

УДК 552.578.2

## АНАЛИЗ ВЫРАБОТКИ ЗАПАСОВ МЕСТОРОЖДЕНИЯ ДЛЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ СТРАТЕГИИ ДАЛЬНЕЙШЕЙ РАЗРАБОТКИ

Т. А. ШОКУРОВА

*Альметьевский государственный нефтяной институт,  
Российская Федерация*

**Аннотация.** Анализ выработки нефтяного месторождения является ключевым этапом в определении оптимальных методов и технологий для добычи ресурсов, а также для оптимизации экономической эффективности и устойчивости разработки месторождения в целом. Исследования и анализ выработки месторождения позволяют определить оптимальные стратегии добычи ресурсов, учитывая геологические особенности и экономические факторы. Они также дают возможность предсказать изменения в нефтяном месторождении со временем и адаптировать стратегии разработки в соответствии с изменяющимися условиями. Анализ выработки запасов нефти становится неотъемлемой частью геологического и экономического планирования разработки месторождений и содействует оптимизации добычи полезных ископаемых.

**Ключевые слова:** выработка запасов, технологические показатели, методика исследования, геолого-технологические мероприятия.

**Для цитирования.** Шокурова, Т. А. Анализ выработки запасов месторождения для определения стратегии дальнейшей разработки / Т. А. Шокурова // Нефтегазовый инжиниринг. – 2024. – № 1 (1). – С. 55–62.

## ANALYSIS OF THE DEVELOPMENT OF RESERVES OF THE FIELD TO DETERMINE THE STRATEGY FOR FURTHER DEVELOPMENT

T. A. SHOKUROVA

*Almetyevsk State Oil Institute, Russian Federation*

**Annotation.** The analysis of the development of an oil field is a key step in determining the optimal methods and technologies for resource extraction, as well as for optimizing the economic efficiency and sustainability of the development of the field as a whole. Research and analysis of the field's development make it possible to determine the optimal strategies for resource extraction, taking into account geological features and economic factors. They also make it possible to predict changes in the oil field over time and adapt development strategies according to changing conditions. The analysis of the field development is an integral part of the geological and economic planning of field development and contributes to the optimization of mining.

**Keywords:** production of reserves, technological indicators, research methodology, geological and technological measures.

**For citation.** Shokurova T. A. Analysis of the development of reserves of the field to determine the strategy for further development. *Oil and gas engineering*, 2024, no. 1 (1), pp. 55–62 (in Russian).

**Введение.** Определение оптимальной стратегии для дальнейшей разработки месторождения является сложной задачей, требующей учета множества факторов, таких как геологические особенности месторождения, экономическая эффективность, устойчивость разработки и др. Кроме того, со временем условия добычи и характеристики месторождения могут изменяться, что требует постоянного анализа и адаптации стратегии разработки.

**Цель работы.** Оценка и анализ процесса выработки запасов нефти по месторождению X для определения дальнейшей стратегии разработки.

**Материалы и методика проведения исследований.** Оценка вовлеченных запасов залежи действующим фондом скважин по следующим зависимостям: воднонефтяной фактор (ВНФ) – коэффициент извлечения нефти (КИН), методы Назарова–Сипачева, Максимова, Камбарова.

Характеристики вытеснения отражают реальный процесс выработки запасов нефти и связанную с ним динамику обводнения продукции при разработке неоднородных пластов на режиме вытеснения нефти водой, т. е. позволяют судить об эффективности выработки запасов нефти объектов разработки [1]. Вовлеченные запасы залежи действующим фондом скважин оценивались по зависимостям ВНФ – КИН, методами Назарова–Сипачева, Максимова, Камбарова.

Промыслово-статистическая методика Назарова–Сипачева для прогноза показателей разработки характеризует зависимость, дающую представление о связи водонефтяного фактора с накопленными отборами воды. Этот метод подробно описывает прямую зависимость роста ВНФ от роста добычи воды с увеличением обводненности добываемой продукции. Чем выше накопленный ВНФ и стабильнее и равномернее ведется разработка изучаемого объекта, тем актуальнее применение данной методики [2]. Таким образом, при интенсивном заводнении или активном притоке подошвенных вод продолжительное время методика показывает хорошие результаты. Однако на объектах, которые работают на истощении пластовой энергетики с низким уровнем обводненности или на которых активно проводятся мероприятия по снижению обводненности продукции скважин, метод будет неприменим, поскольку он очень чувствителен ко всякого рода коррекциям режима работы.

Промыслово-статистическая методика Максимова для прогноза показателей разработки представляет из себя зависимость, характеризующую связь накопленных отборов воды с накопленными отборами нефти [3]. Этот метод подробно описывает большинство объектов разработки. Однако для объектов, на поздней стадии разработки которых активно проводятся мероприятия по коррекции работы месторождения, например, изоляция водопритокров, бурение боковых стволов, внедрение методов увеличения нефтеотдачи и т. п., данная методика не применяется.

Промыслово-статистическая методика Камбарова для прогноза показателей разработки включает в себя зависимость, анализирующую связь накопленных отборов нефти с накопленными отборами жидкости.

Графико-статистическая методика ВНФ – КИН позволяет оценить динамику КИН с ростом обводненности продукции [4]. По мере увеличения обводненности кривые быстро выполаживаются, причем темпы роста ВНФ опережают темпы роста КИН. При высокой обводненности кривые должны асимптотически приближаться к горизонтальной линии, соответствующей конечному КИН для данной залежи.

Объектами исследования на месторождении X являются поднятие № 1 и поднятие № 2, представленные карбонатными отложениями башкирского яруса среднего карбона. Башкирский объект введен в разработку в 1989 г. и на текущий момент разрабатывается скважинами поднятий № 1 и 2. В действующем фонде числится 24 добывающие, 2 нагнетательные скважины. На объекте присутствуют скважины, работающие совместно с другими объектами. Основную долю добычи обеспечивают скважины поднятия № 1.

На поднятии № 1 месторождения X разработка ведется с 1989 г. С начала эксплуатации отобрано 62,7 % от начальных извлекаемых запасов нефти (НИЗ) (рис. 1), обводненность продукции – 78,8 %. Средний дебит нефти на одну добывающую скважину равен 3 т/сут, жидкости – 14,2 т/сут. Текущий КИН равен 0,2 при утвержденном 0,324.

На поднятии № 2 разработка ведется с 2004 г. С начала эксплуатации отобрано 7 % от НИЗ, обводненность продукции – 68,5 %. Закачка на поднятии не производилась. Средний дебит нефти на одну добывающую скважину равен 2,5 т/сут, жидкости – 7,9 т/сут. Текущий КИН равен 0,02 при утвержденном 0,324.

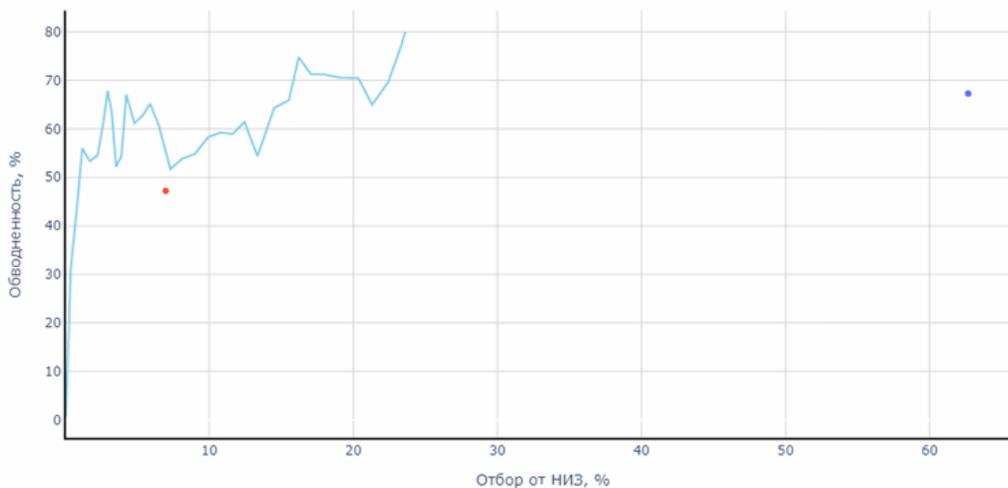


Рис. 1. График зависимости обводненности от отбора от НИЗ по башкирскому ярусу:  
 ■ – поднятие № 1; ■ – поднятие № 2; — — — в целом по объекту

Fig. 1. A graph of the dependence of water availability on selection from the bottom of the Bashkir tier:  
 ■ – raising N 1; ■ – raising N 2; — — — in general for the object

По башкирскому ярусу на залежи поднятия № 1 обводненность сопоставима с отбором от НИЗ (рис. 2), на поднятии № 2 обводненность значительно превышает отбор от НИЗ.

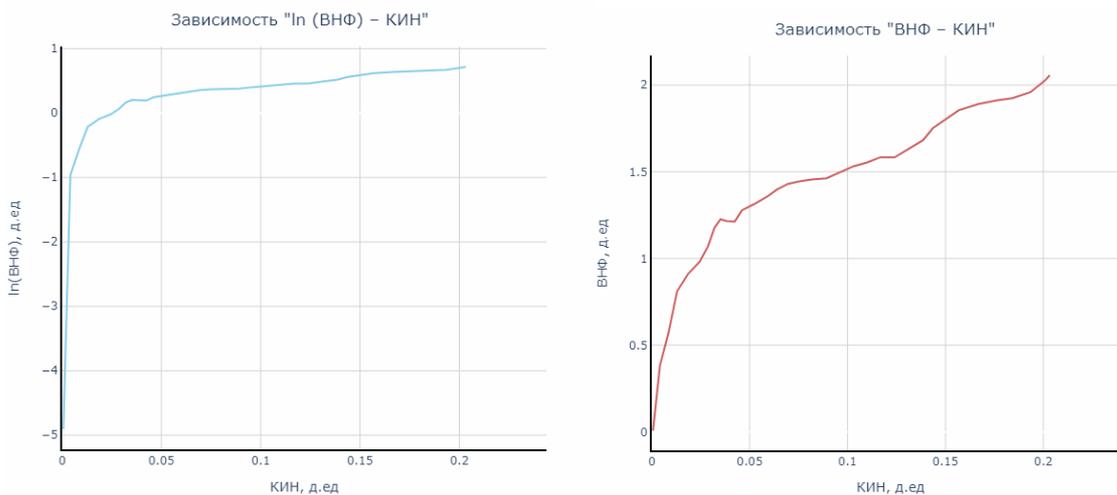


Рис. 2. Зависимости: ln (ВНФ) – КИН, ВНФ – КИН по башкирскому ярусу поднятия № 1

Fig. 2. Dependencies: ln (VNF) – KIN, VNF – KIN according to the Bashkir tier of elevation N 1

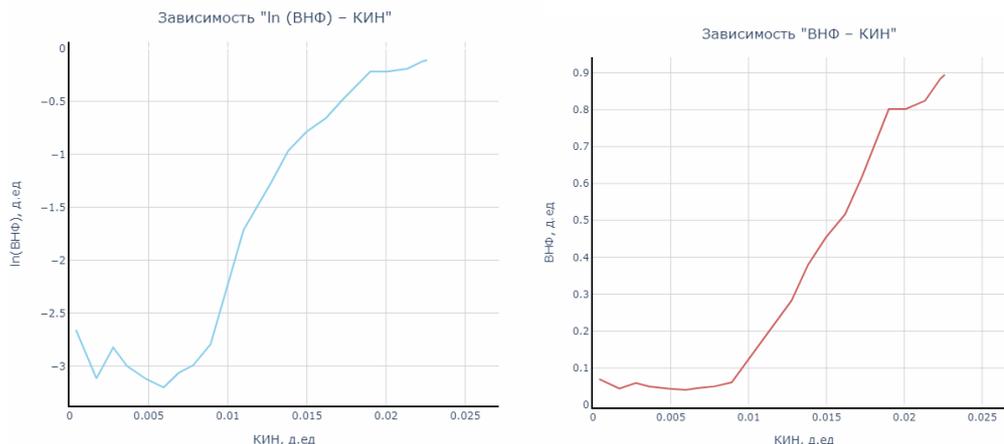


Рис. 3. Зависимости:  $\ln(VNF) - KIN$ ,  $VNF - KIN$  по башкирскому ярусу поднятия № 2

Fig. 3. Dependencies:  $\ln(VNF) - KIN$ ,  $VNF - KIN$  according to the Bashkir tier of elevation N 2

Кривые зависимостей  $\ln(VNF) - KIN$ ,  $VNF - KIN$  по поднятию № 1 (рис. 3) выполаживаются и асимптотически приближаются к горизонтальной прямой, благодаря чему можно предположить, что достижение проектной нефтеотдачи осуществимо.

Кривые зависимостей  $\ln(VNF) - KIN$ ,  $VNF - KIN$  по поднятию № 2 имеют резко растущий тренд, что указывает на значительный темп роста обводненности при низкой выработанности объекта. Достижение проектного КИН при сохранении тренда без регулирования системы разработки не представляется возможным.

Метод Назарова–Сипачева определяет зависимость, где по оси абсцисс отражены накопленные отборы воды, а по оси ординат – отношение накопленных отборов жидкости к накопленным отборам нефти. Конечный участок получившейся кривой стремится к линейному виду, что позволяет его линейно аппроксимировать, т. е. вычислить уравнение прямой и определить коэффициенты « $a$ » и « $b$ ». Графики зависимости приведены на рис. 4 и 5.



Рис. 4. Метод Назарова–Сипачева для башкирского объекта поднятия № 1:  
— – зависимость; — – линейная регрессия

Fig. 4. The Nazarov–Sipachev method for the Bashkir lifting object N 1:  
— – dependence; — – linear regression

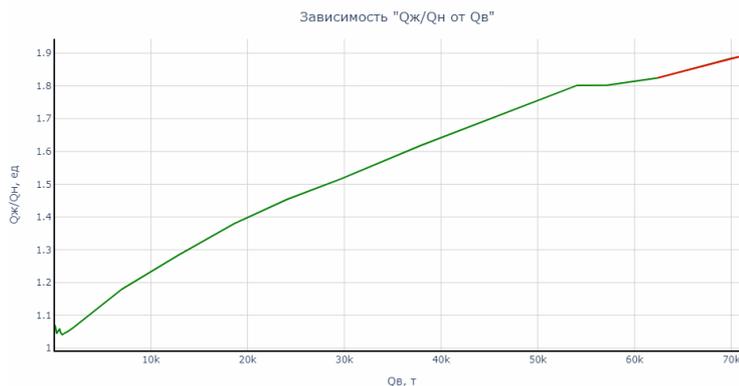


Рис. 5. Метод Назарова–Сипачева для башкирского объекта поднятия № 2:

— зависимость; — линейная регрессия

Fig. 5. The Nazarov–Sipachev method for the Bashkir lifting object N 2:

— dependence; — linear regression

Характер неравномерного роста кривых вытеснения как по поднятию № 1, так и по поднятию № 2 свидетельствует об активном применении мероприятий по снижению обводненности продукции, в том числе ввод новых скважин, и несколько искажает результаты прогноза. Поэтому ограниченный участок кривой, выделенный красным цветом, был линейно аппроксимирован и использовался для построения линейной регрессии.

Исходя из выполненных расчетов, установлено следующее:

1) достигаемый КИН при текущей системе разработки поднятия № 1 равен 0,4; значение прогнозного КИН при обводненности продукции 98 % составляет 0,347;

2) достигаемый КИН при текущей системе разработки поднятия № 2 равен 0,037; значение прогнозного КИН при обводненности продукции 98 % составляет 0,034.

Метод Максимова показывает зависимость, которая по оси абсцисс отображает накопленные отборы нефти, а по оси ординат – натуральный логарифм накопленных отборов воды. Конечный участок получившейся кривой стремится к линейному виду, что позволяет его линейно аппроксимировать, т. е. найти решение уравнения прямой и определить коэффициенты «a» и «b».

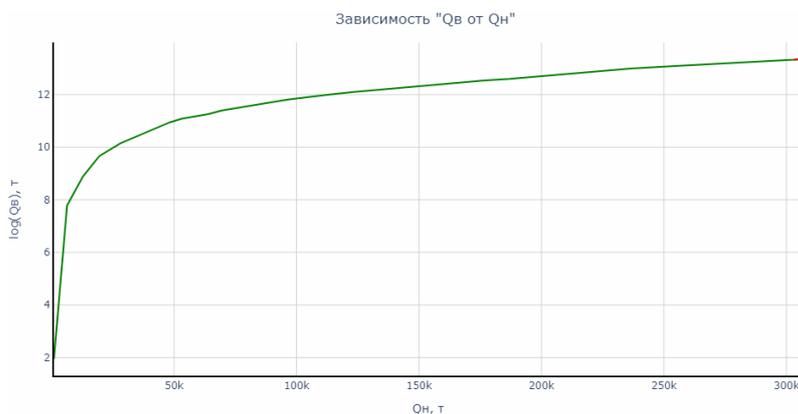


Рис. 6. Метод Максимова для башкирского объекта поднятия № 1:

— зависимость; — линейная регрессия

Fig. 6. Maximov's method for Bashkir lifting object N 1:

— dependence; — linear regression

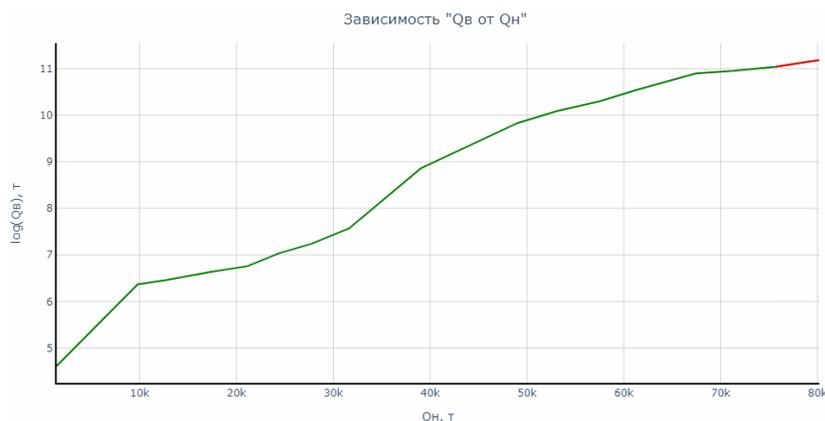


Рис. 7. Метод Максимова для башкирского объекта поднятия № 2:  
— – зависимость; — – линейная регрессия

Fig. 7. Maximov's method for Bashkir lifting object N 2:  
— – dependence; — – linear regression

Метод Максимова неасимптотичен, т. е. кривая вытеснения не имеет свойства асимптотического приближения к прямой, характеризующей максимально возможные извлекаемые запасы нефти. Соответственно при помощи данного метода нет возможности определить максимальные извлекаемые запасы при бесконечно долгой фильтрации, однако можно оценить извлекаемые запасы нефти при заданной обводненности продукции. В текущих анализах граничное значение обводнения принято 98 %.

По «надлому» кривой вытеснения по поднятию № 1 (рис. 6) на конечном участке можно судить об активном применении мероприятий по снижению обводненности после 2015 г., что приведет к завышению прогнозного КИН и извлекаемых запасов. Линейная аппроксимация проведена по участку последних трех лет, когда продолжился рост обводненности.

Неравномерность кривой вытеснения по поднятию № 2 (рис. 7) отражает нестабильную обводненность продукции скважин за весь период разработки объекта. Линейная аппроксимация проводилась по участку последних трех лет, когда был установлен рост обводненности.

На основе сделанных расчетов приведены следующие данные:

- 1) достигаемый КИН при обводненности продукции 98 % на поднятии № 1 равен 0,41;
- 2) значение достигаемого КИН при обводненности продукции 98 % на поднятии № 2 составляет 0,05.

Метод Камбарова определяет зависимость, где по оси абсцисс представлены накопленные отборы жидкости (рис. 8, 9), а по оси ординат – произведение накопленных отборов нефти и накопленных отборов жидкости. Конечный участок получившейся кривой стремится к линейному виду, что дает возможность его линейно аппроксимировать, т. е. вычислить уравнение прямой и установить коэффициенты «а» и «b».

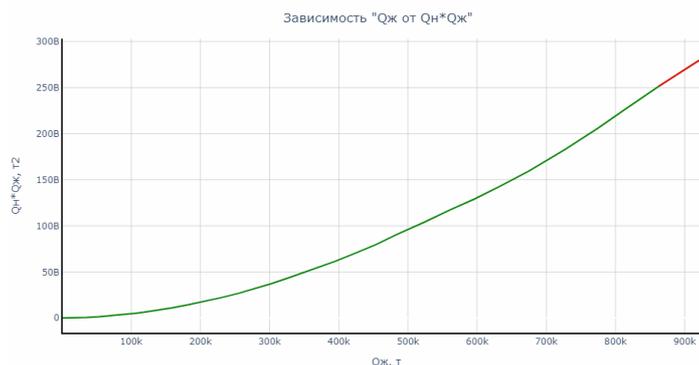


Рис. 8. Метод Камбарова для башкирского объекта поднятия № 1:

— зависимость; — линейная регрессия

Fig. 8. Kambarov's method for Bashkir lifting object N 1:

— dependence; — linear regression

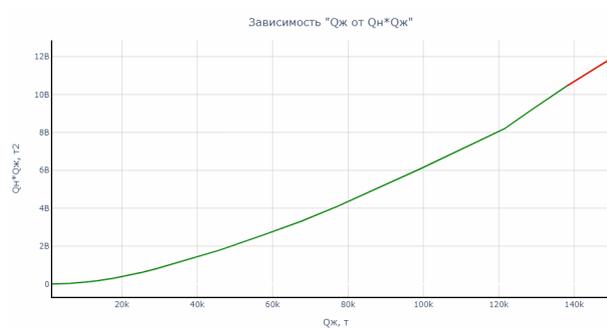


Рис. 9. Метод Камбарова для башкирского объекта поднятия № 2:

— зависимость; — линейная регрессия

Fig. 9. Kambarov's method for Bashkir lifting object N 2:

— dependence; — linear regression

Линейный характер кривых вытеснения поднятий выделяется лишь на промежутке последних трех лет по вышеописанным причинам, поэтому линейная аппроксимация проведена по этому участку.

На базе произведенных расчетов получены следующие данные:

- 1) достигаемый КИН при текущей системе разработки поднятия № 1 равен 0,32;
- 2) значение достигаемого КИН при текущей системе разработки поднятия № 2 составляет 0,035.

**Заключение.** Таким образом, подводя итоги проведенного анализа выработки запасов башкирского объекта месторождения X, можно сделать следующие выводы:

1. Полученные кривые вытеснения по поднятию № 1 на основе промыслово-статистических методик свидетельствуют о том, что при текущей системе разработки существует высокая вероятность достижения проектного КИН. Активное применение мероприятий по снижению обводненности продукции скважин несколько превышает прогнозные расчеты.

2. Представленные кривые вытеснения по поднятию № 2 на основе промыслово-статистических методик показывают, что при текущей системе разработки достижение проектного КИН невозможно. Рекомендуется вовлечение в разработку недренируемых запасов нефти путем ввода нового фонда и проведение мероприятий на действующем фонде по снижению обводненности добываемой продукции.

**Благодарность.** Автор выражает благодарность преподавателям кафедры «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» АГНИ, начальнику отдела планирования и геологического сопровождения скважин ПАО «Татнефть» И. Р. Мухлиеву за ценные замечания и предложения, которые способствовали улучшению работы.

**Gratitude.** Gratitude. The author expresses great gratitude to the teachers of the department “Development and Operation of Oil and Gas Fields” of AGNI, the head of the department of planning and geological support of wells of PJSC Tatneft, I. R. Mukhliev for valuable comments and suggestions that contributed to the improvement of the work.

### Литература

1. Галлямов, М. Н. Повышение эффективности эксплуатации нефтяных скважин на поздней стадии разработки месторождений / М. Н. Галлямов, Р. Ш. Рахимкулов. – М. : Недра, 1978. – 278 с.
2. Назаров, С. Н. Методика прогнозирования технологических показателей на поздней стадии разработки нефтяных залежей / С. Н. Назаров, Н. В. Сипачев // Изв. высш. учеб. заведений. Нефть и газ. – 1972. – № 10. – С. 41–46.
3. Максимов, М. И. Метод подсчета извлекаемых запасов нефти в конечной стадии эксплуатации нефтяных пластов в условиях вытеснения нефти водой / М. И. Максимов // Геология нефти и газа. – 1959. – № 3. – С. 42–47.
4. Антониади, Д. Г. Теоретические основы разработки нефтяных и газовых месторождений : учеб. пособие / Д. Г. Антониади, О. В. Савенок, Н. А. Шостак. – Краснодар : Просвещение-Юг, 2011. – 203 с.

### Referens

1. Gallyamov M. N., Rakhimkulov R. Sh. *Increasing the efficiency of oil well operation at the late stage of field development*. Moscow, Nedra Publ., 1978. 278 p. (in Russian).
2. Nazarov S. N., Sipachev N. V. Methodology for forecasting technological indicators at the late stage of oil deposit development. *Izvestiya vysshikh uchebnykh zavedenii. Neft' i gaz = Izvestiya vysokikh uchebnykh uchebnykh obrazovaniye. Oil and gas*, 1972, no. 10, pp. 41–46 (in Russian).
3. Maksimov M. I. Method for calculating recoverable oil reserves at the final stage of exploitation of oil reservoirs in conditions of oil displacement by water. *Geologiya nefti i gaza = Geology of oil and gas*, 1959, no. 3, pp. 42–47 (in Russian).
4. Antoniadis D. G., Savenok O. V., Shostak N. A. *Theoretical foundations for the development of oil and gas fields*. Krasnodar, Prosveshchenie-Yug Publ., 2011. 203 p. (in Russian).

### Информация об авторах

Шокурова Татьяна Алексеевна – магистрант, Альметьевский государственный нефтяной институт (ул. Ленина, 2, 423462, Альметьевск, Российская Федерация). E-mail: shokurova@yandex.ru

### Information about the authors

Shokurova Tatyana Alekseevna – master's student. Almet'yevsk State Oil Institute (2, Lenin Str., 423462, Almet'yevsk, Russian Federation). E-mail: shokurova@yandex.ru

Поступила в редакцию 05.03.2024