








СПИСОК ИСПОЛНИТЕЛЕЙ

Начальник управления лабораторных исследований пластовых флюидов, технологических жидкостей и реагентов д-р геол.-минерал. наук		И.В. Гончаров
Главный специалист, к.г.-м.н.		С.В. Фадеева
Начальник сектора хроматографии и масс-спектрометрии, к.х.н.		М.А. Веклич
Главный специалист		И.И. Сухова
Младший научный сотрудник		А.В. Жердева
Инженер 1 категории		Е.Н. Коновалова
Инженер		М.А. Чудинова

УДК 553.98.550.84

Гончаров И.В. – Анализ устьевых проб нефти и газа со скважины №4 Еллей-Игайской площади. 41 стр., 6 стр. прил., 6 табл., 6 рис., 7 библ.

ОАО «ТомскНИПИнефть». Томск. Июнь 2018. (ООО «Бакчанефтегаз», ОАО «ТомскНИПИнефть»). Томская область.

РЕФЕРАТ.

Выполнены физико-химические и геохимические исследования устьевых проб нефти и газа из скважины №4 Еллей-Игайской площади.

По результатам хроматомасс-спектрометрического исследования нефтей рассчитан комплекс молекулярных параметров, основанных на распределении насыщенных, ароматических и гетероатомных соединений. По совокупности молекулярных параметров и изотопного состава углерода проведена генетическая типизация изученных флюидов. Сделано предположение об источниках нефти и газа из разных объектов разработки Еллей-Игайского месторождения.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА. Западная Сибирь, Еллей-Игайская площадь, молекулярные параметры, изотопный состав углерода, геохимические исследования, катагенез, нефть.

Составил
отв. исполнитель,
д.г.-м.н., проф.



И.В. Гончаров

РАСЧЕТ СТОИМОСТИ

на выполнение работ по теме:

«Анализ устьевых проб нефти и газа со скважины №4 Еллей-Итальянской площади»

№ п/п	Виды работ/исследований	Единица измерения	Объем	Стоимость единицы, руб. с НДС (18%)	Стоимость итого, руб. с НДС (18%)	Исполнитель
1	Примем и регистрация проб	проба	3	166,47	499,41	Лаборатория геохимии и газовых нефтей САО «ТомскНИПИнефть»
2	Анализ устьевых проб нефти				80 348,84	
2.1	Плотность при 20°С	проба	2	443,92	887,84	
2.2	Кинематическая вязкость (при 20°С)	проба	2	1 230,77	2 461,54	
2.3	Кинематическая вязкость (при 50°С)	проба	2	1 230,77	2 461,54	
2.4	Фракционный состав до 300 °С	проба	2	1 230,77	2 461,54	
2.5	Молекулярная масса	проба	2	2 663,50	5 327,00	
2.6	Содержание общей серы	проба	2	1 109,79	2 219,58	
2.7	Содержание смол и асфальтенов	проба	2	3 440,35	6 880,70	
2.8	Содержание парафинов	проба	2	6 658,74	13 317,48	
2.9	Температура застывания	проба	2	1 109,79	2 219,58	
2.10	Объемная доля воды	проба	2	554,90	1 109,80	
2.11	Содержание механических примесей в загрязненных пробах	проба	2	2 774,48	5 548,96	
2.12	Температура выкливания нефти парафином	проба	2	17 756,64	35 513,28	
3	Компонентный состав попутного газа C ₁ -C ₁₀	проба	1	7 213,64	7 213,64	
4	Геохимические исследования проб нефти и газа				107 982,54	
4.1	Групповой анализ нефтей (выделение и определение количественного содержания насыщенных, ароматических углеводородов, смол и асфальтенов)	проба	2	9 988,11	19 976,22	
4.2	ХМС анализ насыщенной фракции в режиме SIM	анализ	2	14 538,25	29 076,50	
4.3	ХМС анализ ароматической фракции в режиме SIM	анализ	2	14 538,25	29 076,50	
4.4	Изотопный состав углерода жидких и твердых проб (нефть, насыщенная фракция, ароматическая фракция, смолы, асфальтены)	анализ	10	1 889,54	18 895,40	
4.5	Изотопный состав углерода метана	анализ	1	2 108,50	2 108,50	
4.6	Изотопный состав углерода газовых компонентов C ₂ -C ₅ , при содержании компонента не менее 0,1 %	анализ	1	8 878,32	8 878,32	
5	Оформление протоколов КХА, Оформление Заключения с приложением фактического материала (10 % от стоимости услуги по договору)		10% от стоимости работ		19 604,44	
Итого с НДС (18%), руб.:					215 648,87	



	6
	7
1.	8
1.1.	-	8
1.2.	(..... ,	9
	,)	9
1.3.	-	9
1.4.	11
1.5.	12
1.6.	13
2.	15
2.1.	-	15
2.2.	17
2.3.	-	18
2.4.	26
2.5.	28
	33
	34
	35

2.1 -	23
2.2 -	25
2.3 -	25
2.4 -	27
2.5 -	31
2.6 -	32

1.1 –	,	10
2.1 -	-	4 -
		15
2.2 -		4 -
		17
2.3 –	,		
	-	(
)	4 -
		2.3
			19
2.4 -		
			24
2.5 -		-
			26
2.6 -			
	.4	-	!
			.

1.

1.1.

-

-

:

,

,

,

,

,

,

-

20⁰

3900-85.

20 50⁰

33-2000.

HORIBA

51947-2002

51947-2002

0,0150 % 5,00 %.

153-39.2-048

CRYETTE.

-

,

,

20 ° (11851)

.

2177-99,

100⁰ 300⁰

50⁰ .

20287.

39.034-76.

2477-2014.

6370-83.

1.2.

(

)

[1].

500

10

200-500

1.3.

«Hewlett Packard» 6890/5973

HP-1-MS (30 ; 0.25)

(3

45 , 45 310

3 / ,

310 -

20).

ChemStation.

1.1.

	; ()		.
/	/ (m/z 57)		., 1981
Ki	(+)/(- 17+ - 18) (m/z 57)		., 1974
4MDBT/1MDBT	4MDBT/1MDBT (- , m/z 198)		Radke M. et al., 1986
MPI-1	$1,5*(2MP+3MP)/(0.69*P+1MP+9MP)$ (P- , m/z 178; MP - , m/z 192; 0.69- ,)		Radke M. et al., 1986
C29/C27St	C ₂₉ /C ₂₇ , m/z 218	28 29	Grantham P.J. et al., 1988
C28/C29St	C ₂₈ /C ₂₉ , m/z 218	28 29	Grantham P.J. et al., 1988
S/(S+R) C29 St	S/(S+R), % (S R – S R 5α,14α,17α(H)- , m/z 218)	S R 29	Seifert W.K. et al., 1986
ββ/(ββ+αα) C29 St	SS/(SS+rR), % (– S R 5α,14 ,17 (H)- 5α,14α,17α(H)- , m/z 218)	ββ αα 29	Seifert W.K. et al., 1986
DIA/REG	Dia/Reg (Dia - S R 13β,17α(H)- , Reg - S R 5α,14α,17α(H)- 5α,14β,17β(H)- , m/z 217)	- 27	Mello M.R. et al., 1988
Ts/(Ts+Tm)	(Ts – 22,29,30- , Tm – 22,29,30- , m/z 191)	Ts Tm	Seifert W.K. et al., 1978
H31S/(S+R)	S/(S+R), % (S R – 7α,21β (H)-29- , m/z 191)	S R 31	Ensminger A. et al., 1977; Seifert W.K. et al., 1980
H/(H+M)	H/(H+M) (H- , M- , m/z 191)	-	Seifert W.K. et al., 1980
35/ 34	S R S R 34 (m/z 191) 35		Peters K.E. et al., 2005
29/ 30	29 30 (m/z 191)		Peters K.E. et al., 2005
TA(I)/TA(I+II)	TA(I)/TA(I+II) TA(I) – 20- , TA(II) – 20S 20R, 20S 20R, 20S 20R, (m/z 231)		Beach F. et al., 1989
ABI	2 21/(20+ 22), (21) 14-(20) 15- 16- (22), (m/z 91)		., 2013
/	- 13- 16 (m/z		., 2013

	;()		.
91)	- 13- 16 (m/z 57)		
	26- 25 27		.., 2013

,
 ,
 .
 (, .).
 ,
 -
 .
 « - », ,
 .
 ,
 -
 , .2 -
 (.2676-2683 , 1^3).

1.4.

- DELTA V ADVANTAGE
 («Thermo Fisher Scientific», ,)
 Flash 2000 ConFlo IV,
 -
 , 2 -
 .
 -
 .
 , -
 - .
 :

$$\delta (\text{‰}) = \left(\frac{R_x - R_{std}}{R_{std}} \right) * 1000,$$

R – ;

x – , ;

std – , .

9-10

– NBS-22 (mineral oil) c

13

$\nu_{PDB} = -30,03 \text{ ‰}$ IAEA-CH-7 (polyethylene) = $-32,15 \text{ ‰}$

3

0,1 ‰.

1.5.

31371.7-2008 ()

5000.2

2000 .

5000.2,

3

(3

)

:

²⁻⁵

(L = 3 , Ø = 2),

Haysep R

80/100

1.

2

NaX 60/80 (L = 2 , Ø = 3).

CaA 60/80 (L = 4 , Ø = 3)

3.

:

,⁰

40

,⁰

200

(130),⁰ / 9
 (130 200),⁰ / 15
 ,⁰ 210
 1 (TCD1),⁰ 210
 2 (TCD2),⁰ 210
 3 (TCD3),⁰ 210
 - 1 (, , ,)
 - 1 , / 35
 - 2 ()
 - 2 , / 15
 6- 10 2000 ,
 - (), HP-1
 (30 × 0,319 × 3,00).

6- 10
 ,⁰ 40
 ,⁰ 150
 ,⁰ / 6
 ,⁰ 160
 ,⁰ 180
 -
 - , / 61,5
 (2.5).

1.6.

2- 5 DELTA V
 ADVANTAGE, ConFlo IV
 TRCE GC ULTRA, GC Isolink
 PoraPlot Q (50 • 0,32 • 10).

,⁰ 35 (12 .)
 ,⁰ 200 (10 .)
⁰ / 20
 ,⁰ 120
 , / 2

2- 5:
 ,⁰ 40
 ,⁰ 150 (20 .)
⁰ / 10
 ,⁰ 120
 , / 2

(blackflush),

¹³

0,1 .%

3

0,2 ‰.

AIR LIQUIDE,

:

Thermo 1.1 High: ¹³ v_{PDB}(CH₄) = -45,5 ‰,

Thermo 1.2 High: ¹³ v_{PDB} (CH₄) = -24,1 ‰.

2.

2.1. -

-
4 -

:

- 1) 9, 5, : 2764-2772 ;
- 2) 10, 1(2-3-4), : 2661-2664 , 2656-2659 , 2641-2643 .

2.1 ().

2.1 - - 4 -

		· - - .9 -, .4,	- .10 -, .4,
		180192	180193
		10.01.2018	25.01.2018
		5	1(2-3-4)
		2764-2772	2661-2664 , 2656-2659 , 2641-2643
20	/ ³	781,3	826,1
	% .	0,0762	0,325
	% .	0,58	0,78
	% .	2,0	4,2
	% .	0,4	0,9
		156,0	186,0
	:		
		70,0	63,0
100	% .	1,0	2,0
150	% .	21,0	11,0
200	% .	48,0	25,0
250	% .	67,0	43,0
300	% .	81,0	64,0

2.1

-

5

1 (2-3-4).

5

, 300⁰

81,0 %,

1 (2-3-4) – 64,0 %.

5.

100⁰ .

, 81 %

300 0 .

51858-2002,

:

1)

9,

5,

: 2764-2772 ;

-

-

(

-

0,60 %

);

-

0 (

).

2)

10,

1(2-3-4),

: 2661-2664 , 2656-2659 , 2641-

2643 .

-

-

(

-

0,60 %

);

-

1 (

).

5

1 (2-3-4)

-

2015 2016 . .

-

5,

2015 .

2.2.

(. 1.2)

2.2.

2.2 -

4

			%	.
2661-2664, 2656-2659, 2641-2643	1 (2-3-4)	25.01.2018	65,66	26,85
2764-2772	5	10.01.2018	82,06	13,92

2.2

5

1 (2-3-4).

()

5

1. (5)

1.

().

2.3.

-

-

-

,

.

()

-

Hewlett-Packard 6890/5973

SIM.

,

().

2.3.

.

2.3 –

()

4 -

			/	Ki	4 / 1	28/ 29 St	29/ 27 St	35/ 34	ABI	/	
2990-3000	. . Pz	2016	1,75	0,23	4,10	0,44	2,42	. .	2,13		
2661-2664, 2656-2659 2641-2643	1(2-3-4)	25.01.2018	1,43	0,41	2,18	0,84	0,93	0,86	1,15	2,15	0,71
2764-2772	5	10.01.2018	1,97	0,23	2,40	0,75	1,08	0,82	1,70	0,98	0,93

2.3

			S/(S+R) St-C29	bb/(aa+bb) St-C29	Ts/ (Ts+Tm)	H/(H+M)	H29/ H30	H31 S/(S+R)	DIA/ REG	TA(I)/ TA(I+II)	MPI-1
2990-3000	. . Pz	2016	0,49	0,55	0,54	0,88	0,66	0,60	0,68	0,23	0,67
2661-2664 , 2656-2659 , 2641-2643	1(2-3-4)	10.01.2018	0,55	0,50	0,42	0,90	0,61	0,58	2,17	0,25	0,56
2764-2772	5	25.01.2018	0,55	0,51	0,48	0,89	0,70	0,60	1,58	0,22	0,55

:

1.1

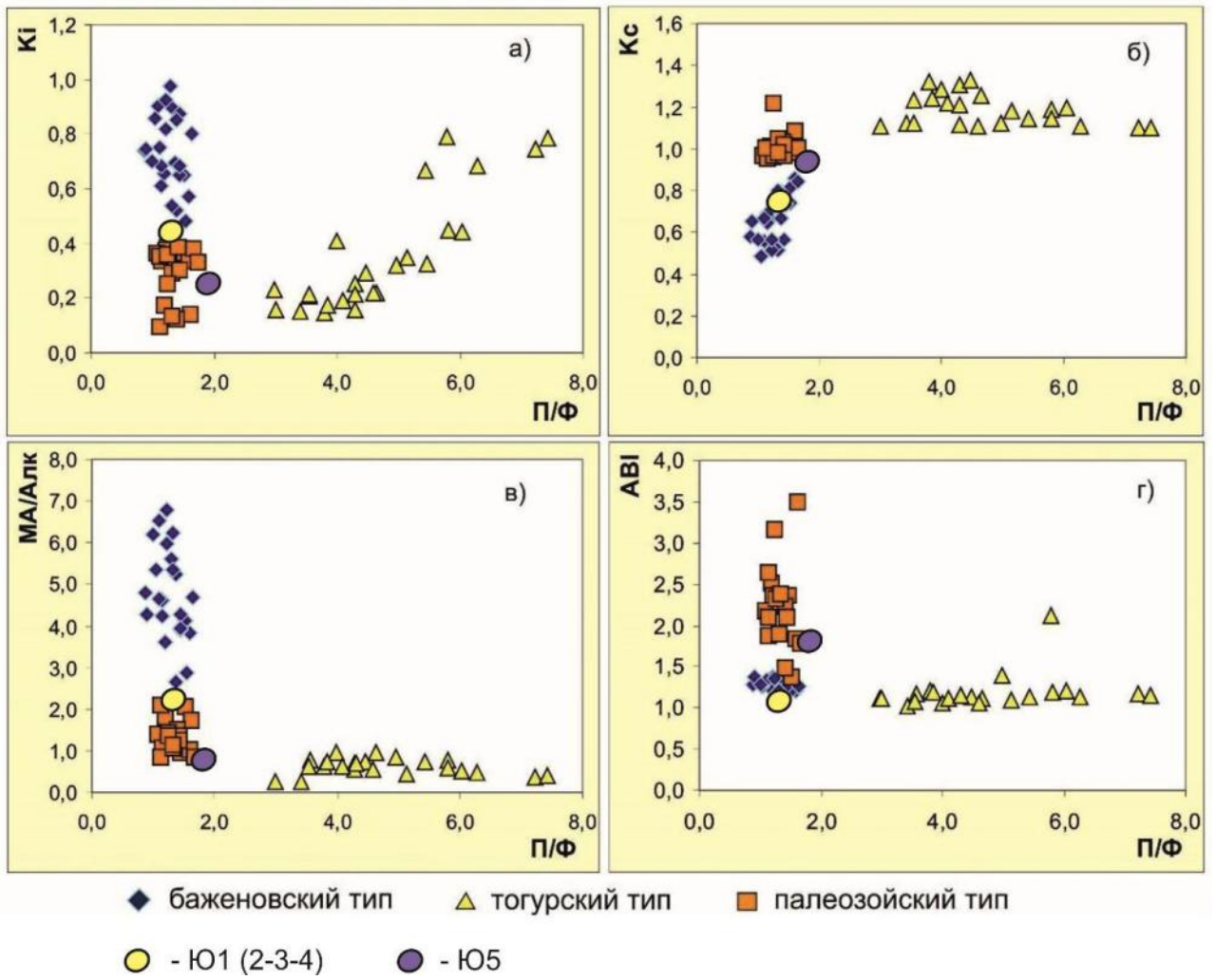
...

2.3 ,
 , - , .
 , ().
 / 1,43 1,97.
 / - ,
 . 1 ,
 , 5.
 35/ 34 0,5
 .
 ,
 27 - 29.
 29
 , 27 - .
 . 29 (350
 .), [2].
 28/ 29 ABI (- 21
 20- 22) [3].
 29/ 27
 .
 29/ 27St : 1 - 0,93,
 5 - 1,08. 35/ 34
 .
 ABI ,
 (). 5 ABI,
 , .
 (,) (,
) ABI 1,20 - 1,40 [3].
 29/ 27 , 5
 . 29/ 27
 - ,
 15- (ABI 1,4 - 1,5).
 5 ,
 28/ 29St (0,75),

28/ 29 0,5,
 0,3-0,5. , 5 / (-
).
 / 1,70 - 1,80.
 Ki 5 ,
 (/ , 28/ 29St)
 1 ABI,
 28/ 29St
 1 DIA/REG (2,17),
 (/),
 DIA/REG 0,6 - 1,0,
 - 0,6 - 1,0. ,
 [2].
 DIA/REG 1
 ,
 5
 (1,58),
 ,
 ,
 .. 2016 , ,
 0,68 (2.3). ,
 (S/(S+R)C₂₉, /(+)C₂₉)
 30 (H/(H+M)) / (2.3).
 , 5 1 .

[2].

1 Ki , 5,
 1 , . ,
 5. 29/ 30, Ts/(Ts+Tm), TA(I)/TA(I+II),
 DIA/REG, 4 /1 (2.3)
 Ki 1 (0,4)
 , .
 , .
 1 .
 , .
 (Ki, MPI-1)
 (, ,),
 1 (2-3-4).
 , ,
 - 1 (2-3-4),
 (2.1). 1 (2-3-4)
 , , ,
 .
 (2.3),
 - 5,
 ,
 (2.2).
 5 .
 (/ , 29/ 28St).



2.1 -

2.4

2-

- 10

13 (

(‰))

PDB.

2.4

2.2

13

2.4

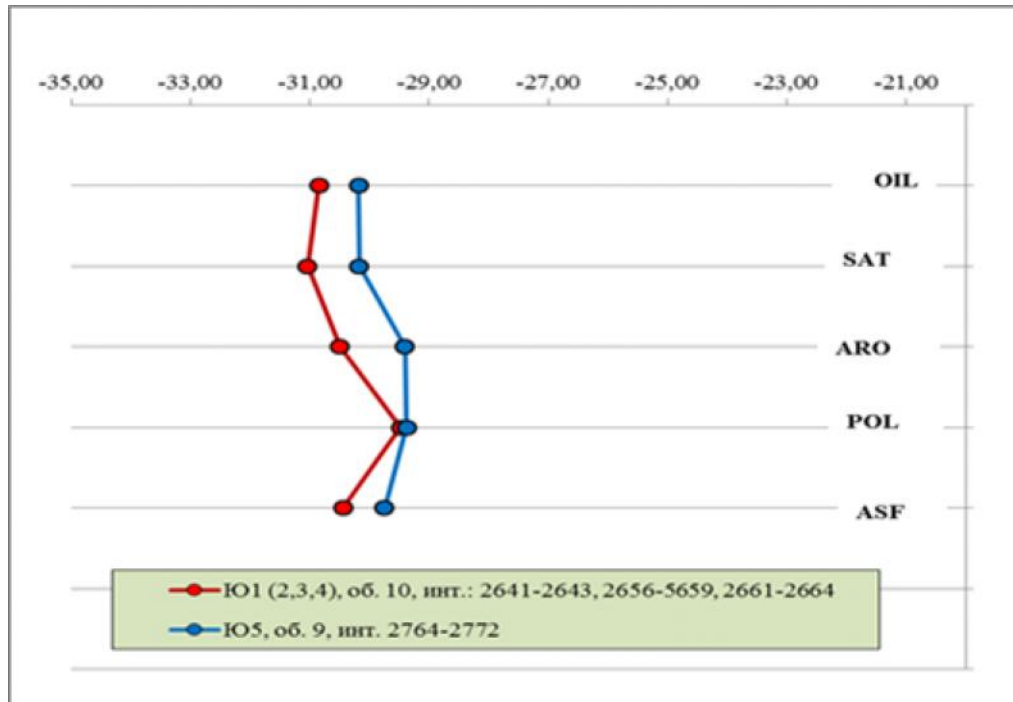
13

2.3

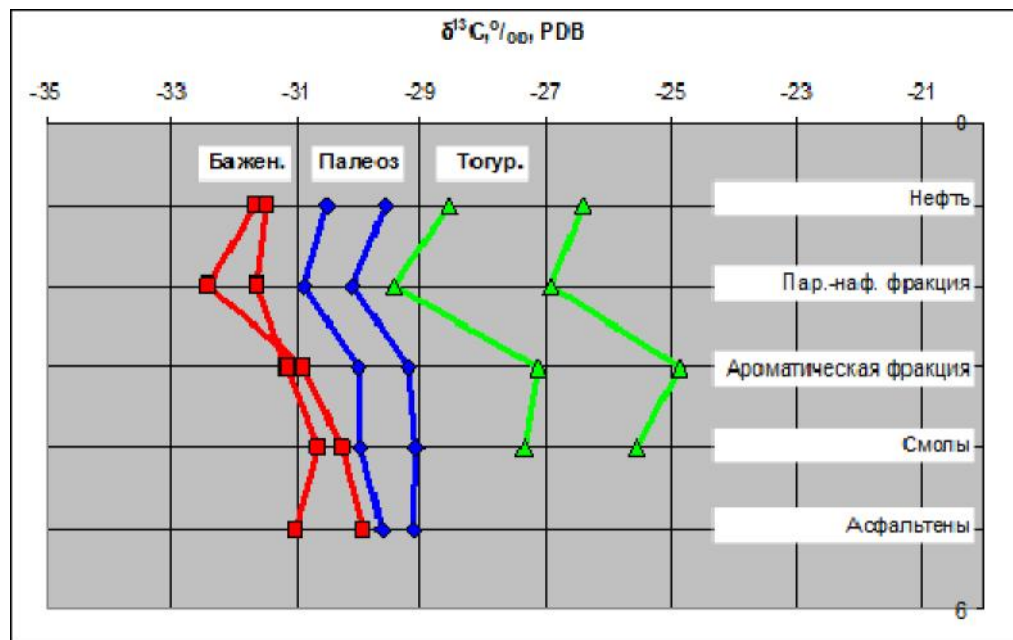
2.4 -

,							
2661-2664, 2656-2659, 2641-2643	1(2-3-4)	25.01.2018	-30,85	-31,04	-30,50	-29,47	-30,44
2764-2772	5	10.01.2018	-30,18	-30,17	-29,41	-29,37	-29,74

: - -



2.2 -



2.3 -

2.2 2.3 , () 1 (2-3-4)
 13 ,
 13 5
 ,
 1 (2-3-4)
 (2.2).

2.4.

2764-2772) . 5 (

31371.7-2008 () .

2.5 () .

2.5 -

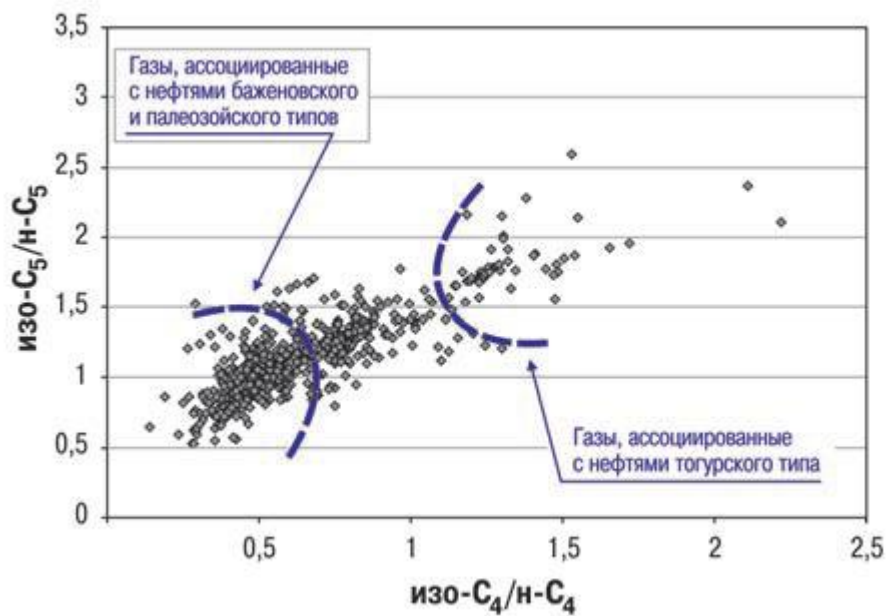
(, %)	- , .4, .9, 5; : 2764-2772
	0,0118
	0,0333
	1,22
	1,17
	91,64
	3,06
	1,64
	0,450
-	0,343
	0,161
-	0,116

6	0,092
7	0,048
8	0,0130
9	0,0019

91,64 % ..
 (..) 1,17 0,0118 % ..
 1,22% ..

[7] ..
 (..), ..
 0,5 - 0,6 (2.4).

1,2.



2.4 -

1,3,

()

(. 2.2, 2.3).

(2.4). . .

[4].

2.5.

2- 5

13 (- ‰). 13 -

PDB,

$$^{13} \text{ (‰)} = \{[(^{13} /^{12}) : (^{13} /^{12})] - 1\} \cdot 1000.$$

$^{13} /^{12}$ (13)
 13

0.1 .%

13 (1) 0.2‰.

PEF-1

$^{13} = -31.8‰.$

2.6.

2.6 -

.4

-

			u13C, ‰						
,							,		,
2764 - 2772	5	14.01.2018	-47,5	-31,5	-29,2	-28,5	-28,4	-27,3	-27,3

2.5

(1 - 5)

5

2015

[4].

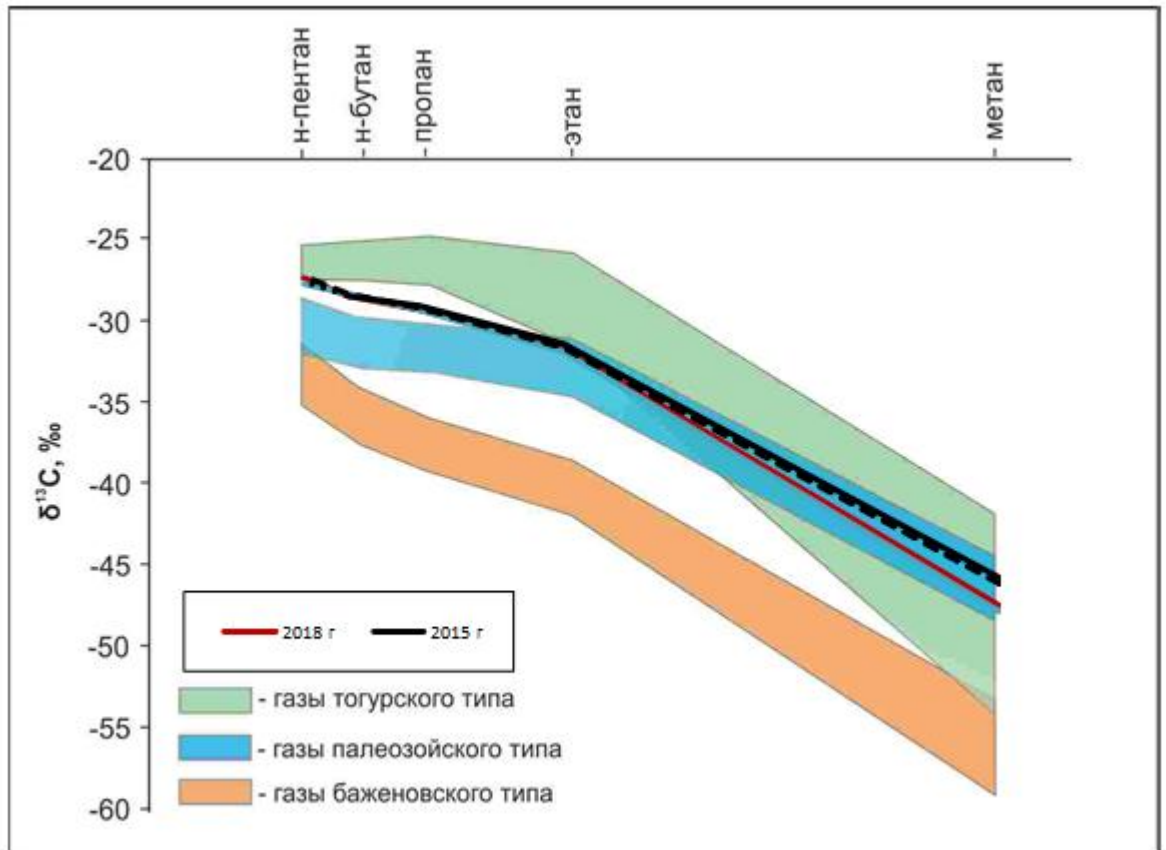
2.5

5

2015

(2.6),

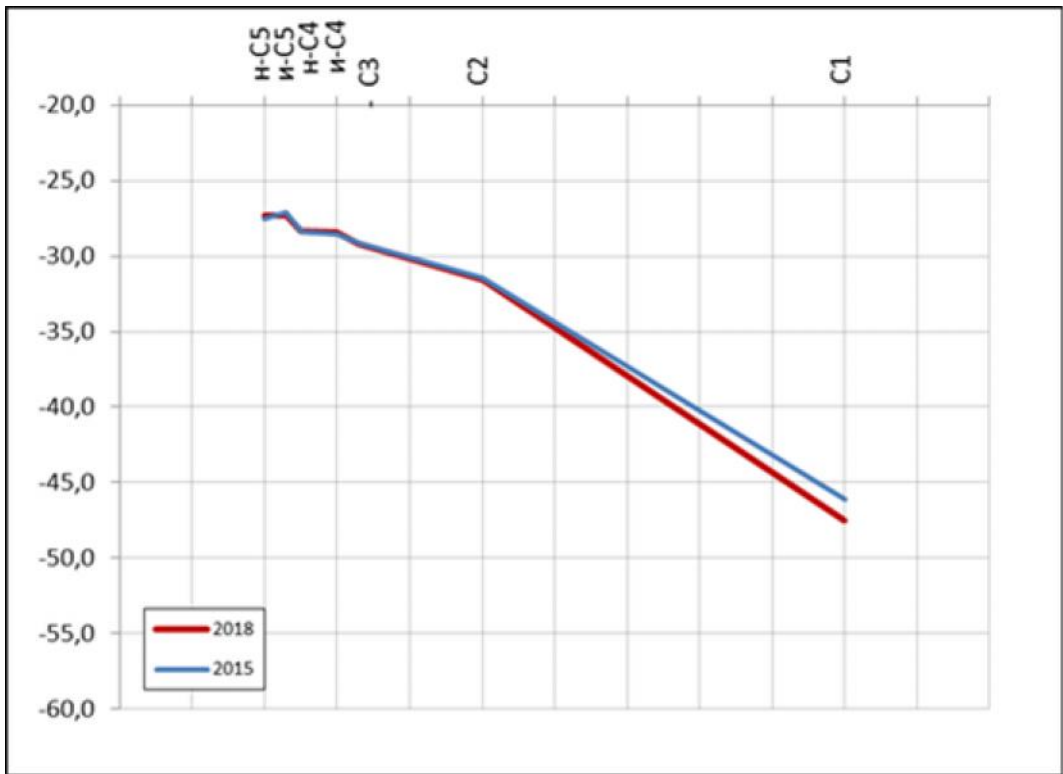
5



2.5 –

(2018 2015 .)

()



2.6 –

(1 - 5)

:

1. - -
(2015 2016 .). 5 ,
1. , ,
2. (-
) ,
1 (2-3-4)
,
(). ,
- , , oil window,
,
3. 5
4. , 5,
5 -
,
5. ,
-

1.)/ . . , . . ,
 , . . , . . . - .: ,1984. - 431 .
2. Peters K.E., Walters C.C., Moldowan J.M. The biomarker guide. – Cambridge, U.K.: Cambridge University Press. – 2005. – 1155 p.
3. . . , . . , . . , . . //
 . - « « ».- 2013. - 4. -
 .20-29.
4. , . . , . . , . . , . . , . .
 . . - // .- 2012. - 11.
 - .8-13.
5. , . . , . . , . . ,
 - () //
 .- 2014. - 11. - .12-16.
6. , . . , . . , . .
 // : V
 .- : - , 2003 .
 -C. 10-13.
7. . . , . . , . . , . .
 - // .- 2005. -
 8. - . 810-816.

ОАО «ТомскНИПИнефть»

Лаборатория геохимии и пластовых нефтей

Аттестат аккредитации № РОСС RU.0001.512150
634027, г. Томск, пр. Мира, 70

выдан 13 октября 2015 г.
тел.: (3822) 611800 вн. 2190, факс (3822) 611880

ПРОТОКОЛ РЕЗУЛЬТАТОВ ИСПЫТАНИЙ № 120

от 14.06.2018 г.

Экз. № 1

Наименование и адрес заказчика: ООО «Бакcharнефтегаз», 634021, г. Томск, пр. Фрунзе, 111

Объект испытания: нефть
Дата получения объекта: 17.04.2018 г.
Дата отбора: 10.01.2018 г.
Даты проведения испытания: 18.04.2018 г. – 08.06.2018 г.
Шифр пробы: Р180192
Место отбора: Еллей-Итайское м-е, скв. 4, об. 9
Условия отбора: пласт Ю₅, интервал перфорации: 2764-2772 м

ПОКАЗАТЕЛЬ	ЕДИНИЦА ИЗМЕРЕНИЯ	ПДНА МИ	РЕЗУЛЬТАТ ИСПЫТАНИЯ	ПОГРЕШНОСТЬ, ±Δ	ПРИМЕЧАНИЕ
Плотность	кг/м ³	ГОСТ 3900-85 п.1	781,3	1,1	при 20 °С
Вязкость кинематическая	мм ² /с	ГОСТ 33-2000	2,106	0,036	при 20 °С
Вязкость кинематическая	мм ² /с	ГОСТ 33-2000	1,326	0,023	при 50 °С
Массовая доля серы	%	ГОСТ Р 51947-2002	0,0762	0,0113	-
Массовая доля парафина	%	ГОСТ 11851-85 (метод А)	0,4	0,2	-
Массовая доля воды	%	ГОСТ 2477-2014	1,0	0,1	-
Массовая доля механических примесей	%	ГОСТ 6370-83	0,26	0,14	-
Фракционный состав: - объем отгона	°С % об.	ГОСТ 2177-99 (метод Б)	НК – 70,0 до 100 °С – 1,0 до 150 °С – 21,0 до 200 °С – 48,0 до 250 °С – 67,0 до 300 °С – 81,0	5,0 1,4	-
Температура застывания	°С	ГОСТ 20287-91 (метод Б)	минус 21,0	6,0	-

Заведующий лабораторией



В. В. Самойленко /Векше М. А.1

Протокол испытания не может быть частично воспроизведен без письменного разрешения заведующего лабораторией.
Результаты протокола относятся только к объекту, прошедшему испытанию.
Проба отобрана Заказчиком. Лаборатория не несет ответственность за отбор проб.

ОАО «ТомскНИПИнефть»
Лаборатория геохимии и пластовых нефтей

634027, г. Томск, пр. Мира, 70

тел.: (3822) 611800 вн. 2190, факс (3822) 611880

Приложение
к протоколу результатов испытаний № 120
от 14.06.2018 г.
Экз. № 4

Наименование и адрес заказчика: ООО «Бакcharнефтегаз», 634021, г. Томск, пр. Фрунзе, 111

Объект испытания: нефть
Дата получения объекта: 17.04.2018 г.
Дата отбора: 10.01.2018 г.
Даты проведения испытания: 18.04.2018 г. – 08.06.2018 г.
Шифр пробы: P180192
Место отбора: Еллей-Игайское м-е, скв. 4, об. 9
Условия отбора: пласт Ю3, интервал перфорации: 2764-2772 м

ПОКАЗАТЕЛЬ	ЕДИНИЦА ИЗМЕРЕНИЯ	НД НА МИ	РЕЗУЛЬТАТ ИСПЫТАНИЯ	ПОГРЕШНОСТЬ, ±Δ
Массовая доля асфальтенов	%	Методика ВНИИ НП	0,58	0,08
Массовая доля смол силикагелевых	%	Методика ВНИИ НП	2,0	0,3
Молекулярная масса		ОСТ 153-39.2-048-2003	156,0	6,7
Температура насыщения нефти парафином	°С	ОСТ 39.034-76	минус 3,0	3,0

/Заведующий лабораторией



В. В. Самойленко / Веклич М.А.

ОАО «ТомскНИПИнефть»

Лаборатория геохимии и пластовых нефтей

Аттестат аккредитации № РОСС RU.0001.512150
634027, г. Томск, пр. Мира, 70

выдан 13 октября 2015 г.
тел.: (3822) 611800 вн. 2190, факс (3822) 611880

ПРОТОКОЛ РЕЗУЛЬТАТОВ ИСПЫТАНИЙ № 121

от 14.06.2018 г.

Экз. № 4

Наименование и адрес заказчика: ООО «Бакчарнефтегаз», 634021, г. Томск, пр. Фрунзе, 111

Объект испытания: нефть
 Дата получения объекта: 17.04.2018 г.
 Дата отбора: 25.01.2018 г.
 Даты проведения испытания: 18.04.2018 г. – 08.06.2018 г.
 Шифр пробы: Р180193
 Место отбора: Еллей-Игайское м-е, скв. 4, об. 10
 Условия отбора: пласт Ю1(2-3-4), интервал перфорации: 2661-2664 м, 2656-2659 м, 2641-2643 м

ПОКАЗАТЕЛЬ	ЕДИНИЦА ИЗМЕРЕНИЯ	НД НА МИ	РЕЗУЛЬТАТ ИСПЫТАНИЯ	ПОГРЕШНОСТЬ, ±Δ	ПРИМЕЧАНИЕ
Плотность	кг/м ³	ГОСТ 3900-85 п.1	826,1	1,1	при 20 °С
Вязкость кинематическая	мм ² /с	ГОСТ 33-2000	4,640	0,079	при 20 °С
Вязкость кинематическая	мм ² /с	ГОСТ 33-2000	2,472	0,042	при 50 °С
Массовая доля серы	%	ГОСТ Р 51947-2002	0,325	0,033	-
Массовая доля парафина	%	ГОСТ 11851-85 (метод А)	0,9	0,4	-
Массовая доля механических примесей	%	ГОСТ 6370-83	3,30	0,14	-
Фракционный состав: - объем отгона	°С % об.	ГОСТ 2177-99 (метод Б)	НК – 63,0 до 100 °С – 2,0 до 150 °С – 11,0 до 200 °С – 25,0 до 250 °С – 43,0 до 300 °С – 64,0	5,0 1,4	-
Температура застывания	°С	ГОСТ 20287-91 (метод Б)	минус 20,0	6,0	-

Заведующий лабораторией



В. В. Самойленко *Векшич М.А.*

Протокол испытания не может быть частично воспроизведен без письменного разрешения заведующего лабораторией.
 Результаты протокола относятся только к объекту, прошедшему испытанию.
 Проба отобрана Заказчиком. Лаборатория не несет ответственность за отбор проб.

**ОАО «ТомскНИПИнефть»
Лаборатория геохимии и пластовых нефтей**

634027, г. Томск, пр. Мира, 70

тел.: (3822) 611800 вн. 2190, факс (3822) 611880

**Приложение
к протоколу результатов испытаний № 121
от 14.06.2018 г.
Экз. № 1**

Наименование и адрес заказчика: ООО «Бакчарнефтегаз», 634021, г. Томск, пр. Фрунзе, 111

Объект испытания: нефть
Дата получения объекта: 17.04.2018 г.
Дата отбора: 25.01.2018 г.
Даты проведения испытания: 18.04.2018 г. – 08.06.2018 г.
Шифр пробы: P180193
Место отбора: Елсей-Игайское м-е, скв. 4, об. 10
Условия отбора: пласт Ю1(2-3-4), интервал перфорации: 2661-2664 м, 2656-2659 м, 2641-2643 м

ПОКАЗАТЕЛЬ	ЕДИНИЦА ИЗМЕРЕНИЯ	НД НА МИ	РЕЗУЛЬТАТ ИСПЫТАНИЯ	ПОГРЕШНОСТЬ, ±Δ
Массовая доля асфальтенов	%	Методика ВНИИ НП	0,78	0,11
Массовая доля смол силикагельных	%	Методика ВНИИ НП	4,2	0,6
Молекулярная масса		ОСТ 153-39.2-048-2003	186,0	8,0
Температура насыщения нефти парафином	°С	ОСТ 39.034-76	минус 1,0	3,0
Массовая доля воды	%	ГОСТ 2477-2014	81,0	2,9

Заведующий лабораторией



В. В. Самойленко / Векшич М. А.

ПРОТОКОЛ РЕЗУЛЬТАТОВ ИСПЫТАНИЙ № 122
от 14.06.2018 г.
Экз. № 1

Наименование и адрес заказчика: ООО «Бакчарнефтегаз», 634021, г. Томск, пр. Фрунзе, 111

Наименование объекта (в соответствии с областью аккредитации): газы горючие природные для промышленного и коммунально-бытового назначения
 Объект исследования: газ
 Дата получения объекта: 17.04.2018 г.
 Дата отбора: 14.01.2018 г.
 Даты проведения испытания: 27.04.2018 г.
 Шифр пробы: Р180194
 Место отбора: Еллей-Игайское м-е, скв. 4, об. 9
 Условия отбора: пласт Ю₅, интервал перфорации: 2764-2772 м

ПОКАЗАТЕЛЬ, ЕДИНИЦА ИЗМЕРЕНИЯ	ИД НА МИ	РЕЗУЛЬТАТ ИСПЫТАНИЯ	РАСПИРЯЮЩАЯ АБСОЛЮТНАЯ НЕОПРЕДЕЛЕННОСТЬ РЕЗУЛЬТАТОВ ИСПЫТАНИЙ, ± U(X) ПРИ K=2	ПРИМЕЧАНИЕ
Молярная доля гелия, %	ГОСТ 31371.7-2008 (метод А)	0,0118	0,0009	
Молярная доля водорода, %		0,0333	0,0022	
Молярная доля диоксида углерода, %		1,22	0,07	
Молярная доля азота*, %		1,17	0,05	
Молярная доля метана*, %		91,64	0,08	
Молярная доля этана, %		3,06	0,12	
Молярная доля пропана, %		1,64	0,10	
Молярная доля изобутана, %		0,450	0,027	
Молярная доля н-бутана, %		0,343	0,021	
Молярная доля изоопентана, %		0,161	0,010	
Молярная доля н-пентана, %		0,116	0,007	
Молярная доля гексанов, %		0,092	0,006	
Молярная доля гептанов, %		0,048	0,003	
Молярная доля октанов, %		0,0130	0,0013	
Плотность, кг/м ³	ГОСТ 31369-2008	0,7506	0,0030	расчетная величина, t=20 °C
Плотность относительная		0,6231	0,0025	P=101,325 кПа
Теплота сгорания низшая, МДж/м ³		35,38	0,08	расчетная величина, T=25 °C
Число Воббе высшее, МДж/м ³		49,61	0,15	P=101,325 кПа

Примечание: * - молярная доля метана определена по анализу, азот измерен индивидуально.

Заведующий лабораторией



В. В. Самойленко / Веклич М. А. /

Протокол испытания не может быть воспроизведен без письменного разрешения заведующего лабораторией. Результаты протокола относятся только к объекту проведения испытания. Проба отобрана Заказчиком. Лаборатория не несет ответственность за отбор проб.

**ОАО «ТомскНИПИнефть»
Лаборатория геохимии и пластовых нефтей**

634027, г. Томск, пр. Мира, 70

тел.: (3822) 611800 вн. 2190, факс (3822) 611880

**Приложение
к протоколу результатов испытаний № 122
от 14.06.2018 г.
Экз. № 1**

Наименование и адрес заказчика: ООО «Бакчанефтегаз», 634021, г. Томск, пр. Фрунзе, 111

Объект исследования:	газ
Дата получения объекта:	17.04.2018 г.
Дата отбора:	14.01.2018 г.
Дата проведения испытания:	27.04.2018 г.
Шифр пробы:	P180194
Место отбора:	Еллей-Игайское м-е, скв. 4, об. 9
Условия отбора:	пласт Ю ₅ , интервал перфорации: 2764-2772 м
Объект исследования:	газ

ПОКАЗАТЕЛЬ, ЕДИНИЦА ИЗМЕРЕНИЯ	ИД НА МИ	РЕЗУЛЬТАТ ИСПЫТАНИЯ
Молярная доля нонанов, %	ГОСТ 31371.7-2008 (метод А)	0,0019
Молярная масса, кг/кмоль	Расчетный метод	17,967

Заведующий лабораторией



В. В. Самойленко / Векшич М.А.1