

Научная статья
УДК 622.276.4
<https://doi.org/10.37493/2308-4758.2024.3.8>

АНАЛИЗ ПРИЧИН НИЗКОЙ НАРАБОТКИ НА ОТКАЗ НАСОСНОГО ОБОРУДОВАНИЯ ОБЪЕКТА С ВЫСОКОВЯЗКОЙ НЕФТЬЮ ПЕРМО-КАРБОНОВОЙ ЗАЛЕЖИ

Денис Александрович Иванов

ЛУКОЙЛ-Инжиниринг (З, Покровский б-р, стр. 16, Москва, 109028,
Российская Федерация)

denis_a_ivanov@hotmail.com; <https://orcid.org/0009-0007-6402-5134>

Аннотация.

УШГН (установка штангового глубинного насоса) в условии нагрева пласта паром после ПЦО (пароциклической обработки) работает в широком диапазоне реологических свойств флюидов и температуры среды. На начальном этапе происходит добыча горячей нефтесодержащей жидкости с температурой порядка 200 °С и вязкостью несколько десятков сПз. В этот период также отбирается вся закаченная вода, которая поступила в пласт в виде пара в процессе пароциклической обработки. Через несколько месяцев эксплуатации, после остывания призабойной зоны, вязкость нефти увеличивается до нескольких сотен сПз. Также возрастает влияние стабильных эмульсий на свойства флюидов. Данные изменения приводят к росту нагрузок на насосное оборудование в процессе эксплуатации, что приводит к преждевременным отказам. Задача по обеспечению длительной эксплуатации УШГН с высокой наработкой на отказ является наиболее востребованной при данных условиях работы ГНО (глубинно насосное оборудование). Выполнен анализ причин низкой наработки на отказ с использованием большого массива информации, обширной базы данных по работе УШГН. На месторождении применяется однотипное насосное оборудование с изменением только диаметра плунжера в зависимости от дебита. По итогам проведенного анализа определен участок месторождения, где необходимо вносить существенные изменения в параметрах насоса из-за повышенной вязкости нефти. В мировой практике в таких условиях использу-

ют УШГН с большей длинной хода сокращая количество ходов, увеличивая наработку на отказ. Опыт работы на аналогичных месторождениях в других регионах мира указывает на необходимость использования машинного обучения для улучшения показателей насоса.

Ключевые слова: установка штангового глубинного насоса, пароциклические обработки, высоковязкие нефти, пермо-карбоновая залежь, наработка на отказ, большие данные

Для цитирования: Иванов Д. А. Анализ причин низкой наработки на отказ насосного оборудования объекта с высоковязкой нефтью пермокарбоновой залежи // Наука. Инновации. Технологии. 2024. № 3. С. 157–179. <https://doi.org/10.37493/2308-4758.2024.3.8>

Финансирование: работа выполнялась в рамках договора между ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» и ООО «ЛУКОЙЛ – Коми» в 2023 году и в рамках договора между ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» и ООО «ЛУКОЙЛ – Пермь» в 2024 году по абонентскому обслуживанию.

Конфликт интересов: автор заявляет об отсутствии конфликта интересов.

Статья поступила в редакцию 17.08.2024;
одобрена после рецензирования 20.09.2024;
принята к публикации 25.09.2024.

2.8.4. Development and Operation of Oil and Gas Fields (Technical Sciences)

Research article

Analysis of the reasons for low mean time between failures of pumping equipment at a high-viscosity permo-carbon oil deposit

Denis A. Ivanov

LUKOIL-Engineering (3, Pokrovskiy Blvg., Blbd. 1b, Moscow, 109028, Russian Federation)

denis_a_ivanov@hotmail.com; <https://orcid.org/0009-0007-6402-5134>

Abstract.

Sucker-rod pumping unit in operation after huff and puff cyclic steam injection operates in a wide range of rheological proper-

ties of fluids and medium temperatures. During the initial stage after steam injection, hot liquid fluids are extracted with a temperature of about 200°C and a viscosity of several tens of cP. During this period, all injected water is also pumped out of the reservoir, which entered the reservoir in the form of steam during steam injection phase. After several months of operation, after the bottom-hole zone cools down, the viscosity of the oil increases to several hundred cP. The influence of stable emulsions on the properties of fluids also increases. These changes lead to increased loads and torque on pumping equipment during operation, which leads to premature failures. The challenge to secure long-term operations with a high mean time between failures of pumping units is critical and demanding. The analysis of the main causes and trends of low mean time between failure using a large array of information and data was performed. Certain big data analysis approaches have been developed and presented and used to formulated qualitative and quantitative conclusions and recommendations. The field uses the same type of pumping equipment with only a change in the diameter of the plunger depending on the flow rate. Based on the results of the analysis, the area of the field was identified where it is necessary to make significant changes in the pump parameters due to the increased viscosity of the oil. In such conditions according to world practice longer stroke sucker-rod pumping unit is used reducing the number of strokes, increasing mean time between failure. Experience in similar fields in other regions of the world also indicates the need to use machine learning to improve pump performance.

Keywords: sucker-rod pumping unit, huff and puff cyclic steam injection, high-viscosity oils, permo-carbon deposit, mean time between failures, big data

For citation: Ivanov DA. Analysis of the reasons for low mean time between failures of pumping equipment at a high-viscosity permo-carbon oil deposit. Science. Innovations. Technologies. 2024;(3):157-179. (In Russ.). <https://doi.org/10.37493/2308-4758.2024.3.8>

Funding: the work was carried out under the agreement between LUKOIL-Engineering LLC and LUKOIL – Komi LLC in 2023 and under the agreement between LUKOIL-Engineering LLC and LUKOIL – Perm LLC in 2024 as part of a service contract.

Conflict of interest: the author declares no conflicts of interests.

The article was submitted 17.08.2024;
approved after reviewing 20.09.2024;
accepted for publication 25.09.2024.

Введение

Промышленная разработка месторождений с традиционными запасами в Республике Коми ведется около ста лет. В регионе также имеются крупнейшие объекты по промышленной добыче высоковязких нефтей. Пермо-карбоновая залежь была открыта геологами в 60-х гг. и разрабатывается уже более 40 лет с начала 80-х гг. Месторождение имеет сложную геологию, в связи с наличием трещинно-каверно-пористого коллектора и высокой степени расчленённости. Геологические свойства, объемы бурения, средние дебиты и обводненность хорошо представлены в литературе и не приводятся в данной работе [1–4]. В начале 2000-х гг. на залежи начали проводить испытания различных технологий повышения нефтеотдачи пластов. Основным методом была признана разработка с применением тепловых методов нефтеотдачи, так как нефть пермо-карбоновой залежи является высоковязкой [5–8].

По итогам ввода парогенерирующих стационарных установок и линейных объектов для транспортировки теплоносителя к кустовым площадкам, роль ПЦО на залежи выросла до промышленных масштабов. На текущий момент, порядка 15 % всей добычи республики Коми и НАО приходится на один пермо-карбоновый объект с высоковязкой нефтью. Объем работ в области ПЦО и объем добычи за счет этого вида ГТМ стабильно увеличивается из года в год. До середины 2010-х гг. в разработку была введена только центральная часть месторождения. В период с 2015 по 2020 г. введена практически вся краевая часть месторождения, кратно увеличив объем запасов, введенных в разработку, за счет новых кустовых площадок в ранее не разрабатываемой краевой зоне. Новые зоны разрабатываются, наклонно-направленными скважинами с преимущественным применением ПЦО.

После паротепловых обработок призабойная зона остается нагретой в течении длительного периода. В этот период осуществлять отбор возможно только с помощью УШГН, так как все другие насосы не могут работать при такой температуре, что соответствует общей мировой практике. В этой связи, технологии и методы добычи нефти с помощью УШГН получили дальнейшее развитие. Эволюция технологий УШГН и новые решения хорошо представлены в литературе [9–11].

Материалы и методы исследований

В качестве исходной информации использованы данные работы всех ШГН на объекте, за последний пятилетний период. В анализе рассмотрены технологические режимы работы скважин и их геологические характеристики. За 5 лет всего было в работе около 2 тысяч ШГН. Общий рассмотренный фонд скважин составлял более 1 тыс. штук, т.е. большая часть фонда скважин.

За рассматриваемый период количество УШГН увеличилось примерно в два раза. Рост числа УШГН в основном связан с увеличением количества ПЦО (рис. 1). Кроме появления новой парогенерирующей инфраструктуры на месторождении начали применять новые технологии заканчивания скважин, что также позволило повысить эффективность добычи в целом, за счет снижения количества операций. Большая часть скважин имеет подземное и устьевое оборудование, предназначенное для закачки теплоносителя без необходимости демонтажа и подъема подземного оборудования. То есть закачка теплоносителя осуществляется через глубокий насос, а подъем жидкости осуществляется по тем же трубам что и закачка пара.

Целью проведенной аналитической работы было определение причин преждевременных отказов УШГН и подготовка рекомендаций. Средняя наработка за последние 5 лет выросла со 180 суток в 2018 г. до более чем 250 суток в 2021–2022 году, за счет введенных технологических новшеств, разработок и изменений. Тем не менее, наработка на отказ УШГН, в целом, по-прежнему является неудовлетворительной.

Период работы УШГН или наработка на отказ до замены или выхода его из строя зависит от очень большого количества факторов. Соответственно, нет возможности найти прямую зависимость от одного параметра. Тем не менее, одни параметры не имеют никакого влияния на отработанное время, а другие имеют слабое влияние, которое можно проанализировать. Для каждого УШГН рассмотрены следующие показатели: отработанные дни, частота и количество ходов, причина замены, коэффициент подачи, средний и начальный дебит нефти, объем отобранной нефти и жидкости за время работы УШГН, обводненность в разные периоды работы УШГН и средняя обводненность, давление в зоне отбора. Также дополнительно рас-

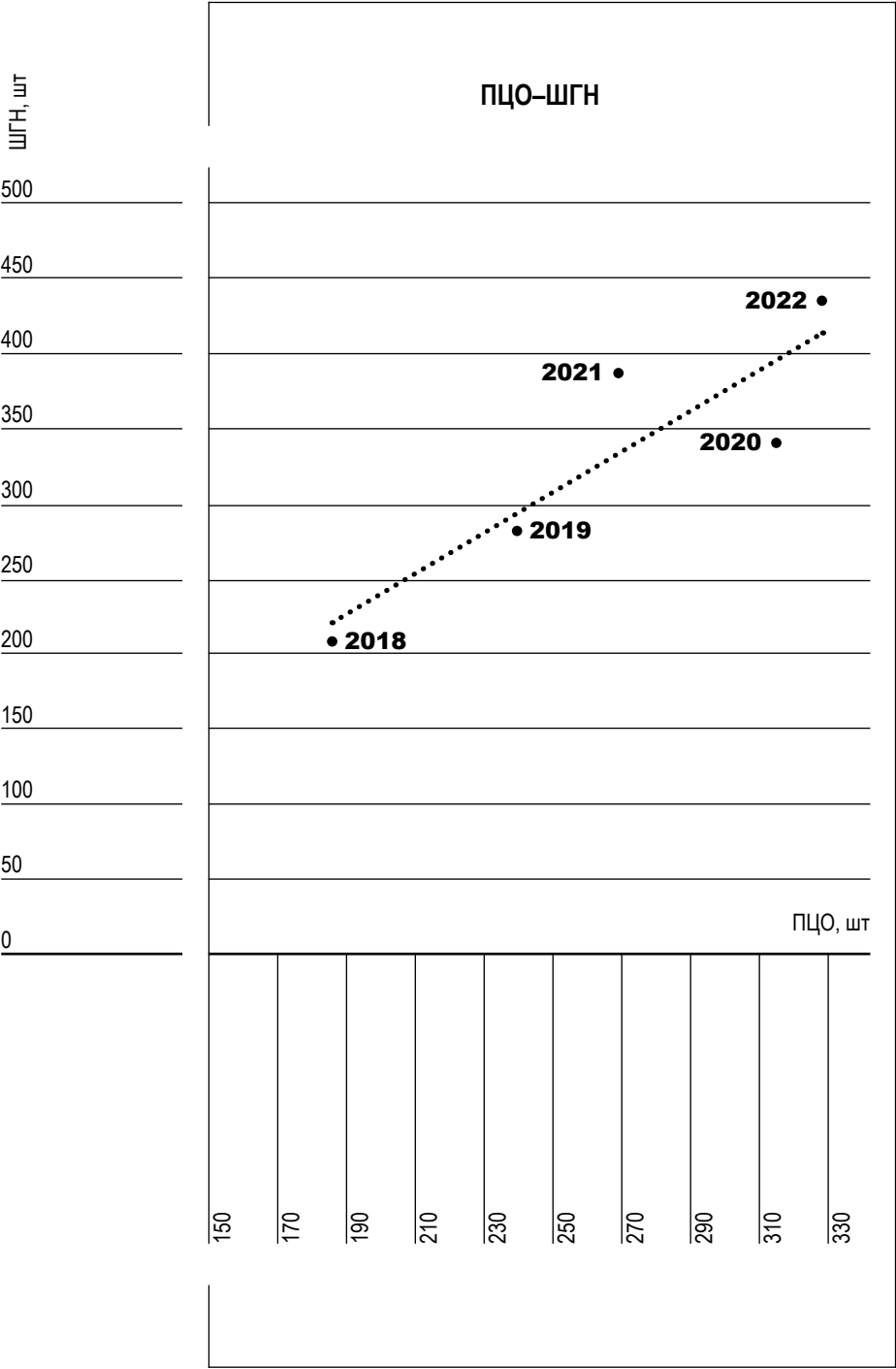


Рис. 1. Количество замен ШГН и количество ПЦО по годам.
Fig. 1. Number of sucker rod pumps used and huff and puff operation per year.

смотрены исторические данные скважины, включая накопленные отборы нефти и жидкости и накопленные объемы закачанного пара, и некоторые геологические параметры, включая толщины пластов. Применялся метод, схожий с применяемым в нейронных сетях, но в ручном табличном режиме с поиском возможных зависимостей и трендов. Подход основывается на построении зависимости практически всех рассмотренных параметров друг против друга. В большинстве случаев, как и ожидалось, отсутствует какая-либо зависимость.

При построении распределения наработки на отказ по средней обводненности (рис. 2) несмотря на то, что в целом данные выглядят хаотичными, имеется слабая тенденция. Данная тенденция имеет теоретические объяснения на базе ключевых физических принципов работы УШГН. Количество ходов УШГН до выхода из строя в связи с износом имеет прямую зависимость от нагрузки на насосное оборудование. УШГН на скважинах с очень высокой обводненностью работают со значительно меньшей нагрузкой. Для данного объекта в связи с тем, что вязкость нефти очень высокая, разница нагрузки между подъёмом воды или нефти очень высокая. В целом на основании первичного анализа сделан вывод о том, что неудовлетворительная наработка на отказ в большей степени относится к УШГН, которые работают с обводненностью менее 60 %.

Проведена группировка по кустовым площадкам с расчетом средней наработки на отказ для каждой кустовой площадки. Первый анализ проведен для всех кустовых площадок, где за последние 5 лет был задействован хотя бы один УШГН. Далее, количество анализируемых кустовых площадок было сокращена до 48 штук, где в течение последних 5 лет отработало минимум 5 УШГН, тем самым кусты с небольшим количеством отработанных УШГН были исключены из анализа. Для каждой кустовой площадки были рассчитаны средние показатели и проведен аналогичный анализ, как и для отдельных УШГН, включая построение зависимости средней наработки на отказ от среднего дебита нефти, обводненности и других параметров включая накопленные отборы. Средние показатели рассчитывались и анализировались только для анализируемых скважин с УШГН на рассматриваемых кустовых площадках. Для

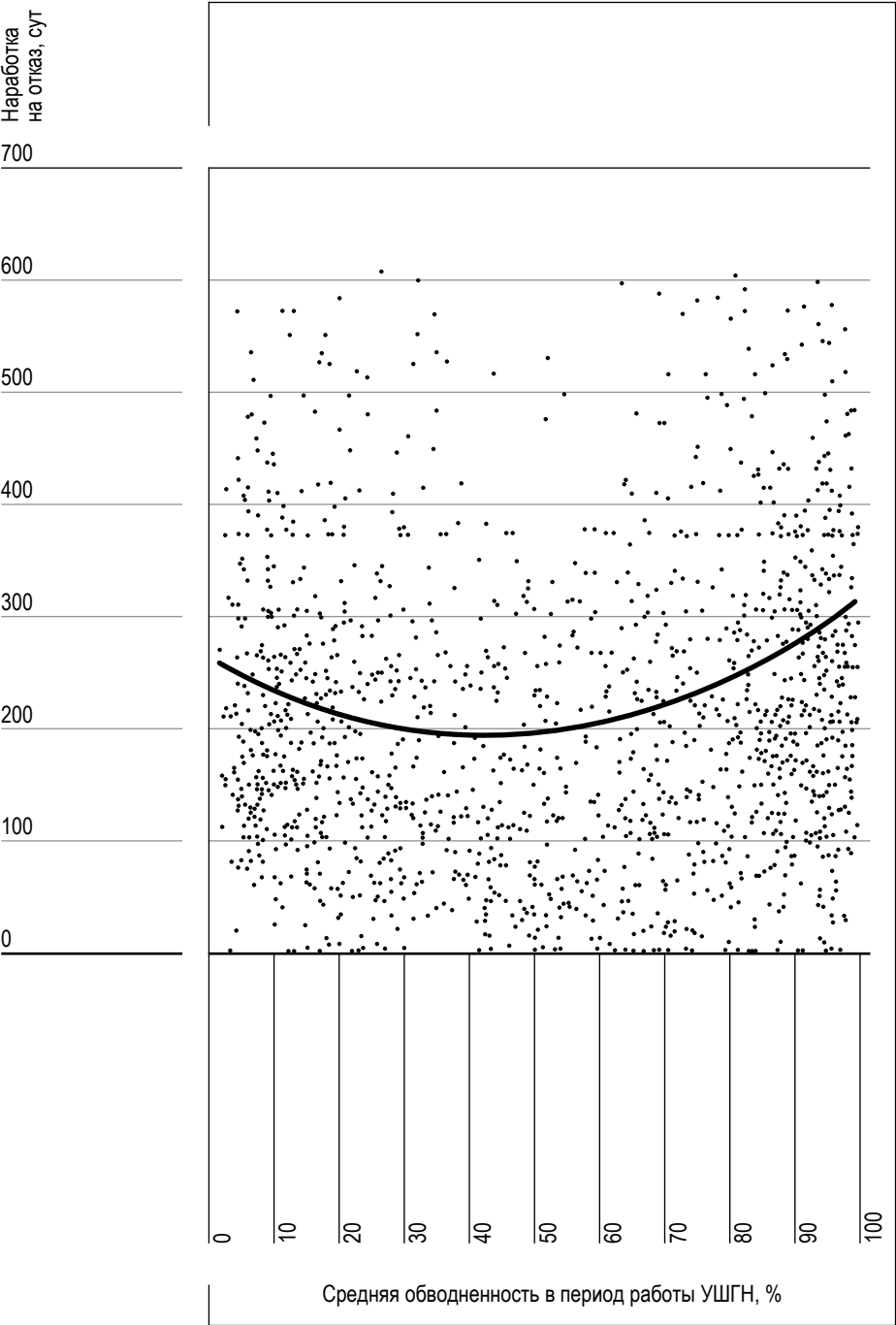


Рис. 2. Распределение наработки на отказ по средней обводненности.
Fig. 2. Distribution of mean time between failure vs average water-cut.

выбранных анализируемых кустовых площадок построен график зависимости средней обводненности от наработки на отказ и среднего дебита нефти от наработки на отказ (рис. 3А и рис. 3Б). По итогам проведённого группирования по кустовым площадкам и усреднения, взаимосвязь между наработкой на отказ и обводненностью, а также взаимосвязь между наработкой на отказ и дебитом становится более выраженной. Низкая наработка на отказ приходится на кустовые площадки с меньшей обводненностью. Кусты с меньшей наработкой на отказ в среднем имеют более высокий дебит по нефти. Данные зависимости имеют физическое объяснение, так как насосное оборудование, которое работает на более продуктивном участке с меньшим количеством воды будет иметь большую нагрузку и степень износа, что выражается в меньшей итоговой наработке на отказ.

Объединив все итоговые тренды проведена еще одна группировка кустовых площадок в три группы. Построена зависимость средней исторической накопленной добычи на скважину для рассматриваемых кустовых площадок от текущей обводненности (рис. 4). Данный график был использован для определения трех групп — группа с высокой обводненностью и высокой накопленной добычей, группа с высокой обводненностью и низкой накопленной добычей нефти и группа с низкой обводненностью и низкой добычей нефти. Далее кустовые площадки нанесены на карту в координатах ХУ в соответствии с группой. На карте также нанесена текущая обводненность (рис. 5).

Первая группа кустовых площадок находится в двух зонах на юге залежи и в западной части (обозначен квадратом). В группе отработано 389 УШГН и находится 15 кустов. Средняя наработка на отказ равна 170 суткам, что на 30 % ниже, чем в группе 2 и 3. Средняя обводненность составляет 41 %, что на 44 % ниже, чем в группе 2 и 3. Все кусты были введены после 2015 года (в основном 2018 г.). Средняя добыча за отработанное время УШГН была на 10 % выше, чем добыча группы 2 и 3. То есть более высокие дебиты компенсируют потери при меньшем времени работы УШГН и в среднем УШГН отбирают больший объем нефти. Вторая группа прилегает к первой группе и находится на флангах месторождения. Большая

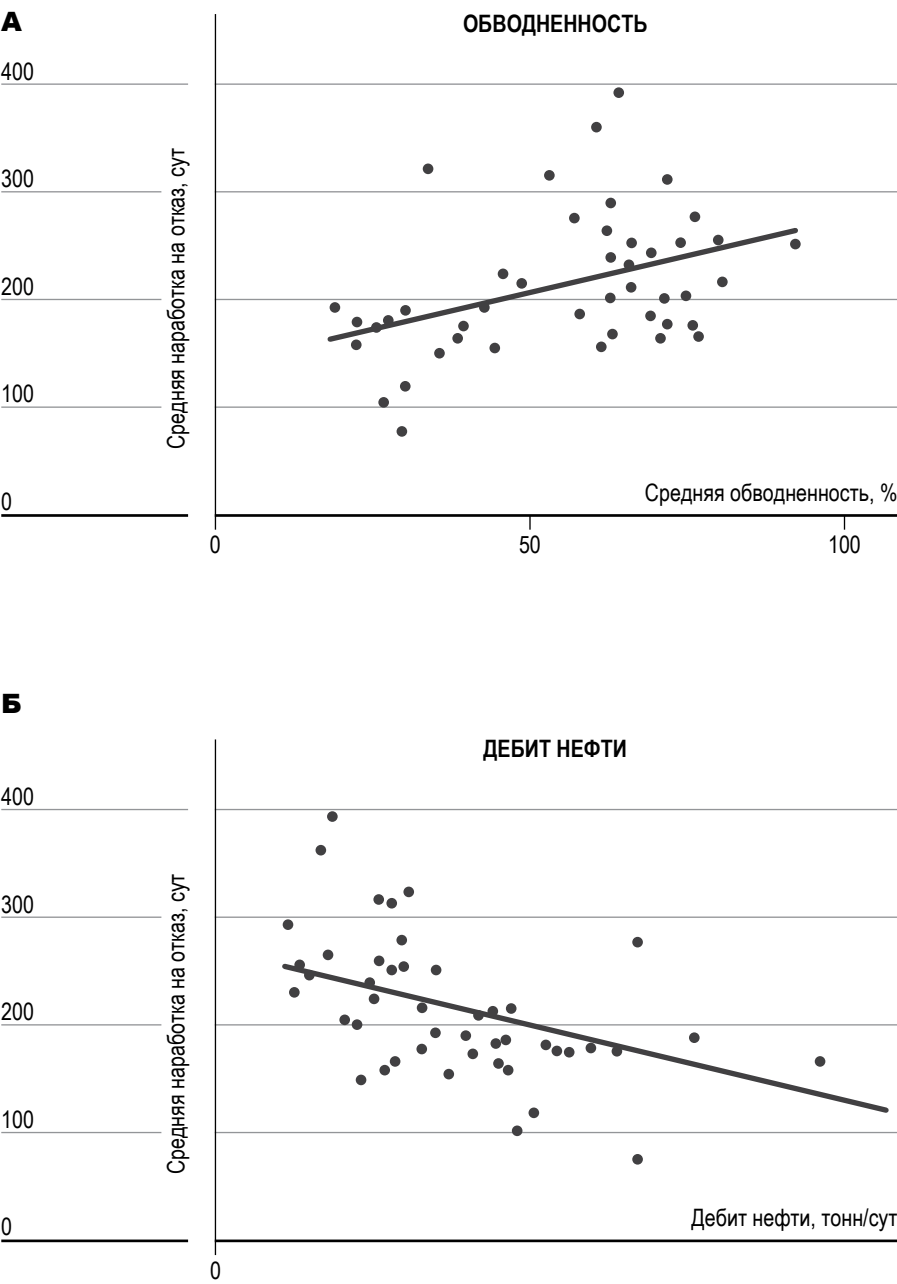


Рис. 3. Зависимость наработки от А) средней обводненности основных кустовых площадок; Б) от среднего дебита нефти основных кустовых площадок.
Fig. 3. Mean time failure dependency of А) Average pad water cut Б) Average pad oil rate.

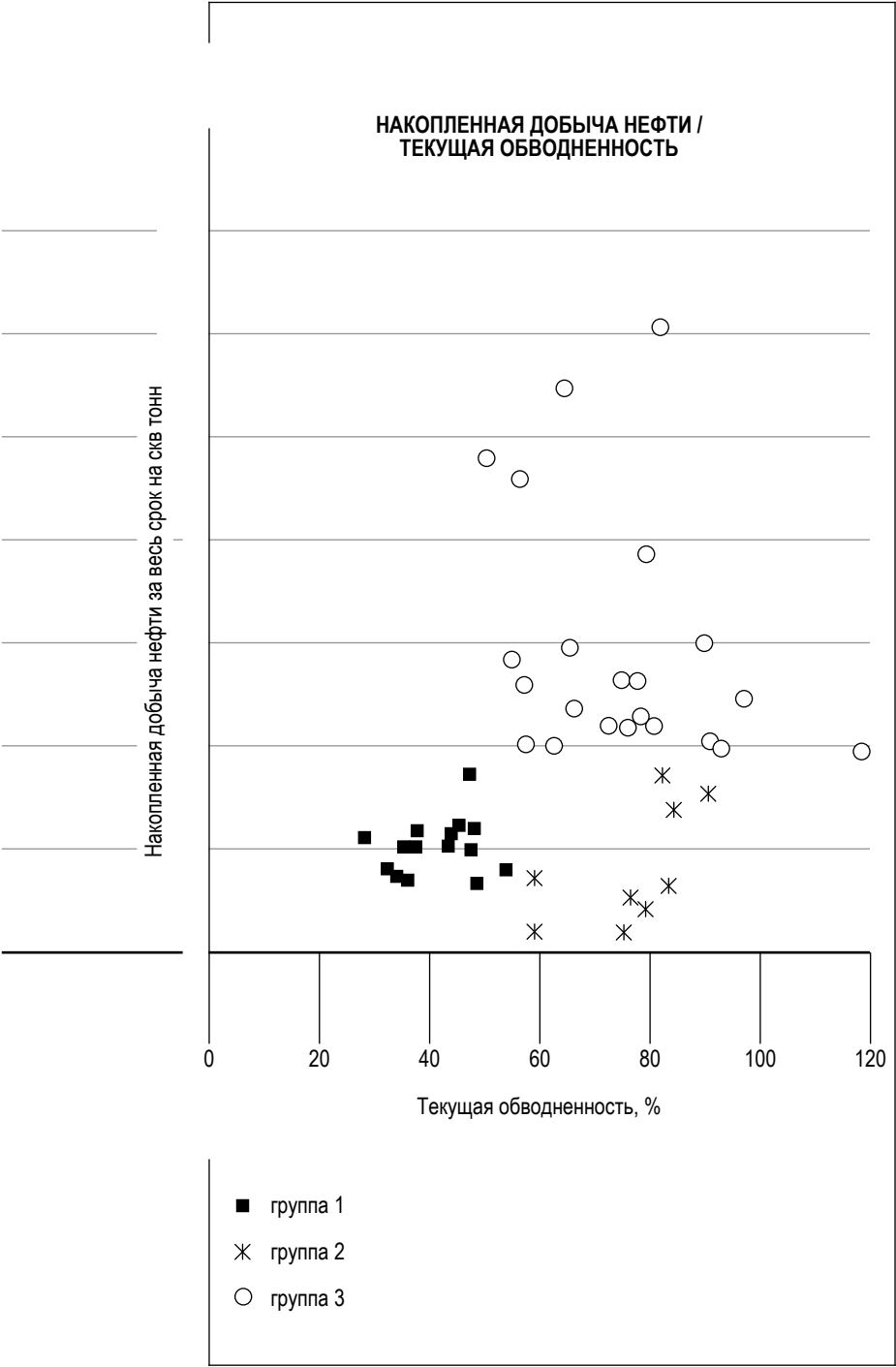


Рис. 4. Средняя обводненность и накопленная добыча по кустам за все время.
Fig. 4. Average water-cut vs cumulative oil production per pad.

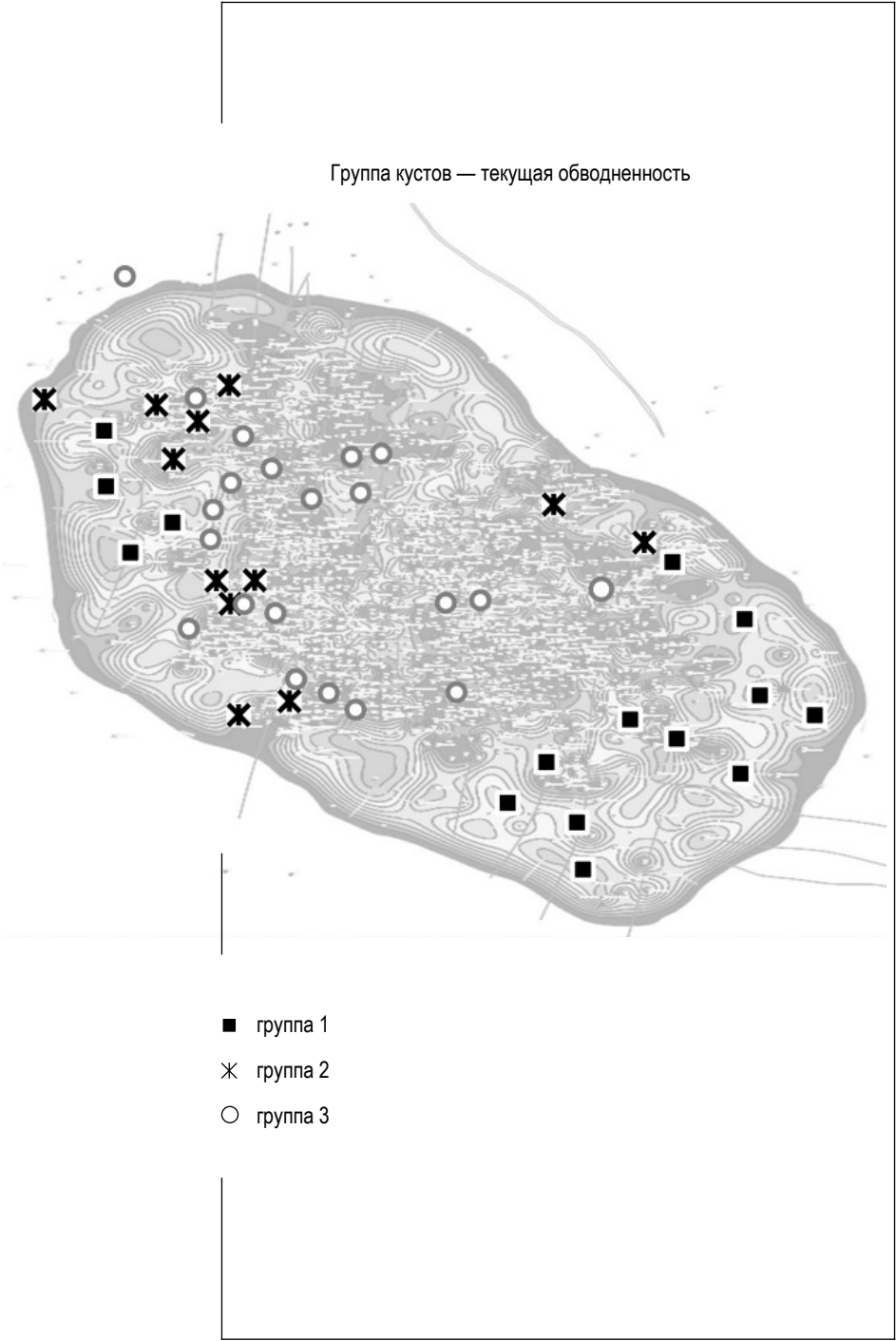


Рис. 5. Расположение кустовых площадок по группам на карте текущей обводненности.
Fig. 5. Pad location per group on a water-cut map.

часть скважин была введена за последние 10 лет, т.е. значительно позже центральной части (третья группа). Скважины в среднем работали в три раза меньше по времени, чем в зоне 3. При этом текущие извлекаемые запасы этой группы являются лучше, чем группы кустовых площадок в центре залежи, где выработка является очень высокой. Средняя обводненность в этой зоне схожа с центральной зоной (третья группа) и равна 74 %. Накопленная добыча на скважину за весь срок разработки в три раза меньше, чем в центральной зоне. Средняя наработка на отказ равна 236 суткам. В группе отработано 312 УШГН и находится 12 кустов. Третья группа скважин находится в центральной части месторождения в зоне с максимальными толщинами и начальными запасами. Эта зона была введена в эксплуатацию в первую очередь и имеет наиболее продолжительную историю разработки. Текущая выработка является очень высокой. В этой зоне было проведено максимальное число ПЦО за всю историю с наибольшим накопленным показателем по объему закаченного теплоносителя. Несмотря на высокую степень выработки и высокую обводненность равную 73 %, показатели работы УШГН являются удовлетворительными в части наработки и объему добычи за отработанный период. Большая часть скважин была введена в конце 80-х – начале 90-х гг. В группе из 21 куста отработали 460 УШГН за пять лет. Средняя наработка составила 242 суток. Скважины также расположены на минимальном расстоянии от объектов подготовки нефти. За счет меньшего расстояния на скважинах более низкое противодавление, что тоже имеет положительное влияние на работу УШГН.

Результаты исследований и их обсуждение

Проведен первичный анализ работы УШНГ с выявлением основных возможных причин в неудовлетворительных показателях. В работе сформулированы основные направления, где необходимо проводить дальнейшие работы. Три группы скважин зоны имеют существенные различия в части технологических показателей и работы УШГН. В дальнейшем необходимо доработать понимание и проанализировать все геологические и технологические различия для выявления всех причин, что является необходимым

для принятия правильных технологических решений. В целом нагрузки, которые являются основной причиной в отказе, состоят из многих составляющих и не имеют 100 % корреляцию с таким показателем, как обводненность. Наличие низкой обводненности лишь повышает возможность возникновения осложнений и выхода оборудования из строя. Есть много других параметров, которые значительно усложняют работу оборудованию. Например, выпадение АСПО также повышает нагрузки и может привести к преждевременным отказам.

Направление по применению нейронных сетей для усовершенствования работы УШГН, включая повышение эффективности и производительности, развивается быстрыми темпами и широко применимо на практике [11–15]. В некоренных случаях нейронные сети, основанные на большом количестве данных и искусственном интеллекте, фактически заменяют работу оператора, что делает малодебитные скважины рентабельными в связи со снижением затрат на эксплуатацию. Все рассмотренные работы относятся к добыче нефти традиционным способом без закачки пара. Схожие технологические и геологические условия (высоковязкие нефти, УШГН и ПЦО) имеются на одном из месторождений в Кувейте, где применение новых алгоритмов существенно повысило продуктивность и снизило количество отказов ШГН [16, 17]. Наибольший акцент в работе на месторождении в Кувейте сделан для улучшения работы УШГН в условиях выпадения АСПО.

По результатам проведенного анализа работы УШГН на пермо-карбоновой залежи определены основные направления и параметры, которые можно взять за основу при формировании обучающих алгоритмов по улучшению работы УШГН, так как в основе должны лежать определенные физические принципы. В основе применяемых на практике нейронных сетей для управления работой УШГН лежат динамограммы. Сформированные библиотеки динамограмм для конкретных месторождений с характерными проблемами и осложнениями, используются для анализа работающего фонда. По итогам разделения месторождения на группы сформирована область, требующая наибольшего внимания для повышения наработки на отказ и других технологических показателей. Область

ограничена определенными кустовыми площадками на юге и западе месторождения. Потенциальную нейронную сеть для контроля УШГН необходимо сформировать только для одной области и одной группы скважин. Информация по работе УШГН в другой области (группа 2 и 3) вероятно не будет применима для улучшения работы в группе с наименьшей наработкой на отказ (группа 1 в краевой зоне). В целом для каждой из трех групп необходимо сформировать независимую нейронную сеть со своим алгоритмом решения.

В проведенной данной работе не рассмотрены динамограммы. Для создания нейронных сетей необходимо создать библиотеку динамограмм на основе фактической работы оборудования с более подробной диагностикой возникающих проблем в процессе эксплуатации, а не только выявления причин выхода из строя в конце.

Кроме введения усовершенствованных подходов к оперативному сбору данных и принятия решений на базе нейронных сетей, необходимо провести ревизию применяемого оборудования и технологий. Для добычи высоковязкой нефти в мире разработаны и применяются ШГН и верхние приводы с большим ходом [18,19]. В этом случае, для добычи одного объема нефти, потребуется меньшее количества качаний из-за большего хода. Снижение количества ходов снижает количество изменений нагрузок на сжатие и растяжение колонны штанг насосов, что повышает долговечность. Данные технологические изменения потребуют изменений в наземной части оборудования, включая верхний привод, что на практике является сложно-осуществимо.

Кроме технологической ревизии необходимо качественно и количественно пересмотреть геологические параметры объекта. На месторождениях с небольшими глубинами залегания продуктивных пластов в условиях низкой температуры (менее 40 °С) происходит процесс биодеградаци с сопутствующим ростом вязкости нефти. Данные явления были количественно описаны для ряда месторождений сверх вязких нефтей в Венесуэле [20]. В процессе бактериальной деятельности образуются определенные биомаркеры, на базе которых определяется степень биодеградаци. Были сформированы прогнозные модели, на базе которых можно рассчитать вязкость нефти зная степень биодеградаци. Нефти, которые находятся бли-

же всего к водонефтяному контакту подвергаются максимальному темпу и степени биodeградации из-за наибольшей активности бактерий. Для рассматриваемого пермо-карбонового объекта в республике Коми вероятность существенной биологической активности является очень высокой (около 100 %) так как практически все месторождения высоковязких нефтей на малых глубинах, были сформированы с участием биodeградационных процессов. Т.е. из нефтематеринских пород мигрирует легкая нефть и заполняет ловушки, если ловушки находятся в условиях низких температур, то начинается биodeградация за счет чего плотность и вязкость нефти увеличивается из-за сокращения доли легких фракций бактериями. Краевая зона пермо-карбоновой залежи находится ближе к контакту и в соответствии с теорией биodeградации нефти должна быть подвержена более интенсивному биологическому процессу деградации с получением более вязких нефтей на выходе. Кроме более высоковязких нефтей, которые повышают нагрузки на оборудование, в этих зонах может быть более интенсивное выпадение АСПО. На момент проведения данной работы из краевых зон не было отобрано ни одной представительной без эмульсионной пробы нефти. Исследований в части определения степени биodeградации также не проводили. Соответственно нет лабораторного подтверждения описанной теории. Т.е. наличие более вязкой нефти на контуре является гипотетическим. Тем не менее сформулированные тезисы и гипотезы подтверждают необходимость рассмотреть разработку краевой зоны с применением УШГН с использованием более совершенных технологических решений, включая принятие решения по использованию нейронных сетей.

Заключение

Проведен сбор и анализ данных работы УШГН на пермо-карбоновой залежи после ПЦО. Анализ проведен используя общие подходы и методики применимые в нейронных сетях, но в ручном режиме. Алгоритм является прототипом для будущих полномасштабных проектов с формированием адаптивного алгоритма нейронной сети. Принцип применяемого алгоритма, следующий:

- формируются таблицы данных с показателями работы УШГН, технологические показатели работы скважин при работе УШГН и исторические показатели, геологические данные и координаты кустовых площадок;
- проводится анализ и поиск зависимостей и трендов между параметрами анализируя все возможные комбинации зависимостей. Итоговые тренды используются для группирования УШГН и скважин в соответствии с типом, местоположением, текущими и историческими технологическими показателями;
- сформированные группы составляют логические кластеры кустовых площадок для каждого из которых формируются свои решения в связи с разными условиями работы. Далее формируются итоговые заключения.

В работе представлены только итоговые основные результативные шаги без описания скрытых тупиковых шагов и расчетов. Проведен краткий обзор случаев применения аналогичных подходов с целью улучшения работы УШГН. Отмечено применение нейронных сетей для улучшения показателей добычи и эффективности работы УШГН для традиционных коллекторов. Для условий аналогичных пермо-карбоновой залежи с высоковязкой нефтью и закачкой пара, применяемые алгоритмы решаются и контролируются в ручном режиме из-за большого количества и типов проблем и осложнений. Выявленные тренды и зависимости позволяют указать проблемные области, с увеличением вероятности осложнений или отказов работы УШГН.

Следует отметить существенную недостаточность исходных данных, особенно в части свойств и составов нефтей в краевых частях месторождения. Это не позволяет диагностировать осложнения с большей точностью и вероятностью и выстраивать логическую цепь решений. Также имеются недостатки в части разнообразия доступных технологических решений. По опыту работы со сложными флюидами на других объектах, в соответствии с проведенным обзором

ром, сделан вывод о необходимости применения УШГН с большим ходом. Для построения эффективного алгоритма принятия решений необходим большой набор технологических решений в виду большого разброса технологических и геологических условий на рассмотренном объекте. Итоговые нейронные сети должны включать в себя полную библиотеку динамограмм. Для каждой выделенной группы скважин, по итогам проведенной работы, необходимо построить отдельную независимую нейронную сеть с отдельным набором данных, корреляционных зависимостей и итоговых решений.

Список источников

1. Гутман И. С., Руднев С. А., Саакян М. И., Даниленко А. Н., Урсегов С. О., Прокушева С. А. Зоны развития коллекторов пермо-карбоновой залежи высоковязкой нефти Усинского месторождения // Недропользование XXI в. 2012. № 4. С. 28–35.
2. Пастухов И. А. Ретроспектива развития разработки залежи сверхвязкой нефти Усинского месторождения // Проблемы геологии, разработки и эксплуатации месторождений, транспорта и переработки трудноизвлекаемых тяжёлых нефтей: Материалы всероссийской научно-технической конференции (с международным участием). Ухта, 2022. С. 87–91.
3. Тараскин Е. Н., Захарян А. З., Урсегов С. О. Адаптивное прогнозирование эффективности проведения геолого-технических мероприятий в скважинах пермо-карбоновой залежи Усинского месторождения // Нефтяное хозяйство. 2017. № 07. С. 20–25. <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2017-7-20-25>
4. Шмидтберг А. В. Опыт разработки пермо-карбоновой залежи сверхвязкой нефти Усинского месторождения // Сборник статей Международной научно-практической конференции. Уфа: ООО «Аэтерна», 2022. С. 135–137.
5. Кувшинов И. В., Алтунина Л. К., Кувшинов В. А. Комбинированная обработка скважин химическими композициями различного назначения в сочетании с термическим воздействием // Журнал Сибирского федерального университета. Химия. 2019. № 4. С. 473–482.
6. Алтунина Л. К., Кувшинов В. А., Кувшинов И. В., Стасьева

- Л. А., Чертенков М. В., Шкрабюк Л. С., Андреев Д. В. Физико-химические и комплексные технологии увеличения нефтеотдачи пермо-карбоновой залежи высоковязкой нефти Усинского месторождения // Нефтяное хозяйство. 2017. № 7. С. 26–29. <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2017-7-26-29>
7. Kalinin S. A., Morozyuk O. A., Kosterin K. S. Experimental Study of Heavy Oil Displacement by Carbon Dioxide on Carbonated Cores // Russian Oil and Gas Technical Conference SPE Okiyabr 2020. SPE-201821-MS. <https://doi.org/10.2118/201821-MS>
 8. Алтунина Л. К., Кувшинов В. А., Кувшинов И. В., Стасьева Л. А., Чертенков М. В., Андреев Д. В., Карманов А. Ю. Увеличение нефтеотдачи пермо-карбоновой залежи высоковязкой нефти Усинского месторождения физико-химическими и комплексными технологиями (обзор) // Журнал Сибирского федерального университета. Химия. 2018. № 4. С. 462–476.
 9. Петров А. А. Анализ существующих приводов штангового глубинного насоса // Вестник магистратуры. 2018. № 4–5 (80). С. 45–48.
 10. Worth D., Al-Safran E., Choudhuri A., Al-Jasmi A. Assessment of artificial lift methods for a heavy oil field in Kuwait // Journal of Petroleum Science and Engineering. 2019. Vol. 180. P. 835–843. SPE-172883-MS. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2019.06.012>
 11. Kennedy D. M., Ghareed M. M. Performance Evaluations of the Different Sucker Rod Artificial Lift Systems // SPE Symposium: Production Enhancement and Cost Optimisation held in Kuala Lumpur, Malaysia, 7-8 November 2017. SPE-189231-MS. <https://doi.org/10.2118/189231-MS>
 12. Tian H., Deng S., Wang C., Ni X., Wang H., Liu Y, Ma M, Wei Y, Li X. A novel method for prediction of paraffin deposit in sucker rod pumping system based on CNN indicator diagram feature deep learning // Journal of Petroleum Science and Engineering. 2021. Vol. 206. 108986. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2021.108986>
 13. Lv X-X., Wang H-X., Xin Z., Liu Y-X, Zhao P-C. Adaptive fault diagnosis of sucker rod pump systems based on optimal perceptron and simulation data // Petroleum Science. 2022. Vol. 19. Issue 2. P. 743–760. <https://doi.org/10.1016/j.petsci.2021.09.012>

14. Wang X., He Y., Li F., Dou X., Wang Z., Xu H., Fu L. A Working Condition Diagnosis Model of Sucker Rod Pumping Wells Based on Big Data Deep Learning // Presented at the International Petroleum Technology Conference, Beijing, China, March 2019. IPTC-19242-MS. <https://doi.org/10.2523/IPTC-19242-MS>
15. Peng Y. Artificial Intelligence Applied in Sucker Rod Pumping Wells: Intelligent Dynamometer Card Generation, Diagnosis, and Failure Detection Using Deep Neural Networks // SPE Annual Technical Conference and Exhibition held in Calgary, Alberta, Canada, 30 Sep - 2 October 2019. SPE-196159-MS. <https://doi.org/10.2118/196159-MS>
16. Quttainah R., Mehmood F., Mesbah H., Dange A., Sierra T. Sucker Rod Pump Design Modification to Avoid Pump Floating Phenomena in Heavy-Oil, Low API Wells to Enhance the Production Rate // SPE Kuwait Oil & Gas Show and Conference held in Mishref, Kuwait, 11-14 October 2015. SPE-175369-MS. <https://doi.org/10.2118/175369-MS>
17. AbdulHadi F., Al-Ajeel F., Sierra T., Mohamed A., Heshmat K. Improving Sucker Rod Pump Performance and Overall Production After Applying Continues Steam Injection in Heavy Oil Project-North Kuwait // SPE International Heavy Oil Conference and Exhibition held in Kuwait City, Kuwait, 10-12 December 2018. SPE-193800-MS. <https://doi.org/10.2118/193800-MS>
18. Kennedy D. M., Ghareeb M. Ultra-Long Stroke and Intelligent Rod Pumping System for Producing Difficult Wells and/or Fluids // SPE/IATMI Asia Pacific Oil & Gas Conference and Exhibition held in Jakarta, Indonesia, 17-19 October 2017. SPE-187028-MS. <https://doi.org/10.2118/187028-MS>
19. Spivey S., O'How D. Long-Stroke Rod Pumping Systems LSPS in High-Volume Unconventional Applications // SPE Middle East Artificial Lift Conference and Exhibition held in Manama, Bahrain, 28-29 November 2018. SPE-192497-MS. <https://doi.org/10.2118/192497-MS>
20. Landaeta G. S., Valencia L. E. Extra-Heavy Oil Viscosity Estimation Using PVT and Geochemical Analyses: Applications at Huyapari Field, Orinoco Heavy Oil Belt, Venezuela // SPE Latin America and Caribbean Petroleum Engineering Conference held in Buenos Aires, Argentina, 18-19 May 2017. <https://doi.org/10.2118/185495-MS>

References

1. Gutman IS, Rudnev SA, Saakyan MI, Danilenko AN, Ursegov SO, Prokusheva SA. Development zones of Permian-Carboniferous reservoirs of high-viscosity oil of the Usinskoye field. Nedropolzovanie XXIV = Subsurface use of the XXI century. 2012;(4):28-35. (In Russ.).
2. Pastuhov IA. Retrospective of the development of the extra-viscous oil deposit of the Usinskoye field. In Problems of geology, development and exploitation of deposits, transportation and processing of hard-to-recover heavy oils: Proceedings of the All-Russian scientific and technical conference (with international participation). Uhta; 2022;87-91. (In Russ.).
3. Taraskin EN, Zaharyan AZ, Ursegov SO. Adaptive forecasting of well work-over techniques on the example of the Permian-Carboniferous reservoir of the Usinskoye field. Neftyanoe khozyaystvo = Oil Industry. 2017;(07):20-25. (In Russ.). <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2017-7-20-25>
4. Shmidtberg AV. A case of development of the Permian-Carboniferous deposit of super-viscous oil of the Usinskoye field. In collection of articles from the International Scientific and Practical Conference. Ufa: «Aeterna» (Ufa). 2022;135-137. (In Russ.).
5. Kuvshinov IV, Altunina LK, Kuvshinov VA. Combined Well Treatment with Various Chemical Compositions and Thermal Methods. Journal of Siberian Federal University. Chemistry. 2019;(4):473-482. (In Russ.).
6. Altunina LK, Kuvshinov VA, Kuvshinov IV, Staseva LA, Chertekov MV, Shkrabyuk LS, Andreev DV. Physical-chemical and complex EOR/IOR technologies for the Permian-Carboniferous deposit of heavy oil of the Usinskoye oil field. Neftyanoe khozyaystvo = Oil Industry. 2017;(7):26-29 (In Russ.). <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2017-7-26-29>
7. Kalinin SA, Morozyuk OA, Kosterin KS. Experimental Study of Heavy Oil Displacement by Carbon Dioxide on Carbonated Cores. In Russian Oil and Gas Technical Conference SPE Oktyabr 2020. SPE-201821-MS. (In Russ.). <https://doi.org/10.2118/201821-MS>
8. Altunina LK, Kuvshinov VA, Kuvshinov IV, Staseva LA, Chertekov MV, Andreev DV, Karmanov AYu. Increased oil recovery from the Permian-Carboniferous high-viscosity oil deposit of the Usinskoye field using physical-chemical and

- complex technologies (review). Journal of Siberian Federal University. Chemistry. 2018;(4):462-476. (In Russ.).
9. Petrov AA. Analysis of existing drives of a sucker-rod deep-well pump. Vestnik magistratury = Bulletin of magistracy. 2018;5-4(80):45-48 (In Russ.).
 10. Worth D, Al-Safran E, Choudhuri A, Al-Jasmi A. Assessment of artificial lift methods for a heavy oil field in Kuwait. Journal of Petroleum Science and Engineering. 2019;180:835-843. SPE-172883-MS. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2019.06.012>
 11. Kennedy DM, Ghareed MM. Performance Evaluations of the Different Sucker Rod Artificial Lift Systems. In SPE Symposium: Production Enhancement and Cost Optimisation held in Kuala Lumpur, Malaysia, 7-8 November 2017. SPE-189231-MS. <https://doi.org/10.2118/189231-MS>
 12. Tian H, Deng S, Wang C, Ni X, Wang H, Liu Y, Ma M, Wei Y, Li X. A novel method for prediction of paraffin deposit in sucker rod pumping system based on CNN indicator diagram feature deep learning. Journal of Petroleum Science and Engineering. 2021;206:108986. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2021.108986>
 13. Lv X-X, Wang H-X, Xin Z, Liu Y-X, Zhao P-C. Adaptive fault diagnosis of sucker rod pump systems based on optimal perceptron and simulation data. Petroleum Science. 2022;19:743-760. <https://doi.org/10.1016/j.petsci.2021.09.012>
 14. Wang X, He Y, Li F, Dou X, Wang Z, Xu H, Fu L. A Working Condition Diagnosis Model of Sucker Rod Pumping Wells Based on Big Data Deep Learning. Presented at the International Petroleum Technology Conference, Beijing, China, March 2019. IPTC-19242-MS. <https://doi.org/10.2523/IPTC-19242-MS>
 15. Peng Y. Artificial Intelligence Applied in Sucker Rod Pumping Wells: Intelligent Dynamometer Card Generation, Diagnosis, and Failure Detection Using Deep Neural Networks. In SPE Annual Technical Conference and Exhibition held in Calgary, Alberta, Canada, 30 Sep - 2 October 2019. SPE-196159-MS. <https://doi.org/10.2118/196159-MS>
 16. Quttainah R, Mehmood F, Mesbah H, Dange A, Sierra T. Sucker Rod Pump Design Modification to Avoid Pump Floating Phenomena in Heavy-Oil, Low API Wells to Enhance the Production Rate. In SPE Kuwait Oil & Gas Show and Conference held in Mishref, Kuwait, 11-14 October 2015. SPE-175369-MS. <https://doi.org/10.2118/175369-MS>

17. AbdulHadi F, Al-Ajeel F, Sierra T, Mohamed A, Heshmat K. Improving Sucker Rod Pump Performance and Overall Production After Applying Continuous Steam Injection in Heavy Oil Project-North Kuwait. In SPE International Heavy Oil Conference and Exhibition held in Kuwait City, Kuwait, 10-12 December 2018. SPE-193800-MS. <https://doi.org/10.2118/193800-MS>
18. Kennedy DM, Ghareeb M. Ultra-Long Stroke and Intelligent Rod Pumping System for Producing Difficult Wells and/or Fluids. In SPE/IATMI Asia Pacific Oil & Gas Conference and Exhibition held in Jakarta, Indonesia, 17-19 October 2017. SPE-187028-MS. <https://doi.org/10.2118/187028-MS>
19. Spivey S, O'How D. Long-Stroke Rod Pumping Systems LSPS in High-Volume Unconventional Applications. In SPE Middle East Artificial Lift Conference and Exhibition held in Manama, Bahrain, 28-29 November 2018. SPE-192497-MS. <https://doi.org/10.2118/192497-MS>
20. Landaeta GS, Valencia LE. Extra-Heavy Oil Viscosity Estimation Using PVT and Geochemical Analyses: Applications at Huyapari Field, Orinoco Heavy Oil Belt, Venezuela. In SPE Latin America and Caribbean Petroleum Engineering Conference held in Buenos Aires, Argentina, 18-19 May 2017. <https://doi.org/10.2118/185495-MS>

Информация об авторе

Денис Александрович Иванов — ведущий инженер отдела мониторинга добычи нефти и газа ЛУКОЙЛ-Инжиниринг, Researcher ID: LDG-6022-2024

Information about the author

Denis A. Ivanov — Lead Engineer, Oil and Gas Production Monitoring Department, LUKOIL-Engineering, ResearcherID: LDG-6022-2024