

УДК 622.276.66

ПРИМЕНЕНИЕ ТЕОРИИ РАСПОЗНАВАНИЯ ОБРАЗОВ В НЕФТЕГАЗОПРОМЫСЛОВОЙ ПРАКТИКЕ

Сабитов Р.Р.¹, Коротенко В.А.

*Тюменский государственный нефтегазовый университет, г. Тюмень
e-mail: ¹srr@tsogu.ru*

Аннотация. Теория распознавания образов в нефтегазопромисловой практике нашла широкое практическое применение как в области бурения, так и в области разработки нефтяных и газовых месторождений. Достоверность полученных результатов подтверждают работы многих авторов. В данной статье рассматривается вопрос прогнозирования показателей эффективности повторного ГРП с применением теории распознавания образов на объекте ЮВ₁ Нивагальского и Урьевского месторождений.

Ключевые слова: теория распознавания образов, повторный гидравлический разрыв пласта, объект ЮВ₁, Нивагальское месторождение, Урьевское месторождение

На современном этапе развития нефтегазодобывающего комплекса России большинство высокопродуктивных залежей находится на поздней или заключительной стадии разработки. Проблемы увеличения нефтеотдачи и вовлечения в разработку трудноизвлекаемых запасов нефти в настоящее время весьма актуальны, особенно для месторождений Западной Сибири, где их удельный вес составляет около 60 % и залежи приурочены к низкопроницаемым и расчлененным коллекторам. Одним из наиболее эффективных мероприятий, направленных на интенсификацию добычи нефти из таких коллекторов, позволяющих дополнительно вовлечь в разработку недренируемые запасы нефти, является гидравлический разрыв пласта (ГРП). В настоящее время около трети запасов углеводородов можно извлечь только с использованием этой технологии [1, 2]. Высокопроводящие трещины гидроразрыва позволяют увеличить дебит скважин в 2 - 3 раза и более. За период эксплуатации скважин после проведения первого ГРП значительно снижается проводимость трещин вследствие выноса пропанта и постепенного смыкания трещины. Скважины с проблемами такого рода обладают наибольшим потенциалом для восстановления своей производительности путём повторного ГРП. Исследования и практика применения повторного ГРП показывают, что эффект от проведения повторного гидроразрыва неодинаково проявляется в работе отдельных скважин, поэтому необходимо рассматривать не только прирост дебита каждой скважины после ГРП, но и влияние геолого-физических особенностей выбранного объекта.

Создание полностью автоматизированной процедуры подбора скважин для проведения первого и повторного ГРП в настоящее время не представляется возможным, в связи с тем, что такая процедура не позволит учесть все необходимые факторы. Имеющийся опыт решения аналогичных задач показал, что на практике эти про-

цедуры почти не используются, так как постановки таких задач содержат, как правило, много упрощающих предположений, сужающих круг применения полученных результатов, их решение требует больших затрат материальных и временных ресурсов [3].

Для решения проблем прогнозирования показателей эффективности повторного ГРП можно использовать теорию распознавания образов. Основная задача распознавания образов заключается в том, чтобы, исходя из обучающей последовательности, определить класс, к которому принадлежит описание объекта, подвергаемого классификации или идентификации. К такой схеме приводится любая задача принятия решений, если только принятие решений базируется на изучение ранее накопленного опыта (обучение с учителем) [4].

Большой вклад в развитие теории распознавания образов внес академик Мирзаджанзаде А.Х., в совместных работах с Кузнецовым О.Л., Басниевым К.С., Алиевым З.С. для определения типа залежи предлагалось использовать методы распознавания образов и классификации объектов. Алгоритм, лежащий в основе методов распознавания образов, состоит из обучения и распознавания. В процессе обучения осуществляется последовательное предъявление объекта с указанием класса, к какому он принадлежит. Такое указание должно быть достоверно правильным. Задача распознавания сводится к нахождению решающего правила, в соответствии с которым рассматриваемый новый объект можно отнести к одному из заданных классов.

В диссертационных работах Габитова Г.Х., Рожкина М.Е., Кручининой А.Ю., Ивакина Р.А., Генералова И.В., Пустовалова М.Ф., Рашидова М.М., Санникова Р.Х. применением теории распознавания образов решались следующие задачи:

- принятия статистических решений при проведении ГРП;
- применения методов увеличения нефтеотдачи (МУН) на поздней стадии разработки месторождений;
- контроля и диагностики установок скважинных штанговых насосов скважин, добывающих высоковязкую нефть при реализации паротеплового воздействия и пароциклических обработок;
- оптимизации режимов регистрации и идентификации буровой скважины;
- повышения газо-нефтеотдачи пластов;
- правильного выбора оборудования УЭЦН, режима его работы применительно к конкретным условиям эксплуатации;
- группирование и идентификация объектов разработки месторождений по геолого-физическим параметрам пластовых систем с применением методов распознавания образов;
- прогнозирования и выработки стратегии изоляции зон поглощений.

Широкое применение теории распознавания в нефтегазовой практике говорит о том, что область ее эффективного применения широка, а достоверность полученных результатов не вызывает сомнений.

Рассмотрим возможность использования теории распознавания образов для прогнозирования эффективности повторного ГРП. Рассмотрим скважины Урьевского и Нивагальского месторождений, эксплуатирующих объект ЮВ₁. На данных месторождениях проводилось большое количество ГРП (рис. 1). На Нивагальском месторождении ГРП начали применять с 1994 года, по состоянию на 01.01.2009 г. было проведено на объекте ЮВ₁ – 217 ГРП (в том числе 41 повторный ГРП, 5 третьих ГРП и 3 ГРП на нагнетательных скважинах, также 4 ГРП на скважинах из бурения) [6]. На Урьевском месторождении на объекте ЮВ₁ по состоянию на 01.01.2009 г. в эксплуатацию после ГРП запущено 311 добывающих скважин и 4 нагнетательных. Из числа добывающих скважин 229 операций выполнено при освоении из бурения (из них 218 ГРП – на новых скважинах и 11 ГРП – при бурении вторых стволов), 7 обработок – при переводе скважин на объект, 75 – на эксплуатационном фонде скважин. На 33 добывающих скважинах операции ГРП являются повторными (в том числе 32 вторых и 1 третий ГРП) [7].

До проведения первого ГРП на объекте ЮВ₁ Нивагальского месторождения скважины работали с дебитами по нефти 3,9 т/сут и по жидкости 5 т/сут. После проведения первой операции дебит нефти увеличился на 6,5 т/сут, а по жидкости на 10,6 т/сут. Технология проведения ГРП была следующая: масса закаченного проппанта составляла 10,5 т, максимальная концентрация 770 кг/м³, средняя концентрация 374 кг/м³, темп закачки жидкости разрыва 3,7 м³/мин. В анализе участвовали скважины с совпадающими или частично пересекающимися интервалами воздействия. При проведении повторных ГРП масса закачиваемого проппанта увеличена более чем в два раза, максимальная концентрация на 22 %, темп закачки жидкости разрыва – уменьшен на 16 %. При повторных обработках полученные результаты оказались выше первых: по жидкости на 19,3 т/сут, по нефти на 9,7 т/сут, обводненность выше на 13 %, при том, что средняя накопленная добыча нефти на момент ГРП при повторных обработках составляла 18,7 тыс.т/скв. против 8.6 тыс.т/скв. Таким образом, совершенствование технологии, несмотря на значительную разницу в накопленной добыче между первыми и повторными обработками, принесло положительные результаты.

Скважины Урьевского месторождения за три месяца до проведения первого ГРП работали с дебитами нефти и жидкости 5,1 т/сут и 5,5 т/сут. После проведения операции значения увеличились на 17,3 т/сут и 21,1 т/сут. Технология проведения ГРП была следующая: масса закаченного проппанта 17,2 т, средняя концентрация проппанта 404 кг/м³ и темп закачки жидкости разрыва 3,5 м³/мин.

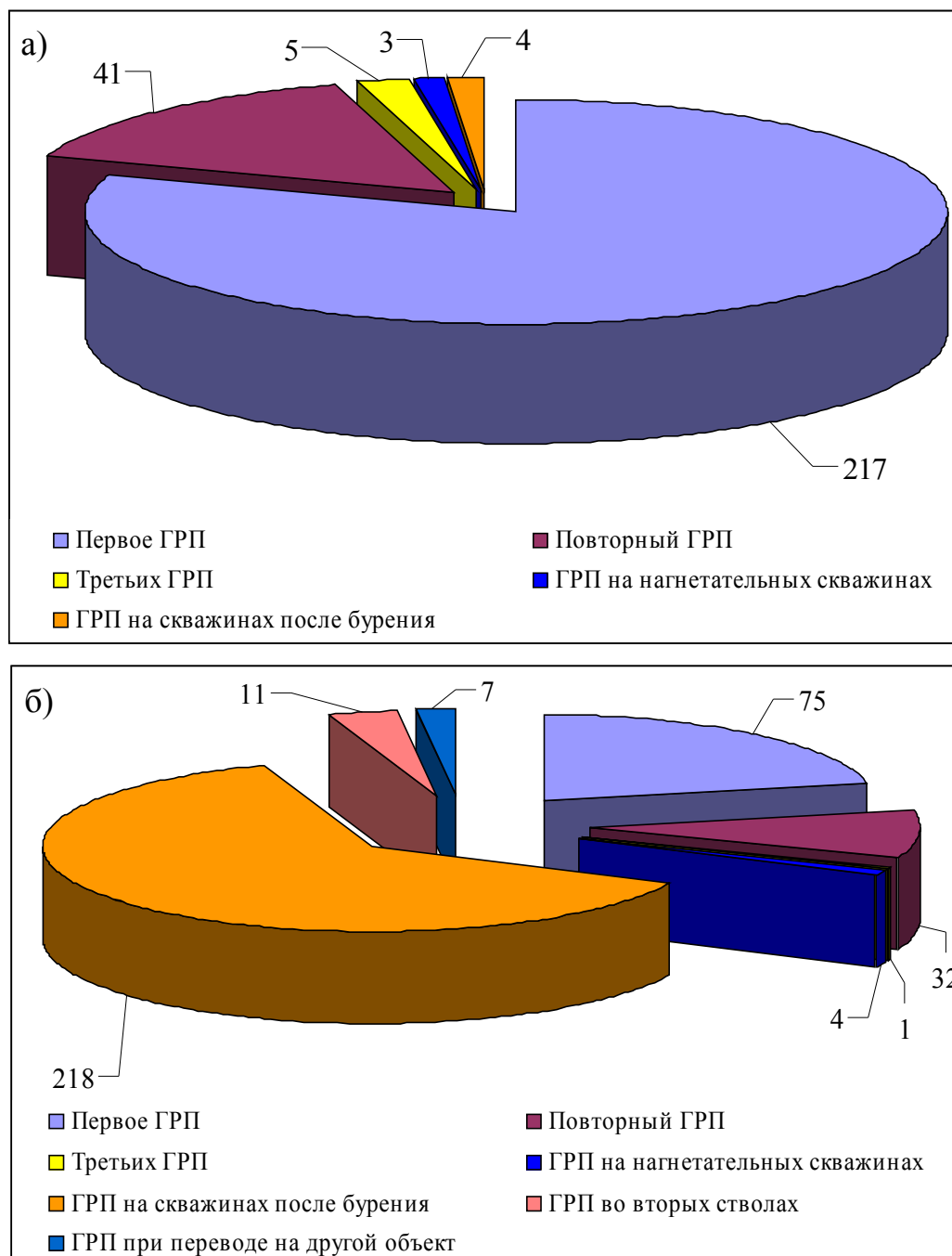


Рис. 1. Распределение количества ГРП на месторождениях:
(а) Нивагальском и (б) Урьевском

Параметры проведения повторного ГРП были следующие: масса пропан-та увеличена на 11,5 т, максимальная концентрация пропан-та уменьшена на 27 кг/м³, средняя концентрация пропан-та увеличена на 55 кг/м³, темп закачки жид-кости разрыва уменьшен на 0,7 м³/мин. После проведения повторного ГРП полу-чены следующие результаты: дебит по нефти составил 15,7 т/сут, по жидкости - 19,5 т/сут.

Низкие эффекты вторых операций по сравнению с первыми наблюдаются в первые полгода после ГРП, далее за счет меньших темпов падения (в среднем за 12 месяцев темп падения дебита жидкости после вторых ГРП составил 25 %, дебита нефти – 16 % против 58 и 57 % соответственно после первых операций) полученные дебиты нефти и жидкости превосходят соответствующие результаты первых операций.

Для определения показателей эффективности повторного ГРП, используя теорию распознавания образов, разработана методика прогнозирования, по которой определяют минимальное значение R_1 :

$$R_1 = \sqrt{\sum_{i=1}^7 (X_i - Y_i)^2}, \quad (1)$$

где X_i – параметры скважин базы образов; Y_i – параметры вводимой скважин.

Для прогнозирования показателей эффективности повторного ГРП составляется база образов, в которых учитываются следующие параметры:

- показатели эффективности первого ГРП;
- геологические характеристики пласта;
- технологические параметры.

Всего в базе образов учтены семь параметров:

1. X_1 – пористость m ;

2. X_2 – безразмерный параметр $H = \frac{H_{эф}}{\Delta H_{пер}}$, где $H_{эф}$ – эффективная нефтенасыщенная толщина; $\Delta H_{пер}$ – перфорированная толщина;

3. X_3 – масса закачанного проппанта M ;

4. X_4 – расчленность R , ед.;

5. X_5 – проницаемость K , мД;

6. X_6 – безразмерный параметр $\eta = \frac{\Delta Q_1}{q_1 t_1}$, где: ΔQ – дополнительная добыча

нефти после первого ГРП; q_1 – дебит нефти после первого ГРП; t_1 – продолжительность эффекта первого ГРП;

7. X_7 – обводненность после первого ГРП B .

Каждый параметр безразмерен для облегчения расчетов и приведен в табл. 1 и 2. По Нивагальскому месторождению 31 скважина находится в базе образов, по Урьевскому месторождению 25 скважин.

Для получения результатов эффективности повторного ГРП было взято пять скважин Урьевского месторождения и две скважины Нивагальского (табл. 3), которые не включены в базу образов. На пяти скважинах Урьевского месторождения получен положительный результат, т.е., по пяти скважинам прогнозируемые результаты совпадали с фактическими результатами.

Таблица 1. База образов Нивагальского месторождения

№	№ скв.	m	H	$M_1/100$	$R/10$	$K/30$	η	B_1
		X_1	X_2	X_3	X_4	X_5	X_6	X_7
1	2554	0,17	1,3	0,17	0,8	0,39	0,5	0,6
2	2662	0,16	1,2	0,18	0,5	0,28	0,3	0,2
3	2126	0,15	0,7	0,241	0,7	0,14	0,3	0,2
4	2112	0,15	1,3	0,36	0,6	0,13	0,4	0,7
5	2143	0,16	2,8	0,304	0,7	0,28	6,5	0,6
6	2570	0,16	3	0,12	0,5	0,31	0,4	0,2
7	2891	0,16	2,1	0,42	0,2	0,19	0,4	0,4
8	2098	0,16	1,1	0,18	0,5	0,37	0,5	0,3
9	9315	0,15	0,9	0,13	0,2	0,16	0,6	0,3
10	2272Б	0,18	0,8	0,128	0,5	0,86	0,4	0,2
11	2189	0,17	1,2	0,42	0,5	0,62	0,7	0,4
12	2125	0,16	1,3	0,404	0,6	0,27	0,5	0,4
13	2732	0,15	0,5	0,15	0,6	0,17	0,4	0,2
14	2174	0,17	1,6	0,1	0,6	0,58	0,5	0,1
15	2156	0,16	1,1	0,404	0,7	0,46	0,4	0,2
16	2080	0,16	0,7	0,304	0,5	0,39	0,3	0,7
17	2734	0,16	0,8	0,143	0,4	0,25	0,2	0,5
18	2326	0,16	0,8	0,08	0,3	0,32	0,3	0,2
19	2741	0,16	1,4	0,401	0,8	0,24	0,2	0,1
20	4898	0,15	1,6	0,475	0,2	0,15	0,5	0,1
21	2811	0,17	1,6	0,15	0,3	0,43	0,3	0,2
22	2621	0,16	2,4	0,15	0,5	0,19	0,2	0,1
23	2550Б	0,15	1	0,13	0,5	0,17	0,5	0,4
24	2605	0,16	1,2	0,182	0,4	0,21	0,4	0,2
25	2219	0,17	3	0,09	0,7	0,63	0,4	0,2
26	2634	0,17	1	0,16	0,5	0,5	0,6	0,1
27	2552	0,17	1,7	0,405	0,5	0,79	0,8	0,2
28	5044	0,16	2,8	0,12	0,4	0,2	0,3	0,3
29	2672	0,17	1,6	0,117	0,3	0,76	0,3	0,3
30	2557	0,16	1,3	0,18	0,5	0,32	0,5	0,2
31	2661	0,17	0,9	0,15	0,5	0,37	1,1	0,4

где:

q_1 – фактический дебит после повторного ГРП;

q_2 – прогнозный дебит повторного ГРП;

Q_1 – фактическая дополнительная добыча нефти после повторного ГРП;

Q_2 – прогнозная дополнительная добыча нефти после повторного ГРП;

t_1 – фактическое время продолжительности эффекта повторного ГРП;

t_2 – прогнозное время продолжительности эффекта повторного ГРП;

M_1 – фактическое значение массы закаченного проппанта при повторном ГРП;

M_2 – прогнозное значение массы закаченного проппанта при повторном ГРП.

Таблица 2. База образов Урьевского месторождения

№	№ скв.	<i>m</i>	<i>H</i>	<i>M</i> ₁ /100	<i>R</i> /10	<i>K</i> /30	<i>η</i>	<i>B</i> ₁
		<i>X</i> ₁	<i>X</i> ₂	<i>X</i> ₃	<i>X</i> ₄	<i>X</i> ₅	<i>X</i> ₆	<i>X</i> ₇
1	7840	0,22	0,9	0,244	0,4	0,09	0,7	0,1
2	626	0,17	0,8	0,11	0,1	--	0,3	0,1
3	227Р	0,17	1	0,408	0,6	0,05	0,6	0,1
4	1448	0,15	0,1	0,156	0,1	0,02	0,4	0,1
5	1129	0,17	1,4	0,603	0,4	0,01	0,7	0,1
6	447	0,18	0,9	0,104	0,1	0,03	0,2	0,1
7	1015	0,14	0,43	0,12	0,20	0,02	0,18	0,08
8	7317	0,13	0,4	0,123	0,3	0,02	0,4	0,2
9	1093	0,15	0,8	0,08	0,2	0,02	0,3	0,3
10	703	0,21	0,6	0,12	0,5	0,1	0,7	0,1
11	1067	0,14	0,4	0,23	0,1	0,02	0,4	0,3
12	21П	0,19	0,5	0,068	0,1	0,04	0,6	0,2
13	2168	0,14	0,60	0,10	0,50	0,02	0,54	0,31
14	7110	0,2	1,7	0,544	0,1	0,12	0,3	0
15	7311	0,22	0,7	0,201	0,3	0,14	0,4	0,1
16	653	0,15	0,2	0,12	0,3	0,02	0,4	0,3
17	7064	0,20	0,82	0,20	0,40	0,15	0,35	0,10
18	7096	0,21	0,8	0,241	0,4	0,11	0,7	0,1
19	5143	0,13	0,36	0,13	0,30	0,02	0,58	0,13
20	7067	0,2	1,4	0,605	0,6	0,08	0,6	0,1
21	7054	0,18	1,4	0,421	0,1	0,05	0,6	0,2
22	7853	0,19	1,2	0,405	0,1	0,04	0,4	0,1
23	7831	0,21	0,85	0,40	0,20	0,12	0,52	0,10
24	1010	0,16	0,7	0,198	0,5	0,02	0,6	0,2
25	1100	0,17	0,8	0,16	0,7	0,02	0,4	0,2

Таблица 3. Сравнение фактических результатов с прогнозируемыми

№ скв	<i>q</i> ₁	<i>Q</i> ₁	<i>t</i> ₁	<i>M</i> ₁	<i>q</i> ₂	<i>Q</i> ₂	<i>t</i> ₂	<i>M</i> ₂
530	7,88	4,78	1317	16,2	11,91	3,68	1277	13
1031	9,66	1,48	366	13	12,95	1,88	505	20,6
7050	23,85	10,99	840	40,3	20,40	7,34	550	40,5
7099	15,89	2,62	453	40,6	15,025	2,32	201	40,2
7321	4,62	2,78	1002	40,7	5,732	3,71	1146	39
7102	15,39	3,41	346	51,5	20,4	7,3	550	40,5
1130	21,58	4,18	592	20,5	9,19	0,38	88	30,4

По Нивагальскому месторождению были получены неудовлетворительные результаты, т.е. прогнозные показатели дополнительной добычи нефти, время продолжения эффекта и дебит после повторного ГРП не совпали с фактическими значениями, что требует расширения параметров базы образов. Для большей схожести прогнозных показателей эффективности повторного ГРП с фактически необходимо добавить технологические параметры:

- гранулометрический состав проппанта;
- темп закачки, м³/мин;
- среднее давление разрыва, атм;
- давление после ГРП (ISIP), атм;
- средняя концентрация проппанта, кг/м³.

После расширения базы образов достоверность получаемых результатов должна возрасти.

Выводы

1. При прогнозировании показателей эффективности повторного ГРП на объекте ЮВ₁ Нивагальского и Урьевского месторождений с использованием теории распознавания образов получены результаты, с помощью которых на объекте ЮВ₁ Нивагальского и Урьевского месторождения можно прогнозировать эффективность повторных ГРП.

2. В связи с полученными неудовлетворительными результатами показателей эффективности повторных ГРП по скважинам Нивагальского месторождения, необходимо добавить дополнительные технологические параметры, чтобы достичь положительных результатов.

Литература

1. Константинов С.В., Гусев В.И. Техника и технология проведения гидравлического разрыва пластов за рубежом. М.: ВНИИОЭНГ. Обзорная информация. Сер. Нефтепромысловое дело. 1985. 61 с.
2. Mader D. Hydraulic proppant fracturing and gravel packing (Developments in petroleum science. Vol. 26). Elsevier Science, 1989. 1276 p.
3. Каневская Р.Д. Математическое моделирование разработки месторождений нефти и газа с применением гидравлического разрыва пласта. М.: ООО "Недра-Бизнесцентр", 1999. 212 с.
4. Дуда Р., Харт П. Распознавание образов и анализ сцен. М.: Мир, 1976. 511 с.
5. Мирзаджанзаде А.Х., Кузнецов О.Л., Басниев К.С., Алиев З.С. Основы технологии добычи газа. М.: Недра, 2003. 880 с.
6. ТЭО КИН Нивагальского месторождения на 01.01.2009 г.
7. ТЭО КИН Урьевского месторождения на 01.01.2009 г.

APPLICATION OF PATTERN RECOGNITION THEORY IN OIL AND GAS PRACTICE

R.R. Sabitov¹, V.A. Korotenko

Tyumen State Oil and Gas University, Tyumen, Russia

e-mail: ¹srr@tsogu.ru

Abstract. *The theory of pattern recognition in oil and gas practice has foundwide application, both in drilling and in the oil and gas fields development. Works of many authors confirm the validity of the results. This article addresses the issue of forecasting performance re-fracturing application of pattern recognition at the YuV₁ formation of Nivagalskoe and Urevskoe oilfields.*

Keywords: *theory of pattern recognition, second hydraulic fracturing, YuV₁ formation, Nivagalskoe, Urevskoe, oilfield*

References

1. Konstantinov S.V., Gusev V.I. Tekhnika i tekhnologiya provedeniya gidravlicheskogo razryva plastov za rubezhom (The foreign technique and technology of hydraulic fracturing). Moscow, VNIIOENG, 1985. 61 p. (Review inform. Series "Petroleum Engineering").
2. Mader D. Hydraulic proppant fracturing and gravel packing (Developments in petroleum science. Vol. 26). Elsevier Science, 1989. 1276 p.
3. Kanevskaya R.D. Matematicheskoe modelirovanie razrabotki mestorozhdenii nefli i gaza s primeneniem gidravlicheskogo razryva plasta (Mathematical modeling of the oil and gas fields development with using hydraulic fracturing). Moscow: OOO Nedra-Biznestsentr, 1999. 212 p.
4. Duda R., Khart P. Raspoznavanie obrazov i analiz stsen. Moscow: Mir, 1976. 511 p. (Translated from Duda R.O., Hart P.E. Pattern Classification and Scene Analysis, John Wiley & Sons Inc, 1973, 482 p.)
5. Mirzadzhanzade A.Kh., Kuznetsov O.L., Basniev K.S., Aliev Z.S. Osnovy tekhnologii dobychi gaza (Gas production basics). Moscow: Nedra, 2003. 880 p.
6. TEO KIN Nivagal'skogo mestorozhdeniya (Project feasibility study of oil recovery factor for Nivagalskoe oilfield) in 01.01.2009.
7. TEO KIN Urevskogomestorozhdeniya (Project feasibility study of oil recovery factor for Urevskoe oilfield) in 01.01.2009.