

# Метод расчета оптимальных технологических параметров скважин в условиях принудительной откачки газа из затрубного пространства скважины

Исаев А.А.<sup>1</sup>, Тахавудинов Р.Ш.<sup>1</sup>, Шарифуллин А.А.<sup>1</sup>, Молчанова В.А.<sup>2</sup>

<sup>1</sup>ООО УК «Шешмаойл», Альметьевск, Россия; <sup>2</sup>ФГБОУ УГНТУ, Уфа, Россия

isaeff-oil@yandex.ru

## Аннотация

В данной статье рассматривается применение инженерного калькулятора с эмпирическим и/или теоретико-эмпирическими методами расчета оптимальных технологических параметров скважин. Построены динамограммы с наложением на фактическую динамограмму теоретической и прогнозной после корректировки параметров станка-качалки. Определено влияние на динамограмму корректировки изменений параметров. В ходе работ получены данные о приросте по дебиту нефти после оптимизации параметров. Проведение расчетов по описанному в статье методу позволило также провести оптимизацию по снижению глубины спуска насоса (с увеличением скорости откачки, чтобы достичь увеличения дебита при сохранении безопасных нагрузок), в т. ч. на скважинах, характеризующихся большими приведенными напряжениями. Представлены выводы и рекомендации по применению инженерного калькулятора для оптимального режима эксплуатации скважин.

## Материалы и методы

Материалы: установка скважинного штангового насоса, скважина, динамограмма, принудительная откачка газа из затрубного пространства скважин.

Методы: эмпирическая и теоретико-эмпирическая модель, расшифровка динамограмм, численное решение волнового уравнения продольных упругих колебаний штанговой колонны.

## Ключевые слова

поршневые компрессорные установки, колонна насосных штанг, динамограмма, забойное давление, дебит, нагрузка на головку балансира, число качаний, длина хода

## Для цитирования

Исаев А.А., Тахавудинов Р.Ш., Шарифуллин А.А., Молчанова В.А. Метод расчета оптимальных технологических параметров скважин в условиях принудительной откачки газа из затрубного пространства скважины // Экспозиция Нефть Газ. 2024. № 5. С. 36–41. DOI: 10.24412/2076-6785-2024-5-36-41

Поступила в редакцию: 15.08.2024

OIL PRODUCTION

UDC 622.276.53.054.4 | Original Paper

## The method of calculating optimal process parameters of wells subject to forced evacuation of gas from their annular space

Isaev A.A.<sup>1</sup>, Takhautdinov R.Sh.<sup>1</sup>, Sharifullin A.A.<sup>1</sup>, Molchanova V.A.<sup>2</sup>

<sup>1</sup>Sheshmaoil Management Company LLC, Almet'yevsk, Russia;

<sup>2</sup>Federal State Budgetary Educational Institution of Higher Education "Ufa State Petroleum Technological University", Ufa, Russia  
isaeff-oil@yandex.ru

## Abstract

This paper reviews the application of an engineering calculator using empirical and/or theoretical-empirical methods to calculate optimal process parameters of an oil well. Dynamometer cards were plotted by overlaying the actual dynamometer card with the theoretical and predicted load curves after adjusting the parameters of the sucker-rod pumping unit. The effect of adjusting for parameter changes on the dynamometer card was determined. The data on oil flow rate increment after optimization of parameters were obtained in the course of these works. The calculations based on the method presented in the article have also made it possible to optimally reduce the depth of the pump run (and increase the pumping rate to achieve higher flow rates while maintaining safe loads), including the wells characterized by high reduced stresses. The conclusions and recommendations are presented on the application of the engineering calculator to select the optimal mode of well operation.

## Materials and methods

Materials: sucker rod pumping unit, oil well, dynamometer card, forced evacuation of gas from annular space of wells.

Methods: empirical and theoretical-empirical model, dynamometer card interpretation, numerical solution of the wave equation for longitudinal elastic oscillations of a rod string.

## Keywords

reciprocating compressor units, sucker rod string, dynamometer card, downhole pressure, flow rate, load on the horsehead, number of strokes, stroke length

## For citation

Isaev A.A., Takhautdinov R.Sh., Sharifullin A.A., Molchanova V.A. The method of calculating optimal process parameters of wells subject to forced evacuation of gas from their annular space. Exposition Oil Gas, 2024, issue 5, P. 36–41. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2024-5-36-31

Received: 15.08.2024

## Введение

Накопление газа в затрубном пространстве приводит к отжиму динамического уровня жидкости в скважине вплоть до приема насоса, снижению притока нефти к забюю за счет уменьшения депрессии на пласт [1, 2]. В Республике Татарстан активно внедряются поршневые компрессорные установки типа КОГС, разработанные в ООО УК «Шешмаойл», которые могут работать с:

- давлением на выходе до 4 МПа;
- давлением на входе — ниже атмосферного давления до 0,085 МПа;
- производительностью до 1 800 м<sup>3</sup>/сут.

Применение таких установок привело к увеличению дебита насосных установок и улучшению экологической ситуации на устье скважины [3, 4]. Всего установлено более 250 установок КОГС (по состоянию на 15.08.2024). Так, на примере 2188 скважин одного из месторождений Урало-Поволжья вследствие удаления затрубного давления рассчитан прирост по нефти (рис. 1). Была применена известная формула Дюпюи [5], из которой видно, что прирост по жидкости составит 19 %. 34 скважины имеют прирост по жидкости более 50 %. Общий прирост по нефти составит 3 958 т/сут (по 2 188 скважинам), в среднем — 1,81 т/сут по скважине, т. е. увеличение нефти предполагается в среднем на 20,7 %. Количество скважин с приростом по нефти 2 т/сут и более — 453 скважины, при этом на данных скважинах газосодержание составляет 335 м<sup>3</sup>/сут (максимальное значение — 1 288 м<sup>3</sup>/сут), все скважины подходят для работы с установкой КОГС.

## Разработка инженерного калькулятора

Целью данной работы является расчет и реализация оптимальных технологических параметров для добывающих скважин, оборудованных комплексами для откачки газа из скважин (далее КОГС) и эксплуатируемых установкой скважинного штангового насоса (далее УСШН), обеспечивающих эффективный режим откачки.

Расчет оптимальных технологических параметров скважин проводился с использованием инженерного калькулятора (рис. 2), который представляет собой программно-технологический комплекс по проектированию оптимальных технологических параметров работы скважины в условиях вакуумирования или откачки газа из затрубного пространства скважин (ЗПС). Реализация расчетных технологических параметров проводилась на месторождениях ООО УК «Шешмаойл» (Республика Татарстан).

Основным критерием выбора скважин является наличие потенциала по повышению дебита путем снижения давления на приеме и забойного относительно текущих значений.

В качестве критериев эффективности эксплуатации скважины приняты:

1. Обеспечение некоторого минимального забойного давления, принятого для данного пласта как оптимальное.
2. Обеспечение некоторого минимального уровня жидкости над насосом, обеспечивающего эффективную работу штангового насоса.

В инженерном калькуляторе необходимо учитывать следующие параметры:

- параметры пласта: коэффициент продуктивности, пластовое давление, глубина кровли пласта по стволу и по вертикали;
- параметры насосной установки: длина и диаметр ступеней штанг, типоразмер насоса, глубина спуска насоса (по вертикали);

- параметры скважины: внешний диаметр НКТ, толщина стенки НКТ, внутренний диаметр обсадной колонны;
- параметры пластового флюида: плотность нефти и воды, вязкость нефти и воды, обводненность, газовый фактор, давление насыщения;
- параметры технологического режима: длина хода, число качаний.

Далее выбирается метод расчета подачи насоса: теоретико-эмпирический или эмпирический. В результате выполненного расчета на предлагаемом инженерном калькуляторе мы получаем рекомендуемые параметры для оптимальной работы скважин при работе КОГС. Расчетными параметрами являются: забойное давление, давление на приеме насоса, динамический уровень, дебит скважины по жидкости, коэффициент подачи насоса, максимальная нагрузка на штанги, приведенные напряжения. На рисунке 3 представлен пример выполнения расчета инженерным калькулятором: видно, что оптимальный режим эксплуатации скважин будет при забойном давлении 7,4 МПа, дебит при этом будет составлять 22,9 м<sup>3</sup>/сут.

Технический режим может сильно отличаться при низкой продуктивности пластов, когда подача насоса превышает приток, поэтому динамический уровень жидкости в скважинах находится практически у приема насоса и ниже кровли пласта. Для полуэмпирической методики коэффициент подачи насоса выходит завышенный (так как насос ниже пласта, и газ на прием насоса не попадает по модели), и в таких «экстремальных» условиях режим становится нереализуемым,

насос откачивает жидкость быстрее, чем она поступает в пласт.

## Результаты анализа промысловых данных по скважинам-кандидатам для ОПИ

Изначально скважины выбирались по критерию высокого давления на приеме  $P_{\text{прием}}$  и забойного  $P_{\text{заб}}$ , т. е. скважины, имеющие потенциал по увеличению дебита путем увеличения скорости откачки, снижения давления на приеме и забойного (табл. 1). Выбранные скважины соответствуют критерию  $P_{\text{заб}} > 4,5$  МПа,  $P_{\text{прием}} > 4,0$  МПа. В таблице 1 представлен детальный анализ по каждой из 14 скважин-кандидатов для ОПИ.

Далее построим для сравнения теоретическую и фактическую динамограммы. Теоретическая динамограмма строилась путем численного решения волнового уравнения продольных упругих колебаний штанговой колонны, при этом детальный профиль ствола скважины не учитывался. Построенные теоретические динамограммы нормальной работы насоса и ее сравнение с фактической показаны на рисунках 4–16, где точки — фактическая динамограмма, сплошная линия — теоретическая динамограмма.

## Скважина № 9323

На фактической динамограмме (рис. 4) можно отметить наличие повышенных нагрузок в конце хода вниз — начале хода вверх (левая часть динамограммы), которые не предсказывает теоретическая динамограмма, нагрузки в конце хода вверх — начале хода вниз (правая часть) согласуются с фактическими результатами. Данная скважина подходит для корректировки режима.

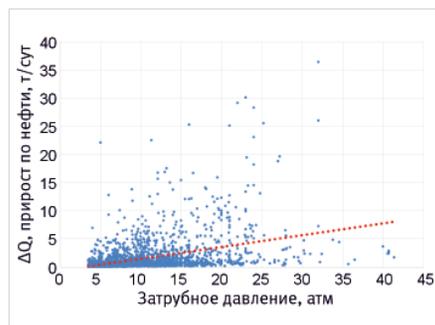


Рис. 1. Зависимость затрубного давления от прироста теоретического дебита  
Fig. 1. Annular pressure vs. Theoretical flow rate increase dependence

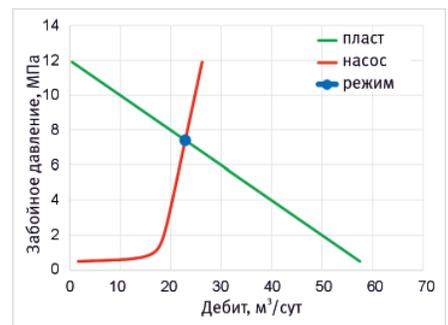


Рис. 3. Расчетный технический режим по инженерному калькулятору  
Fig. 3. Design process mode according to the engineering calculator

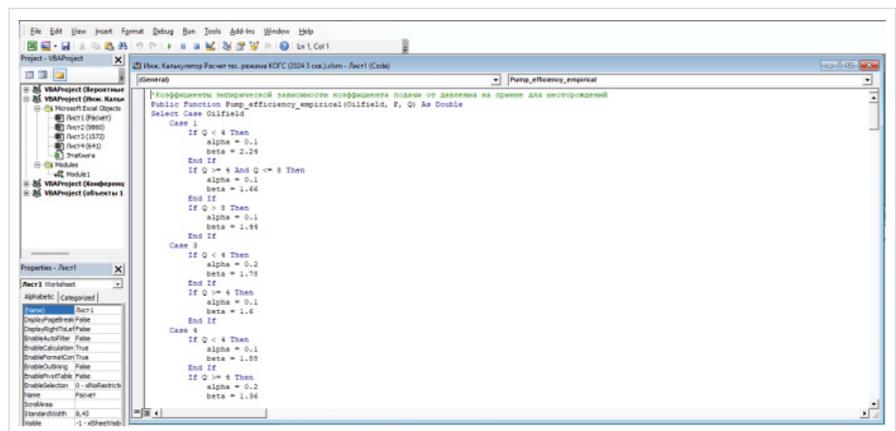


Рис. 2. Интерфейс инженерного калькулятора  
Fig. 2. The interface of the engineering calculator

### Скважина № 1567

По характеру линии нагрузки штанг (левая часть динамограммы) видно, что ее длина больше теоретической, т. е. всасывающий клапан открывается с небольшой задержкой, возможно, нагнетательный клапан закрывается с задержкой (рис. 5). Нагрузка при ходе вниз (нижняя часть) меньше, чем на теоретической динамограмме, это связано с влиянием сил граничного трения штанговой колонны о НКТ (наклон оси скважины к вертикали достигает 24°), а также сил вязкого трения штанг о жидкости, поскольку минимальная нагрузка достигается ближе к середине хода вниз при максимальной скорости встречного движения штанг и жидкости. В целом данная скважина также подходит для корректировки режима.

### Скважина № 3823

Режим откачки  $S \times n = 2,1 \text{ м} \times 2,5 \text{ мин}^{-1}$  при насосе условным диаметром 44 мм является достаточно тихходным, однако даже с учетом вязкого трения теоретическая динамограмма не может предсказать такого сильного проявления трения, которое видно на фактической динамограмме (рис. 6). В скважине образуется высоковязкая эмульсия (обводненность 42 %). Увеличение скорости откачки для этой скважины может привести к зависанию колонны штанг при ходе вниз. С учетом вышесказанного данная скважина не подходит для увеличения скорости откачки. Однако следует отметить, что глубина спуска насоса для данной скважины (1 094 м) является избыточной ввиду и так высокого давления на приеме, и возможна оптимизация по глубине спуска насоса путем его снижения до 1 000 м (несмотря на небольшое увеличение угла в месте спуска насоса).

и возможна оптимизация по глубине спуска насоса путем его снижения до 1 000 м (несмотря на небольшое увеличение угла в месте спуска насоса).

### Скважина № 1577

По фактической динамограмме (рис. 7) нагрузка значительно снижается, в сравнении с теоретической, особенно при ходе вниз в конце (левая нижняя часть динамограммы), в этой связи данная скважина не выбрана для корректировки режима.

### Скважина № 3484

В режим откачки  $S \times n = 3 \text{ м} \times 4,2 \text{ мин}^{-1}$  при насосе условным диаметром 44 мм теоретическая динамограмма предсказывает гораздо менее выраженное проявление сил

Табл. 1. Скважины-кандидаты с потенциалом по увеличению дебита  
Tab. 1. The candidate wells with the potential to increase flow rate

Месторождение	№ скв.	Затрубное давление, МПа	Динамический уровень, м (вертикальный)	Глубина спуска насоса, м	Давление на приеме факт, МПа	Обводненность	Глубина пласта, м (по вертикали)	Забойное давление факт, МПа	Дебит жидкости факт, м³/сут	Пластовое давление, МПа
Краснооктябрьское	9323	0	169	791,1	5,5	95	1 171	9,86	15,3	12,12
Дачное	1567	0,43	259	1 169	8,51	73	1 223	9,23	13	10,91
Ново-Шешминское	3823	0,43	173	1 042	8,23	42	1 065	8,59	7,2	11,75
Дачное	1577	0,05	328,7	1 175	7,57	36,4	1 234	8,29	15	14,03
Дачное	3484	0,04	480,2	1 021	4,91	37,2	1 210	7,03	12,5	9,62
Дачное	1412	0,04	496,3636	1 112,92	5,52	98,5	1 234	6,94	25	10,89
Краснооктябрьское	9337	0	468,95	1 134,175	5,96	65	1 181,975	6,55	2,8	7,94
Дачное	1587	1,3	693	1 000	4,03	93	1 216	6,49	22	9,93
Краснооктябрьское	9321	0	474,7	1 126	5,74	98	1 167,48	6,37	26,5	10,8
Дачное	1572	0,05	593	1 132	4,84	51	1 227	5,95	15,6	11,23
Краснооктябрьское	9881	0,86	565,6	1 033,975	4,99	96	1 058,5	5,43	16,8	9,49
Дачное	1615	0,05	633	1 171	4,83	38,8	1 219	5,39	11,5	10,34
Дачное	3486	0,05	642	1 112	4,23	25,2	1 190	5,13	18	7,68
Краснооктябрьское	9860	0,04	576,2	1 104	4,61	47	1 112	4,86	16	7,87

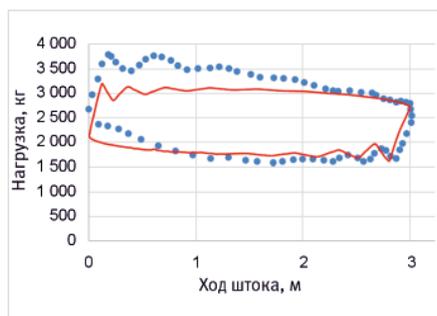


Рис. 4. Динамограмма скважины № 9323  
Fig. 4. Dynamometer card of the well № 9323

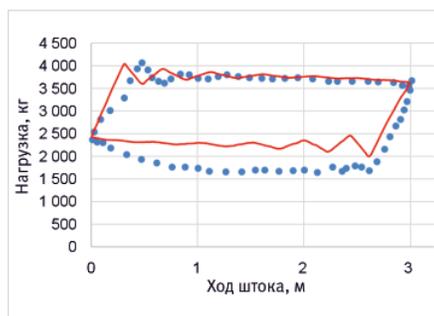


Рис. 5. Динамограмма скважины № 1567  
Fig. 5. Dynamometer card of the well № 1567

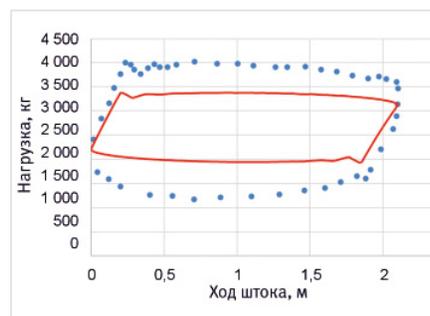


Рис. 6. Динамограмма скважины № 3823  
Fig. 6. Dynamometer card of the well № 3823

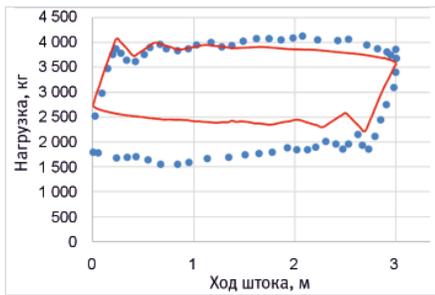


Рис. 7. Динамограмма скважины № 1577  
Fig. 7. Dynamometer card of the well № 1577

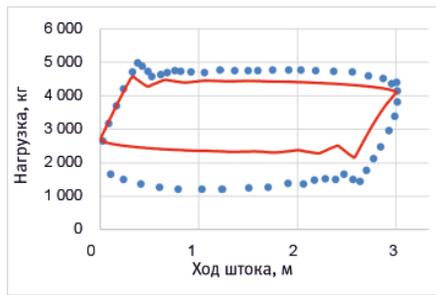


Рис. 8. Динамограмма скважины № 3484  
Fig. 8. Dynamometer card of the well № 3484

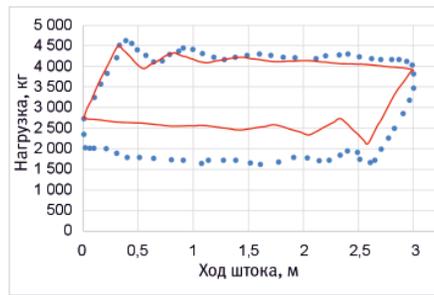


Рис. 9. Динамограмма скважины № 1412  
Fig. 9. Dynamometer card of the well № 1412

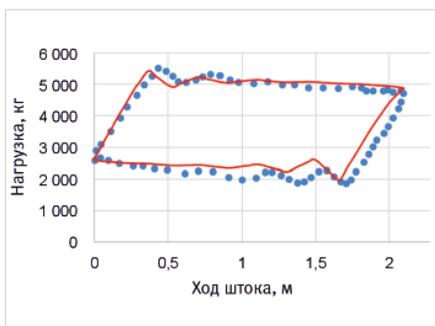


Рис. 10. Динамограмма скважины № 1587  
Fig. 10. Dynamometer card of the well № 1587

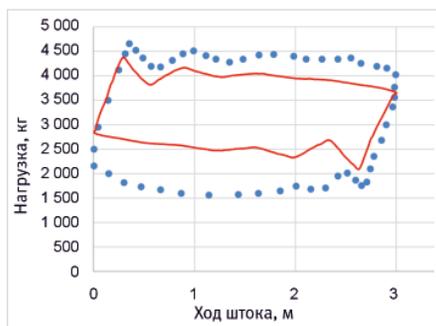


Рис. 11. Динамограмма скважины № 9321  
Fig. 11. Dynamometer card of the well № 9321

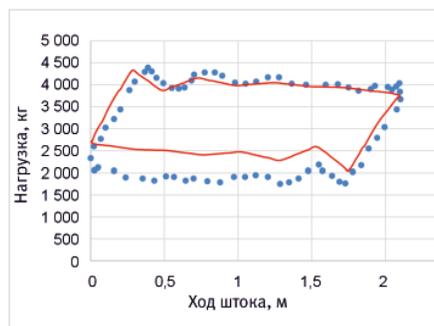


Рис. 12. Динамограмма скважины № 1572  
Fig. 12. Dynamometer card of the well № 1572

гидродинамического (вязкого) трения при ходе вниз, которое видно на фактической динамограмме (рис. 8). Так же, как и в скважине № 3823, в скважине № 3484 образуется высоковязкая эмульсия. Увеличение скорости откачки для этой скважины также может привести к зависанию колонны штанг при ходе вниз, поэтому данная скважина не подходит для увеличения скорости откачки. Глубина спуска насоса для данной скважины (1 199 м) также является избыточной ввиду высокого давления на приеме, и возможна оптимизация по глубине спуска насоса путем его снижения до 1 100 м.

#### Скважина № 1412

Фактическая нагрузка при ходе вниз (нижняя часть динамограммы) меньше, чем на теоретической динамограмме (рис. 9), это связано с влиянием сил граничного трения штанговой колонны о НКТ (наклон оси скважины к вертикали достигает 28°), а также сил вязкого трения штанг о жидкости. В целом данная скважина подходит для корректировки режима.

#### Скважина № 9323

Отсутствует динамограмма, т. к. на скважине эксплуатируется экспериментальная длинноходовая установка ДГНУ-2-2,5 [3].

#### Скважина № 1587.

Для данной скважины, профиль которой близок к вертикальной, теоретическая динамограмма практически полностью согласуется с фактической (рис. 10). В целом данная скважина подходит для корректировки режима, однако развиваемые максимальные (140 МПа) и приведенные (78 МПа) напряжения являются достаточно высокими.

#### Скважина № 9321 (бобриковский горизонт)

Фактическая нагрузка при ходе вверх несколько выше, а при ходе вниз (нижняя часть динамограммы) значительно меньше, чем на теоретической динамограмме (рис. 11), это связано с влиянием сил граничного и гидродинамического трения штанговой колонны о НКТ (наклон оси скважины к вертикали достигает 28°). Однако для обводненности порядка 95 % такой вид динамограммы с выраженным вязким трением, достигающим максимума в середине хода вниз, не совсем характерен. Это связано с наличием отложений парафинов в НКТ и забивании проходного сечения труб. При ремонтах на данной скважине всегда наблюдалось отложение АСПО

до 4 мм как на штангах, так и на НКТ. Увеличение скорости откачки для этой скважины может привести к зависанию колонны штанг при ходе вниз. В этой связи данная скважина не подходит для корректировки режима.

#### Скважина № 1572

Для данной скважины теоретическая динамограмма в целом хорошо согласуется с фактической (рис. 12), фактическая нагрузка при ходе вниз несколько меньше, чем на теоретической динамограмме, что связано с силами граничного трения штанг о жидкость. Данная скважина подходит для корректировки режима.

#### Скважина № 9881

Фактическая нагрузка при ходе вверх несколько выше, а при ходе вниз (нижняя часть динамограммы) значительно меньше, чем на теоретической динамограмме (рис. 13), это связано с влиянием сил граничного и гидродинамического трения штанговой колонны о НКТ (наклон оси скважины к вертикали достигает 33°). В целом данная скважина подходит для корректировки режима, однако развиваемые максимальные (125

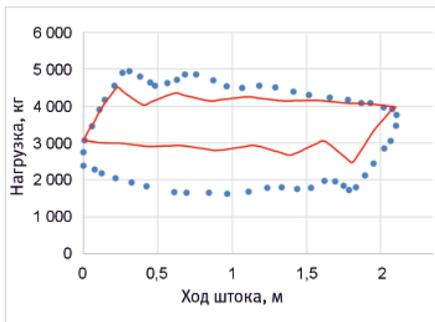


Рис. 13. Динамограмма скважины № 9881  
Fig. 13. Dynamometer card of the well № 9881

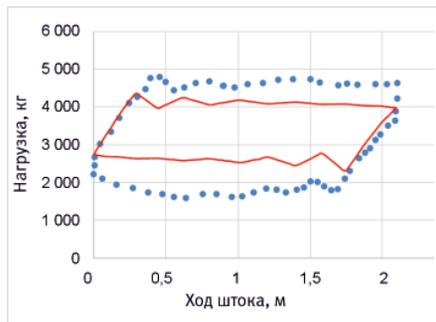


Рис. 14. Динамограмма скважины № 1615  
Fig. 14. Dynamometer card of the well № 1615

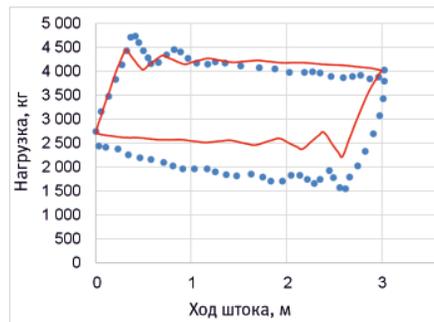


Рис. 15. Динамограмма скважины № 3486  
Fig. 15. Dynamometer card of the well № 3486

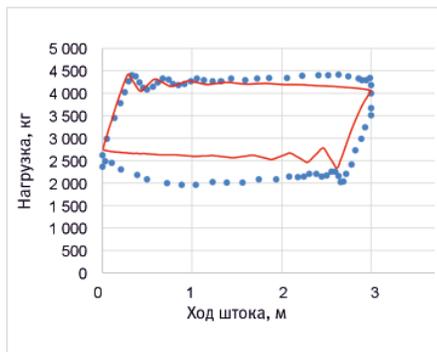


Рис. 16. Динамограмма скважины № 9860  
Fig. 16. Dynamometer card of the well № 9860

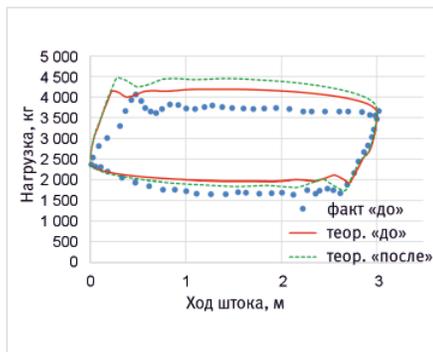


Рис. 17. Прогноз динамограмм до (текущий режим) и после оптимизации режима скважины № 1567, точки — фактическая динамограмма текущего режима  
Fig. 17. Predicted dynamometer cards before (the actual operation mode) and after optimization of the operation mode of the well № 1567, the dots are the actual dynamometer card of the current operation mode

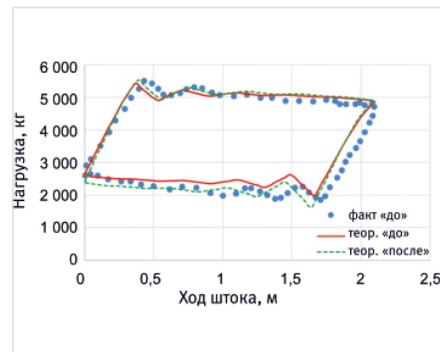


Рис. 18. Прогноз динамограмм до (текущий режим) и после оптимизации режима скважины № 1587, точки — фактическая динамограмма текущего режима  
Fig. 18. Predicted dynamometer cards before (the actual operation mode) and after optimization of the operation mode of the well № 1587, the dots are the actual dynamometer card of the current operation mode

МПа) и приведенные (70 МПа) напряжения являются достаточно высокими.

#### Скважина № 1615

Характер динамограммы (рис. 14) похож с динамограммой скв. № 3221 (наклон оси скважины № 1615 к вертикали достигает 22°). Данная скважина подходит для корректировки режима, однако развиваемые максимальные и приведенные (порядка 70 МПа) напряжения являются достаточно высокими.

#### Скважина № 3486

Теоретическая динамограмма в целом хорошо согласуется с фактической (рис. 15), за исключением линии разгрузки насосных штанг (правая часть динамограммы), фактическая нагрузка в начале хода вниз существенно ниже, чем на теоретической динамограмме. Динамические составляющие нагрузки (определяющие наклон динамограммы) для фактической динамограммы выше прогнозных значений. В целом данная скважина подходит для корректировки режима.

#### Скважина № 9860

Теоретическая динамограмма в целом хорошо согласуется с фактической (рис. 16), только при ходе вниз (нижняя часть динамограммы) фактическая нагрузка несколько меньше, чем на теоретической динамограмме, это связано с влиянием сил граничного и гидродинамического трения штанговой колонны о НКТ (наклон оси скважины к вертикали достигает 29°). В целом данная скважина подходит для корректировки режима.

#### Корректировка технологического режима по скважинам-кандидатам для ОПИ

Следующим этапом был расчет технологического режима по скважинам и выбор скважин-кандидатов для опытно-промысловых испытаний (ОПИ). На первом этапе были выбраны скважины (табл. 2), которые имеют потенциал по увеличению дебита путем увеличения скорости откачки, снижения давления на приеме и забойного. Для увеличения скорости откачки регулировалось число качаний  $n$  как наиболее удобный для корректировки промысловый параметр. При оптимизации режима увеличение числа качаний задавалось небольшим (возможно увеличение

$\Delta n$  на минимальное число с переходом на следующий по типоразмеру шкив), чтобы обеспечить запас по прочности насосного оборудования, поскольку скважины являются наклонно направленными, и при увеличении числа качаний могут значительно возрастать сопротивления движению штанг, особенно при ходе штанг вниз.

Фактические данные до корректировки (давление на приеме, забойное давление, дебит жидкости) представлены в таблице 1.

Из скважин-кандидатов по таблице 2 проведен прогнозный расчет динамограмм до и после корректировки технологического режима на примере скважины № 1567 (рис. 17), выполнен учет граничного трения, что позволило приблизить теоретическую динамограмму к фактической при ходе вниз, нагрузки при ходе вверх также возросли. Видно, что после корректировки режима и увеличения числа качаний с 3,3 до 4,3 нагрузки растут, приведенные напряжения возрастают до 70 МПа, но находятся в допустимых пределах. Задержка открытия всасывающего клапана (судя по фактической линии нагрузки штанг, отличающейся от теоретической)

Табл. 2. Результат корректировки числа качаний  
Tab. 2. The result of adjusting the number of strokes

№ скв.	До корректировки		После корректировки (прогноз)			
	S×n	S×n	Давление на приеме, МПа	Забойное давление, МПа	Дебит жидкости, м <sup>3</sup> /сут	Увеличение дебита по нефти ΔQ <sub>н</sub> , т/сут
1567	3 м×3,3 мин <sup>-1</sup>	3 м×4,3 мин <sup>-1</sup>	8,04	8,76	17	1,0
1412	3 м×4,3 мин <sup>-1</sup>	3 м×5 мин <sup>-1</sup>	4,9	6,32	29	0,1
1572	2,1 м×5,3 мин <sup>-1</sup>	2,1 м×6 мин <sup>-1</sup>	4,16	5,27	17,6	0,9
9860	3 м×3 мин <sup>-1</sup>	3 м×3,7 мин <sup>-1</sup>	3,93	4,18	19,7	1,8
1587	2,1 м×4,5 мин <sup>-1</sup> (1 001 м)	2,1 м×5,3 мин <sup>-1</sup> (920 м)	24,9	58,5	25,9	0,2

может привести к снижению потенциально достигаемого (прогнозного) дебита.

#### Итоги

Проведенный анализ позволил определить список скважин-кандидатов для оптимизации режима работы штангового насоса. Корректировка параметров позволяет увеличить дебит насосной установки. Кроме того, в качестве рекомендаций по оптимизации можно отметить снижение глубины спуска насоса для скважины № 3823 (с 1 094 до 1 000 м) и скважины № 3484 (с 1 199 до 1 100 м). Скважины № № 3486, 1587, 9881 и 1615 характеризуются большими приведенными напряжениями по сравнению с выбранными, и в них корректировка режима включает одновременно снижение глубины спуска насоса и увеличение скорости откачки, чтобы достичь увеличения дебита при сохранении безопасных нагрузок. Так, на примере одной из таких скважин (№ 1587 Дачного месторождения) увеличение числа качаний с 4,5 до 5,3 при

одновременном снижении глубины спуска насоса с 1 000 до 920 м (табл. 2) позволяет увеличить дебит скважины по жидкости (на 3,9 м<sup>3</sup>/сут) и нефти (на 0,2 т/сут) при сохранении практически того же уровня напряжений в штангах (рис. 18).

#### Выводы

- Выполнен расчет оптимальных технологических параметров для скважин, обеспечивающих эффективный режим откачки. Разработан инженерный калькулятор для проведения таких работ.
- Метод расчета оптимальных технологических параметров скважин позволяет технологической группе увеличивать дебит насосных установок не только в условиях принудительной откачки газа из затрубного пространства скважины, но и при стандартных способах эксплуатации УСШН.
- Наложение теоретической и прогнозной динамограммы на фактическую

динамограмму показывает изменение характера линий динамограммы.

#### Литература

1. Исаев А.А. Внедрение интеллектуальной установки для вакуумирования типа КОГС // Нефть. Газ. Новации. 2018. № 12. С. 63–67.
2. Исаев А.А., Тахаутдинов Р.Ш., Малыхин В.И., Шарифуллин А.А. Эффективная система добычи нефти // Нефтепромысловое дело. 2018. № 11. С. 49–54.
3. Исаев А.А., Малыхин В.И., Шарифуллин А.А. Улучшение экологической безопасности на устье добывающих скважин // Нефть. Газ. Новации. 2019. № 4. С. 64–69.
4. Исаев А.А., Тахаутдинов Р.Ш., Малыхин В.И., Шарифуллин А.А. Разработка автоматизированного комплекса по отбору газа из скважин // Нефть. Газ. Новации. 2017. № 12. С. 65–72.
5. Мищенко И.Т. Расчеты в добыче нефти. Москва: Недра, 1989. 244 с.

## ENGLISH

### Results

The analysis helped to determine the list of candidate wells for optimizing the sucker rod pump operation mode. By adjusting the parameters, it is possible to increase the flow rate of a pumping unit. Furthermore, the recommendations for optimization include decreasing the pump run depth for the well № 3823 (from 1 094 to 1 000 m) and the well № 3484 (from 1 199 to 1 100 m). The wells № 3486, 1587, 9881 and 1615 are featured with high reduced stresses compared to the selected wells, and adjusting the operation mode in these wells includes reducing the pump run depth and increasing the pumping rate at the same time to achieve increased flow rates while maintaining safe loads. This way, as exemplified by one of such wells (№ 1587 of the Dachnoye oilfield), increasing the number of strokes from 4,5 to 5,3 combined with a simultaneous decreasing the depth of pump running from 1 000 to 920 m (tab. 2) makes it possible to improve the well flow rate in terms of liquid

(by 3,9 m<sup>3</sup>/day) and oil (by 0,2 t/day) while maintaining practically the same level of stresses in the rods (fig. 18)

### Conclusions

- The optimal process parameters for wells have been estimated to ensure an efficient pumping mode. An engineering calculator has been developed to carry out such operations.
- The method of calculating optimal process parameters of wells makes it possible for the engineering team to increase the flow rate of pumping units both under the conditions of forced evacuation of gas from the wellbore annulus and at conventional methods of operation of sucker-rod pumping units.
- Overlaying the theoretical and predicted dynamometer card on the actual dynamometer card reveals a change in the pattern of the load curves.

### References

1. Isaev A. A. Implementation of kogs type intelligent unit for oil well evacuation. Neft. Gas. Novacii, 2018, issue 12, P. 63–67. (In Russ).
2. Isaev A.A., Takhautdinov R.Sh., Malykhin V.I., Sharifullin A.A. Efficient system of oil production. Oilfield Engineering, 2018, issue 11., P. 49–54. (In Russ).
3. Isaev A.A., Malykhin V.I., Sharifullin A.A. Environmental safety improvement at the production wellhead. Neft. Gas. Novacii, 2019, issue 4, P. 64–69. (In Russ).
4. Isaev A.A., Takhautdinov R.Sh., Malykhin V.I., Sharifullin A.A. Development of the automated system for gas extraction from wells. Neft. Gas. Novacii, 2017, issue 12, P. 65–72. (In Russ).
5. Mishchenko I.T. Calculations in oil production. Moscow: Nedra, 1989, 244 p. (In Russ).

## ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ | INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

**Исаев Анатолий Андреевич**, к.т.н., главный специалист по инновационной деятельности ООО УК «Шешмаойл», Альметьевск, Россия  
Для контактов: [isaeff-oil@yandex.ru](mailto:isaeff-oil@yandex.ru)

**Isaev Anatoliy Andreevich**, ph.d. in engineering sciences, chief specialist for innovation activities, “Sheshmaoil Management company” LLC, Almet'yevsk, Russia  
Corresponding author: [isaeff-oil@yandex.ru](mailto:isaeff-oil@yandex.ru)

**Тахаутдинов Рустем Шафагатович**, генеральный директор ООО УК «Шешмаойл», Альметьевск, Россия

**Takhautdinov Rustem Shafagatovich**, general director, “Sheshmaoil Management company” LLC, Almet'yevsk, Russia

**Шарифуллин Алмаз Амирзянович**, к.т.н., начальник отдела инноваций и экспертизы ООО УК «Шешмаойл», Альметьевск, Россия

**Sharifullin Almaz Amirzyanovich**, ph.d. in engineering sciences, head of department for innovations and examination, “Sheshmaoil Management company” LLC, Almet'yevsk, Russia

**Молчанова Вероника Александровна**, к.т.н., доцент кафедры «Машины и оборудование нефтегазовых промыслов», УГНТУ, Уфа, Россия

**Molchanova Veronika Aleksandrovna**, ph.d. in engineering sciences, Assistant Professor of Oil and Gas Field Machinery and Equipment Department, USPTU, Ufa, Russia