

# Анализ обеспеченности запасами нефти текущей добычи для различных стратиграфических комплексов Западной Сибири

А.В. Соколов<sup>1\*</sup>, А.В. Шубина<sup>2</sup>  
<sup>1</sup>ООО «ПЕТРОГЕКО», Нижневартовск, Россия  
<sup>2</sup>ФБУ «ГКЗ», Москва, Россия

Распределение накопленной добычи и текущих запасов нефти всех категорий, дифференцированных по административным субъектам, расположенных в пределах Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции, показывает существенную неоднородность в распределении этих показателей по стратиграфическим горизонтам. Для каждого горизонта проводится комплексирование критерия обеспеченности добычи текущими запасами категории А и обводненности продукции. Показано, что основная доля как накопленной добычи, так и текущих извлекаемых запасов, обеспечивающих эту добычу, приходится на неокомский комплекс, который имеет критически высокие показатели обводненности продукции и низкие дебиты.

**Ключевые слова:** Западно-Сибирская нефтегазоносная провинция, Ханты-Мансийский автономный округ, Ямало-Ненецкий автономный округ, Тюменская область, Томская Область, Красноярский край, обеспеченность запасов, кратность запасов, нефть и газ, добыча, обводненность продукции

**Для цитирования:** Соколов А.В., Шубина А.В. (2023). Анализ обеспеченности запасами нефти текущей добычи для различных стратиграфических комплексов Западной Сибири. *Георесурсы*, 25(1), с. 45–50. <https://doi.org/10.18599/grs.2023.1.5>

## Введение

По данным государственного баланса полезных ископаемых РФ в Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции (ЗСНП) числится около 18,3 млрд т текущих извлекаемых запасов (ТИЗ) нефти по сумме категорий  $A+B_1+B_2+C_1+C_2$  и порядка 13,2 млрд т накопленной добычи нефти с суммарной обводненностью продукции, равной 89%. Между тем, наивно полагать, что все ТИЗ нефти равномерно вовлечены в активную добычу. Изучение особенностей распределения накопленной добычи и текущих запасов разных категорий, дифференцированных по административным субъектам, расположенных в пределах ЗСНП, показывает существенную неоднородность в распределении этих показателей по стратиграфическим комплексам. В настоящей работе проведен анализ обеспеченности текущими запасами добычи нефти как по административным субъектам, так и стратиграфическим комплексам, вовлеченным в промышленную добычу.

Исходные статистические данные по добыче и запасам нефти учтены из государственного баланса запасов полезных ископаемых Российской Федерации (Государственный баланс запасов..., 2022).

## Методика расчетов

В работе (Соколов, Шубина, 2022) подробно изложена методика расчета обеспеченности добычи нефти

текущими извлекаемыми запасами, основные положения которой заключаются в трех базовых принципах:

- использование величины ТИЗ категории А дает понимание активного объема запасов, который непосредственно вовлечен в добычу, т.к. по действующей классификации запасов (Классификация запасов и ресурсов..., 2013) добыча производится только из запасов категории А, и, соответственно, в текущей добыче доля категорий  $B_1$  и  $C_1$  ничтожна;
- критерий текущей обеспеченности добычи запасами (Кодз), позволяет оценить насколько выработаны запасы категории А по отношению ко всей накопленной добыче;
- повышение информативности анализа дает комплексирование критерия Кодз с текущей обводненностью продукции  $W$  (%), поскольку практика поддержания пластового давления путем заводнения подразумевает по мере роста добычи и рост текущей обводненности.

Формула для расчета Кодз имеет вид:

$$\text{Кодз} = \frac{\text{Текущие запасы категории А, (млн т)}}{\text{Накопленная добыча Q, (млн т)}} \quad (1)$$

Применение этой методики дает возможность оценить выработку запасов категории А по отношению ко всей накопленной добыче. Значение Кодз более единицы указывает на начальную фазу жизни месторождения, менее единицы – свидетельствует о финальной стадии разработки. Равенство единице свидетельствует о том, что половина запасов уже извлечена.

На рисунке 1 показано теоретическое сопоставление параметров Кодз- $W$ , где выделяются три области:

\* Ответственный автор: Александр Владимирович Соколов  
e-mail: sokolov@petrogeco.ru

© 2023 Коллектив авторов

Контент доступен под лицензией Creative Commons Attribution 4.0 License (<https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>)

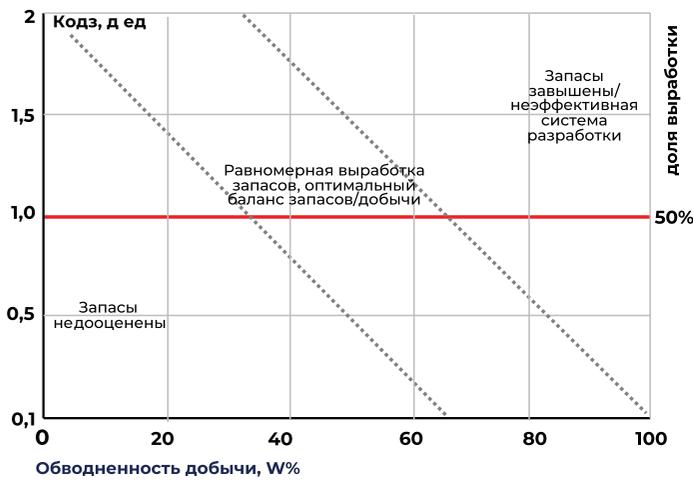


Рис. 1. Теоретическое сопоставление текущей обеспеченности добычи запасами (Кодз) с текущей обводненностью продукции W (%) по данным (Соколов, Шубина, 2022)

- зона равномерной выработки запасов, когда рост W обратно пропорционален величине Кодз;
- зона недооценённых запасов, когда при относительной малой величине W, значения Кодз очень малы;
- зона завышенных запасов, либо низкой выработки запасов, когда наблюдаются повышенные значения как Кодз, так и W.

**Анализ распределения структуры запасов и добычи по стратиграфическим комплексам и административным субъектам**

В настоящей работе проведено исследование распределения накопленной добычи и текущих запасов нефти, дифференцированных как по стратиграфическим комплексам ЗСНП, так и по административным субъектам.

На рисунке 2 представлена дифференциация накопленной добычи, а также структура ТИЗ по категориям по каждому стратиграфическому комплексу. Следует отметить, что в целом для всей ЗСНП накопленная добыча нефти составляет 13,2 млрд т, а сумма ТИЗ всех категорий А+В<sub>1</sub>+В<sub>2</sub>+С<sub>1</sub>+С<sub>2</sub> – 18,3 млрд т. При этом значение Кодз для категории А составляет 0,40 при уровне обводненности W = 89 %, что говорит о высокой степени выработки недр.

Как и следовало ожидать, преобладающая роль по запасам и накопленной добычи для ЗСНП принадлежит неокомскому комплексу, в котором сосредоточено 8,5 млрд т текущих запасов нефти, и уже добыто более 11 млрд т (44 % от добычи РФ).

Из графика также наглядно следует, что «внутри» неокомских отложений основная доля ТИЗ приходится на категорию А (3,5 млрд т из 8,5 млрд т). При этом, собственно неокомские отложения характеризуются низким значением Кодз = 0,32 при обводненности W = 89 %, а для тюменских отложений, напротив, значение Кодз = 1,25 при такой же обводненности продукции.

Наиболее высокий показатель Кодз отмечается для сеноманских горизонтов и составляет 2,39, что свидетельствует об их крайне низкой вовлеченности в добычу. Также низкая вовлеченность в добычу характерна для палеозойских и баженовских отложений.

Аналогичное ранжирование категорий текущих извлекаемых запасов нефти и добычи по стратиграфическим горизонтам выполнено для административных субъектов, расположенных в пределах в ЗСНП (рис. 3).

Так, для каждого горизонта приведены итоговые значения параметров Кодз и W. Ниже описаны характерные особенности для каждого субъекта.

- **ХМАО:** в целом, значение Кодз меньше, чем для ЗСНП (на уровне 0,35), но еще большей обводненности – 90 %. Неокомский комплекс доминирует как по накопленной добыче, так и по ТИЗ.
- **ЯНАО:** более молодой регион по добыче нефти и это отражается в величине Кодз = 0,75 при обводненности 88 %. Неокомский комплекс доминирует как по накопленной добыче, так и по ТИЗ.
- **Тюменская область:** по показателю обеспеченности ближе к ЯНАО, в целом для области Кодз = 0,88 при обводненности 69 %. Среднеюрские отложения являются драйвером региона по накопленной добыче и значениям ТИЗ.
- **Томская область:** ситуация аналогична ХМАО, Кодз = 0,40 при обводненности 85 %. Верхнеюрские отложения доминируют по накопленной добыче и значениям ТИЗ.

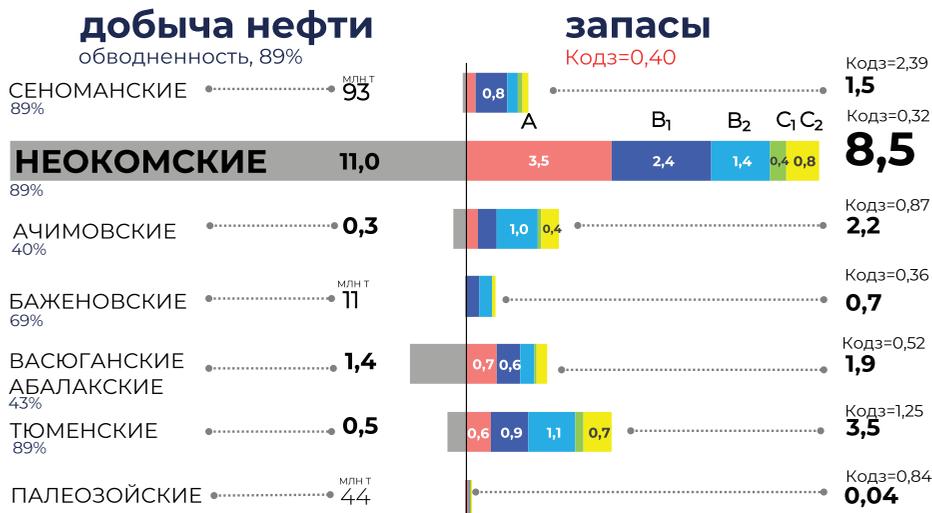


Рис. 2. Структура запасов и добычи по стратиграфическим комплексам Западной Сибири (млрд т). Кодз – критерий обеспеченности добычи нефти текущими запасами категории А; 89 % – текущая обводненность

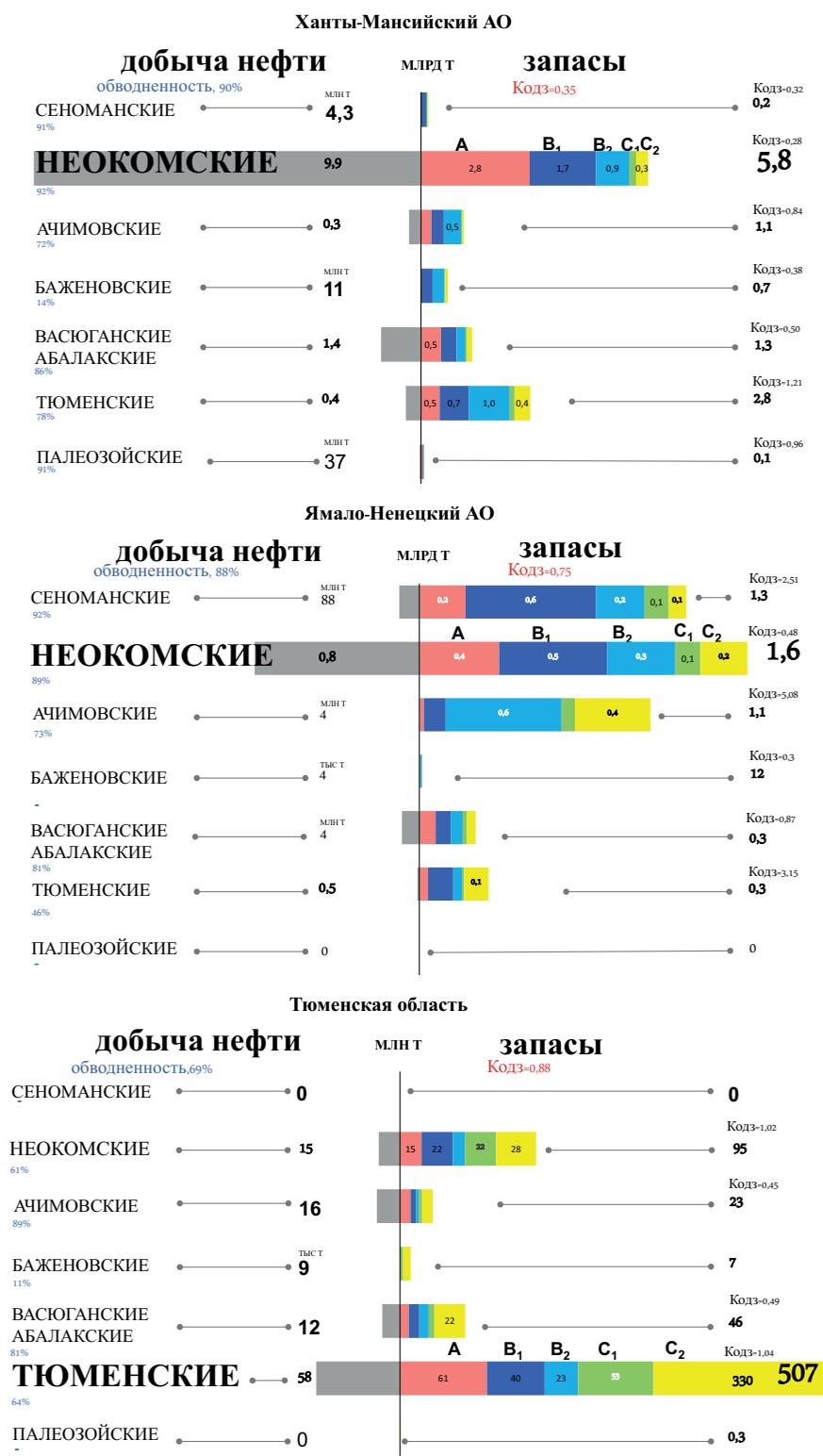


Рис. 3. Структура запасов и добычи по стратиграфическим комплексам (млрд т). Условные обозначения на рисунке 2

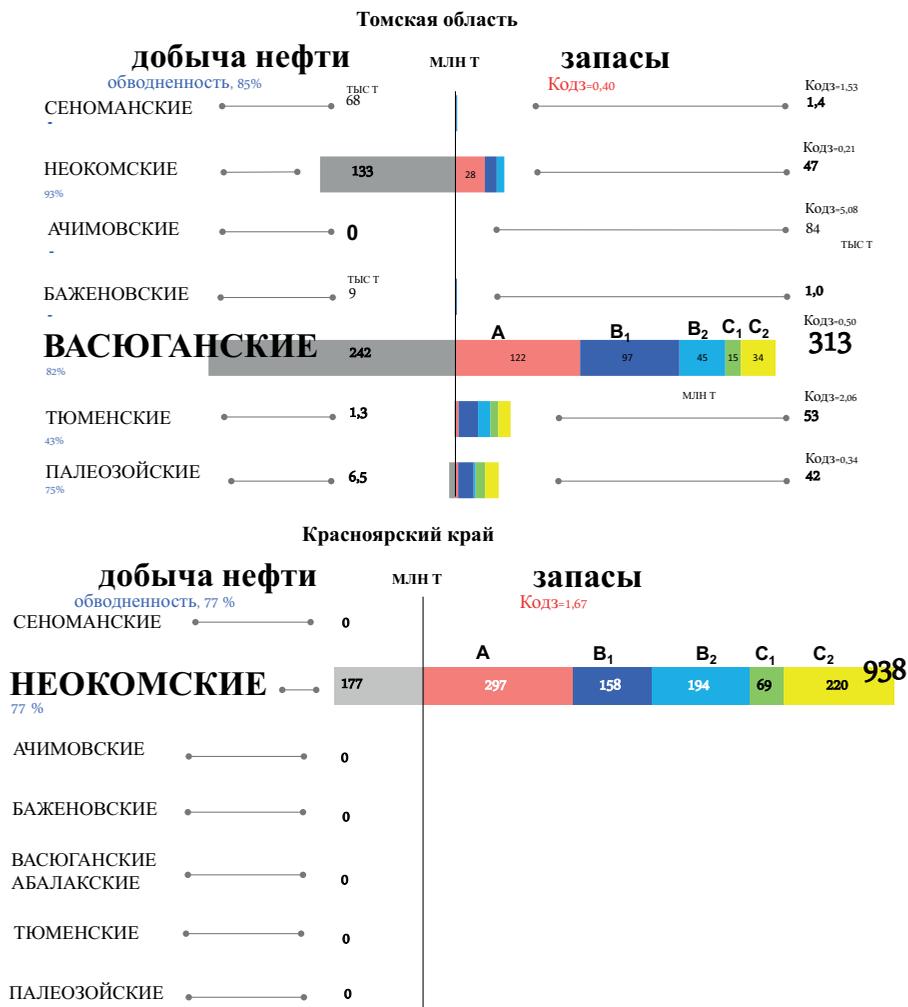
- **Красноярский край** – достаточно молодой регион ЗСНП, где неокомские отложения играют ведущую роль: Кодз составляет 1,67, однако обводненность уже на уровне 77 % (Байкаловское, Пайяхское, Лодочное, Тагульское, Сузунское и Ванкорское).

Учитывая неоднородность показателей и сложность комплексного анализа результатов расчетов, показанных на рисунке 3, для наглядности интерпретации данных и упрощения восприятия на рисунке 4 графическим образом показаны итоги сопоставления Кодз-W для

основных стратиграфических комплексов административных субъектов.

Анализ графического сопоставления критерия Кодз и текущей обводненности продукции W показал, как и ожидалось, что большинство регионов оказалось в зоне равномерной выработки запасов, где рост W обратно пропорционален величине Кодз.

В теоретической зоне либо завышенных запасов, либо неэффективной системы разработки оказались ачимовские отложения месторождений ЯНАО, где наблюдаются



Продолжение рис. 3

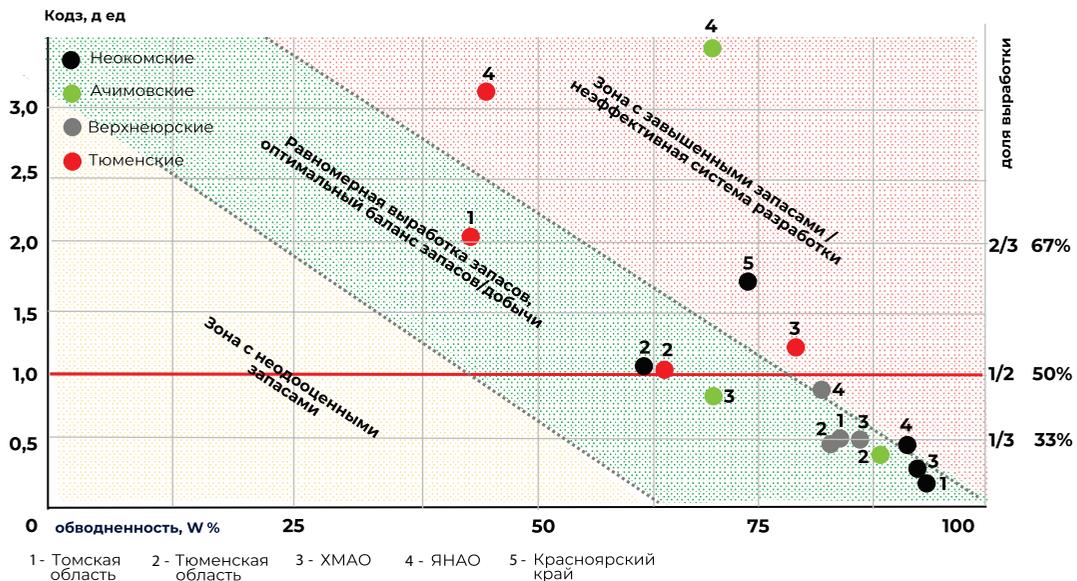


Рис. 4. Сопоставление текущей обеспеченности добычи запасами (Кодз) с текущей обводненностью продукции W (%), дифференцированное по основным стратиграфическим комплексам ЗСНП и административным субъектам

существенно повышенные значения как Кодз, так и W. Другими словами, по отбору запасов объекты находятся в начальной стадии, но уже обводнены как на завершающем этапе разработки. В меньшей степени в область риска попали Тюменские отложения ЯНАО и ХМАО и неокомские отложения Красноярского края. Очевидно,

полученные результаты нельзя рассматривать как конечный вывод об эффективности или неэффективности добычи, и они, разумеется, требуют дальнейшего изучения и более глубокого анализа для конкретных месторождений и технологических объектов разработки.

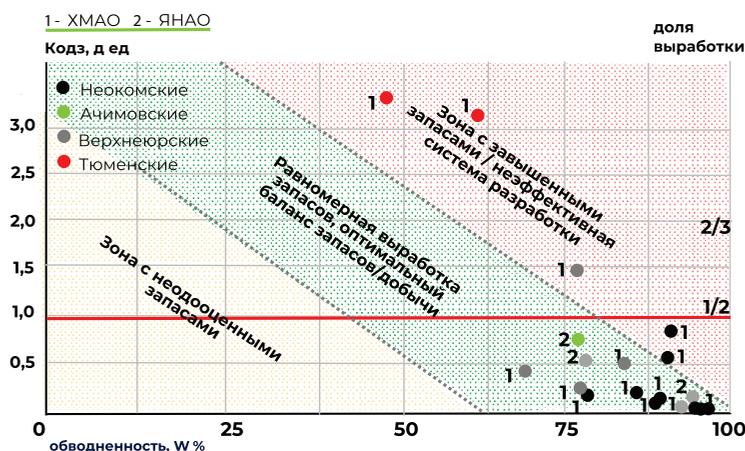


Рис. 5. Сопоставление текущей обеспеченности добычи запасами (Кодз) с текущей обводненностью продукции  $W$  (%) для некоторых нефтяных месторождений в ХМАО и ЯНАО (исходные данные из таблицы 1)

месторождение	пласты	остаточные запасы категории А	накопленная добыча	обводненность, %	Кодз
Ф	АС4-8	6700	82900	97	0,08
У	АВ1-2	7000	71500	96	0,10
Я	АС7-8	3200	19100	85	0,17
Ф	БС10	3970	431330	98	0,01
В	БВ8	7500	81900	88	0,09
К	БС11	4200	40500	87	0,10
Я	БС10	1800	9500	80	0,19
П	БС6	15420	25900	90	0,60
ВГ	БП11	25000	30330	91	0,82
ВГ	БП12	4180	5440	77	0,77
В	ЮВ1	528	5620	92	0,09
Е	Ю1	1478	9068	95	0,16
У	ЮВ1	4300	18700	78	0,23
ВГ	Ю1	1470	2888	79	0,51
К	ЮС1	4700	11000	68	0,43
НП	ЮВ1	18500	12300	79	1,50
Ф	ЮС2	176200	56850	61	3,10
Я	ЮС2	5800	1700	45	3,41
П	ЮС2	19786	1941	27	10,19

Табл. 1. Данные по текущей обеспеченности добычи запасами (Кодз) с текущей обводненностью продукции  $W$  (%) для некоторых нефтяных месторождений в ХМАО и ЯНАО

В этой связи, для иллюстрации такого избирательного и детального анализа для конкретных месторождений проведено выборочное изучение нескольких объектов разработки, находящихся в разных административных регионах и в разных стратиграфических условиях (рис. 5, табл. 1). Из анализа следует, что большинство технологических объектов на месторождениях оказались в зоне равномерной выработки запасов (рост  $W$  обратно пропорционален величине Кодз). Однако, для двух объектов в тюменской свите (месторождения «Ф» и «Я»), наблюдается серьезное отклонение показателей Кодз и  $W$  от общей тенденции. В меньшей степени отклонение отмечается для верхнеюрского объекта разработки месторождения «НП». Подобный экспресс-анализ позволяет выявить «проблемные» объекты с точки зрения либо корректности оценки запасов, либо адекватности системы разработки.

## Выводы

1. Распределение добычи нефти по стратиграфическим комплексам ЗСНП, являющейся основным нефтедобывающим регионом страны, показывает, что львиная доля как накопленной добычи, так и текущих извлекаемых запасов

категории А, обеспечивающих эту добычу, приходится на неокомский комплекс, который имеет критически высокие показатели обводненности продукции и низкие дебиты.

2. Основное сокращение добычи нефти нарастает именно в неокомских продуктивных горизонтах ХМАО – Югра. Отмена стимулирующих льгот в 2021 году, связанных с высокой обводненностью, усилило негативные тенденции.

3. В связи с вероятным развитием сценария, связанным с санкционными ограничениями по добыче нефти, существенная доля от текущих запасов категории А может оказаться нерентабельной.

4. Остро стоит проблема оценки экономической целесообразности освоения текущих извлекаемых запасов нефти категорий  $V_1+V_2+C_1+C_2$ . Смогут ли они стать поставщиками рентабельной добычи в ближайшей перспективе? Почему недостаточно «подключаются» в добычу запасы категории  $V_1$ , чтобы удержать ее падение?

5. В Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции при добыче нефти нарастает процесс «истощения истощенных» неокомских и верхнеюрских горизонтов, находящихся в длительной исторической разработке. Вовлечение в добычу отложений ачимовской свиты и

средне-нижнеюрских отложений, априорно имеющих низкие коллекторские свойства и сложное геологическое строение, не позволят компенсировать падающую добычу из неокомского комплекса.

### Литература

Государственный баланс запасов полезных ископаемых Российской Федерации (2022). Нефть. Сводные данные на 01.01.2022. Вып. 81.

Классификации запасов и ресурсов нефти и горючих газов (2013). Приказ Министерства природных ресурсов и экологии РФ от 01.11.2013. N 477.

Соколов А.В., Шубина А.В. (2022). Обеспеченность добычи извлекаемыми запасами нефти – о достоверности расчетов. *Георесурсы*, 24(3), с. 10–16. <https://doi.org/10.18599/grs.2022.3.2>

### Сведения об авторах

*Александр Владимирович Соколов* – канд. геол.-мин. наук, директор по геологоразведке, ООО «ПЕТРОГЕКО», Главный редактор журнала «Георесурсы»  
Россия, 628606, Нижневартовск, ул. Самотлорная, д. 20

*Анастасия Витальевна Шубина* – заместитель начальника управления – начальник отдела, ФБУ «ГКЗ»  
Россия, 119180, Москва, ул. Большая Полянка, д. 54, стр. 1

Статья поступила в редакцию 03.03.2023;

Принята к публикации 17.03.2023; Опубликовано 30.03.2023

IN ENGLISH

ORIGINAL ARTICLE

## Analysis of the reserves-to-production ratio for various stratigraphic complexes of Western Siberia

*A. V. Sokolov<sup>1\*</sup>, A. V. Shubina<sup>2</sup>*

<sup>1</sup>*PETROGECO JSC, Nizhnevartovsk, Russian Federation*

<sup>2</sup>*State Reserves Committee, Moscow, Russian Federation*

\*Corresponding author: Alexander V. Sokolov, e-mail: [sokolov@petrogeco.ru](mailto:sokolov@petrogeco.ru)

**Abstract.** The distribution of cumulative production and current oil reserves of all categories, differentiated by administrative subjects located within the West Siberian oil and gas province, shows significant heterogeneity in the distribution of these indicators across stratigraphic horizons. For each horizon, an integration of the reserves-to-production ratio criterion (A category) and water cut is carried out. It is shown that the main share of both cumulative production and current recoverable reserves that ensure this production falls on the Neocomian complex, which has critically high water cut and low flow rates.

**Keywords:** West Siberian oil and gas province, Khanty-Mansi Autonomous Okrug, Yamalo-Nenets Autonomous Okrug, Tyumen Region, Tomsk Region, Krasnoyarsk Territory, reserves-to-production ratio, oil and gas, production, water cut

**Recommended citation:** Sokolov A.V., Shubina A.V. (2023). Analysis of the reserves-to-production ratio for various stratigraphic complexes of Western Siberia. *Georesursy = Georesources*, 25(1), pp. 45–50. <https://doi.org/10.18599/grs.2023.1.5>

### References

Classification of reserves and resources of oil and combustible gases, approved by order of the Ministry of Natural Resources and Ecology of the Russian Federation (2013). November 1, N 477. (In Russ.)

Sokolov A.V., Shubina A.V. (2022). Reserves-to-production ratio – on the reliability of estimates. *Georesursy = Georesources*, 24(3), pp. 10–16. <https://doi.org/10.18599/grs.2022.3.2>

State Balance of Mineral Reserves of the Russian Federation (2022). Oil. Summary data as of 01.01.2022. Issue 81. (In Russ.)

### About the Authors

*Alexander V. Sokolov* – Cand. Sci. (Geology and Mineralogy), Director for Geological Exploration, PETROGECO JSC, Editor-in-Chief of the Journal *Georesursy*

20, Samotlornaya st., Nizhnevartovsk, Khanty-Mansi Autonomous Area – Yugra, 628606, Russian Federation

*Anastasia V. Shubina* – Deputy Head of Directorate – Head of Department, State Reserves Committee

Build. 5, 54, Bolshaya Polyanka st., Moscow, 119180, Russian Federation

Manuscript received 3 March 2023;

Accepted 17 March 2023;

Published 30 March 2023