

УДК 622.276

DOI: 10.31660/0445-0108-2024-2-67-78

**Оценка влияния продолжительности остановки и последовательности
запуска добывающих скважин в различных
геолого-промысловых условиях**

А. В. Грезин^{1,2}, Д. К. Сагитов^{2*}

¹Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть» в г. Тюмени,
Тюмень, Россия

²Уфимский государственный нефтяной технический университет, Уфа, Россия

*grezin_86@mail.ru

Аннотация. В 2019–2021 годах в связи с ограничениями добычи нефти по соглашению, заключенному между Россией и странами ОПЕК, больше половины фонда скважин на месторождениях Западной Сибири было остановлено на продолжительный срок (до полутора лет). Настолько масштабных и продолжительных остановок никогда ранее не происходило. В результате последующего запуска этих скважин в работу их дебит изменялся как в большую, так и в меньшую сторону.

Целью исследования является оценка влияния геологических и технологических факторов на результаты запуска скважин после продолжительного простоя. Использовались статистические методы, такие как многофакторный регрессионный анализ, попарная оценка влияния параметров друг на друга при помощи линий тренда на диаграммах рассеяния (кросс-плотах), а также построение и сопоставление карт геологических и технологических параметров.

В результате исследования определено влияние таких факторов, как продолжительность простоя, единовременность остановки добывающих и нагнетательных скважин участка, компенсация отборов закачкой, что позволит сократить потери в случае повторных ограничений добычи за счет выбора оптимальных кандидатов для остановки.

Ключевые слова: длительная остановка скважин, продолжительность простоя, компенсация отборов, потери добычи, кросс-плот, многофакторный регрессионный анализ

Для цитирования: Грезин, А. В. Оценка влияния продолжительности остановки и последовательности запуска добывающих скважин в различных геолого-промысловых условиях / А. В. Грезин, Д. К. Сагитов. – DOI 10.31660/0445-0108-2024-2-67-78 // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2024. – № 2. – С. 67–78.

**Influence assessment of shut-in duration and well startup sequence
in different geological and field conditions**

Anton V. Grezin^{1,2}, Damir K. Sagitov^{2*}

¹KogalymNIPIneft Branch of LUKOIL-Engineering LLC in Tyumen, Tyumen, Russia

²Ufa State Petroleum Technological University, Ufa, Russia

*grezin_86@mail.ru

Abstract. During 2019-2021, about half of well stock at West Siberian oil fields were shut down for a long period (up to one and a half year) due to oil production restrictions under the agreement between Russia and OPEC (Organization of the Petroleum Exporting Countries). There have never been such large-scale and prolonged shutdowns before. After starting from a long-term shutdown, the flow rate of some wells increased, while others decreased.

The main aim of research is to assess the geological and technological factors affecting the results of starting wells after a long shutdown. Statistical methods were used, including multivariate regression analysis, assessing the influence of parameters on each other using trend lines on cross-plots, as well as constructing and comparing maps of geological and technological parameters.

As a result, the influence of the duration of downtime, the simultaneity of shutdown of production and injection wells and compensation of production by injection was determined. That will help to reduce losses in case of repeated production restrictions by selecting optimal candidates for shutdown.

Keywords: long-term shut-in, well downtime, compensation of production by injection, oil production losses, cross-plot, multifactorial regression analysis

For citation: Grezin, A. V., & Sagitov, D. K. (2024). Influence assessment of shut-in duration and well startup sequence in different geological and field conditions. Oil and Gas Studies, (2), pp. 67-78. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2024-2-67-78

Введение

На нескольких месторождениях Западно-Сибирского региона были проведены массовые (свыше половины эксплуатационного фонда) продолжительные (от трех месяцев до полутора лет) остановки скважин в связи с ограничениями уровней добычи нефти по соглашению со странами ОПЕК. В результате запуска после длительного простоя дебит одних скважин возрос, других — снизился. Актуальной задачей данного исследования является определение причин потерь и прироста добычи нефти. Иными словами, необходимо выявить факторы, оказывающие влияние на изменение дебита нефти после запуска скважины.

Такими факторами могут быть следующие.

1. Перераспределение давления по площади залежи. На простаивавших участках, как правило, отмечается рост пластового давления и, как следствие, запускного дебита жидкости [1–3]. На границах зон ограничения добычи возможна интерференция с соседними скважинами, не участвовавшими в остановке.

2. Перераспределение давления по вертикали, перетоки из пропластков с различным пластовым давлением [1]. Нередкой является ситуация, когда в разрезе скважины, наряду с перфорированным нефтенасыщенным пластом, присутствует отделенный маломощной глинистой перемычкой водонасыщенный пласт, охваченный трещиной гидроразрыва пла-

ста (ГРП). После остановки скважины давление в призабойной зоне продуктивного пласта восстанавливается, следовательно, градиент давления между пластами и приток воды через трещину сокращаются, обводненность скважины после запуска оказывается ниже, чем на момент остановки.

3. Вертикальная неоднородность пласта по проницаемости. Прекращение притока из низкопроницаемых пропластков происходит вследствие снижения депрессии ниже капиллярного давления.

4. Наличие расчлененности. В работе [2] описано снижение обводненности на скважинах, характеризующихся высокой расчлененностью, благодаря экранирующему влиянию глинистого раздела, ограничивающего приток подошвенной воды.

5. Структурный фактор, гравитационная сегрегация флюидов. В статье [4] описывается процесс аккумуляции нефти в купольных поднятиях заводненного коллектора после остановки отборов. В статье [5] приводится сопоставление результатов запуска после длительного (3–6 месяцев) простоя для двух групп скважин: расположенных выше и ниже по структурным отметкам. Для обеих групп отмечался рост дебита жидкости в результате восстановления давления в зоне отбора. Однако, если на расположенных на большем расстоянии от водонефтяного контакта (ВНК) скважинах наблюдался продолжительный период снижения обводненности, то на более низких по структурным отметкам скважинах обводненность не снижалась.

6. Перераспределение давления в наземной инфраструктуре. Остановка скважин приводит к снижению давления в системе сбора. В результате этого у оставшихся в работе скважин понижается устьевое давление, возрастает подача электроприводного центробежного насоса (ЭЦН) за счет уменьшения необходимого для подъема жидкости напора установки и, следовательно, увеличивается дебит жидкости. Запуск ранее остановленных скважин приводит к обратному перераспределению давлений и дебитов.

7. Изменение напряженного состояния породы в скважинах с ГРП [3].

8. Выпадение осадков на забое или в трещинах ГРП [3, 5].

9. Взаимное расположение скважин, подвергнутых остановке, относительно оставшихся в работе. Отключение скважин первого ряда сильнее влияет на показатели работы стягивающего ряда, нежели наоборот; при выбытии скважин стягивающего ряда потери КИН увеличиваются по сравнению с отключением скважин первого ряда [6].

10. К значительным потерям могут привести остановки скважин на месторождениях, где применяются тепловые методы повышения нефтеотдачи, так как в этом случае не будет обеспечена закачка теплоносителя в пласт [1].

Объект и методы исследования

Для подвергнутых остановке скважин основного объекта разработки одного из месторождений Западной Сибири были собраны и проанализи-

рованы следующие геологические и технологические показатели: нефтенасыщенная толщина, проницаемость, текущая (на момент остановки) и накопленная добыча нефти и воды, изменение пластового давления за время простоя, плотность текущих запасов нефти, гидропроводность нефтенасыщенной и водонасыщенной части пласта, продолжительность остановки, компенсация отборов закачкой и другие.

Анализ данных выполнялся следующими способами.

Во-первых, были построены и проанализированы карты параметров.

Во-вторых, применялись статистические методы, в том числе метод многофакторного регрессионного анализа. Перечисленные выше геологические и технологические показатели использовались в качестве независимых переменных, влияющих на результаты запуска скважин из длительного простоя. В качестве зависимой переменной принято относительное изменение дебита нефти добывающих скважин за время остановки.

В-третьих, была выполнена оценка влияния каждого независимого параметра на зависимый по отдельности при помощи построения линии тренда на диаграммах рассеяния (кросс-плотах).

Результаты и обсуждение

На первом этапе исследования было оценено влияние продолжительности простоя скважин на результаты их запуска.

Для этого были построены и сопоставлены между собой карта, демонстрирующая продолжительность простоя добывающих и нагнетательных скважин, и карта с диаграммами потерь и приростов дебита нефти (рис. 1).

Рассмотрены два соседних участка пласта, аналогичные по свойствам и режимам работы скважин до остановки, но отличающиеся продолжительностью простоя. На северном участке она составила 12 месяцев, на южном — три. Закрашенная более темным цветом область диаграммы демонстрирует период простоя каждой скважины между 01.01.2019 и 01.01.2023 (см. рис. 1 а).

Карта продолжительности простоя сопоставлялась с картой изменения дебита нефти (рис. 1 б). Площадь диаграмм соответствует величине суммарного изменения дебита. Диаграммы потерь отмечены красным цветом, приростов — зеленым.

Отмечается, что на северном участке практически отсутствуют скважины с приростами добычи (4 скважины из 26 или 15 %), тогда как на южном доля таких скважин значительно выше (13 из 35 или 37 %). Факторный анализ причин отклонения свидетельствует о росте дебита жидкости на обоих участках, однако из-за роста обводненности суммарные потери северного участка, остановленного на более длительный срок, выше в 3,9 раза (табл. 1).

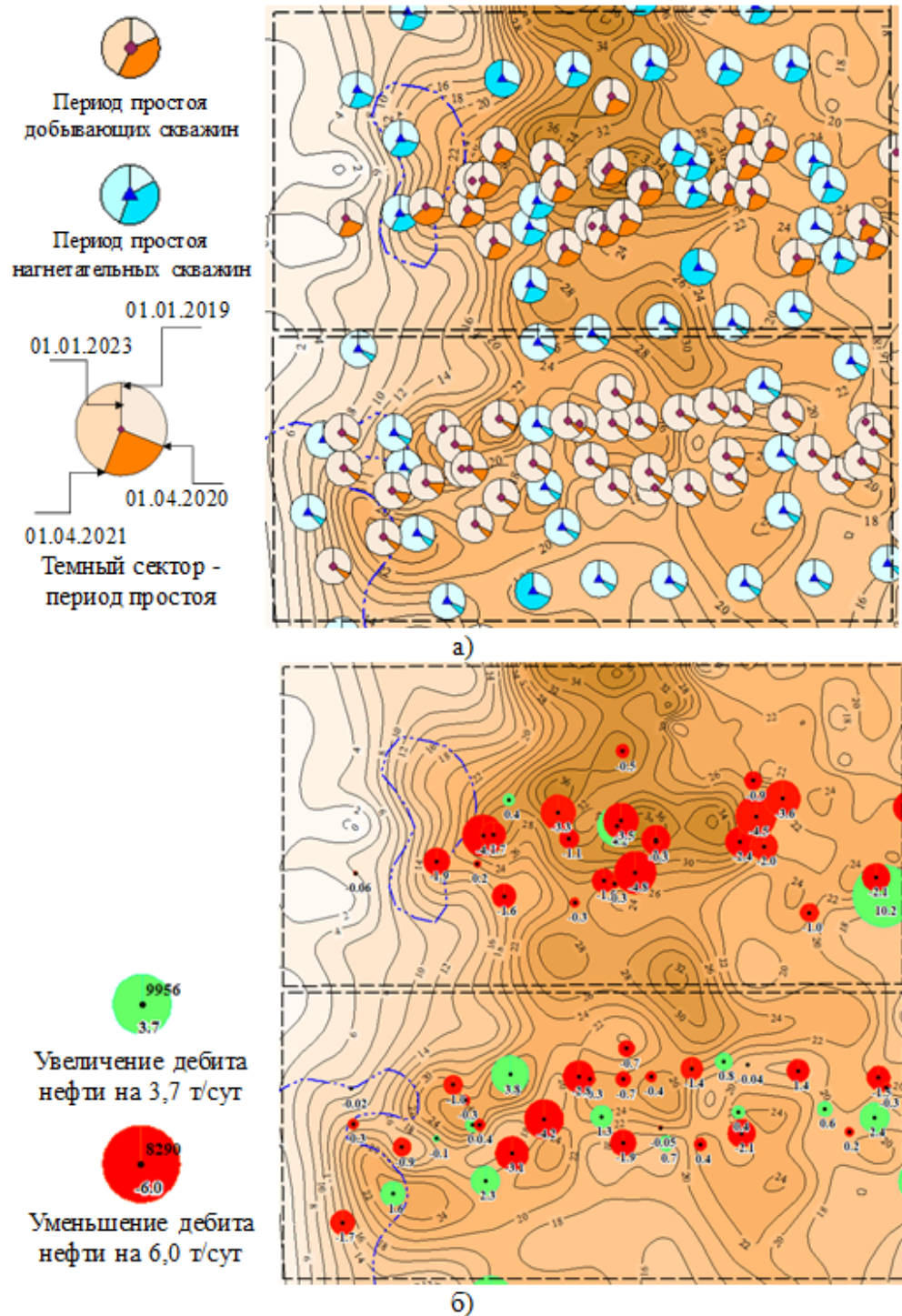


Рис. 1. Фрагменты карт северного и южного участков для сопоставления:

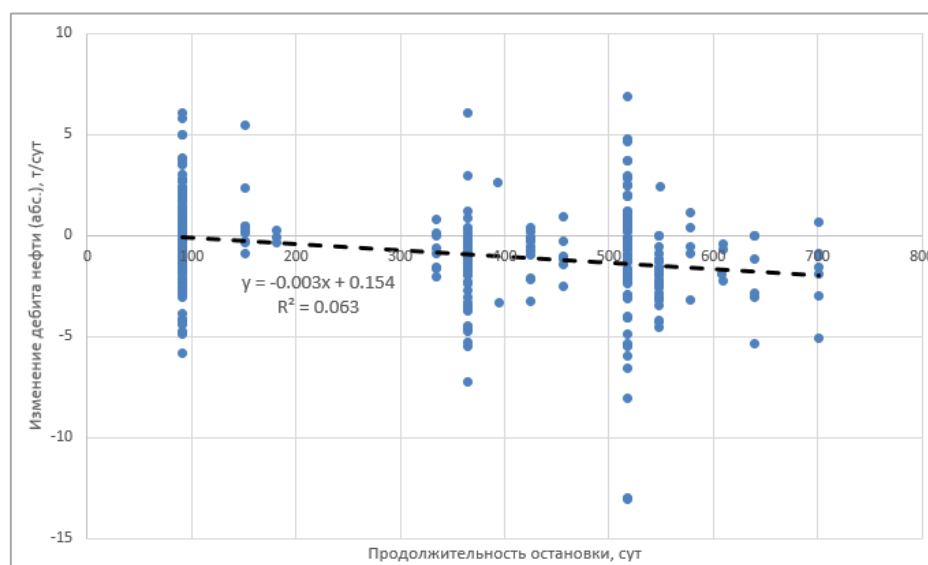
- а) продолжительности работы и простоя,
 б) изменения дебита нефти после выхода из простоя

Таблица 1

**Сопоставление приростов и потерь дебита нефти для участков
с различной продолжительностью остановки скважин**

Название участка	Длительность простоя скважин, мес.	Прирост или снижение дебита нефти		
		Из-за изменения обводненности, т/сут	Из-за изменения дебита жидкости, т/сут	Суммарный, т/сут
Северный участок	12	-48,7	19,4	-29,4
Южный участок	3	-25,4	17,8	-7,6

Влияние продолжительности остановки на ее результат было также проанализировано при помощи диаграммы рассеяния (рис. 2), где по оси абсцисс отмечена продолжительность остановки скважин, а по оси ординат — изменение дебита нефти за время простоя. Линия тренда имеет отрицательный наклон, то есть чем продолжительнее простой, тем выше доля скважин с потерями и ниже — с приростами дебита. Если скважины, простаивавшие около 100 суток, распределялись между приростами и потерями приблизительно поровну, то при продолжительности простоя свыше 600 суток все скважины, за исключением одной, демонстрировали снижение дебита после перезапуска.



**Рис. 2. График зависимости абсолютного значения потерь/приростов
от продолжительности остановки скважины**

Таким образом, в результате совместного анализа карты длительности простоя и карты изменения дебитов скважин, а также кросс-плотов

установлено, что увеличение продолжительности простоя скважин негативно влияет на их дебит нефти после перезапуска.

Другим важным выявленным фактором, определяющим изменение режима работы скважин после длительного бездействия, является синхронность остановки добывающих и нагнетательных скважин. Был проанализирован участок, относящийся к водонефтяной зоне пласта, характерной особенностью которого является продолжение закачки частью нагнетательных скважин во время простоя добывающих. На рисунке 3 представлена карта состояния разработки участка в период остановки: простаивающие добывающие скважины показаны коричневыми кругами, остановленные нагнетательные — зелеными треугольниками. Видно, что часть нагнетательных скважин продолжает закачку. Для добывающих скважин построены диаграммы изменения дебита нефти за время простоя (по аналогии с рис. 1), выполнен анализ факторов, вызвавших это изменение.

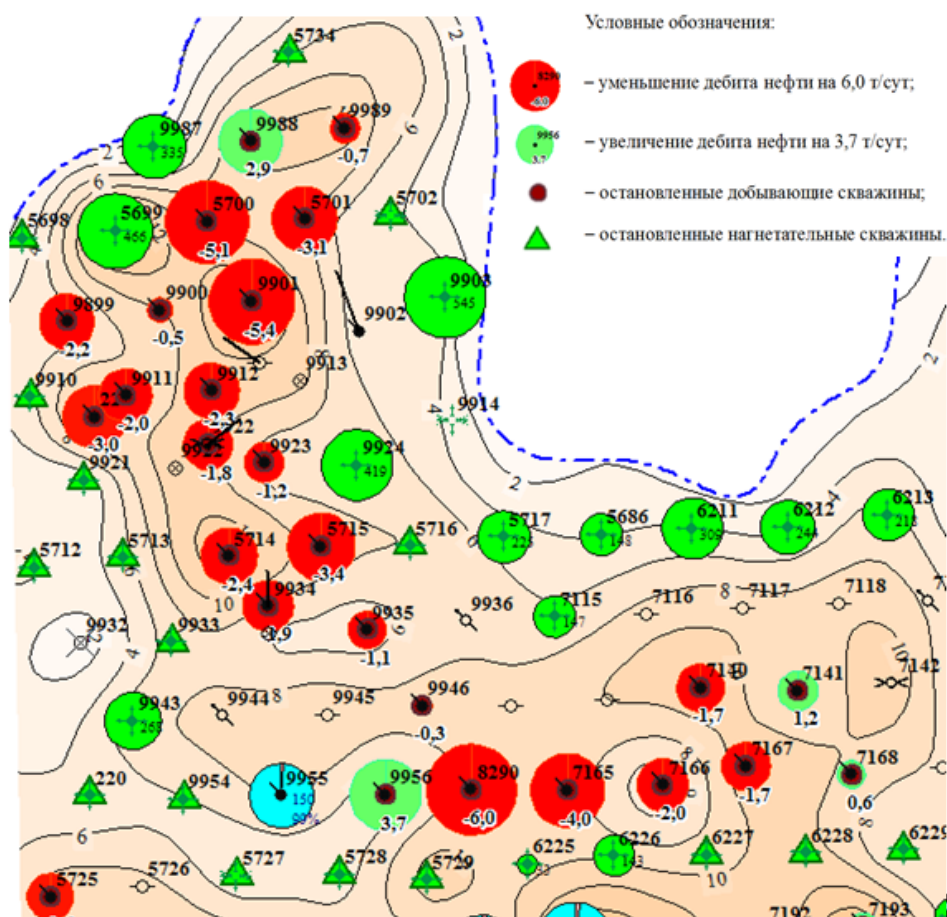


Рис. 3. Карта текущего состояния разработки участка в период остановки (часть нагнетательных скважин продолжает закачку; отмечено изменение дебита нефти добывающих скважин после запуска)

Из двадцати пяти подвергнутых остановке добывающих скважин снижение дебита отмечено на двадцати одной (84 %). Анализ причин изменения дебита нефти свидетельствует о потерях, связанных с ростом обводненности, превышающих приросты, вызванные увеличением дебита жидкости.

Причиной роста дебита жидкости является закономерное повышение пластового давления ввиду избыточной компенсации отборов оставшимися в работе нагнетательными скважинами: на 40 скважинах давление за время остановки возросло и только на двух — снизилось.

Однако, несмотря на рост дебита жидкости, добыча нефти на участке сократилась.

Для определения фактора, повлиявшего на потери добычи в наибольшей степени, был применен метод многофакторного регрессионного анализа. Сформированы базы данных с режимами работы скважин до и после остановки, технологическими и геолого-физическими характеристиками этих скважин. В качестве зависимой переменной принято относительное изменение дебита нефти добывающих скважин за время остановки. С целью учета наиболее корректных значений дебитов выполнялось их осреднение [7]: в качестве дебита до остановки принято среднее значение за период 1–3 месяца до момента начала простоя; в качестве дебита после запуска — среднее значение с третьего по пятый месяц после завершения простоя (исключен период выхода на установившийся режим). Скважины, совместно эксплуатирующие несколько объектов разработки, не участвовали в анализе. С целью исключения влияния геолого-технических мероприятий (ГТМ) на результаты работы скважин не рассматривались скважины с ГТМ в период 12 месяцев до и после простоя, кроме смены глубинно-насосного оборудования (ГНО) на аналогичное при отказе. Независимые параметры нормировались относительно максимального значения [8].

Были выделены 16 параметров с различными весовыми коэффициентами влияния. Коэффициент детерминации (R^2) составил 0,738. Значения коэффициентов уравнения регрессии представлены в таблице 2.

Таблица 2

Параметры статистической модели оценки влияния параметров на изменение дебита нефти скважин, запущенных после длительного простоя (участок неполной остановки нагнетательных скважин)

Параметр (нормированный)	Коэффициент
Проницаемость	1,686
Накопленная добыча жидкости (удельная)	1,336
Толщина нефтенасыщенная	1,254

Продолжение таблицы 2

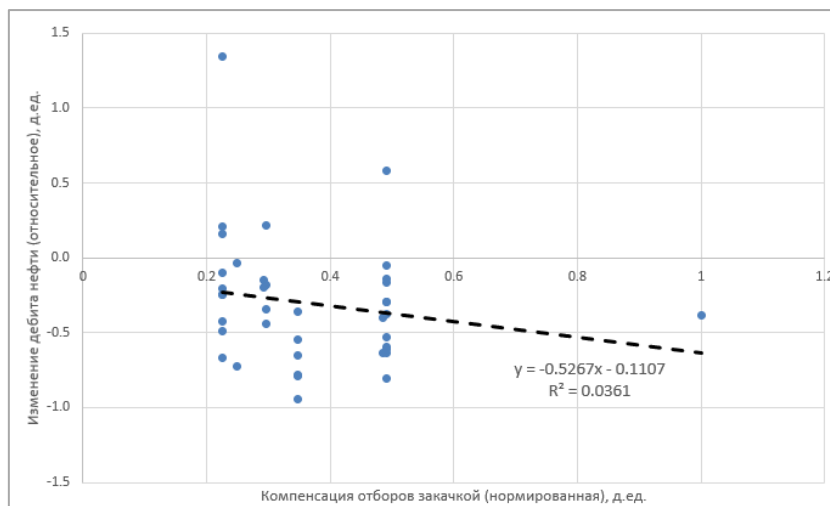
Параметр (нормированный)	Коэффициент
Дебит нефти (на дату остановки)	0,645
Соотношение гидропроводности водонасыщенной и нефтенасыщенной части пласта	0,410
Изменение пластового давления за время простоя	0,248
Водонасыщенная толщина пласта	0,119
Гидропроводность водонасыщенного коллектора	0,000
Плотность подвижных запасов	–0,053
Водонефтяной фактор	–0,071
Дебит жидкости (на дату остановки)	–0,241
Накопленная добыча нефти (удельная)	–0,305
Гидропроводность нефтенасыщенного коллектора	–0,878
Продолжительность остановки	–1,117
Расчлененность	–1,152
Компенсация отборов закачкой (текущая)	–2,495

Отмечается значительное отрицательное влияние продолжительности остановки на дебит (коэффициент $-1,117$), то есть результаты многофакторного регрессионного анализа подтверждают ранее сделанные выводы.

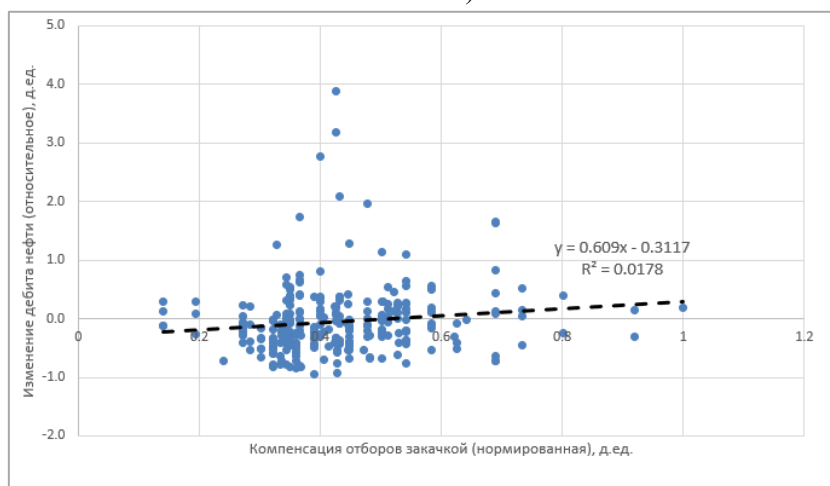
Наибольший по модулю и при этом отрицательный по знаку коэффициент соответствует параметру компенсации отборов закачкой.

Эти результаты подтверждаются построением графика относительного изменения дебита нефти за время простоя в зависимости от компенсации отборов (рис. 4 а). Отрицательный наклон линии тренда свидетельствует о том, что продолжение закачки на участке приводит к росту обводненности добывающих скважин после запуска.

Однако для участков месторождения, где добывающие и нагнетательные скважины останавливались синхронно, зависимость имеет обратный характер: чем выше компенсация перед остановкой, тем выше прирост добычи нефти после запуска (рис. 4 б). Вероятно, это связано с выравниванием фронта заводнения в период простоя: избыточно закачанная в пласт вода за время остановки перераспределяется в менее охваченные вытеснением зоны пласта.



а)



б)

Рис. 4. График относительного изменения дебита нефти за время простоя в зависимости от компенсации отборов закачкой: а) участок продолжающих закачку нагнетательных скважин, б) участок одновременной остановки добывающих и нагнетательных скважин

Выводы

Таким образом, в результате сопоставления карт параметров (в том числе карты продолжительности простоя и карты изменения дебитов скважин), оценки влияния каждого параметра на изменение дебита нефти по отдельности при помощи построения линии тренда на диаграммах рассеяния (кросс-плотах), а также методом многофакторного регрессионного анализа установлено следующее:

1) увеличение продолжительности простоя скважин приводит к потерям добычи нефти после их запуска;

2) продолжение закачки нагнетательными скважинами участка вызывает снижение дебита нефти добывающих скважин при их запуске, так как отрицательный эффект увеличения обводненности преобладает по сравнению с положительным эффектом роста дебита жидкости; чем выше компенсация отборов на таких участках, тем выше потери;

3) напротив, на участках, где остановка добывающих и нагнетательных скважин происходила одновременно, на скважины с высокой компенсацией отборов остановка влияет положительно; предположительно, это связано с выравниванием фронта заводнения в период простоя.

Список источников

1. Reservoir Commentary : Potential Implications of Long-Term Shut-Ins on Reservoir. –DOI 10.2118/0720-0031-JPT. – Direct text // Journal of Petroleum Technology. – 2020. – Vol. 72, Issue 07. – P. 31–33.
2. Ровинский, М. В. Результаты остановки скважин объекта АВ₁₋₂ Урьевского месторождения по ограничению ОПЕК / М. В. Ровинский, В. В. Реймер, Р. Р. Хафизов. – DOI 10.33285/0207-2351-2022-12(648)-58-62. – Текст : непосредственный // Нефтепромысловое дело. – 2022. – № 12 (648). – С. 58–62.
3. Impact of Temporary Well Shut-Ins on Unconventional Reservoir Performance / T. Firincioglu, B. Basbug, M. Freeman [et al.]. – Text : electronic // NITEC LLC Research White Paper. – 2020. – URL: http://www.nitecllc.com/wp-content/uploads/2016/02/Impact-of-Temporary-Well-Shut-ins-on-UC-Reservoir-Performance_2020_052_5.pdf.
4. Дьячук, И. А. Анализ временной остановки эксплуатационных скважин на завершающей стадии разработки и приблизительная оценка скорости накопления остаточной нефти / И. А. Дьячук, Е. В. Князева, Н. С. Кутуков. – Текст : непосредственный // Георесурсы. – 2013. – № 4 (54). – С. 72–78.
5. Jacobs, T. The Great Shale Shut-In Uncharted Territory for Technical Experts / T. Jacobs. – DOI 10.2118/0620-0024-JPT – Direct text // Journal of Petroleum Technology. – 2020. – Vol. 72, Issue 06. – P. 24–27.
6. Янин, А. Н. Влияние простоев добывающих скважин на нефтеотдачу прерывистых пластов / А. Н. Янин, Р. А. Закирова. – Текст : непосредственный // Бурение и нефть. – 2010. – № 3. – С. 18–21.
7. Савенков, В. Ю. Оценка влияния преждевременного выключения скважин на эффективность выработки запасов : специальность 25.00.17 «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» : диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук / Савенков Виталий Юрьевич ; Российский государственный университет нефти и газа имени И. М. Губкина. – Москва, 2002. – 166 с. – Текст : непосредственный.
8. Совершенствование методов оценки и планирования геолого-технических мероприятий на базе статистических данных / В. С. Никитин, С. Д. Глебов, Д. К. Сагитов, А. А. Махмутов. – Текст : непосредственный // Нефтепромысловое дело. – 2014. – № 12. – С. 26–29.

References

1. Reservoir Commentary: Potential Implications of Long-Term Shut-Ins on Reservoir. (2020). Journal of Petroleum Technology, 72(07), pp. 31-33. (In English). DOI: 10.2118/0720-0031-JPT

2. Rovinskiy, M. V., Reimer, V. V., & Khafizov, R. R. (2022). Results of a well shutdown of the AV₁₋₂ facility of the Urevskoe field due to OPEC limitation. Oil-field engineering, (12(648)), pp. 58-62. (In Russian). DOI: 10.33285/0207-2351-2022-12(648)-58-62
3. Firincioglu, T., Basbug, B., Freeman, M., Sarak, H., & Petunin, V. (2020). Impact of Temporary Well Shut-Ins on Unconventional Reservoir Performance. NITEC LLC Research White Paper. (In English). Available at: http://www.nitecllc.com/wp-content/uploads/2016/02/impact-of-temporary-well-shut-ins-on-uc-reservoir_performance_20200525.pdf
4. Diachuk, I. A., Knyazeva, E. V., & Kutukov, N. S. (2013). Analysis of the temporary shutdown of production wells in the final stages of development and the approximate estimate of the rate of residual oil accumulation. Georesources, (4 (54)), pp. 72-78. (In Russian).
5. Jacobs, T. (2020). The Great Shale Shut-In Uncharted Territory for Technical Experts. Journal of Petroleum Technology, 72(06), pp. 24-27. (In English). DOI: 10.2118/0620-0024-JPT
6. Yanin, A. N., & Zakirova, R. A. (2010). Influence of producing wells standing idle on oil productive capacity of interrupted strata. Burenie i neft', (3), pp.18-21. (In Russian).
7. Savenkov, V. Yu. (2002). Otsenka vliyaniya prezhddevremennogo vyklyucheniya skvazhin na effektivnost' vyrabotki zapasov. Diss. ... kand. tekhn. nauk. Moscow, 166 p. (In Russian).
8. Nikitin V. S., Glebov S. D., Sagitov D. K., & Makhmutov, A. A. (2014). Perfection of methods applied for planning of geological-technical activities on the basis of statistical data. Oilfield engineering, (12), pp. 26-29. (In Russian).

Информация об авторах / Information about the authors

Грезин Антон Владимирович, аспирант, Уфимский государственный нефтяной технический университет, г. Уфа, grezin_86@mail.ru

Anton V. Grezin, Postgraduate, Ufa State Petroleum Technological University, grezin_86@mail.ru

Сagitov Дамир Камбирович, доктор технических наук, доцент, профессор кафедры разработки нефтяных и газонефтяных месторождений, Уфимский государственный нефтяной технический университет, г. Уфа

Damir K. Sagitov, Doctor of Engineering, Associate Professor, Professor at the Department of the Development and Operation of Oil and Oil-Gas Fields, Ufa State Petroleum Technical University

Статья поступила в редакцию 08.12.2023; одобрена после рецензирования 05.03.2024; принята к публикации 29.03.2024.

The article was submitted 08.12.2023; approved after reviewing 05.03.2024; accepted for publication 29.03.2024.