

МОДЕЛИРОВАНИЕ ПЕРИОДИЧЕСКОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ И ЗАКАЧКИ ДЕГАЗИРОВАННОЙ НЕФТИ В ДОБЫВАЮЩИЕ СКВАЖИНЫ ДЛЯ РАСФОРМИРОВАНИЯ КОНУСА ГАЗА В ПЛАСТАХ

К.О. Томский, М.С. Иванова, М.Е. Оконешников*

Северо-Восточный федеральный университет им. М.К. Аммосова,

г. Якутск, Российская Федерация

* kirilltom@mail.ru

Аннотация

В настоящее время на многих крупных месторождениях с массивной газовой шапкой остро стоит проблема прорывного газа газовых шапок, добываемого при разработке нефти тонких нефтяных оторочек. Одним из возможных способов ограничения добычи газа и снижения газового фактора является периодическая эксплуатация скважин. Для ускорения выравнивания газового конуса и возврата фонда в добычу при периодической эксплуатации применена обратная закачка дегазированной нефти в пласт. В работе был произведен анализ промыслового опыта периодической эксплуатации скважин с закачкой дегазированной нефти. С целью выполнения качественных сравнительных расчетов разных вариантов в работе было применено гидродинамическое моделирование периодической эксплуатации скважин и обратной закачки нефти в пласт на базе цифровой модели Среднеботуобинского месторождения (СБНГКМ). По результатам моделирования были выявлены основные закономерности. При моделировании периодической эксплуатации скважины в качестве варьируемых показателей использовались количество остановок и продолжительность остановки, при моделировании периодической эксплуатации с закачкой дегазированной нефти к варьируемым показателям добавлялся объем закачиваемой дегазированной нефти. В качестве контрольного показателя использовался такой технологический показатель, как накопленная добыча нефти. Результаты моделирования показывают, что периодическая работа скважины и закачка дегазированной нефти приводит к повышению накопленной добычи нефти по всем вариантам расчета. При этом если сравнивать варианты с периодической эксплуатацией с вариантом периодической эксплуатации с обратной закачкой нефти в пласт, то обратная закачка нефти в пласт в объемах до 100 м³ не приводят к дополнительной добыче нефти по сравнению с чистой периодикой.

Ключевые слова: геолого-физическая характеристика продуктивных пластов, нефтегазовый пласт, конус газа, моделирование периодической эксплуатации, обратная закачка нефти в пласт, цифровая модель, Среднеботуобинское нефтегазоконденсатное месторождение, гидродинамическое моделирование, нефтяные оторочки, газовая шапка

Финансирование. Исследование не имело финансовой поддержки

Для цитирования: Томский К.О., Иванова М.С., Оконешников М.Е. Моделирование периодической эксплуатации и закачки дегазированной нефти в добывающие скважины для расформирования конуса газа в пластах. *Вестник СВФУ*. 2025;(1):62-74. DOI: 10.25587/2587-8751-2025-1-62-74

MODELING OF PERIODIC OPERATION AND INJECTION OF DEGASSED OIL INTO PRODUCTION WELLS TO DISBAND THE GAS CONE IN RESERVOIRS

Kirill O. Tomskii, Maria S. Ivanova, Maksim Ye. Okoneshnikov*

M.K. Ammosov North-Eastern Federal University, Yakutsk, Russian Federation

* kirilltom@mail.ru

Abstract

Currently, many large fields with a massive gas cap have an acute problem of breakthrough gas from gas caps produced during the development of oil from thin oil rims. One of the possible ways to limit gas production and reduce the gas factor is periodic operation of wells. To accelerate the alignment of the gas cone and return the fund to production during periodic operation, re-injection of degassed oil into a reservoir is used. The paper analyzed the field experience of periodic operation of wells with the injection of degassed oil. In order to perform high-quality comparative calculations of different options, hydrodynamic modeling of periodic operation of wells and re-injection of oil into the reservoir was used based on the digital model of the Srednebotuobinskoye field (SBOGCF). Based on the modeling results, the main patterns were identified. When modeling periodic well operation, the number of shutdowns and shutdown duration were used as variable indicators; when modeling periodic operation with degassed oil injection, the volume of injected degassed oil was added to the variable indicators during modeling. The cumulative oil production was used as a control indicator. The modeling results show that periodic well operation and degassed oil injection lead to an increase in cumulative oil production for all calculation options. At the same time, if we compare the options with periodic operation with the option of periodic operation with oil reinjection into the reservoir, then oil reinjection into the reservoir in volumes of up to 100 m³ does not lead to additional oil production compared to pure periodicity.

Keywords: geological and physical characteristics of productive formations, oil and gas formation, gas cone, modeling of periodic operation, oil reinjection into the formation, digital model, Srednebotuobinskoye oil and gas condensate field, hydrodynamic modeling, oil rims, gas cap

Funding. No funding was received for writing this manuscript

For citation: Tomskii K.O., Ivanova M.S., Okoneshnikov M.Ye. Modeling of periodic operation and injection of degassed oil into production wells to disband the gas cone in reservoirs. *Vestnik of North-Eastern Federal University. "Earth Sciences"*. 2025;(1):62-74 (in Russian) DOI: 10.25587/2587-8751-2025-1-62-74

Введение

При разработке нефтяных месторождений часто возникает проблема закупорки скважин газом. Недостаточное пластовое давление приводит к образованию газового конуса, который впоследствии перемещается вместе с добываемой нефтью к скважинам, что приводит к снижению эффективности добычи нефти [1-2].

Основным вызовом на месторождении является избыточная добыча попутного нефтяного газа (ПНГ) и газа газовой шапки (ГШ), что в условиях инфраструктурных ограничений представляет определенные проблемы, связанные с его утилизацией. Текущая стратегия ограничения добычи ПНГ включает оптимизацию технологии заканчивания – применение автономных устройств контроля притока (АУКП), контроль режимов добывающих скважин (депрессия/забойное давление), организацию закачки воды в подгазовой зоне, периодическую эксплуатацию скважин [3-5].

Для ограничения добычи газа с 2020 г. на месторождении выполняются периодические остановки скважин. Для увеличения эффективности программы периодической эксплуатации в 2022 году начаты работы по глушению скважин дегазированной нефтью.

Для минимизации добычи ПНГ на месторождении с 2018 года внедрена практика периодической эксплуатации фонда скважин, осложненного большим газовым фактором (ГФ) [3].

Преимуществами периодической эксплуатации являются снижение объема добычи ПНГ, равномерная выработка запасов, а также снижение эксплуатационных затрат, в том числе энергопотребления [3].

Мероприятие по периодической эксплуатации заключается в следующем: при достижении высокого значения ГФ (~3 000 м³/т) скважина останавливается с последующим запуском через некоторый промежуток времени. Физический смысл метода заключается в выравнивании и стабилизации газового конуса, подтянувшегося к скважине за время эксплуатации. Через определенный период времени происходит расформирование конуса с формированием зоны остаточной газонасыщенности [3, 6-10].

Практика применения периодической эксплуатации показала возможность многократных остановок с воспроизводимостью эффектов по снижению ГФ после повторного запуска, пример по одной из скважин приведен в таблице 1 [3].

Таблица 1

Показатели эксплуатации до/после периодических остановок на примере одной скважины [3]

Table 1

Performance indicators before/after periodic shutdowns using one well as an example

Остановка	Остановочные показатели			T _{ост}	Запускные показатели		
	q _ж , м ³ /сут	q _н , м ³ /сут	ГФ, м ³ /м ³		q _ж , м ³ /сут	q _н , м ³ /сут	ГФ, м ³ /м ³
1	27,4	21,1	3264	63	33,5	28	2499
2	25	20	6168	14	29,2	24,2	1066
3	26,8	22,5	3778	15	25	21	235
4	31	23,4	1651	25	34,3	26,9	1013
5	25,8	20,4	4997	36	28,5	22,4	865

Было отмечено, что большая часть скважин, где получен значительный положительный эффект, приурочена к смене глубинного оборудования (ГНО). Объяснение высокой эффективности снижения ГФ на запуске в случаях смены глубинного оборудования, по сравнению с обычными остановками, кроется в глушении скважины перед извлечением ГНО [11-15]. На скважинах проводится обратное глушение товарной нефтью (глушение в затрубное пространство), забор нефти осуществляется с центрального пункта сбора, объем рассчитывается исходя из конструкции скважины.

Постановка проблемы

Дальнейшее развитие идей периодической эксплуатации с учетом эффектов от глушения скважин проявилось в целенаправленной закачке дегазированной нефти (ДГН) в пласт при остановке скважины.

Интересным с научной и практической стороны является возможность прогнозирования снижения газового фактора (ГФ) при изменении периодов остановки скважин и объемов закачиваемой дегазированной нефти. В настоящее время гидродинамическое моделирование является основным инструментом, позволяющим с высокой точностью прогнозировать поведение пласта при различном технологическом воздействии и принимать управленческие решения с целью повышения эффективности разработки и эксплуатации месторождений углеводородов [16-20].

Целью данной работы является исследование эффективности закачки дегазированной нефти в добывающие скважины для расформирования конуса газа, приводящее к повышению эффективности добычи нефти, с использованием гидродинамического моделирования на отечественном программном продукте ТНавигатор.

Учитывая, что технология закачки дегазированной нефти с целью расформирования конуса газа является относительно новой в отечественной нефтяной практике, а описание моделирова-

ния подобных нестандартных технологических операций не встречается в литературе, актуальность данной работы не вызывает сомнений [21-25].

В рамках выполнения работы была создана синтетическая гидродинамическая модель СБНГКМ на базе программного продукта ТНавигатор, произведено гидродинамическое моделирование периодической эксплуатации добывающей скважины и периодической эксплуатации с закачкой дегазированной нефти в пласт.

Материалы и методы исследования

В работе использовалась синтетическая гидродинамическая модель СБНГКМ, созданная на базе модели ПО Roxar и перенесенная на программный продукт ТНавигатор (рис. 1).

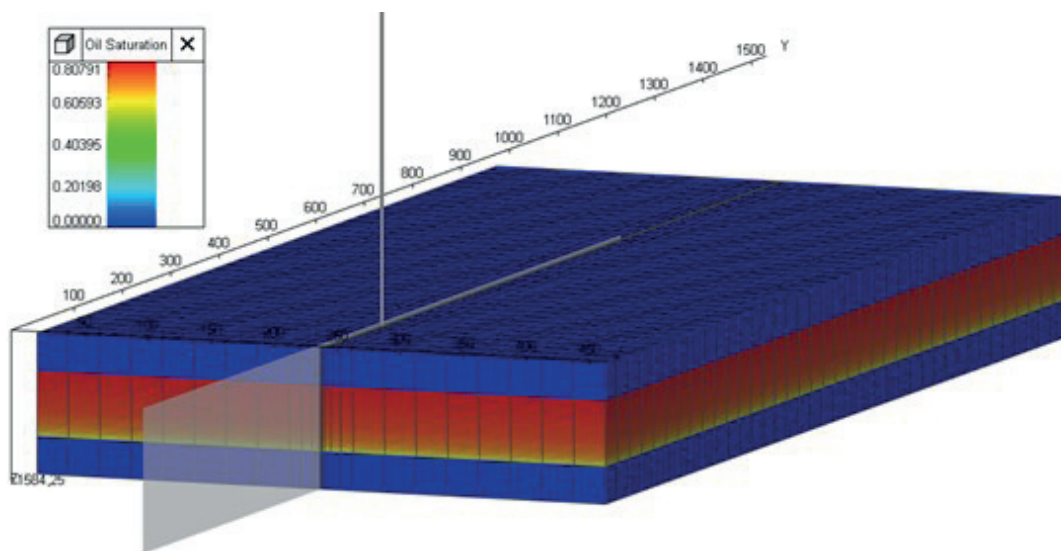


Рис. 1. 3Д модель пласта с отображением нефтенасыщенности перед запуском расчета

Fig. 1. 3D reservoir model with oil saturation display before starting the calculation

В модели имеется одна добывающая скважина, расположенная по центру модели на глубине, соответствующей 3 м от ВНК. Разработка ведется на режиме истощения, без поддержания пластового давления. Размеры модели составляют по X=451 м, по Y=950 м, по Z=31 м, размер ячейки по X=25 м, по Y=25 м, по Z=0,5 м, количество ячеек 93000, толщина нефтяной оторочки 14 м. Вдоль скважины сделано локальное измельчение сетки для более точного моделирования газового конуса.

Моделирование проводилось со следующими основными управляющими воздействиями и ограничениями: 1. Дебит скважины по жидкости – 60 ст.м³/сут; 2. Время остановки – 31, 61, 92, 123, 152 сутки; 3. Предельная обводненность – 0,98; 4. Максимальный ГФ – 2500 ст.м³/ст.м³; 5. Минимальный дебит нефти – 1 м³/сут; 6. Минимальное забойное давление – 50 бар; 7. Объемы закачиваемой нефти – 10, 20, 50, 100 м³; 8. Макс. Депрессия – 5 бар. Свойства флюида (сжимаемость породы – 0,00005 1/бар, давление насыщения 140 бар). Дата начала остановки скважины соответствовала достижению критического ГФ в 2500 ст.м³/ст.м³ и принималось одинаковой для всех вариантов – 01.10.2027 года, что соответствует 3 годам и 9 месяцам работы скважины с момента начала моделирования.

В итоге было произведено 25 сравнительных расчетов: 5 расчетов с разной продолжительностью остановки скважины без закачки нефти в пласт, также были произведены расчеты с 4 разными объемами закачки нефти в пласт, при каждом из которых были рассчитаны такие же 5 разных периодов остановки скважин.

Результаты

На рисунке 2 представлены графики дебита нефти и ГФ при остановке скважины на 123 сутки. В результате анализа результатов видно, что запускной газовый фактор снизился до 2244,44 м³/ м³ по сравнению с ГФ перед остановкой, равной 2635,72 м³/ м³.

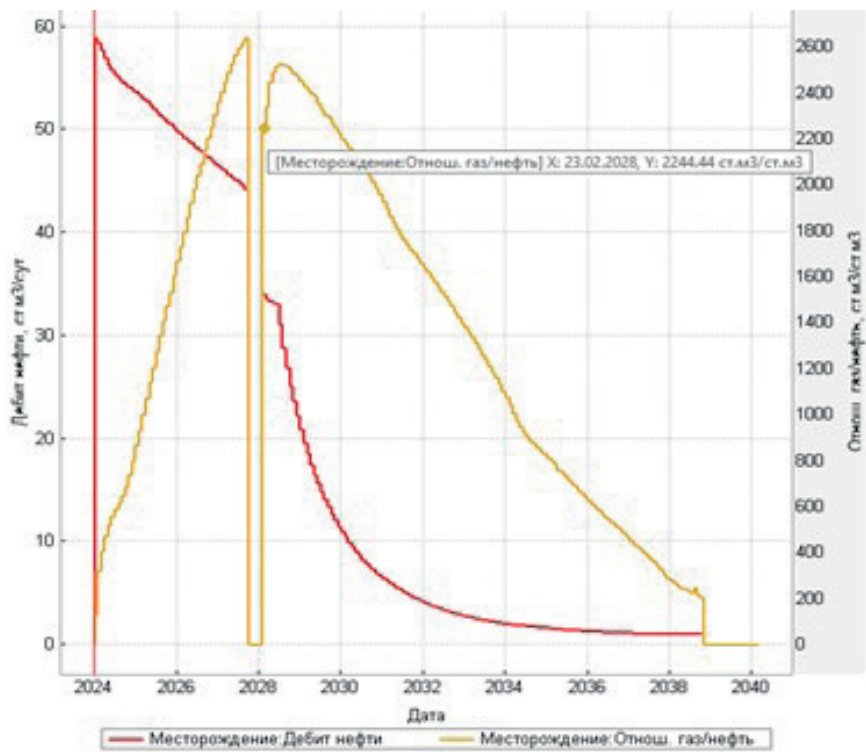


Рис. 2. Графики дебита нефти и газового фактора при остановке скважины на 123 сутки

Fig. 2. Oil flow rate and gas factor graphs when the well is shut down on day 123

В таблице 2 и на рисунке 3 показаны обобщенные результаты расчета периодической работы скважин без закачки ДГН: после остановок наблюдается снижение ГФ. Анализ данных показывает, что чем больше время простоя, тем больше дебит жидкости и меньше запускной ГФ. В целом, моделирование на синтетической модели показывает довольно хорошо прослеживаемое пропорциональное снижение ГФ с увеличением времени простоя.

Таблица 2

Результаты расчета периодической работы скважин без закачки ДГН

Table 2

Results of calculation of periodic operation of wells without injection of degassed oil

	Остановочные показатели		T _{ост}	Запускные показатели	
	q _ж , м³/сут	ГФ, м³/ м³		q _ж , м³/сут	ГФ, м³/ м³
1	44,113	2635,72	31	33,33	2443,99
2	44,113	2635,72	61	33,514	2373,67
3	44,113	2635,72	92	33,68	2318,67
4	44,113	2635,72	123	33,936	2244,44
5	44,113	2635,72	152	34,058	2197,48

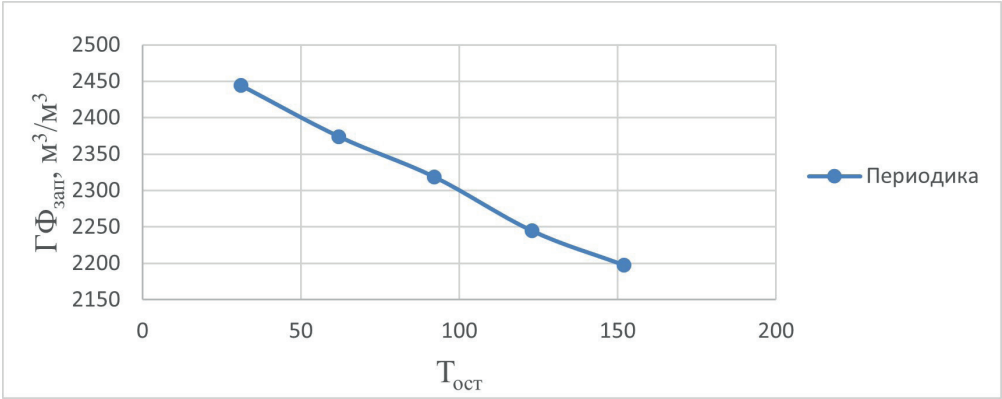


Рис. 3. График зависимости запускового газового фактора от времени простоя

Fig. 3. Graph of the dependence of the starting gas factor on the downtime

На рисунке 4 представлен процесс формирования газового конуса к добывающей скважине, следующим этапом работы было моделирование закачки дегазированной нефти при периодической эксплуатации скважины. в таблице 3 представлены обобщенные результаты, полученные при моделировании обратной закачки нефти в пласт при периодической эксплуатации скважин.

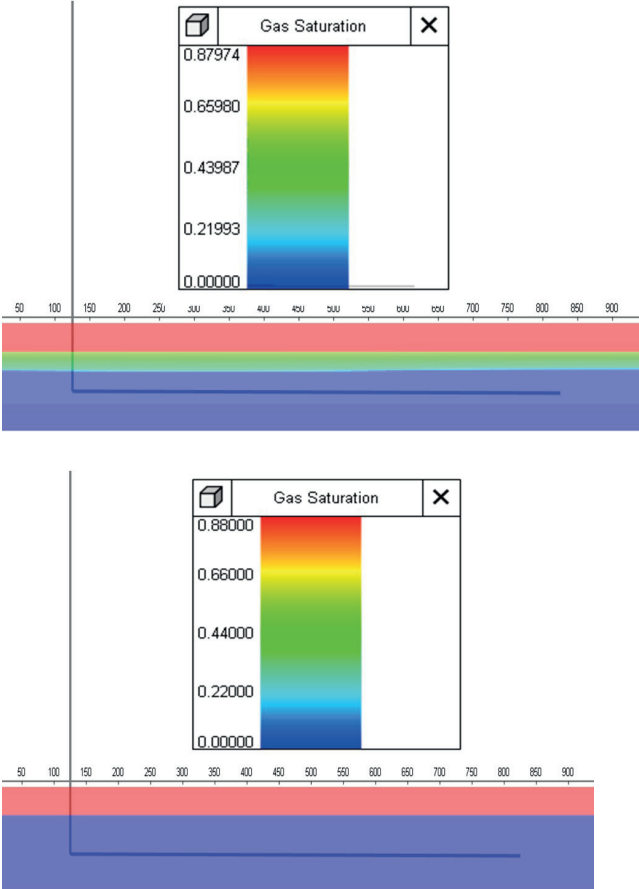


Рис. 4. Процесс формирование конуса газа в 3Д модели пласта

Fig. 4. The process of gas cone formation in the 3D reservoir model

Таблица 3
Результаты расчета периодической работы скважин с закачки ДГН разных объемов

Table 3
The results of calculating the periodic operation of wells with injection of degassed oil of different volumes

Периодика					
Остановка	Остановочные показатели		T _{ост}	Запускные показатели	
	q _ж , м³/сут	ГФ, м³/м³		q _ж , м³/сут	ГФ, м³/м³
1	44,113	2635,72	31	33,33	2443,99
2	44,113	2635,72	62	33,514	2373,67
3	44,113	2635,72	92	33,68	2318,67
4	44,113	2635,72	123	33,936	2244,44
5	44,113	2635,72	152	34,058	2197,48
Периодика + ДГН 10 м³					
Остановка	Остановочные показатели		T _{ост}	Запускные показатели	
	q _ж , м³/сут	ГФ, м³/м³		q _ж , м³/сут	ГФ, м³/м³
1	44,113	2635,72	31	33,35	2440,28
2	44,113	2635,72	61	33,5	2376,12
3	44,113	2635,72	92	33,84	2338,9
4	44,113	2635,72	123	33,98	2237,99
5	44,113	2635,72	152	34,124	2181,32
Периодика + ДГН 20 м³					
Остановка	Остановочные показатели		T _{ост}	Запускные показатели	
	q _ж , м³/сут	ГФ, м³/м³		q _ж , м³/сут	ГФ, м³/м³
1	44,113	2635,72	31	33,35	2440,8
2	44,113	2635,72	61	33,54	2367,99
3	44,113	2635,72	92	33,71	2314,46
4	44,113	2635,72	123	33,98	2238,12
5	44,113	2635,72	152	34,101	2190,73
Периодика + ДГН 50 м³					
Остановка	Остановочные показатели		T _{ост}	Запускные показатели	
	q _ж , м³/сут	ГФ, м³/м³		q _ж , м³/сут	ГФ, м³/м³
1	44,113	2635,72	31	33,36	2432,45
2	44,113	2635,72	61	33,57	2359,85
3	44,113	2635,72	92	33,751	2303,63
4	44,113	2635,72	123	34,1	2208,9
5	44,113	2635,72	152	34,232	2162,52

Остановка	Периодика + ДГН 100 м³				
	Остановочные показатели		T _{ост}	Запускные показатели	
	q _ж , м³/сут	ГФ, м³/м³		q _ж , м³/сут	ГФ, м³/м³
1	44,113	2635,72	31	33,43	2417,04
2	44,113	2635,72	61	33,65	2342,32
3	44,113	2635,72	92	33,9	2275,35
4	44,113	2635,72	123	34,28	2173,33
5	44,113	2635,72	152	34,389	2132,69

Обсуждение

Таким образом, сравнивая результаты гидродинамического моделирования периодической работы скважин без закачки ДГН и результаты периодической работы скважин с закачкой ДГН разных объемов можно сделать вывод, что закачка дегазированной нефти в добывающие скважины имеет эффект с точки зрения снижения газового фактора и увеличения дебитов после остановки.

На рисунке 5 представлены графики зависимости снижения газового фактора от времени простоя при разных объемах обратной закачки нефти. В целом по результатам моделирования можно сделать вывод о пропорциональном снижении газового фактора с увеличением, как объемов закачки нефти, так и времени простоя.

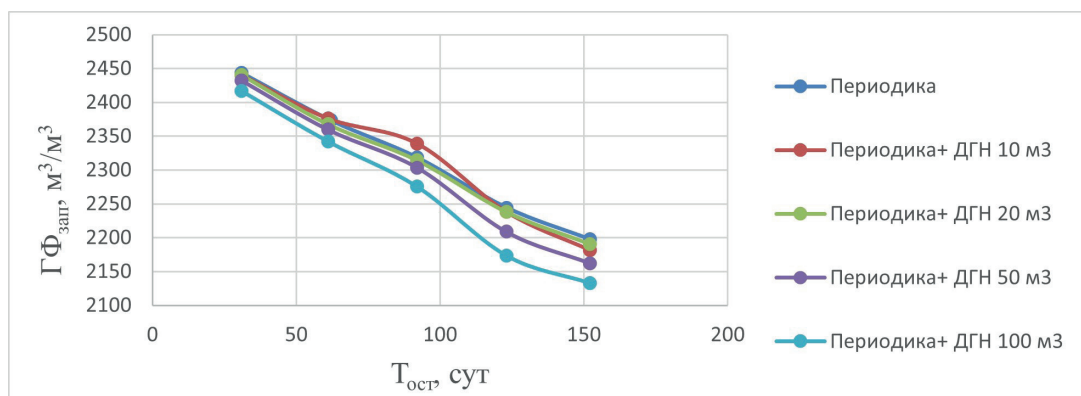


Рис. 5. График зависимости запускного газового фактора от времени простоя

Fig. 5. Graph of the dependence of the starting gas factor on the downtime

Также был рассчитан такой технологический показатель, как накопленная добыча нефти за период разработки, равный 15 годам (рис. 6). На гистограммах показаны обобщенные результаты по накопленной добыче нефти по всем вариантам. При этом в случаях обратной закачки ДГН в пласт объем накопленной добычи указан с вычетом объемов закачанной обратно в пласт нефти. В качестве базового варианта была принята накопленная добыча нефти без периодической остановки скважины, которая составила 93967 м³.

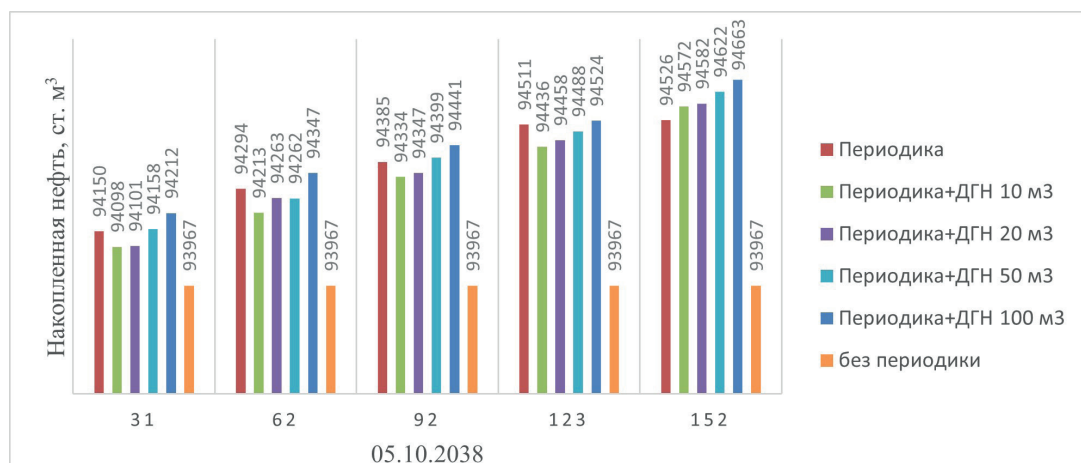


Рис. 6. Накопленная нефть по разным периодам (31, 62, 92, 123, 152)

Fig. 6. Accumulated oil for different periods (31, 62, 92, 123, 152)

Результаты моделирования показывают, что периодическая работа скважины и закачка дегазированной нефти приводит к повышению накопленной добычи нефти по всем вариантам расчета. При этом если сравнивать варианты с периодической эксплуатацией с вариантом периодической эксплуатации с обратной закачкой нефти в пласт, то обратная закачка нефти в пласт в объемах до 100 м³ не приводят к дополнительной добыче нефти по сравнению с чистой периодикой. При остановке скважины до 123 суток к увеличению накопленной добычи нефти приводит только обратная закачка нефти в пласт с объемом 100 м³. При этом с увеличением продолжительности остановки до 123 суток наблюдается практически пропорциональный прирост по накопленной добыче нефти (31 сутка – 94150 м³, 62 сутки – 94294 м³, 92 сутки – 94385 м³, 123 сутки – 94511 м³), при увеличении продолжительности остановки до 152 суток прирост по накопленной добыче нефти практически отсутствует, при этом при длительной остановке (152 сутки) мы наблюдаем, что эффект от обратной закачки нефти в пласт будет положительным при всех объемах закачки, что мы не могли наблюдать при меньшем времени остановки.

Заключение

В работе проведен анализ промысловых данных по периодической эксплуатации скважин, а также эксплуатации с закачкой нефти в пласт с целью расформирования газового конуса, создана синтетическая гидродинамическая модель с помощью ПО ТНавигатор на базе цифровой модели СБНГКМ Roxar;

Гидродинамическое моделирование периодической эксплуатации скважины с обратной закачкой нефти в пласт проведено в 25 разных вариантах расчета с разной продолжительностью остановки скважины и разными объемами закачки дегазированной нефти;

Результаты моделирования на синтетической модели показывают довольно хорошо прослеживаемое пропорциональное снижение ГФ с увеличением времени простоя, по результатам моделирования можно сделать вывод о пропорциональном снижении газового фактора с увеличением, как объемов закачки нефти, так и времени простоя;

Как показали расчеты, обратная закачка нефти в пласт в объемах до 100 м³ не приводят к дополнительной добыче нефти по сравнению с чистой периодикой, при остановке скважины до 123 суток к увеличению накопленной добычи нефти приводит только обратная закачка нефти в пласт с объемом 100 м³, рост накопленной добычи нефти останавливается, начиная с времени простоя, равной 123 суткам и выше;

При длительной остановке (152 сутки и более) наблюдается увеличение накопленной добычи при любых объемах закачки нефти (10 м³ и выше).

Литература

1. Ivanov E.N., Akinin D.V., Valeev R.R. et al. Development of Reservoir with Gas Cap and Underlying Water on Srednebotuobinskoye Field. *SPE Russian Petroleum Technology Conference and Exhibition*, 24-26 October 2016, Moscow, Russia. OnePetro. 2016:579-593. № SPE-182055-MS. DOI: 10.2118/182055-MS (in English).
2. Tomskii K.O., Ivanova M.S. Optimization of the location of a multilateral well in a thin oil rim, complicated by the presence of an extensive gas cap. *Journal of Mining Institute*. 2024; 265:140-146. (in English).
3. Приз К.И., Алексеев А.С., Черкасов Н.А. и др. Опыт периодической эксплуатации и закачки дегазированной нефти для расформирования конуса газа. *Экспозиция Нефть Газ*. 2023;5(98):69-73. – DOI 10.24412/2076-6785-2023-5-69-73. – EDN PPLZDE.
4. Бакиров Д.Л., Ахметшин И.К., Фаттахов М.М. и др. Опыт планирования, строительства и заканчивания многозабойных скважин с большой протяженностью горизонтальных участков. В кн. *Материалы 6 Тюменского международного инновационного форума «НЕФТЬГАЗТЭК»*, 16-17 сентября 2015, Тюмень, Россия. Салехард: Печатник, 2015:51-68.
5. Носачев А.А. Прогноз применения методов увеличения нефтеотдачи по геолого-промысловым данным: Автореф. дис. ... канд. геол.-мин. наук. Уфа: Башкирский научно-исследовательский и проектный институт нефтяной промышленности, 2000. 23 с.
6. Ivanova M.S., Tomskii K.O. Effectiveness of demulsifiers for the destruction of highly mineralized water-oil emulsions of the Srednebotuobinsky oil and gas condensate field. *International Scientific and Practical Conference «Environmental Risks and Safety in Mechanical Engineering»*, 20-23 October 2020, Rostov-on-Don, Russia. E3S Web of Conferences. 2020;217(04001). DOI: 1051/e3sconf/202021704001(in English).
7. Ермаков Р.И., Меркулов В.П., Чернова О.С., Коровин М.О. Особенности учета анизотропии проницаемости в гидродинамической модели. *Записки Горного института*. 2020;243:299-304. DOI: 10.31897/PMI.2020.3.299
8. Томский К.О., Никитин Е.Д., Иванова М.С. Анализ эффективности применения горизонтальных скважин для выработки запасов залежи газоконденсатного месторождения с низкими фильтрационно-емкостными свойствами. *Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов*. 2023;334(9): 172-181.
9. Tomskiy K.O., Ivanova M.S., Nikitin E.D., Rudykh L.A. Application of hydrodynamic simulation on the basis of a composite model to improve the efficiency of gas-condensate reservoir development. *Mining Science and Technology (Russia)*. 2024;9(3):221–230. <https://doi.org/10.17073/2500-0632-2023-10-176> (in English).
10. Фаттахов М.М., Бакиров Д.Л., Сенцов А.Ю. и др. Развитие технологий заканчивания скважин с горизонтальным и многозабойным окончанием в ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь». *Нефтяное хозяйство*. 2016;(8):25-27.
11. Фаттахов М.М., Бакиров Д.Л., Бондаренко Л.С. и др. Техничко-технологические решения для повышения эффективности бурения многозабойных скважин. *Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений*. 2017;(9):58-63.
12. Al-Rbeawi S., Artun E. Fishbone type horizontal wellbore completion: a study for pressure behavior, flow regimes, and productivity index. *Journal of Petroleum Science and Engineering*. 2019;176:172-202. DOI: 10.1016/j.petrol.2018.12.076 (in English).
13. Блинов П.А. Определение устойчивости стенок скважины при проходке интервалов слабосвязных горных пород с учетом зенитного угла. *Записки Горного института*. 2019;236:172-179. DOI: 10.31897/PMI.2019.2.172.
14. Дроздов Н.А. Фильтрационные исследования на кернах и насыпных моделях Уренгойского месторождения для определения эффективности водогазового воздействия на пласт при извлечении конденсата из низконапорных коллекторов и нефти из нефтяных оторочек. *Записки Горного института*. 2022;71:783-794. DOI: 10.31897/PMI.2022.71
15. Думакова А.К., Трандин И.И., Поливанов С.А. Опыт бурения многозабойной скважины по технологии Fishbone в АО «Оренбургнефть». *Недропользование XXI век*. 2020;(5):41-45.
16. Томский К.О., Иванова М.С., Ощепков Н.С., Соколов Н.Г. Определение оптимального расположения многозабойной скважины fishbone с учетом особенностей Среднеботуобинского НГКМ при помощи гидродинамического моделирования. *Математические заметки СВФУ*. 2022;29(4):95-112. – DOI 10.25587/SVFU.2023.68.12.008. – EDN WSYMLV.

17. Майков Д.Н., Борхович С.Ю. Аналитическая модель многозабойной скважины с полным вертикальным вскрытием пласта. *Нефть. Газ. Новации*. 2020;(11):61-65.
18. Аржиловский А.В., Зернин А.А., Широков А.С. и др. Оценка эффективности многозабойных скважин на месторождениях Ванкорского кластера в различных геологических условиях. *Недропользование XXI век*. 2020;(6):64-73.
19. Двойников М.В., Будовская М.Е. Разработка углеводородной системы заканчивания скважин с низкими забойными температурами для условий нефтегазовых месторождений Восточной Сибири. *Записки Горного института*. 2022;253:12-22. DOI: 10.31897/PMI.2022.4.
20. Glebov E.A., Shokarev I.A., Gulov B. et al. Yurkharovskoye Extended Reach Drilling Campaign Resulted in the Successful Completion of Record Multilateral Well. *SPE Russian Petroleum Technology Conference, 26-28 October 2015, Moscow, Russia*. OnePetro, 2015. № SPE-176507-MS. DOI: 10.2118/176507-MS (in English).
21. Тузов Е.В., Махмутов Д.З., Лисицин М.А. и др. Методология строительства многозабойных скважин на Среднебуготобинском нефтегазоконденсатном месторождении, Восточная Сибирь. *Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море*. 2020;(12):35-45. DOI: 10.33285/0130-3872-2020-12(336)-35-45
22. Lukyantseva E.A., Oparin A., Sultanov R.B. Size Matters: «Birch leaf» Project or New World Record in Drilling of Multilateral Wells. *6th International Conference GeoBaikal, 5-9 October 2020, Irkutsk, Russia. Bunnik: European Association of Geoscientists & Engineers*, 2020;2020:1-4. DOI: 10.3997/2214-4609.202052012 (in English).
23. Bazitov M.V., Golovko I.S., Konosov D.A. et al. First Fishbone Well Drilling at Vankorskoe Field // SPE Russian Petroleum Technology Conference, 26-28 October 2015, Moscow, Russia. OnePetro, 2015. № SPE-176510-MS. DOI: 10.2118/176510-MS
24. Шпидько К.В., Гимазитдинов И.И. Многозабойные скважины – путь к дополнительной нефти. в кн. *Материалы XIV Международной конференции «Проблемы разработки месторождений углеводородных и рудных полезных ископаемых», 9-12 ноября 2021*. Пермь: Пермский национальный исследовательский политехнический университет. 2021;1:72-75.
25. Зернин А.А., Макарова К.А., Тюлькова А.И. Особенности промыслово-геофизических и гидродинамических исследований горизонтальных многозабойных скважин на месторождениях ПАО «НК РОСНЕФТЬ». *Нефтяное хозяйство*. 2021;(7):94-98. DOI:).

References

1. Ivanov EN, Akinin DV, Valeev RR et al. Development of Reservoir with Gas Cap and Underlying Water on Srednebotuobinskoye Field. *SPE Russian Petroleum Technology Conference and Exhibition, 24-26 October 2016, Moscow, Russia*. OnePetro, 2016:579-593. No. SPE-182055-MS. DOI: 10.2118/182055-MS
2. Tomskii KO, Ivanova MS. Optimization of the location of a multilateral well in a thin oil rim, complicated by the presence of an extensive gas cap. *Journal of Mining Institute*. 2024;265:140-146.
3. Pavelyeva ON, Rubtsova ME. Optimization of Field Development in Western Siberia When Drilling Multilateral Wells. *Proceedings of the 1st International Scientific and Practical Conference “New Generation Science: Convergence of Knowledge, Technologies, and Society”, June 3, 2019, Smolensk, Russia*. Smolensk: MNITS “Naukosfera”, 2019:54-57 (in Russian).
4. Bakirov DL, Akhmetshin IK, Fattakhov MM et al. Experience in Planning, Construction and Completion of Multilateral Wells with Long Horizontal Sections. *Proceedings of the 6th Tyumen International Innovation Forum “NEFTGAZTEK”, September 16-17, 2015, Tyumen, Russia*. Salekhard: Pechatnik, 2015:51-68 (in Russian).
5. Nosachev AA. Forecast of the Application of Enhanced Oil Recovery Methods Based on Geological and Field Data: Abstract of Cand. Sci. geol.-min. sciences. Ufa: Bashkir Research and Design Institute of the Oil Industry, 2000. 23 p.
6. Ivanova MS, Tomskii KO Effectiveness of demulsifiers for the destruction of highly mineralized water-oil emulsions of the Srednebotuobinsky oil and gas condensate field. *International Scientific and Practical Conference «Environmental Risks and Safety in Mechanical Engineering», 20-23 October 2020, Rostov-on-Don, Russia*. E3S Web of Conferences, 2020;217(04001). DOI: 1051/e3sconf/202021704001
7. Ermekov RI, Merkulov VP, Chernova OS, Korovin MO. Features of accounting for permeability anisotropy in a hydrodynamic model. *Zapiski Gornogo Instituta*. 2020;243:299-304. DOI: 10.31897/PMI.2020.3.299 (in Russian).

8. Tomskiy KO, Nikitin ED, Ivanova MS Analysis of the efficiency of using horizontal wells to develop reserves of a gas condensate field with low filtration-capacity properties. Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Georesources Engineering. – 2023;334(9):172-181 (in Russian).
9. Tomskiy KO, Ivanova MS, Nikitin ED, Rudykh LA. Application of hydrodynamic simulation on the basis of a composite model to improve the efficiency of gas-condensate reservoir development. Mining Science and Technology (Russia). 2024;9(3):221–230. <https://doi.org/10.17073/2500-0632-2023-10-176>
10. Fattakhov MM, Bakirov DL, Sentsov AYu et al. Development of well completion technologies with horizontal and multilateral completions at LUKOIL-Western Siberia. Oil Industry. 2016;(8):25-27 (in Russian).
11. Fattakhov MM, Bakirov DL, Bondarenko LS et al. Technical and technological solutions to improve the efficiency of drilling multilateral wells. Geology, geophysics and development of oil and gas fields. 2017;(9):58-63 (in Russian).
12. Al-Rbeawi S, Artun E. Fishbone type horizontal wellbore completion: a study for pressure behavior, flow regimes, and productivity index. Journal of Petroleum Science and Engineering. 2019;176:172-202. DOI: 10.1016/j.petrol.2018.12.076.
13. Blinov PA. Determination of the stability of the wellbore walls when drilling intervals of weakly cohesive rocks taking into account the zenith angle. Zapiski Gornogo Instituta. 2019;236:172-179. DOI: 10.31897/PMI.2019.2.172 (in Russian).
14. Drozdov NA. Filtration studies on cores and bulk models of the Urengoy field to determine the efficiency of water-gas stimulation of the formation when extracting condensate from low-pressure reservoirs and oil from oil rims. Zapiski Gornogo Instituta. 2022;71:783-794. DOI: 10.31897/PMI.2022.71 (in Russian).
15. Dumakov AK, Trandin II, Polivanov SA. Experience of drilling a multilateral well using Fishbone technology at Orenburgneft JSC. Subsoil Use XXI Century. 2020;(588):41-45 (in Russian).
16. Tomsky KO, Ivanova MS, Oshchepkov NS, Sokolov NG. Determination of the optimal location of a multilateral fishbone well taking into account the features of the Srednebotuobinskoye OGCF using hydrodynamic modeling. Mathematical notes of NEFU. – 2022;29(4):95-112. – DOI 10.25587/SVFU.2023.68.12.008. – EDN WSYMLV (in Russian).
17. Maikov DN, Borkhovich SYu. Analytical model of a multilateral well with full vertical formation penetration. Oil. Gas. Innovations. 2020;(11):61-65 (in Russian).
18. Arzhilovsky AV, Zemin AA, Shirokov AS et al. Evaluation of the efficiency of multilateral wells at the Vankor cluster fields in various geological conditions. Subsoil Use XXI century. 2020;(6):64-73 (in Russian).
19. Dvoynikov MV, Budovskaya ME. Development of a hydrocarbon well completion system with low bottomhole temperatures for oil and gas fields in Eastern Siberia. Zapiski Gornogo Instituta. 2022;253:12-22. DOI: 10.31897/PMI.2022.4 (in Russian).
20. Glebov EA, Shokarev IA, Gulov B et al. Yurkharovskoye Extended Reach Drilling Campaign Resulted in the Successful Completion of Record Multilateral Well. SPE Russian Petroleum Technology Conference, 26-28 October 2015, Moscow, Russia. OnePetro, 2015; SPE-176507-MS. DOI: 10.2118/176507-MS
21. Tuzov EV, Makhmutov DZ, Lisitsyn MA et al. Methodology of construction of multilateral wells at the Srednebotuobinskoye oil and gas condensate field, Eastern Siberia. Construction of oil and gas wells on land and at sea. 2020;(12):35-45. DOI: 10.33285/0130-3872-2020-12(336)-35-45 (in Russian).
22. Lukyantseva EA, Oparin A, Sultanov RB. Size Matters: «Birch leaf» Project or New World Record in Drilling of Multilateral Wells. 6th International Conference GeoBaikal, 5-9 October 2020, Irkutsk, Russia. Bunnik: European Association of Geoscientists & Engineers, 2020;2020:1-4. DOI: 10.3997/2214-4609.202052012
23. Bazitov MV, Golovko IS, Konosov DA et al. First Fishbone Well Drilling at Vankorskoe Field. SPE Russian Petroleum Technology Conference, 26-28 October 2015, Moscow, Russia. OnePetro, 2015 SPE-176510-MS. DOI: 10.2118/176510-MS
24. Shpidko KV, Gimazitdinov II. Multilateral wells – the path to additional oil. Proceedings of the XIV International Conference «Problems of Development of Hydrocarbon and Ore Mineral Deposits», November 9-12, 2021. Perm: Perm National Research Polytechnic University, 2021;1:72-75 (in Russian).
25. Zemin AA, Makarova KA, Tyulkova AI. Features of field geophysical and hydrodynamic studies of horizontal multilateral wells at the fields of PJSC NK ROSNEFT. Oil industry. 2021;(7):94-98. DOI: 10.24887/0028-2448-2021-7-94-98 (in Russian).

Об авторах

ТОМСКИЙ Кирилл Олегович, кандидат технических наук, доцент, ФГАОУ ВО «Северо-Восточный федеральный университет имени М.К. Аммосова», ORCID: 0000-0001-7612-5393, ResearcherID: AAP-3745-2020, Scopus Author ID: 57191432762, SPIN: 8266-5598, e-mail: kirilltom@mail.ru.

ИВАНОВА Мария Сергеевна, кандидат химических наук, доцент, ФГАОУ ВО «Северо-Восточный федеральный университет имени М.К. Аммосова», ORCID: 0000-0003-3272-9253, ResearcherID: 7202135803, Scopus Author ID: 7202135803, SPIN: 7978-1491, e-mail: ims.06@mail.ru.

ОКОНЕШНИКОВ Максим Егорович, студент, ФГАОУ ВО «Северо-Восточный федеральный университет имени М.К. Аммосова»

About the authors

Kirill O. TOMSKIY, Cand. Sci. (Engineering), Associate Professor, M.K. Ammosov North-Eastern Federal University, ORCID: 0000-0001-7612-5393, ResearcherID: AAP-3745-2020, Scopus Author ID: 57191432762, SPIN: 8266-5598, e-mail: kirilltom@mail.ru.

Maria S. IVANOVA, Cand. Sci. (Chemistry), Associate Professor, M.K. Ammosov North-Eastern Federal University, ORCID: 0000-0003-3272-9253, ResearcherID: 7202135803, Scopus Author ID: 7202135803, SPIN: 7978-1491, e-mail: ims.06@mail.ru.

Maksim Y. OKONESHNIKOV, student, M.K. Ammosov North-Eastern Federal University

Вклад авторов

Томский К.О. – разработка концепции, методология, программное обеспечение.

Иванова М.С. – проведение исследования, проведение статистического анализа.

Оконешников М.Е. – проведение исследования, проведение статистического анализа.

Authors' contribution

Tomskiy K.O. – concept development, methodology, software.

Ivanova M.S. – conducting research, conducting statistical analysis.

Okoneshnikov M.Y. – conducting research, conducting statistical analysis.

Конфликт интересов

Авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Conflict of interests

The authors declare no conflict of interest.

Поступила в редакцию / Submitted 21.02.2025

Принята к публикации / Accepted 03.03.2025