

Моделирование процесса добычи газа при эксплуатации скважины с применением концентрической лифтовой колонны на поздней стадии разработки Медвежьего НГКМ

Давыденко А.Д., Воронин Д.А., Трушин Д.Р.
РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, Москва, Россия
sashadad89@gmail.com

Аннотация

Статья посвящена обоснованию применения концентрических лифтовых колонн (КЛК) для доизвлечения газа и газового конденсата из обводняющихся скважин на поздней стадии разработки газовых месторождений. На примере реальной наклонно-направленной скважины Медвежьего нефтегазоконденсатного месторождения с применением программного комплекса динамического моделирования многофазных потоков SLB OLGA создана детализированная модель скважины с системой КЛК (НКТ 168 мм, ЦЛК 60 мм, TVD = 1 190 м). Разработан и реализован алгоритм циклической очистки забоя от накопившейся жидкости на основе алгебраического оператора (ALGOP), отслеживающего объёмный расход в центральной лифтовой колонне.

По результатам серии из более чем 4 200 расчетных циклов в диапазоне устьевых давлений 14–16 МПа и водогазовых факторов $WGR = 0–2 \times 10^{-5} \text{ м}^3/\text{м}^3$ построены кривые времени обратимого самодавливания и аппроксимационная характеризующая поверхность (полином 4-й степени, $R^2 = 0,953$). Установлено, что при устьевом давлении 14 МПа и $WGR < 1 \times 10^{-5} \text{ м}^3/\text{м}^3$ система переходит в режим самостоятельного выноса жидкости без циклической продувки. С применением аппроксимационной характеризующей поверхности существует возможность расчёта режимов работы КЛК в заданном диапазоне обводненностей и устьевых давлений.

Материалы и методы

Численное моделирование выполнено в программном комплексе SLB OLGA 2022.1.0. Для аппроксимации поверхности использован пакет Curve Fitting Toolbox среды MATLAB R2024a.

Ключевые слова

концентрическая лифтовая колонна, самодавливание скважины, вынос жидкости, газовое месторождение, Медвежье, OLGA, режим работы скважины

Для цитирования

Давыденко А.Д., Воронин Д.А., Трушин Д.Р. Моделирование процесса добычи газа при эксплуатации скважины с применением концентрической лифтовой колонны на поздней стадии разработки Медвежьего НГКМ // Экспозиция Нефть Газ. 2026. № 4. С. 47–51. DOI: 10.24412/2076-6785-2026-4-47-51

Поступила в редакцию: 05.06.2026

OIL PRODUCTION

UDC 622.279 | Original Paper

Simulation of gas production from a well equipped with velocity string during late-stage development of the Medvezhye gas-condensate field

Davydenko A.D., Voronin D.A., Trushin D.R.
Gubkin University, Moscow, Russia
sashadad89@gmail.com

Abstract

This paper presents the justification for applying concentric lift string (CLS) (velocity string) technology to recover gas and gas condensate from liquid-loaded wells during the late-stage development of gas fields. Using the example of a real deviated well at the Medvezhye gas-condensate field, a detailed well model with a CLS system (168 mm tubing, 60 mm inner string, TVD = 1 190 m) was constructed in the SLB OLGA 2022.1.0 dynamic multiphase flow simulator. A cyclic bottomhole cleanup algorithm based on an algebraic operator (ALGOP) was developed, monitoring the volumetric flow rate in the central lift string. More than 4 200 simulation cycles were performed across wellhead pressures of 14–16 MPa and water-to-gas ratios (WGR) of $0–2 \times 10^{-5} \text{ m}^3/\text{m}^3$. Loading time curves and a characterizing approximation surface (4th degree polynomial, $R^2 = 0,953$) were constructed. It was found that at a wellhead pressure of 14 MPa and $WGR < 1 \times 10^{-5} \text{ m}^3/\text{m}^3$, the system transitions to self-unloading without periodic purging. It is possible to calculate the operating modes of the velocity string in a given range of water cuts and wellhead pressures using the approximating characteristic surface.

Materials and methods

Numerical simulation: SLB OLGA 2022.1.0. Surface approximation: MATLAB R2024a Curve Fitting Toolbox.

Keywords

concentric lift string, liquid loading, gas well, Medvezhye field, OLGA, well production mode

For citation

Davydenko A.D., Voronin D.A., Trushin D.R. Simulation of gas production from a well equipped with velocity string during late-stage development of the Medvezhye gas-condensate field. Exposition Oil Gas, 2026, issue 4, P. 47–51. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2026-4-47-51

Received: 05.06.2026

Введение

На поздней стадии разработки газовых и газоконденсатных месторождений снижение пластового давления и дебитов приводит к уменьшению скорости газового потока в лифтовой колонне. Когда скорость газа у башмака подъемной колонны падает ниже критического значения, капельная жидкость перестаёт выноситься на поверхность и начинает накапливаться в стволе — возникает явление самозадавливания.

Для Медвежьего нефтегазоконденсатного месторождения (НГКМ) данная проблема приобрела критическое значение. В большинстве скважин скорость газа в НКТ не превышает 5 м/с, что недостаточно для выноса жидкости.

Одним из наиболее эффективных методов борьбы с накоплением жидкости является технология концентрических лифтовых колонн (КЛК), известная в мировой практике как velocity string [3], применяемая на данный момент на Медвеьем месторождении (рис. 1).

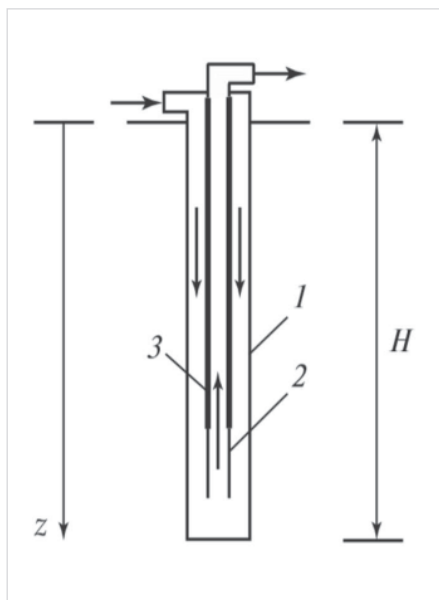


Рис. 1. Схема добычи с использованием КЛК: 1 — НКТ (МКП), 2 — ЦЛК, 3 — газожидкостная смесь

Fig. 1. CLS production scheme: 1 — tubing (annulus), 2 — central lift string, 3 — gas-liquid mixture

Она заключается в спуске центральной лифтовой колонны (ЦЛК) меньшего диаметра внутрь основной лифтовой колонны (НКТ), что создает два канала для потока газожидкостной смеси (ГЖС): межколонное пространство (МКП) и ЦЛК. За счет меньшего сечения ЦЛК скорость потока в ней возрастает, обеспечивая вынос жидкости с забоя.

Широко используемые для расчета скважин steady-state методы неприменимы при динамических процессах КЛК: в периоды накопления жидкости и последующей продувки возникают существенно нестационарные явления, которые не могут быть корректно описаны стационарными подходами [4–6]. Это обуславливает необходимость динамического расчёта в специализированных симуляторах многофазного потока.

Цель работы — обоснование применения КЛК для доизвлечения газа и газового конденсата на поздней стадии разработки месторождений Западной Сибири, включая определение оптимальных режимов циклической очистки скважин на основе динамического моделирования.

Объект исследования

Медвежье месторождение расположено в приполярной части Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции, в Надымском районе ЯНАО. Промышленная эксплуатация началась в апреле 1972 года. Максимальный годовой отбор (75,44 млрд м³) зафиксирован в 1983 году. Начальные запасы газа утверждены в объеме 2 347,125 млрд м³.

Моделируемая скважина — реальный объект Медвежьего НГКМ,

наклонно-направленная, с конструкцией КЛК: ОЛК Ø 168 мм (внутренний диаметр 154 мм), ЦЛК Ø 60 мм (внутренний диаметр 55 мм). Мониторинг пластового давления осуществляется с помощью периодических ГДИС [7–8]. Основные параметры модели приведены в таблице 1.

Методика моделирования

Динамическое моделирование выполнено в программном комплексе SLB OLGA 2022.1.0 (рис. 2). В отличие от стационарных симуляторов OLGA позволяет корректно воспроизводить нестационарные процессы накопления жидкости и последующей очистки забоя, возникающие при циклической работе скважины с КЛК.

Геометрическая и теплофизическая модель скважины содержит 85 труб и 261 расчетное сечение. Два потоковых канала (ЦЛК и МКП) смоделированы в модуле Annulus.

Управляющий алгоритм циклической очистки реализован без привлечения внешних программных модулей (рис. 3). Transmitter TM-1 измеряет объёмный расход ГЖС (QVOL) на выходе ЦЛК. При падении расхода ниже порогового значения 0,1 м³std/c алгебраический контроллер (ALGOP) формирует управляющий импульс продолжительностью 1800 с (30 мин), в течение которого клапан на МКП закрывается, а скважина работает только по ЦЛК. После окончания импульса система возвращается в режим совместной работы двух каналов. Пороговое значение 0,1 м³std/c установлено как сигнализация образования сифонного

Табл. 1. Основные параметры модели скважины
Tab. 1. Key well model parameters

Параметр	Значение
Глубина по вертикали (TVD), м	1 190
Глубина по стволу (MD), м	1 350
Диаметр ОЛК (НКТ), мм	168
Диаметр ЦЛК, мм	60
Длина перфорации, м MD	70
Пластовое давление, МПа	3,0
Устьевое давление (ЦЛК), МПа	1,6
Проницаемость, Д	≈ 1
Пористость, д.ед.	0,30

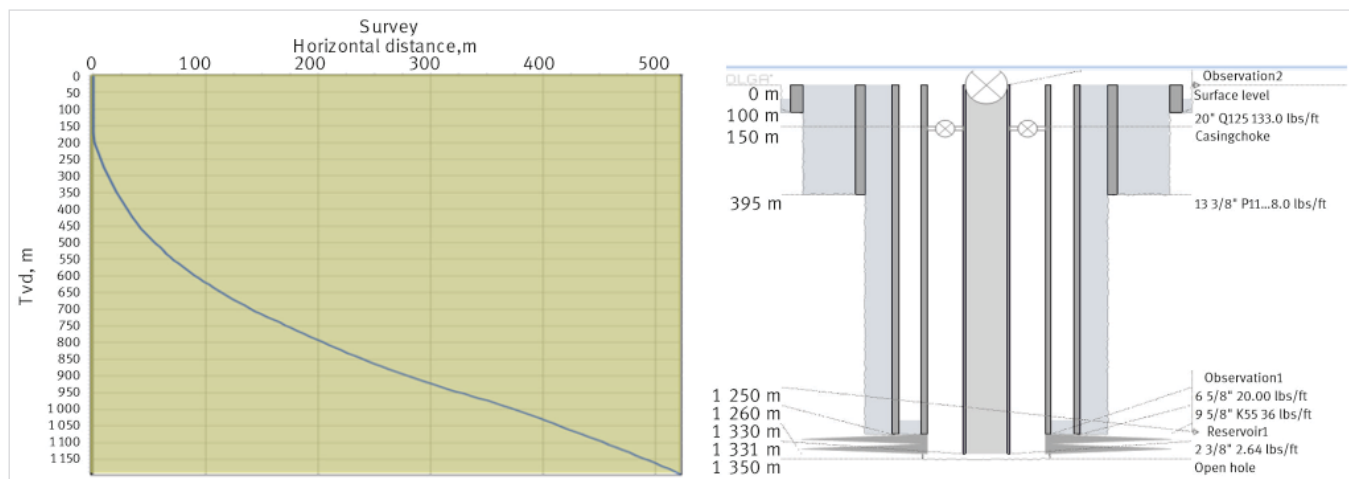


Рис. 2. Модель скважины в ПО OLGA: профиль наклонно-направленной скважины и компоновка лифтовых труб
Fig. 2. Well model in OLGA: deviation survey profile and lift string configuration

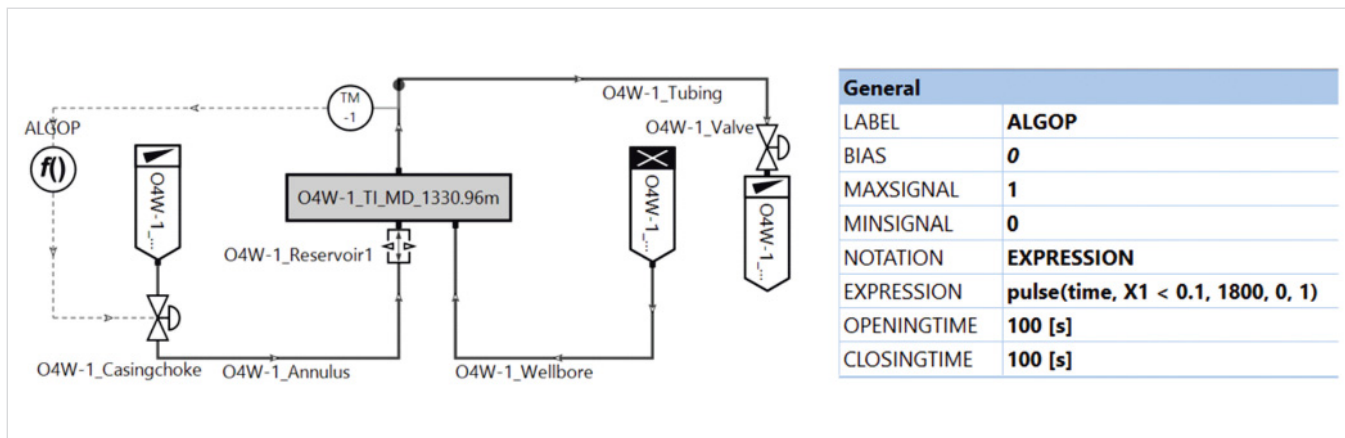


Рис. 3. Схема алгоритма управления (ALGOP) и логическая схема скважины в ПО OLGA
Fig. 3. Control algorithm (ALGOP) and well logic diagram in OLGA

эффекта в ЦЛК. Длительность импульса 30 мин определена как время, достаточное для полного удаления скопившейся жидкости при максимальной скорости потока в ЦЛК (до 15–20 м/с).

Результаты численного моделирования

Расчетная матрица охватывает два независимых параметра: водогазовое отношение WGR в диапазоне $0-2 \times 10^{-5} \text{ м}^3/\text{м}^3$ и устьевое давление (14; 14,5; 15; 16 МПа). Длительность каждого расчета — 90 суток. В рамках единого 90-суточного прогона WGR плавно снижается от максимального значения к нулю, что позволяет охватить весь диапазон обводненности в одном эксперименте. Всего было проведено более 4 200 расчетных циклов самозадавливания и очистки.

Анализ результатов показал, что в большинстве рассмотренных режимов условие выноса жидкости по совмещенному каналу ЦЛК+МКП не выполняется: скорость газового потока в МКП оказывается недостаточной для подъема капель пластовой воды на поверхность. Исключение составляет режим при

давлении 14 МПа и $WGR < 0,7 \times 10^{-5} \text{ м}^3/\text{м}^3$ и 14,5 МПа и $WGR < 0,5 \times 10^{-5} \text{ м}^3/\text{м}^3$, при которых скорость газа в совмещенном канале превышает критическую.

По результатам расчетов построены четыре кривые зависимости времени накопления жидкости на забое (времени до обратимого самозадавливания) от WGR — по одной для каждого уровня устьевого давления (рис. 4). Общая качественная закономерность: с уменьшением WGR время накопления жидкости монотонно возрастает. При высоких значениях WGR события очистки следуют с малым интервалом; по мере снижения обводненности интервал между срабатываниями алгоритма возрастает.

При более высоком устьевом давлении (16 МПа) депрессия на пласт снижается, дебит газа уменьшается, скорость в канале падает — жидкость накапливается быстрее. При давлении 14 МПа наблюдается наибольшее время между циклами очистки. Алгоритм ALGOP устойчиво работал во всем исследованном диапазоне параметров: необратимого самозадавливания

не зафиксировано ни в одном из расчетных режимов.

Аппроксимационная поверхность

Четыре дискретные кривые позволяют описать поведение системы лишь при фиксированных значениях устьевого давления. Для получения непрерывной оценки времени накопления при произвольном сочетании параметров выполнена интерполяция в среде MATLAB R2024a. Стандартная сплайн-интерполяция показала неудовлетворительный результат из-за осцилляции в межточечных интервалах разреженной сетки. Поэтому применен метод наименьших квадратов с аппроксимацией двумерными полиномами степени 2–5.

Коэффициенты детерминации: квадратичная — $R^2 = 0,82$; кубическая — $R^2 = 0,951$; четвертой степени — $R^2 = 0,953$; пятой степени — $R^2 = 0,952$. Оптимальным признан полином четвертой степени (модель poly44) с $R^2 = 0,953$: он обеспечивает наилучший баланс между точностью и гладкостью поверхности, не переобучаясь на границах расчетной сетки (рис. 5).

Для устранения нефизичной экстраполяции (уход полинома в отрицательные либо слишком высокие значения в зонах с малой плотностью опытных точек) реализовано директивное двустороннее ограничение матрицы по крайним валидным экспериментальным значениям. Результирующая область определения поверхности визуализирована с помощью бинарной маски, разграничивающей зону корректного аналитического описания и зоны граничных срезов (рис. 6).

Практическое применение результатов исследования

Задача: существует возможность снизить устьевое давление с 16 до 15 МПа. Насколько это улучшит работу скважины? Решение: при $WGR = \text{const}$ нарисовать сечение поверхности по трассе $P_y = [16 \rightarrow 15] \text{ МПа}$ (рис. 7).

Полученная кривая (рис. 7) свидетельствует об увеличении времени добычи в режиме ЦЛК+МКП с 1,3 до 4,2 часа при постоянном времени очистки 30 мин, что соответствует росту доли эффективного времени цикла с 72 до 89 %. Таким образом, при снижении устьевого давления на 1 атм скважина будет проводить меньше времени в режиме продувки и значительно больше — в режиме продуктивной двухканальной работы.

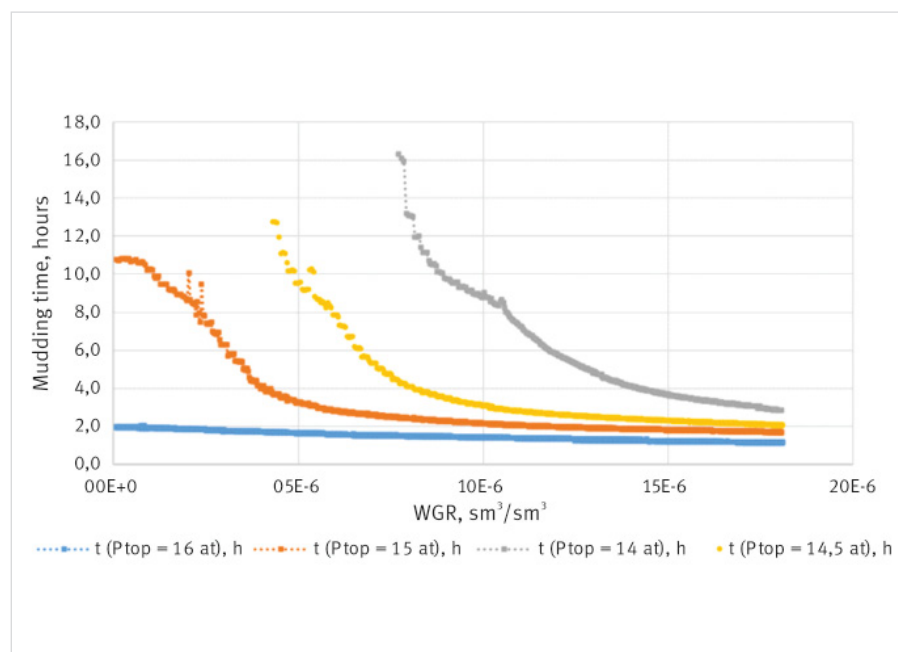


Рис. 4. Кривые времени накопления жидкости на забое при различных устьевых давлениях
Fig. 4. Bottomhole liquid loading time curves at various wellhead pressures

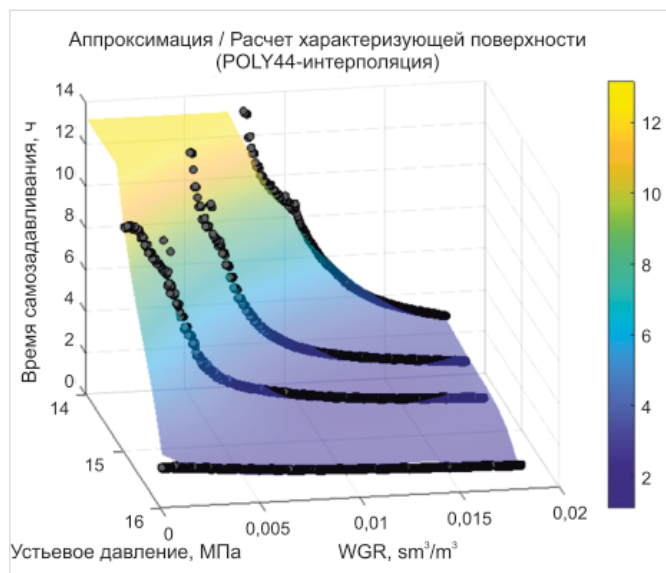


Рис. 5. Характеризующая поверхность (POLY44 — полином 4-й степени) и коэффициенты детерминации при различных методах аппроксимации
Fig. 5. Characterizing surface (POLY44 — 4th degree polynomial) and R^2 values for various approximation methods

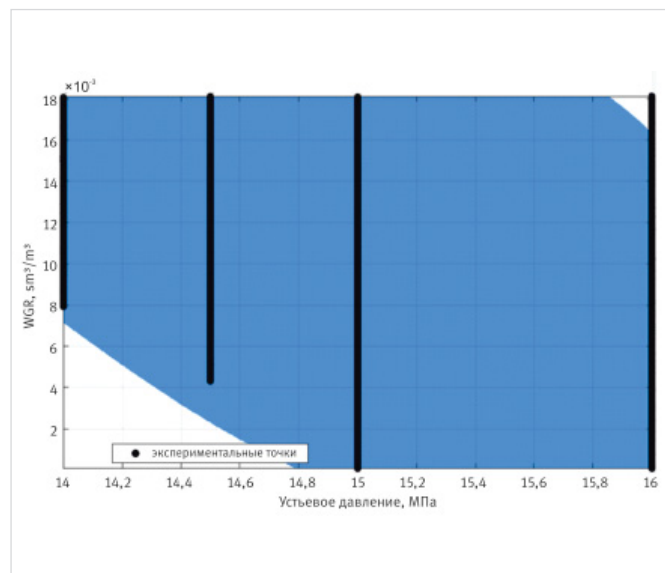


Рис. 6. Область определения характеризующей поверхности: синяя зона — чистая геометрия полинома
Fig. 6. Domain of the characterizing surface: blue zone — pure polynomial geometry

Итоги

1. Создана детальная динамическая модель наклонно-направленной скважины Медвежьего НГКМ с системой КЛК (НКТ 168 мм, ЦЛК 60 мм, TVD 1190 м) в программном комплексе SLB OLGA 2022.1.0; модель корректно воспроизводит термобарические условия сеноманской залежи на поздней стадии разработки.
2. Разработан и реализован алгоритм циклической очистки забоя (ALGOP), отслеживающий объемный расход ГЖС в центральной лифтовой колонне и автоматически переключающий скважину в режим продувки по ЦЛК при снижении расхода ниже порогового значения.
3. Выполнена серия из более чем 4 200 расчётных циклов в диапазонах устьевых давлений 14–16 МПа и водогазовых отношений $WGR = 0–2 \times 10^{-5} \text{ м}^3/\text{м}^3$; построены кривые времени обратимого
4. Установлено, что в совмещённом канале (ЦЛК+МКП) вынос жидкости обеспечивается лишь при низких значениях WGR и низких устьевых давлениях ($P_u = 14 \text{ МПа}$ и $WGR < 0,7 \times 10^{-5} \text{ м}^3/\text{м}^3$, $P_u = 14,5 \text{ МПа}$ и $WGR < 0,5 \times 10^{-5} \text{ м}^3/\text{м}^3$); в остальных режимах требуется периодическая продувка по ЦЛК.
5. Построена аппроксимационная характеризующая поверхность (полином 4-й степени, $R^2 = 0,953$), позволяющая непрерывно оценивать время до самодавления в заданном диапазоне WGR и устьевых давлений; реализовано двустороннее ограничение области определения поверхности по физическим границам эксперимента.
6. На примере снижения устьевых давлений с 16 до 15 МПа показано, что время продуктивной двухканальной работы

возрастает с 1,3 до 4,2 ч на цикл, а доля эффективного времени цикла увеличивается с 72 до 89 %.

Выводы

В ходе анализа в программном комплексе OLGA создана детализированная динамическая модель реальной скважины Медвежьего НГКМ с системой КЛК (НКТ 168 мм, ЦЛК 60 мм, TVD 1190 м), корректно воспроизводящая термобарические условия сеноманской залежи на поздней стадии разработки. Разработан и реализован алгоритм циклической очистки (ALGOP), который устойчиво работал во всем исследованном диапазоне параметров ($P_u = 14–16 \text{ МПа}$, $WGR = 0–2 \times 10^{-5} \text{ м}^3/\text{м}^3$). Проведено более 4 200 расчётных циклов; выявлена гиперболическая зависимость времени накопления жидкости на забое от WGR. Построена характеризующая поверхность (полином 4-й степени, $R^2 = 0,953$), обеспечивающая непрерывную оценку времени

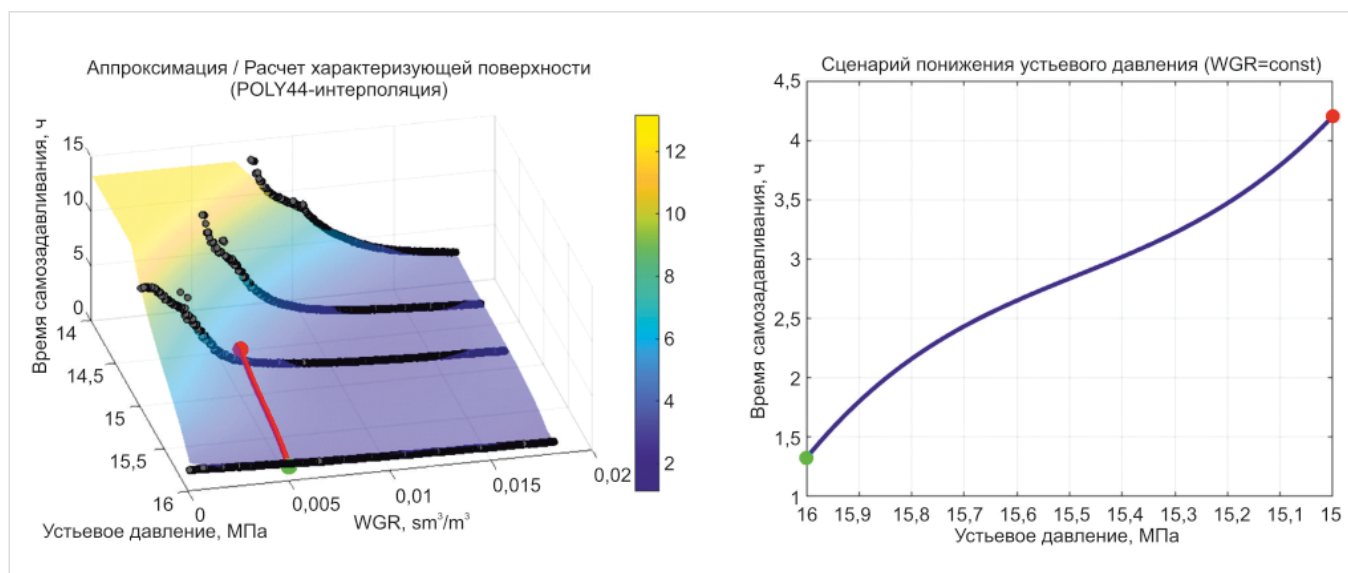


Рис. 7. Кривая работы скважины при снижении устьевых давлений с 16 до 15 МПа
Fig. 7. Well performance curve for wellhead pressure reduction from 16 to 15 MPa

до самозадавливания в широком диапазоне параметров. В результате работы рассчитаны параметры работы скважины в частных случаях снижения устьевого давления с 16 до 15 МПа, увеличивающих долю эффективного времени цикла с 72 до 89 %.

Литература

1. Рагимов Т.Т. Управление технологическими режимами работы обводняющихся скважин по концентрическим лифтовым колоннам на поздней стадии разработки газовых залежей: диссертация ... кандидата технических наук. Уфа: 2022. 202 с.
2. Руководство по эксплуатации скважин сеноманских залежей по концентрическим

лифтовым колоннам: Р Газпром 2-3.3-556-2011. М.: Газпром, 2011.

3. Брилл Дж.П., Мукерджи Х. Многофазный поток в скважинах. Москва–Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2006. 384 с.
4. Schlumberger. OLGA Dynamic multiphase flow simulator: user guide. Schlumberger, 2022, 384 p. (In Eng).
5. Ли Д. Эксплуатация обводняющихся газовых скважин. М.: Премиум Инжиниринг, 2008. 384 с.
6. Дикамов Д.В. Совершенствование технологии эксплуатации скважин сеноманских залежей по концентрическим лифтовым колоннам на поздней стадии разработки:

диссертация ... кандидата технических наук. Москва, 2011. 102 с.

7. Кременецкий М.И., Ипатов А.И., Гуляев Д.Н. Информационное обеспечение и технологии гидродинамического моделирования нефтяных и газовых залежей. М.: Институт компьютерных исследований, 2012. 894 с.
8. Прилуцкий А.А., Ворон К.А., Гуляев Д.Н., Никонорова А.Н. Повышение добычи на газовом месторождении на основе мониторинга давления высокочувствительным манометром // Актуальные проблемы нефти и газа. М.: Институт проблем нефти и газа РАН, 2023. С. 57–60.

ENGLISH

Results

1. A detailed dynamic model of an actual deviated well at the Medvezhye gas-condensate field equipped with a CLS (168 mm tubing, 60 mm inner string, TVD 1 190 m) was built in SLB OLGA 2022.1.0; the model adequately reproduces the thermobaric conditions of the Cenomanian reservoir at a late development stage.
2. A cyclic bottomhole cleanout algorithm (ALGOP) was developed and implemented; it monitors the gas-liquid mixture volumetric flow rate in the velocity string and automatically switches the well to the VS-only purge mode when the rate drops below a threshold.
3. Over 4 200 simulation cycles were run for wellhead pressures of 14–16 MPa and water-gas ratios $WGR = 0-2 \times 10^{-5} \text{ m}^3/\text{m}^3$; bottomhole liquid loading time curves were constructed for each wellhead pressure level.
4. Liquid unloading in the combined channel (CLS+annulus) is achieved only at low WGR values (14 MPa and $WGR < 0,7 \times 10^{-5} \text{ m}^3/\text{m}^3$, 14.5 MPa and $WGR < 0,5 \times 10^{-5} \text{ m}^3/\text{m}^3$); in other regimes periodic CLS purging is required.
5. A characterizing approximation surface (4th-degree polynomial, $R^2 = 0,953$) was constructed in MATLAB R2024a, enabling continuous estimation of loading time within the specified WGR and wellhead pressure range; a bidirectional physical-domain constraint was applied to eliminate non-physical extrapolation.

6. For a wellhead pressure reduction from 16 to 15 MPa, the productive two-channel operating time rises from 1,3 to 4,2 h per cycle, and the effective-cycle fraction increases from 72 to 89 %.

Conclusions

Analysis of a velocity strings usage case revealed by a comprehensive approach—combining hydrodynamic reservoir modeling, interpretation of well test data, and lift performance simulations confirmed the hypothesis of partial “shut-in” of fracture ports. A detailed dynamic model of an actual well at the Medvezhye gas condensate field equipped with a tubing string and concentric lifting string (tubing 168 mm, concentric string 60 mm, TVD 1 190 m) was developed in the OLGA software suite, adequately reproducing the thermobaric conditions of the Cenomanian reservoir at a late development stage. A cyclic cleanout algorithm (ALGOP) was designed and implemented, operating stably across the entire investigated parameter range (wellhead pressure 14–16 MPa, water-gas ratio $0-2 \times 10^{-5} \text{ m}^3/\text{m}^3$). Over 4 200 computational cycles were conducted, revealing a hyperbolic relationship between bottomhole liquid accumulation time and the water-gas ratio. A characterising surface (fourth-degree polynomial, $R^2 = 0,953$) was constructed, providing continuous estimation of the time to self-killing over a wide range of parameters. Reducing the wellhead pressure from 16 to 15 MPa increases the effective cycle time fraction from 72 to 89 %.

References

1. Ragimov T.T. Management of technological operating modes of watered wells using concentric lifting strings at the late stage of gas field development: dissertation ... Candidate of Technical Sciences. Ufa: 2022, 202 p. (In Russ).
2. Operating manual for wells of cenomanian reservoirs using concentric lifting strings: R Gazprom 2-3.3-556-2011. Moscow: Gazprom, 2011. (In Russ).
3. Brill J.P., Mukherjee H. Multiphase flow in wells. Moscow–Izhevsk: Institute for Computer Research, 2006. 384 p. (In Russ).
4. Schlumberger. OLGA Dynamic multiphase flow simulator: user guide. Schlumberger, 2022, 384 p. (In Eng).
5. Lee D. Gas well deliquification. Moscow: Premium Engineering, 2008, 384 p. (In Russ).
6. Dikamov D.V. Improving the technology of operating wells in cenomanian reservoirs with concentric lifting strings at the late stage of development: dissertation ... Candidate of Technical Sciences. Moscow: 2011, 102 p. (In Russ).
7. Kremenetsky M.I., Ipatov A.I., Gulyaev D.N. Information support and technologies for 3D dynamic modeling of oil and gas reservoirs. Moscow: 2012, 102 c. (In Russ).
8. Prilutsky A.A., Voron K.A., Gulyaev D.N., Nikonorova A.N. Enhancement of production at a gas field based on pressure monitoring with a highly sensitive pressure gauge. Actual Problems of Oil and Gas. Moscow: Oil and gas research institute RAS, 2023, P. 57–60. (In Russ).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ | INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Давыденко Александр Дмитриевич, магистрант, РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, Москва, Россия
Для контактов: sashadad89@gmail.com

Воронин Дмитрий Андреевич, магистрант, РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, Москва, Россия

Трушин Дмитрий Романович, независимый эксперт

Davydenko Alexander Dmitrievich, master's student, Gubkin Russian State University of Oil and Gas, Moscow, Russia
Corresponding author: sashadad89@gmail.com

Voronin Dmitry Andreevich, master's student, Gubkin Russian State University of Oil and Gas, Moscow, Russia

Trushin Dmitry Romanovich, independent expert