

2.8.4. Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений
(технические науки)

Научная статья / Original research article
УДК 622.279.23/.4
DOI:10.31660/0445-0108-2025-6-88-100
EDN: TCFTAP



Сравнение классического метода интегральных характеристик вытеснения и вероятностного подхода по точности прогнозирования извлекаемых запасов нефти

В. С. Шумко*, Е. И. Мамчистова

Тюменский индустриальный университет, Тюмень, Российская Федерация
*vlad-to72@mail.ru

Аннотация. Характеристики вытеснения используют для эффективного и быстрого прогноза извлекаемых запасов нефти, оценки эффективности от проведенных геолого-технических мероприятий. Они позволяют значительно уменьшить время и финансовые затраты, которые необходимо потратить для построения трехмерной гидродинамической модели. В статье представлен вероятностный подход для экстраполяции динамики добычи нефти посредством интегральных кривых обводнения. Классический метод характеристик вытеснения сравнивается с вероятностным способом в рамках точности прогнозирования. Описан алгоритм прогнозирования данным способом. В ходе сравнительного анализа была продемонстрирована работоспособность метода в зависимости от обводненности в конце интервала аппроксимации. На ранних стадиях разработки точность вероятностного метода выше, чем у традиционного подхода. Уделяется внимание критериям, которые при использовании вероятностного подхода позволяют отсеивать неправдоподобный экстраполированный результат.

Ключевые слова: интегральные характеристики, вероятностный подход, извлекаемые запасы нефти, комплекс программ, прогнозирование, динамика добычи нефти, кривые обводнения

Для цитирования: Шумко, В. С. Сравнение классического метода интегральных характеристик вытеснения и вероятностного подхода по точности прогнозирования извлекаемых запасов нефти / В. С. Шумко, Е. И. Мамчистова. – DOI 10.31660/0445-0108-2025-6-88-100 // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2025. – № 6. – С. 88–100. – EDN: TCFTAP

Comparison of the classical method of integral characteristics of displacement and the probability approach in terms of accuracy of forecasting recoverable oil reserves

Vladislav S. Shumko*, Elena I. Mamchistova

Tyumen Industrial University, Tyumen, Russian Federation
* vlad-to72@mail.ru

Abstract. Displacement characteristics offer a fast and efficient way to forecast recoverable oil reserves and evaluate the effectiveness of geological and technical interventions. Displacement characteristics helps significantly reduce the time and financial costs associated with constructing a three-dimensional hydrodynamic model. The authors of this paper introduce a probabilistic ap-

proach that extrapolates oil production dynamics using integral water-cut curves. This study compares the classical displacement-characteristics method with the probabilistic approach and assess their prediction accuracy. Also, they present the forecasting algorithm and analyze how the method performs at various water-cut levels at the end of the approximation interval. During the early stages of development, the probabilistic approach demonstrates higher accuracy than the traditional approach. Additionally, the authors outline criteria to help eliminate unrealistic extrapolated results when applying the probabilistic method.

Key words: integral characteristics of oil displacement by water, probabilistic approach, water cut curves, software package, forecast, dynamics of oil production, recoverable oil reserves

For citation: Shumko, V. S. & Mamchistova, E. I. (2025). Comparison of the classical method of integral characteristics of displacement and the probability approach in terms of accuracy of forecasting recoverable oil reserves // Oil and Gas Studies, (6), pp. 88-100. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2025-6-88-100

Введение

Прогнозирование динамики добычи нефти, извлекаемых запасов нефти и других показателей разработки актуально для эффективного планирования, принятия стратегических решений и управления рисками в нефтяной индустрии и энергетическом секторе. Характеристики вытеснения нефти зарекомендовали себя для решения этой задачи благодаря скорости и простоте метода. Нет необходимости тратить много времени и финансовых средств на построение гидродинамической модели. В качестве исходных данных применяется только динамика технологических показателей, а информация о фильтрационных и геологических свойствах объекта не используется [1, 2].

Модифицированное использование характеристик вытеснения за счет вероятностного подхода обладает не только достоинствами традиционного способа, но и покрывает его недостатки. Традиционный подход имеет ряд недостатков: низкая точность при обводненности ниже 50 %, отсутствие распространенных объективных критериев отбора характеристик и настроек интервала аппроксимации. Вероятностному методу прогноза запасов нефти не свойственны перечисленные слабые стороны классического применения характеристик вытеснения. Оценка извлекаемых запасов дает более точные результаты с использованием вероятностного подхода при обводненности менее 90 % [3].

В ранних исследованиях [4] описывался вероятностный подход оценки исключительно остаточных извлекаемых запасов: строилась плотность распределения и функция распределения потенциально извлекаемых запасов нефти. По этим показателям осуществлялся расчет прогнозных извлекаемых запасов по квантилям вероятности P10, P50 и P90. В этой методике не анализировалась прогнозная динамика добычи нефти, рассматривались исключительно точки, соответствующие окончанию эксплуатации на объекте разработки (при достижении предельной обводненности).

Позднее вероятностный подход на основе интегральных характеристик вытеснения был модифицирован. Основное изменение заключается в том, что по квантилям вероятности стала рассчитываться динамика добычи нефти в целом. Второстепенные прогнозные показатели разработки рассчитываются в соответствии с данными экстраполированной динамики добычи по основным квантилям вероятности Р10, Р50 и Р90.

Результаты текущего исследования получены с помощью разработанного комплекса программ. В программных модулях для прогноза показателей разработки реализованы исключительно интегральные функциональные зависимости: они менее чувствительны к изменению режима работы залежи, чем дифференциальные [5–7].

Объект и методы исследования

Анализ по точности прогнозирования двух подходов проведен на основе данных группы объектов разработки. Общее количество объектов (шт.): 100. Ими являются пласты крупных месторождений Западной Сибири, а также отдельно изучаемые скважины, добывающие сырье на рассматриваемых месторождениях. Пласти и скважины рассматриваются в равном соотношении: 50 скважин и 50 пластов. Показатели динамики добычи нефти на скважинах анализировались по месяцам, а показатели на пластах по годам и по месяцам в равном соотношении: 25 пластов по годам, 25 пластов по месяцам.

Объекты разработки эксплуатируются в режиме заводнения. Месторождения разрабатываются на последней стадии: средняя обводненность за последние 12 месяцев на всех пластах находится в диапазоне от 97 до 98,5 %. Поиск параметров аппроксимации интегральных кривых обводнения осуществляется, исходя из данных в пластовых условиях.

Для пластов сравнительный анализ двух методов проводился на разных стадиях разработки. Ретроспективный прогноз осуществлялся при среднегодовой обводненности (в конце анализируемого интервала) 95, 85, 75, 65, 55 %. Для текущих исследований подбирались пластины с плавно меняющейся обводненностью от 40 %, чтобы была возможность выполнить анализ на каждой стадии разработки.

На скважинных данных сравнительный анализ двух методов проводился исключительно на завершающей стадии разработки. Ретроспективный прогноз осуществлялся при среднегодовой обводненности 95 %. Скважины подбирались без проводимых геолого-технических мероприятий, без сильно меняющейся динамики добычи нефти, начиная с обводненности от 90 %. Как правило, геолого-технические мероприятия реализуются для повышения добычи нефти на завершающей стадии разработки. Необходимо качественно прогнозировать динамику добычи нефти на «идеальных» скважинах, чтобы можно было сравнивать фактическую динамику с экстраполированной для оценки эффективности от проведенных геолого-технических мероприятий.

Результаты текущих исследований были получены с использованием разработанного комплекса программ, состоящего из четырех модулей. Первые два модуля обрабатывают исходные данные для генерации файла с динамикой добычи нефти, жидкости, воды. Третий модуль позволяет осуществить прогноз с использованием традиционного метода характеристик вытеснения, а четвертый модуль экстраполирует показатели посредством вероятностного подхода.

Для прогноза динамики добычи нефти и других основных технологических и технико-экономических показателей с использованием вероятностного подхода применяются следующие кривые обводнения: Дж. Арпса, Б. Ф. Сазонова, Г. С. Камбарова, А. М. Пирвердяна, В. М. Ревенко, Г. П. Гусейнов (модификация зависимости Н. В. Сипачева — Л. Г. Пасевича). Экстраполяция показателей с применением классического метода характеристик осуществлялась посредством следующих интегральных зависимостей: С. Н. Назарова — Н. В. Сипачева, Н. В. Сипачева — Л. Г. Пасевича, Б. Ф. Сазонова, Н. И. Абызбаева, Г. С. Камбарова, А. М. Пирвердяна, М. И. Максимова, В. М. Ревенко, Французского института нефти. Формулы характеристик вытеснения нефти водой, используемые для каждого метода, расположены в таблицах 1 и 2 соответственно. Обозначения: $Q_{\text{н}}$, $Q_{\text{ж}}$, $Q_{\text{в}}$ — накопленная добыча нефти, жидкости, воды; A , B , C — параметры аппроксимации.

Таблица 1

Используемые функциональные зависимости для вероятностного подхода

Характеристика вытеснения (автор)	Формула
Арпс Дж.	$Q_{\text{н}} = \frac{1}{B} * \ln(1 + B * \exp(A) * Q_{\text{ж}})$
Сазонов Б. Ф.	$Q_{\text{н}} = A + B * \ln(Q_{\text{ж}})$
Камбаров Г. С.	$Q_{\text{н}} = A + \frac{B}{Q_{\text{ж}}}$
Пирвердян А. М.	$Q_{\text{н}} = A + \frac{B}{\sqrt{Q_{\text{ж}}}}$
Ревенко В. М.	$Q_{\text{н}} = A + B * Q_{\text{ж}}^C$
Гусейнов Г. П.	$Q_{\text{н}} = \frac{A * Q_{\text{ж}}}{Q_{\text{ж}} + B}$

Таблица 2

Используемые функциональные зависимости для классического метода

Характеристика вытеснения (автор)	Формула
Назаров С. Н. — Сипачев Н. В.	$\frac{Q_{ж}}{Q_h} = A + B * Q_b$
Сипачев Н. В. — Пасевич Л. Г.	$\frac{Q_{ж}}{Q_h} = A + B * Q_{ж}$
Сазонов Б. Ф.	$Q_h = A + B * \ln(Q_{ж})$
Абызбаев Н. И.	$\ln(Q_h) = A + B * \ln(Q_{ж})$
Камбаров Г. С.	$Q_h = A + \frac{B}{Q_{ж}}$
Пирвердян А. М.	$Q_h = A + \frac{B}{\sqrt{Q_{ж}}}$
Максимов М. И.	$Q_h = A + B * \ln(Q_b)$
Ревенко В. М.	$Q_h = A + B * Q_{ж}^c$
Французский институт нефти	$\frac{Q_b}{Q_h} = A + B * Q_h$

Результаты

Вероятностные подходы на основе характеристик вытеснения нефти водой, описанные отечественными инженерами в [8–10], не прогнозировали динамику добычи нефти. Оценивались извлекаемые запасы нефти, соответствующие окончанию разработки при предельной обводненности. В собственных ранних исследованиях [4] описан аналогичный подход.

Основная суть вероятностного метода прогноза извлекаемых запасов заключалась в построении характеристик вытеснения по историческим данным, начиная с определенной стартовой обводненности (от 25–50 %). Интервал аппроксимации последовательно смещался вправо до предельного количества точек из трех-четырех штук. По всем кривым обводнения рассчитывались извлекаемые запасы нефти при достижении предельной обводненности. Далее отсеивались неправдоподобные прогнозные показатели по разным статистическим критериям, а также по критерию кратности остаточных извлекаемых запасов нефти. Затем по отфильтрованным данным осуществлялся процесс построения функции распределения спрограммированных извлекаемых запасов. После чего рассчитывались извлекаемые запасы по квантилям вероятности.

К главным недостаткам этого подхода можно отнести отсутствие прогнозной динамики добычи нефти, что делает, например, невозможным проведение оценки эффективности от проведенных геолого-технических мероприятий. При использовании алгоритма прогноза запасов нефти без расчета динамики ее добычи экстраполированный результат основывается на неправдоподобных данных, так как не учитывается сходимость между фактической динамикой и прогнозной: применяемые критерии фильтрации не отсеивают показатели с большим разрывом в последней исторической точке. Интегральным характеристикам вытеснения свойственно большое значение квадрата коэффициента корреляции между фактическими данными и аппроксимированными. Однако наибольшее значение коэффициента не говорит о гарантированном более точном результате, как и об отличной сходимости конкретно в последней исторической точке.

Из вышеперечисленных фактов следует, что вероятностный подход был модифицирован. Динамика добычи нефти стала рассчитываться по квантилям вероятности. Извлекаемые запасы рассчитываются на основе динамики добычи нефти: они соответствуют обводненности, после достижения которой добыча сырья становится нерентабельной. Применяется критерий сходимости в последней исторической точке. Изменились границы диапазона в критерии фильтрации по кратности остаточных извлекаемых запасов нефти. Неправдоподобны показатели извлекаемых запасов нефти с кратностью остаточных извлекаемых запасов менее 2 лет и более 23 лет. Также отсеиваются кривые обводнения, извлекаемые запасы по которым имеют отклонения больше 0,5 % между началом экстраполяции и концом истории.

Более подробный алгоритм вероятностного прогнозирования показателей разработки месторождений представлен в таблице 3.

Конкретный алгоритм для прогноза показателей с использованием классического метода характеристик вытеснения отсутствует. Проблематично создать универсальный подход для любого объекта на разных стадиях разработки. В популярных руководящих документах^{1,2} нет строгих алгоритмов прогноза извлекаемых запасов и других параметров. Многие фрагменты приведенных алгоритмов носят рекомендательный характер. Как правило, в руководящих документах советуют строить среднюю функциональную зависимость по построенным характеристикам вытеснения, а также отбрасывать характеристики вытеснения, показатели извлекаемых запасов по которым сильно отличаются от среднего значения. Постоянно

¹ РД 39-9-1069-84. Методическое руководство по определению начальных извлекаемых запасов нефти в залежах, находящихся в поздней стадии разработки (при водонапорном режиме). Министерства нефтяной промышленности, газовой промышленности и геологии СССР. – Москва, 1983. – 58 с.

² РД 153-39.0-110-01. Методические указания по геолого-промышленному анализу разработки нефтяных и газонефтяных месторождений. Министерство энергетики Российской Федерации. – Москва, 2002. – 75 с.

говорится о преимуществах интегральных характеристик вытеснения над дифференциальными.

Таблица 3

Алгоритм вероятностного подхода на основе интегральных характеристик вытеснения

№ п/п	Вероятностный метод
1	Анализ исходных данных: подготовка показателей динамики текущей добычи нефти и жидкости по объекту разработки
2	Обработка входных данных: расчет дополнительных фактических показателей (динамика накопленных величин, обводненность). Перевод параметров в пластовые условия
3	Опциональное изменение масштаба данных (downscaling)
4	Прогноз динамики добычи жидкости
5	Поиск параметров аппроксимации у характеристик вытеснения. Начало интервала аппроксимации со среднегодовой обводненности 40 %. Интервал настройки смещается постепенно вправо до предельного количества точек (3 шт.)
6	Расчет экстраполированной накопленной динамики добычи нефти по каждой зависимости с использованием найденных значений параметров аппроксимации и динамики добычи жидкости
7	Опциональное обратное изменение масштаба данных (upscaling). Обратный перевод показателей из пластовых условий в поверхностные
8	Расчет запасов нефти до предельной обводненности по всем кривым обводнения
9	Отсеивание неправдоподобных экстраполированных значений по критериям фильтрации. Расчет динамики добычи нефти по квантилю вероятности P50 по отобранным кривым обводнения. Формирование динамики добычи по дополнительным квантилям (например, P10 и P90)
10	Расчет остаточных запасов нефти и других параметров по функции квантиля P50
11	Отображение графика с накопленной добычей нефти по квантилям вероятностей. Генерация таблиц с различными прогнозными показателями

Таким образом, прогнозный результат, полученный с использованием классического подхода, крайне субъективен. Он будет отличаться у разных пользователей программного продукта, несмотря на одинаковые входные показатели.

В ходе прогнозирования в рамках собственных исследований основное внимание уделялось средней зависимости, рассчитанной по отобранным интегральным кривым обводнения. Характеристики вытеснения отбирались по отклонению от средней линии, по анализу прогнозных извлекаемых

мых запасов нефти, по кратности остаточных извлекаемых запасов, по водонефтяному фактору в конце эксплуатации, по квадрату коэффициента корреляции, по сходимости в конце истории и по другим параметрам. Очевидно, что количество точек аппроксимации — не универсальный показатель. Как правило, чем меньше обводненность на интервале аппроксимации, тем меньше количество точек из-за нелинейного интервала.

Обсуждение

Далее демонстрируется сравнительный анализ модифицированного вероятностного подхода и классического метода характеристик вытеснения на примере данных очень крупной скважины, которая добывает сырье на одном из месторождений Западной Сибири. Накопленная динамика добычи нефти иллюстрируется рисунком 1. Сравнительный анализ осуществлялся путем ретроспективного прогнозирования. Для скважин данные отсекались, когда среднегодовая обводненность стабильно находится в интервале от 90 до 95 %, а также выполняется условие отсутствия проводимых геолого-технических мероприятий на интервале аппроксимации и позднее. На данном объекте разработки была достигнута среднегодовая обводненность, равная 99 %.

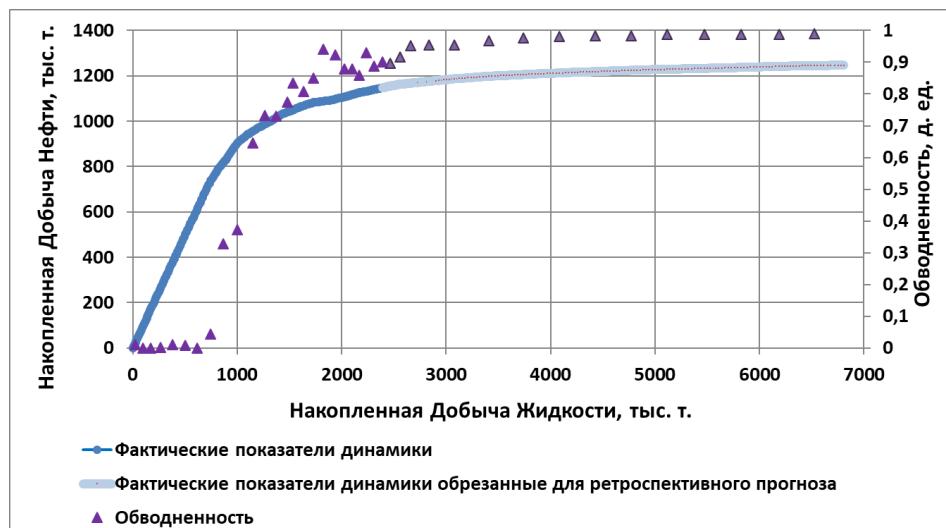


Рис. 1. Динамика добычи нефти

В разработанном комплексе программ методом интегральных характеристик вытеснения была спрогнозирована динамика добычи. Всего используется 9 характеристик. Средняя функциональная зависимость была построена по двум кривым. По субъективному мнению, 7 характеристик вытеснения убраны по критерию кратности запасов. Прогнозные показатели были завышенными: кратность запасов превышала 20 лет. На рисунке 2 представлен прогноз динамики добычи с использованием кривых обводнения.

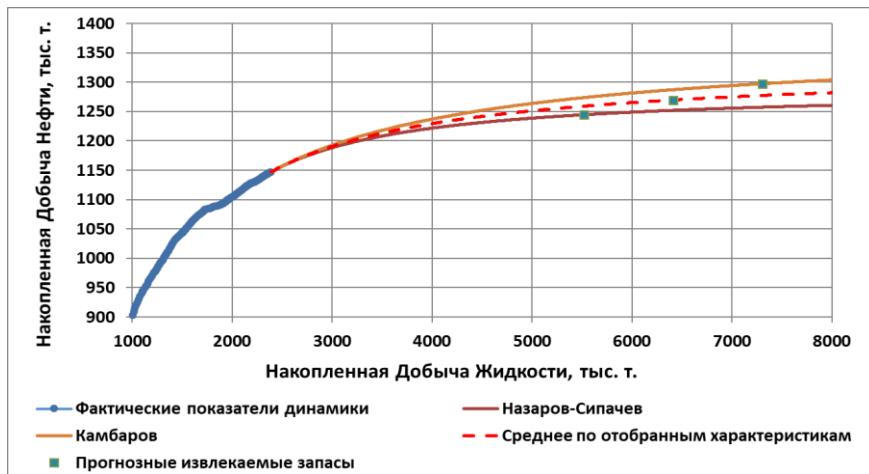


Рис. 2. Прогноз с использованием интегральных характеристик вытеснения

Затем с использованием шести интегральных кривых обводнения на основе вероятностного подхода была спрогнозирована динамика добычи на рассматриваемой скважине. После отсеивания неправдоподобных функциональных зависимостей осталось 288 кривых. Фильтрация проведена по ранее описанным критериям сходимости и кратности остаточных извлекаемых запасов нефти. По отобранным кривым отстраиваются 3 зависимости по основным квантилям вероятности. На рисунке 3 показан прогноз динамики добычи с использованием кривых обводнения на основе вероятностного метода.

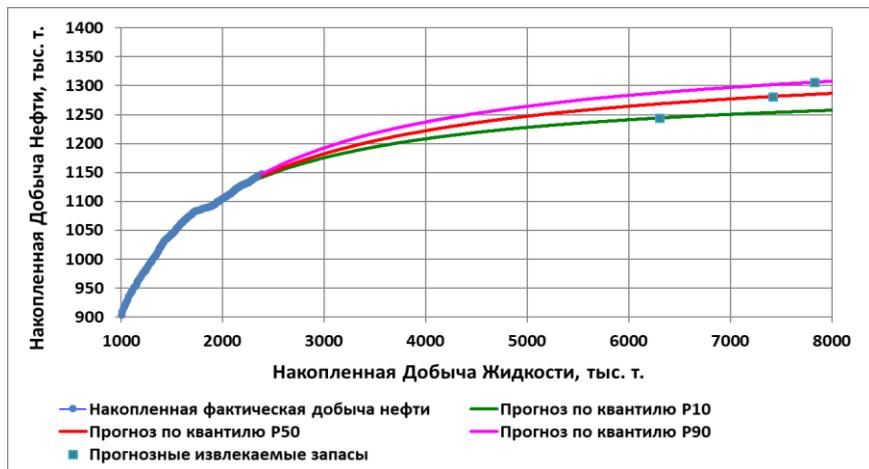


Рис. 3. Прогноз с использованием кривых обводнения посредством вероятностного метода

За утвержденные извлекаемые запасы с использованием характеристик вытеснения принимается величина, достигнутая по средней кривой, при предельной обводненности. За утвержденные извлекаемые запасы с применением

характеристик вытеснения на основе вероятностного подхода принимается величина, достигнутая по квантилю Р50. Сравнение можно видеть на рисунке 4.

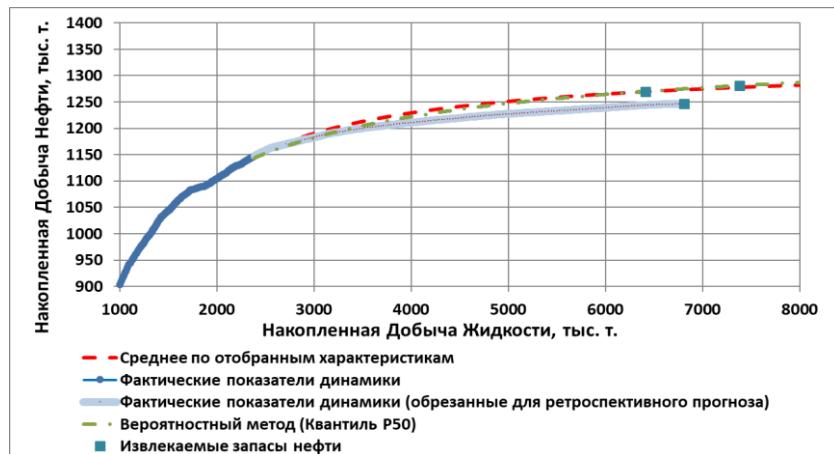


Рис. 4. Сравнение двух подходов в ходе ретроспективного прогноза

Таким образом, на этой скважине было добыто 1 246,5 тыс. т нефти, что по среднестатистическим меркам является колоссальным результатом. В ходе ретроспективного прогноза средняя зависимость по отобранным кривым обводнения показала в результате 1 269,7 тыс. т нефти, а по квантилю Р50 (вероятностный подход) была достигнута отметка 1 281,1 тыс. т. Для изучаемого объекта традиционный метод характеристик превысил фактический результат на 1,84 %, а вероятностный подход — достигнутые фактические показатели на 2,77 %.

Как упоминалось ранее, подобный сравнительный анализ был проведен на базе множества объектов, в частности, для скважин — на завершающей стадии, а для крупных пластов — на нескольких стадиях разработки. Результаты приведены в таблице 4.

Таблица 4

Сравнение точности прогнозирования двух подходов

Среднегодовая обводненность, %	Тип объекта	Среднее отклонение от извлекаемых запасов, %		Количество объектов, шт.
		Классический метод	Вероятностный подход (Квантиль Р50)	
95	Скважина	1,82	1,93	50
95	Пласт	1,91	2,11	50
85	Пласт	5,88	2,51	50
75	Пласт	11,67	5,84	50
65	Пласт	13,98	7,67	46
55	Пласт	17,08	9,43	39

Выводы

Продемонстрирован метод прогноза запасов нефти и ее динамики с применением интегральных характеристик вытеснения на основе вероятностного подхода. Предложенный метод стабильно показывает более точный результат при обводненности менее 90 %. Результаты расчетов не будут отличаться у разных пользователей комплекса программ из-за единиц базового интервала, однозначно утвержденных критерии отбора кривых обводнения, а также из-за использования общего набора интегральных кривых обводнения. Вероятностный подход позволяет значительно сократить время инженера за счет отсутствия необходимости отсеивать неправдоподобные характеристики вытеснения нефти водой.

Список источников

1. Соколов, С. В. Математическая модель прогнозирования базовой добычи нефти с учетом неопределенностей на основе метода характеристик вытеснения / С. В. Соколов. – Текст : непосредственный // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. – 2016. – Т. 2. № 1. – С. 82–91.
2. Соколов, С. В. Модификация характеристик вытеснения для краткосрочного прогноза добычи нефти и оценки эффекта от реализации программы геолого-технических мероприятий / С. В. Соколов. – Текст : непосредственный // Материалы междунар. науч.-техн. конференции, 17–21 ноября 2014 г. – Ханты-Мансийск, 2014. – С. 284–288.
3. Казаков, А. А. Методы характеристик вытеснения нефти водой / А. А. Казаков. – Москва : Издательский дом Недра, 2020. – 276 с. – Текст : непосредственный.
4. Шумко, В. С. Оценка извлекаемых запасов нефти с применением интегральных характеристик вытеснения на основе вероятностной методики / В. С. Шумко, Е. И. Мамчистова, С. С. Кузовлев. – DOI 10.31660/0445-0108-2021-2-78-88. – Текст : непосредственный // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2021. – № 2(146). – С. 78–88.
5. Казаков, А. А. Методическое обеспечение единых подходов оценки эффективности методов ПНП / А. А. Казаков. – Текст : непосредственный // Технологии ТЭК. – 2003. – № 2. – С. 47–53.
6. Integral type curves for advanced decline curve analysis / J. P. Spivey, J. M. Gatens, M. E. Semmelbeck, W. J. Lee // SPE Mid-Continent Gas Symposium, 13–14 April 1992. – Amarillo, Texas, 1992. – p. 91. – Text : direct.
7. Назаренко, М. Ю. Применение машинного обучения для вероятностного прогнозирования добычи и расчета потенциальных извлекаемых запасов нефти / М. Ю. Назаренко, А. Б. Золотухин. – DOI 10.24887/0028-2448-2020-9-109-113. – Текст : непосредственный // Нефтяное хозяйство. – 2020. – № 9. – С. 109–113.

8. Ханипов, М. Н. Вероятностная оценка вовлеченных в разработку запасов нефти на основе характеристик вытеснения с применением статистических методов / М. Н. Ханипов, А. В. Насыбуллин, Р. З. Саттаров. – Текст : непосредственный // Нефтяное хозяйство. – 2016. – № 1. – С. 37–39.
9. Ручкин, А. А. Вероятностный прогноз извлекаемых запасов по характеристикам вытеснения / А. А. Ручкин, С. А. Левагин. – Текст : непосредственный // Материалы Междунар. науч.-техн. конференции, 14–18 ноября 2016 г. – Ханты-Мансийск, 2016. – С. 393–401.
10. Ручкин, А. А. Новый подход к оценке извлекаемых запасов по характеристикам вытеснения / А. А. Ручкин, Д. Н. Гусева. – Текст : непосредственный // Нефтепромысловое дело. – 2016. – № 1. – С. 43–47.

Reference

1. Sokolov, S. V. (2016). Matematicheskaya model' prognozirovaniya bazonov dobychi nefti s uchetom neopredelennostej na osnove metoda harakteristik vytessneniya. Vestnik Tyumenskogo gosudarstvennogo universiteta. Fiziko-matematicheskoe modelirovaniye. Neft', gaz, energetika, 2(1), pp. 82-91. (In Russian).
2. Sokolov, S. V. (2014). Modifikaciya harakteristik vytessneniya dlya kratkosrochnogo prognoza dobychi nefti i ocenki effekta ot realizacii programmy geologo-tehnicheskikh meropriyatij. Proceedings of the 18th International Scientific and Practical Conference (Hanty-Mansijsk, November 17-21, 2014). Hanty-Mansijsk. (In Russian).
3. Kazakov, A. A. (2020). Metody harakteristik vytessneniya nefti vodoj. Moscow, Izdatel'skij dom Nedra Publ., 276 p. (In Russian).
4. Shumko, V. S., Mamchistova, E. I., & Kuzovlev, S. S. (2021). Estimating recoverable oil reserves using integral displacement characteristics based on probabilistic methodology. Oil and gas studies, (2), pp. 78-88. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2021-2-78-88
5. Kazakov, A. A. (2003). Metodicheskoe obespechenie edinyh podhodov ocenki effektivnosti metodov PNP. Tekhnologii TEK, (2), pp. 47–53. (In Russian).
6. Spivey, J. P., Gatens, J. M., Semmelbeck, M. E., & Lee, W. J. (1992). Integral type curves for advanced decline curve analysis. SPE Mid-Continent Gas Symposium (Amarillo, April 13-14, 1992). Amarillo, Texas, p. 91. (In English).
7. Nazarenko, M. Yu., & Zolotuhin, A. B. (2020). Application of machine learning for probabilistic production forecasting and ultimately recoverable reserves estimation. Oil industry, (9), pp. 109-113. (In Russian). DOI : 10.24887/0028-2448-2020-9-109-113
8. Hanipov, M. N., Nasybullin, A. V., & Sattarov, R. Z. (2016). Veroyatnostnaya ocenka vovlechennyh v razrabotku zapasov nefti na osnove harakteristik vytessneniya s primeneniem statisticheskikh metodov. Neftyanoe hozyajstvo, (1), pp. 37-39. (In Russian).
9. Ruchkin, A. A., & Levagin, S. A. (2016). Veroyatnostnyj prognoz izvlekaemyh zapasov po harakteristikam vytessneniya. Proceedings of the 20th International Scientific and Practical Conference (Hanty-Mansijsk, November 14-18, 2016). Hanty-Mansijsk, pp. 393-401. (In Russian).

10. Ruchkin, A. A., & Guseva, D. N. (2016). Novyj podhod k ocenke izvlekaemyh zapasov po harakteristikam vtyesneniya. Nefepromyslovoe delo, (1), pp. 43-47. (In Russian).

Информация об авторах / Information about the authors

Шумко Владислав Сергеевич,
ассистент кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, vlad-to72@mail.ru

Мамчистова Елена Ивановна,
кандидат технических наук, доцент кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, mamchistovaei@tyuiu.ru

Vladislav S. Shumko, Assistant at the Department of Development and Exploitation of Oil and Gas Fields, Industrial University of Tyumen, vlad-to72@mail.ru

Elena I. Mamchistova, Candidate of Engineering Sciences, Associate Professor at the Department of Development and Exploitation of Oil and Gas Fields, Industrial University of Tyumen, mamchistovaei@tyuiu.ru

Поступила в редакцию / Received 25.09.2025

Поступила после рецензирования / Revised 24.10.2025

Принята к публикации / Accepted 30.10.2025