

**Оценка эффективности внедрения технологических решений  
по повышению качества крепления скважин,  
разработанных на основе цифровых технологий**

**Д. В. Шаляпин<sup>1,2\*</sup>, Д. Л. Бакиров<sup>3</sup>, В. Г. Кузнецов<sup>1</sup>**

<sup>1</sup>Тюменский индустриальный университет», Тюмень, Россия

<sup>2</sup>Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть», Тюмень, Россия

<sup>3</sup>ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг», Москва, Россия

\*Denis.Shalyapin@lukoil.com

*Аннотация.* В статье показан процесс формирования мероприятий на основе цифровых технологий с целью повышения качества цементирования скважин на месторождениях Западной Сибири. Выявлена и решена проблема, связанная с низким качеством входной информации, за счет привлечения нескольких независимых источников. Обоснована экономическая эффективность разработанных методов сокращения трудозатрат на сбор данных для моделирования с использованием алгоритмов машинного обучения. Приведены перспективы сокращения затрат на проведение ремонтно-изоляционных работ в случае внедрения разработанных решений. Представлена ключевая информация по сформированным гипотезам и целям реализации каждой из них. Описана методика анализа результатов опытно-промышленных работ с использованием различных математических алгоритмов. Дана оценка эффективности разработанных решений путем сравнения результатов цементирования опытных скважин и скважин, построенных по базовой технологии. В качестве обобщающего результата приведена динамика роста качества цементирования на месторождениях Западной Сибири. На основе собранной опытной информации скорректированы решения, которые повторно внедряются для окончательной оценки эффективности.

*Ключевые слова:* цементирование скважин, крепь скважины, цифровые технологии, адгезия

*Для цитирования:* Шаляпин, Д. В. Оценка эффективности внедрения технологических решений по повышению качества крепления скважин, разработанных на основе цифровых технологий / Д. В. Шаляпин, Д. Л. Бакиров, В. Г. Кузнецов. – DOI 10.31660/0445-0108-2023-3-68-83 // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2023. – № 3. – С. 68–83.

**An evaluation of the effectiveness of implementing technological  
solutions based on digital technologies to improve well casing quality**

**Denis V. Shalyapin<sup>1,2\*</sup>, Daniyar L. Bakirov<sup>3</sup>, Vladimir G. Kuznetsov<sup>1</sup>**

<sup>1</sup>Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia

<sup>2</sup>KogalymNIPIneft Branch of LUKOIL-Engineering LLC, Tyumen, Russia

<sup>3</sup>LUKOIL-Engineering LLC, Moscow, Russia

\* Denis.Shalyapin@lukoil.com

**Abstract.** The article presents the process of forming measures based on digital technologies to improve the quality of well cementing at the fields of Western Siberia. The problem associated with the low quality of input information due to the use of several independent sources was identified and solved. The economic efficiency of the developed methods for reducing the labour costs of data collection for modelling using machine learning algorithms is demonstrated. If the solutions developed are implemented, there is a prospect of reducing the cost of repair and insulation work. Key information is provided about the hypotheses generated and their objectives. The authors of the article describe the method of using various mathematical algorithms to analyze the results of industrial experimental work. The efficiency of the developed solutions is evaluated by comparing the results of cementing experimental wells and wells built using the basic technology. The dynamics of cement quality growth in the fields of Western Siberia are summarised as a general result. As a result of the experience gained, the solutions have been adapted and are in the process of being re-implemented in order to make a final assessment of their effectiveness.

**Keywords:** well cementing, well casing, digital technologies, adhesion

**For citation:** Shalyapin, D. V., Bakirov, D. L., & Kuznetsov, V. G. (2023). An evaluation of the effectiveness of implementing technological solutions based on digital technologies to improve well casing quality. *Oil and Gas Studies*, (3), pp. 68-83. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2023-3-68-83

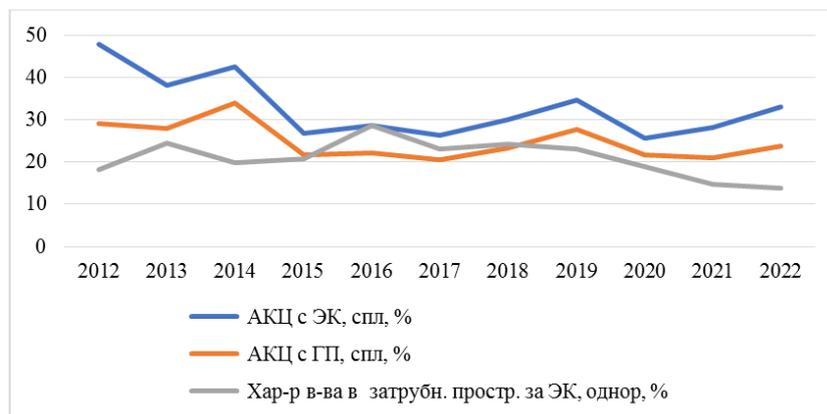
## **Введение**

Процесс цементирования скважин включает проведение комплекса технологических операций, от эффективности выполнения которых зависит качество крепи скважины. На данном этапе развития промышленности в области цементирования скважин наблюдается отсутствие положительной или отрицательной динамики изменения сплошности контакта цементного камня с обсадной колонной и однородности вещества в затрубном пространстве, несмотря на разрабатываемые отдельные технологические решения [1]. Это свидетельствует о необходимости изменения подхода к улучшению процесса цементирования. Одним из способов является цифровизация процесса анализа данных с последующей разработкой решений по повышению эффективности проведения цементирования скважин. Использование современных математических методов позволяеткратно увеличить объем анализируемой информации и передать математические итерации машинному алгоритму, который разрабатывается и оптимизируется под контролем экспертов. На основе приведенной информации была создана и применена методика по повышению качества цементирования скважин с использованием цифровых технологий. В результате чего были сформированы и внедрены 24 мероприятия на скважинах, построенных во втором полугодии 2022 года.

## **Объект и методы исследования**

Основываясь на поставленной проблеме, мы провели анализ подходов и методов повышения качества цементирования скважин. Согласно

собранной информации [2–5], можно сделать вывод о том, что производственные предприятия в основном делают упор на оптимизацию технологии цементирования или совершенствование состава тампонажного раствора. Однако предпринимаемые усилия не приносят значительного улучшения состояния крепи скважины, что наглядно показано на рисунке 1, построенном по аппроксимированным данным нескольких нефтегазодобывающих предприятий.



**Рис. 1. Динамика изменения качества цементирования за период 2012–2022 гг.**

Нивелирования субъективности и проблемы малой выборки исходной информации при принятии решений возможно достичь путем применения алгоритмов машинного обучения, благодаря которым человеческий разум может охватитькратно больший спектр данных. Цифровизация подхода к решению задачи по повышению качества цементирования скважин начата с анализа научно-технической литературы на предмет использования математического моделирования на основе алгоритмов машинного обучения в области бурения скважин. В результате чего установлен ряд направлений, по которым идет развитие: предупреждение аварий и осложнений при бурении скважин [6], оптимизация траектории ствола скважины [7] и идентификация горных пород по изменению режимов бурения [8]. На основе собранной информации определены подходы к решению различных задач, установлена методология по созданию моделей и их оптимизации.

После проведенного анализа научно-технической литературы была сформирована и внедрена на месторождениях ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» методика [9] моделирования процесса цементирования скважин, в основе которой лежат методы машинного обучения, созданные и оптимизированные с учетом мнений нескольких экспертов в области крепления скважин.

## Результаты и обсуждение

### Основные положения работы

Разработанная методика повышения качества цементирования скважин включает 3 основных этапа: сбор информации, моделирование и формирование конкретных решений.

На начальном этапе организован сбор информации из разрозненных источников: отчет супервайзеров, ежедневная сводка по бурению, акты по итогам цементирования, меры обсадных колонн, сводки подрядных организаций. На формирование базы данных, в среднем состоящей из 300 скважин, таким образом затрачивалось до 222 часов рабочего времени. В целях снижения временного фактора в информационной системе организовано создание матриц, которые содержали всю информацию из дел скважин. Данное решение позволило сократить время на формирование базы данных до 48 часов. Но в ходе выборочной проверки были установлены неточности и ошибки в исходных данных, что негативно сказалось на получаемых результатах при моделировании — найденные зависимости и наиболее важные факторы вызвали сомнения у ряда экспертов. Данная ситуация потребовала изменить подход к сбору информации и ее проверке. Для этого были составлены специальные таблицы, которые заполняются непосредственно после проведения цементирования представителями ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» и содержат следующую информацию: режимы бурения и проработки, реология бурового раствора, параметры тампонажного раствора, режимы промывки, технология закачки цемента, параметры буферных жидкостей, элементы оснастки. Данное решение позволило повысить качество исходных данных и сократить время формирования матрицы по сравнению с изначальным вариантом до 99 часов.

Дополнительно проведена аналитическая работа по обоснованию целевых показателей качества крепления скважин. Для этого исследованы результаты акустического и плотностного каротажей скважин, на которых были зафиксированы заколонные циркуляции жидкостей в 2018–2022 гг. (рис. 2).

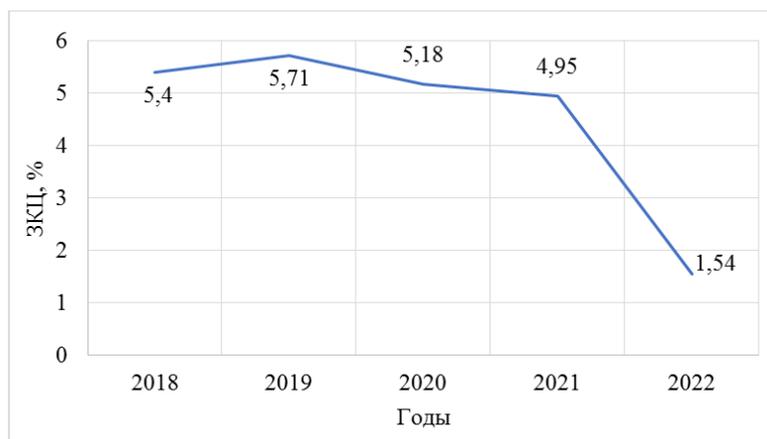
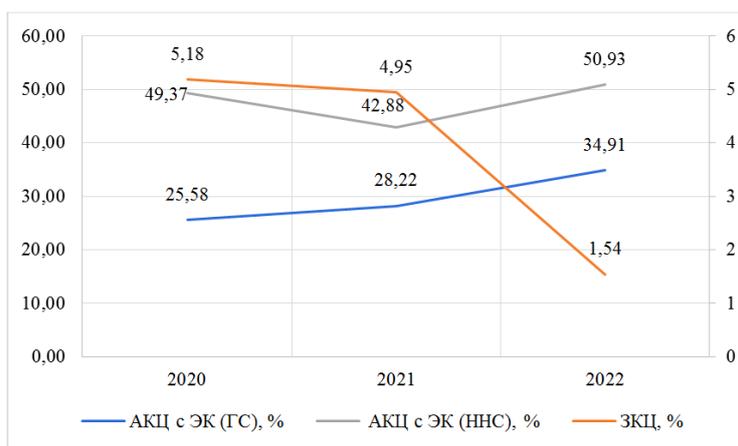


Рис. 2. Динамика изменения количества заколонных циркуляций за период 2018–2022 гг.

В среднем проведение ремонтно-изоляционных работ (РИР) необходимо на более чем 500 скважинах в год. Согласно информации по количеству РИР за 2022 г., на месторождениях ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» установлен факт проведения более 160 ремонтных работ.

Анализ влияния изменения качества крепления наклонно направленных скважин с горизонтальным окончанием (ГС) и наклонно направленных скважин (ННС) на вероятность возникновения заколонных циркуляций за период 2020–2022 гг. показал, что увеличение доли сплошного контакта с колонной свыше 28 и 43 % для ГС и ННС, соответственно, что приводит к кратному снижению вероятности появления заколонной циркуляции (рис. 3).



**Рис. 3. Динамика влияния изменения качества цементирования и количества скважин с заколонной циркуляцией**

На втором этапе на основе собранной информации были проведены расчеты с использованием программного комплекса Statistica и языка программирования C++. При моделировании были применены 3 алгоритма машинного обучения: «Лес случайных решений», Байесовский классификатор и нейронные сети. Модели, полученные на базе данных из информационной системы, имели качество на уровне 80–83 %, на основе верифицированной информации — более 93 %. В результате расчетов были выявлены наиболее важные факторы и получены неявные взаимосвязи между входными параметрами.

На третьем этапе на основе результатов предыдущего шага сформированы решения по повышению качества цементирования скважин с учетом мнений нескольких экспертов [10]. На основе решений созданы мероприятия, регулирующие основные этапы строительства скважин, запланированных во втором квартале 2022 года. Для технологического улучшения дополнительно разработаны 10 гипотез, оптимизирующих бурение, подготовку ствола, промывку и цементирование, для внедрения которых разработана план-программа опытно-промышленных работ для 25 скважин.

### *Мероприятия и план-программа опытно-промышленных работ*

Сформированные мероприятия состоят из 24 пунктов, разделенных на 19 блоков. Обобщенно данные решения можно представить в следующем виде.

1. Провести разработку план-программы опытно-промышленных работ по проверке выдвинутых 10 гипотез, направленных на повышение качества цементирования скважин.

2. Обеспечить эксцентриситет эксплуатационной колонны на уровне 80 % в интервале цемента нормальной плотности. Пересмотреть методику проведения расчетов необходимого количества центраторов.

3. Предусмотреть применение дополнительных буферных жидкостей на основе полимеров или абразивных реагентов. Разработать технологию приготовления жидкостей на кустовых площадках. Увеличить объем буферных пачек до 10 м<sup>3</sup>.

4. Увеличить высоту подъема цемента нормальной плотности до 300 м по стволу над кровлей продуктивного пласта.

5. Пересмотреть рецептуры тампонажных растворов с возможностью раздельного ввода понизителя водоотдачи, пластификатора и замедлителя схватывания. Оптимизировать параметры тампонажного раствора.

6. Подрядчику по цементированию предусмотреть формирование отдельных флотов для эксплуатационной колонны и для кондуктора.

7. Производить закачку тампонажного раствора в эксплуатационную колонну после накопления не менее 8 м<sup>3</sup> раствора заданной плотности. Обеспечить непрерывность закачки.

8. Обеспечить подачу не менее 25 л/с воды с буровой для нужд тампонажного флота.

9. Супервайзерским службам обеспечить контроль всего процесса цементирования путем проведения контрольных замеров плотности тампонажных растворов, проверки соблюдения схем расстановки тампонажной техники, отбора контрольных проб цементов, проверки режимных параметров цементирования.

10. Исключить проведение гидроразрыва пласта на кустовой площадке на период проведения цементирования.

План-программа разработана с целью проверки эффективности следующих 10 гипотез.

1. Включение калибрующих элементов в состав компоновки низа бурильной колонны (КНБК) для обеспечения цилиндричности ствола скважины.

2. Увеличение скорости вращения КНБК и расхода промывочной жидкости при бурении интервала цемента нормальной плотности для повышения эффективности очистки ствола скважины и обеспечения его цилиндричности.

3. Проведение промывки сразу после добуривания интервала под эксплуатационную колонну для повышения эффективности очистки ствола скважины.

4. Увеличение режимов проработки для повышения эффективности очистки ствола скважины.

5. Проведение окончательной промывки перед цементированием через цементировочную головку для минимизации временного разрыва между промывкой и цементированием.

6. Снижение реологии бурового раствора, применяемого для окончательной промывки перед цементированием с целью повышения эффективности вымыва застойных зон.

7. Корректировка технологии промывки во время спуска эксплуатационной колонны для повышения эффективности вымыва застойных зон и удаления глинистого слоя со стенок обсадных труб.

8. Использование дополнительных буферных растворов для повышения эффективности замещения бурового раствора тампонажными и обеспечения вымыва застойных заглеленных зон.

9. Корректировка параметров тампонажного раствора для получения минимально возможного времени схватывания цемента.

10. Обеспечение эксцентриситета не более 0,2 в интервале цемента нормальной плотности для повышения эффективности замещения бурового раствора тампонажными и достижения однородности вещества в затрубном пространстве.

#### *Анализ результатов опытно-промышленных работ*

Реализация разработанных мероприятий началась с февраля 2022 года, поэтому возможно провести сравнение результатов цементирования скважин, законченных в 2021 и 2022 годах (рис. 4, 5). Установлено, что в ННС в интервале цементного раствора нормальной плотности доля сплошного контакта с колонной увеличилась на 7,0 %, с породой — на 7,3 %; в ГС рост контакта с колонной — на 2,0 %, с породой — на 2,0 %. Однородность заполнения затрубного пространства в ГС выросла на 7,8 %, в ННС — на 10,0 %.

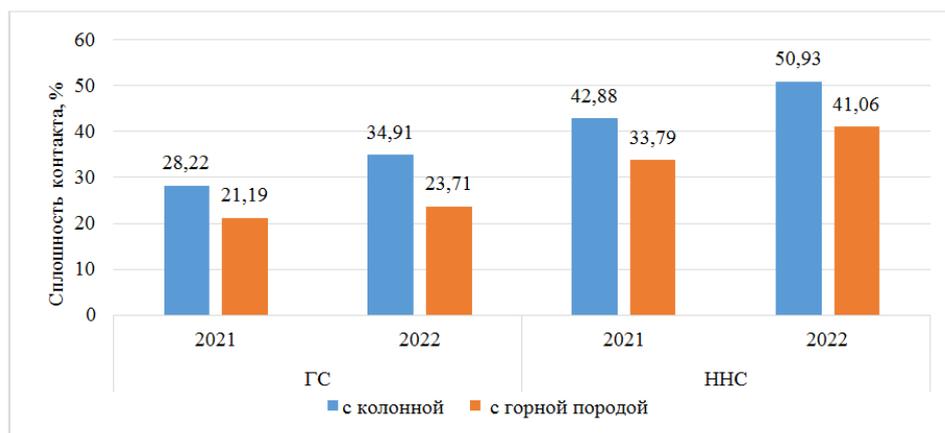
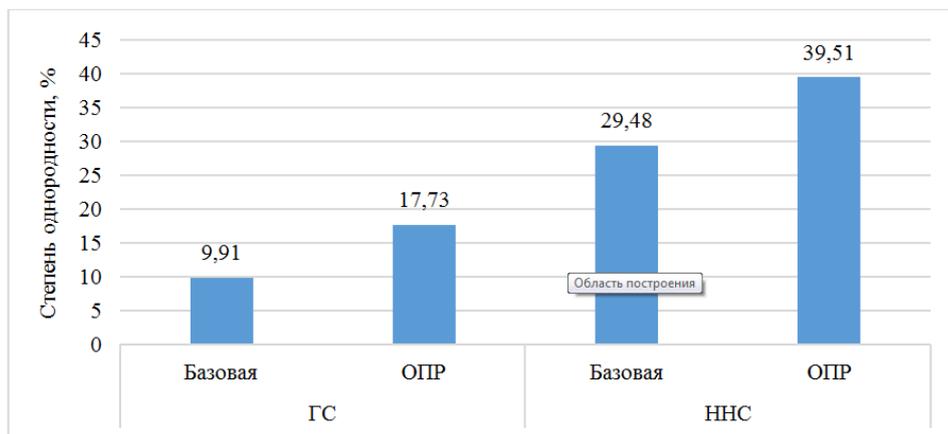
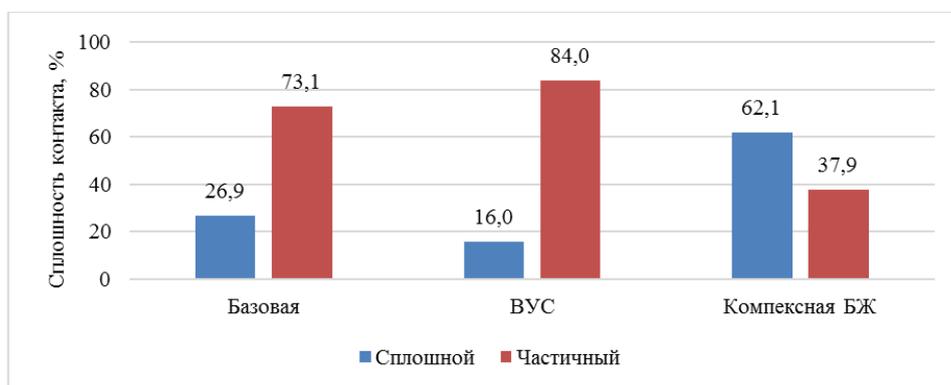


Рис. 4. Динамика изменения сплошности контакта в 2021–2022 гг.



**Рис. 5. Динамика изменения однородности вещества в затрубном пространстве в 2021–2022 гг.**

В рамках реализации мероприятий отдельно проходили испытания дополнительных буферных жидкостей на 6 скважинах, в качестве которых использовались вязкоупругие составы или абразивные химические реагенты. В результате установлено, что применение полимерных веществ способствует значительному ухудшению качества сцепления цементного камня с обсадной колонной, использование абразивных реагентов улучшает качество контакта (рис. 6).



**Рис. 6. Зависимость сплошности контакта от типа применяемой буферной жидкости**

По итогу проведения опытно-промышленных работ по применению разработанных 10 гипотез на 25 скважинах получены противоречивые результаты: с одной стороны, зафиксировано снижение сплошности контакта в пределах 10 %, с другой стороны, отмечен кратный рост степени однородности вещества в затрубном пространстве по сравнению со скважинами, построенными по базовой технологии (рис. 7).

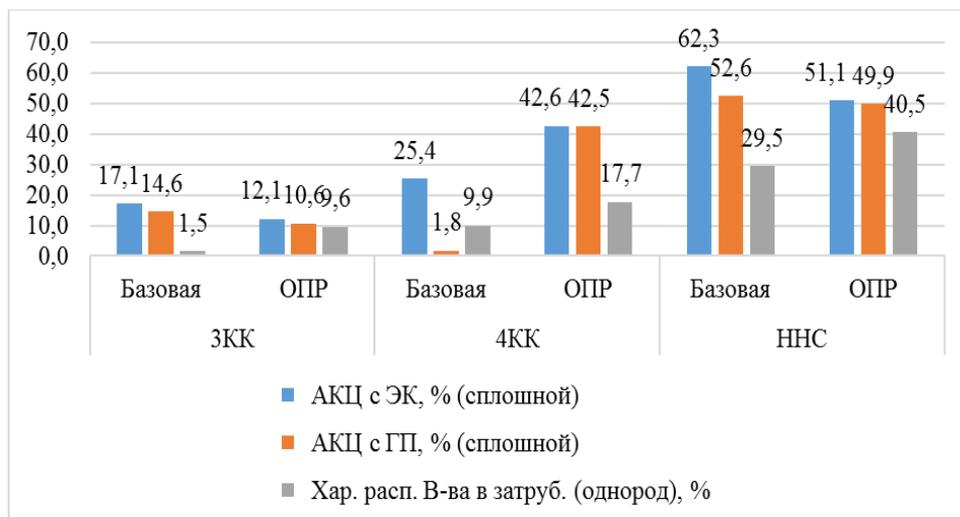


Рис. 7. Результаты цементирования, проведенного согласно план-программе

Для установления причин неоднозначности результатов был проведен анализ технологических операций, которые могли повлиять на результаты акустической цементометрии (АКЦ) и селективной гамма-дефектометрии-толщинометрии (СГДТ). В результате определено, что основной негативный вклад в снижение сплошности контакта внесло применение в качестве буферной жидкости вязкоупругих составов на основе полимеров. Данный тезис подтверждается как данными, представленными на рисунке 5, так и проведенными расчетами согласно закону Снеллиуса для звуковых волн. Из него следует, что при переходе из одной намного более плотной среды (металлическая труба со скоростью звука до 6 500 м/с) в другую (глинисто-полимерная пленка со скоростью звука до 500 м/с) угол преломления звука значительно возрастает вплоть до полного непрохождения границы раздела двух фаз. Данная ситуация характерна для внутрискважинных условий, при которых прокачанная вязкая жидкость помимо оставления полимерной пленки на стенках обсадной колонны поднимает глинистую взвесь с забоя скважины, тем самым дополнительно способствуя образованию низкопроницаемого для звука слоя.

Другим фактором, способствующим снижению сплошности контакта цемента со стенкой эксплуатационной колонны, стал повышенный диаметр опытных скважин (рис. 8). Анализ причин увеличения коэффициента кавернозности показал, что высокие значения механической скорости на опытных скважинах оказали негативное влияние на геометрию ствола. Это подтверждается направлением линии тренда (рис. 9), построенной по данным, полученным в ходе проведения опытно-промышленных работ.

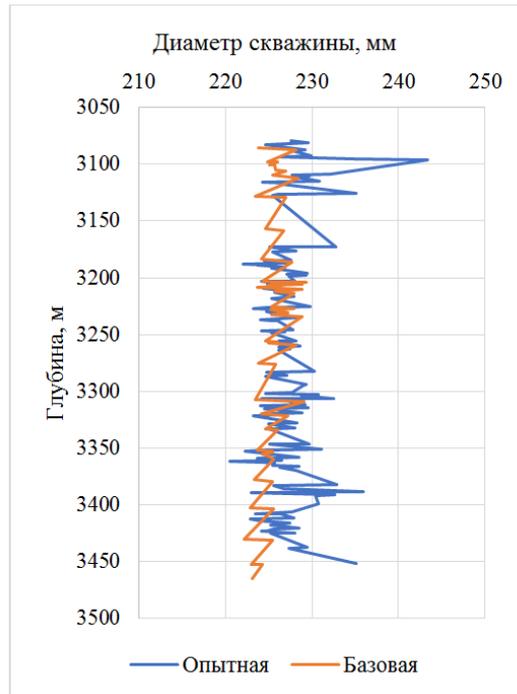


Рис. 8. Сравнение профилеметрий опытной и базовой скважин

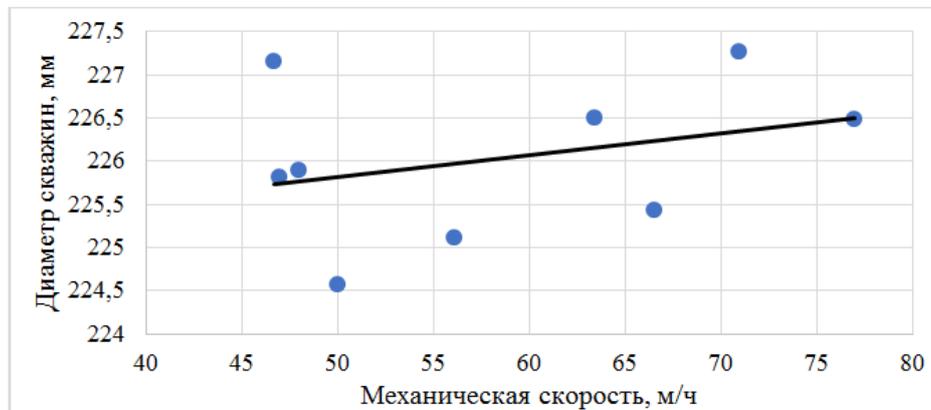
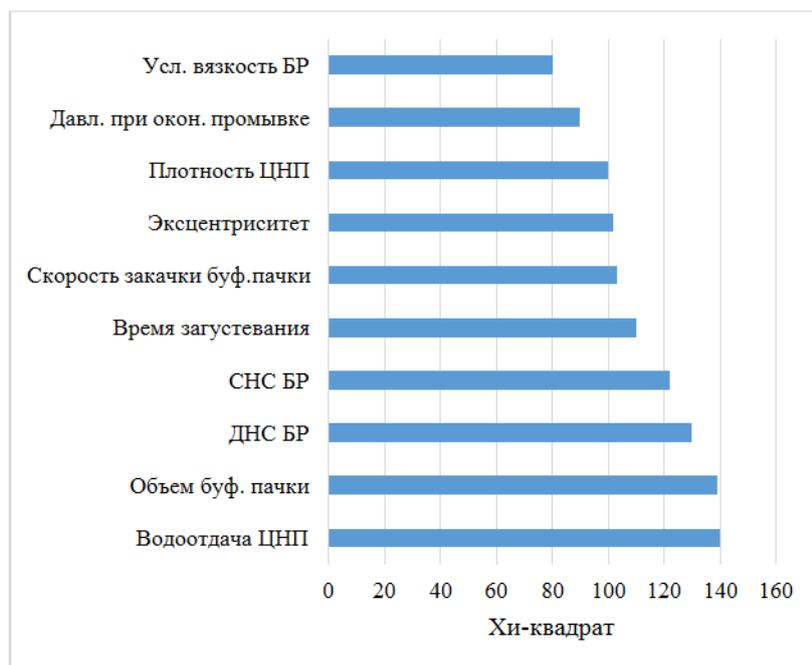


Рис. 9. Влияние механической скорости на диаметр скважины

После установления негативных факторов, повлиявших на результаты цементирования опытных скважин, при помощи цифровых технологий был проведен анализ. Для повышения качества математических исследований к 25 опытным скважинам были добавлены данные по 76 ННС и 78 скважинам, построенным по трехколонной конструкции. Далее собранная информация была разбита по ключевым параметрам: целевой

пласт и конструкция. Таким образом, получилось 3 базы данных: наклонно направленные скважины, горизонтальные скважины с четырехколонной и трехколонной конструкциями. Из-за малого количества базовых горизонтальных скважин с четырехколонной конструкцией для сравнения анализ проведен только для двух других групп.

На основе собранной информации установлены наиболее важные параметры, часть из которых представлена на рисунке 10. График получен в результате расчета критерия Хи-квадрат, суть которого заключается в определении математического веса критерия относительно целевой переменной.

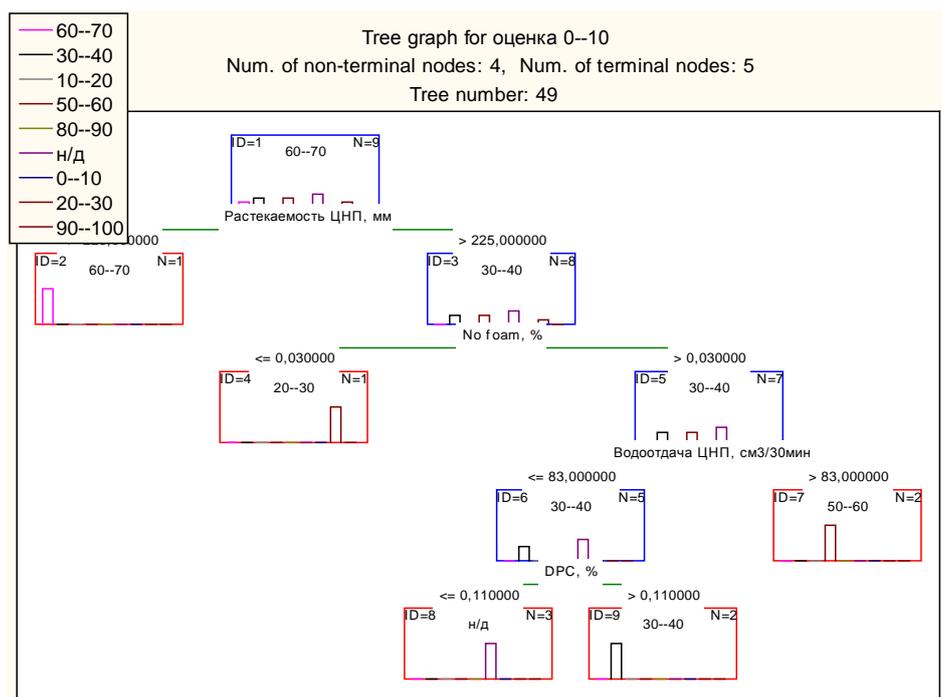


*Рис. 10. Наиболее важные параметры, влияющие на качество цементирования скважин*

Исходя из результатов, представленных на рисунке 10, наиболее значимы следующие параметры: реология бурового раствора на всех этапах бурения, параметры тампонажного раствора, центрирование колонны, тип буферных жидкостей и режимы цементирования. Остальные группы параметров внесли синергетический эффект в степень улучшения цементирования крепления.

Далее был исследован каждый параметр с помощью алгоритма «Лес случайных решений» и построения точечных графиков, отражающих одновременно зависимость между показателями качества цементирования и анализируемым фактором. В качестве примера ниже рассмотрено исследование параметров тампонажного раствора.

Для исследования комплексного влияния параметров были построены 56 деревьев решений в программном комплексе Statistica, качество полученной модели составило 86 %. На рисунке 11 показано взаимное влияние параметров тампонажного раствора ННС на качество цементирования. Распределение информации на графике происходит путем поэтапного разделения данных по ключевым признакам в порядке убывания их математической значимости относительно целевого показателя. Видно, что целесообразно поддерживать растекаемость ниже 225 мм, при невозможности обеспечить данное значение содержание пеногасителя должно быть более 0,03 %, водоотдача — выше 83 см<sup>3</sup>/30 мин.



**Рис. 11. Распределение параметров тампонажного раствора относительно результатов акустической цементометрии**

После анализа синергетического воздействия параметров на качество цементирования скважин были построены точечные графики с целью создания регрессионных кривых с помощью метода наименьших квадратов для определения направления корректировки исследуемых величин. На рисунке 12 в качестве наглядного примера показано влияние селективной плотности цемента в ННС на СГДТ. Видно, что увеличение плотности свыше 1 850 кг/м<sup>3</sup> оказывает положительное влияние. Подобные графики были построены для каждого параметра ННС и ГС с трехколонной конструкцией.

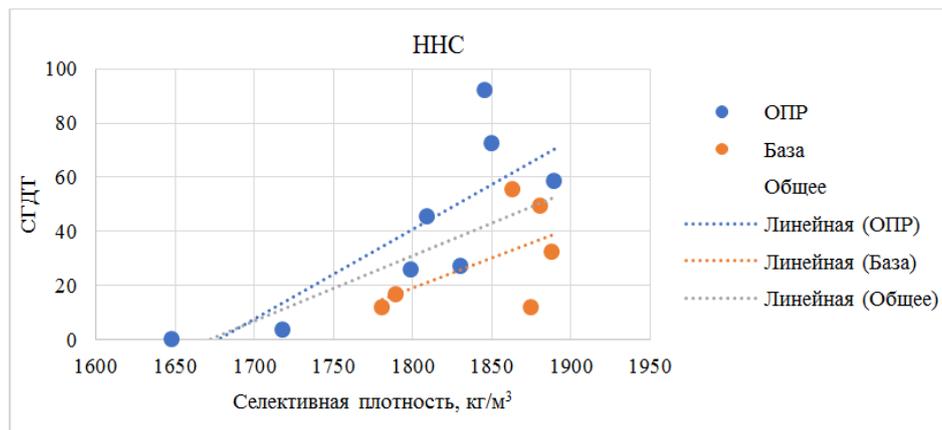


Рис. 12. Зависимость селективной гамма-дефектометрии-толщинометрии от селективной плотности в наклонно направленных скважинах

На основании анализа деревьев решений и точечных графиков были скорректированы рекомендуемые параметры и исключены факторы, которые усложняют процесс цементирования и негативно влияют на качество.

#### Экономический эффект

Как было отмечено, сокращение трудозатрат достигается за счет оптимизации процесса сбора и подготовки информации для моделирования процесса крепления скважин с использованием цифровых технологий. В таблице собраны сравнительные данные по разным способам создания матриц.

#### Сравнение трудозатрат на сбор информации для моделирования процесса крепления скважин

Способ сбора информации	Затраты времени, ч/скв.	Снижение относительно ручного способа, %	Примечание
Ручной	0,74	–	Большое количество источников информации
Автоматизированный	0,16	78	Наличие ошибок в выгружаемых данных
Оптимизированный ручной	0,33	55	Уменьшено количество источников информации

Исходя из полученных результатов геофизических исследований скважин (АКЦ и СГДТ), установлен рост сплошности контакта с обсадной колонной в 2022 году в ГС с 28 до 35 %, в ННС — с 42 до 51 %. Потенци-

ально реализация разработанных мероприятий позволила сократить в 2022 году долю скважин, требующих проведения РИР, до 1,5 %.

### **Выводы**

1. На основе математических моделей, построенных с использованием цифровых технологий, сформированы мероприятия и план-программа их внедрения для повышения качества цементирования скважин.

2. Оптимизирована методика сбора и подготовки информации для моделирования. Достигнуты сокращения трудозатрат на 55 % или на 407 тыс. руб. по сравнению с первоначальным способом. Качество математических моделей возросло с 80 до 93 %.

3. Осуществлено внедрение мероприятий на скважинах, построенных во втором полугодии 2022 года, и отдельно проведены опытные работы на 25 скважинах по апробации 10 гипотез, разработанных с целью повышения качества цементирования. Установлено, что в ННС в интервале цементного раствора нормальной плотности доля сплошного контакта с колонной увеличилась на 7,0 %, с породой — на 7,3 %; в ГС рост контакта с колонной — на 2,0 %, с породой — на 2,0 %. Однородность заполнения затрубного пространства в ГС выросла на 7,8 %, в ННС — на 10,0 %.

4. На основании собранной информации по опытным скважинам скорректированы технологические решения и сформированы новые план-программы отдельно для разных профилей скважин.

### **Список источников**

1. Оптимизация технико-технологических решений для строительства сложнопрофильных скважин / Д. Л. Бакиров, Э. В. Бабушкин, В. А. Бурдыга [и др.]. – DOI 10.30713/0207-2351-2019-8(608)-39-44. – Текст : непосредственный // Нефтепромысловое дело. – 2019. – № 8 (608). – С. 39–44.

2. Оптимизация затрат на бурение и обустройство месторождения в условиях геологической неопределенности / Д. Л. Бакиров, М. М. Фаттахов, Я. И. Баранников [и др.]. – DOI 10.30713/0130-3872-2018-10-22-28. – Текст : непосредственный // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2018. – № 10. – С. 22–28.

3. Галкин, В. И. Статистическое моделирование расширяющегося тампонажного состава / В. И. Галкин, А. А. Куницких. – DOI 10.15593/2224-9923/2017.3.2. – Текст : непосредственный // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2017. – Т. 16, № 3. – С. 215–224.

4. Development and Characterization of Smart Cement for Real Time Monitoring of Ultra-Deepwater Oil Well Cementing Applications / C. Vipulanandan, R. Krishnamoorti, R. Saravanan [et al.]. – Text : electronic // Offshore Technology Conference, Texas, USA, 5–8 May, 2014. – URL: <https://doi.org/10.4043/25099-MS>. – Published: May, 05, 2014.

5. Application of Machine Learning to accidents detection at directional drilling / E. Gurina, N. Klyuchnikov, A. Zaytsev [et al.]. – Text : electronic // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2020. – Vol. 184. – URL: <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2019.106519>.

6. Machine Learning as New Approach for Dogleg Severity Prediction / A. Fakhrylgayanov, A. A. J. Soh, A. Osman. – Text : electronic // SPE/IADC Middle East Drilling Technology Conference and Exhibition, Abu Dhabi, UAE, 25–27 May, 2021. – URL: <https://doi.org/10.2118/202160-MS>.
7. Using Drilling and Logging Data for Developing 1D Mechanical Earth Model for a Mature Oil Field to Predict and Mitigate Wellbore Stability Challenges / M. Afsari, M. Amani, S. M. Razmgir [et al.] // International Oil and Gas Conference and Exhibition in China, Beijing, China, 8–10 June, 2010. – URL: <https://doi.org/10.2118/132187-MS>. – Published: June, 08, 2010.
8. Совершенствование методики анализа данных по креплению скважин / Д. В. Шаляпин, Д. Л. Бакиров, М. М. Фаттахов, В. Г. Кузнецов. – DOI 10.33285/0130-3872-2022-5(353)-36-39.– Текст : непосредственный // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2022. – № 5 (353). – С. 36–39.
9. Применение методов машинного обучения для повышения качества крепления скважин / Д. В. Шаляпин, Д. Л. Бакиров, М. М. Фаттахов [и др.]. – DOI 10.31660/0445-0108-2020-5-81-93. – Текст : непосредственный // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2020. – № 5. – С. 81–93.
10. Исследование фактической информации по креплению скважин с применением машинного обучения и нейронных сетей / Д. В. Шаляпин, Д. Л. Бакиров, М. М. Фаттахов [и др.]. – DOI 10.31660/0445-0108-2021-3-108-119. – Текст : непосредственный // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2021. – № 3 (147). – С. 108–119.

### **References**

1. Bakirov, D. L., Babushkin, E. V., Burdyga, V. A., Fattahov, M. M., Shherbakov, A. V., & Dobrochasov, A. I. (2019). Optimization of technical-technological solutions for construction of complex-profile wells. *Oilfield Engineering*, (8(608)), pp. 39-44. (In Russian). DOI: 10.30713/0207-2351-2019-8(608)-39-44
2. Bakirov, D. L., Fattakhov, M. M., Barannikov, Ya. I., Vityaz, A. V., & Abdrahmanov, R. R. (2018). Optimization of drilling costs and construction of a field facilities in conditions of geological uncertainty. *Construction of Oil and Gas Wells on Land and Sea*, (10), pp. 22-28. (In Russian). DOI: 10.30713/0130-3872-2018-10-22-28
3. Galkin, V. I., & Kunitskikh, A. A. (2017). Statistical modelling of expanding cement slurry. *Perm Journal of Petroleum and Mining Engineering*, 16(3), pp. 215-224. (In Russian). DOI: 10.15593/2224-9923/2017.3.2
4. Vipulanandan, C., Krishnamoorti, R., Saravanan, R., Liu, J., Qu, Q., Narvaez, G.,... Pappas, J. M. (2014). Development and Characterization of Smart Cement for Real Time Monitoring of Ultra-Deepwater Oil Well Cementing Applications. *Offshore Technology Conference*, Texas, USA, May, 5-8, 2014. (In English). Available at: <https://doi.org/10.4043/25099-MS>
5. Gurina, E., Klyuchnikov, N., Zaytsev, A., Romanenkova, E., Antipova, K., Simon, I., Makarov, V., & Koroteev, D. (2020). Application of Machine Learning to accidents detection at directional drilling. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 184. (In English). Available at: <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2019.106519>

6. Fakhrylgayanov, A., Soh, A. A. J., & Osman, A. (2021). Machine Learning as New Approach for Dogleg Severity Prediction. SPE/IADC Middle East Drilling Technology Conf. and Exhibition, Abu Dhabi, UAE, May, 25-27, 2021. (In English). Available at: <https://doi.org/10.2118/202160-MS>

7. Afsari, M., Amani, M., Razmgir, S. M., Karimi, H., & Yousefi, S. (2010). Using Drilling and Logging Data for Developing 1D Mechanical Earth Model for a Mature Oil Field to Predict and Mitigate Wellbore Stability Challenges. International Oil and Gas Conference and Exhibition in China, Beijing, China, June, 8-10. (In English). Available: <https://doi.org/10.2118/132187-MS>

8. Shalyapin, D. V., Bakirov, D. L., Fattakhov, M. M., & Kuznetsov, V. G. (2022). Improvement of the method of well cementing data analysis. Construction of Oil and Gas Wells on Land and Sea (5(353)), pp. 36-39. (In Russian). DOI: 10.33285/0130-3872-2022-5(353)-36-39

9. Shalyapin, D. V., Bakirov, D. L., Fattakhov, M. M., Shalyapina, A. D., Mel'ekhov, A. V., Sherbakov, A. V., & Kuznetsov, V. G. (2020). The applying of machine learning methods to improve the quality of well casing. Oil and Gas Studies, (5), pp. 81-93. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2020-5-81-93

10. Shalyapin, D. V., Bakirov, D. L., Fattakhov, M. M., Shalyapina, A. D., & Kuznetsov, V. G. (2021). Research of actual information on well casing using machine learning and neural networks. Oil and Gas Studies, (3), pp. 108-119. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2021-3-108-119

#### **Информация об авторах**

#### **Information about the authors**

**Шалыпин Денис Валерьевич**, аспирант, Тюменский индустриальный университет, научный сотрудник отдела разработки рабочих проектов управления проектирования строительства скважин, филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть», г. Тюмень, [Denis.Shalyapin@lukoil.com](mailto:Denis.Shalyapin@lukoil.com)

**Бакиров Данияр Лябинович**, кандидат технических наук, заместитель генерального директора по научной работе в области строительства скважин, ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг», г. Москва

**Кузнецов Владимир Григорьевич**, доктор технических наук, профессор кафедры бурения нефтяных и газовых скважин, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

**Denis V. Shalyapin**, Postgraduate, Industrial University of Tyumen, Researcher in the Work Design Department of the Well Design Department, KogalymNIPIneft Branch of LUKOIL-Engineering LLC, Tyumen, [Denis.Shalyapin@lukoil.com](mailto:Denis.Shalyapin@lukoil.com)

**Daniyar L. Bakirov**, Candidate of Engineering, Deputy Director General for Well Construction Research, LUKOIL-Engineering LLC, Moscow

**Vladimir G. Kuznetsov**, Doctor of Engineering, Professor at the Department of Drilling Oil and Gas Wells, Industrial University of Tyumen

Статья поступила в редакцию 21.04.2023; одобрена после рецензирования 27.04.2023; принята к публикации 02.05.2023.

The article was submitted 21.04.2023; approved after reviewing 27.04.2023; accepted for publication 02.05.2023.