

**АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЭКСПРЕСС-МЕТОДОВ
ОЦЕНКИ ИЗВЛЕКАЕМЫХ ЗАПАСОВ НЕФТЯНЫХ ЗАЛЕЖЕЙ
ПЕРМСКОГО ПРИКАМЬЯ**

По материалам разработки 49 нефтяных залежей в терригенных и карбонатных отложениях Пермского Прикамья исследована эффективность существующих экспресс-методов оценки извлекаемых запасов по характеристикам вытеснения. Сделан вывод о желательности перехода к оценке запасов на основе материально-энергетического баланса.

Для оперативной оценки извлекаемых запасов нефтяных залежей в процессе их разработки используются различные экспресс-методы, опирающиеся на так называемые характеристики вытеснения (ХВ). В основе каждого из методов лежат статистические зависимости между накопленными добычей нефти ($Q_n, м^3$), воды ($Q_v, м^3$), жидкости ($Q_{ж}, м^3$); текущими (годовыми или месячными) отборами нефти ($q_n, м^3$), воды ($q_v, м^3$) и жидкости ($q_{ж}, м^3$); иногда при построении таких зависимостей в качестве аргумента используется время разработки залежи (T , годы, месяцы). Наиболее известны зависимости Г.С. Камбарова, А.М. Пирвердяна, Б.Ф. Сазонова, С.Н. Назарова, М.И. Максимова и др. В работе [1] эти зависимости апробированы на материалах по 148 залежам в терригенных и карбонатных отложениях нефтяных месторождений Тюменской, Куйбышевской областей, Республик Башкортостан, Татарстан и ряда других регионов. Сделан вывод, что наиболее предпочтительными для прогнозной оценки извлекаемых запасов нефти являются характеристики вытеснения, предложенные Г.С. Камбаровым и С.Н. Назаровым. Отмечается, что данные характеристики позволяют сравнительно точно оценивать извлекаемые запасы нефти с относительной вязкостью >5 при обводненности добываемой продукции не менее 76-78%, в то время как другие из рассмотренных ХВ дают возможность оценивать извлекаемые запасы с приемлемой точностью только при обводненности более 83 %.

В данной работе для оценки извлекаемых запасов 49 нефтяных залежей Пермского Прикамья (табл.1), находящихся на различных стадиях разработки (коэффициент отбора запасов относительно запасов, утвержденных ГКЗ РФ в качестве извлекаемых, составляет от 1,8% до более 100%), использованы 16 зависимостей вида $Q_n = f(Q_{ж}, Q_v)$, две зависимости вида $Q_n = f(T)$ и 3 зависимости $Q_n = f(q_n, q_v, q_{ж})$, где Q_n – извлекаемые запасы нефти; $Q_{ж}, Q_v$ – накопленные отборы соответственно жидкости и воды к определенному моменту разработки залежи, $q_n, q_v, q_{ж}$ – годовые отборы соответственно нефти,

воды и жидкости на определенный момент разработки залежи (во всех случаях применялись показатели, приведенные к пластовым условиям), T – время от начала до исследуемого момента разработки залежи. При расчетах все зависимости приводились к линейному виду; по заключительному прямолинейному отрезку методом наименьших квадратов определялись коэффициенты соответствующих уравнений, после чего оценки извлекаемых запасов находились исходя из предположений о прекращении разработки в связи с достижением обводненности продукции добывающих скважин 98% или снижением дебита скважин по нефти до 0,2 т/сут. Расчеты выполнялись по составленной нами программе «ИЗП-16», частично заимствующей приемы, ранее реализованные в программах близкого назначения [2, 3].

В связи с исключением ряда зависимостей, дававших во многих случаях абсолютно неправдоподобные (резко отличающиеся от оценок извлекаемых запасов, утвержденных в ГКЗ РФ) результаты, для дальнейшего исследования были отобраны следующие зависимости:

$$Q_{н} = A + \frac{B}{Q_{ж}}, \quad (I)$$

$$Q_{н} = A + \frac{B}{Q_{ж}^2}, \quad (II)$$

$$Q_{н} = A + \frac{B}{Q_{в}}, \quad (III)$$

$$Q_{н} = A + \frac{B}{t}, \quad (IV)$$

$$Q_{н} = A + \frac{B}{Q_{в}^2}, \quad (V)$$

$$\frac{Q_{в}}{Q_{н}} = A + B \cdot Q_{в}. \quad (VI)$$

В табл. 1 приведены результаты сопоставления полученных оценок извлекаемых запасов нефти по выбранным зависимостям с оценками, утвержденными ГКЗ РФ. Залежи разделены на три группы:

- залежи, у которых характеристики вытеснения не выходят на стабильный заключительный прямолинейный отрезок;
- залежи, у которых характеристики вытеснения выходят на стабильный (более 5 точек, отвечающих разным годам разработки) заключительный прямолинейный отрезок и не искривляются;
- залежи, у которых характеристики вытеснения после продолжительного прямолинейного участка искривляются по причине изменения системы разработки (чаще всего из-за отключения высокообводненных скважин).

В первую группу попали залежи с коэффициентом отбора от 1,8 до 88 % от утвержденных оценок запасов и обводненностью продукции от 4,5 до 69 %. Для этих залежей невозможно оценить извлекаемые запасы залежей, т.к. характеристики вытеснения не выходят на стабильный заключительный прямолинейный отрезок (рис. 1).

Во вторую группу попали залежи с коэффициентом отбора от 20 до 100,5 % от утвержденных оценок запасов и обводненностью продукции от 75 до 96 %. Для залежей этой группы все характеристики вытеснения выходят на стабильный заключительный прямолинейный отрезок (рис. 2) и дают близкие друг к другу значения оценок извлекаемых запасов. Для яснополянской и башкирской залежей Опалихинского месторождения оцененные извлекаемые запасы по характеристикам вытеснения значительно меньше утвержденных ГКЗ РФ, что говорит о невовлеченности значительной части запасов в разработку.

Таблица 1
Сопоставление экспресс-оценок извлекаемых запасов с оценками, утвержденными ГКЗ РФ

Помер группы	Месторождение, объект	Обводненность добываемой продукции в % на дату расчета	Отбор от утвержденных запасов в % на дату расчета	Зависимость					
				I	II	III	IV	V	VI
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	Шумовское, Бш	4,5	30	55	72	43	81	53	52
1	Шумовское, В	5	27	49	64	39	69	49	49
1	Уньвинское, Ясн *	7	48	82	108	81	107	112	86
1	Пихтовское, Бб **	12	28	46	60	32	74	36	33
1	Юрчукское, Ясн *	12	50	87	114	79	99	82	76
1	Пихтовское, Т-Фм**	13	44	77	101	52	67	60	55
1	Шумовское, Тл	16	36	63	80	46	68	54	50
1	Уньвинское, Бш *	16	42	68	89	53	104	65	64
1	Горское, Т	17	52	85	112	103	97	149	74
1	Чашкинское, Ясн*	22	88	150	194	92	120	101	94
1	Шумовское, См	23	1,8	3	4	3	3	4	4
1	Маячное, Бш	25	15	25	33	28	34	40	48
1	Юрчукское, Бш *	26	21	33	43	31	60	40	73
1	Змеевское, Т	28	24	38	50	38	54	51	66
1	Западное, Т	30	37	57	73	52	88	67	91
1	Сибирское, Бш	31	3	4	5	4	8	4	4
1	Юрчукское, Фм *	31	51	95	128	149	157	232	39
1	Рассветное, Бш2	37	52	79	101	74	98	81	86
1	Первомайское, Тл	40	14	21	27	19	26	24	28
1	Первомайское, Т	40	22	65	55	68	57	59	47
1	Опалихинское, Т	40	29	47	59	42	57	53	65
1	Рассветное, Бш1	41	58	89	112	73	112	87	85
1	Падунское, Т	43	38	64	82	62	77	79	66
1	Шумовское, Бб	43	63	109	139	103	97	132	164
1	Полазненское, Бш	46	77	128	163	111	173	137	150
1	Сибирское, Т-Фм	47	39	63	80	45	93	51	48
1	Падунское, Бш	48	16	25	31	23	38	29	38

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	Уньвинское, Фм *	52	78	130	167	130	157	170	73
1	Березовское, Т	57	38	56	68	49	60	57	56
1	Березовское, Т	57	38	56	68	49	60	57	56
1	Первомайское, ББ	62	63	89	108	80	116	106	130
1	Маячное, Тл	62	93	141	152	123	159	150	201
1	Западное, Ясн	63	35	46	55	40	60	45	43
1	Рассветное, Тл	63	83	98	120	90	125	109	122
1	Березовское, Ясн	69	87	121	150	120	126	158	218
2	Баклановское, Тл	75	58	84	101	80	94	95	90
2	Горское, ББ	77	100,5	105	121	102	107	112	125
2	Опалихинское, Бш	78	54	75	77	71	80	73	73
2	Опалихинское, Ясн	80	20	25	29	24	35	28	29
2	Маячное, Т	80	88	114	126	109	100	121	112
2	Бугровское, Ясн	83	90	116	127	110	114	122	121
2	Константиновское, Ясн	79	93	136	142	132	143	142	150
2	Каменноложское, Ясн	84	99	107	110	102	102	104	103
2	Благодатное, Тл	87	99	118	136	112	132	126	127
2	Сухобизярское, Тл	91	100,4	108	113	107	112	111	110
2	Кулешевское, Тл	96	96	103	106	101	101	103	101
3	Чашкинское, Т-Фм*	34	88	193	264	85	108	90	86
3	Падунское, Ясн	79	98	160	196	162	109	200	171
3	Каменноложское, Бш	82	93	129	149	125	117	143	157

Примечания: указаны отношения экспресс-оценок запасов к утвержденным, принятым за 100%; все расчеты произведены по состоянию на 31.12.2000 г. за исключением залежей, отмеченных * (расчет по состоянию на 31.12.1997 г.) и ** (расчет по состоянию на 31.12.1999 г.).

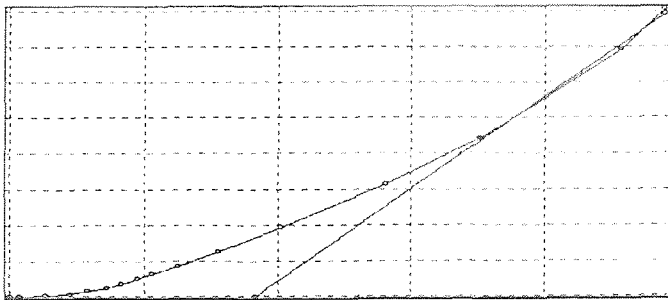


Рис.1. Характеристика вытеснения $Q_n = A + B/Q_v$, Яснополянская залежь Уньвинского месторождения

В третью группу вошли залежи с отбором от утвержденных извлекаемых запасов 88–98 % и обводненностью добываемой продукции на дату расчета 34–

82%. Это залежи, для которых ХВ после продолжительного прямолинейного участка искривляются (рис. 3) по причине изменения системы разработки (отключение высокообводненных скважин, вследствие чего произошло значительное снижение процента обводненности продукции, добываемой из залежи). Из-за изменений системы разработки ХВ дают либо завышенные оценки извлекаемых запасов, либо заниженные, причем иногда меньше уровня фактической величины добычи нефти на последнюю дату ввода данных (турнейско-фаменская залежь Чашкинского месторождения). Для оценки возможности прогнозирования запасов по прямолинейному участку ХВ по данным залежам был произведен расчет оценок извлекаемых запасов по прямолинейным участкам ХВ этих залежей (табл.2).

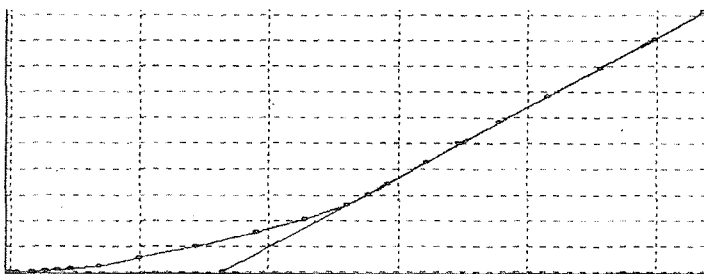


Рис.2. Характеристика вытеснения $Q_n = A + B/Q_{ж}$.
Яснополянская залежь Опалихинского месторождения

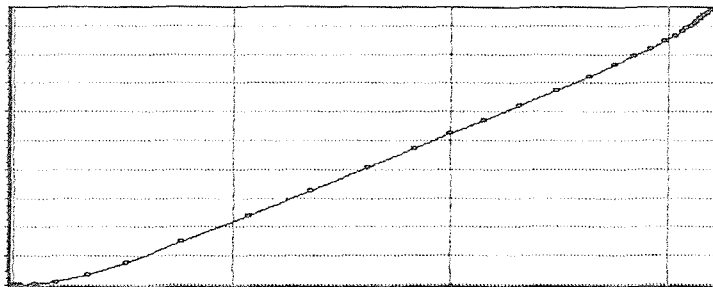


Рис.3. Характеристика вытеснения $Q_n = A + B/Q_{ж}$.
Яснополянская залежь Падунского месторождения

Таблица 2

Сопоставление экспресс-оценок извлекаемых запасов с оценками,
утвержденными ГКЗ РФ
(расчет извлекаемых запасов по прямолинейным участкам ХВ)

Месторождение, объект	Обводненность добываемой продукции в % на дату расчета	Отбор от утвержденных запасов в % на дату расчета	Зависимость					
			I	II	III	IV	V	VI
Чашкинское, Т-Фм	84	89	92	99	92	96	90	94
Падунское, Ясн	91	93	92	96	92	97	92	91
Каменноложская, Бш	90	90	98	102	97	106	100	98

Как видно из табл. 2, отброс заключительных искаженных участков приводит к стабилизации результатов, получаемых по разным характеристикам вытеснения. Однако извлекаемые запасы, оцененные по характеристикам вытеснения без учета искривленного заключительного участка (1971–1990 гг.), для яснополянской залежи Падунского месторождения оказались в среднем на 4 % меньше, чем накопленная добыча по состоянию на конец 2000 года. Поэтому рекомендовать производить оценку извлекаемых запасов с отбросом искаженного заключительного отрезка для всех залежей нельзя.

Таким образом, выделенные зависимости (I–VI) позволяют оценивать извлекаемые запасы нефтяных залежей Пермского Прикамья при следующих условиях:

- обводненность добываемой продукции должна быть более 75%;
- система разработки не должна существенно изменяться в ходе процесса нефтеизвлечения.

В результате можно сделать вывод о необходимости более широкого внедрения других методов оценки геологических (балансовых) и извлекаемых запасов нефти на основе материалов по истории разработки, например с помощью методов, опирающихся на уравнения материально-энергетического баланса. При наличии мощных современных ЭВМ, позволяющих производить многократные многовариантные расчеты в относительно небольшие промежутки времени, использовать методы, опирающиеся на материально-энергетические балансы, незатруднительно.

Библиографический список

1. Амелин И.Д., Сургучев М.Л., Давыдов А.В. Прогноз разработки нефтяных залежей на поздней стадии. М.: Недра, 1994. 308 с.
2. Распопов А.В. Программа для автоматизированной оценки извлекаемых запасов нефти по характеристикам вытеснения // Информац. листок № 240-96 / Перм. межотрасл. территор. центр научно-техн. информ. и пропаганды. Пермь, 1996. 3 с.

3. Шевко Н.А., Мордвинов В.А., Гудков Е.П. К оценке некоторых технико-экономических показателей при добыче нефти // Актуальные проблемы геологии нефти и газа: Материалы регион. научно-практ. конф. Ухта, 1999. С. 282–284.

Получено 28.05.03

УДК 681.31.00: 622.276

Ю.В. Шурубор

Пермский государственный технический университет

ПРИНЦИПЫ АВТОМАТИЗАЦИИ ИНЖЕНЕРНОГО ПРОЕКТИРОВАНИЯ (В ПОРЯДКЕ ОБОБЩЕНИЯ ОПЫТА СОЗДАНИЯ ПРОГРАММНОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ ПРОЕКТИРОВАНИЯ РАЗРАБОТКИ И ЭКСПЛУАТАЦИИ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ)

Краткое изложение основных принципов автоматизации инженерного проектирования, сформулированных автором на основе обобщения собственного опыта создания комплексов программ проектирования-анализа разработки и эксплуатации нефтяных месторождений.

При рассмотрении принципов автоматизации инженерного проектирования в различных публикациях обычно слишком много места уделяется сугубо математическим аспектам, в связи с чем содержание проблемы нередко остается в тени и инженеру, которому приходится заниматься «переводом» решения задач проектирования на ЭВМ, довольно трудно отделить главное от второстепенного. Особенно пугающим выглядит требование предварительной формализации инженерных задач. Опыт, накопленный автором в связи с автоматизацией проектирования-анализа разработки нефтяных месторождений и эксплуатации нефтедобывающих скважин [1, 2], позволяет утверждать, что по отношению ко многим задачам инженерного проектирования проблема формализации решается как бы сама собой в ходе составления соответствующей программы для ЭВМ, а в большинстве других задач оказывается легко преодолимой на основе достаточно глубокого понимания содержательной стороны задачи, не требуя обращения к сложным формальным построениям. Изложению такой точки зрения на автоматизацию инженерного проектирования и посвящена настоящая статья.