

УДК 622.276.1/.4.001.57

**АВТОМАТИЗИРОВАННЫЙ ПОИСК И АНАЛИЗ УЧАСТКОВ С
АНОМАЛЬНО ВЫСОКИМ ЗНАЧЕНИЕМ ТЕКУЩЕГО
КОЭФФИЦИЕНТА ИЗВЛЕЧЕНИЯ НЕФТИ ПО КЫНОВСКО-
ПАШИЙСКОМУ ГОРИЗОНТУ РОМАШКИНСКОГО
МЕСТОРОЖДЕНИЯ**

**COMPUTER-AIDED SEARCH AND ANALYSIS OF INTERVALS WITH
HIGH CURRENT OIL RECOVERY FACTOR IN KYNOVSKIAN AND
PASHIYSKAIN FORMATIONS OF ROMASHKINSKOE OIL FIELD**

¹Хисамов Р.С., ²Латифуллин Ф.М., ²Саттаров Рав.З., ²Смирнов С.В.,
²Ситникова В.М., ²Латифуллин Ф.Ф.

¹ОАО «Татнефть», г.Альметьевск, Российская Федерация

²Институт «ТатНИПИнефть», г.Бугульма, Российская Федерация

¹R.S.Khisamov, ²F.M.Latifullin, ²R.Z.Sattarov, ²S.V.Smirnov,
²V.M.Sitnikova, ²F.F.Latifullin

¹ОАО TATNEFT, Almetyevsk Republic of Tatarstan, Russian Federation

²TatNIPIneft Institute, Bugulma, Russian Federation

E-mail: lfm@tatnipi.ru

Аннотация. Ромашкинское нефтяное месторождение входит в десятку крупнейших месторождений мира. Наиболее значимыми по величине запасов являются залежи нефти верхнего терригенного девона – кыновский (D_0) и пашийский (D_1) горизонты. Основная часть объектов (площадей) пашийско-кыновского горизонта Ромашкинского месторождения вступила в позднюю стадию разработки, которая

характеризуется высокой обводненностью добываемой продукции, низкими темпами отбора нефти, достижением по многим участкам высокого значения текущего коэффициента извлечения нефти (КИН), ухудшением структуры запасов. Пробуренный фонд по анализируемому объекту составляет более 23 тыс. скважин. Скважины вскрывают более 82 тыс. нефтенасыщенных интервалов (участков), по которым необходимо проанализировать степень выработанности их запасов. Обработать такой объем информации вручную за приемлемый срок не представляется возможным. Поэтому для решения поставленной задачи было решено использовать геолого-технологическую модель АРМ «ЛАЗУРИТ».

Составлены алгоритмы и компьютерные программы для подсистемы «Анализ остаточных запасов нефти» АРМ геолога «ЛАЗУРИТ», в нее добавлена задача «Анализ участков с высоким КИН». В автоматизированном режиме по всем площадям Ромашкинского месторождения выделены участки с аномально высоким текущим КИН.

В геологическом разрезе на исследуемых площадях рассмотрены три пачки пластов: пласт D_0 кыновского горизонта, верхняя (D_{1a} - D_{1b3}) и нижняя (D_{1b} - D_{1d}) пачки пластов пашийского горизонта.

Всего проанализирован 82881 участок, из них – 16440 являются участками с высоким значением КИН. По разрезу наибольшее количество участков с высоким значением КИН приходится на верхнюю пачку пластов (D_{1a} - D_{1b3}) – 9013, наименьшее приходится на пачку D_0 – 918.

13683 скважины (58,12 % от общего фонда) в разрезе пластов горизонта $D_0 + D_1$ не содержат ни одного участка с высоким значением КИН. 5959 скважин (25,31 %) содержат один участок, 2362 скважины (10,03 %) – два, 986 скважин (4,19 %) – три, 389 скважин (1,65 %) – четыре, 119 скважин (0,51 %) – пять участков с высоким значением КИН в разрезе.

По всем участкам с высоким значением КИН оценены начальные и остаточные запасы нефти, вычислены технологические показатели

разработки. По величине остаточных подвижных запасов нефти участки разделены на три группы:

- полностью выработанные (менее 1,5 тыс. т);
- сильно выработанные (более 1,5 и менее 7,5 тыс. т);
- относительно слабо выработанные (не менее 7,5 тыс. т).

Всего по кыновско-пашийскому горизонту Ромашкинского месторождения 212 участков являются относительно слабо выработанными. Эти участки содержат начальных и остаточных подвижных запасов 40,709 и 2,591 млн. т соответственно. Средняя проницаемость по слабо выработанным участкам равна 1,073 мкм², средняя нефтенасыщенная толщина – 4,5 м, общая площадь составляет 6294 га, средний коэффициент охвата заводнением равен 0,933 доли ед.

Построены карты плотности остаточных подвижных запасов нефти с отображением годовых отборов и закачки с выделением участков с аномально высоким текущим КИН. Данные карты использованы для выработки рекомендаций по доработке участков с высоким КИН.

Abstract. The Romashkinskoye oil field is among the top ten largest world oil fields. In terms of oil reserves, the most important are the Upper Devonian Kynovskian and Pashiyskain terrigenous formations (D₀ and D₁). Most of the development targets (areas) of the Kynovskian and Pashiyskain formations have entered the stage of maturity characterized by high water cut of the wellstream, low production rates, high values of oil recovery factor, deteriorated structure of reserves. In the area under study, more than 23 000 wells have been drilled penetrating more than 82 000 productive intervals. The objective is to analyze the extent of reserves depletion in all of these intervals. Manual processing of a bulk of information as huge as that does not seem likely in any reasonable term. The task was solved with the help of a proprietary geologic and reservoir simulator LAZURIT workstation.

Algorithms and computer programs for the subsystem Analysis of Residual Oil Reserves were designed; also a new task—Analysis of Areas with High Oil Recovery Factor—was added in the subsystem. This helped to identify all intervals with high current oil recovery in the Romashkinskoye field.

The geologic cross-section of three members was analyzed: the Kynovskian formation, the upper and lower members of the Pashiyskain formation.

All in all, 82 881 intervals were analyzed, including 16 440 intervals with high current oil recovery factor. Majority of intervals with high current oil recovery factor fall within the upper member of the Pashiyskain formation, the least number is in the Kynovskian formation.

In the cross-section of $D_0 + D_1$ formations, 13 683 wells (58.12 % of total well inventory) have no intervals with high current oil recovery factor; 5 959 wells (25.31 %) have one interval, 2362 wells (10.03 %) have two intervals, 986 wells (4.19 %) have three intervals, 389 wells (1.65 %) have four intervals, and 119 wells (0.51 %) have five intervals with high current oil recovery factor.

OOIP and ROIP were estimated for all intervals with high current oil recovery factor, as well as production forecast. In terms of mobile residual oil-in-place, all intervals were divided into three groups:

- completely depleted (less than 1500 tons ROIP);
- heavily depleted (between 1500 and 7500 tons ROIP);
- relatively weakly depleted (not less than 7500 tons ROIP).

In the Kynovskian and Pashiyskain formations, 212 intervals fall within the latter group with OOIP and ROIP 40,709,000 and 2,591,000 tons, respectively. Average permeability of relatively weakly depleted intervals is 1.073 micron², average pay thickness is 4.5 m, total area is 6294 hectares, average sweep efficiency is 0.933.

ROIP density maps were constructed reflecting annual production and injection volumes and highlighting intervals with high current oil recovery

factor. Based on the information obtained, recommendations on redevelopment of intervals with high current oil recovery factor were issued.

Ключевые слова: коэффициент извлечения нефти (КИН); участок с высоким значением КИН; начальные запасы; остаточные запасы; подвижные запасы; технологические показатели разработки; геологическая карта; технология построения карты.

Key words: oil recovery factor; interval with high oil recovery factor; OOIP; mobile reserves; production forecast; geological map; mapping procedure

Ромашкинское нефтяное месторождение территориально расположено на юго-востоке Республики Татарстан, входит в десятку крупнейших месторождений мира. Наиболее значимыми по величине запасов являются залежи нефти верхнего терригенного девона – кыновский (D_0) и пашийский (D_1) горизонты. Основная часть объектов (площадей) пашийско-кыновского горизонта Ромашкинского месторождения вступила в позднюю стадию разработки, которая характеризуется высокой обводненностью продукции, низкими уровнями добычи нефти, выбытием из действующего фонда значительного количества скважин. Особенностью нефтедобычи в условиях поздней стадии разработки являются: высокая обводненность добываемой продукции, низкие темпы отбора нефти, достижение по многим участкам высокого значения текущего коэффициента извлечения нефти (КИН), ухудшение структуры запасов.

Пробуренный фонд по анализируемому объекту составляет более 23 тыс. скважин, в том числе 8566 – действующих добывающих и 4968 – нагнетательных. В разрезе кыновско-пашийского горизонта выделяются 10 пластов-коллекторов: D_0 и D_{1a} , D_{1b1} , D_{1b2} , D_{1b3} , D_{1b} , D_{1g1} , D_{1g2} , D_{1g3} , D_{1d} . По ним скважины вскрывают более 82 тыс. нефтенасыщенных интервалов

(участков), по которым необходимо проанализировать степень выработанности их запасов. Обработать такой объем информации вручную за приемлемый срок не представляется возможным. Поэтому для решения поставленной задачи было решено использовать геолого-технологическую модель АРМ «ЛАЗУРИТ» [1-4]. С этой целью в него добавлена задача «Анализ участков с высоким КИН», составлены алгоритмы задачи и изготовлены необходимые программные модули (рисунок 1).

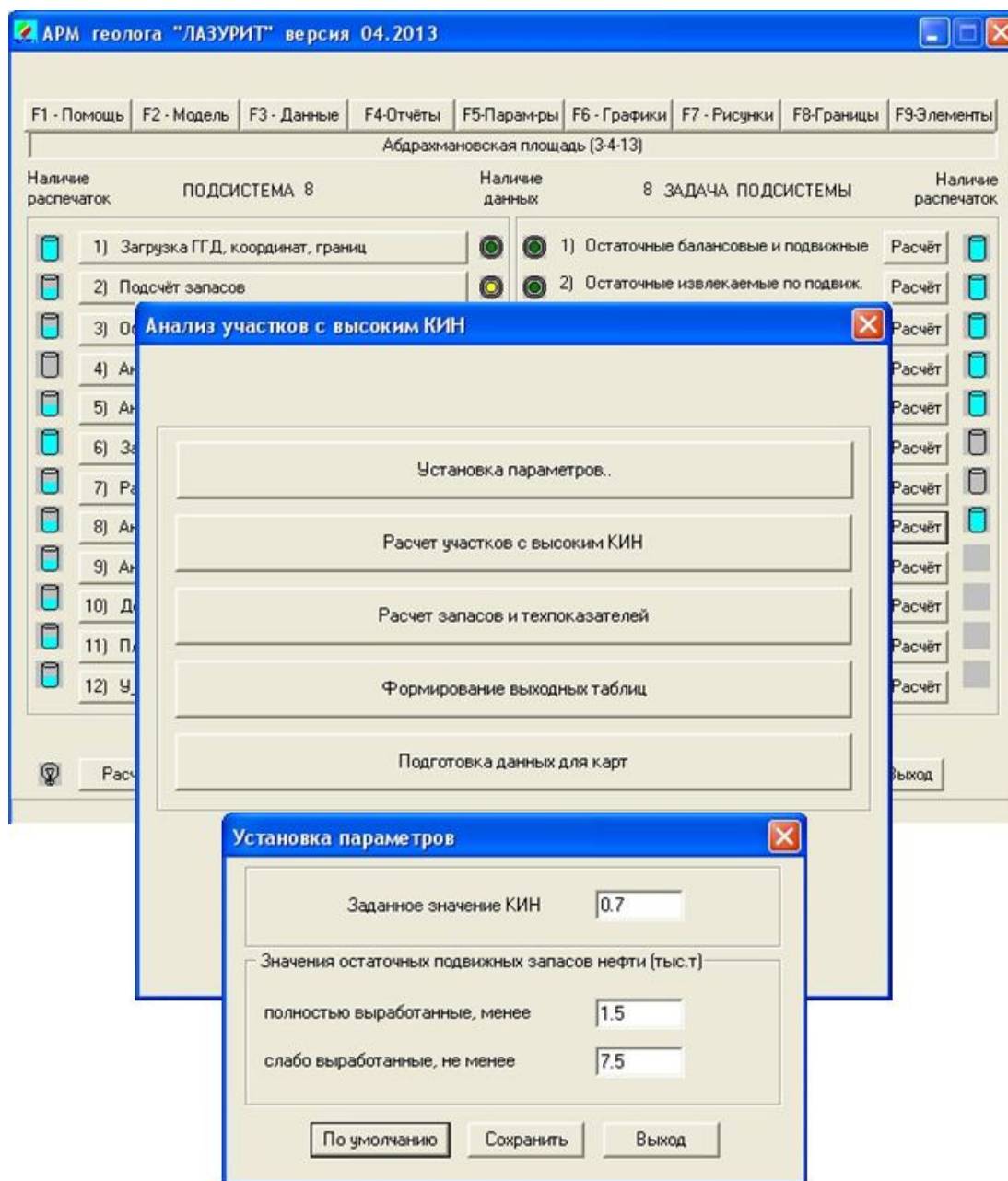


Рисунок 1. Модули АРМ «ЛАЗУРИТ» для поиска и анализа участков с высоким значением КИН

В таблице 1 приведены результаты автоматизированного поиска по кыновско-пашийскому горизонту Ромашкинского месторождения участков со значением текущего КИН не менее 0,7. При расчетах в геологическом разрезе выделены три пачки пластов:

- пласт D_0 кыновского горизонта;
- верхняя (D_{1a} - $D_{1б3}$);
- нижняя ($D_{1в}$ - $D_{1д}$) пачка пластов пашийского горизонта.

Всего проанализирован 82881 участок, из них 16440 являются участками с высоким значением КИН. По разрезу наибольшее количество участков с высоким значением КИН приходится на верхнюю пачку пластов пашийского горизонта – 9013, наименьшее – на пласт D_0 кыновского горизонта – 918. Наибольшая доля участков с высоким значением КИН приходится на нижнюю пачку пластов $D_{1в}$ - $D_{1д}$, наименьшая – на пласт D_0 : 0,215873 и 0,136242 соответственно.

Таблица 1 - Участки с высоким значением КИН по кыновско-пашийскому горизонту Ромашкинского месторождения

Пласты	Кол-во участков		Доля участков с высоким КИН	Средне-арифметическое КИН
	Всего	с высоким КИН		
1	2	3	4	5
D_0	6738	918	0,136242	0,7386
Верхняя пачка D_1	45991	9013	0,195973	0,7419
Нижняя пачка D_1	30152	6509	0,215873	0,7423
В целом по пластам, D_0+D_1	82881	16440	0,198357	0,7419

Таблица 2 содержит распределение скважин по количеству участков в разрезе по кыновско-пашийскому горизонту Ромашкинского месторождения. 13683 скважины (58,12 % от общего фонда) не содержат в разрезе ни одного участка с высоким значением КИН, 5959 скважин (25,31%) содержит единственный участок, 2362 скважины (10,03%) – два

участка, 986 скважин (4,19%) – три участка и ни одна скважина не содержит максимально возможные 9 участков с высоким КИН в разрезе.

Таблица 2 - Распределение скважин по количеству участков в разрезе

Кол-во участков в разрезе	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9
Число случаев	13683	5959	2362	986	389	119	37	6	1	0
Доля в фонде, %	58,12	25,31	10,03	4,19	1,65	0,51	0,16	0,03	0,00	0,00

По степени выработанности подвижных запасов нефти участки ранжировались на три типа:

- полностью выработанные;
- сильно выработанные;
- относительно слабо выработанные.

При этом в расчетах использованы следующие критерии. Участки с остаточными подвижными запасами нефти менее 1,5 тыс. т отнесены к полностью выработанным; с запасами не менее 7,5 тыс. т – к относительно слабо выработанным; остальные участки – к сильно выработанным. Эти критерии установлены экспертным путем на основе статистического анализа параметров участков с высоким КИН по кыновско-пашийскому горизонту Ромашкинского месторождения. В зависимости от стадии разработки анализируемого месторождения и поставленных целей они могут быть уточнены (рисунок 1).

В таблице 3 приведены результаты расчета коллекторских свойств, площадей и запасов нефти по участкам с высоким значением текущего КИН по кыновско-пашийскому горизонту Ромашкинского месторождения. В таблице 3 по каждой пачке пластов данные приведены в четырех строках, соответствующих участкам: всем, полностью выработанным, сильно выработанным и относительно слабо выработанным участкам.

Таблица 3 - Коллекторские свойства, площади и запасы нефти по участкам с высоким значением КИН

Пласты	Кол-во участков с высоким КИН	Проницаемость (10^{-3} мкм ²)	Начальные толщины (м)		Площадь (тыс. га)	Подвижные запасы (млн. т)		Коэффициент охвата (доли ед.)
			нефте-насыщ.	водо-насыщ.		началь-ные	оста-точные	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Д ₀	952	827	4,0	2,7	17,58	56,007	0,505	0,989
	852	783	4,0	2,7	15,28	46,333	0,039	0,998
	88	948	4,4		1,89	7,646	0,312	0,952
	12	1308	4,9		0,41	2,028	0,153	0,907
Верхняя пачка пластов Д ₁	9087	810	4,3	2,4	154,13	550,964	5,888	0,988
	7987	774	4,2	2,5	130,94	440,000	0,863	0,997
	947	889	4,7	1,9	18,28	79,688	3,101	0,956
	153	1038	6,0	1,4	4,91	31,276	1,925	0,936
Нижняя пачка пластов Д ₁	6025	823	5,0	3,5	85,59	346,831	2,286	0,992
	5525	792	4,9	3,5	77,56	306,611	0,327	0,999
	453	972	5,0	3,1	7,05	32,815	1,447	0,952
	47	1157	7,3	4,8	0,98	7,405	0,513	0,930
По всем пластам	16064	816	4,5	3,1	257,29	953,802	8,680	0,990
	14364	781	4,4	3,1	223,78	792,944	1,228	0,998
	1488	915	4,7	2,7	27,21	120,149	4,860	0,955
	212	1073	6,2	2,6	6,29	40,709	2,591	0,933

Средняя проницаемость по участкам составляет 0,816 мкм², по участкам полностью, сильно и относительно слабо выработанным 0,781; 0,915 и 1,073 мкм² соответственно. Средняя нефтенасыщенная толщина по участкам всего равна 4,5 м, по участкам полностью, сильно и относительно слабо выработанным 4,4; 4,7 и 6,2 м соответственно. Т.е. у относительно слабо выработанных участков более высокие значения проницаемости и нефтенасыщенной толщины. При этом, как показал анализ, решающим фактором является именно большая нефтенасыщенная толщина коллектора, причем, как правило, в зонах слияния двух, трех и более

пластов, где относительно слабо выработаны кровельная часть самого верхнего из сливающих пластов.

Участки с высоким значением КИН содержат начальных подвижных запасов всего 953,8 млн. т, в том числе 792,9 млн. т – по полностью выработанным, 120,1 млн. т – по сильно выработанным и 40,7 млн. т – по относительно слабо выработанным участкам. Доли запасов этих участков от начальных подвижных запасов по кыновско-пашийскому горизонту Ромашкинского месторождения составляют 31,3; 26,0; 3,9 и 1,3 % соответственно.

Остаточные подвижные запасы участков составляют 8,68; 1,23; 4,86 и 2,59 млн. т соответственно. Их доли в остаточных подвижных запасах кыновско-пашийского горизонта равны 0,89; 0,13; 0,50 и 0,27 %, соответственно.

В табл. 4 приведены результаты расчета показателей по добыче продукции и закачке воды по участкам с высоким значением текущего КИН по кыновско-пашийскому горизонту Ромашкинского месторождения.

В силу гидродинамической связанности участков по вертикали (в зонах слияния пластов) и по простиранию (при отсутствии непроницаемых границ, разрезающего ряда нагнетательных скважин и т.д.) в процессе разработки происходят значительные перетоки/оттоки нефти с одного участка в другой. Поэтому не накопленная добыча нефти по скважине, а разность начальных и остаточных запасов нефти является наиболее достоверной оценкой фактической добычи нефти из данного участка:

$$Q_{\text{зап}}^{\text{неф}} = Z_{\text{нач}}^{\text{под}} - Z_{\text{ост}}^{\text{под}}, \quad (1)$$

где $Q_{\text{зап}}^{\text{неф}}$ – накопленная добыча нефти по разности запасов по участку;

$Z_{\text{нач}}^{\text{под}}$ – начальные подвижные запасы по участку;

$Z_{\text{ост}}^{\text{под}}$ – остаточные подвижные запасы по участку.

Приток/отток нефти по участку определяется по формуле (2):

$$P_{\text{неф}} = Q_{\text{скв}}^{\text{неф}} - Q_{\text{зап}}^{\text{неф}}, \quad (2)$$

где $P_{\text{неф}}$ – приток/отток нефти по участку;

$Q_{\text{скв}}^{\text{неф}}$ – накопленная добыча нефти по скважине участка.

Значение $P_{\text{неф}} > 0$ означает приток, $P_{\text{неф}} < 0$ – отток нефти по участку.

Таблица 4 - Показатели по добыче продукции и закачке воды по участкам с высоким значением КИН

Пласты	Накопленная добыча (млн. т)		Приток/отток нефти по участкам (млн. т)	ВНФ (доли ед.)	Дебиты (т/сут)		Обводненность (%)	Накопленная закачка (млн. м ³)	Приемистость (м ³ /сут)	Пластовое давление (МПа)
	нефти	жидкости			нефти	жидкости				
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Д ₀	25,999	55,14	-48,780	1,1210	0,04	1,04	95,72	361,06	34	18,72
	16,600	31,73	-45,506	0,9117	0,01	0,37	96,10	360,17	33,9	18,91
	6,982	17,79	-3,073	1,5477	0,15	4,15	96,44	0,90	37,7	17,95
	2,417	5,62	-0,201	1,3260	0,64	8,09	92,11	0,00		17,02
Верхняя пачка пластов Д ₁	398,678	1087,36	-332,093	1,7274	0,31	6,72	95,45	3180,76	36,3	17,07
	274,010	679,04	-312,063	1,4782	0,13	3,37	96,17	3169,95	36,6	17,28
	97,019	328,84	-8,147	2,3894	1,05	21	95	8,96	23,2	16,35
	27,649	79,48	-11,883	1,8747	2,03	38,12	94,68	1,86	10,7	15,80
Нижняя пачка пластов Д ₁	179,915	551,75	-282,064	2,0667	0,10	2,23	95,52	2014,24	14,6	7,44
	143,152	408,96	-266,309	1,8569	0,04	1,16	96,62	2008,01	14,9	7,38
	30,090	118,83	-13,064	2,9493	0,58	10,70	94,54	6,22	5,3	7,26
	6,674	23,95	-2,691	2,5883	0,46	9,51	95,20	0,00	0	10,62
По всем пластам	604,594	1694,26	-662,937	1,8023	0,21	4,73	95,47	5556,06	27,9	13,36
	433,762	1119,74	-623,878	1,5815	0,09	2,35	96,26	5538,13	28,2	13,19
	134,092	465,46	-24,284	2,4712	0,86	16,98	94,94	16,07	16,2	13,97
	36,740	109,05	-14,775	1,9682	1,61	30,15	94,68	1,86	5,5	14,92

Накопленная добыча нефти по скважинам участков с высоким значением КИН составляет всего 604,6 млн. т, в том числе 433,8 млн. т – по полностью выработанным, 134,1 млн. т – по сильно выработанным и 36,7 млн. т – по относительно слабо выработанным участкам (табл. 4). Доли добычи этих участков от накопленной добычи нефти по кыновско-пашийскому горизонту Ромашкинского месторождения составляют 29,0; 20,8; 6,4 и 1,8% соответственно.

Отток нефти по участкам составляет 662,9; 623,9; 24,3 и 14,8 млн. т соответственно. Его отношение к накопленной добыче нефти по скважинам участков равно 109,6; 143,8; 18,1 и 40,2 % соответственно.

Накопленная добыча жидкости участков составляет 1694,3; 1119,7; 465,5 и 109,0 млн. т соответственно. Ее доля в накопленной добыче жидкости по кыновско-пашийскому горизонту равна 41,3; 27,3; 11,4 и 2,7% соответственно.

Накопленная закачка воды участков составляет 5556,1; 5538,1; 16,1 и 1,9 млн. т соответственно. Ее доля в накопленной закачке воды по кыновско-пашийскому горизонту равна 77,6; 77,3; 0,22 и 0,03% соответственно.

Водонефтяной фактор по участкам с высоким значением КИН составляет всего 1,802, в том числе 1,581 – по полностью выработанным, 2,471 – по сильно выработанным и 1,968 – по относительно слабо выработанным участкам. Обводненность продукции по участкам составляет 95,5; 96,3; 94,9 и 94,7 % соответственно.

Более детальный анализ участков с высоким значением КИН по кыновско-пашийскому горизонту Ромашкинского, в силу большого объема данных, чрезвычайно сложен без их графического представления. Поэтому для выработки рекомендаций по доработке участков создана технология построения комплексной карты, отображающей фонд скважин,

показателей по добыче и закачке, плотности остаточных запасов и типа участков с высоким значением КИН.

Технология построения комплексной карты состоит из ряда этапов. Сначала на АРМ «ЛАЗУРИТ» выполняется задача «Подготовка данных для карт», которая формирует таблицу, содержащую информацию по участкам с высоким значением КИН анализируемого объекта (рисунок 1). На их основе строится комплексная карта по следующему алгоритму.

1. Строится стандартная карта разработки, при этом параметры для отображения промытости пластов рассчитывается собственными средствами системы картопостроения.
2. Из атрибутивной таблицы с помощью пункта меню «База данных/Заполнить поле таблицы» удаляется промытость. Привязывается таблица с данными по участкам с высоким КИН (рисунок 2).

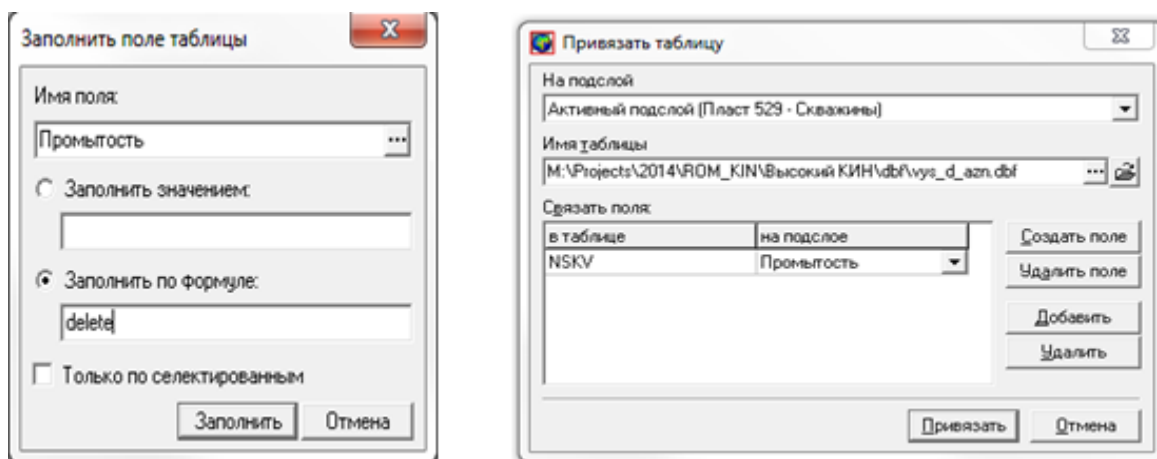


Рисунок 2. Удаление промытости и привязка таблицы с данными

3. Тип разреза скважины копируется из привязанной таблицы в атрибутивную таблицу в поле «Промытость». Копирование выполняется с помощью пункта меню «База данных/Скопировать значения полей таблицы».

4. Для карт создается свой шаблон прорисовки зон. В форме «Тип коллектора» устанавливается тип отображения выработанных участков в разрезе скважин, для которых определяется своя прорисовка.
5. Перестраиваются литологические зоны на карте разработки.
6. На полученной карте вместо зон промытости прорисовываются участки с высоким значением КИН, подписываются скважины по таблице «пласты по участкам» (рисунок 3).

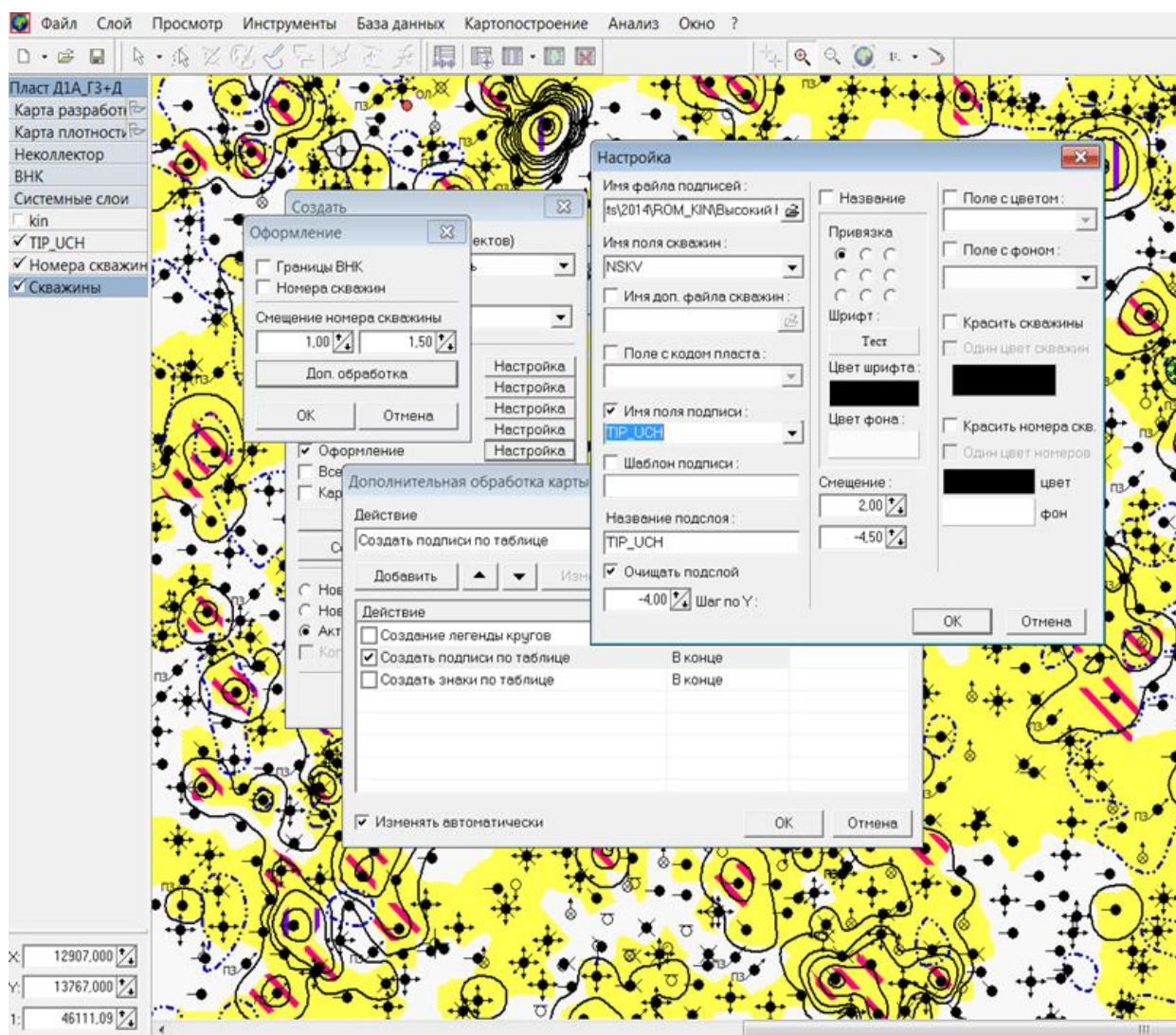


Рисунок 3. Создание подписей скважин по таблице «пласты по участкам»

Карта строится в целом по горизонту с выделением всех участков с высоким текущим КИН в геологическом разрезе.

На карте отображаются следующие данные:

- значок скважины, отображающий ее категорию и состояние;
- промысловый номер скважины;
- остаточные подвижные запасы нефти в изолиниях (тыс. т/га);
- годовая добыча жидкости в виде круга (тыс. т);
- среднегодовая обводненность в виде сектора круга (%);
- годовой объем закачки в виде круга (тыс. м³);
- индексы пластов и тип участка с высоким значением КИН.

Тип участка подписывается под индексом пласта:

- 1 – полностью выработанные участки;
- 2 – сильно выработанные участки;
- 3 – относительно слабо выработанные участки.

Разрез скважины на карте отображается цветом и штриховкой с выделением зон горизонта:

- не содержит участки с высоким значением КИН;
- содержит только полностью выработанные участки;
- содержит сильно выработанные участки;
- содержит слабо выработанные участки;
- содержит сильно и слабо выработанные участки.

Зоны горизонта, не содержащие в разрезе участки с высоким значением КИН, на карте отображаются белым цветом, а по скважинам выводятся лишь значок и промысловый номер.

По всем остальным зонам на карте отображается информация по скважинам: значения по запасам, добыче и закачке, равные сумме соответствующих показателей по пластам горизонта, которые содержат участки с высоким значением КИН (рисунок 4).

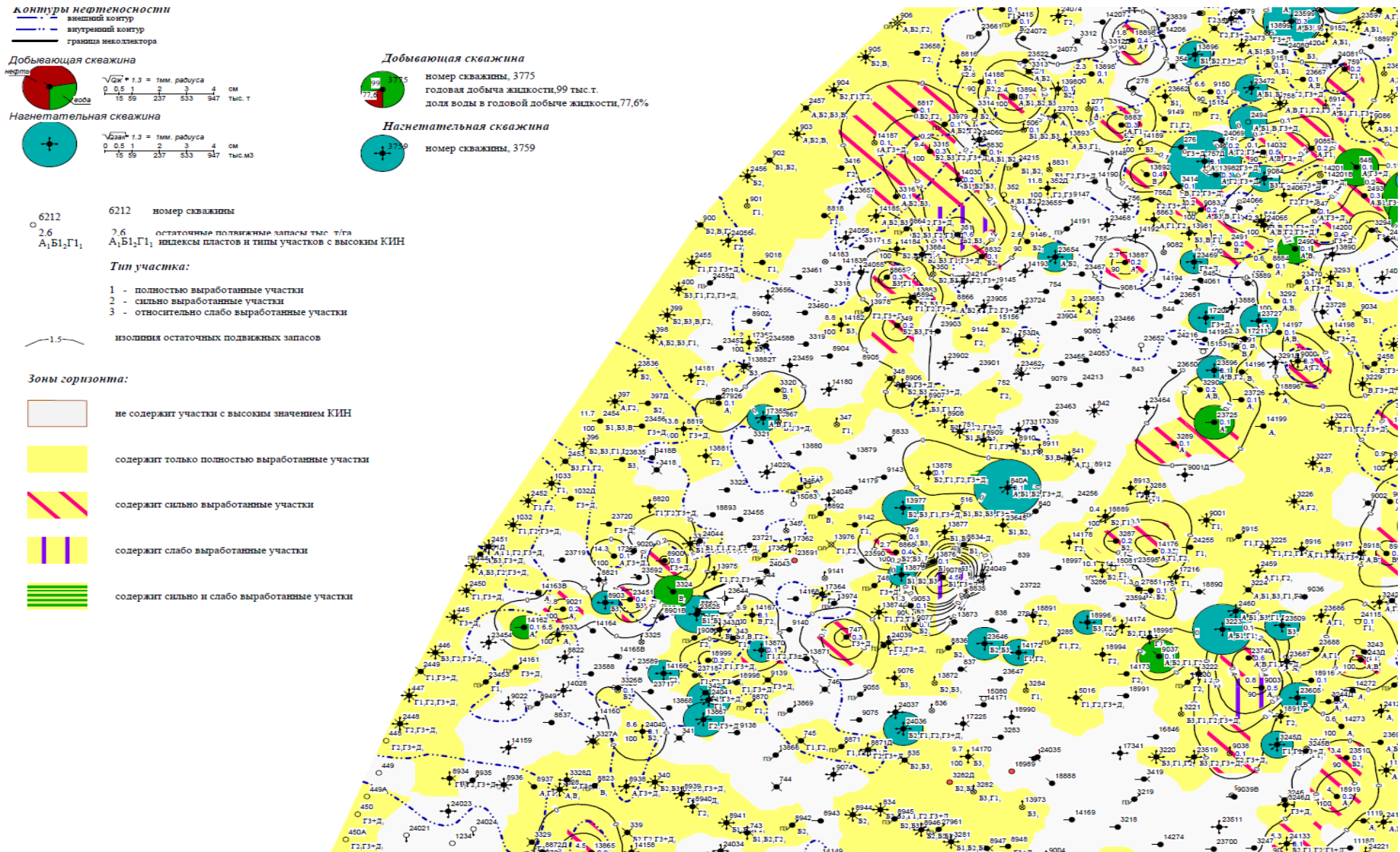


Рисунок 4. Фрагмент карты плотности остаточных подвижных запасов нефти участков с высоким значением КИН

Анализ полученных результатов показал, что извлечение остаточных запасов полностью и сильно выработанных участков при существующих технологиях и экономических условиях с высокой вероятностью является убыточным. Поэтому для планирования геолого-технических мероприятий предполагаются только относительно слабо выработанные участки, содержащие не менее 7,5 тыс. т остаточных подвижных запасов нефти в каждом из них. Рекомендуемыми мероприятиями являются:

- увеличение дебита жидкости;
- изменение фильтрационных потоков;
- применение МУН (технологии потокоотклоняющие и увеличения коэффициента вытеснения).

Выводы:

1. В АРМ «ЛАЗУРИТ» добавлена задача «Анализ участков с высоким КИН», составлены алгоритмы задачи и изготовлены необходимые программные модули.
2. Создана технология построения карт плотности остаточных подвижных запасов нефти с отображением участков с аномально высоким значением текущего коэффициента извлечения нефти.
3. Выполнен автоматизированный поиск участков с аномально высоким значением текущего коэффициента извлечения нефти по кыновско-пашийскому горизонту Ромашкинского месторождения.
4. По участкам с высоким значением КИН оценены начальные и остаточные запасы нефти, вычислены технологические показатели разработки, построены карты плотности остаточных подвижных запасов нефти. По слабо выработанным участкам предложены рекомендации по их доработке.

Список используемых источников

1. Свидетельство 2009616218, Российская Федерация. Автоматизированное рабочее место геолога «ЛАЗУРИТ» (АРМ геолога «ЛАЗУРИТ») / Ахметзянов Р.Р., Ибатуллин Р.Р., Латифуллин Ф.М., Насыбуллин А.В., Смирнов С.В. ; заявитель и правообладатель ОАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина. - № 2009612612 ; заявл. 29.05.09 ; зарег. 11.11.09, Реестр программ для ЭВМ.
2. Пат. 2191893 Российская Федерация, МПК⁷ Е 21 В 43/20. Способ разработки многопластового нефтяного месторождения с большим количеством скважин и с продолжительным сроком эксплуатации [Текст] / Латифуллин Ф.М., Абдулмазитов Р.Г., Юсупов Р.М., Хисамов Р.С. ; заявитель и патентообладатель ОАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина. - № 2001120139/03 ; заявл. 18.07.01 ; опубл. 27.10.02, Бюл. № 30. – 5 с. : ил.
3. Использование информационных технологий для совершенствования системы разработки и контроля за разработкой на месторождениях ОАО «Татнефть» / Р.С. Хисамов, Р.Р. Ибатуллин, Р.Г. Абдулмазитов, А.В. Насыбуллин, Ф.М. Латифуллин, Р.З. Саттаров. // Нефтяное хозяйство. – 2006. – № 10. – С. 46-49.
4. Использование пакета программ "ЛАЗУРИТ" для геолого-технологического моделирования крупных многопластовых нефтяных месторождений на поздней стадии разработки / Р.Г. Абдулмазитов, Ф.М. Латифуллин, С.В. Смирнов, А.А. Бармакова. // Актуальные проблемы геологии и разработки нефтяных месторождений Татарстана: сб. науч. тр. / ТатНИПИнефть. – М.: НП «Закон и порядок», 2006. – С. 179-184.

Сведения об авторах**Authors**

Хисамов Раис Салихович, д.г.-м.н., профессор, главный геолог-заместитель генерального директора ОАО «Татнефть» им. В.Д.Шашина, г.Альметьевск, Республика Татарстан, Российская Федерация

R.S. Khisamov, Dr.Sc., Prof., Chief Geologist-Deputy Director of ОАО TATNEFT, Almeteyevsk Republic of Tatarstan, Russian Federation

E-mail: KHisamovRS@tatneft.ru

Латифуллин Фарит Миннеахметович, к.т.н., заведующий лабораторией, Татарский научно-исследовательский и проектный институт нефти открытого акционерного общества «Татнефть» имени В.Д. Шашина, г.Бугульма, Республика Татарстан, Российская Федерация

F.M. Latifullin, Ph.D., Head of Laboratory, Tatar Oil Research and Design Institute of ОАО TATNEFT, Bugulma, Republic of Tatarstan, Russian Federation

E-mail: lfm@tatnipi.ru

Саттаров Равиль Зайтунович, к.т.н., заведующий лабораторией, Татарский научно-исследовательский и проектный институт нефти открытого акционерного общества «Татнефть» имени В.Д. Шашина, г.Бугульма, Республика Татарстан, Российская Федерация

R.Z. Sattarov, Ph.D., Head of Laboratory, Tatar Oil Research and Design Institute of ОАО TATNEFT, Bugulma, Republic of Tatarstan, Russian Federation

E-mail: ravilsat@tatnipi.ru

Смирнов Сергей Владимирович, ведущий инженер, Татарский научно-исследовательский и проектный институт нефти открытого акционерного общества «Татнефть» имени В.Д. Шашина, г.Бугульма, Республика Татарстан, Российская Федерация

S.V. Smirnov, Lead Engineer, Tatar Oil Research and Design Institute of ОАО TATNEFT, Bugulma, Republic of Tatarstan, Russian Federation

E-mail: smirnoff@tatnipi.ru

Ситникова Венера Мухаматовна, заведующая группой, Татарский научно-исследовательский и проектный институт нефти открытого акционерного общества «Татнефть» имени В.Д. Шашина, г.Бугульма, Республика Татарстан, Российская Федерация

V.M. Sitnikova, Head of Group, Tatar Oil Research and Design Institute of OAO TATNEFT, Bugulma, Republic of Tatarstan, Russian Federation

E-mail: svm@tatnipi.ru

Латифуллин Фанис Фаритович, инженер, Татарский научно-исследовательский и проектный институт нефти открытого акционерного общества «Татнефть» имени В.Д. Шашина, г.Бугульма, Республика Татарстан, Российская Федерация

F.F. Latifullin, Engineer, Tatar Oil Research and Design Institute of OAO TATNEFT, Bugulma, Republic of Tatarstan, Russian Federation

E-mail: latifullinff@nipi.tatneft.ru

Латифуллин Фарит Миннеяхметович

423236 Российская Федерация, Республика Татарстан,

г. Бугульма, ул. Мусы Джалиля, 32

Тел.: +7 85594 78-556

E-mail: lfm@tatnipi.ru