

DOI: <https://doi.org/10.25689/NP.2024.1.229-239>

EDN VQERJQ

УДК 622.244.442:66.067.1

**Оценка отрицательного влияния кольтматации и глубины
проникновения фильтрата промывочной жидкости
на продуктивность скважины**

Сингуров А.А.

ООО «РусХимАльянс», Санкт-Петербург, Россия

**Estimation of the colmatation negative impact and the penetration
depth of the washing liquid leachate on the well productivity**

A.A. Singurov

RusChemAlliance LLC, Saint Petersburg, Russia

E-mail: A.Singurov@baltlng.ru

Аннотация. При бурении и капитальном ремонте скважин (КРС) на нефтяных и газовых месторождениях происходит снижение продуктивности скважины. Известно, что продуктивность скважины в призабойной зоне пласта (ПЗП) уменьшается из-за отрицательного влияния фильтрата и твердой фазы бурового раствора, неполной перфорации всей продуктивной части пласта.

В статье рассматриваются различные факторы, существенно влияющие на проницаемость ПЗП при его вторичном вскрытии, что актуально на завершающем этапе разработки месторождений. Даются рекомендации по повышению эффективности технологии проведения бурения и КРС в различных геолого-технических условиях эксплуатации месторождений.

На основании проведенных исследований определены области эффективного применения вторичного вскрытия продуктивного пласта на завершающем этапе разработки месторождения.

При наличии подошвенной воды необходимо вскрывать только часть пласта, обеспечивая при этом практически максимальную, безводную производительность скважин и минимальную опасность прорыва конуса подошвенной воды к ним. Одним из путей сохранения коллекторских свойств при длительных простоях скважины является

применение жидкостей без твердой фазы и проведение перфорации при депрессии на призабойную зону продуктивного пласта.

Ключевые слова: *производительность скважин, вскрытие продуктивного пласта, проникновение фильтрата промывочной жидкости в пласт, перфорация, гидродинамическое совершенство скважин*

Для цитирования: Сингуров А.А. Оценка отрицательного влияния кольматации и глубины проникновения фильтрата промывочной жидкости на продуктивность скважины // Нефтяная провинция.- 2024.-№1(37).-С. 229-239. - DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2024.1.229-239>. - EDN VQERJQ

Abstract. During drilling and major repairs of wells in oil and gas fields, the productivity of the well decreases. It is known that the productivity of a well in the bottom-hole formation zone (BHFZ) decreases due to the negative influence of the filtrate and the solid phase of the drilling mud, incomplete perforation of the entire productive part of the formation.

The article discusses various factors that significantly affect the permeability of the BHFZ during its secondary opening, which is relevant at the final stage of field development. Recommendations are given to improve the efficiency of drilling and drilling operations technology in various geological and technical conditions of field operation.

Based on the conducted research, the areas of effective application of secondary opening of a productive reservoir at the final stage of field development have been identified.

In the presence of plantar water, it is necessary to open only part of the formation, while ensuring almost maximum, anhydrous productivity of wells and minimal risk of a breakthrough of the cone of plantar water to them. One of the ways to preserve reservoir properties during long-term downtime of the well is the use of liquids without a solid phase and perforation during depression to the BHFZ of the productive formation.

Key words: *well productivity, opening of a productive reservoir, penetration of filtered flushing liquid into the reservoir, perforation, hydrodynamic perfection of wells*

For citation: A.A. Singurov Otsenka otritsatel'nogo vliyaniya kol'matatsii i glubiny proniknoveniya fil'trata promyvochnoy zhid-kosti na produktivnost' skvazhiny [Estimation of the colmatation negative impact and the penetration depth of the washing liquid leachate on the well productivity]. Neftyanaya Provintsiya, No. 1(37), 2024. pp. 229-239. DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2024.1.229-239>. EDN VQERJQ (in Russian)

Влияние степени вскрытия пласта на его продуктивность

Производительность скважин связана с условиями вскрытия продуктивного пласта, обеспечивающими сохранение его естественной проницаемости; степенью вскрытия и конструкцией забоя скважины, через который осуществляется гидродинамическая связь пласта со скважиной.

Известно, что дебит скважины напрямую зависит от проницаемости ПЗП.

Производительность скважин также зависит от совершенства вскрытия пласта. Несовершенство скважин по степени и характеру вскрытия вызывает дополнительное сопротивление по пути движения пластовых флюидов, приводит к увеличению потерь давления и понижению производительности скважин [1-3].

Влияние степени вскрытия на производительность скважин зависит от толщины продуктивного пласта, его фильтрационных свойств и характера их изменения по площади, толщине и последовательности залегания пропластков с различной проницаемостью. При этом надо отметить, что если вертикальная проницаемость k_v намного больше горизонтальной проницаемости k_r , то увеличение отбора газа из скважины при заданной депрессии наиболее эффективно не за счет увеличения степени вскрытия, а за счет увеличения диаметра скважины. Если же, наоборот, $k_v \ll k_r$, то дебит скважины растет практически пропорционально степени вскрытия [4, 5].

Считается, что максимально допустимая перфорация газоносного интервала всегда приводит к увеличению дебита скважины. Однако практика показывает, что прирост дебита скважины за счет полноты вскрытия однородного пласта по сравнению с идентичным пластом, перфорированным до половины газоносного интервала, может быть настолько незначительным (до 14 %), что существующая техника измерения профиля притока (дебитомер, шумомер и др.) практически не фиксирует прироста дебита скважины.

Если газоносный интервал состоит из нескольких полностью перфорированных пропластков, обладающих различной проницаемостью и гидродинамически взаимосвязанных, то отсутствие заметного прироста дебита особенно ярко выражено в интервалах с низкой проницаемостью.

Влияние характера вторичного вскрытия пласта на производительность газовых скважин

Обычно связь пласта со скважиной, обсаженной колонной, осуществляется через перфорацию при вторичном вскрытии. Задачей перфорации является обеспечение максимальной производительности скважин при минимальных затратах, связанных с величиной интервала вскрытия, глубиной и числом перфорационных отверстий. Количественная оценка качества вторичного вскрытия производится по показателю φ – коэффициенту гидродинамического совершенства скважины (отношение фактической продуктивности скважины к ее потенциальной продуктивности).

Факторы, влияющие на дебит перфорированных скважин, зависят от типа и характеристик перфоратора, количества отверстий на погонный метр (n), длины канала (l_n), диаметра перфорационных отверстий (d_n) и угла фазировки (θ).

Размеры перфорационных отверстий и длина канала зависят от конструкции перфоратора, гидростатического давления, температуры, плотности среды, толщины слоя жидкости между перфоратором и стенкой скважины, твердости металла и цементного камня и др. С увеличением пористости и проницаемости породы глубина перфорационного канала увеличивается, а с увеличением прочности породы – уменьшается. Величина φ в этом случае представляет собой отношение фактической продуктивности скважины, обусловленной наличием только перфорационных каналов, к ее потенциальной продуктивности и вычисляется по формуле [6-10]:

$$\varphi = \frac{\ln\left(\frac{R_k}{R_c}\right)}{\ln\left(\frac{R_k}{R_c} + S_n\right)}, \quad (1)$$

где φ – коэффициент гидродинамического совершенства скважины; R_c , R_k – соответственно радиусы скважины и контура питания, м; S_n – псевдоскин-эффект перфорации.

Влияние характеристик перфоратора на гидродинамическое совершенство скважины

Для оценки влияния параметров перфорации на гидродинамическое совершенство перфорированных скважин автором были проведены теоретические исследования на примере Вынгапуровского газового месторождения (ГМ). За исходную базу расчетов была принята известная методика с введением дополнительных фильтрационных сопротивлений за счет бурения (скин-эффект бурения $S_б$) и перфорации (псевдоскин-эффект перфорирования $S_п$) [5, 9, 12].

Результаты расчетов приведены на рис. 1.

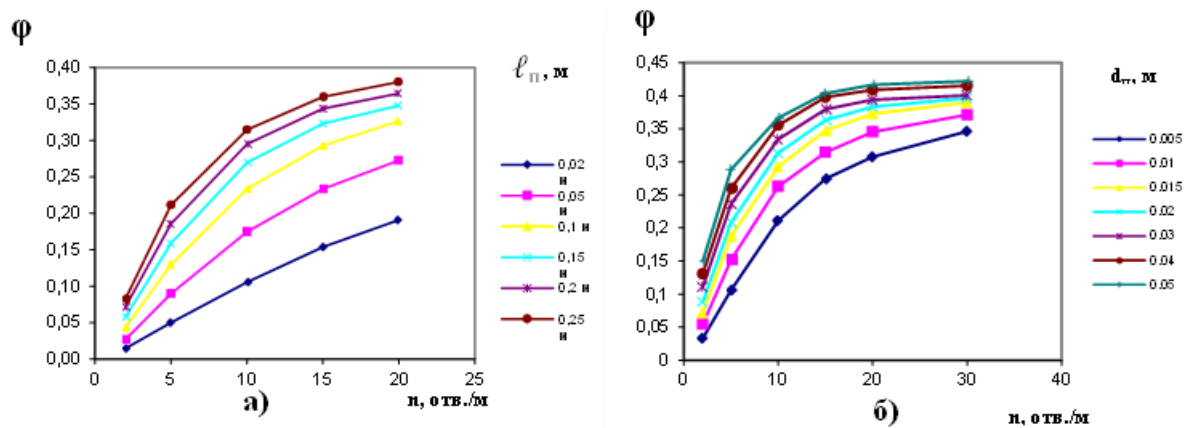


Рис. 1. Влияние характеристик перфоратора на гидродинамическое совершенство (ϕ) скважины: а) шифры кривых - длина перфорационных отверстий l_n (при $d_n = 0,01$ м) и б) диаметр перфорационных отверстий d_n (при $l_n = 0,15$ м);

Вторичное вскрытие может проводиться в условиях депрессии или репрессии на пласт. Максимальное отрицательное действие на пласт оказывает жидкость при первичном и вторичном вскрытии на репрессии, а влиянием жидкости перфорации на депрессии можно пренебречь. В этом случае для расчетов можно использовать формулу (1).

Влияние параметров зон кольматации и проникновения фильтрата на относительный дебит скважины

Для оценки эффективности технологии первичного и вторичного вскрытия пласта при репрессии необходимо учитывать отрицательное влияние жидкости и рассчитать радиус ее проникновения в пласт с учетом образовавшихся зоны кольматации и проникновения фильтрата. Исследование влияния типа промывочной жидкости на отношение продуктивностей велось путем теоретических расчетов. За базу расчетов принята методика [5]. Теоретические расчеты проводились в широком диапазоне изменения зоны проникновения фильтрата ($R_1 = 0-10$ м при условии, что нет кольматации, т. е. в случае применения раствора без твердой фазы) и зоны кольматации ($R_{кл} = 0-0,4$ м при условии, что нет проникновения фильтрата, т. е. при принудительной кольматации), а также ухудшения проницаемости (K/K_1 и K/K_2 от 2 до 200 раз). Целью расчетов было определить, как влияет фильтрат раствора и кольматирующий материал на коэффициент гидродинамического совершенства скважины.

Результаты расчетов приведены на рис. 2 и 3. Для расчетов использовались усредненные данные по Вынгапуровскому ГМ.

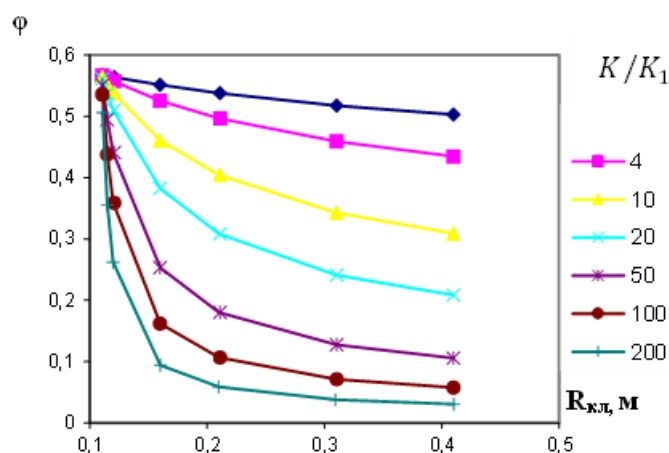


Рис. 2. Влияние параметров зоны кольматации на относительный дебит скважины (при условии, что отсутствует проникновение фильтрата).

Шифр кривых – степень снижения проницаемости, %

Для заданных l_p , n и $R_{пл}$ величина депрессии существенно влияет на относительный дебит газовых скважин. В анизотропных пластах при прочих равных условиях плотность перфорационных отверстий должна быть значительно выше, чем в изотропных. С увеличением числа отверстий при этом существенно снижаются коэффициенты фильтрационных сопротивлений. Следует отметить, что производительность скважины, вскрывшей анизотропный пласт при меньшем диаметре отверстий и большем их числе, превышает производительность, получаемую при большем диаметре отверстий, но меньшем их числе [11, 12].

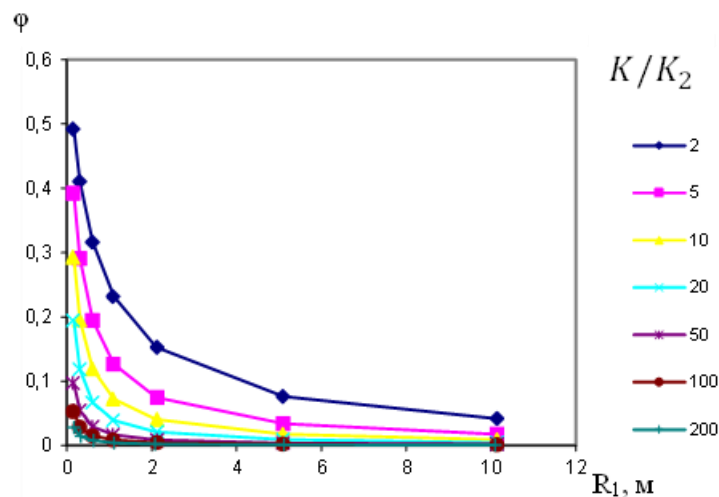


Рис. 3. Влияние параметров зоны проникновения фильтра на относительный дебит скважины (при условии отсутствия кольматации). Шифр кривых – степень снижения проницаемости, %

При заданных размерах перфорационных отверстий дебит скважины зависит от их числа, а также от правильности определения коэффициентов несовершенства C_1 и C_2 , и дополнительных фильтрационных сопротивлений за счет бурения S_6 и перфорирования $S_{пл}$.

Для получения заданного дебита при больших $P_{пл}^2 - P_{заб}^2$ требуется меньшее число отверстий. Величина $P_{пл}^2 - P_{заб}^2$ ограничивается пластовыми давлениями, устойчивостью пород к разрушению, наличием подошвенной воды и другими факторами. Поэтому число отверстий должно быть установлено с учетом перечисленных факторов. Расчеты показывают, что при

прочих равных условиях для заданного Q влияние $P_{пл}^2 - P_{заб}^2$ на число перфорационных отверстий n зависит от фильтрационных свойств пористой среды. Для заданного Q ухудшение коллекторских свойств пласта приводит к увеличению числа отверстий. Поэтому при первичном и вторичном вскрытии пласта необходимо обеспечить минимальное отрицательное влияние кольматации и проникновения фильтрата промывочной жидкости на проницаемость ПЗП

Выводы

Обобщая вышесказанное следует сделать следующие выводы.

1. При наличии опасности прорыва конуса подошвенной воды оптимальным вариантом вскрытия однородных, анизотропных пластов, а также многопластовых залежей, где низкопродуктивный пропласток залегает ниже высокопродуктивного, является относительная толщина вскрытия $\bar{h} = h_{вск}/h \approx 0,5-0,6$, где h , $h_{вск}$ – общая и вскрытия толщина пласта соответственно.

2. При наличии подошвенной воды необходимо вскрывать только часть пласта, обеспечивая при этом практически максимальную, безводную производительность скважин и минимальную опасность прорыва конуса подошвенной воды к ним.

3. Подбирать перфоратор необходимо со следующими характеристиками:

- при длине перфорационных каналов не менее 200 мм оптимальной плотностью перфорации следует считать значение не более 14-16 отв./м;
- при плотности перфорации 16-18 отв./м и длине перфорационных каналов 200 мм увеличение диаметра канала на более чем 8-10 мм практически не приводит к возрастанию степени совершенства скважин;
- увеличение плотности перфорации более 20 отв./м может быть оправдано только в случаях очень низкой пробивной способности перфоратора;

– оптимальным углом фазировки можно считать угол 60° .

4. Одним из путей сохранения коллекторских свойств при длительных простоях скважины является применения специальных жидкостей, не оказывающих отрицательного влияния на продуктивность скважины.

5. При вскрытии пласта на репрессии необходимо оценивать отрицательное влияние кольматации и глубины проникновения фильтрата промывочной жидкости в ПЗП на её проницаемость. Поэтому выбор типа и рецептуры промывочной жидкости для вскрытия пласта необходимо проводить с учётом минимального отрицательного влияния этих факторов на продуктивность скважины.

6. Для того чтобы минимизировать отрицательное воздействие вторичного вскрытия пласта до минимума, необходимо вскрывать пласт или на депрессии, или с временным блокированием его на репрессии.

Таким образом, на основе проведенных теоретических исследований установлено, что совершенствование технологии вторичного вскрытия продуктивных пластов позволяют даже в сложных геолого-технических условиях добиться высокой эффективности работ по обеспечению максимальной продуктивности скважин.

Список литературы

1. Амиров, А.Д. Техника и технология освоения и эксплуатации глубоких скважин. - М.: Недра, - 1970. – 122 с.
2. Амиян, В.А. Применение пенных систем в нефтегазодобыче: учеб. пособие для средних профессионально-технических училищ / В.А. Амиян, А.В. Амиян, Л.В. Козакевич и др. - М.: Недра, 1987. – 229 с.
3. Амиян, В.А. Применение пенных систем в нефтегазодобыче: учеб. пособие для средних профессионально-технических училищ / В.А. Амиян, А.В. Амиян, Л.В. Козакевич и др. - М.: Недра, 1987. – 229 с.
4. Кроль, В.С. Эксплуатация глубоких фонтанных скважин, оборудованных пакером / В.С. Кроль, А.В. Карапетов // Обз. информ. Сер.: Разработка и эксплуатация морских, нефтяных и газовых месторождений.- М.: ВНИИЭгазпром, 1983. - Вып. 2. – 32 с.
5. Теория и практика заканчивания скважин / Под ред. А.И. Булатова. В 5 т. - М.: Недра, - 1997. Т.1. - 395 с.; 1997. - Т. 2. - 343 с.; 1998. - Т. 3. - 510 с.; 1998. - Т. 4. - 496 с.; 1998. Т. 5. – 374 с.
6. Амиян, В.А. Вскрытие и освоение нефтегазовых пластов / В.А. Амиян, Н.П. Васильева. - М.: Недра, 1972. – 336 с.

7. Басарыгин, Ю.М. Ремонт газовых скважин / Ю.М. Басарыгин, П.П. Макаренко, В.Д. Мавромати. - М.: Недра, 1998. – 271 с.
8. Басарыгин, Ю.М. Теория и практика предупреждения осложнений и ремонта скважин при их строительстве и эксплуатации: Справ. пособие: В 6 т. / Ю.М. Басарыгин, В.Ф. Будников, А.И. Булатов.- М.: Недра-Бизнесцентр, 2000.- Т. 1. - 510 с.; 2000.- Т. 2.- 413 с.; 2001.- Т. 3.- 399 с.; 2002.- Т. 4.- 335 с.; 2003. - Т.5. - 431 с.; 2004. – Т.6. – 446 с.
9. Булатов, А.И. Освоение скважин: Справочное пособие / А.И. Булатов, Ю.Д. Качмар, П.П. Макаренко, Р.С. Яремийчук // Под ред. Р.С. Яремийчука. - М.: Недра-Бизнесцентр, - 1999. – 473 с.
10. Муравьев, И. М. Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений/ И.М. Муравьев, Р.С. Андриасов, Ш. К. Гиматудинов и др.: изд. 3-е, переработанное и дополненное. - М.: Недра, 1970. – 448 с.
11. Кустышев, А.В. Восстановление продуктивности газовых скважин Крайнего Севера, длительное время находящихся в бездействующем фонде, на месторождениях // Проблемы освоения трудноизвлекаемых запасов углеводородов: VI Конгресс нефтегазопромышленников России. Секция В «Технологии освоения трудноизвлекаемых запасов в низкопроницаемых коллекторах» (25 мая 2005 г): Научные труды.- Уфа: Монография, 2005. – С. 291-294.
12. Сингуров, А.А. Технологии капитального ремонта газовых скважин на месторождениях Крайнего Севера / А.А. Сингуров, В.И. Нифантов, В.М. Пищухин. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2020. – 161 с.

References

1. Amirov A.D. *Tekhnika i tekhnologiya osvoeniya i ekspluatatsii glubokikh skvazhin* [Equipment and technologies for completion and operation of deep wells]. Moscow: Nedra Publ., 1970. 122 P. (in Russian)
2. Amiyan V.A., Amiyan A.V., Kozakevich L.V. *Primenenie pennykh sistem v neftegazodobyche* [Application of foam systems in oil and gas production]. Moscow: Nedra Publ., 1987. 229 P. (in Russian)
3. Krol V.S., Karapetov A.V. *Ekspluatatsiya glubokikh fontannykh skvazhin, oborudovannykh pakerom* [Operation of deep flowing wells equipped with packer]. Moscow: VNIIEgazprom, 1983, Iss. 2, 32 P. (in Russian)
4. *Teoriya i praktika zakanchivaniya skvazhin* [Theory and practice of well completion]. Edited by A.I. Bulatov. Moscow: Nedra Publ., 1997. Vol.1. - P. 395; 1997. - Vol. 2. - P 343.; 1998. – Vol. 3. - P.510; 1998. - Vol. 4. - P. 496; 1998. Vol. 5. – P. 374 (in Russian)
5. Amiyan V.A., Vasileva N.P. *Vskrytie i osvoenie neftegazovykh plastov* [Drilling and completion of petroleum reservoirs]. Moscow: Nedra Publ., 1972, 336 P. (in Russian)
6. Basarygin Yu.M., Makarenko P.P., Mavromati V.D *Remont gazovykh skvazhin* [Workover of gas wells]. Moscow: Nedra Publ., 1998. 271 P. (in Russian)
7. Basarygin Yu.M, Budnikov V.F., Bulatov A.I. *Teoriya i praktika preduprezhdeniya oslozhneniy i remonta skvazhin pri ikh stroitelstve i ekspluatatsii* [Theory and practice of prevention of operational problems and well workovers during well construction and operation]. Moscow: Nedra-Biznestsentr. 2000. Vol. 1. – P. 510; 2000.- Vol. 2.- P. 413; 2001.- Vol. 3 – P. 399; 2002.- Vol. 4.- P.335; 2003. - Vol.5. – P. 431; 2004. – Vol.6. – P. 446. (in Russian)
8. Bulatov A.I., Kachmar Yu.D., Makarenko P.P., Yaremiychuk R.S. *Osvoenie skvazhin* [Well completion]. Moscow: Nedra-Biznestsentr. 1999. 473 P. (in Russian)
9. Muravev I.M, Andriasov R.S., Gimatudinov Sh.K. et al. *Razrabotka i ekspluatatsiya neftyanykh i gazovykh mestorozhdeniy* [Development and operation of oil and gas fields].

Moscow: Nedra Publ., 1970. 448 P. (in Russian)

10. Kustyshev A.V. *Vosstanovlenie produktivnosti gazovykh skvazhin Kraynego Severa, dlitelnoe vremya nakhodyashhikhsya v bezdeystvuyushhem fonde* [Rehabilitation of Far North gas wells left idle for long periods of time]. Ufa: Monographiya Publ., 2005, pp. 291-294. (in Russian)
11. Singurov A.A., Nifantov V.I., Pischukhin V.M. *Tekhnologii kapitalnogo remonta gazovykh skvazhin na mestorozhdeniyakh Kraynego Severa* [Well workover technologies for gas wells in the Far North fields]. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2020. 161 P. (in Russian)

Сведения об авторах

Сингуров Александр Александрович, кандидат технических наук, главный инженер ООО «РусХимАльянс»

Россия, 199106, Санкт-Петербург, Шкиперский проток, 12, корпус 2, строение 1

E-mail: A.Singurov@baltlng.ru

Authors

A.A. Singurov, PhD, Chief Engineering Officer RusChemAlliance LLC

2 bldg., 1 block, 12, Shkiperskiy Protok, 199106, Saint Petersburg, Russian Federation

E-mail: A.Singurov@baltlng.ru

Статья поступила в редакцию 12.02.2024

Принята к публикации 21.03.2024

Опубликована 30.03.2024