

Комплексная оценка надежности и ограничений оборудования добывающего фонда нефтяных скважин

В.О. Карпушин

*Российский государственный университет нефти и газа
(национальный исследовательский университет)
имени И.М. Губкина, Москва*

Аннотация: Разработана комплексная методика расчета оценки надежности и состояния скважин с точки зрения работы погружного оборудования, наработки и дополнительных негативных факторов эксплуатации через булеву и нечеткую логику. Методика включает в себя ретроспективный анализ, расчет на текущий момент времени и расчет будущих возможных отказов с составлением различных вариаций план-графика проведения ремонтов на скважинах и распределением их по зонам риска.

Ключевые слова: булева логика, нечеткая логика, наработка на отказ, функция ванны, весовой коэффициент, функция принадлежности, скрининг метод.

Введение

На большинстве крупных предприятий топливно-энергетического комплекса встречается значительное количество оборудования с высокой наработкой. Для контроля эксплуатации и формирования план-графика ремонтов существует потребность в комплексной экспресс-оценке надежности того или иного узла технологической цепочки.

На примере нефтяного месторождения Западной Сибири будет предложена методика оценки состояния скважин с предустановленными электроцентробежными насосами (далее УЭЦН), мониторингом работы и последующим построением графика проведения ремонтов или же возможных отказов. Данный метод оценки поможет обозначить уязвимые места на предприятиях и спланировать дальнейшую эксплуатацию.

Методика достаточно универсальна, ее можно использовать и масштабировать на большинство предприятий как с малым, так и с большим количеством скважин/аппаратов/агрегатов, у которых ведется учет межремонтного периода.

Теория метода

Методика оценки состояния и надежности берет свое начало из скрининг-выбора метода увеличения нефтеотдачи для месторождений углеводородов [1]. Основная концепция заключается в том, что нужно составить набор параметров, влияющих на работу скважины, оценить их с точки зрения влияния на работу (прим. критично/некритично). Провести ретроспективные расчеты для уточнения оценки надежности на текущий момент времени.

Расчет общего показателя состояния скважины рассчитывается как сумма полученных функций принадлежности, умноженных на весовые коэффициенты:

$$W_{CI} = \sum(\mu \cdot k_{\text{вес}}), \quad (1)$$

где μ - функция принадлежности, $k_{\text{вес}}$ - весовой коэффициент, определяющий значимость данного параметра в выборке.

Функция принадлежности рассчитывается по уравнению, где значение того или иного параметра изменяется внутри определенного диапазона:

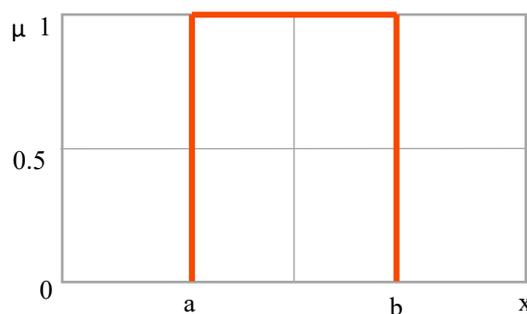


Рис. 1 – графический пример булевой логики.

$$\mu(x, a, b) = \begin{cases} 0, & \text{если } x < a; \\ 1, & \text{если } a \leq x \leq b; \\ 0, & \text{если } x > b; \end{cases} \quad (2)$$

где a, b – границы принадлежности параметра x .

Пример: телеметрия УЭЦН работает? Да = 1, Нет = 0.

Для более гибкой оценки используется нечеткая логика, где значение функции принадлежности может меняться между 0 и 1 по определенному уравнению:

Для примера берутся уравнения линейной функции, которые по форме выглядят как трапеция:

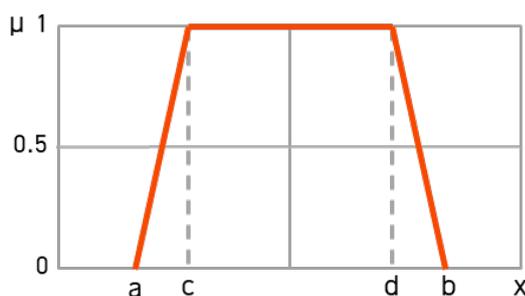


Рис. 2 – Графическое отображение зоны принадлежности при нечеткой логике.

$$\mu(x, a, b, c) = \begin{cases} 0, & \text{если } x \leq a; \\ \frac{x - a}{c - a}, & \text{если } a < x < c; \\ 1, & \text{если } c \leq x \leq d; \\ \frac{b - x}{b - d}, & \text{если } d < x, b; \end{cases} \quad (3)$$

где a, b – границы значения параметра x ; c, d – промежуточные границы или те точки, где функция принадлежности меняет свое поведение.

В данной работе при демонстрации для большинства параметров будет выбрана булева логика (2), а для суточной наработки – нечеткая (3).

Описание критериев-параметров для добывающих скважин:

- Пульсации тока – при пульсациях свыше 10% от номинала режим работы УЭЦН является нестабильным. Возникают динамические нагрузки, оказывающие влияние на оборудование.
- Низкий уровень сопротивления изоляции – при R ниже 5 Ом возможно нарушение герметичности кабеля, высокий риск отказа оборудования.

- Вибрации влекут за собой повышенный износ компонентов оборудования (подшипник, вал, рабочие ступени).
- Работа вне рабочего диапазона левой границы насосно-расходной характеристики (далее НРХ) УЭЦН – ограничения по добыче, повышенный износ компонентов погружного оборудования (далее ПО), повышенный износ соединительных муфт.

Таблица № 1

Распределение первоначальных весовых коэффициентов для параметров добывающего фонда скважин.

Название параметра	Наработка	Пульсации тока	Низкий уровень сопротивления изоляции	Повышенная вибрация > 0,4 g	Работа вне рабочего диапазона, левая граница	Работа вне рабочего диапазона, правая граница	Изменение давления в меж. колонном пространстве	Изменение затрубного давления	Σ
д.ед.	0,21	0,16	0,23	0,11	0,1	0,06	0,03	0,1	1

- Работа вне рабочего диапазона правой границы НРХ УЭЦН – всплытие ступеней УЭЦН, увеличение потерь на трение, снижение коэффициента полезного действия (далее КПД), увеличение износа, увеличение нагрева насоса.
- Изменение давления в межколонном пространстве – возможно нарушение герметичности обсадной колонны (далее ОК), что влечет остановку эксплуатации.
- Изменение давления в затрубном пространстве – признак негерметичности пакера, насосно-компрессорной трубы (далее НКТ). Требуется остановка эксплуатации.

Если существует возможность спрогнозировать поведение значений других параметров, то при использовании аппроксимации необходимо опираться на большой массив данных и ретро-расчеты.

Важным условием при формировании и распределении весовых коэффициентов для параметров является то, что их сумма должна быть не больше 1.

$$\sum k_{\text{вес}i} \leq 1 \quad (4)$$

При этом, если реальная эксплуатация подразумевает, что некоторые параметры со временем становятся более значимыми, то необходимо прописать эту логику в расчетах. Наиболее яркий пример изменения весового коэффициента во времени — это функция «ванны» для вращающегося оборудования по параметру наработки.

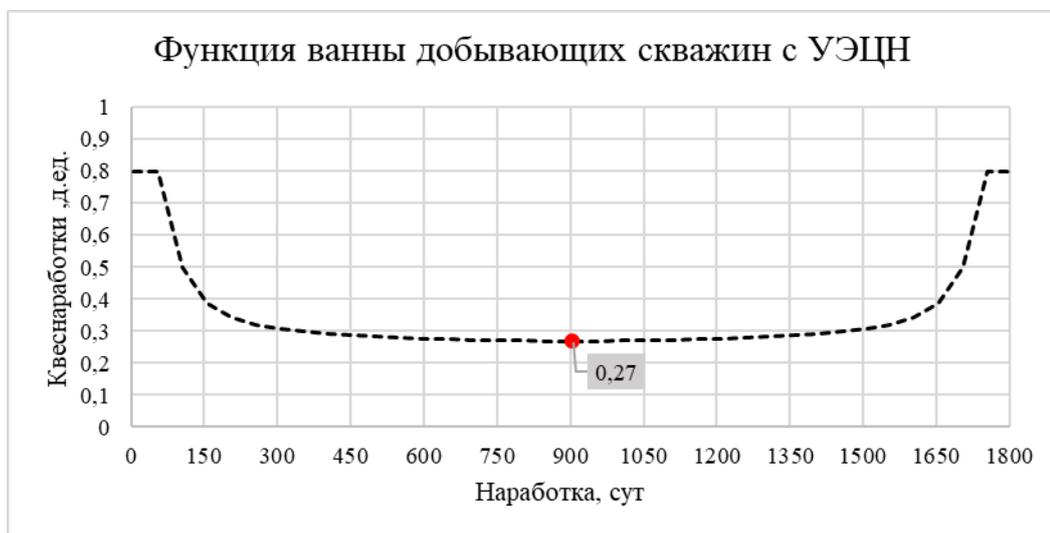


Рис. 3 – Графическое отображение распределения весового коэффициента наработки по суткам.

Эта функция используется именно для весового коэффициента наработки, поскольку при использовании ее в функции принадлежности

произведение пары $\mu, k_{\text{вес}}$ между друг другом никогда не будет больше значения $K_{\text{вес}}$. Это не подходило для расчетов, поскольку при начале эксплуатации добывающей скважины и после достижения определенной наработки другие параметры почти не изменяются и не вносят своего вклада в общий показатель надежности, когда наработка, наоборот, будет играть большее значение. В связи с этим было необходимо найти логику, при которой можно было бы отразить, что наработка имеет больший вклад в начале запуска скважин и при достижении 1500 суток (превышая почти в два раза заявленный гарантийный период производителя. Это значение было получено опытным путем из статистики по фонду).

При изменении веса наработки по функции «ванны» другие весовые коэффициенты также должны изменяться на каждом шаге расчета пропорционального своему общему вкладу в сумму не превышающей единицы (4), для этого необходимо воспользоваться первоначальными весовыми коэффициентами (табл. 1):

$$k_{\text{вес}_{\text{новый } i}} = k_{\text{вес}_{\text{нач } i}} - \frac{\left(\left(k_{\text{вес}_{\text{наработки_ванны}}} + \sum_{j=1}^7 k_{\text{вес}_{\text{нач } j}} \right) - 1 \right)}{\sum_{j=1}^7 k_{\text{вес}_{\text{нач } j}}} \cdot k_{\text{вес}_{\text{нач } i}} \quad (5)$$

где: $k_{\text{вес}_{\text{новый } i}}$ – новое значение весового коэффициента из набора по параметрам работы; $k_{\text{вес}_{\text{нач } i}}$ – изначальное значение весового коэффициента из набора по параметрам работы (табл. 1); $k_{\text{вес}_{\text{наработки_ванны}}}$ - значение веса наработки из функции «ванны»; $\sum_{j=1}^7 k_{\text{вес}_{\text{нач } j}}$ – сумма первоначальных значений весов за исключением первоначального веса наработки: 7 из 8.

Поиск веса наработки по функции ванны	→ Нарботка	Пульса ци тока	Низкий уровень сопротивления изоляции	Повышенна я вибрация > 0,4 g	За левой границей	За правой границей	Изменение давления в межколонн ом пространствах	Изменение затрубного давления	Σ
0,291	0,29	0,15	0,19	0,10	0,09	0,06	0,03	0,09	1,00
0,314	0,31	0,14	0,18	0,10	0,09	0,05	0,03	0,09	1,00
0,842	0,84	0,03	0,04	0,02	0,02	0,01	0,01	0,02	1,00

Рис. 4 – Изменение весовых коэффициентов на двух этапах расчетов.

На рис. 4 показан пример двух итераций расчетов, где коэффициенты взаимно изменяются без превышения общей суммы равной единице.

Каждую итерацию/год выполняется определенная последовательность действий – алгоритм в расчетном модуле.

- 1) Задается определенное количество ремонтов на год, либо значение можно оставить равным нулю, чтобы посмотреть, через какое количество времени весь фонд окажется в группе очень высокого риска;
- 2) Добавляется наработка по суткам для скважин, добавляются либо наоборот убираются отклонения рабочих параметров;
- 3) Определяется скважина с самым высоким общим показателем состояния - W_{CI} , если значение больше выставленного пользователем предельного значения - W_{CI-max} для общего показателя, после которого назначается ремонт, то ее параметры обнуляются, наработка становится равной нулю, отклонения равны также нулю;
- 4) Ведется подсчет ремонтов в одну итерацию (в один год);
- 5) Если значение общего показателя состояния ниже предельного, то параметры на скважине не обнуляются, но при этом один возможный ремонт в итерацию снимается. Это сделано для того, чтобы не было

случаев, когда скважина ремонтируется каждую последующую итерацию по времени после выхода из бурения.

б) Алгоритм (рис. 5) повторяется до истечения времени, выставленного пользователем.

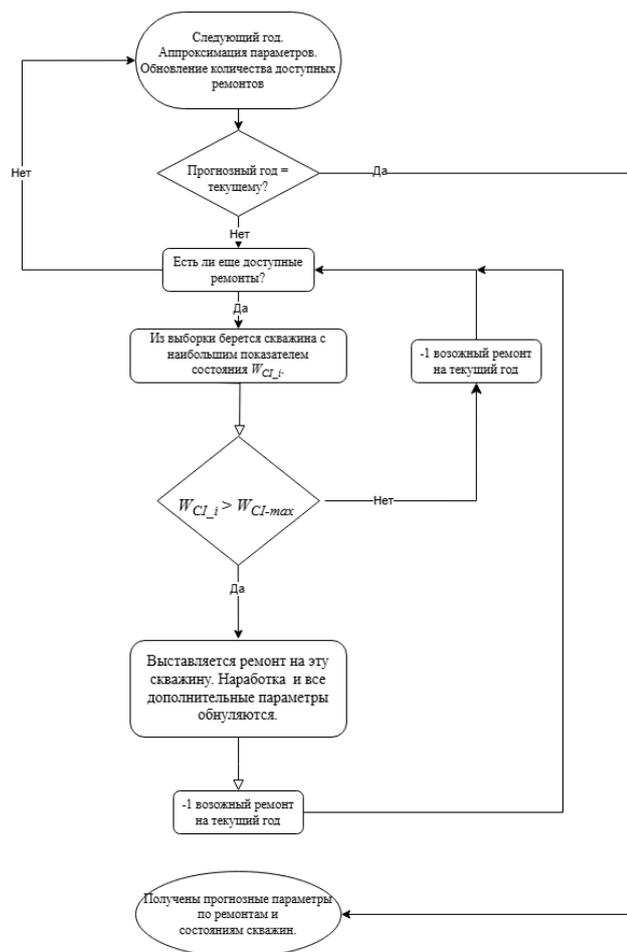


Рис. 5 – Блок схема работы расчетного модуля для проведения прогнозов.

Общий показатель состояния скважины имеет индексацию:

- Группа IV очень высокого риска. Группа, в которой скважина имеет $W_{CI} > 0.75$;
- Группа III высокого риска. Группа, в которой скважина имеет W_{CI} равным от 0.5 до 0.75;
- Группа II умеренного риска. Группа, в которой скважина имеет W_{CI} равным от 0.25 до 0.5;

- Группа I низкого риска. Группа, в которой скважина имеет W_{CI} равным от 0 до 0.25.

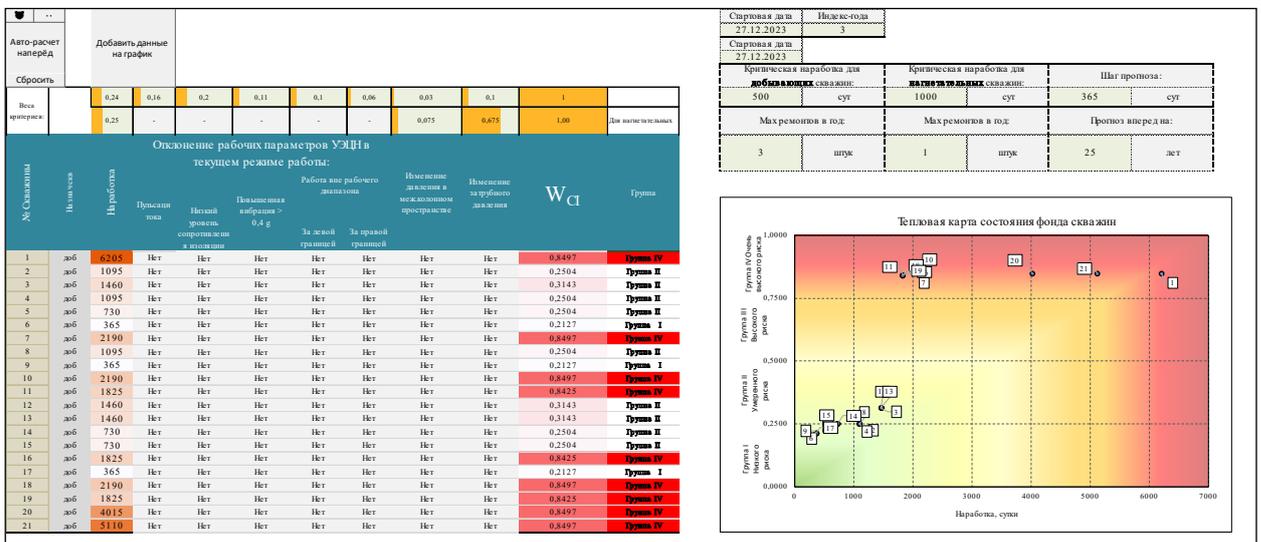


Рис. 6 – Интерфейс расчетного модуля.

Эксперимент

Для проведения ретро-расчетов на месторождении «X» Западной Сибири был взят один из кустов скважин месторождения. Условия работы у всех скважин схожие, вскрывается один продуктивный горизонт, свойства которого для всех скважин одинаковые, используется оборудование в большинстве одного производителя.

№ Скважины	Наименов	Наработка	Оклонение рабочих параметров УЭЦН в текущем режиме работы:				Работа вне рабочего диапазона	Изменение давления в межколонтном пространстве	Изменение за трубного давления	W_{CI}
			Пульсации тока	Низкий уровень сопротивления изоляции	Повышенная вибрация > 0,4 g	За левой границей				
1	доб	-1095	нет	нет	нет	нет	нет	нет	0,0000	
2	доб	-1825	нет	нет	нет	нет	нет	нет	0,0000	
3	доб	-3285	нет	нет	нет	нет	нет	нет	0,0000	
4	доб	-1825	нет	нет	нет	нет	нет	нет	0,0000	
5	доб	-2190	нет	нет	нет	нет	нет	нет	0,0000	
6	доб	-2190	нет	нет	нет	нет	нет	нет	0,0000	
7	доб	-2920	нет	нет	нет	нет	нет	нет	0,0000	
8	доб	409	да	нет	нет	да	нет	да	0,3871	
9	доб	-2555	нет	нет	нет	нет	нет	нет	0,0000	
10	доб	-2920	нет	нет	нет	нет	нет	нет	0,0000	
11	доб	-2920	нет	нет	нет	нет	нет	нет	0,0000	
12	доб	-1460	нет	нет	нет	нет	нет	нет	0,0000	
13	доб	-3285	нет	нет	нет	нет	нет	нет	0,0000	
14	доб	-1825	нет	нет	нет	нет	нет	нет	0,0000	
15	доб	-3285	нет	нет	нет	нет	нет	нет	0,0000	
16	доб	599	нет	нет	нет	нет	нет	нет	0,1116	
17	доб	-365	нет	нет	нет	нет	нет	нет	0,0000	
18	доб	-730	нет	нет	нет	нет	нет	нет	0,0000	
19	доб	-1460	нет	нет	нет	нет	нет	нет	0,0000	
20	доб	-1101	нет	нет	нет	нет	нет	нет	0,0000	

Рис. 7 – Первоначальные данные для ретро-расчета.

Рабочие области насосов и их НРХ схожи между друг другом. Глубины и конструкции скважин также не имеют радикальных различий.

Две скважины пробурены и в работе, остальные будут запущены позже – рис. 7.

Допускаем количество ремонтов - по 3 скважины максимум в год, если общий показатель состояния скважины будет $W_{CI} > 0.75$ – рис. 8.

№ Сква	12.2017	12.2018	12.2019	12.2020	12.2021	12.2022	12.2023	12.2024
1	0,00	0,00	0,00	0,00	0,21	0,25	0,25	0,31
2	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,21	0,25
3	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
4	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,21	0,25
5	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,21
6	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,21
7	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
8	0,571	0,61	0,61	0,65	Ремонт	0,21	0,25	0,25
9	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
10	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
11	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
12	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,21	0,25	0,25
13	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
14	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,21	0,25
15	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
16	0,26	0,25	0,28	Ремонт	0,21	0,25	0,25	0,31
17	0,00	0,00	0,21	0,25	0,25	0,31	Ремонт	0,21
18	0,00	0,00	0,00	0,21	0,25	0,25	0,31	Ремонт
19	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,21	0,25	0,25
20	0,00	0,00	0,00	0,00	0,21	0,25	0,25	0,31

Рис. 8 – Полученные данные общего показателя состояния скважины W_{CI} ретро расчёта по времени.

Таблица № 2

Сравнение фактических данных по ремонтам с ретро-расчетом

		2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Факт	Σ Отказов/ремонтов	1	0	1	0	1	2	1	2
Ретро расчет	Σ Отказов/ремонтов	0	0	0	1	1	0	1	1

Критерием сходимости является количество отказов/ремонтов на скважинах. Целевая погрешность в исследовании бралась в 20%. Ошибка в данном случае по абсолютному ремонту составила в районе 60%. Расчет нужно было настроить.

После нескольких итераций расчетов необходимая сходимость в 15% была достигнута. Весовые коэффициенты были перенастроены и граничные условия вхождения для параметров были изменены. Был увеличен первоначальный вес наработки до 0.24, снижен вес по уровню сопротивления изоляции и W_{CI-max} до 0.5:

№ Сква	12.2017	12.2018	12.2019	12.2020	12.2021	12.2022	12.2023	12.2024
1	0,00	0,00	0,00	0,21	0,25	0,25	0,31	Ремонт
2	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,21	0,25	0,25
3	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
4	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,21	0,25	0,25
5	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,21	0,25
6	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,21	0,25
7	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
8	0,21	0,25	0,25	0,31	Ремонт	0,21	0,25	0,25
9	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,21
10	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
11	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
12	0,00	0,00	0,00	0,00	0,21	0,25	0,25	0,31
13	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
14	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,21	0,25	0,25
15	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
16	0,25	0,28	Ремонт	0,21	0,25	0,25	0,31	Ремонт
17	0,00	0,21	0,25	0,25	0,31	Ремонт	0,21	0,25
18	0,00	0,00	0,21	0,25	0,25	0,31	Ремонт	0,21
19	0,00	0,00	0,00	0,00	0,21	0,25	0,25	0,31
20	0,00	0,00	0,00	0,21	0,25	0,25	0,31	Ремонт

Рис. 9 – Полученные данные по общему показателю состояния скважины после второй итерации ретро расчёта.

Таблица № 3

Сравнение фактических данных по ремонтам со вторым ретро-расчетом

		2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Факт	\sum Отказов/ремонтов	1	0	1	0	1	2	1	2
Ретро расчет	\sum Отказов/ремонтов	0	0	1	0	1	1	1	3

Настроив расчет надежности и ограничений, можно оценить состояние фонда на текущий момент времени и произвести прогноз наперед:

№ Скважины	Износ скважины	Наработка	Отклонение рабочих параметров УЭЦН в текущем режиме работы:						W _{сг}	Группа	
			Пulsации тока	Низкий уровень сопротивления изоляции	Повышенная вибрация > 0,4 g	Работа вне рабочего диапазона		Изменение давления в межколонном пространстве			Изменение затрубного давления
						За левой границей	За правой границей				
1	доб	212	нет	нет	нет	нет	нет	нет	нет	0,1544	Группа I
2	доб	535	нет	нет	нет	нет	да	нет	нет	0,3198	Группа II
3	доб	612	нет	нет	нет	нет	нет	нет	нет	0,2538	Группа II
4	доб	1358	нет	нет	нет	да	нет	нет	нет	0,3774	Группа II
5	доб	1467	нет	нет	нет	нет	да	нет	нет	0,3703	Группа II
6	доб	1872	да	да	нет	нет	нет	нет	нет	0,9177	Группа IV
7	доб	850	нет	нет	нет	нет	нет	нет	нет	0,2504	Группа II
8	доб	3144	Да	нет	нет	да	нет	нет	да	0,9209	Группа IV
9	доб	901	нет	нет	да	нет	нет	нет	да	0,4575	Группа II
10	доб	996	нет	нет	нет	нет	да	нет	нет	0,3096	Группа II
11	доб	1833	нет	нет	нет	нет	нет	нет	да	0,8633	Группа IV
12	доб	748	нет	нет	нет	нет	нет	нет	нет	0,2504	Группа II
13	доб	286	нет	нет	да	да	нет	нет	нет	0,3705	Группа II
14	доб	1118	нет	нет	нет	нет	нет	нет	нет	0,2512	Группа II
15	доб	0	нет	нет	нет	нет	нет	нет	нет	0,0000	Группа I
16	доб	3317	Нет	Нет	Нет	Нет	Нет	Нет	Нет	0,8497	Группа IV
17	доб	-272	нет	нет	нет	нет	нет	нет	нет	0,0000	Группа I
18	доб	-650	нет	нет	нет	нет	нет	нет	нет	0,0000	Группа I
19	доб	-1008	нет	нет	нет	нет	нет	нет	нет	0,0000	Группа I
20	доб	-1101	нет	нет	нет	нет	нет	нет	нет	0,0000	Группа I

Рис. 10 – Распределение скважин по группам риска на текущий момент времени.

Исходя из параметров, распределение скважин будет следующим:

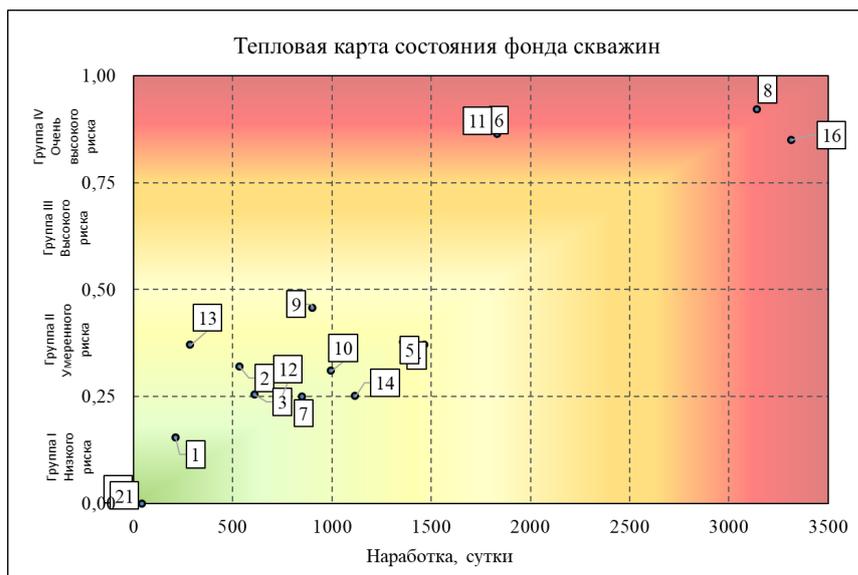


Рис. 11 – Распределение фонда добывающих скважин по группам риска на текущий момент времени.

Большая часть фонда находится в умеренной зоне риска, при этом 4 скважины уже требуют предварительного ремонта.

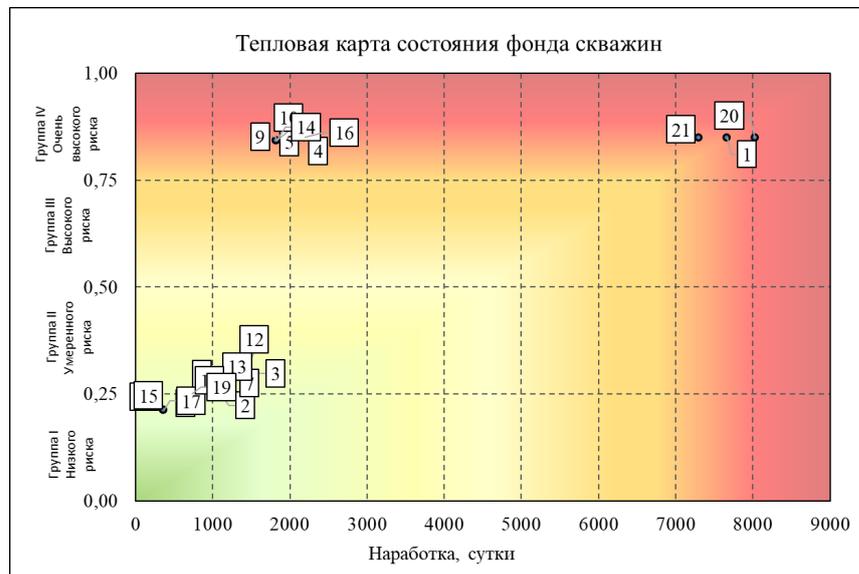


Рис. 12 – Распределение фонда добывающих скважин по группам риска после прогноза на 22 года вперед.

При прогнозировании на 22 года вперед на рис. 12 скважины разобьются группами, поскольку расчет после нескольких циклов становится полностью синтетическим

№ Скважины	Начал свз	Наработка	Отклонение рабочих параметров УЭЦН в текущем режиме работы:						W _{СI}	Группа	
			Пulsации тока	Низкий уровень сопротивления изоляции	Повышенная вибрация > 0,4 g	Работа вне рабочего диапазона		Изменение давления в межколонном пространстве			Изменение забурного давления
						За левой границей	За правой границей				
1	доб	7665	Нет	Нет	Нет	Нет	Нет	Нет	Нет	0,8497	Группа IV
2	доб	1095	Нет	Нет	Нет	Нет	Нет	Нет	Нет	0,2504	Группа II
3	доб	1460	Нет	Нет	Нет	Нет	Нет	Нет	Нет	0,3143	Группа II
4	доб	2190	Нет	Нет	Нет	Нет	Нет	Нет	Нет	0,8497	Группа IV
5	доб	2190	Нет	Нет	Нет	Нет	Нет	Нет	Нет	0,8497	Группа IV
6	доб	730	Нет	Нет	Нет	Нет	Нет	Нет	Нет	0,2504	Группа II
7	доб	1460	Нет	Нет	Нет	Нет	Нет	Нет	Нет	0,3143	Группа II
8	доб	730	Нет	Нет	Нет	Нет	Нет	Нет	Нет	0,2504	Группа II
9	доб	1825	Нет	Нет	Нет	Нет	Нет	Нет	Нет	0,8425	Группа IV
10	доб	1825	Нет	Нет	Нет	Нет	Нет	Нет	Нет	0,8425	Группа IV
11	доб	365	Нет	Нет	Нет	Нет	Нет	Нет	Нет	0,2127	Группа I
12	доб	1460	Нет	Нет	Нет	Нет	Нет	Нет	Нет	0,3143	Группа II
13	доб	1095	Нет	Нет	Нет	Нет	Нет	Нет	Нет	0,2504	Группа II
14	доб	1825	Нет	Нет	Нет	Нет	Нет	Нет	Нет	0,8425	Группа IV
15	доб	365	Нет	Нет	Нет	Нет	Нет	Нет	Нет	0,2127	Группа I
16	доб	2190	Нет	Нет	Нет	Нет	Нет	Нет	Нет	0,8497	Группа IV
17	доб	365	Нет	Нет	Нет	Нет	Нет	Нет	Нет	0,2127	Группа I
18	доб	1095	Нет	Нет	Нет	Нет	Нет	Нет	Нет	0,2504	Группа II
19	доб	730	Нет	Нет	Нет	Нет	Нет	Нет	Нет	0,2504	Группа II
20	доб	8024	нет	нет	нет	нет	нет	нет	нет	0,8497	Группа IV

Рис. 13 – Распределение скважин по группам риска после прогноза на 22 года вперед.

Если обратиться к хронологии ремонтов, то можно отметить, что часть скважин не охватывается ремонтами на протяжении длительного срока времени. Это связано с установленными ограничениями по их количеству.

№ Скв	12.2025	12.2026	12.2027	12.2028	12.2029	12.2030	12.2031	12.2032	12.2033	12.2034	12.2035	12.2036	12.2037	12.2038	12.2039	12.2040	12.2041	12.2042	12.2043	12.2044	12.2045	12.2046
1	0.26	0.25	0.27	Ремонт	0.21	0.25	0.25	0.31	0.84	0.85	0.85	0.85	0.85	0.85	0.85	0.85	0.85	0.85	0.85	0.85	0.85	0.85
2	0.31	0.33	0.53	Ремонт	0.21	0.25	0.25	0.31	0.84	Ремонт	0.21	0.25	0.25	0.31	0.84	Ремонт	0.21	0.25	0.25	0.31	0.84	Ремонт
3	0.25	0.28	Ремонт	0.21	0.25	0.25	0.31	0.84	Ремонт	0.21	0.25	0.25	0.31	0.84	Ремонт	0.21	0.25	0.25	0.31	0.84	Ремонт	0.21
4	Ремонт	0.21	0.25	0.25	0.31	0.84	Ремонт	0.21	0.25	0.25	0.31	0.84	Ремонт	0.21	0.25	0.25	0.31	0.84	Ремонт	0.21	0.25	0.25
5	Ремонт	0.21	0.25	0.25	0.31	0.84	Ремонт	0.21	0.25	0.25	0.31	0.84	Ремонт	0.21	0.25	0.25	0.31	0.84	Ремонт	0.21	0.25	0.25
6	0.21	0.25	0.25	0.31	Ремонт	0.21	0.25	0.25	0.31	0.84	Ремонт	0.21	0.25	0.25	0.31	0.84	Ремонт	0.21	0.25	0.25	0.31	0.84
7	0.26	0.40	Ремонт	0.21	0.25	0.25	0.31	0.84	Ремонт	0.21	0.25	0.25	0.31	0.84	Ремонт	0.21	0.25	0.25	0.31	0.84	Ремонт	0.21
8	0.21	0.25	0.25	0.31	Ремонт	0.21	0.25	0.25	0.31	0.84	Ремонт	0.21	0.25	0.25	0.31	0.84	Ремонт	0.21	0.25	0.25	0.31	0.84
9	0.47	Ремонт	0.21	0.25	0.25	0.31	0.84	Ремонт	0.21	0.25	0.25	0.31	0.84	Ремонт	0.21	0.25	0.25	0.31	0.84	Ремонт	0.21	0.25
10	0.34	Ремонт	0.21	0.25	0.25	0.31	0.84	Ремонт	0.21	0.25	0.25	0.31	0.84	Ремонт	0.21	0.25	0.25	0.31	0.84	Ремонт	0.21	0.25
11	0.21	0.25	0.25	0.31	0.84	Ремонт	0.21	0.25	0.25	0.31	0.84	Ремонт	0.21	0.25	0.25	0.31	0.84	Ремонт	0.21	0.25	0.25	0.31
12	0.25	0.32	Ремонт	0.21	0.25	0.25	0.31	0.84	Ремонт	0.21	0.25	0.25	0.31	0.84	Ремонт	0.21	0.25	0.25	0.31	0.84	Ремонт	0.21
13	0.46	0.46	0.49	Ремонт	0.21	0.25	0.25	0.31	0.84	Ремонт	0.21	0.25	0.25	0.31	0.84	Ремонт	0.21	0.25	0.25	0.31	0.84	Ремонт
14	0.32	Ремонт	0.21	0.25	0.25	0.31	0.84	Ремонт	0.21	0.25	0.25	0.31	0.84	Ремонт	0.21	0.25	0.25	0.31	0.84	Ремонт	0.21	0.25
15	0.21	0.25	0.25	0.31	0.84	Ремонт	0.21	0.25	0.25	0.31	0.84	Ремонт	0.21	0.25	0.25	0.31	0.84	Ремонт	0.21	0.25	0.25	0.31
16	Ремонт	0.21	0.25	0.25	0.31	0.84	Ремонт	0.21	0.25	0.25	0.31	0.84	Ремонт	0.21	0.25	0.25	0.31	0.84	Ремонт	0.21	0.25	0.25
17	0.12	0.25	0.25	0.26	0.37	Ремонт	0.21	0.25	0.25	0.31	0.84	Ремонт	0.21	0.25	0.25	0.31	0.84	Ремонт	0.21	0.25	0.25	0.31
18	0.00	0.00	0.24	0.25	0.26	0.36	0.84	0.85	0.85	Ремонт	0.21	0.25	0.25	0.31	0.84	Ремонт	0.21	0.25	0.25	0.31	0.84	Ремонт
19	0.00	0.00	0.00	0.25	0.25	0.26	0.36	0.84	0.85	0.85	Ремонт	0.21	0.25	0.25	0.31	0.84	Ремонт	0.21	0.25	0.25	0.31	0.84
20	0.00	0.00	0.00	0.21	0.25	0.25	0.31	0.84	0.85	0.85	Ремонт	0.21	0.25	0.25	0.31	0.84	Ремонт	0.21	0.25	0.25	0.31	0.84

Рис. 14 – Полученный график проведения ремонтов на добывающем фонде скважин.

На 2033 год приходится наибольшее количество ввода новых скважин, чтобы составить более гибкое расписание ремонтов до 2033 года включительно, будем использовать только 3 ремонта в год, в 2034 году увеличим это количество до 4, в 2035 году до 5 и до конца 2046 оставим по 4 ремонта в год:

№ Скв	12.2025	12.2026	12.2027	12.2028	12.2029	12.2030	12.2031	12.2032	12.2033	12.2034	12.2035	12.2036	12.2037	12.2038	12.2039	12.2040	12.2041	12.2042	12.2043	12.2044	12.2045	12.2046
1	0.26	0.25	0.27	Ремонт	0.21	0.25	0.25	0.31	0.84	0.85	Ремонт	0.21	0.25	0.25	0.31	0.84	Ремонт	0.21	0.25	0.25	0.31	0.84
2	0.31	0.33	0.53	Ремонт	0.21	0.25	0.25	0.31	0.84	Ремонт	0.21	0.25	0.25	0.31	0.84	Ремонт	0.21	0.25	0.25	0.31	Ремонт	0.21
3	0.25	0.28	Ремонт	0.21	0.25	0.25	0.31	0.84	Ремонт	0.21	0.25	0.25	0.31	Ремонт	0.21	0.25	0.25	0.31	Ремонт	0.21	0.25	0.25
4	Ремонт	0.21	0.25	0.25	0.31	0.84	Ремонт	0.21	0.25	0.25	0.31	0.84	Ремонт	0.21	0.25	0.25	0.31	Ремонт	0.21	0.25	0.25	0.31
5	Ремонт	0.21	0.25	0.25	0.31	0.84	Ремонт	0.21	0.25	0.25	0.31	0.84	Ремонт	0.21	0.25	0.25	0.31	Ремонт	0.21	0.25	0.25	0.31
6	0.21	0.25	0.25	0.31	Ремонт	0.21	0.25	0.25	0.31	0.84	Ремонт	0.21	0.25	0.25	0.31	0.84	Ремонт	0.21	0.25	0.25	0.31	Ремонт
7	0.26	0.40	Ремонт	0.21	0.25	0.25	0.31	0.84	Ремонт	0.21	0.25	0.25	0.31	Ремонт	0.21	0.25	0.25	0.31	Ремонт	0.21	0.25	0.25
8	0.21	0.25	0.25	0.31	Ремонт	0.21	0.25	0.25	0.31	0.84	Ремонт	0.21	0.25	0.25	0.31	0.84	Ремонт	0.21	0.25	0.25	0.31	Ремонт
9	0.47	Ремонт	0.21	0.25	0.25	0.31	0.84	Ремонт	0.21	0.25	0.25	0.31	Ремонт	0.21	0.25	0.25	0.31	Ремонт	0.21	0.25	0.25	0.31
10	0.34	Ремонт	0.21	0.25	0.25	0.31	0.84	Ремонт	0.21	0.25	0.25	0.31	Ремонт	0.21	0.25	0.25	0.31	Ремонт	0.21	0.25	0.25	0.31
11	0.21	0.25	0.25	0.31	0.84	Ремонт	0.21	0.25	0.25	0.31	0.84	Ремонт	0.21	0.25	0.25	0.31	Ремонт	0.21	0.25	0.25	0.31	Ремонт
12	0.25	0.32	Ремонт	0.21	0.25	0.25	0.31	0.84	Ремонт	0.21	0.25	0.25	0.31	Ремонт	0.21	0.25	0.25	0.31	Ремонт	0.21	0.25	0.25
13	0.46	0.46	0.49	Ремонт	0.21	0.25	0.25	0.31	0.84	Ремонт	0.21	0.25	0.25	0.31	Ремонт	0.21	0.25	0.25	0.31	Ремонт	0.21	0.25
14	0.32	Ремонт	0.21	0.25	0.25	0.31	0.84	Ремонт	0.21	0.25	0.25	0.31	0.84	Ремонт	0.21	0.25	0.25	0.31	0.84	Ремонт	0.21	0.25
15	0.21	0.25	0.25	0.31	0.84	Ремонт	0.21	0.25	0.25	0.31	0.84	Ремонт	0.21	0.25	0.25	0.31	0.84	Ремонт	0.21	0.25	0.25	0.31
16	Ремонт	0.21	0.25	0.25	0.31	0.84	Ремонт	0.21	0.25	0.25	0.31	0.84	Ремонт	0.21	0.25	0.25	0.31	0.84	Ремонт	0.21	0.25	0.25
17	0.12	0.25	0.25	0.26	0.37	Ремонт	0.21	0.25	0.25	0.31	0.84	Ремонт	0.21	0.25	0.25	0.31	0.84	Ремонт	0.21	0.25	0.25	0.31
18	0.00	0.00	0.24	0.25	0.26	0.36	0.84	0.85	0.85	Ремонт	0.21	0.25	0.25	0.31	Ремонт	0.21	0.25	0.25	0.31	Ремонт	0.21	0.25
19	0.00	0.00	0.00	0.25	0.25	0.26	0.36	0.84	0.85	0.85	Ремонт	0.21	0.25	0.25	0.31	Ремонт	0.21	0.25	0.25	0.31	0.84	Ремонт
20	0.00	0.00	0.00	0.21	0.25	0.25	0.31	0.84	0.85	0.85	Ремонт	0.21	0.25	0.25	0.31	Ремонт	0.21	0.25	0.25	0.31	Ремонт	0.21

Рис. 15 – Полученный график проведения ремонтов на добывающем фонде при нефиксированном количестве ремонтов на год.

Заключение

Целью данной работы являлось:

- 1) Получение комплексной оценки состояния фонда, при которой оценивалась не только наработка на отказ и межремонтный

гарантийный период, но и статистика по фонду реальных отказов, дополнительные негативные факторы;

- 2) Создание инструмента в виде математического расчетного модуля для:
 - a. Анализа статистики отказов и ремонтов скважин по фонду;
 - b. Оценки текущего состояния фонда скважин;
 - c. Формирования нескольких альтернативных вариантов графиков ремонтов;

Процессом данной работы являлось:

- 1) Расчет на исторических данных для верификации расчетов;
- 2) Аппроксимация параметров работы скважин.

Результатом работы является:

- 1) Снижение эксплуатационных затрат при проведении ремонтов:

При использовании методики количество ремонтов может быть значительно снижено при выставлении оптимальных параметров и настройке. Так, на рассматриваемом месторождении X Западной Сибири количество ремонтов, планируемых только исходя из гарантийного срока оборудования, составляло 250 шт. на 20 лет, при использовании методики получилось снизить до 70 шт.

Литература

1. Назарова Л. Н. Разработка нефтяных месторождений с трудноизвлекаемыми запасами // Учебное издание. — Москва: Издательский центр РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, 2019 — 338 с.

2. Лисутина Л. А., Ганичева Л. З., Павлов А. В. Оценка состояния природных объектов Восточного Донбасса // Инженерный вестник Дона. — 2012. № 3. URL: ivdon.ru/ru/magazine/archive/n3y2012/997

3. Пермяков В. Н., Новоселов О. А., Макарова А. Н. Моделирование закономерностей распределения наработок на отказ бульдозеров при

строительстве оснований для нефтегазовых объектов //Инженерный вестник Дона. – 2014. № 2. URL: ivdon.ru/ru/magazine/archive/n2y2014/2435

4. Щербатов И. А. Методологические основы создания автоматизированных систем диагностики и предиктивной аналитики объектов энергетики //Математические методы в технологиях и технике. – 2021. – №. 5. – С. 92-100.

5. Страданченко С. Г., Плешко М. С., Армейсков В. Н. О необходимости проведения комплексного мониторинга подземных объектов на различных стадиях жизненного цикла //Инженерный вестник Дона. – 2013. № 4. URL: ivdon.ru/ru/magazine/archive/n4y2013/1994

6. Подковыркин А. А., Кутузов Д. В., Нгуен В.Т. Анализ возможности и перспектив применения системы предиктивной аналитики для предотвращения отказов установок электроцентробежных насосов //Материалы II Всероссийской научно-практической конференции. Ханты-Мансийск,. — Югорский государственный университет, 2023. – С. 460 – 465.

7. Дроздов А. Н., Р. Д. Хамидуллин, Д. А. Шестаков, Н. П. Сарапулов, Р. А. Хабибуллин. Информационная система анализа и мониторинга работы механизированного фонда скважин для оптимизации бизнес-процессов при добыче нефти //Территория Нефтегаз. – 2015. – №. 8. – С. 34-43.

8. Еремин Н. А., Золотухин А.Б., Назарова Л. Н., Черников О. А. Выбор метода воздействия на нефтяную залежь. Учебное пособие. Под ред. И.Т. Мищенко. – М.: ГАНГ, 1995. – С. 190.

9. Sawaryn S. J., Grames K. N., Whelehan O. P. The analysis and prediction of electric submersible pump failures in the Milne point field, Alaska //SPE production & facilities. – 2002. – V. 17. – №. 01. – pp. 53-61.

10. Guo, Dong , Raghavendra, Cauligi S., Yao, Ke-Thia , Harding, Mark , Anvar, Amir , and Anil Patel. "Data Driven Approach to Failure Prediction for

Electrical Submersible Pump Systems." Paper presented at the SPE Western Regional Meeting, Garden Grove, California, USA, April 2015. DOI:174062-MS

References

1. Nazarova L. N. Razrabotka neftjanyh mestorozhdenij s trudnoizvlekaemymi zapasami [Development of oil fields with hard-to-recover reserves]. Uchebnoe izdanie. Moskva: Izdatel'skij centr RGU nefti i gaza (NIU) imeni I.M. Gubkina, 2019 P. 338.
2. Lisutina L. A., Ganicheva L. Z., Pavlov A. V Inzhenernyj vestnik Dona. 2012. № 3. URL: ivdon.ru/ru/magazine/archive/n3y2012/997
3. Permjakov V. N., Novoselov O. A., Makarova A. N. Inzhenernyj vestnik Dona. 2014. № 2 URL: ivdon.ru/ru/magazine/archive/n2y2014/2435
4. Shherbatov I. A. Matematicheskie metody v tehnologijah i tehnike. 2021. №. 5. P. 92-100.
5. Stradanchenko S. G., Pleshko M. S., Armejskov V. N. Inzhenernyj vestnik Dona. 2013. № 4. URL: ivdon.ru/ru/magazine/archive/n4y2013/1994
6. Podkovyrkin A. A., Kutuzov D. V., Nguen V.T. Materialy II Vserossijskoj nauchno-prakticheskoj konferencii. Hanty-Mansijsk,. Jugorskij gosudarstvennyj universitet, 2023. pp. 460 – 465.
7. Drozdov A. N., R. D. Hamidullin, D. A. Shestakov, N. P. Sarapulov, R. A. Habibullin. Territorija Neftegaz. 2015. №. 8. pp. 34 – 43.
8. Eremin N. A., Zolotuhin A.B., Nazarova L. N., Chernikov O. A. Vybor metoda vozdejstvija na neftjanuju zalez' [The choice of the method of impact on the oil reservoir]. Uchebnoe posobie. Pod red. I.T. Mishhenko. M.: GANG, 1995. P. 190.
9. Sawaryn S. J., Grames K. N., Whelehan O. P. SPE production & facilities. 2002. V. 17. №. 01. pp. 53-61.
10. Guo, Dong , Raghavendra, Cauligi S., Yao, Ke-Thia , Harding, Mark , Anvar, Amir , and Anil Patel. "Data Driven Approach to Failure Prediction for



Electrical Submersible Pump Systems." Paper presented at the SPE Western Regional Meeting, Garden Grove, California, USA, April 2015. DOI:174062-MS

Дата поступления: 27.11.2024

Дата публикации: 2.01.2025