

УДК 622.276.7

МРНТИ 52.47.19

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108608>

Получена: 20.09.2022.

Одобрена: 08.12.2022.

Опубликована: 30.03.2023.

## Оригинальное исследование

### Использование программного обеспечения для увеличения межремонтного периода на примере скважин часто ремонтируемого фонда ПУ «Жетыбаймунайгаз»

**Ж.С. Канбаева, С. Сейтмаганбетов**

*Филиал ТОО «КМГ Инжиниринг» «КазНИПИмунайгаз», г. Актау, Казахстан*

#### АННОТАЦИЯ

**Обоснование.** Эксплуатация месторождений на поздней стадии разработки требует применения эффективных методов повышения межремонтного периода добывающего фонда в целях снижения затрат на ремонтно-профилактические работы.

**Цель.** Целью данной работы послужило выявление основных причин отказа глубинно-насосного оборудования и выбор пути решения с применением информационных технологий.

**Материалы и методы.** Механическое воздействие между муфтой и телом насосной штанги с внутренней стенки насосно-компрессорной трубы во время возвратно-поступательных движений приводит к истиранию внутренней полости трубы. Для минимизации контакта штанги с трубой необходим качественный подбор компоновки штанг с дальнейшим спуском насосных штанг с центратором. Программное обеспечение является отличным инструментом для моделирования установок штанговых глубинных насосов и оптимизации компоновок текущих систем.

**Результаты.** Анализ профилей скважин показал возможность прогнозирования отказов подземного оборудования и их последствий. Эффективность спуска компоновки подземного оборудования, рассчитанная в программном обеспечении «RodStar», показала снижение количества ремонтов с 66 до 31 ед. и увеличение средней наработки с 52 до 114 сут. Количество отказов по причине негерметичности насосно-компрессорных труб уменьшилось с 25 до 10 ед., количество обрывов штанг – с 24 до 6 ед.

**Заключение.** Подводя итоги анализа применения программных продуктов для подбора глубинно-насосного оборудования при эксплуатации механизированного фонда скважин на нефтегазовых месторождениях, нужно отметить актуальность и своевременность создания корпоративной базы данных и использование современных инструментов. Эффективность применения программного обеспечения и модуля подтверждена положительными результатами – повышением наработки на отказ и увеличением межремонтного периода добывающих скважин.

**Ключевые слова:** программное обеспечение RodStar, наработка на отказ, межремонтный период скважины, негерметичность, насосно-компрессорные трубы, обрыв, насосные штанги, модуль, подбор, глубинно-насосное оборудование, АВАІ.

#### Как цитировать:

Канбаева Ж.С., Сейтмаганбетов С. Использование программного обеспечения для увеличения межремонтного периода на примере скважин часто ремонтируемого фонда ПУ «Жетыбаймунайгаз» // *Вестник нефтегазовой отрасли Казахстана*. 2023. Том 5, №1. С. 74–93. DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108608>.

UDC 622.276.7

CSCSTI 52.47.19

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108608>

Received: 20.09.2022.

Accepted: 08.12.2022.

Published: 30.03.2023.

## Original article

# The use of software to increase the TBO on the example of the wells of the frequently repaired fund of the "Zhetybaimunaygas" PM

Zhanat S. Kanbayeva, Sabit Seitmaganbetov

KazNIPImunaygas, Aktau, Kazakhstan

### ABSTRACT

**Background:** The operation of fields at a late stage of development requires the use of more efficient methods for increasing the TBO of the producing field in order to reduce the high costs of maintenance and repair works of production well stock.

**Aim:** Analysis of a well operation in a frequently repaired field (FRF), identification of the main causes of failure of downhole pumping equipment (DPE) and a way to solve problems using information technology.

**Materials and methods:** An important indicator of improving the reliability of the production facilities is the time between overhauls of wells (the TBO). One of the most significant complications during the well operations at the fields is the abrasion of the internal cavity of the tubing by pumping rods (the PR). Abrasion occurs due to mechanical action between the sleeve joint and the body of the rod from the inner wall of the tubing during reciprocating movements.

In order to minimize the contact of the rod with the tubing, a high-quality selection of the rod layout is required with further lowering of the pump rods with a centralizer. The software is an excellent tool for modeling sucker-rod pumping units (SRP), as well as for optimizing layouts of current SRP systems.

**Results:** According to the well profiles analysis, it is possible to predict failures and the consequences of failures of underground equipment. The efficiency of lowering the layout of underground equipment, calculated in the RodStar software, the number of repairs decreased from 66 to 31 units, and the average operating time increased from 52 to 114 days. It is important to note that failures due to leaky tubing decreased from 25 to 10 units, and the number of parted rods – from 24 to 6 units.

**Conclusion:** Summing up the analysis of the use of software products for the selection of downhole pumping equipment in the operation of mechanized well stock in oil and gas fields, the relevance and timeliness of creating a corporate database and the use of modern tools should be noted. The effectiveness of the software and the module application are certainly confirmed by the positive results i.e. an increase in TBF and TBO of the production wells of "Zhetybaymunaigaz" PD.

**Keywords:** "RodStar" software, time between failures, TBO, well repair period, tubing tightness, rod break, pump design selection module in ABAI.

### To cite this article:

Kanbayeva ZS, Seitmaganbetov S. The use of software to increase the TBO on the example of the wells of the frequently repaired fund of the "Zhetybaimunaygas" PM. *Kazakhstan journal for oil & gas industry*. 2023;5(1):74–93. DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108608>.

ӨЖ 622.276.7

ҒТАХР 52.47.19

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108608>

Қабылданды: 20.09.2022.

Мақұлданды: 08.12.2022.

Жарияланды: 30.03.2023.

## Түпнұсқа зерттеу

### «Жетібаймұнайгаз» ӨБ жиі жөнделетін қор ұңғымдарының мысалында жөндеуаралық кезеңді ұлғайту үшін бағдарламалық жасақтаманы қолдану

**Ж.С. Қанбаева, С.С. Сейтмағанбетов**

*«ҚМГ Инжиниринг» ЖШС «ҚазҒЗЖИмұнайгаз» Филиалы, Ақтау қаласы, Қазақстан*

#### АННОТАЦИЯ

**Негіздеу.** Игерудің соңғы сатысында кен орындарын пайдалану өндіруші ұңғымалардың жөндеу-профилактикалық жұмыстары шығындарын азайту мақсатында өндіруші қордың жөндеу аралық кезеңін арттырудың неғұрлым тиімді әдістерін қолдануды талап етеді.

**Мақсат.** Бұл жұмыстың мақсаты тереңдік-сорғы жабдықтарының істен шығуының негізгі себептерін анықтау және ақпараттық технологияларды қолдана отырып шешім қабылдау жолын таңдау болды.

**Материалдар мен тәсілдер.** Жалғастырғыш пен сорғы штангасының денесі арасындағы механикалық әсер сорғы-компрессорлық құбырдың ішкі қабырғасынан кері қозғалыс кезінде құбырдың ішкі қуысының тозуына әкеледі. Штанганың құбырмен байланысын азайту үшін сорғы штангаларын орталықтандырғышпен одан әрі түсіре отырып, штангалардың орналасуын сапалы таңдау қажет. Бағдарламалық жасақтама тереңдік сорғыларының қондырғыларын модельдеуге және ағымдағы жүйелердің орналасуын оңтайландыруға арналған тамаша құрал болып табылады.

**Нәтижелер.** Ұңғымалардың профильдерін талдау жер асты жабдықтарының істен шығуын және олардың салдарын болжау мүмкіндігін көрсетті. "RodStar" бағдарламалық жасақтамада есептелген жерасты жабдығының орналасуын түсіру тиімділігі жөндеу санының 66 бірліктен 31 бірлікке дейін төмендегенін және орташа жұмыс істеудің 52 тәуліктен 114 тәулікке дейін ұлғайғанын көрсетті. Сорғы-компрессорлық құбырлардың ағып кетуіне байланысты істен шығу саны 25 бірліктен 10 бірлікке дейін, штангалардың үзілу саны 24 бірліктен 6 бірлікке дейін азайды.

**Қорытынды.** Мұнай-газ кен орындарында ұңғымалардың механикаландырылған қорын пайдалану кезінде тереңдік-сорғы жабдықтарын таңдау үшін бағдарламалық өнімдерді қолдануды талдауды қорытындылай келе, корпоративтік деректер базасын құрудың өзектілігі мен уақтылығын және қазіргі заманғы құралдарды пайдалануды атап өткен жөн. Бағдарламалық жасақтама мен модульді қолданудың тиімділігі оң нәтижелермен расталды – істен шығудың жоғарылауы және өндіруші ұңғымалардың жөндеуаралық кезеңінің артуы.

**Негізгі сөздер:** *RodStar бағдарламалық жасақтама, істен шығуға атқарым, ұңғыманың жөндеуаралық кезеңі, герметикалық емес, сорғы-компрессорлық құбырлар, үзілу, сорғы штангалары, модуль, таңдау, тереңдік-сорғы жабдықтары, ABAI.*

#### Дәйексөз келтіру үшін:

Қанбаева Ж.С., Сейтмағанбетов С. «Жетібаймұнайгаз» ӨБ жиі жөнелетін қор ұңғымдарының мысалында жөндеуаралық кезеңді ұлғайту үшін бағдарламалық құралды қолдану // *Қазақстанның мұнай-газ саласының хабаршысы*. 2023. 5 том, №1, 74–93 б.

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108608>

## Введение

Главной целью практически любого геолого-технического мероприятия (далее – ГТМ) является достижение максимальной прибыли при минимальных затратах. Снижение потерь в добыче нефти и сокращение затрат на ремонтно-восстановительные работы за счёт увеличения наработки оборудования на отказ являются наиболее эффективными методами сокращения себестоимости производства. Нарботка на отказ и увеличение межремонтного периода прямо или косвенно отражают эксплуатационные показатели работы глубинно-насосного оборудования (далее – ГНО): показатели производительности, экономичности, рентабельности и т.д.

Важным показателем повышения надёжности работы добычного комплекса является межремонтный период работы скважин (далее – МРП). На месторождениях производственного управления «Жетыбаймунайгаз» (далее – ПУ «ЖМГ») добывающие скважины в основном эксплуатируются механизированным способом – установками плунжерных штанговых насосов (далее – УПШН).

На текущий период увеличение МРП скважин является одной из основных задач в решении проблем при эксплуатации месторождений ПУ «ЖМГ». Эксплуатация месторождений на поздней стадии разработки требует применения более эффективных методов повышения МРП добывающего фонда для снижения больших затрат на ремонтно-профилактические работы добывающих скважин.

На месторождениях одним из наиболее значимых осложнений при эксплуатации скважин является истирание насосными штангами (далее – НШ) внутренней полости насосно-компрессорной трубы (далее – НКТ). Истирание происходит за счёт механического воздействия между муфтой и телом штанги с внутренней стенки НКТ во время возвратно-поступательных движений.

Для минимизации контакта штанги с насосно-компрессорной трубой рекомендуется качественный подбор компоновки штанг с дальнейшим спуском насосных штанг с центратором [1].

## Основные причины отказа на 10 скважинах

За скользящий год по 10 скважинам было 64 отказа без ГТМ, из них 25 отказов по негерметичности НКТ (38%), 24 отказа

по обрыву насосных штанг (36%) и 11 отказов по причине пропуска либо износа насоса (17%) [2]. Ниже в табл. 1 представлены основные параметры 10 скважин за скользящий год на момент первого пуска по каждой скважине.

Большинство отказов 10 скважин (74%) происходит по причине негерметичности НКТ и обрыва насосных штанг, основными причинами которых являются протирание подземного оборудования из-за кривизны ствола скважины и компрессионные нагрузки.

Одним из методов устранения протирания является установка центраторов в той части колонны, в которой наблюдается наиболее интенсивное искривление. Иногда количество устанавливаемых центраторов достигает нескольких десятков. В таких случаях главную роль играют степень и интервал кривизны, нагрузка на штанги, диаметр спущенных труб и ряд других факторов.

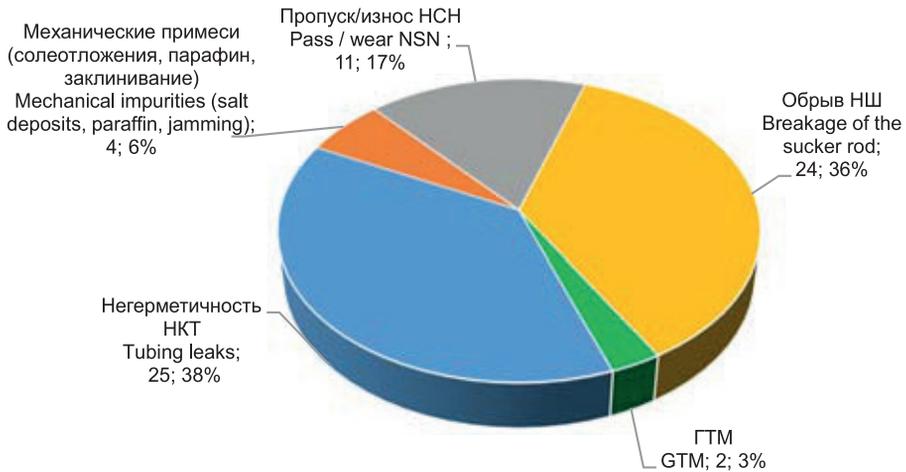
RodStar является программным обеспечением (далее – ПО) для моделирования установок штанговых глубинных насосов (далее – ШГН), а также для оптимизации компоновок текущих систем ШГН. С RodStar можно проектировать установки новых ШГН или вносить изменения в существующие. Эту программу можно использовать для сравнения насосных агрегатов, скоростей откачки, размеров плунжера, насосных штанг, типов двигателей и т.д., а также оценки влияния заполнения насоса, уровня жидкости или дисбаланса насосного агрегата. Кроме того, ПО позволяет детально оценить и подобрать наиболее критичный компонент установки – колонну штанг, определить нагрузку на конце колонны штанг, а также рассчитать контактные нагрузки между колонной штанг и НКТ для выбора программы центраторов.

Существуют два режима: режим отклонения, предназначенный преимущественно для установки плунжерного штангового глубинного насоса (далее – УПШГН) с наклонными скважинами, и вертикальный режим, предназначенный, соответственно, для вертикальных скважин (от небольшого до нулевого отклонения). Используя мощные «экспертные» знания ПО, можно сэкономить время и прийти к лучшим решениям. Это позволяет оптимизировать дизайн колонны штанг, а также определить число качаний насоса в минуту

Таблица 1. Основные параметры скважин на момент пуска  
Table 1. Main parameters of wells at the time of start-up

№ ЦДНГ / OGPD	ГУ GI	№ скв. / Well No.	Фактические параметры до ОПИ (за скважидный год на момент пуска скважин) Actual parameters before field trials (LTM of the well start-up time)						Кол-во ПРС без ГТМ, ед. UWR without GTM	Отра-ботан-ное время, сут Hours worked, days	МРП, сут ТВО, days	Первый подход ПРС по компоновке RODSTAR / The first approach of UWR on the layout of RODSTAR	Соблю-дение компоновки (глубина спуска, диаметр насоса, компоновка НШ) Compliance with the layout of pump rods with centralizers	Соблю-дение компоновки по НШ с рами Compliance with the layout of pump rods with centralizers
			Количество отказов по причинам: Number of failures due to											
			негерметич-ность НКТ tubing leaks	заклинива-ние из-за механической примесей (солеотложе-ния, парафин, песок, и др.) locking due to mechanical impurities (salt deposits, paraffin, sand, etc.)	пропуск/ износ НСН capacity / depre- ciation of the tubing pump	обрыв НШ breakage of the sucker rod	отво-рот НШ turn- away of the pump rod	ГТМ inter-ven- tions	Кол-во ПРС, ВСЕГО, ед. UWR, TOTAL	Кол-во ботан-ное время, сут Hours worked, days	начало ремонта end of repair	Соблю-дение компоновки (глубина спуска, диаметр насоса, компоновка НШ) Compliance with the layout of pump rods with centralizers	Соблю-дение компоновки по НШ с рами Compliance with the layout of pump rods with centralizers	
1	1	18	3		3	2			8	8	04.12.19	да	да	
2	1	11	4		3	2			9	9	12.12.19	да	да	
3	2	28	5						7	7	05.12.19	да	да	
4	2	19	3	2	1	3	1	1	8	7	18.11.19	да	да	
5	1	21	4		2	5			11	11	10.12.19	да	да	
6	1	25	1	1	2	1			5	5	29.01.20	да	да	
7	1	13	0			4			4	4	20.02.20	да	да	
8	2	1	2			2			4	4	05.03.20	да	да	
9	2	9	3			3			6	6	02.04.20	да	да	
10	1	8		1		2	1	1	4	3	19.04.20	да	нет	
ВСЕГО TOTAL			25	4	11	24	0	2	66	64				

ЦДНГ / OGPD – цех добычи нефти и газа / oil and gas production division  
 ГУ / GI – групповая установка / group installation  
 ОПИ – опытно-промысловые испытания / field trials  
 НСН / TP – насос скважинный неуставной / tubing pump  
 ПРС / UWR – подземный ремонт скважин / underground well repair



**Рисунок 1. Основные причины отказа оборудования 10 скважин**  
**Figure 1. Main causes of equipment failure among 10 wells**

и размер плунжера, необходимые для ожидаемых значений по добыче нефти [2].

Данное программное обеспечение может смоделировать любую насосную установку и точно определить её производительность. Для указанной системы программа прогнозирует динамограммы, снятые на поверхности и в скважине. Программа рекомендует необходимый размер насосного оборудования, рассчитывает ожидаемый дебит, число качаний в минуту, размер плунжера и дизайн колонны штанг.

Наклонная версия RodStar также позволяет вводить данные о замерах по отклонению скважины и рассчитывать контактную нагрузку, темп набора кривизны и выдаёт рекомендации по расположению центраторов и т.д.

После запуска созданного проекта RodStar оценивает дизайн УПШГН. Исходя из нагрузки на поверхность, нагрузки на колонну штанг и производительности насоса указывает, какие секции могут нуждаться в улучшении.

RodStar обладает множеством расширенных функций, которые позволяют точно прогнозировать производительность системы для любой УПШГН. С помощью этой программы можно моделировать скважины любой глубины, включая очень глубокие или неглубокие, влияние изменения скорости двигателя и инерции насосного оборудования, а также точно рассчитать потребление электроэнергии.

Благодаря всем этим функциям ПО практически не имеет ограничений и является одной из продвинутых и простых в использовании других подобных программ.

Инклинометрия скважин влияет на контактные силы между колонной НКТ и колонной штанг. Ниже на рис. 2 представлены профили скважин, полученные в ПО RodStar на основе инклинометрии скважин.

По профилям 10 скважин имеется возможность прогнозирования отказов и последствий, с которыми можно столкнуться, а именно:

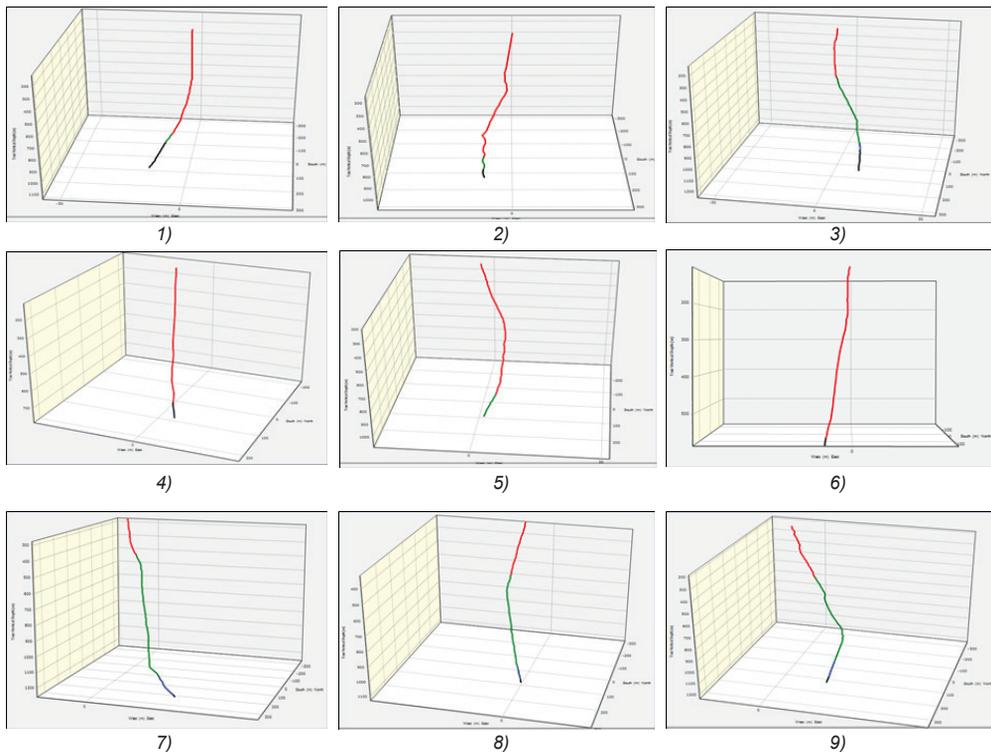
- наличие сжимающих нагрузок (зависания) колонны штанг;
- анализ инклинометрии показывает наличие значительных контактных нагрузок (трения колонны штанг и НКТ);
- некоторые режимы эксплуатации (число качаний и глубина спуска) показывают значительные нагрузки на станок-качалку и редуктор.

Все эти причины приводят к обрыву штанг, протиранию, негерметичности НКТ.

#### **Анализ текущей компоновки на примере скважины 4839**

Основными причинами отказа скважины 4839 за анализируемый период являются:

- обрыв по муфте на глубине 800 м;
- обрыв штанг из-за протирания на глубине 680 м, 700–740 м;
- негерметичность НКТ;



**Рисунок 2. Профили скважин**  
**Figure 2. Well profiles**

1) 482; 2) 1502; 3) 1515; 4) 2924; 5) 4550; 6) 4761; 7) 4787; 8) 4839; 9) 4854

- заклинивание плунжера.

Опыт эксплуатации УПШГН показывает, что разрушение штанговых колонн обусловлено преимущественно усталостью металла из-за циклических и переменных по величине нагрузок.

При подборе штанговых колонн необходимо руководствоваться следующими требованиями:

1. Колонна должна иметь достаточную усталостную прочность, т.е. приведенные напряжения (стрессовая нагрузка) в любом сечении колонны должны быть меньше предельно допустимых значений напряжений для выбранного материала штанг. Приведенные напряжения между ступенями (равнопрочность ступеней колонны штанг) равны или их разница не превышает 5–10%.

2. Колонна должна иметь минимальный вес.

3. Колонна должна обладать небольшой деформацией (минимальные потери хода плунжера от упругих деформаций) [3, 4].

Фактические интервалы протираний и обрывов НШ совпадают с интервалами, где имеются высокие контактные силы, которые были определены с помощью ПО RodStar (рис. 3).

Указанные недостатки ведут к износу штанг из-за компрессионных или сжимающих нагрузок, большого перепада напряжения в ступенях и приводят:

- к деформации сжатия и кручению колонны штанг,
- дополнительному контакту НКТ и штанг при ходе вниз (так называемое зависание колонны штанг при ходе вниз);
- изменению при ходе плунжера [4].

В табл. 2–3 представлены параметры скважины 4839 и расчет нагрузок для анализа текущей компоновки.

Как видно из табл. 3, приведённое напряжение между ступенями весьма высокое и составляет 24,9%, хотя оно не должно превышать 5–10%.

В табл. 4 представлен полученный расчёт нагрузок на колонне штанг с тяжёлым низом.

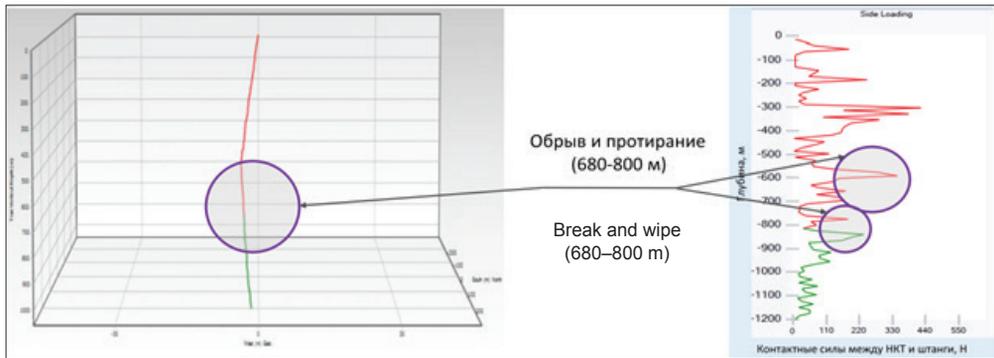


Рисунок 3. Контактные силы на скважине 4839

Figure 3. Contact forces in well 4839

Таблица 2. Параметры скважины 4839

Table 2. Well parameters 4839

Параметры / Parameters	Значения / Value
Дебит по жидкости, м <sup>3</sup> /сут / Liquid flow rate, m <sup>3</sup> /day	26,3
Дебит по нефти, м <sup>3</sup> /сут / Oil flow rate, m <sup>3</sup> /day	7,5
Текущий динамический уровень, м / Current dynamic level, m	401
Число качаний, кач/мин / Pumping speed, pumps/min	5,9
Полезная длина хода, см / Clear distance, cm	256
Максимальные нагрузки на полированном штоке, Н Maximum loads on polished rod, N (1)	48 527
Минимальные нагрузки на полированном штоке, Н Minimum loads on polished rod, N (2)	25 592
Отношение (1)/(2) / Ratio (1)/(2)	0,527
Загруженность станка-качалки, % / Workload	62

Таблица 3. Расчет текущих нагрузок на колонне штанг

Table 3. Calculation of current loads on the stem

Диаметр штанги, мм D, mm	Длина, м Length, m	Стрессовая нагрузка, % Stress load, %	Верхняя максимальная нагрузка, кПа Upper maximum load, kPa	Верхняя минимальная нагрузка, кПа Upper minimum load, kPa	Нижняя минимальная нагрузка, кПа Lower minimum load, kPa
22 С	800	62,4	123 939	67 113	15 350
19 С	400	37,5	61 673	17 497	-3 121

Таблица 4. Расчет нагрузок на колонне штанг с тяжелым низом

Table 4. Calculation of loads on the stem with a heavy bottom

Диаметр штанги, мм D, mm	Длина, м Length, m	Стрессовая нагрузка, % Stress load, %	Верхняя максимальная нагрузка, кПа Upper maximum load, kPa	Верхняя минимальная нагрузка, кПа Upper minimum load, kPa	Нижняя минимальная нагрузка, кПа Lower minimum load, kPa
22 С	405	58,2	116 439	61 825	35 070
19 С	660	57,8	105 127	45 951	3 746
22 С	135	20,8	24 949	-1 703	-2 293

В целях снижения количества отказов на скважине 4839 22.11.2019 г. была подобрана компоновка насосных штанг в ПО RodStar и направлена специалистам АО «Мангистаумунайгаз» для дальней-

шего применения. Эскиз данной компоновки подземного оборудования представлен на рис. 4.

30.11.2019 г. скважина 4839 была запущена после капитального ремонта

с соблюдением компоновки насосных штанг, предоставленной Филиалом ТОО «КМГ Инжиниринг» «КазНИПИмунайгаз».

После запуска скважина отработала без отказа 293 сут и была остановлена на ремонт по причине отложения парафина и солей на НКТ. Если до спуска за календарный год на скважине было проведено 7 ремонтов, то после спуска с соблюдением компоновки был проведен 1 ремонт.

### Анализ эффективности работы 10 скважин

В конце ноября 2019 г. начаты работы по спуску оборудования согласно предложенной компоновке в ПО RodStar. Основным критерием для снижения количества отказов является соблюдение последовательности сборки компоновки. Результаты анализа работы после пуска скважины представлены в табл. 5.

Как видно из данных таблицы, после спуска компоновки, рассчитанной в ПО RodStar, количество ремонтов уменьшилось с 66 до 31 ед., а средняя наработка увеличилась с 52 до 114 сут. Важно отметить, что отказы по причине негерметичности НКТ уменьшились

с 25 до 10 ед., а количество обрывов штанг с 24 до 6 ед.

В табл. 6 представлен зеркальный анализ по скважинам (соблюдение выданных компоновок по 10 скважинам), где наглядно показано, что все рекомендации были выполнены.

### Функционал по технологии добычи. Модуль подбор ГНО

Наряду с применением ПО RodStar, на текущий момент продолжается разработка функционала по технологии добычи в Информационной системе АВАИ.

«Подбор ГНО» является программным модулем, позволяющим повысить эффективность рекомендаций при выборе способа эксплуатации и подборе ГНО. Данный модуль на основе автоматической агрегации входных параметров из существующих баз данных позволяет произвести оценку потенциала действующих и новых (из бурения) скважин и на основе технико-экономических критериев выдавать рекомендации по выбору способа эксплуатации. За счёт оптимального расчёта дизайна скоростной и качественный подбор ГНО позволяет снизить частоту отказов ГНО и количество ПРС.

Таблица 5. Сравнительный анализ до и после спуска компоновки за календарный год  
Table 5. Comparative analysis before and after launching the layout for the calendar year

Виды отказов Failure modes	До начала ОПИ Before the start of field trials	До начала ОПИ Before the start of field trials	Отклонение Deviation
Негерметичность НКТ / Tubing leakage	25	10	-15
Механические примеси/заклинивание / Mechanical impurities / jamming	5	5	0
Обрыв штанг / Parted rods	24	6	-18
Отворот штанг / Rods turnaway	0	1	1
Пропуск/износ насоса / Pump capacity/ depreciation	11	7	-4
ГТМ / interventions	1	2	1
ВСЕГО отказов / TOTAL failures	66	31	-35
Средняя наработка на отказ / Average time to failure	52	114	61

По итогам совместной работы специалистов АО «Мангистаумунайгаз» и ТОО «КМГ Инжиниринг» в 4 кв. 2021 г. модуль введен в промышленную эксплуатацию в АО «Мангистаумунайгаз» на месторождении Жетыбай.

В процессе совместной работы были проведены работы по следующим направлениям:

1. Подбор ШГН и составление рекомендаций на отказавших скважинах часто ремонтируемого фонда (далее – ЧРФ) месторождения Жетыбай.

2. Анализ соблюдения технологии спуска ШГН на скважинах [5].

3. Сравнительный анализ спущенных компоновок [6].

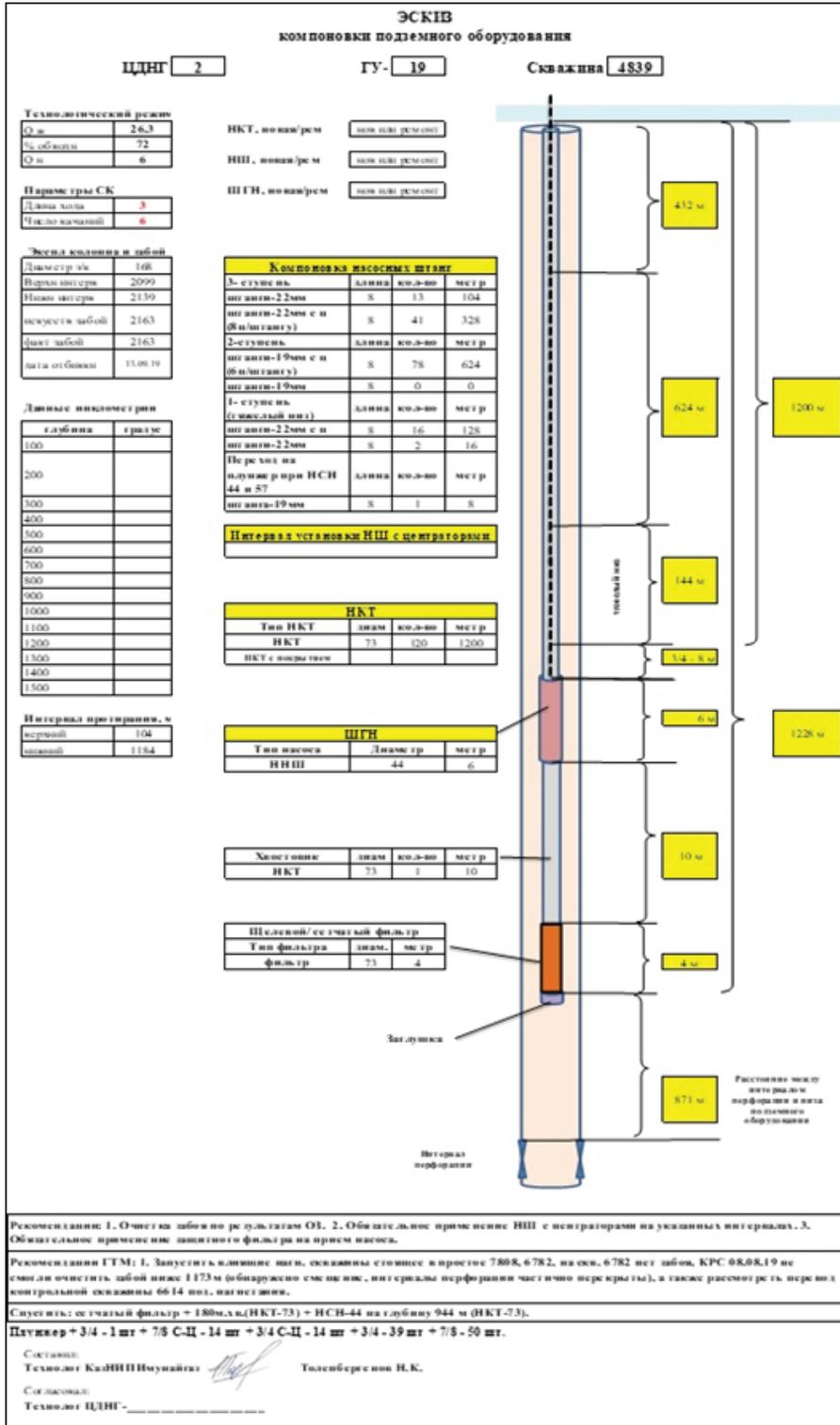


Рисунок 4. Эскиз подземного оборудования скважины 4839  
Figure 4. Scheme of underground equipment for well 4839

4. В рамках доработок по запросу ключевых пользователей разработан и внедрён дополнительный функционал по компоновке штанг и центраторов [7, 8].

#### **Сопровождение работ по промышленному использованию модуля**

#### **Анализ рекомендаций по изменению компоновки**

Подбор ШГН и рекомендации в соответствии с расчетами в модуле выполнены для 21 скважины ЧРФ [9].

Подбор каждой компоновки сопровождался анализом эксплуатации скважины, составлением карточки, содержащей графическую и табличную информацию по гидродинамическим исследованиям, параметрам работы, истории отказов и др., составлением рекомендаций по дальнейшей эксплуатации, составлением отчёта по подбору ГНО [9].

В компоновке ГНО и направленных рекомендациях содержатся следующие изменения: диаметра ШГН, числа качаний, длины хода, конструкции колонны штанг, глубины спуска, установки газопесочных якорей, отборов скважины.

Вся информация вводилась в оптимизированной единой форме для контроля и анализа выполняемых работ по подбору ШГН. После выполнения основной части подбора компоновки, помимо создания отчёта, есть возможность в ручном и автоматизированном режиме управлять компоновкой штанг и центраторов.

Реализованные алгоритмы модуля «Подбор ГНО» позволяют:

- учесть превышения стола ротора над устьем;
- выбрать интервалы рекомендуемой и обязательной установки в целом и интервально;
- задать конструкцию нижней штанги компоновки;
- установить исторические интервалы истираний колонны НКТ и штанг;
- рассчитывать запас по установке штанг с центраторами выше и ниже проектных интервалов, исходя из точности глубины спуска и длины хода колонны штанг;
- объединять интервалы установки центраторов во избежание слишком сложных компоновок;

– автоматически пересчитывать количество штанг по диаметрам с центраторами и без для текущей компоновки, что позволяет находить оптимум при ограничении количества штанг с центраторами в наличии;

– выводить в отчете компоновку штанг с центраторами в виде готового плана работ на спуск и в табличном виде.

#### **Анализ соблюдения технологии спуска ШГН**

Для проведения анализа соблюдения технологии спуска ШГН была разработана форма проверки и учёта результатов. Пункты проверки исходят из основных нарушений технологии спуска, которые могут вызывать ранний отказ (рис. 6). В акте проверки состояния спускаемого ГНО указаны возможные обстоятельства отказа, не зависящие от выполненных расчётов в модуле. Поскольку при спуске ШГН не всегда соблюдается технология, основные области для оптимизации – это смазка резьбовых соединений, шаблонирование, замер НКТ, спуск кондиционного оборудования, ведение учёта спущенного и поднятого ГНО.

#### **Анализ соответствия спущенной компоновки представленным рекомендациям**

Спуск ШГН на основе расчётов в модуле выполнен на 19 скважинах [10].

Длины хода и числа качаний на 5 скважинах менялись уже после запуска, в ходе вывода скважины на режим, на 8 скважинах число качаний превышает расчётное, на 6 скважинах в связи с этим происходит превышение расчётного дебита.

На 3 скважинах отклонения от рекомендованной компоновки штанг (расчет исходил из условия равнопрочности секций). На 3 скважинах произошел преждевременный отказ. Истирания (отсутствие центраторов в указанном интервале), обрыв штанг (несоблюдение рекомендуемого режима, снижение притока, превышение допустимых нагрузок), механические примеси (засорение клапанов и цилиндра насоса механическими примесями).

По скважинам составлены рекомендации и направлены в ПУ «ЖМГ» для учета в дальнейшей эксплуатации.

Таблица 6. Зеркальный анализ по 10 скважинам / Table 6. Mirror analysis for 10 wells

№	ШДНГ OGPD GI	№ сква Well No.	Дата пуска Start date	Параметры скважин Well parameters						Причины отказов ПО Reasons for software failures						Статус Mode			
				период period	кален- дар- ные дни calen- dar days	дни прос- тов down- time days	отрабо- таные дни worked days	кол-во ПРС, ед. UWR	кол-во учета ГТМ) UWR (exclu- ding inter- ventions)	СНО (без учета ГТМ) ATF (exclu- ding inter- ventions)	СНО ATF	пропуск/ износ ШП pump capacity/ depre- ciation	негер- метич- ность НКТ tubing leaks	обрыв штанги parted rods	отворот штанги rods turn- away		отложение механических примесей, солесотложения mechanical impurities, salt deposits	закли- нива- ние jam- ming	ГТМ inter- ven- tions
1	1	18	06.12. 2019	до спуска before the running	365	20	345	8	8	43	43	3	3	2				8	в работе in process
					после спуска after the running	365	40	325	5	4	81	65				2			2
2	1	11	14.12. 2019	отклонение deviation	0	20	-20	-3	-4	38	22	-3	-1	-2	0	0	0	-3	в работе in process
					до спуска before the descent	365	25	340	9	9	38	38	3	4	2				
3	2	28	09.12. 2019	после спуска after the descent	365	23	342	4	4	86	86	3		1				4	в работе in process
					отклонение deviation	0	-2	2	-5	-5	48	48	0	-4	-1	0	0	0	0
4	2	19	30.11. 2019	до спуска before the descent	365	21	344	7	7	49	49	0	5					7	в работе in process
					после спуска after the descent	365	8	357	4	4	89	89	0	1	1	0	0	0	2
5	1	21	12.12. 2019	отклонение deviation	0	-13	13	-3	-3	40	40	0	-4	1	1	0	0	-3	в работе in process
					до спуска before the descent	365	52	313	8	7	45	39	1	3	3				
6	1	25	01.02. 2020	после спуска after the descent	365	3	362	1	1	362	362	1	1					1	в работе in process
					отклонение deviation	0	-49	49	-7	-6	317	323	-1	-2	-3	0	0	0	0
7	1	21	12.12. 2019	до спуска before the descent	365	25	340	11	11	31	31	2	4	5				11	в работе in process
					после спуска after the descent	365	4	361	2	2	181	181	2						
8	1	25	01.02. 2020	отклонение deviation	0	-21	21	-9	-9	150	150	0	-4	-5	0	0	0	-9	в работе in process
					до спуска before the descent	365	15	350	5	5	70	70	1	1	1				
9	1	25	01.02. 2020	после спуска after the descent	365	21	344	8	8	43	43	1	3	3	1			8	в работе in process
					отклонение deviation	0	6	-6	3	3	-27	-27	0	2	2	1	1	0	0





Таблица 7. Сравнение результатов подбора 7 скважин  
Table 7. Comparison of the results of the selection of 7 wells

№ скв. Well No.	ПО Software	Насос, мм Pump, mm	Ожидаемые параметры Expected parameters		Колонна штанг Stem												Lнас
			число качаний number of pumps	длина хода, см distance, sm	22 мм насоса / pump (type)	Загрузка, % Loading, %	Pmax, кН	Pmin, кН	19 мм 19 mm	Загрузка, % Loading, %	Pmax, кН	Pmin, кН	22 мм 22 mm	Загрузка, % Loading, %	Pmax, кН	Pmin, кН	
4501	Rodstar	57	3,7	3	15,0	21,9	13,7	-1,3	87,0	45,3	33,7	13,9	73,0	45,5	53,6	29,4	1400
	ABAI	44	5,9	3	7,0	25,3	13,5	0,3	85,0	68,2	33,2	11,6	71,0	68,2	51,9	27,1	1300
975	Сравнение Comparison		2,2	0	-8,0	3,4	1,9	76,9	-2,0	22,9	1,6	16,7	-2,0	22,7	3,1	7,8	-100
	Rodstar	57	4,8	3	7,0	30,8	18,7	-2,6	67,0	54,3	33,6	8,4	76,0	55,0	54,5	23,5	1200
1133	ABAI	57	4,8	3	8,0	33,6	17,8	0,1	62,0	71,4	32,3	7,9	80,0	71,3	52,2	25,2	1200
	Сравнение Comparison		0	0	1,0	2,8	4,7	96,2	-5,0	17,1	3,9	5,8	4,0	16,3	4,1	-7,0	0
1241	Rodstar	38	3,9	3	16,0	15,0	9,3	-0,9	84,0	32,6	28,3	14,1	75,0	33,3	48,1	30,5	1400
	ABAI	44	3,9	3	6,0	27,3	11,5	0,2	85,0	68,1	28,3	12,2	84,0	69,3	47,9	30,3	1400
4719	Сравнение Comparison		0	0	-10,0	12,3	-23,4	78,9	1,0	35,5	0,1	13,5	9,0	36,0	0,3	0,6	0
	Rodstar	57	5,8	3	16,0	18,2	11,4	-1,0	85,0	50,0	34,5	12,3	53,0	49,9	50,7	22,4	1232
4741	ABAI	32	5,8	3	6,0	24,1	12,7	0,1	76,0	63,5	30,5	10,1	72,0	64,7	49,4	25,9	1400
	Сравнение Comparison		0	0	-10,0	5,9	-11,1	89,6	-9,0	13,5	11,7	17,7	19,0	14,8	2,5	-15,7	168
5466	Rodstar	57	3,7	3	8,0	34,8	21,6	-2,4	56,0	58,3	34,9	7,7	86,0	58,7	58,0	25,7	1200
	ABAI	57	3,7	3	8,0	39,1	20,6	0,1	52,0	73,7	32,5	6,1	90,0	73,5	54,1	26,4	1200
4741	Сравнение Comparison		0	0	0,0	4,3	4,8	95,8	-4,0	15,4	7,0	20,6	4,0	14,8	6,7	-2,9	0
	Rodstar	57	3	3	7,0	24,7	15,2	-1,7	23,0	36,9	21,2	3,1	81,0	37,4	42,2	20,6	888
5466	ABAI	32	3	3	8,0	43,0	9,0	0,1	30,0	73,7	25,1	3,9	74,0	73,7	42,7	20,4	1000
	Сравнение Comparison		0	0	1,0	18,3	100,0	94,2	7,0	36,8	-18,6	-26,4	-7,0	36,3	-1,3	1,1	112
5466	Rodstar	32	5,1	3	17,0	12,6	7,2	-1,4	127,0	51,4	39,8	18,6	62,0	51,3	57,9	30,9	1648
	ABAI	32	5,1	3	5,0	21,1	9,0	0,2	125,0	74,2	34,2	18,4	77,0	74,0	53,2	35,2	1650
Среднее значение отклонений Average value of deviations			0,0	0,0	-12,0	8,5	-24,6	86,0	-2,0	22,8	14,1	0,8	15,0	22,7	8,1	-13,8	2
			0,3	0,0	-5,4	7,9	7,5	88,2	-2,0	23,4	2,8	7,0	6,0	23,4	3,4	-4,3	26,0

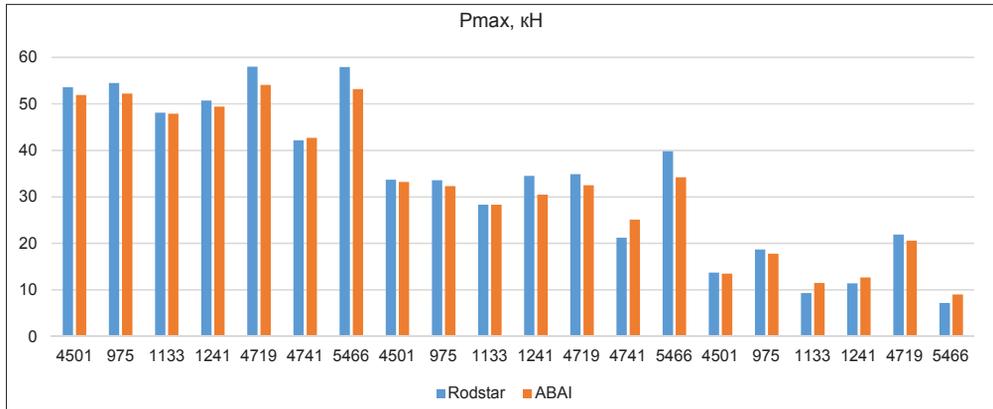
Pmax – максимальное давление / maximum pressure  
Pmin – минимальное давление / minimum pressure  
Lнас – длина насоса / pump length

в сравнении с модулем.

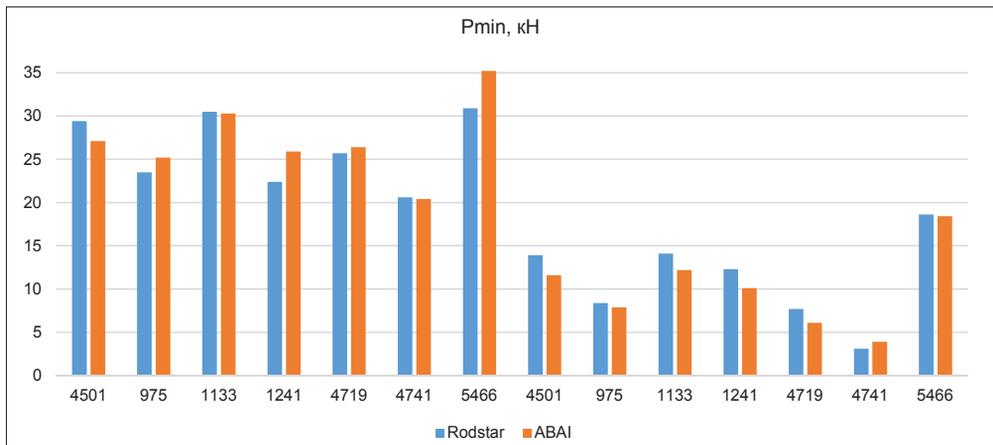
Имеется разница загрузок между секциями, но не критичная. Диапазон – 0,1–1,3% в пределах, рекомендованных 5%. При этом условия по нагрузке (не более 85% от номинала) не нарушаются.

На скважинах до применения расчёта в модуле (фактическая) длина верхней секции была выше, что не соответствовало условию равнопрочности колонны.

Расчет тяжёлого низа представлен в табл. 10.



1)



2)

Рисунок 7. Сравнение нагрузок колонны штанг / Figure 7. Comparison of stem loads  
1) сравнительный анализ / comparative analysis Pmax, кН; 2) сравнительный анализ / comparative analysis Pmin, кН

Таблица 8. Сравнение загрузок колонны штанг 7 скважин между секциями  
Table 8. Comparison of downloads of the stem among 7 wells between sections

№ скв. Well No	ПО Software	Загрузка между секциями, % Loading, %	Соотношение длин между секциями Length ratio between sections
4501	Rodstar	0,2	-8,0
	ABAI	0,0	-8,6
	Разница загрузок ПО	-0,2	-0,6
975	Rodstar	0,7	6,0
	ABAI	-0,1	12,0
	Разница загрузок ПО	-0,8	6,0
1133	Rodstar	0,7	-5,1
	ABAI	1,2	-0,6
	Разница загрузок ПО	0,5	4,6
1241	Rodstar	-0,1	-20,8
	ABAI	1,2	-2,3
	Разница загрузок ПО	1,3	18,5

продолжение таблицы 8  
continuation of Table 8

№ скв. Well No	ПО Software	Загрузка между секциями, %	Соотношение длин между секциями
		Loading, %	Length ratio between sections
4719	Rodstar	0,4	20,0
	ABAI	-0,2	25,3
	Разница загрузок ПО	-0,6	5,3
4741	Rodstar	0,5	52,3
	ABAI	0,0	35,2
	Разница загрузок ПО	-0,5	17,1
5466	Rodstar	-0,1	-31,6
	ABAI	-0,2	-23,3
	Разница загрузок ПО	-0,1	8,3

Таблица 9. Сравнение загрузок колонны штанг 7 скважин по диаметрам насосных штанг  
Table 9. Comparison of downloads of the stem among 7 wells by the diameters of the pump rods

№ скв. Well No	22 мм		19 мм		Тип насоса / Pump type	
	Факт до Fact before	ABAI	Факт до Fact before	ABAI	Факт до Fact before	ABAI
4501	1160	568	240	680	0	56
975	904	640	296	496	0	64
1133	992	672	209	680	0	48
1241	720	576	400	608	0	48
4719	880	720	320	416	0	64
4741	600	592	400	240	0	64
5466	800	616	800	1000	0	40

Таблица 10. Расчет тяжелого низа  
Table 10. Heavy bottom calculation

№ скв. Well No	ПО Software	Насос, мм Pump, mm	Ожидаемые параметры Expected Options		Колонна штанг Rod column 22 мм (тип насоса / pump type)	Лнас
			число касаний number of touches	длина хода, см distance, cm		
4501	Rodstar	57	3,7	3	15,0	1400
	ABAI	44	5,9	3	7,0	1300
	Сравнение / Comparison		2,2	0	-8,0	-100
975	Rodstar	57	4,8	3	7,0	1200
	ABAI	44	4,8	3	8,0	1200
	Сравнение / Comparison		0	0	1,0	0
1133	Rodstar	38	3,9	3	16,0	1400
	ABAI		3,9	3	6,0	1400
	Сравнение / Comparison		0	0	-10,0	0
1241	Rodstar	44	5,8	3	16,0	1232
	ABAI		5,8	3	6,0	1400
	Сравнение / Comparison		0	0	-10,0	168
4719	Rodstar	57	3,7	3	8,0	1200
	ABAI		3,7	3	8,0	1200
	Сравнение / Comparison		0	0	0,0	0
4741	Rodstar	57	3	3	7,0	888
	ABAI		3	3	8,0	1000
	Сравнение / Comparison		0	0	1,0	112

продолжение таблицы 10  
continuation of Table 10

№ скв. Well No	ПО Software	Насос, мм Pump, mm	Ожидаемые параметры Expected Options		Колонна штанг Rod column	Лнас
			число касаний number of touches	длина хода, см distance, cm	22 мм (тип насоса / pump type)	
5466	Rodstar	32	5,1	3	17,0	1648
	ABAI		5,1	3	5,0	1650
	Сравнение / Comparison		0,0	0,0	-12,0	2
Среднее отклонение, шт. Average deviation, pcs					-5,4	

Расчет тяжёлого низа в модуле считается по стандартной методике, исходя из сил сопротивления, возникающих внизу колонны штанг при движении в вязкой среде.

В ПО RodStar расчёт тяжёлого низа по умолчанию не производится, а подбирается установкой длины тяжёлого низа

и дальнейшим расчетом напряжения внизу колонны (Bottom min). При этом применяется условие допустимого диапазона напряжения при переходе средней секции в тяжёлом низе 2100–4500 кПа.

Рекомендованные варианты подбора представлены в табл. 11.

Таблица 11. Рекомендованные варианты подбора компоновки  
Table 11. Recommended layout options

№ скв. Well No	ПО Soft-ware	Насос, мм Pump, mm	Ожидаемые параметры Expected Options		Колонна штанг Rod column					Лнас	
			число касаний number of touches	длина хода, см distance, sm	22 мм (тип насоса / pump type)	Загрузка, % Loading, %	19 мм 19 mm	Загрузка, % Loading, %	22 мм 22 mm		Загрузка, % Loading, %
4501	ABAI	44	5,9	3	7,0	25,3	85,0	68,2	71,0	68,2	1300
	Rodstar	44	6	3	18,0	29,8	89,0	67,1	68,0	67,2	1400
975	ABAI	44	4,8	3	8,0	33,6	62,0	71,4	80,0	71,3	1200
	Rodstar	44	6	3	16,0	16,3	77,0	39,4	57,0	39,6	1200
1133	ABAI	38	3,9	3	6,0	27,3	85,0	68,1	84,0	69,3	1400
	Rodstar	38	6	3	15,0	16,3	78,0	39,5	57,0	39,9	1200
1241	ABAI	44	5,8	3	6,0	24,1	76,0	63,5	72,0	64,7	1400
	Rodstar	44	6	3	19,0	21,3	97,0	60,8	59,0	60,7	1400
4719	ABAI	57	3,7	3	8,0	39,1	52,0	73,7	90,0	73,5	1200
	Rodstar	57	6	3	10,0	42,3	70,0	77,4	70,0	77,9	1200
4741	ABAI	57	3	3	8,0	43,0	30,0	73,7	74,0	73,7	1000
	Rodstar	44	6	3	16,0	18,5	80,0	47,7	54,0	47,4	1200
5466	ABAI	32	5,1	3	5,0	21,1	125,0	74,2	77,0	74,0	1650
	Rodstar	32	6	3	18	12,8	125	53,3	57	52,9	1600

Основные принципы подхода к расчету ШГН в ПО RodStar:

- зачастую режим рассчитывается на длину хода плунжера 3 и число качаний 6 мин<sup>-1</sup> для достижения целевого отбора;
- в отдельных случаях рекомендован приподъем подвески насоса одновременно с увеличением частоты качаний до 6 мин<sup>-1</sup>;

– загрузка колонны остаётся в пределах нормы, что обусловлено применяемой методикой расчета загрузки с меньшим запасом прочности.

Методика расчета компоновок в модуле «Подбор ГНО»:

- предпочтение отдаётся тихоходному режиму (низкое число качаний до 4 мин<sup>-1</sup>) с максимальной длиной хода плунжера;

– рассматривается возможность за-  
глубления насоса при допустимой загрузке  
(не более 85%).

### **Методика расстановки центраторов**

Центраторы в ПО RodStar подби-  
раются по расчёту боковых контактных  
нагрузок, которые учитывают темп набора  
кривизны (далее – ТНПК). В случае низкого  
качества инклинометрии расстановка  
центраторов осуществляется вручную по  
истории протираний колонны.

Центраторы в модуле «Подбор  
ГНО» подбираются по зонам критических  
значений ТНПК и максимальному зе-  
нитному углу. В модуле реализована авто-  
матическая поинтервальная расстановка  
центраторов, включая историю проти-  
раний.

### **Выводы по анализу методик расчета ШГН**

1. Среднее отклонение нагрузок по  
модулю в сравнении с ПО RodStar соста-  
вило 5%.

2. Загрузки равнопрочных колонн  
в модуле и ПО отличаются, т.к. применены  
разные методики. В обоих случаях загрузки  
находятся в пределах допустимого зна-  
чения.

3. Разница нагрузок между секциями  
незначительная (0,1–1,3%), соблюдается  
условие равнопрочности конструкции  
колонны штанг.

### **ДОПОЛНИТЕЛЬНО**

**Источник финансирования.** Авторы  
заявляют об отсутствии внешнего финан-  
сирования при проведении исследования.

**Конфликт интересов.** Авторы дек-  
ларируют отсутствие явных и потенциаль-  
ных конфликтов интересов, связанных  
с публикацией настоящей статьи.

**Вклад авторов.** Все авторы под-  
тверждают соответствие своего авторства  
международным критериям ICMJE (все  
авторы внесли существенный вклад  
в разработку концепции, проведение  
исследования и подготовку статьи,  
прочли и одобрили финальную версию  
перед публикацией). Наибольший вклад  
распределён следующий образом: Кан-  
баева Ж.С. – концепция исследования, его  
проведение и редактирование рукописи;  
Сейтмаганбетов С.С. – сбор, анализ,  
интерпретация данных исследования.

4. При сравнении рекомендуемых  
вариантов отличия модуля «Подбор  
ГНО» от ПО RodStar имеют место  
из-за дополнительной оптимизации  
в модуле – глубины спуска насоса,  
диаметра ШГН и числа качаний балансира  
СК, которые выполнялись в АВАИ.

В заключение, подводя итоги анализа  
применения программных продуктов  
для подбора ГНО при эксплуатации  
механизированного фонда скважин на  
нефтегазовых месторождениях, нужно от-  
метить актуальность и своевременность  
создания корпоративной базы данных  
и использование современных инстру-  
ментов. Эффективность применения ПО  
и модуля подтверждена положительными  
результатами – повышением наработки на  
отказ и увеличением МРП добывающих  
скважин ПУ «ЖМГ».

Применение информационных техно-  
логий прочно входит в проекты цифровой  
трансформации нефтедобывающей от-  
расли, что способствует раскрытию  
и совершенствованию интеллектуальных  
способностей инженеров. Необходимо  
более широко использовать современные  
технологии для хранения и обработки  
больших массивов, структурированных  
данных при решении нефтепромысловых  
задач, создании геологических и гидрогео-  
логических моделей, изучении нефтегео-  
логической системы.

### **ADDITIONAL INFORMATION**

**Funding source.** This study was not  
supported by any external sources of funding.

**Competing interests.** The authors  
declare that they have no competing interests.

**Authors' contribution.** All authors made  
a substantial contribution to the conception  
of the work, acquisition, analysis, interpretation  
of data for the work, drafting and revising  
the work, final approval of the version to be  
published and agree to be accountable for all  
aspects of the work. Zhanat S. Kanbayeva –  
conception of the work, drafting and revising  
the work; Sabit Seitmaganbetov – acquisition,  
analysis, interpretation of data for the work.

**СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ**

1. Анализ и выдача рекомендаций, сопровождение опытно-промышленных испытаний по месторождениям ПУ «Жетыбаймунайгаз». Отчет. Филиал ТОО «КМГ Инжиниринг» «КазНИПИмунайгаз». Актау; 2021.
2. Опытно-промышленные испытания ПО RodStar для подбора компоновок колонны насосных штанг на 10 скважинах ЧРФ ПУ «ЖМГ». Отчет. Актау; 2021.
3. Круман Б.Б. Глубинно-насосные штанги. Москва : Недра. 1977.
4. Окрушко Е.И., Ураксеев М.А. Дефектоскопия глубинно-насосных штанг. Москва: Недра. 1983.
5. ГОСТ 633-80. Трубы насосно-компрессорные и муфты к ним.
6. Обсадные и насосно-компрессорные трубы. API Specification 5CT, 5B (10 редакция).
7. ГОСТ 34380-2017 (ISO 10405:2000). Трубы обсадные и насосно-компрессорные для нефтяной и газовой промышленности.
8. СТ РК ИСО 11960-2009. Промышленность нефтяная и газовая. Стальные трубы, используемые в скважинах как обсадные или насосно-компрессорные.
9. Функционал по технологии добычи. Модуль «Подбор глубинного насосного оборудования» Сопровождение работ по опытно-промышленным испытаниям модуля. Разработка алгоритмов для подбора установки электроцентробежного насоса. Отчет. Астана; 2021.
10. Анализ технологии спуска установки штангового глубинного насоса и результатов подъема. Отчет. Астана; 2021.

**REFERENCES**

1. Analysis and providing of recommendations, support of pilot testing on the Production Directorate (PD) "Zhetybaymunaigas" fields. Final report. KazNIPImunaygas. Aktau; 2021.
2. The pilot testing of RodStar software for selection of makeup of string of pump rods on 10 wells of the "ZhMG" PD frequently repaired fund. Final report. Aktau; 2021.
3. Kruman BB. *Deep-well pumping rods*. Moscow: Nedra. 1977.
4. Okrushko EI, Urakseev MA. Defectoscopy of deep-well pumping rods. Moscow: Nedra. 1983.
5. GOST 633-80. Tubing pipes and couplings for them. Specifications.
6. Casing and tubing. API Specification 5CT, 5B (10th edition).
7. GOST 34380-2017 (ISO 10405:2000). Casing and tubing for petroleum and natural gas industries.
8. ST RK ISO 11960-2009. Steel pipes for use as casing or tubing for wells in petroleum and natural gas industries.
9. Functionality on production method. The module "Selection of downhole pumping equipment", The support of works on module pilot testing. Development of algorithms for selecting of electric centrifugal pump unit. Final report. Astana; 2021.
10. Technology analysis of sucker-rod pumping unit lowering and lifting results. Final report. Astana; 2021.

**ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ**

**\*Канбаева Жанат Сатыбалдыевна**  
e-mail: [kanbayeva\\_zh@kaznipi.kz](mailto:kanbayeva_zh@kaznipi.kz).  
**Сейтмаганбетов Сабит**  
e-mail: [seitmaganbetov\\_s@kaznipi.kz](mailto:seitmaganbetov_s@kaznipi.kz).

**AUTHORS' INFO**

**\*Zhanat S. Kanbayeva**  
e-mail: [kanbayeva\\_zh@kaznipi.kz](mailto:kanbayeva_zh@kaznipi.kz).  
**Sabit Seitmaganbetov**  
e-mail: [seitmaganbetov\\_s@kaznipi.kz](mailto:seitmaganbetov_s@kaznipi.kz).

\*Автор, ответственный за переписку/Corresponding Author