

АНАЛИЗ ВЛИЯНИЯ СИСТЕМНОГО ИЗМЕНЕНИЯ ТЕХНОЛОГИИ НА КОНЕЧНЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ РАЗРАБОТКИ ПО ГРУППЕ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Ситдикова Д.Ф., Надыров А.Р., Токарева Н.М.

Уфимский государственный нефтяной технический университет

Анализируемые нефтяные объекты по группе месторождений приуроченные к терригенной толще нижнего карбона, находятся в настоящее время на поздней стадии разработки. Нефть анализируемых объектов высоковязкая, а сами объекты характеризуются значительной геологической неоднородностью. В процессе разработки данной группы месторождений явно выделяются два этапа. На первом этапе объекты были разбурены редкой сеткой скважин, а на втором этапе было проведено значительное уплотнение сетки скважин.

Для оценки значений конечной нефтеотдачи по данной группе объектов были использованы два принципиально различных методических подхода. Первый методический подход включает в себя группу промыслово-статистических методов, позволяющих оценить конечную нефтеотдачу на поздней стадии разработки при сложившейся технологии [1]. Второй методический подход – использование адаптационных геолого-промысловых моделей (АГПМ), позволяющих проводить прогноз на любой стадии разработки и учитывать возможное влияние на конечные показатели изменяющихся технологических характеристик [2]

В настоящее время существует множество промыслово-статистических методов для определения прогнозных показателей разработки. Экстраполяционные промыслово-статистические методы широко используются в различных исследованиях и рекомендованы отраслевыми руководящими документами (РД) в силу их оперативности и простоты. Сопоставление характеристик вытеснения различных объектов разработки в безразмерном виде позволяет сравнивать эти объекты, выявлять причины и факторы, влияющие на характер выработки запасов нефти. Характеристики вытеснения подразделяются на две большие группы: кривые обводнения и кривые падения.

Кривые обводнения – это различные зависимости между накопленными отборами нефти, воды или жидкости, характеризующие процесс обводнения скважин, участка или месторождения.

Кривые падения – это зависимости между текущей и накопленной добычей нефти от фактора времени, а также зависимости между текущей и накопленной добычей нефти, характеризующие динамику добычи нефти во времени.

Старейшими промыслово-статистическими методами являются методы Максимова, Пермякова, Пирвердяна, Камбарова (приведённая на рисунке 1).

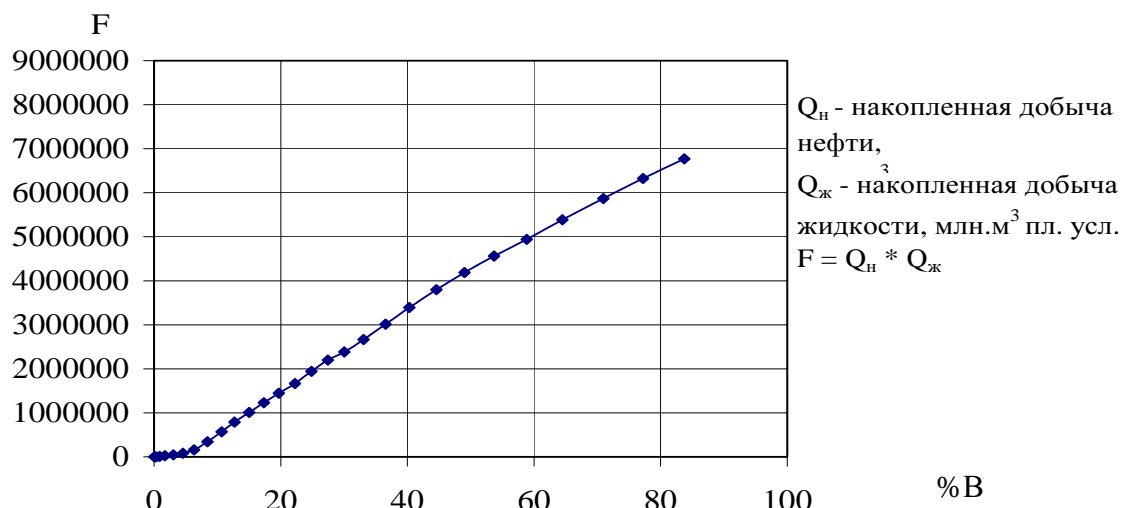


Рисунок 1. Характеристика вытеснения, построенная по методу Камбарова В.С.

При проведении прогнозных расчетов максимального коэффициента нефтеотдачи в данных геолого-промысловых условиях, необходимо для этих методик решить три основные задачи:

- 1) применимость тех или иных методик для характерных групп месторождений с различными геолого-физическими условиями;
- 2) определение граничных условий, для которых прогнозы реальны;
- 3) определение с какой и на какую стадию разработки наиболее рационально получение прогнозных значений.

Наиболее эффективные промыслово-статические методы для оценки извлекаемых запасов применительно к терригенной толще нижнего карбона (ТТНК) и средние относительные погрешности этих методов по отношению к накопленному $(Q_{\text{практ}} - Q_{\text{теор}})/Q_{\text{практ}}$ и среднегодовому $(Q_{\text{практ}} - Q_{\text{теор}})/q_n$ отборам приведены в таблице 1.

Таблица 1. Наиболее эффективные промыслово-статические методы для оценки запасов применительно к ТТНК.

Метод	Формула	$(Q_n - Q_t)/q_n$	$(Q_n - Q_t)/Q_n$
Назаров-Сипачев(модерн)	$\text{Ln}B\text{H}\Phi = a * Q_n + b$	8,12%	0,30%
Сипачев-Пасевич(1980)	$Q_{\text{ж}}/Q_n = a * Q_{\text{ж}} + b$	8,97%	0,32%
Максимов(1959)	$\text{Ln}Q_B = a * Q_n + b$	4,21%	0,12%
Говорова-Рябиннина(1957)	$\text{Ln}Q_B = a * \text{Ln}Q_n + b$	8,35%	0,31%
Гайсин	$Q_n/Q_{\text{ж}} = a * Q_n + b$	8,57%	0,32%
Сазонов(1978)	$Q_n = a * \text{Ln}Q_{\text{ж}} + b$	4,62%	0,21%

Как видно из результатов исследований, по группе месторождений со сходными геолого-физическими условиями требуется комплексное применение нескольких наиболее эффективных для данной группы месторождений методов. Причем наилучшие результаты имеют место при прогнозах на поздних стадиях

разработки, при обводненности продукции свыше 50%. При проведении прогнозов желательно использовать данные за последние 5 – 8 лет разработки.

На ранних стадиях разработки применение характеристик вытеснения имеет низкую результативность – это связано с тем, что показатели разработки на ранней стадии не обладают нужной долей стационарности, в виду сложности геолого-физических условий разработки терригенной толщи нижнего карбона (ТТНК).

Одна из существующих групп методов принадлежит к группе зависимостей, характеризующих связь водонефтяного фактора (ВНФ) с накопленными отборами пластовых флюидов (Q_n , Q_v , Q_j). К этой группе аппроксиматологических методов прогноза показателей разработки относятся кривые вытеснения Назарова С.Н., Сипачёва Н.В. и др., которые выражены зависимостью $Q_j = Q_n / (aQ_v + v)$. Методы данной группы основаны на наличии тесной связи между накопленными отборами нефти, воды и жидкости, выявленной на основе анализа интегральных кривых отборов по ряду залежей. Эти методы описывают прямую зависимость роста водонефтяного фактора (ВНФ) от роста добычи воды с увеличением обводнённости продукции.

Метод французского нефтяного института (1972г.) несколько выделяется из данной группы, поскольку заложенная в него модель отличается по характеру развития от предыдущих методов и выражается зависимостью $Q_v / Q_n = aQ_n + v$. В данной модели предложена зависимость водонефтяного фактора, линиализирующегося на определённом этапе фильтрационной динамики, присущей исследуемому объекту и, одновременно, стабилизации темпов снижения добычи нефти.

Погрешность оценки конечного КИН зависит как от той стадии, на которой проводится прогноз, так и от сложности строения анализируемых объектов.

Анализ, проведенный М.А. Токаревым и В.Ш. Мухаметшиным на примере девонских залежей Башкирии и месторождений терригенной толщи нижнего карбона, находящихся на поздней стадии разработки, позволил оценить точность основных промыслово-статистических методов, применяемых при прогнозе нефтеотдачи [3].

Для расчета использовали методы Копытова, Назарова, Пермякова, Пирвердяна, Мовмыги и Камбарова. По всем методам прогнозировали текущую и конечную нефтеотдачу на различных стадиях разработки и рассчитывали средние отклонения прогнозных значений от фактических. В таблице 2 представлены результаты средней погрешности прогноза нефтеотдачи различными методами с 30, 40, 50, 60, 70, 80 %-ной обводненности продукции на 40, 50, 60, 70, 80, 98 %-ную обводненность [4].

Как видно из таблицы 2, наименьшей погрешностью прогноза текущей и конечной нефтеотдачи по девонским месторождениям фактически на всех стадиях преобладает метод Назарова.

Относительная погрешность прогноза текущей нефтеотдачи не превышает 2-3 % и только в одном случае достигает 5 %. При прогнозе конечной нефтеотдачи этот метод также дает наименьшую погрешность относительно других методов, которая не превышает 10 %, а с ростом обводненности снижается до 5-6 %. Однако с обводненности 70 % метод Пермякова дает более точные значения, чем метод Назарова. При этом погрешность не превышает 4 %.

Таблица 2. Средняя относительная погрешность отклонения (%) прогнозного КИН от фактического при различной обводненности продукции различными методами.

Метод	Прогноз с обводненности, %																							
	30					40					50					60			70		80			
	Прогноз на обводненность, %																							
	40	50	60	70	80	50	60	70	80	90	60	70	80	90	80	70	80	90	80	90	90			
девонские залежи																								
Копытова	2	5	5	5	6	1	0	2	2	6	2	0	2	4	3	3	2	2	4	0	1	1	5	5
Назарова	0	0	0	1	0	9	0	0	0	1	3	0	1	2	8	0	1	7	1	4	6			
Пермякова	4	4	8	1	1	2	6	9	1	1	8	2	4	5	9	1	3	7	1	5	3			
Пирвердяна	0	1	1	2	3	5	1	1	1	9	6	0	1	3	6	0	2	6	1	6	4	2	3	2
Мовмыги	4	2	3	6	8	2	1	1	4	5	1	0	3	6	1	2	5	1	1	1	8	8	1	8
Камбаровая	2	4	5	6	7	1	2	3	3	5	1	0	1	2	2	1	3	2	2	1	1	6	5	6
ТТНК																								
Копытова	1	1	4	2	4	4	4	8	1	2	3	1	5	2	2	3	1	2	8	2	5	5	2	5
Назарова	4	9	1	2	4	5	0	3	1	2	5	1	1	3	4	1	1	3	1	3	1	6	0	6
Пермякова	2	5	5	5	8	1	1	4	2	4	1	1	4	1	1	9	2	1	1	2	1	0	0	0
Пирвердяна	1	1	2	4	5	5	2	7	1	3	3	5	1	2	2	5	2	3	9	2	9	9	2	9
Мовмыги	2	3	4	3	4	7	5	1	2	4	5	5	1	3	5	1	3	5	2	3	3	6	7	6
Камбаровая	1	2	3	4	6	6	2	1	2	4	5	7	1	3	4	7	2	3	1	3	2	3	4	3

Погрешность оценки нефтеотдачи по ТТНК, характеризующейся высокой неоднородностью и высоковязкой нефтью, на одной и той же стадии разработки значительно выше, чем по месторождениям девонских залежей Башекирии (более однородные объекты с малой вязкостью нефти).

Данные, приведенные в таблице 2 свидетельствуют о том, что при использовании экстраполяционных методов погрешность оценки накапливается с ростом промежутка экстраполяции. Поэтому период, на который экстраполируются фактические данные разработки объекта промыслово-статистическими методами с использованием характеристики вытеснения, должен быть сопоставим со временем адаптации этих зависимостей.

Осреднённые значения конечной нефтеотдачи, полученные по методикам Гайсина Д.К., Пирвердяна А.М., Камбарова Г.С. и «БашНИПИнефть» и полученные с помощью АГПМ приведены в таблице №3.

Таблица 3 Прогнозные значения конечной нефтеотдачи

№ объекта	Прогноз конечной нефтеотдачи по промыслово-статистическим методам		Прогноз конечной нефтеотдачи с помощью АГПМ
	на конец 1 этапа	на конец 2 этапа	на конец 2 этапа
1	45,11	48,64	53,7
2	47,72	49,02	
3	35,91	44,94	47,52
4	43,09	48,18	51,50
5	46,12	49,85	
6	46,94	49,33	
7	43,37	49,55	
8	42,01	45,96	46,76
9	47,75	52,62	
10	35,81	51,21	
11	16,5	29,3	39,25
12	28,44	38,09	41,15
13	36,85	41,76	42,00
14	41,86	45,30	46,17
15	45,60	46,13	49,31
16	17,80	22,25	
17	39,64	47,75	
18	15,00	31,00	

Для оценки эффективности методов повышения нефтеотдачи в настоящее время имеет смысл рекомендовать применение не имеющих аналогов адаптационных геолого-промысловых моделей (АГПМ), которые получены на основе статистической обработки промысловых данных по группам родственных месторождений. Получение этих моделей связано с большой трудоемкостью, однако, применение АГПМ позволяет получить значения потенциальной нефтеотдачи по данным объектам разработки при использовании в системе разработки [5]. АГПМ позволяет ответить на конкретный вопрос: «является ли применение тех или иных технологий повышения нефтеотдачи или интенсификации - совершенствованием технологий разработки, действительно ли позволяет повысить нефтеотдачу пласта, когда нефтеотдача превышает потенциальную». Метод АГПМ позволяет учесть влияние различных факторов, влияющих на нефтеотдачу. Если применяются физико-химические методы повышения нефтеотдачи и одновременно осуществляется бурение новых скважин (гидродинамические методы повышения нефтеотдачи), мы можем уточнить потенциальную нефтеотдачу без учета этих скважин, т.е. снять гидродинамическое воздействие и оценить только физико-химический метод или наоборот [5].

В таблице 4 приведена реальная адаптационная геолого-промысловая модель, позволяющая учесть влияние как геолого-физических, так и технологических факторов. При этом для исключения взаимовлияющих геолого-физических параметров они приведены в формализованном виде с помощью главных компонент. При этом каждая главная компонента является линейной функцией 27 геолого-физических параметров.

Таблица 4. Геолого-статистическая зависимость текущей нефтеотдачи от геолого-физических параметров (выраженных через главные компоненты) для группы объектов с высоковязкими нефтями

fв	Коэффициенты при параметрах									R ²
	Z ₁	Z ₂	Z ₃	Z ₄	Z ₅	Q'	η_{t-1}	$q_{зак}/q_0$ тб	B ₀	
10	-0,034	0,048	0,054	-0,049	-0,005	-0,0004		-0,1	0,53	0,97
20	-0,056	0,015	0,065	-0,035	0,011	-0,0004		0,053	0,34	0,92
30	-0,067	0,017	0,067	-0,025	-0,005	-0,0004		0,004	0,42	0,96
40	-0,067	0,011	0,085	-0,047	-0,014	-0,0003		-0,016	0,48	0,94
50	-0,061	0,006	0,085	-0,037	-0,003	-0,0004		-0,003	0,52	0,81
60	-0,054	0,004	0,072	-0,029	-0,007	-0,0002		-0,011	0,5	0,81
70	0,0004	0,004	0,007	-0,003	-0,003		0,92		0,061	0,99
80	0,002	-0,002	-0,0011	-0,0015	0,0012		0,94		0,047	0,99
90	0,004	0,002	0,004	-0,004	0,0002		0,87		0,1	0,97
95	-0,002	-0,004	0,0005	0,003	0,0004		0,99		0,023	0,99
98	-0,001	-0,003	-0,002	0,006	0,002		0,91		0,012	0,98

Для наших объектов подходит адаптационная модель второй группы объектов с высоковязкой нефтью и значительной геологической неоднородностью (таблица 5).

Проведённые расчёты показали, что конечные показатели близки к значениям конечной нефтеотдачи определённым по данным второго этапа разработки, однако несколько выше, полученных по кривым вытеснения.

Таблица 5. Главные компоненты для расчёта прогнозных показателей

Главная компонента	№ объекта								
	1	2	3	4	5	6	7	8	9
Z ₁	1,19	0,92	1,80	-0,18	2,47	2,84	2,13	1,24	1,81
Z ₂	2,66	2,07	2,38	1,89	0,14	1,60	0,32	-0,68	0,54
Z ₃	0,98	1,74	0,71	-0,83	-1,43	-1,46	-1,95	0,86	0,10
Z ₄	0,98	0,45	0,70	1,26	-1,21	-1,62	-0,97	-2,16	-0,11
Z ₅	0,27	-0,32	-0,07	0,41	0,66	1,13	-0,18	-0,28	-1,42
Z ₆	2,06	2,64	1,53	-1,07	-0,78	0,53	-0,80	0,83	0,76

Применение АГПМ позволяет получить результаты, которые однозначно интерпретируют влияние изменения технологии разработки. Данный метод позволяет полностью осуществлять оценку эффективности методов воздействия на объект разработки.

Проведённая оценка величины конечной нефтеотдачи для технологических условий первого и второго этапов разработки приведены в таблице 3.

На рисунке 2 приведена прогнозная динамика нефтеотдачи по фактическим данным, рассчитанная с помощью адапционных геолого-промысловых моделей до уплотнения сетки скважин и после уплотнения.

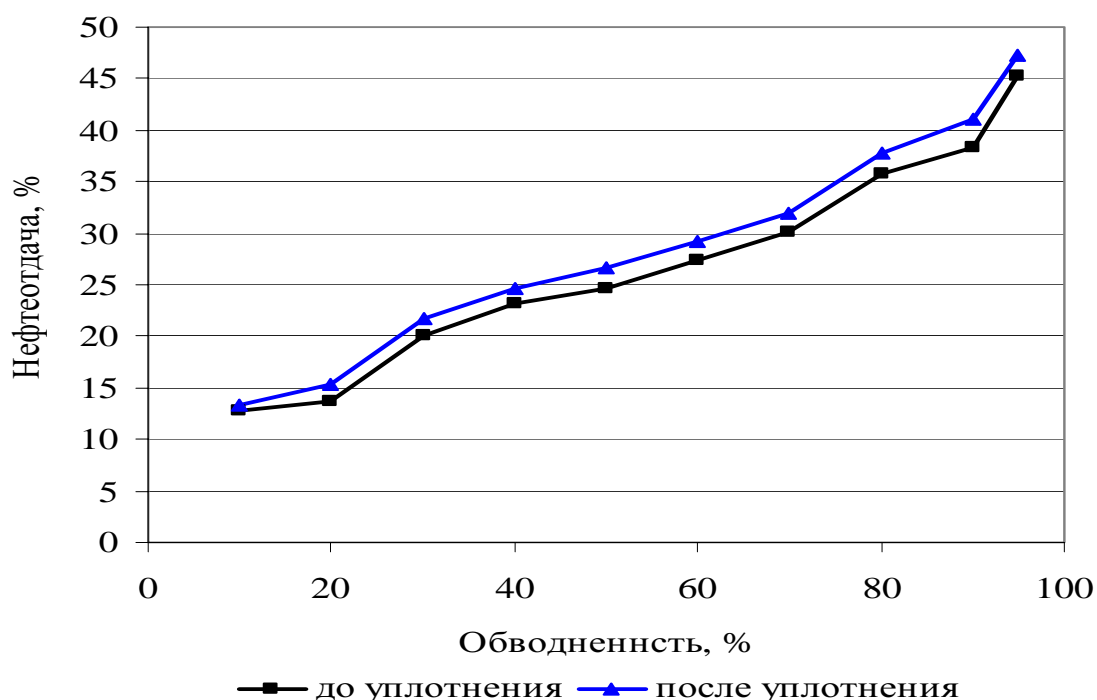


Рисунок 2. Прогнозная динамика нефтеотдачи

Выводы

В настоящее время используется множество промыслово-статистических методов для определения текущих и конечных значений нефтеотдачи и водонефтяного фактора. Погрешность оценки конечной нефтеотдачи зависит как от той стадии, на которой проводится прогноз, так и от сложности строения анализируемых объектов; также погрешность оценки накапливается с ростом промежутка экстраполяции.

Применение этих методов при прогнозных расчетах должно осуществляться комплексно, выбранной группой методов. Полученные значения дают оценочные сведения. Для каждого из методов следует применять граничные условия.

С помощью АГПМ производится прогноз текущих и конечных значений нефтеотдачи и водонефтяного фактора анализируемого объекта в интервале обводненности продукции 10 – 98%. Прогноз этих показателей производится по

нескольким вариантам, соответствующим различным элементам технологии разработки.

Применение АГПМ к различным регионам Татарии, Башкирии, Пермской области по оценке эффективности гидродинамических методов (Бавлинский, Новоказинский эксперименты), по оценке эффективности физико-химических методов повышения нефтеотдачи, позволяет получить результаты, однозначно интерпретирующие эффективность методов повышения нефтеотдачи.

ЛИТЕРАТУРА

1. Токарев М.А. Чинаров А.С. Ситдикова Д.Ф. Сравнительная оценка надежности способов контроля за эффективностью методов повышения нефтеотдачи и пути их совершенствования. Научно-технический журнал «Интервал», №8 (55), 2003.
2. Токарев М.А., Ахмерова Э.Р., Газизов А.А., Денисламов И.З.: Анализ эффективности применения методов повышения нефтеотдачи на крупных объектах разработки // Учеб.пособие.-Уфа: Изд-во УГНТУ, 2001.- 115с.
3. Токарев М.А. Комплексный геолого-промысловый контроль за текущей нефтеотдачей при вытеснении нефти водой. – М.: Недра, 1990. – 267с.
4. Абызбаев И.И., Насыров Г.Г.: О факторах, влияющих на нефтеотдачу водонефтяных зон. // Геология нефти и газа, № 2, 1975,с. 60-63.
5. Токарев М.А.: Использование геолого-статистических моделей для контроля текущей нефтеотдачи. // Нефт. хоз., № 11,1983, с. 35-39.