИЯ

НАГРАЖДЕН ПАМЯТНЫМ ЗНАКОМ
"ЗОЛОТОЙ ИМПЕРИАЛ"
ЗА АКТИВНОЕ УЧАСТИЕ
В МЕЖДУНАРОДНЫХ ВЫСТАВКАХ
И ЯРМАРКАХ

ГЕОЛОГИЯ, ГЕОФИЗИКА И РАЗРАБОТКА НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Geology, Geophysics and Development
of Oil and Gas Fields

.....

2 ♦ 2015

МОСКВА ♦ ВНИИОЭНГ



ГЕОЛОГИЯ, ГЕОФИЗИКА И РАЗРАБОТКА НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Ежемесячный научно-технический журнал

РЕДАКЦИОННАЯ КОЛЛЕГИЯ:

Главный редактор

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

Зам. главного редактора

Гогоненков Г.Н. – д. т. н., первый заместитель генерального директора ОАО "ЦГЭ",

Астахова А.Н. – к. т. н., главный менеджер ОАО "ВНИИОЖНГ",

Бабаев Ф.Р. – д. г.-м. н., профессор Азербайджанского Технического Университета,

Брехунцов А.М. – д. г.-м. н., директор ОАО "Сибирский научно-аналитический центр России",

Варламов А.И. – к. г.-м. н., генеральный директор ФГУП "ВНИГНИ",

Гаврилов В.П. – профессор, д. г.-м. н. РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина,

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

Дарищева Е.Ю. – с. н. с. ОАО "ВНИИОЖНГ",

Захаров Е.В. – д. г.-м. н., главный научный сотрудник ООО "ГазпромВНИИГАЗ",

Салаватов Т.Ш. – д. т. н., профессор, зав. кафедрой Азербайджанской Государственной Нефтяной Академии,

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

Старосельцев В.С. – д. г.-м. н., профессор, зам. генерального директора Сибирского научно-исследовательского института геологии, геофизики и минерального сырья,

Супруненко О.И. – д. г.-м. н., зам. директора ВНИИОкеангеология им. И.С. Грамберга,

Холодильников В.А. – д. г.-м. н., первый зам. генерального директора ООО "Газфлот",

Юсифзаде Х.Б. – д. т. н., профессор, академик НАНА, первый вице-президент Государственной Нефтяной Компании Азербайджанской Республики – Сокар.

Журнал по решению ВАК Министерства образования и науки РФ включен в "Перечень ведущих рецензируемых научных журналов и изданий, в которых могут быть опубликованы основные научные результаты диссертаций на соискание ученой степени кандидата и доктора наук".

Журнал включен в Российский индекс научного цитирования (РИНЦ).

Свидетельство о регистрации средств массовой информации ПИ № 77–12330 от 10 апреля 2002 г.

СОДЕРЖАНИЕ

ПОИСКИ И РАЗВЕДКА

Курчиков А.Р., Бородин В.Н., Недосекин А.С., Лукашев А.В. Фациальная зональность верхнеюрского палеобассейна Западной Сибири 4

Черепанов В.В., Меньшиков С.Н., Варягов С.А., Оглодков Д.Ю., Бондарев В.Л., Гудзенко В.Т., Миротворский М.Ю., Клокова В.П. Проблемы оценки нефтегазоперспективности отложений нижеберезовской подсвиты севера Западной Сибири 11

Риле Е.Б., Валиева Д.И., Корнеева С.А. Распространение средне-франско-визейских природных резервуаров углеводородов Тимано-Печорской НГП 27

Берлин Ю.М., Вержбицкий Е.В., Марина М.М. Оценка распределения температур и очагов нефтегазообразования в кайнозойских отложениях Охотоморского региона 36

Гаврилов В.П. Нефтегазоносные бассейны Средиземного моря 42

Двирняк К.Н., Боцкарев В.А. Выявление и оценка не вовлеченных в разработку запасов УВ на примере участков Хаузак и Шады Денгизкульского месторождения. Система управления запасами УВ на основе анализа данных PLT 47

Пономарева Е.А. Комплексный подход к оценке перспектив нефтегазоносности на основе интеграции геолого-геофизической информации 53

ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ

Юфин П.А. Создание газогидродинамической модели участка месторождения с трудноизвлекаемыми запасами 62

РАЗРАБОТКА НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Бортников А.Е., Кордик К.Е., Мороз В.Н., Леонтьев С.А., Валеев М.Д. О результатах лабораторного моделирования процессов взаимодействия пластового флюида с закачиваемой водой в условиях, имитирующих интенсивный отбор жидкости из пласта 66

Информационные сведения о статьях 70

CONTENTS

OIL AND GAS PROSPECTING

- Kurchikov A.R., Borodkin V.N., Nedosekin A.S., Lukashev A.V.** Facies zoning of upper jurassic paleobasin of the Western Siberia4
- Cherepanov V.V., Menshikov S.N., Varyagov S.A., Oglodkov D.Yu., Bondarev V.L., Gudzenko V.T., Mirotvorsky M.Yu., Klokova V.P.** Problems relating to estimation of oil and gas potential of nizhne-berezovsky sub-suite in the north of the Western Siberia11
- Rile E.B., Valieva D.I., Korneeva S.A.** Middle Frasnian-Visean natural reservoirs of hydrocarbons in Timan-Pechora oil and gas province ...27
- Berlin Yu.M., Verzhbitsky E.V., Marina M.M.** Estimation of temperature distribution and the foci of oil and gas formation in the senozoic sediments of Okhotomorsk region.....36
- Gavrilov V.P.** Oil- and gas-bearing basins of the Mediterranean Sea42
- Dvirnyak K.N., Bochkarev V.A.** Identification and evaluation of not involved in the development hydrocarbon reserves on the example of Khauzak and Shady areas of Dengizkulskeye field. Inventory management system based on the analysis of PLT data47
- Ponomareva E.A.** Integrated approach to appraisal oil-and-gas content on the integration principle geological-geophysical information53

GEOLOGICAL MODELING

- Yufin P.A.** Development of gas-hydro-dynamic model of some site of a field with hardly-recoverable reserves.....62

DEVELOPMENT OF OIL AND GAS FIELDS

- Bortnikov A.E., Kordiak K.E., Moroz V.N., Leontev S.A., Valeev M.D.** Results of laboratory modeling of formation fluid interaction with the injected water in conditions simulating liquid intensive discharge out of a formation66
- Information on the articles72

Учредитель журнала –
ОАО "ВНИИОЭНГ"Генеральный директор **А.Г. Лачков**

Оформить подписку можно в любом почтовом отделении РФ по каталогу "Издания органов научно-технической информации" Агентства "Роспечать" – индекс 58500 и Объединенному каталогу "Пресса России" – индексы 10329, 10330, а также в издательстве ОАО "ВНИИОЭНГ" по тел. (495) 322-06-15.

Ведущие редакторы:
А.Н. Астахова, Е.Ю. Дарищева

Компьютерный набор
В.В. Васина

Компьютерная верстка **Е.В. Кобелькова**

Корректоры: **Н.В. Шуликина, Н.Г. Евдокимова**

Зав. производственно-издательским отделом
В.И. Черникина

Подписано в печать 16.12.2014.
Формат 84×108 1/16. Бумага офсетная.
Печать офсетная. Усл. печ. л. 7,98. Уч.-изд. л. 8,00.
Тираж 1500 экз. Заказ № 13. Цена свободная.
ОАО "ВНИИОЭНГ" № 6008.

Адрес редакции:
117420 г. Москва, ул. Наметкина, д. 14, корп. 2.
Тел. редакции: 332-00-35, 332-00-49.
Факс: (495) 331-68-77.

Адрес электронной почты:
vniioeng@mcn.ru, vniioeng@vniioeng.ru

6. Кислухин В.И., Кукушкина Т.С. Районирование верхнеюрских осадочных образований по типам разрезов (заполняемые районы Западной Сибири) // Тез. докл. IV Науч.-техн. конф., ЗапСибНИГНИ. – Тюмень, 1983. – С. 21–23.
7. Бородин В.Н., Кислухин В.И. Проблемы картирования восточной границы ачимовских клиноформных образований с верхнеюрскими наклонными горизонтами северных районов Западной Сибири // Горные ведомости. – Тюмень, 2007. – № 8. – С. 24–33.
8. Карогодин Ю.Н., Климов С.В., Храмов М.Р. Региональные стратон-системы келловей-верхнеюрского разреза Западной Сибири (системно-литологический подход) // Юрская система России: проблемы стратиграфии и палеогеографии. Третья Всерос. конф. науч. материалов / В.А. Захаров (отв. ред.). – Саратов: Издат. Центр "Наука", 2009. – С. 83–85.
9. Бородин В.Н., Курчиков А.Р. Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности ачимовской толщи севера Западной Сибири. – Новосибирск: Изд-во СО РАН, 2010. – 138 с.
10. Геология и нефтеносность ачимовской толщи Западной Сибири / А.А. Нежданов, В.А. Пономарев, Н.А. Туренков [и др.]. – М.: Изд-во Академии горных наук, 2000. – 246 с.
11. Углеводороды-биомаркеры в нефтях Среднего Приобья (Западная Сибирь) / А.Э. Конторович [и др.] // Геология нефти и газа. – М., 1991. – № 10. – С. 3–34.
12. Неручев С.Г. О возможности оценки прогнозных залежей нефти на генетической основе // Геология нефти и газа. – 1964. – № 7. – С. 8–11.

LITERATURA

1. Stratigraficheskaya, litologo-fatsial'naya kharakteristika yur-skikh otlozheniy Zapadnoy Sibiri i perspektivy ikh neftenosnosti: ucheb. posob. / A.R. Kurchikov, V.N. Borodkin, A.S. Nedosekin, V.I. Kislukhin, I.V. Kislukhin. – Tyumen': Izd-vo TyumNGU, 2014. – 177 s.
2. Nesterov I.I. Bituminoznye glinistyie i kremnisto-glinistyie

- porody – novyy global'nyy istochnik toplivno-energeticheskogo syr'ya // Izv. vuzov "Nef't i gaz". – Tyumen', 2011. – № 6. – С. 7–32.
3. Bochkarev V.S. Paleobatimetricheskie usloviya formirovaniya achimovskoy tolshchi Zapadnoy Sibiri // Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdeniy. – M.: OAO "VNIOENG", 1999. – № 5. – С. 23–27.
4. Bazhenovskiy gorizont Zapadnoy Sibiri (Stratigrafiya, paleogeografiya, ekosistema, neftegazonosnost' / Yu.V. Braduchan, F.G. Gurari, V.A. Zakharov [i dr.]. – Novosibirsk: Nedra, 1986.
5. Kislukhin I.V., Kislukhin V.I. Osnovy litobiostratigraficheskogo rayonirovaniya yury i neokoma arkticheskikh oblastey (na primere poluostrova Yamal) // Nef't i gaz. – Tyumen', 2010. – № 6. – С. 8–14.
6. Kislukhin V.I., Kukushkina T.S. Rayonirovanie verkhneyur-skikh osadochnykh obrazovaniy po tipam razrezov (zapolyarnye rayony Zapadnoy Sibiri) // Tез. dokl. IV Nauch.-tekhn. konf., ZapSibNIGNI. – Tyumen', 1983. – С. 21–23.
7. Borodkin V.N., Kislukhin V.I. Problemy kartirovaniya vostochnoy granitsy achimovskikh klinofornnykh obrazovaniy s verkhneyur-skimi naklonnymi gorizontami severnykh rayonov Zapadnoy Sibiri // Gornye vedomosti. – Tyumen', 2007. – № 8. – С. 24–33.
8. Karogodin Yu.N., Klimov S.V., Khramov M.R. Regional'nye straton-sistemy kellovey-verkhneyurskogo razreza Zapadnoy Sibiri (sistemno-litologicheskii podkhod) // Yurskaya sistema Rossii: problemy stratigrafii i paleogeografii. Tret'ya Vseros. konf. nauch. materialov / V.A. Zakharov (otv. red.). – Saratov: Izdat. Tsentr "Nauka", 2009. – С. 83–85.
9. Borodkin V.N., Kurchikov A.R. Geologicheskoe stroenie i perspektivy neftegazonosnosti achimovskoy tolshchi severa Zapadnoy Sibiri. – Novosibirsk: Izd-vo SO RAN, 2010. – 138 s.
10. Geologiya i neftenosnost' achimovskoy tolshchi Zapadnoy Sibiri / A.A. Nezhdanov, V.A. Ponomarev, N.A. Turenkov [i dr.]. – M.: Izd-vo Akademii gornykh nauk, 2000. – 246 s.
11. Uglevodorody-biomarkery v neftyakh Srednego Priob'ya (Zapadnaya Sibir') / A.E. Kontorovich [i dr.] // Geologiya nef'ti i gaza. – M., 1991. – № 10. – С. 3–34.
12. Neruchev S.G. O vozmozhnosti otsenki prognozykh zalezhey nef'ti na geneticheskoy osnove // Geologiya nef'ti i gaza. – 1964. – № 7. – С. 8–11.

УДК 553.98.061.17

ПРОБЛЕМЫ ОЦЕНКИ НЕФТЕГАЗОПЕРСПЕКТИВНОСТИ ОТЛОЖЕНИЙ НИЖНЕБЕРЕЗОВСКОЙ ПОДСВИТЫ СЕВЕРА ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

В.В. Черепанов¹, С.Н. Меньшиков², С.А. Варягов², Д.Ю. Оглодков², В.Л. Бондарев³,
В.Т. Гудзенко³, М.Ю. Миротворский³, В.П. Клокова³
(ОАО "Газпром"¹, ООО "Газпром добыча Надым"², ЗАО "НПЦ Геохимия"³)

Проблемы оценки нефтегазоперспективности отложений нижнеберезовской подсвиты севера Западной Сибири обусловлены тем, что интервалы установленной газонасыщенности в этих отложениях приурочены к коллекторам с низкой проницаемостью и специфическим литологическим составом [1, 3, 12]. Вследствие этого коллекторы сенона сложно выделяются геофизическими методами, а газ плохо извлекается при испытании и освоении скважин.

Сложность выделения и оценки коллекторских свойств обусловлена гидрофильностью, наличием субкапиллярных и тонких пор в опоковидных аргиллитах и алевролитах. При контакте с буровыми растворами

и технической водой в этих породах формируются значительные по протяженности зоны проникновения. Фильтрационно-емкостные характеристики коллекторов в этих зонах значительно ухудшаются за счет разбухания опок. Это приводит к закрытию трещин и поровых каналов, что сказывается на информативности электрических методов ГИС [2, 4].

По этим же причинам при испытании поисковых объектов сенона притоки газа обычно характеризуются затухающим режимом и низким дебитом.

Для повышения представительности ГРП используется бурение с применением полимерных растворов, а при испытании проводится ГРП.

Следует отметить, что трудности, которые возникают в связи с выделением и оценкой коллекторов сенона, приводят к тому, что организации, занимающиеся интерпретацией данных ГИС, дают неоднозначные заключения об их фильтрационно-емкостных свойствах.

Из всего вышеперечисленного ясно, что геолого-разведочные работы на объектах сенона имеют свои особенности – при их проведении важны выбор комплекса исследования и методика интерпретации их результатов.

ООО "Газпром добыча Надым" в 2012–2013 гг. на Медвежьем НГКМ были пробурены две поисково-оценочные скважины на объекты сенона – скв. 1С и 2С. Поскольку исследование отложений сенона осуществлялось ООО "Газпром добыча Надым" впервые, помимо стандартного комплекса ГРП был выполнен ряд дополнительных исследований, в частности микросейсмондирование.

Технологические условия проведения ГРП в этих скважинах отличаются от условий, имевших место в ранее пробуренных скважинах Медвежьего месторождения. Особенностью их бурения является применение промывочной жидкости "Полиэмульсан-М" на полимерной основе, со следующими характеристиками: удельный вес – 1,14 г/см³, условная вязкость – 27 с, водоотдача – 5 см³/30 мин.

Скважина 1С.

1. По данным геохимических исследований, выполненных ЗАО "НПЦ Геохимия" [8], в отложениях нижеберезовской подсвиты были выделены два интервала с максимальными концентрациями УВ (прежде всего, метана) 957...963 и 987...1052 м.

В верхнем интервале, по данным опробования бурового раствора, концентрации метана достигают 8,2 % об.; в нижнем – относительное увеличение концентраций метана и легких углеводородов установлено на глубинах 987...997 и 1012...1042 м (максимальное содержание метана 36,3 % об. зафиксировано на глубине 1040 м).

Столь высокие концентрации метана свидетельствуют о наличии на этих глубинах локальных скоплений УВ.

Компонентный состав (средние значения) УВ нижеберезовской подсвиты, по материалам опробования бурового раствора и керна, представлен в табл. 1.

По данным анализа Rock Eval, содержание ОВ в пробах керна незначительное: $C_{орг.} = 0,28...0,70$ %. В образце керна, отобранном с глубины 1001 м, его содержание равно 2,14 %. В этом же образце зафиксированы значительное количество микронепти ($S_1 = 16,33$ мг УВ/г породы) и как следствие – аномально высокая концентрация высокомолекулярной части миграционной нефти в области пика S_2 , где она составляет 5,44 мг УВ/г породы. Кроме того, для этого образца характерны: предельно низкое значение T_{max} , равное 288 °С; высокий индекс конвертации керогена в нефть – показатель ОРИ равен 0,75; двойной пик в температурной аналитической зоне $S_2 = 300...600$ °С. Все вышеизложенное свидетельствует о том, что здесь присутствуют миграционные УВ метан-нафтенной фракции. Скорее всего, миграция УВ происходит из нижележащих отложений нижнего мела.

Нефтегенерационный потенциал керогена отложенной подсвиты гораздо выше, чем в породах кузнецовской свиты.

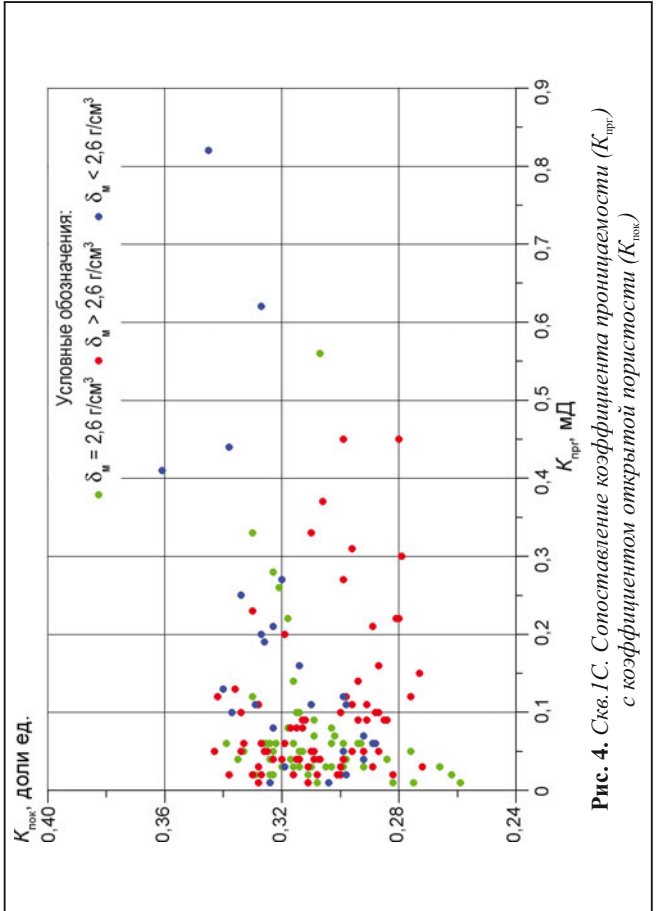
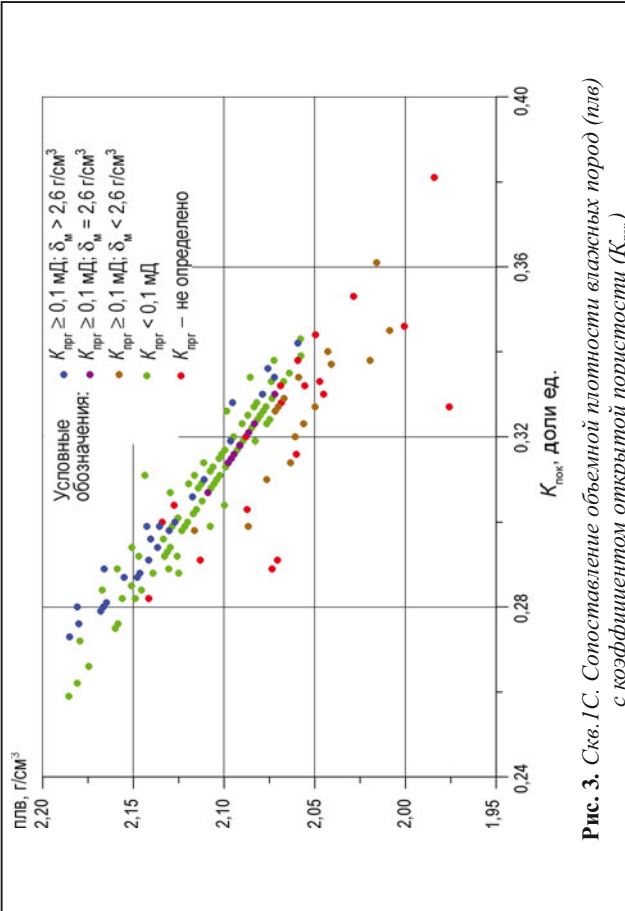
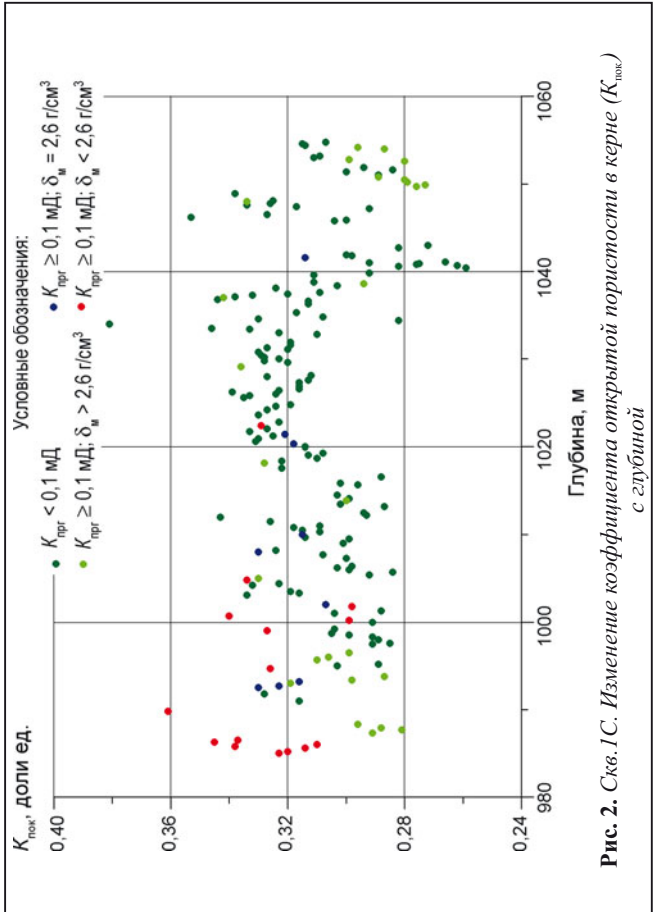
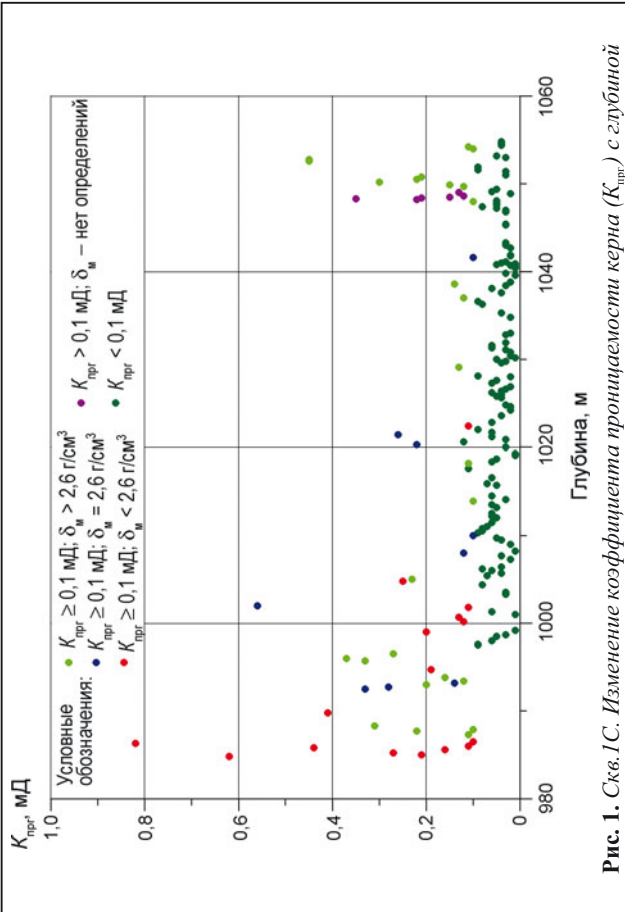
Такие же особенности ОВ характерны и для проб керна, отобранных с глубин 987 и 1035 м.

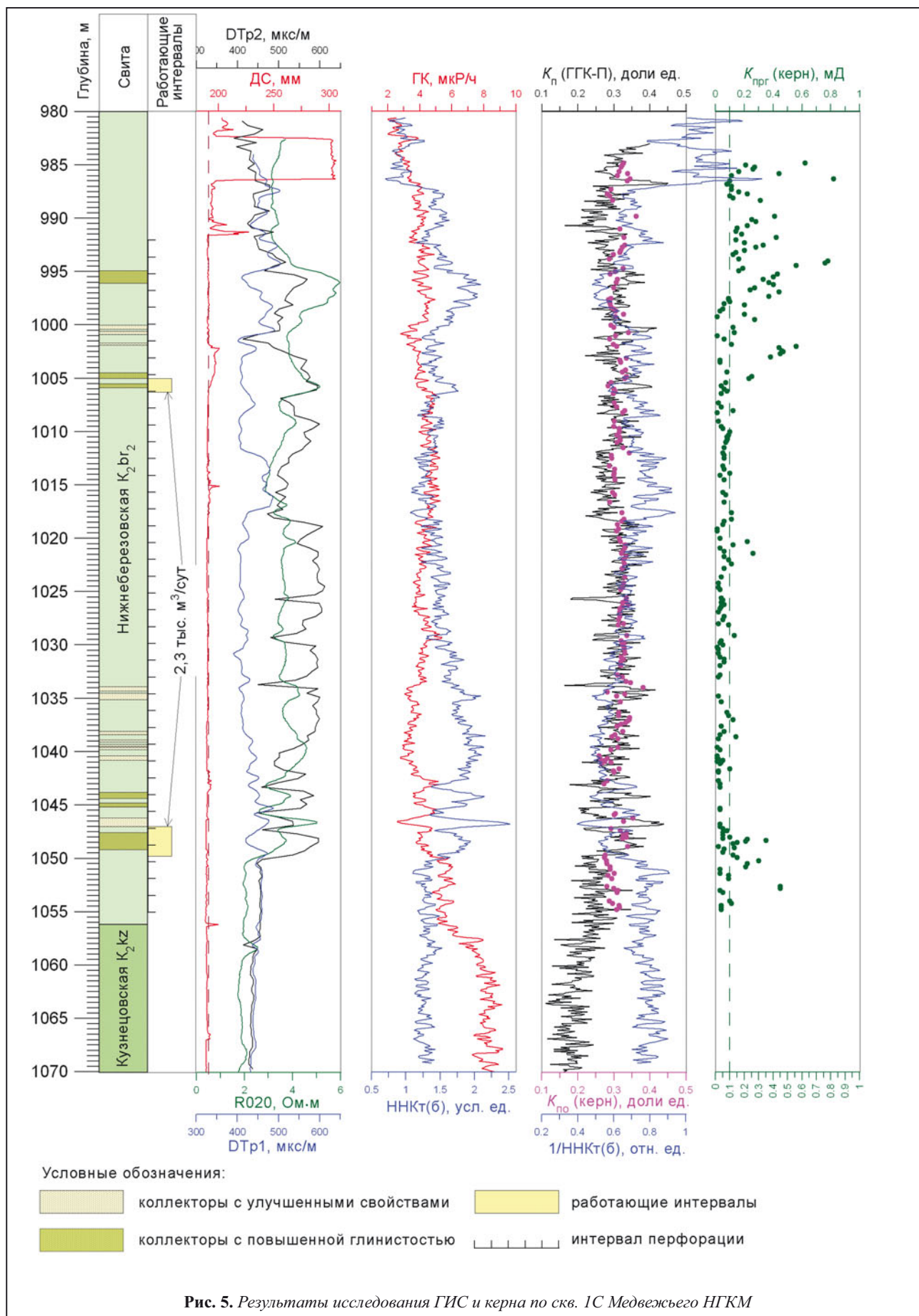
ИСУ метана в отложениях подсвиты колеблется в следующих пределах: $-(47,68...45,33)$ % (среднее $-46,4$ %) – в буровом растворе; $-(45,17...33,10)$ %, (среднее $-42,06$ %) – в керне, что присуще газам термокаталитического генезиса. А такие значения ИСУ метана, как $-33,10$ %, характерны для газов глубинно-катагенетической генерации. Они могли мигрировать в вышележащие отложения нижеберезовской подсвиты из продуктивных горизонтов нижнего мела. Таким образом, в породах нижеберезовской подсвиты присутствуют как сингенетические, так и эпигенетические миграционные газы.

Таблица 1

Компонентный состав УВ в отложениях нижеберезовской подсвиты скважины 1С

Среда опробования		Буровой раствор			Керн		
Интервал опробования, м		954,4...1056,2			985,0...1056,2		
Число проб		12			12		
Статистические параметры		X_{cp}	min	max	X_{cp}	min	max
Метан	% об.	17,33	1,48	36,30	8,36	2,14	18,4
Этан	$n \cdot 10^{-4}$ % об.	223,29	19,28	607,00	191,38	109,00	316,00
Пропан		8,08	3,33	17,70	13,38	5,56	29,90
Бутан		10,76	1,45	43,00	8,70	2,18	20,38
Пентан		29,65	2,57	118,80	4,80	1,18	14,89
Гексан		51,72	5,12	240,08	7,87	1,40	32,77
Пред. C_2-C_4		242,13	25,56	638,52	213,46	126,54	366,28
Непред. C_2-C_4		12,40	5,19	33,13	26,54	4,15	72,29
ΣC_5-C_6		81,38	7,69	358,58	12,67	2,59	47,66
ИСУ метана	‰	-46,4	-47,68	-45,33	-42,06	-45,17	-33,1





Результаты испытания 1 объекта скв. 1С

Номер объекта	Интервал перфорации, м	Глубина спуска НКТ, м	Дебит, тыс. м³/сут
1 объект	992...1055	1066,4	Фонтанный приток газа, газоконденсата и ФБР дебитом смеси до 20 тыс. м³/сут на диафрагме диаметром 8 мм. На шайбе 4 мм суммарный дебит газа составил 2,3 тыс. м³/сут
	1043...1054 (повторная перфорация)	1012,5	После ГРП ГИС показало образование трещин в интервале 1016,5...1055,0 м. $Q_r = 16,2$ тыс. м³/сут на диафрагме диаметром 12 мм

Таблица 2

Интервалы, рекомендованные к испытанию по данным геохимических исследований по скв. 1С

№ п/п	Интервалы, м	Среда опробования
1	957...963	По данным опробования бурового раствора
2	987...997	По данным опробования бурового раствора и керна
3	1012...1042	По данным опробования бурового раствора и керна

2. Интерпретация материалов ГИС по скв. 1С была затруднена из-за отсутствия петрофизической основы для выделения пластов-коллекторов и оценки характера их насыщения.

В силу этого, организации, выполнявшие интерпретацию материалов ГИС, не смогли выявить коллекторы и рекомендовали провести испытания в обсадной колонне единым интервалом.

По этой же причине не было возможности произвести комплексную интерпретацию результатов геохимических исследований и ГИС, обычно выполняемую ЗАО "НПЦ Геохимия".

3. Заказчиком к испытанию был выбран единый интервал 992...1055 м.

Испытания проводились в 2 этапа.

На первом этапе после перфорации в интервале 992...1055 м на 8-мм диафрагме был получен фонтанный приток газа, технического газоконденсата и ФБР с дебитом смеси до 20 тыс. м³/сут. По результатам промыслово-геофизических исследований (термометрии и метода состава притока (влагометрии)) в интервале 1005,0...1006,3 м была отмечена слабая работа пласта газом, а из интервала 1047,0...1049,8 м получен основной приток газа через внутрискважинную жидкость (табл. 3). Суммарный дебит газа, рассчитанный по расходомерии выше НКТ, составил 2,3 тыс. м³/сут (при работе на $d_{ш} = 4$ мм).

На втором этапе была проведена повторная перфорация в интервале 1043...1054 м и выполнена интенсификация притока – мини-ГРП и основной ГРП.

Выполненный комплекс ГИС показал образование трещин в интервале 1016,5...1055,0 м, а по результатам ГИС "приток–состав" (термометрии, термоанемометрии, методам состава притока (влагометрии) и ВЧ- и НЧ-каналам шумометрии) после проведения ГРП был отмечен слабый приток газа из-под НКТ (интервал 992,0...1012,5 м) и приток газа через работающую жидкость ГРП и технический раствор (1047,0...1049,7 м) (см. табл. 3).

4. Для изучения коллекторских свойств пород нижеберезовской подсвиты в скв. 1С наряду с литологическим описанием пород были выполнены лабораторные исследования керна: определены значения коэффициента открытой пористости образцов, насыщенных керосином ($K_{пок} - 148$ образцов), коэффициента газопроницаемости по воздуху ($K_{прг} - 303$ образца) и по гелию ($K_{пр} (He) - 400$ образцов), значения минералогической объемной плотности и плотности сухого образца (148 образцов), выполнены измерения γ -активности пород (содержание калия К, тория Th и урана U) по всему стволу с шагом 0,1 м), изучено влияние эффективного давления на ФЕС пород (20 образцов), проведена оценка степени набухания аргиллитоподобных пород (9 образцов) в дистиллированной воде и растворах плотностью 1,4 и 1,17 г/см³. Анализ полученных результатов показал, что разрез представлен чередованием тонких прослоев пород ($H = 5...10$ см), имеющих различные фильтрационно-емкостные и петрофизические свойства. На рис. 1 и 2 показано изменение коллекторских свойств ($K_{прг}$ и $K_{пок}$) с глубиной. При этом условно произведено разделение пород по проницаемости ($K_{прг} > 0,1$ мД – предполагаемые коллекторы, $K_{прг} < 0,1$ – неколлекторы), а проницаемые разности в свою очередь разделены на группы по значению минералогической плотности ($\delta_m > 2,6$ г/см³ – аргиллиты алевролитистые, $\delta_m < 2,6$ г/см³ – опокосодержащие породы, $\delta_m = 2,6$ г/см³ – аргиллиты). Как видно из рис. 3, 4, выделенные группы пород занимают определенные области на связях $\delta_v = f(K_{пок})$ и $K_{прг} = f(K_{пок})$. Следует отметить, что повышенная проницаемость имеет место как для высокопористых пород (опокосодержащих), так и для пород, характеризующихся пониженной пористостью (аргиллиты с примесью алевролитов), т. е. в рассматриваемом разрезе величина коэффициента пористости не является критерием повышенных свойств и связь пористости с коэффициентом проницаемости для всей совокупности образцов отсутствует (см. рис. 4). Общая связь $\delta_v = f(K_{пок})$ достаточно тесная для всей совокупности пород ($\delta_v = (2,6088...1,6346) \cdot K_{пок}$ ($R = 0,906$), для пород с $\delta_m < 2,6$ г/см³ $\delta_v = (2,553...1,51) \cdot K_{пок}$ ($R = 0,86$). Учитывая, что доля опокосодержащих образцов невелика ($\approx 21\%$)

Таблица 4

Пласты-коллекторы, выделенные в породах сенона по скв. 1С

Интервалы перфорации, м	Интервалы, м	Проникаемые прослой по ГИС, м	Характер коллектора*	Глубина отбора образцов с $K_{пр} \geq 0,1$ мД	Работавшие интервалы, м		
					до ГРП НКТ – 1066,4 м	после мини-ГРП НКТ – 1012,5 м	после осн. ГРП НКТ – 1012,5 м
992,0...1055,0		994,9...996,1	3	984,8...986,51 (9 образцов 2,55**...2,56);			
				987,7...989,79 (8 образцов 2,6...2,62);			
				984,83...997,25 (49 образцов);			
				999,48...1000,7 (5 образцов 2,51...2,58)			
				1000,22 (2,55); 1000,48			
1043,0...1054,0 (повторная перфорация)				1000,7 (2,58)	1005,0...1006,3 (слабый газ)	992,0...1012,5 (слабый газ из-под НКТ)	1003,0...1012,5 (газ из-под НКТ) 1012,5...1021,0 (газ)
				1001,81 (2,59); 1001,95 (2,6);			
				1002,13...1003,14 (6 образцов н/опр.)			
				1004,84 (2,59); 1004,88; 1004,92; 1004,96;			
				1005,0 (2,61); 1005,04...1005,14 (3 образца)			
	1033,9...1035,1	1033,9...1034,3	1	1007,7; 1007,96 (2,6); 1010,0; 1011,28; 1013,85 (2,61);			
				1014,48 (2,61); 1016,11 (2,6); 1017,57; 1017,85 (2,6);			
				1019,57...1021,38 (4 образца 2,6); 1022,15 (2,59);			
				1022,36; 1028,4; 1029,13 (2,62)			
				1033,26...1034,39 (5 образцов <2,6)			
	1038,1...1038,4	1034,5...1035,1	1	1034,61; 1035,06; 1036,83; 1037,05 (2,6)			
				1038,57 (2,61)			
				Н.пр.			
				Н.пр.			
				Н.пр.			
	1043,8...1045,2	1040,4...1040,8	3	Н.пр. (2,6)			
				Н.пр.			
				Н.пр.			
				Н.пр.			
				Н.пр.			
1046,2...1047,0	1046,2...1047,0	1047,6...1049,2	1 3	1046,18 (2,59); 1047,97 (2,63);	1047,0...1049,7 (газ через жидкость)	1046,6...1049,7 (газ через жидкость)	1046,0...1050,0 (газ через жидкость)
				1048,32...1048,64 (8 образцов н.опр.);			
				1048,95...1049,05 (3 образца н.опр.); 1049,5 (2,62)			
				1049,92 (2,63); 1050,8 (6 образцов 2,62);			
				1052,44...1052,83 (3 образца 2,62);			
1053,44...1054,23 (3 образца 2,62)				1053,44...1054,23 (3 образца 2,62)		1049,7...1055,0 (рабочая жидкость)	1050,0...1055,0 (жидкость)

* 1 – коллекторы с улучшенными свойствами; 3 – коллекторы с ухудшенными свойствами.

** 2,55 – объемная плотность матрицы пород.

и завышение составит 2...3 %, для расчета коэффициента пористости по ГГК-П в рассматриваемой скважине можно использовать общую зависимость. Отмечается тенденция больших значений набухания при больших значениях пористости и газопроницаемости, что позволяет считать ФЭС в пластовых условиях при вскрытии более низкими, чем в атмосферных условиях. Причем размокание породы наблюдается в атмосферных условиях во всех растворах, а минимальное – в растворе плотностью $\delta_p = 1,4 \text{ г/см}^3$.

В целом, коллекторские свойства изучаемого разреза по проницаемости низкие (см. рис. 4). Основная доля проницаемых ($K_{пр} > 0,1 \text{ мД}$) образцов приходится на верхнюю часть разреза (интервал 984...1005 м) и в меньшей степени на нижнюю (интервал 1048...1052 м) (рис. 5).

5. С учетом петрофизических данных осуществлена интерпретация полного комплекса ГИС по скв. 1С. Анализ выполненного комплекса показал, что так как разрез скважины представлен переслаиванием алевролитов, аргиллитов и опоковидных аргиллитов, т. е. породами низкоскоростными, интерпретация широкополосной акустики, в частности разделение волн по типам, оказалась проблематичной. В результате переинтерпретации волновых картин (ВАК), выполненной по программе, разработанной в ГНЦ ВНИИГеосистем "ПМК ИНТЕГРАН", установлено, что в данном типе разреза при замере рассматриваемым прибором (АК4) поперечная волна не выделяется, а волна Лэмба–Стонли проявляется частично в отдельных интервалах, что связано, на наш взгляд, с недостаточным временем окна регистрации акустического сигнала. Отмечается повышенная интерференция волн, что не позволило получить достоверные динамические характеристики. Наиболее достоверными можно считать полученные значения интервального времени продольной волны (DTr2), которые согласуются с характеристикой разреза по другим методам ГИС (РК, ГГК-П, АК) (см. рис. 5). Кривая DTr1, полученная при интерпретации широкополосной акустики специалистами ООО "Георесурс", значительно отличается от кривой DTr2 и не может быть использована в комплексной интерпретации. Учитывая, что количественные критерии коллектора по петрофизике не удалось установить, выделение предполагаемых коллекторов осуществлялось на качественном уровне. В основу методики выделения коллекторов был заложен эффект влияния газонасыщенности на показания различных методов для порового типа. К коллекторам отнесены прослои повышенной пористости по ГГК-П, наиболее чистые по глинистости (низкие показания ГК), имеющие повышенные значения ННКт, АК и удельного электрического сопротивления (дальний зонд ВИКИЗ –R020) (табл. 4, см. рис. 5).

Лучшим по коллекторским свойствам является прослой в интервале 1046,2...1047,0 м. Улучшенными коллекторскими свойствами обладают интервалы, представленные переслаиванием маломощных прослоев различной проницаемости: 1033,9...1035,1 м (прослой коллекторов: 1033,9...1034,3; 1034,5...1035,1 м) и 1038,1...1040,8 м (прослой коллекторов 1038,1...1038,4; 1038,9...

1039,1; 1039,3...1039,5; 1039,6...1039,8; 1040,4...1040,8 м). К ухудшенным коллекторам (слабое проявление эффекта газонасыщенности) отнесены интервалы: 994,9...996,1; 1004,5...1005,9; 1043,8...1044,4; 1044,8...1045,2; 1047,6...1049,2 м. Тип выделенных коллекторов поровый. Наиболее информативным для оценки пористости является плотностной метод. Данные нейтронного каротажа обусловлены глинистостью пород и требуют соответствующих поправок. Кривая интервального времени продольной волны имеет повышенные значения по сравнению с аргиллитами кузнецовской свиты, что, на наш взгляд, обусловлено как составом пород, так и газонасыщенностью. Для учета влияния газа на показания АК необходимо иметь акустические характеристики изучаемых пород в водонасыщенном разрезе.

Для увеличения достоверности интерпретации данных ГИС должна быть разработана специальная программа исследования керна для петрофизического обеспечения не только стандартных методов (РК, ГГК-П), но и широкополосной акустики.

Скважина 2С.

Получение неоднозначной оценки по скв. 1С вызвало необходимость привлечения к изучению вскрытого разреза скважины 2С расширенного круга специалистов: ООО "ЦНИП ГИС", ООО "ТюменНИИгипрогаз", ЗАО "НПЦ Геохимия", ИТЦ ООО "Газпром геологоразведка", ООО "Газпром Георесурс", а также изучения возможности использования ядерно-магнитного каротажа (ЯМК).

1. По данным опробования керна и бурового раствора, выполненного ЗАО "НПЦ Геохимия" [9], были выделены два интервала повышенных содержаний УВ – 1017...1025, 1029...1034 м и интервал 1042,5...1052,5 м, выделенный только по данным опробования бурового раствора.

С точки зрения нефтегазоперспективности наибольший интерес представляет интервал 1042,5...1052,5 м. Концентрации УВ, прежде всего метана, здесь достигают 12 % об., что сопоставимо с уровнями концентраций, установленными при опробовании скв. 1С.

Таблица 5

Компонентный состав УВ в отложениях нижеберезовской подсвиты скважины 2С

Среда опробования		Буровой раствор	
Интервал опробования, м		Бурение с отбором керна 945...1040 м (K ₂ Br ₁ -Br ₂)	Бурение без отбора керна 1040...1060 м (K ₂ Br ₁)
Число проб		21	4
Метан	% об.	0,74	7,94
Этан	n·10 ⁻⁴ % об.	11,34	132,03
Пропан		1,85	10,17
Бутан		3,97	9,48
Пентан		9,28	10,41
Гексан		17,83	8,89
Пред. C ₂ -C ₄		17,16	151,68
Непред.C ₂ -C ₄		11,04	4,62
ΣC ₅ -C ₆		27,10	19,30

Таблица 6

Оценки интервалов коллекторов в скважине 2С

ООО "ДНИП ГИС"		ООО "ТНГТ"		ЯМК		ЗАО "ННЦ Геохимия"		ИПЦ ООО "Газпром геологоразведка"		ООО "Газпром Георесурс"		Результаты опробования в открытом стволе на точках (ОНК)	
Интервалы, м	Характеристика	Интервалы, м	Характеристика	Интервалы, м	Характеристика	Интервалы, м	Характеристика коллекторов	Интервалы, м	Характеристика	Интервалы, м	Характеристика	Глубина, м	Подвижность, мД/сП
966,8...970,0	Неясен	966,8...970,0	Возм. прод.	967,6...984,8	Неколл.	Не выделяли		967,6...994,2	Характер коллектора неясен	985,7...994,7	Сл. прониц.	–	–
985,0...992,2	Неясен	985,0...992,2		987,9...989,2	Низкое					998,9...1001,4			
993,2...994,4	Неясен	993,2...994,4		984,8...987,9	Неколл.								
1014,2...1018,8	Колл.	1014,2...1018,6	Продукт	1016,4...1018,8	Газ	1015,8...1018,4	Наилучшие	1015,9...1018,6	Низкие свойства	1012,3...1013,9	Газ	1016,0; 1016,4; 1017,2; 1018,0	0,12; 1,15; 0,14; 0,09
1019,5...1024,0	Колл.	1019,6...1022,4	Продукт	1020,2...1021,1	Газ-сухо	1019,7...1021,3	Среднее	1019,6...1023,7	Низкие свойства	1020,4...1026,2	Газ		
1024,9...1027,7	Колл.	1022,8...1023,6	Продукт	1023,7...1024,4	Низкое			1024,5...1025,1					
1027,6...1028,6	Колл.	1027,8...1028,4	Продукт	1027,1002,8; 1028,6...1029,5	Низкое			1027,6...1028,4				1027,2; 1027,6; 1028,0	1,8; 3,15; 0,81
1029,2...1030,5	Колл.	–			Среднее			1029,5...1030,2		1028,0...1029,4	Сл.прониц.	1029,6	0,46
1031,1...1035,1	Колл.	1031,2...1035,0	Продукт	1030,2...1031,0	Среднее	1031,2...1033		1031,0...1031,8	Низкие свойства	1031,7...1036,5	Газ	1030,8; 1031,2; 1031,6; 1042,4; 1034,4	0,09; 0,06; 0,49; 0,1; 0,16
1035,1...1036,5	Возм. колл.			1033,8...1035,1	Низкое			1032,4...1033,1		1037,3...1038,8	Г-в		
1037,1...1038,9	Возм. колл.			1032,4...1039,0	Среднее					1039,5...1042,1	Г-в		
1039,7...1040,4	Возм. колл.												
1040,7...1042,0	Колл.												
1042,7...1045,8	Возм. колл.			1043,0...1044,4	Среднее								
1045,8...1047,0	Колл.			1045,0...1046,4	Вола								
1047,0...1050,9	Возм. колл.				Среднее								
1050,9...1052,6	Колл.												
1053,0...1054,0	Колл.												
1054,8...1057,3	Колл.												

Компонентный состав УВГ (средние значения) отложений березовской свиты по скв. 2С в интервалах бурения, с отбором керна и без, представлен в табл. 5.

2. Анализ выполненных работ показал, что во всех организациях для выделения коллекторов используется плотностной метод и эффект влияния газа на его показания, а также методы ННКт и АК (рис. 6). При этом для определения коэффициента пористости по ГГК-П используется зависимость, установленная по лабораторным исследованиям керна, отобранного в скв. 1, выполненным в Отделе физики пласта ООО "ТюменНИИгипрогаз". Взаимосвязь описывается следующими уравнениями:

$$K_n = -0,4776 \delta p + 1,3148 \quad (1)$$

(ИТЦ ООО "Газпром геологоразведка"),

$$K_n = -0,528 \delta p + 1,423 \quad (\text{ООО "ТНГГ"}), \quad (2)$$

$$K_n = -0,4702 \delta p + 1,2996 \quad (\text{ЗАО "НПЦ Геохимия"}), \quad (3)$$

$$K_n = (2,6 - \delta p) / 1,6 \quad (\text{ООО "Газпром Георесурс" ПФ "Севергазгеофизика"}). \quad (4)$$

При интерпретации ЯМК матричное значение объемной плотности принято равным $2,68 \text{ г/см}^3$. Таким образом, всеми специалистами значение объемной плотности принято равным $\geq 2,6 \text{ г/см}^3$. Однако по данным керна породы скв. 2С (интервал 960...1037 м) отличаются по своему литологическому составу от пород скв. 1С. Разрез скв. 2С представлен в основном опоконидными глинисто-кремнистыми аргиллитами разной степени аргиллитности плотностью матрицы $< 2,6 \text{ г/см}^3$, за исключением кровельной части свиты выше 967 м (рис. 7). Поэтому использование плотности матрицы, отличной от действительной, может привести к завышению истинной пористости и появлению ложного эффекта газонасыщенности пласта. Выполненные оценки разреза в целом близки (табл. 6). Наилучшими по коллекторским свойствам характеризуются прослои в интервале 1015...1019 м. Выше и ниже выделение проницаемых разностей неоднозначно, что связано с отсутствием количественных критериев. Так, по мнению специалистов ЗАО "НПЦ Геохимия", в верхней части разреза (выше глубины 1015,8 м) выделение коллекторов не представляется возможным, так как изменения показаний (в частности электрометрии, АК и ННКт) обусловлены только литологическим фактором (рис. 8, 9). Остальные организации выделяют прослои и оце-

нивают их как неясные (как коллектор, так и его насыщение). Ниже глубины 1015,8 м связь с литологией нарушается и на геофизические характеристики оказывает влияние газ.

К испытанию были предложены интервалы, указанные в табл. 7.

3. Заказчиком к испытанию были выбраны два интервала: 1013...1047 и 958...995 м.

Объект (1013...1047 м)

При испытаниях интервала 1014...1047 м на первом этапе после перфорации и отработки скважины наблюдался слабый выход газа. На диафрагме диаметром 3 мм дебит составил 0,401 тыс. $\text{м}^3/\text{сут}$. Причем по данным промыслово-геофизических исследований (термометрии, термоанемометрии, по методам состава притока (влажнометрия) и ВЧ- и НЧ-каналам шумометрии) из интервала 1015...1019 м отмечался приток газа, а из интервалов 1019...1047 м барботаж газа через столб внутрискважинной жидкости. После выполнения ГРП был получен фонтанирующий приток газа на диафрагме диаметром 12 мм дебитом $Q_r = 13,05$ тыс. $\text{м}^3/\text{сут}$. По данным промыслово-геофизических исследований скважина работала газом в интервале 1015...1036 м.

Объект (958...995 м)

По второму объекту как до ГРП, так и после притока не получено.

Результаты испытания объектов скв. 2С до и после ГРП представлены в табл. 8.

Таблица 8

Результаты испытания объектов скв. 2С

Номер объекта	Интервал перфорации, м	Дебит, тыс. $\text{м}^3/\text{сут}$
II объект	958...995	До ГРП притока не получено
		После ГРП притока не получено
I объект	1013...1047	До ГРП $Q_r = 0,401$ тыс. $\text{м}^3/\text{сут}$ на диафрагме диаметром 3 мм
		После ГРП $Q_r = 13,05$ тыс. $\text{м}^3/\text{сут}$ на диафрагме диаметром 12 мм

Сопоставление результатов исследований, выполненных по скважинам 1С и 2С.

Выполненные геохимические и геофизические исследования показали, что, несмотря на общие черты, присущие осадочным отложениям, вскрытым скважинами, имеется ряд значимых отличий распределения качественного и количественного состава УВ, фильтрационно-емкостных и петрофизических свойств разреза скважин 1С и 2С.

1. По данным опробования бурового раствора, в разрезе скв. 2С уровень концентраций УВ ниже, чем в скв. 1С, например для метана в среднем в 2 раза. Отношение метан/пред. $\text{C}_2\text{--C}_4$ в скв. 2С составляет в среднем 431...523, а в скв. 1С – 715, т. е. в отложениях нижеберезовской подсвиты скв. 1С присутствует газ, несколько более легкий по составу.

Таблица 7

Интервалы, рекомендованные для испытания в скв 2С

ООО "ЦНИП ГИС"	ООО "ТНГГ"	ООО "Газпром Георесурс" ПФ "Севергазгеофизика"	ЗАО "НПЦ Геохимия"
II объект 985...995 м	II объект 966...995 м	III объект 956...984 м	III объект 1015,8...1018,4 м
I объект 1014...1059 м	I объект 1013...1036 м	II объект 984...1014 м	II объект 1031,2...1034 м
		I объект 1014...1046 м	I объект 1042,5...1052,5 м

Это хорошо согласуется с результатами испытания скважин – как с замером дебитов, так и с результатами хроматографического анализа газа, отобранного при испытании:

– в скв. 1С после ГРП на диафрагме диаметром 12 мм был получен приток газа $Q_r = 16,2$ тыс. м³/сут, а в скв. 2С $Q_r = 13,05$ тыс. м³/сут;

– в скв. 1С отношение метан/пред. C₂–C₄ варьируется от 1172 до 1204, а в скв. 2С – от 572 до 600; концентрации предельных углеводородов составляют в среднем 0,8 % об. (1С) и 0,15 % об. (2С), соответственно. В целом по качественному и количественному составу УВ газ, полученный при испытании скв. 1С, больше похож на сеноманский газ, но обладает несколько более изотопно тяжелым составом углерода метана и более высоким содержанием предельных УВ C₂–C₄.

Эти выводы хорошо иллюстрируются данными рис. 10, где представлена диаграмма пред. C₂–C₄ – отношение метан/пред. C₂–C₄ для сеноманского и сеноманского газа Медвежьего НГКМ. На рис. 10 для примера также вынесены результаты аналогичных исследований, выполненных на Ямсовейском НГКМ.

2. По данным ГИС и керна скважины отличаются как по литолого-петрофизическому составу, так и по фильтрационно-емкостным свойствам. Разрез скв. 2С представлен в основном опоковидными глинисто-кремнистыми аргиллитами разной степени аргиллитости, а скв. 1С – аргиллитами алевролитистыми с единичными прослоями опоковидных аргиллитов (рис. 11 и 12). Исследуемые образцы, отобранные в скв. 2С, характеризуются коэффициентом проницаемости $K_{прг} < 0,1$ мД (см. рис. 12). Породы хрупкие, с раковистым изломом. В отдельных интервалах отмечается трещиноватость в виде редкой сеточки различно ориентированных тонких извилистых прожилков. Сопоставление геофизических характеристик (рис. 13) показало, что разрез скв. 1С более газонасыщен, чем скв. 2С. Причем в скв. 2С газонасыщенная толщина составляет лишь 1/3 от общей толщины нижеберезовской свиты, тогда как в скв. 1С вся свита газонасыщена. Учитывая низкие коллекторские свойства по керну, обоснование притоков требует дополнительного исследования.

Выводы

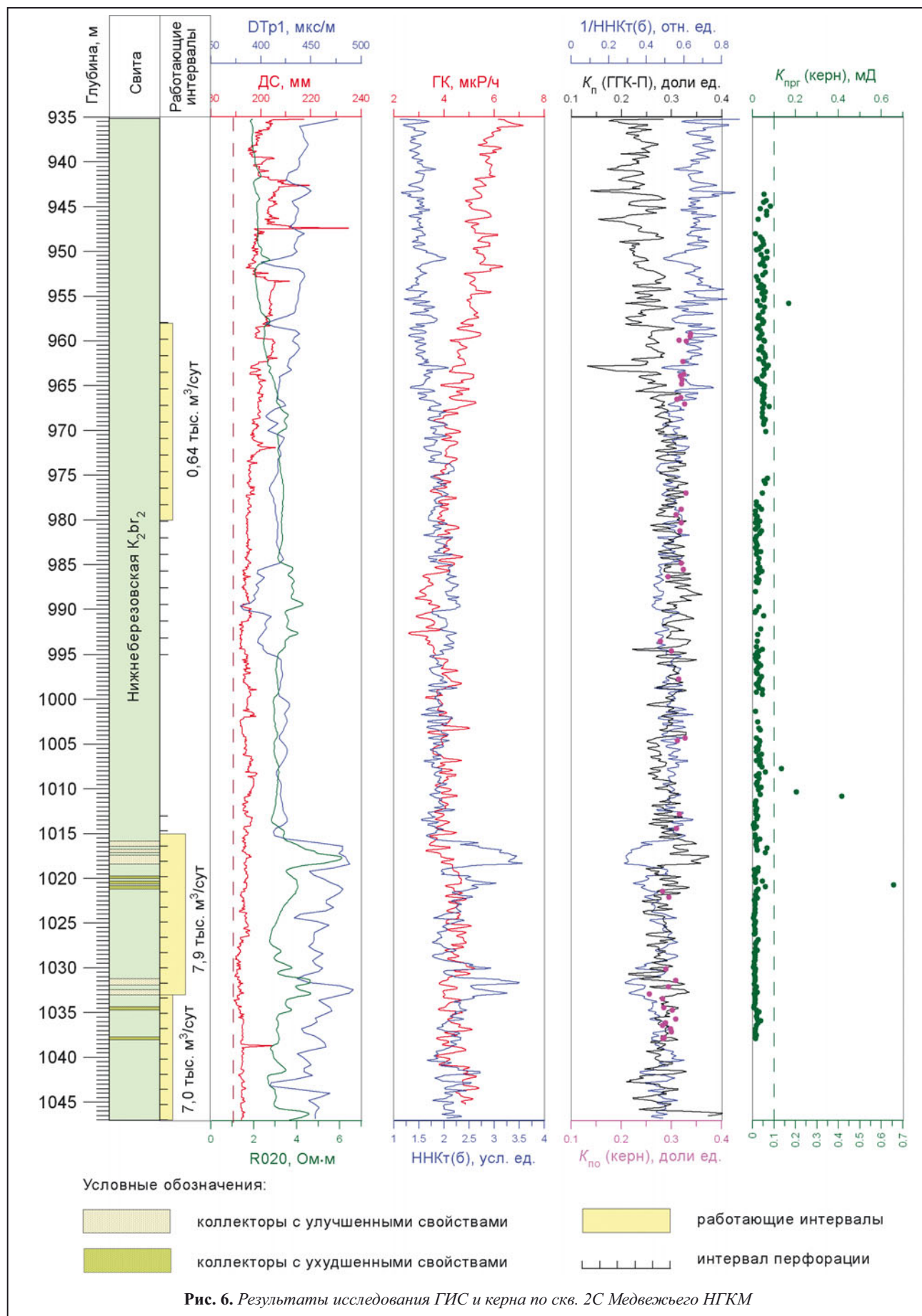
1. Проведенные исследования показали высокую газоперспективность отложений нижеберезовской подсвиты. Об этом свидетельствуют аномально высокие концентрации метана, установленные по данным опробования бурового раствора. В скв. 1С они сопоставимы с содержаниями в сеноманской залежи Бованенковского НГКМ.

2. Выполненный изотопный анализ показал, что углерод метана в интервале отбора керна характеризуется несколько более тяжелым изотопным составом, нежели в сеноманских залежах или вышележащих отложениях. Обычно такое распределение изотопного состава углерода метана присуще газоконденсатным залежам с "нефтяной" оторочкой. В нашем случае это связано, скорее всего, с особенностями состава УВ ниж-

неберезовской подсвиты. Известно, что ряд авторов С.Е. Агалаков и О.В. Бакуев (1992 г.) относят предполагаемые и уже доказанные залежи в березовской и ганькинской свитах к самостоятельному турон-датскому нефтегазоносному горизонту. Как они отмечают, коллекторы турон-датских отложений могут содержать скопления не только газа, но и нефти. Эти "следы" нефти или следы миграции нефти могут "утяжелять" изотопный состав УВ. Во всяком случае, данные по изотопному составу углерода метана, а также установленные в отдельных пробах скв. 1С следы микронефти подтверждают гипотезу, что нижеберезовские скопления УВ, безусловно, являются самостоятельным типом "залежей" со своим и только им присущим составом УВ.

3. При выделении коллекторских горизонтов в отложениях березовской свиты и определении характера их насыщения возникает ряд трудностей. Как показывает опыт выделения коллекторов в разрезе скв. 1С и 2С, организации, занимающиеся интерпретацией данных ГИС, выдают неоднозначные заключения об их фильтрационно-емкостных свойствах. Это вызвано сложным литолого-фациальным составом пород, что обуславливает высокую вариабельность геофизических параметров, способствующих их неоднозначной трактовке. В связи с этим, по мнению многих специалистов ООО "ТюменьНИИгипрогаз", ООО "ЦНИП ГИС" и ЗАО "НПЦ Геохимия", необходимо создание опорного, всесторонне изученного разреза березовской свиты, т. е. своеобразного эталона. Отсутствие такого эталона значительно осложняет и снижает достоверность выделения литотипов.

4. По этой же причине необходимо провести детальное сопоставление результатов лабораторных исследований керна и геофизических параметров, полученных в ходе выполнения ГИС. Учитывая сложный состав рассматриваемых отложений, необходимо продолжить детальные исследования керна материала по достаточно представительной коллекции образцов (не менее 5 образцов на 1 м). При этом необходимо изучение вещественного состава и физических свойств пород с использованием: литолого-петрографического метода, силикатного анализа рентгеноструктурного анализа (для оценки глинистых минералов). Необходимо оценка абсолютной и открытой пористости, абсолютной газопроницаемости матрицы. Учитывая отсутствие признаков трещиноватости при визуальном осмотре керна, следует исследовать трещинные параметры (трещинные пористость и проницаемость, плотность трещин) в шлифах и аншлифах, так как в опоковидных разностях возможны микротрещины. Важно оценить микроструктуру пелитовой составляющей с использованием электронного микроскопа. Возможно, между пластинками глинистых минералов развиты редкие щелевидные поры раскрытостью до 0,5 мкм, которые не оказывают заметного влияния на емкостные свойства, однако обеспечивают, так же как и густая сеть диагенетических трещин, связь между участками развития открытых пор.



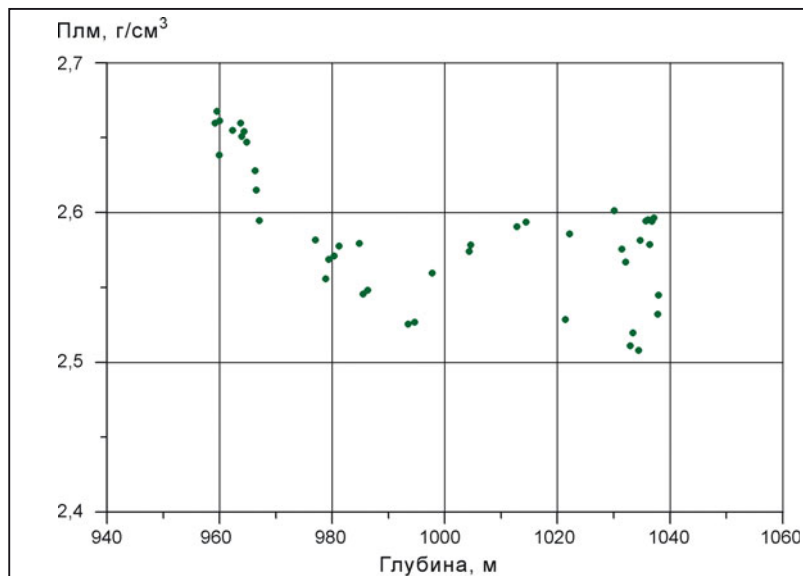


Рис. 7. Скв. 2С. Изменение объемной плотности матрицы пород, определенной по керну, с глубиной

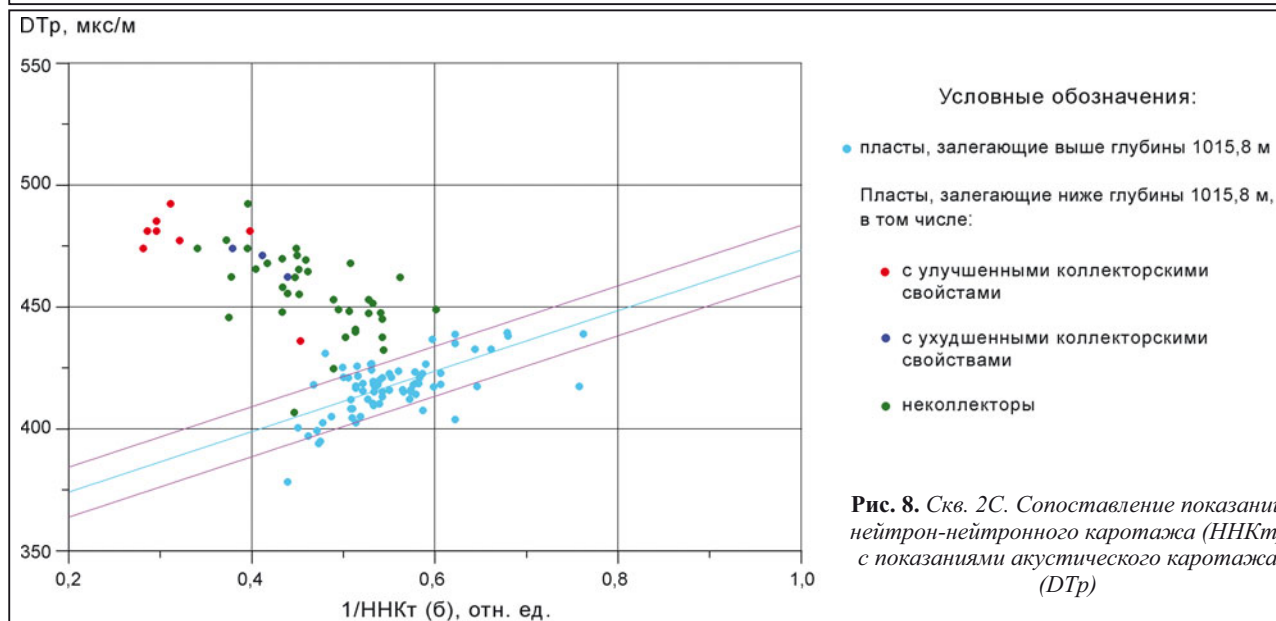


Рис. 8. Скв. 2С. Сопоставление показаний нейтрон-нейтронного каротажа (ННКт) с показаниями акустического каротажа (ДТр)

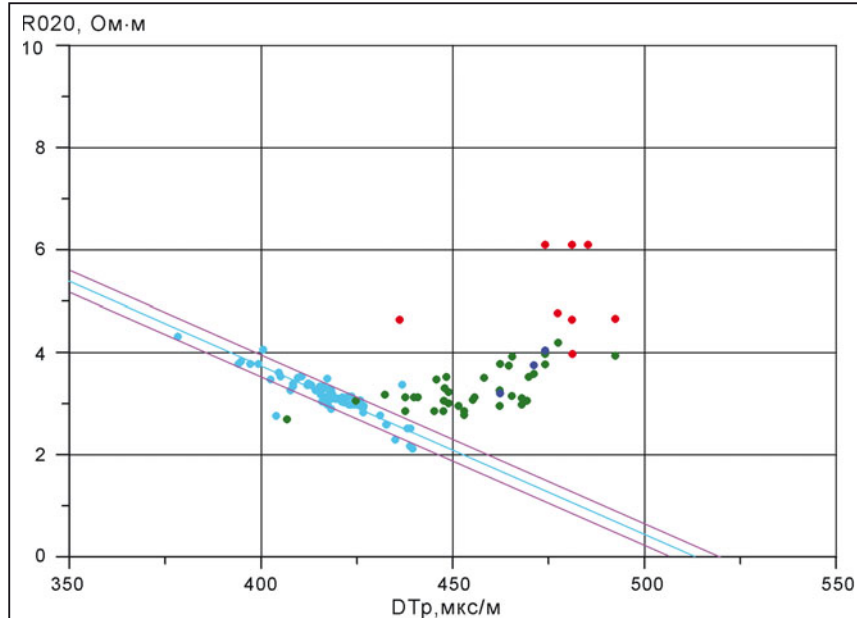


Рис. 9. Скв. 2С. Сопоставление показаний акустического каротажа (ДТр) и удельного электрического сопротивления (R020) (ВИКИЗ): условные обозначения см. на рис. 8

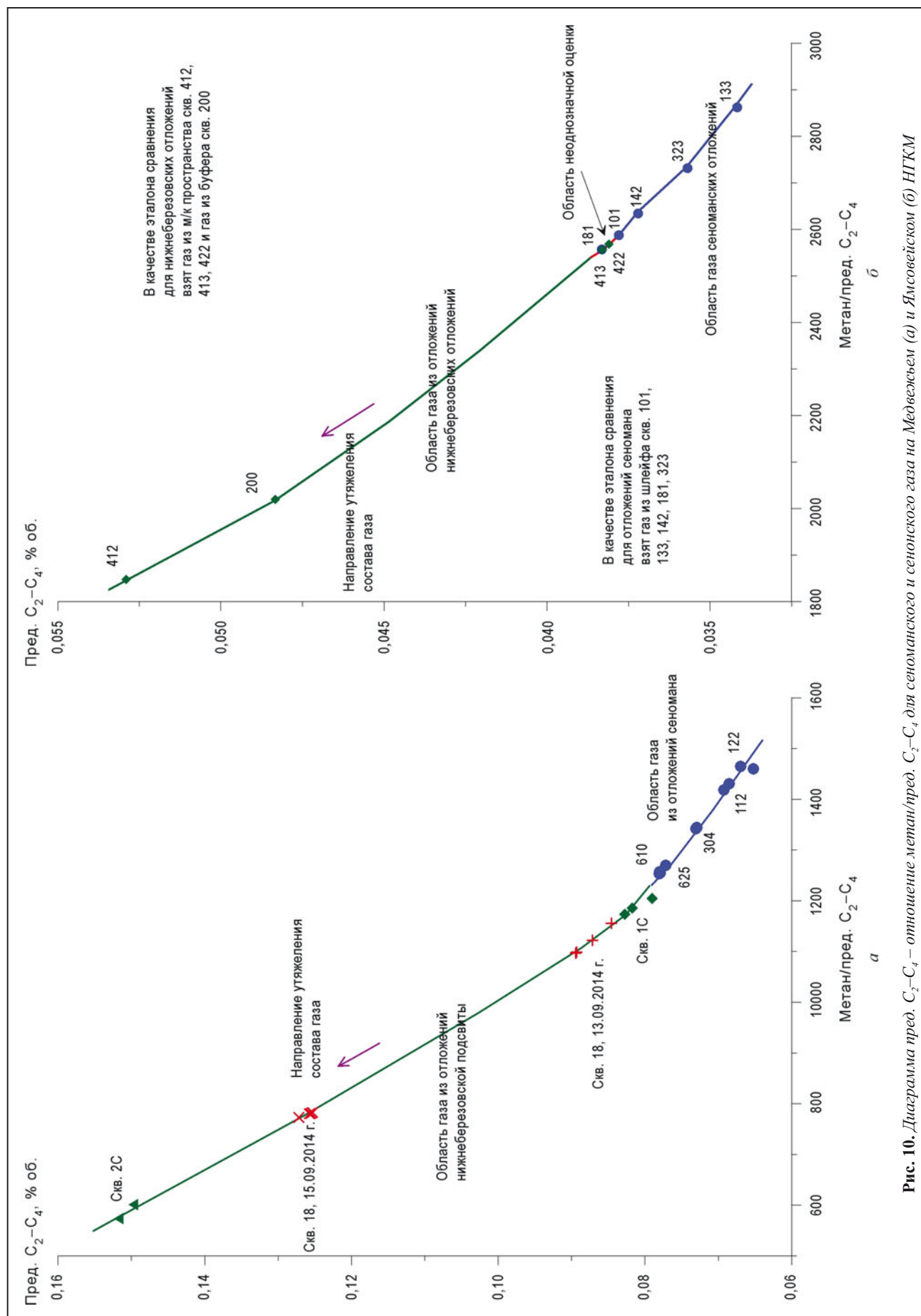
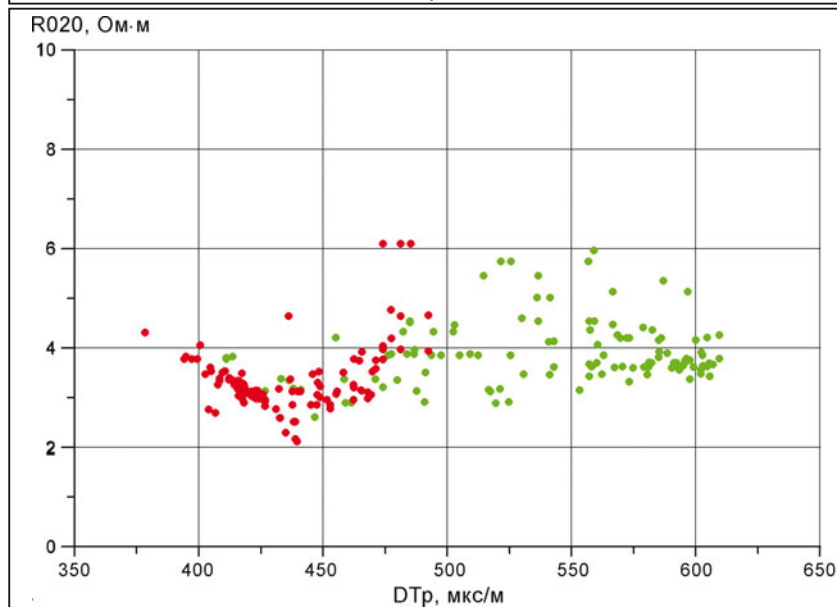
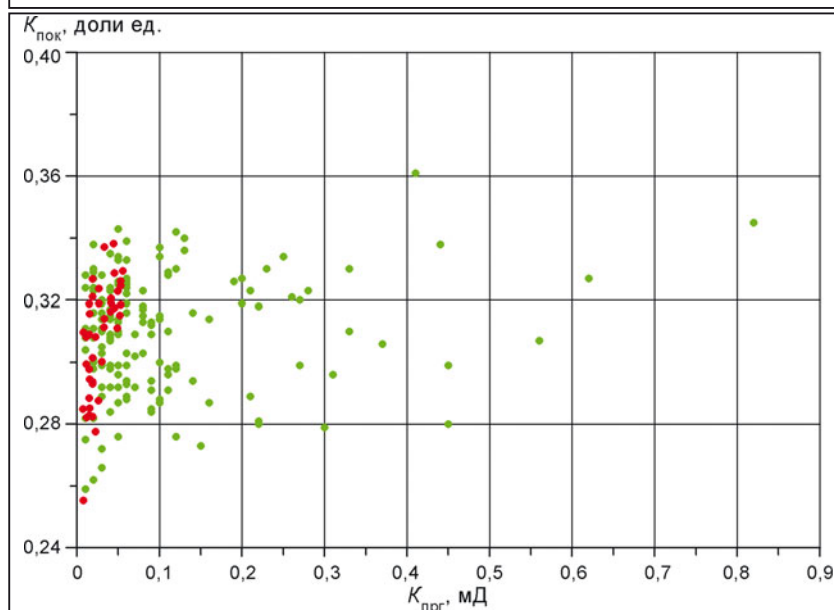
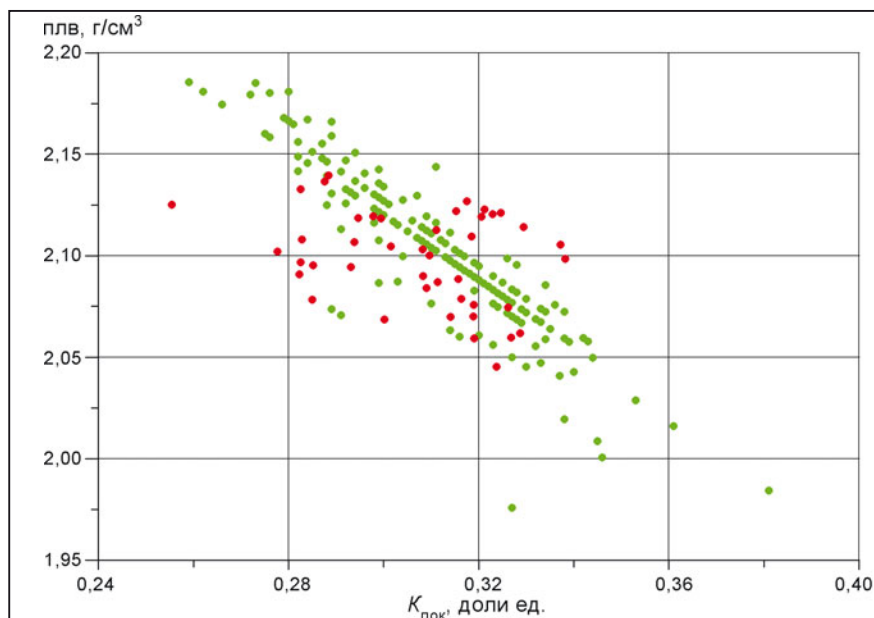


Рис. 10. Диаграмма пред. C_2-C_4 – отношение метан/пред. C_2-C_4 для сеноманского и сеноманского и сеноманского газа на Медвежьем (а) и Ямсовском (б) НГКМ



5. Представляется, что с целью повышения достоверности выделения коллекторских горизонтов, помимо комплекса стандартных методов ГИС, необходимо использовать также имиджинговые технологии, в частности ЯМК, позволяющие существенно повысить информативность выявления коллекторов в отложениях сенона.

6. При проведении акустического каротажа для регистрации поперечной и Лэмба – Стоунли волн в низкоскоростных разрезах желательно проводить акустический каротаж дипольными зондами.

7. При разработке турон-сенонских залежей следует обратить внимание на увеличение дебитов добычных скважин, поскольку, за некоторым исключением, их дебиты довольно низкие и являются малорентабельными. В этом направлении нам представляется возможным использование технологии бурения наклонно-горизонтальных скважин с последующим гидроразрывом пласта (ГРП), которая широко применяется при добыче сланцевого газа. Опыт разработки месторождений сланцевого газа в США позволил сформулировать ряд ключевых геолого-промысловых характеристик, среди которых американские и европейские исследователи выделяют ряд параметров, в том числе глубину залегания и толщину продуктивной зоны. Минимальной глубиной для перспективного газового комплекса считается 1000 м. Для сланцевых коллекторов минимальная толщина 25 м считается достаточной для начала разработки, однако большая толщина предпочтительнее. Оптимальной толщиной для бурения наклонно-горизонтальных скважин считается 125...150 м [13, 14].

Примерно таким параметрам геолого-промысловых характеристик и отвечают отложения турона (кузнецовская свита) и сенона (нижнеберезовская подсвита). Их глубины залегания составляют 1000...1100 м, а толщины – от 40...60 м (кузнецовская свита) до 102...108 м (нижнеберезовская подсвита).

Помимо вышеуказанных параметров не менее важными являются: термическая зрелость, типы керогена, газоносность и хрупкость (ломкость).

Для осуществления эффективного гидроразрыва пласта породы должны быть достаточно хрупкими. Для оценки хрупкости пород определяют содержание в них кремния: если этот показатель превышает 40 %, породы считаются достаточно хрупкими для проведения ГРП.

8. Идея разработки туронских и сенонских залежей углеводородов на севере Западной Сибири стала в настоящее время весьма актуальной в связи с истощением сеноманских залежей. Фактически она заняла определенную нишу в вопросе практической реализации освоения и добычи углеводородов из этих нетрадиционных и трудноизвлекаемых источников. Тем более что для ее претворения в жизнь имеются все необходимые ресурсы. Так, по данным [6], суммарные запасы туронского газа месторождений Западной Сибири составляют около 3 трлн м³, которые являются основной (около 80 %) экспортных поставок российского

газа в Европу. Ресурсы же сенонского газа только в объеме нижнеберезовской подсвиты на территории в 2000 км², объединяющей Медвежье, Северо-Уренгойское, Ямбургское, Ем-Яхинское и Песцовое месторождения, составляют около 5 трлн м³ газа [11]. Перспективность пород нижнеберезовской подсвиты обоснована наличием выявленных и прогнозируемых по данным ГИС залежей газа. Учитывая прямые признаки наличия залежей на десятках других месторождений и структур, общие ресурсы нетрадиционных скоплений газа в нижнеберезовской подсвите могут превысить 50 трлн м³.

Следует отметить, что разработка турон-сенонских залежей находится на начальном этапе реализации проектов по их промышленному освоению. И, как следует из вышеизложенного материала, ресурсный потенциал этих отложений является достаточно высоким, так что работы в данном направлении будут интенсивно развиваться.

ЛИТЕРАТУРА

1. Нетрадиционные газы севера Западной Сибири / В.Л. Бондарев, М.Ю. Миротворский, В.Л. Зверева, В.Т. Гудзенко, Г.И. Облеков, Р.М. Шайдуллин // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – М.: ОАО "ВНИИОЭНГ", 2008. – № 10.
2. Агалаков С.Е., Бакуев О.В. Новые объекты поисков углеводородов в надсеноманских отложениях Западной Сибири // Геология нефти и газа. – 1992. – № 11.
3. Агалаков С.Е. Газовые гидраты в туронских отложениях на севере Западной Сибири // Геология нефти и газа. – 1997.
4. Бакуев О.В. Вестник недропользователя ХМАО (ОАО ТНК). – 31 декабря 2009.
5. Дорофеев А., Ларин А. ОАО "Севернефтегазпром" – пилотный проект по освоению туронских залежей // Нефтегазовая вертикаль. – 2011. – № 15–16.
6. Пономарева Л. Курс на туронский газ // Нефть и газ Евразия. – 2012. – № 9.
7. Кузавова А. Сибирские ресурсы для Европы // Нефть и газ Евразия. – 2011. – № 11.
8. Отчет по договору № 522/12 на проведение геохимических исследований по скважине 1С Медвежьего НГКМ / В.Л. Бондарев, М.Ю. Миротворский, В.Б. Зверева [и др.]. – М., 2012.
9. Отчет по договору № 190/13 на проведение геохимических исследований по скважине 2С Медвежьего НГКМ / В.Л. Бондарев, М.Ю. Миротворский, В.Б. Зверева [и др.]. – М., 2012.
10. Проект поисково-разведочных работ в меловых и юрских отложениях Медвежьего месторождения / А.А. Нежданов, А.Ф. Огнев, Н.А. Туренков [и др.]. – Тюмень: ООО "ТюменьНИИгипрогаз", 2002.
11. Бакуев О.В. Прогноз залежей нефти и газа в мезозойских отложениях основных районов Западной Сибири: автореф. дис. ... канд. геол.-минер. наук. – СПб., 2003.
12. Агалаков С.Е., Стариков В.А. Оценка ресурсов газа в опоках березовской свиты на севере Западной Сибири // Геология и геофизика. – 2003. – Т. 44. – № 6.

13. Гафаров Н.А., Глаголева А.И. Нетрадиционные газовые ресурсы Западной Европы: оценки потенциальные и геологоразведка // Газовая промышленность. – 2012. – Спец. вып. – № 676.
14. Гудзенко В.Т., Вареничев А.А. Сланцевый газ. Информационно-аналитический обзор ВНИИТИ. – 2013.
15. Природа межконтинентальных газопоявлений Бованенковско-го НГКМ / В.В. Черепанов, С.Н. Меньшиков, С.А. Варягов, В.Л. Бондарев, М.Ю. Миrotvorskiy // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – М.: ОАО "ВНИИОЭНГ", 2011. – № 9.
16. Немченко Н.Н., Ровенская А.С., Шоелл М. Происхождение природных газовых залежей севера Западной Сибири // Геология нефти и газа. – 1999. – № 1–2.
17. Хефс Й. Геохимия стабильных изотопов. – М.: Мир, 1983.
18. Чудетский М.Ю. Индикаторы бактериального участия в процессах формирования скоплений углеводородов: автореф. дис. ... канд. геол.-минер. наук. – М., 2004.
19. Старобинец И.С., Гудзенко В.Т. Условия формирования многопластовых скоплений углеводородов по геохимическим данным (на примере Западной Сибири). Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – М.: ОАО "ВНИИОЭНГ", 2007. – № 3.
20. Зорькин Л.М., Старобинец И.С., Стадник Е.В. Геохимия природных газов и нефтегазоносных бассейнов. – М.: Недра, 1984.
21. Закономерности распределения изотопов C, N, He, Ar в газах месторождений Западной Сибири / Э.М. Прасолов, И.Л. Каменский, В.А. Лобков [и др.]. – VIII Всесоюз. симп. по стабильным изотопам в геохимии. – М.: ГЕОХИ АН СССР, 1980.
22. Топорков В.Г., Рудаковская С.Ю., Постников Е.В. Петрофизическая неоднородность разнофациальных пород-коллекторов турон-сеноманского возраста Западно-Сибирской плиты // Нефть. Газ. Новации. – 2014. – № 1.
7. Kuzavova A. Sibirskie resursy dlya Evropy // Neft' i gaz Evraziya. – 2011. – № 11.
8. Otchet po dogovoru № 522/12 na provedenie geokhimicheskikh issledovaniy po skvazhine 1S Medvezh'ego NGKM / V.L. Bondarev, M.Yu. Mirotvorskiy, V.B. Zvereva [i dr.]. – M., 2012.
9. Otchet po dogovoru № 190/13 na provedenie geokhimicheskikh issledovaniy po skvazhine 2S Medvezh'ego NGKM / V.L. Bondarev, M.Yu. Mirotvorskiy, V.B. Zvereva [i dr.]. – M., 2012.
10. Proekt poiskovo-razvedochnykh rabot v melovykh i yurskikh otlozheniyakh Medvezh'ego mestorozhdeniya / A.A. Nezhdanov, A.F. Ognev, N.A. Turenkov [i dr.]. – Tyumen': OOO "Tyumen'-NIIgiprogaz", 2002.
11. Bakuev O.V. Prognoz zalezhey nefiti i gaza v mezozoysskikh otlozheniyakh osnovnykh rayonov Zapadnoy Sibiri: avtoref. dis. ... kand. geol.-miner. nauk. – SPb., 2003.
12. Agalakov S.E., Starikov V.A. Otsenka resursov gaza v opokakh berezovskoy svity na severe Zapadnoy Sibiri // Geologiya i geofizika. – 2003. – T. 44. – № 6.
13. Gafarov N.A., Glagoleva A.I. Netraditsionnye gazovye resursy Zapadnoy Evropy: otsenki potentsial'nye i geologorazvedka // Gazovaya promyshlennost'. – 2012. – Spets. vyp. № 676.
14. Gudzenko V.T., Varenichev A.A. Slantsevy gaz. Informatsionno-analiticheskiy obzor VINITI. – 2013.
15. Priroda mezhkontonnykh gazoproyavleniy Bovanenkovskogo NGKM / V.V. Cherepanov, S.N. Men'shikov, S.A. Varyagov, V.L. Bondarev, M.Yu. Mirotvorskiy // Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdeniy. – M.: OAO "VNIIOENG", 2011. – № 9.
16. Nemchenko N.N., Rovenskaya A.S., Shoell M. Proiskhozhdenie prirodnykh gazovykh zalezhey severa Zapadnoy Sibiri // Geologiya nefiti i gaza. – 1999. – № 1–2.
17. Khefs Y. Geokhimiya stabil'nykh izotopov. – M.: Mir, 1983.
18. Chudetskiy M.Yu. Indikatory bakterial'nogo uchastiya v protsessakh formirovaniya skopleniy uglevodorodov: avtoref. dis. ... kand. geol.-miner. nauk. – M., 2004.
19. Starobinets I.S., Gudzenko V.T. Usloviya formirovaniya mnogoplastovykh skopleniy uglevodorodov po geokhimicheskim dannym (na primere Zapadnoy Sibiri). Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdeniy. – M.: OAO "VNIIOENG", 2007. – № 3.
20. Zor'kin L.M., Starobinets I.S., Stadnik E.V. Geokhimiya prirodnykh gazov i neftegazonosnykh basseynov. – M.: Nedra, 1984.
21. Zakonomernosti raspredeleniya izotopov C, N, He, Ar v gazakh mestorozhdeniy Zapadnoy Sibiri / E.M. Prasolov, I.L. Kamenskiy, V.A. Lobkov [i dr.]. – VIII Vsesoyuz. simp. po stabil'nym izotopam v geokhimii. – M.: GEOKhI AN SSSR, 1980.
22. Toporkov V.G., Rudakovskaya S.Yu., Postnikov E.V. Petrofizicheskaya neodnorodnost' raznofatsial'nykh porod-kollektorov turon-senoman'skogo vozrasta Zapadno-Sibirskoy plity // Neft'. Gaz. Novatsii. – 2014. – № 1.

LITERATURA

1. Netraditsionnye gazy severa Zapadnoy Sibiri / V.L. Bondarev, M.Yu. Mirotvorskiy, V.L. Zvereva, V.T. Gudzenko, G.I. Obekov, R.M. Shaydullin // Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdeniy. – M.: OAO "VNIIOENG", 2008. – № 10.
2. Agalakov S.E., Bakuev O.V. Novye ob"ekty poiskov uglevodorodov v nadsenoman'skikh otlozheniyakh Zapadnoy Sibiri // Geologiya nefiti i gaza. – 1992. – № 11.
3. Agalakov S.E. Gazovye gidraty v turonskikh otlozheniyakh na severe Zapadnoy Sibiri // Geologiya nefiti i gaza. – 1997.
4. Bakuev O.V. Vestnik nedropol'zovatelya KhMAO (OAO TNK). – 31 dekabrya 2009.
5. Dorofeev A., Larin A. OAO "Severneft'gazprom" – pilotnyy proekt po osvoeniyu turonskikh zalezhey // Neftegazovaya vertikal'. – 2011. – № 15–16.
6. Ponomareva L. Kurs na turonskiy gaz // Neft' i gaz Evraziya. – 2012. – № 9.



ОАО "ВНИОЭНТ"

Россия, 117420, г. Москва, ул. Наметкина, 14, корп. 2.

E-mail: vnioeng@vnioeng.ru
www.vnioeng.mcn.ru