

УДК 622.245(98)

DOI: 10.52531/1682-1696-2025-25-1-106-117

Обзорная статья

EDN: NVLEBA

РЕЗУЛЬТАТЫ ВНЕДРЕНИЯ КОМПЛЕКСНЫХ МЕТОДОВ И ТЕХНОЛОГИЙ ВТОРИЧНОГО ВСКРЫТИЯ ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ И ЗАКАНЧИВАНИЯ СКВАЖИН НА ИСТОЩЕННЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ УГЛЕВОДОРОДОВ

А.А. Сингуров¹,
В.И. Нифантов²,
В.М. Пищухин²

¹ ООО «РусхимАльянс», Москва,
Российская Федерация

² ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Москва,
Российская Федерация

Статья посвящена актуальным научно-практическим проблемам: разработке и внедрению эффективных технологий капитального ремонта газовых скважин в суровых условиях Крайнего Севера. Изложены результаты применения в промышленной практике современных технологий и технических средств, приборов и оборудования с акцентом на эффективность их использования. Раскрыты особенности сложных видов капитального ремонта скважин, в том числе на завершающей стадии разработки месторождений. Рассмотрены вопросы экономики и управления капитальным ремонтом скважин на предприятиях.

Ключевые слова: технологические жидкости, газожидкостные системы, газовые скважины, аномально низкие пластовые давления, вскрытие продуктивного пласта, ремонт скважины, вторичное вскрытие продуктивного пласта

Original article

RESULTS OF IMPLEMENTATION OF INTEGRATED METHODS AND TECHNOLOGIES SECONDARY PENETRATION OF PRODUCTIVE FORMATIONS AND WELL COMPLETIONS AT DEPLETED HYDROCARBON FIELDS

A.A. SINGUROV¹, V.I. NIFANTOV²,
V.M. PISCHUKHIN²

¹ LLC RUSKHIALLIANCE
MOSCOW, RUSSIAN FEDERATION

² GAZPROM VNIIGAZ LLC, Moscow,
RUSSIAN FEDERATION

The article is devoted to actual scientific and practical problems – development and implementation of effective technologies for workover of gas wells in the harsh conditions of the Far North. The results of application in field practice of modern technologies and technical means, devices and equipment with emphasis on the efficiency of their use are presented. The peculiarities of complex types of well workover, including at the final stage of field development are disclosed. The issues of economics and management of well workover at enterprises are considered. The peculiarities of complex types of well workovers, including those at the final stage of field development are described.

KEY WORDS: process fluids, gas-liquid systems, gas wells, abnormally low formation pressures, reservoir penetration, well workover, secondary reservoir penetration

ВВЕДЕНИЕ

Одним из приоритетных направлений развития газовой промышленности России, в частности в западносибирском и восточносибирском регионах, а также в акваториях морских месторождений является повышение степени извлечения нефти, газа и газового конденсата из недр, что предъявляет высокие требования к разработке новых технико-технологических ре-

шений по первичному и вторичному вскрытию продуктивных пластов в условиях пониженных давлений. Особенно остро эта проблема стоит при бурении и эксплуатации скважин на завершающей стадии разработки месторождений.

Постоянное совершенствование и внедрение передовых технологий при строительстве, эксплуатации и ремонте нефтяных и газовых скважин требует разработки, обоснования и выбора эффективных методов и технических средств с учетом горно-геологических условий и их технического состояния. Были раз-

работаны и внедрены новые способы, технологии и технические средства для бурения, заканчивания и ремонта скважин на месторождениях Крайнего Севера (МКС). В связи с падением пластового давления на многих крупнейших месторождениях МКС продолжает оставаться актуальным поиск новых комплексных (технологических, технических, экономических) решений, повышающих эффективность технологических процессов при бурении и ремонте скважин и обеспечивающих повышение извлечения углеводородов из пласта.

Разработка большинства крупнейших МКС ведется на завершающей стадии (Медвежье, Уренгойское, Ямбургское, Вынгапуровское, Комсомольское, Ямсовейское, Юбилейное и др.) в условиях проявления упруговодонапорного режима, который сопровождается избирательным продвижением воды по площади и мощности продуктивного пласта. Кроме этого, завершающая стадия разработки месторождений характеризуется высокими темпами падения пластового давления, снижением дебита, продвижением подошвенных и законтурных вод, нарастающим обводнением добывающих скважин, интенсивным выносом механических примесей в ствол скважины и разрушением призабойных зон, что ведет к сокращению сроков эксплуатации скважин.

Ухудшающиеся геологические и газогидродинамические условия бурения и разработки нефтяных и газовых залежей, износ скважинного оборудования, а также несовершенство нефтегазосборных систем приводит к тому, что в силу пониженных эксплуатационных характеристик некоторые скважины не способны работать в проектом режиме. Работа скважин при критических режимах приводит к образованию гидратных пробок или их самоглушению поступающей пластовой водой, которая не может быть поднята на дневную поверхность вследствие недостаточной скорости восходящего потока газожидкостной смеси (ГЖС). Кроме этого, идет естественный подъем нефтеводяного (НВК) и газоводяного (ГВК) контактов, которые приводят к преждевременному обводнению нижней части продуктивного пласта за счет локального подъема подошвенных вод вследствие нарушения режимов отбора продукции скважин. В результате резко снижается продуктивность скважин, которые частично переводятся в бездействующий фонд, либо подлежат ликвидации, либо передаются в капитальный ремонт (КРС). При подготовке скважин к ремонту особенно важно определить наиболее эффективный в сложившихся условиях комплекс работ и обосновать оптимальные технологии их выполнения. Именно от подготовительного этапа зависит успешность проведения геолого-технических операций, их продолжительность и финансовые затраты на ремонт скважины.

Исследованиями ООО «Газпром ВНИИГАЗ» установлено, что невыполнение объемов КРС может

приводить к снижению добычи газа в сеноманских залежах МКС на 5–10 % от проектного уровня при газоотдаче пласта 70–90%. Освоение же новых месторождений, таких как Бованенковское и Харасавэйское, является длительным по времени процессом и потребует больших инвестиций [1, 2].

Действующий фонд газовых скважин на месторождениях Западной Сибири составляет около 4,5 тыс. единиц, из которых более трети требуют текущего или капитального ремонта. Для поддержания добычи газа на проектных уровнях и сокращения осложненного фонда скважин необходимо наращивать объемы бурения новых скважин и капитального ремонта простаивающих.

Опыт бурения и КРС на МКС на завершающей стадии эксплуатации выявил необходимость комплексного подхода к технологиям вторичного вскрытия и заканчивания скважин, который должен включать в обязательном порядке в процессе их ремонта следующие этапы: глушение скважины, промывку песчаной пробки, изоляцию притока пластовых вод, закрепление пород ПЗП, устранение негерметичности эксплуатационной колонны и цементного камня за колонной, интенсификацию и вызов притока углеводородов из пласта [2, 3].

Необходимо учитывать, что с каждым годом происходит снижение пластового давления и блокирующие композиции должны временно, на период ремонта скважины, изолировать пласт, а потом быстро его разблокировать, не ухудшив ФЕС ПЗП, без применения дополнительных и порою дорогостоящих способов интенсификации. В то же время сами жидкости глушения (ЖГ) должны иметь плотность, достаточную для создания ее столбом необходимого противодавления на пласт (с одной стороны), но не должны интенсивно им поглощаться.

Установлено, что в условиях АНПД, когда забойное давление закачиваемых в скважину жидкостей значительно превышает пластовое в интервалах высокопроницаемых горных пород, возникают различные осложнения технологических процессов бурения и ремонта скважин. Из-за поглощений промывочных жидкостей, нарушений устойчивости ствола скважины и других осложнений снижается качество и повышается стоимость выполняемых работ.

СОСТАВЫ ДЛЯ ВТОРИЧНОГО ВСКРЫТИЯ ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ ПЕРФОРАЦИЕЙ

Анализ патентной и научно-технической литературы, а также промысловая практика показывают, что свойства пен недостаточно изучены. В связи с этим была разработана методика измерения реологических параметров двух- и трехфазных пенных систем, учитывающая изменение их свойств во времени.

На основе исследований изменения реологических параметров пен установлено: наибольшее изменение

реологических свойств с течением времени наблюдается у двухфазных пен за счет быстрого изменения газосодержания при коалесценции и перераспределении фаз из пленочного каркаса; для трехфазных – происходит стабилизация реологических свойств со временем (в течение 30 мин), и они характеризуются большей устойчивостью своих параметров во времени по сравнению с двухфазными; трехфазные пены обладают большей степенью консистенции (K) с увеличением ее во времени, которая изменяется в меньшей степени, чем у двухфазных пен.

Для оценочных расчетов на основе модели Бингама, предложены уравнения для определения реологических характеристик двухфазных пен с учетом изменения газосодержания в пределах $0,75 \leq \beta \leq 0,96$ (75–96%):

$$\tau_{0n} = \frac{\tau_{0\text{пож}}}{1 - \beta^a}, \eta_n = \frac{\eta_{\text{пож}}}{1 - \beta^b}, \mu_n = \frac{\mu_{\text{пож}}}{1 - \beta^c},$$

где, τ_{0n} , $\tau_{0\text{пож}}$ – динамическое напряжение сдвига пены и ПОЖ, Па; η_n , $\eta_{\text{пож}}$ – пластическая вязкость пены и ПОЖ, Па·с; μ_n , $\mu_{\text{пож}}$ – эффективная вязкость пены и ПОЖ, Па·с; β – газосодержание пены.

Следует отметить, что при промывке скважины с использованием пенных систем возникает ряд трудностей в прогнозировании поведения системы, связанные с определением выносной и удерживающей способности из-за совместного влияния многочисленных факторов.

Анализ лабораторных исследований и теоретических расчетов показал, что пенные системы обладают высокими выносной и удерживающей способностями, особенно это характерно для устойчивых трехфазных пен.

С учетом геолого-технических условий бурения и КРС на МКС и основных требований, предъявляемых к жидкостям для удаления ППП, исследованы различные составы ПОЖ и предложены следующие рецептуры для получения двухфазных пен (табл. 1).

Разработанные составы и рецептуры достаточно легки в приготовлении и обладают высокой удерживающей и выносной способностью. Применение в составе триэтиленгликоля в водном растворе CaCl_2 и $\text{Ca}(\text{NO}_3)_2$ позволяет использовать их при пониженных температурах.

Приведены результаты исследований по разработке и применению наполнителя к жидкостям, используемым для блокирования продуктивного пласта. Из многочисленных наполнителей, проверенных в ходе поисковых исследований, только наполнители растительного происхождения позволяют получить пенную систему, выдерживающую значительные перепады давления на пласт и способную при низких депрессиях (0,1–0,5 МПа) легко

удаляться из пласта и сохранять его первоначальную проницаемость [4].

Эффективность вторичного вскрытия продуктивных пластов перфорацией с применением предложенных составов повышается за счет использования образующейся пены с повышенной стабильностью и ингибирующей способностью по отношению к набухающим глинистым материалам. Это приводит к снижению коагулирующего действия на пласт и способствует сохранению целостности обсадной колонны и цементного камня.

Основными критериями, влияющими на выбор материала наполнителя, были его массовость, доступность, инертность по отношению к основным технологическим свойствам блокирующей жидкости, наличие волокнистой структуры – с целью создания более прочного экрана. В качестве блокирующей добавки было предложено использовать измельченную древесную кору.

Исследования закупоривающей способности проводились на модели горной породы пористостью 30–37% и проницаемостью по воздуху не более 10,0 мкм². Разработанный наполнитель «НДК–ЛХ–3» не уступает по своим свойствам реагенту «Полицелл–ЦФ».

Промысловые испытания на скважинах Комсомольского газового месторождения (КГМ) и Вынгапуровского газового месторождения (ВГМ) показали, что применение наполнителя «НДК–ЛХ» в пенной системе для блокирования продуктивного пласта в ходе КРС позволяет: надежно изолировать ПЗП от скважины на время проведения КРС; предотвратить глубокое проникновение технологических жидкостей в ПЗП и сохранить ФЕС горных пород; сократить сроки освоения скважин и затраты на проведение ремонтных работ.

Для глушения скважин автором разработан гелеобразный блокирующий состав, состоящий из лигносульфонатного реагента (ЛР), гелеобразователя, воды и наполнителя «НДК–ЛХ». В качестве гелеобразователя выступает материал полимерный «Конкрепол».

Установлено, что применение гелеобразующего состава в качестве блокирующей жидкости позволяет: повысить эффективность глушения скважины образованием более прочной структуры геля при сохранении низких значений фильтратоотдачи; сохранить естественную проницаемость ПЗП после деблокирования; расширить ассортимент гелеобразующих веществ; снизить затраты времени на приготовление состава.

ТЕХНОЛОГИИ УДАЛЕНИЯ ПЕСЧАНО-ГЛИНИСТЫХ ПРОБОК С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ КОЛТЮБИНГОВЫХ УСТАНОВОК

Разбуривание и промывка ППП является наиболее распространенным видом работ, который проводит-

ТАБЛИЦА 1.

Составы двухфазных пен и их основные показатели

Рецептура состава ПОЖ						Основные показатели пены		
Триэтилен-гликоль	Поливиниловый спирт (ПВС)	Сульфат (порошок)	Лигно-сульфонат технический порошкообразный (ЛСТП)	Карбоксиметилцеллюлоза (КМЦ-500)	Костный клей	Плотность пены, кг/м ³	Кратность	Устойчивость, мин
25–30	2,0–2,5	1,0–1,5	–	–	–	240–290	3,4	30
–	2,0	–	–	–	–	200–273	5,0–5,5	10–17
–	–	0,2–0,4	–	0,5	–	168–180	5,5–6,2	15–19
–	1,0	–	1,0	–	–	180–200	5,0–5,5	11–14
–	1,0	–	–	1,0	–	300–315	3,0–3,2	24–24
–	1,0	–	–	–	–	160–170	6,0–6,2	12–13
–	–	–	–	–	2,0	200–350	3,6 – 4	>30
–	–	–	1,5–2,0	–	–	300–350	3,5– 4	32–35

ся на ряде месторождений, находящихся на поздней стадии эксплуатации. Для удаления песчаных пробок на скважинах МКС применяются разработанные автором эффективные технологии, связанные с использованием колтюбинговых установок с безмуфтовой длинномерной трубой (БДТ) [5, 6].

Для успешного разбуривания ПГП рекомендуется использовать комбинацию ударного воздействия и гидромониторного эффекта. Для этих целей разработаны гидроударные устройства УГ-С-56 и УГ-50. На гидроударные устройства типа УГ (ТУ 3666-005-73197192-04) получен сертификат соответствия Госстандарта России, а также получено разрешение Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору на применение устройств гидроударных типа УГ-46, УГ-50, УГ-100.

Для разбуривания ПГП с применением гидроударных устройств разработана технология промывки в импульсном режиме, которая предусматривает попеременную подачу порций ПОЖ и инертного газа в осевой канал БДТ. В результате в межтрубном пространстве скважины образуется пена с давлением ниже или равным пластовому, что позволяет осуществить освоение скважины сразу после проведения КРС (рис. 1).

По разработанной технологии удаления ПГП в импульсном режиме работы проводились на скважине № 195 ВГМ. Продолжительность ремонта снизилась в 2,4 раза. В последнее время на ВГМ разбуривание ПГП с использованием колтюбинговой установки осуществляется по разработанной автором технологии.

Сущность технологии разбуривания ПГП в импульсном режиме заключается в следующем:

- производится расчет необходимых технологических параметров процесса промывки;

- производится корректировка расстановки специальной техники и обвязки устья скважины в соответствии с утвержденной схемой;

- в скважину до поверхности песчаной пробки спускают БДТ и фиксируют счетчиком глубину спуска;

- включают бустерную установку для закачки газа при открытом затрубном пространстве на факельную линию, на которой установлен регулятор давления (клапан);

- через БДТ закачивают расчетную порцию ПОЖ с помощью насосного агрегата, а затем пачку продавливают газом бустерной насосно-компрессорной установки;

- через расчетный промежуток времени операция повторяется;

- после выхода на режим начинают спуск БДТ;

- технологическая информация фиксируется на мониторе ЭВМ в режиме реального времени и сравнивается с расчетными величинами;

- после достижения искусственного забоя осуществляют проработку интервала до полного удаления частиц ПГП;

- производят продувку забоя скважины инертным газом.

На основе математического моделирования и опытно-промышленных испытаний установлено, что применение импульсной промывки позволяет снизить гидростатическое давление на пласт и уменьшить количество промывочной жидкости на разбуривание ПГП. Как показали опытно-промышленные испытания на скважинах ООО «Газпром добыча Ноябрьск», применение гидроударного устройства позволило повысить механическую скорость разбуривания пробки вдвое.

Результаты экономического расчета от применения УГ-С-56 с использованием кольтюбинговой установки свидетельствуют об эффективности КРС, так как величина чистого дохода по четырем скважинам составила 324,7 тыс. руб. Экономический эффект при разбуривании ППП достигнут за счет сокращения времени на проведение операции и уменьшения расхода ПОЖ.

Интенсивная добыча газа на многих МКС в значительной степени осложнила горно-геологические и гидродинамические условия в скважинах и повысила перепады давления между водоносными и продуктивными пластами. Прорыв воды в скважины и полное их обводнение в подавляющем большинстве случаев происходит задолго до достижения потенциально возможного отбора пластового флюида.

Состояние ПЗП можно условно охарактеризовать тремя зонами: повышенной проницаемости (кавернообразования); переходной с частично измененными ФЕС; с естественной продуктивностью пластов-коллекторов.

В зонах кавернообразования и переходной скорость движения газа увеличивается, что приводит к росту депрессионной воронки и преждевременному обводнению скважины по нарушенной крепи эксплуатационной колонны. Поэтому основной причиной преждевременного и непрогнозируемого обводнения скважин является нарушение герметичности эксплуатационных колонн. Восстановление герметичности и устранение заколонных перетоков достигается в основном: а) исправлением негерметичности цементного кольца способом его наращивания; б) устранением негерметичности колонны; в) изоляцией подошвенных контурных вод.

Наиболее распространенный вид ремонтно-изоляционных работ (РИР) на «сеноманских» газовых скважинах МКС является изоляция подошвенных вод при вторичном вскрытии ПЗП и заканчивании скважин. Данный вид изоляции негерметичности рекомендуется применять в зависимости от геологических характеристик ПЗП месторождения и истории бурения и ремонтов скважин. Одним из основных факторов для выбора технологии РИР автором предлагается использовать величину K_a .

Так, например, при коэффициенте $K_a > 0,3$ и, если на данной скважине не проводились РИР, то нижний интервал отсыпается песком, а верхний интервал крепится дисперсноармированным цементом. Далее цементный стакан разбуривается долотом меньшего диаметра с сохранением корки на эксплуатационной колонне не менее 10 мм, а песчаная пробка вымывается. Затем проводятся РИР по нижнему интервалу на двухрастворной системе (водоизоляционный состав и докрепление цементным раствором с комплексными добавками). После ожидания затвердевания цемента (ОЗЦ) цементный стакан разбуривается на 2 м ниже

верхнего эксплуатационного интервала и проводится реперфорация (рис. 2). Также по указанной технологии возможны разные вариации, например, разбуривание цементного стакана проводится долотом большего диаметра без оставления цементного кольца с опрессовкой верхнего интервала. Работы по закачке цемента проводятся до получения герметичности верхнего интервала перфорации. Однако это может привести к снижению продуктивных характеристик верхнего интервала пласта.

При $K_a < 0,3$ и, если на данной скважине проводились неоднократные РИР с отрицательным результатом, то ликвидация негерметичности эксплуатационной колонны проводится путем установки хвостовика (потайной колонны). Дополнительными причинами для установки потайной колонны могут быть: а) отсечение продуктивного пласта (необходимую его часть) от воздействия технологической жидкости на время проведения работ; б) обеспечение селективности процесса изоляции; в) устранение дефектов в эксплуатационной колонне.

Сравнительно низкая себестоимость приготовления и простота в применении обеспечила широкое распространение такой технологии при ремонте скважин на МКС. Укрепленный цементным раствором хвостовик исключает сообщение продуктивного пласта со скважиной (рис. 3). Это, в свою очередь, предотвращает контакт ПЗП с раствором глушения, минимизирует насыщение пласта жидкостью и, как следствие, повышает эффективность ремонта в целом.

Принципиальное значение в конструкции хвостовика имеет разъединительная часть (ниппель и муфта, закрепленная на хвостовике).

Изначально применялись резьбовые разъединители с левым переводником (рис. 3А). Данная конструкция применялась на ВГМ, где практически на каждой скважине фиксировалось нарушение (смятие) эксплуатационной колонны. Однако эффективность такого вида разъединителя определяется динамическим сопротивлением вращения хвостовика к ниппельной части. Отворот ниппеля гарантируется при массе хвостовика не менее 3 т в случае дефектов в интервале перфорации, способствующих заклиниванию колонны. Длина хвостовика редко превышала 60 м и соответственно максимальная масса была 1 т. Этот фактор значительно усложнял возможность отследить момент отворота ниппеля после продавки цемента. Нередки были случаи подъема левого переводника с хвостовиком после отворота и повторение операции, а это приводило к дополнительным затратам и увеличению продолжительности ремонта скважины.

Разработана и внедрена новая конструкция разъединителя с креплением ниппель-муфты на срезных штифтах, изготовленных из латуни (рис. 3 Б). Хвостовик крепится цементным раствором, после чего ниппель беспрепятственно извлекается из скважины.

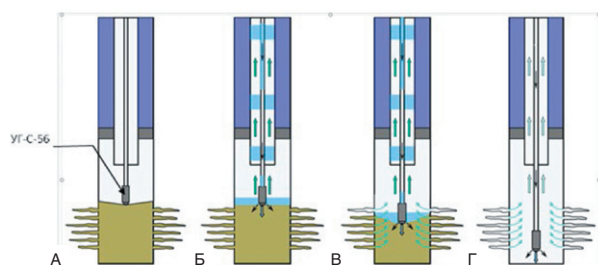


РИС. 1.

Технология разбуривания ПГП в импульсном режиме.

А – спуск БДТ с УГ–С-56 до контакта с ПГП; Б – выход на заданный режим промывки; В – промывка ПГП с подключением пластовой энергии; Г – проработка интервала и освоение скважины

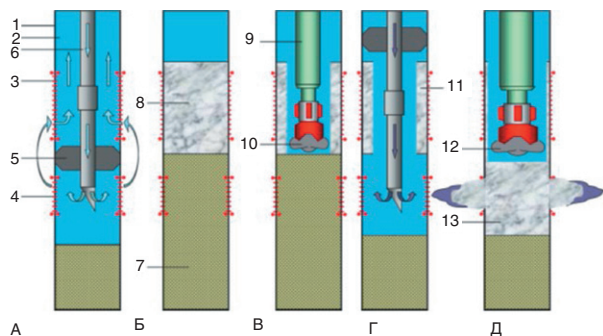


РИС. 2.

Технология закачивания скважин при восстановлении герметичности эксплуатационной колонны путем установки отсекающего моста. А – Определение негерметичности эксплуатационной колонны; Б – Отсыпка нижнего интервала песком и установка отсекающего моста; В – Разбуривание цементного стакана долотом меньшего диаметра; Г – РИР на двухрастворной системе; Д – Разбуривание долотом большего диаметра с последующей перфорацией. Условные обозначения: 1 – эксплуатационная колонна; 2 – межколонное пространство; 3 и 4 – интервалы перфорации; 5 – пакер; 6 – колонна насосно-компрессорных труб (НКТ); 7 – песчаная пробка; 8 – цементный стакан; 9 – буровая колонна; 10 – долото; 11 – цементная корка; 12 – долото большего диаметра; 13 – водоизоляционный экран

Также при необходимости есть возможность сделать срезку цементного раствора, оборудовав низ ниппеля промывочным пером. Разработаны различные конструкции хвостовиков, в том числе с использованием циркуляционных клапанов.

С целью повышения эффективности РИР разработаны следующие технологические рекомендации:

1. Для заполнения каверны в стволе скважины водоизоляционные работы необходимо проводить до получения противодействия на пласт. Минимальное устьевое давление P_u при закачке должно быть не менее $2,0 \div 2,5$ МПа. При отсутствии требуемого противодействия необходимо произвести перепродавку водоизоляционного состава в пласт жидкостью в объеме не менее 5 м^3 .

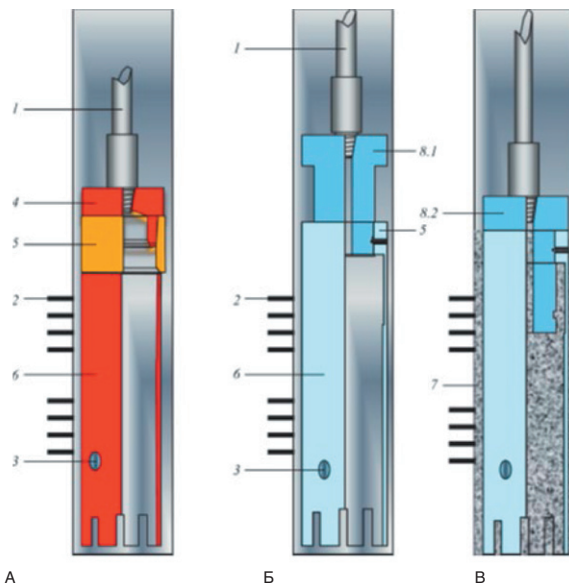


РИС. 3.

Спуск потайной колонны на левом переводнике (А) и на ниппеле со срезными штифтами (Б).

Условные обозначения: 1 – труба ТТ95; 2 – интервал перфорации; 3 – специальное отверстие для продавки цемента; 4 – левый переводник; 5 – муфта с воронкой; 6 – хвостовик; 7 – цементный раствор; 8.1 – ниппель в транспортном положении; 8.2 – ниппель при закачке цементного раствора

2. РИР необходимо проводить только с использованием пакера. Максимальное устьевое давление при закачке не должно превышать 10 МПа для исключения гидравлического разрыва пласта (ГРП) и образования новых каналов притока воды, в том числе при прорыве образованного водоизоляционного экрана.

3. С целью получения равномерного водоизоляционного экрана перед проведением РИР закачивать (на 2 часа) в пласт до 2 м^3 кислоты (на 2 м интервала перфорации) для выравнивания профиля приемистости (табл. 2).

4. Для исключения эффекта «размазывания» водоизоляционного состава и поглощения его более высокопроницаемыми пропластками закачку растворов проводить не более чем в двух-трехметровый интервал перфорации.

5. При наличии в пласте глинистых пропластков РИР проводить под них.

6. В процессе РИР особое внимание необходимо уделять конечному давлению и отслеживать его изменение при техническом отстое с фиксацией динамики падения давления. Минимальное время технического отстоя – 15 минут после момента стабилизации давления.

7. После технического отстоя стравливать давление по трубному пространству постепенно. При вытеснении продажной жидкости более $0,3 \text{ м}^3$ произвести допродавку на объем вышедшей жидкости с отслежи-

ТАБЛИЦА 2.

Результаты проведения работ по выравниванию профиля приемистости перед проведением РИР на скважинах Западно-Таркосалинского месторождения

№ скв.	Объем лимонной кис- лоты, м ³	Параметры работы скважины		Коэффициент результативности Кр, 1
		до отработки	после обработки	
1231	2	Приемистость 240 м ³ /сут при Р=6,0–7,0 МПа	Приемистость 442 м ³ /сут при Р=2,0 МПа	1,84
1134	2	Приемистость 120 м ³ /сут при Р=6,0–7,0 МПа	Приемистость 430 м ³ /сут при Р=4,0 МПа	3,58

ванием конечного давления. Данный этап характеризует формирование экрана и заполнение каверн.

8. Объем водоизоляционного состава на 3 м интервала перфорации не менее 10 м³ геля и 4÷5 м³ цементного раствора. Объем водоизоляционного раствора подбирался на основе промысловых исследований на скважинах ВГМ, где при отходе на 2,5 м от оси ствола скважины был получен вход в пласт с проектными продуктивными характеристиками.

Метод последовательной закачки тампонирующей композиции и цементного раствора за одну скважино-операцию является наиболее эффективным при заканчивании скважин. Такой подход обеспечивает образование практически монолитного водоизоляционного экрана. Результативность работ удалось поднять больше, чем на 80%. Несмотря на то, что осуществление операций оказалось дорогостоящим, срок окупаемости затрат составил 120 суток. Большинство скважин, числившихся до ремонта в бездействующем фонде, после проведения в них РИР успешно запущены в эксплуатацию. Фактический экономический эффект только за 2 года внедрения составил более 200 млн руб.

Таким образом, разработанный комплекс различных способов восстановления обводненных газовых скважин в условиях АНПА, наличия смятия нижней части эксплуатационной колонны со сложно построенными коллекторами и большой степени обводненности позволяет: проводить ремонты скважин, которые в предыдущие годы считались бесперспективными и ликвидировались или переводились в наблюдательный фонд; отсечь продуктивный пласт (необводненную его часть) от воздействия технологической жидкости на время производства работ; обеспечить селективность процесса изоляции и направить изоляционную жидкость непосредственно в обводненную часть пласта; создавать экран большей толщины (при проведении РИР под давлением с пакером); сократить время на освоение скважины после КРС.

Результаты перфорационных работ на депрессии в газовой среде показали, что скважина самостоятельно выходит на режим и проведение операции по вызову притока газа не требуется.

При дефиците гидростатического давления в скважине возникает деформация перфораторов, что осложняет их извлечение на поверхность. Экспериментально было установлено, что минимально допустимое давление использования перфораторов составляет 1,9–2,0 МПа. Соблюдение данного условия позволяет проводить перфорационные работы при депрессии на пласт без каких-либо технических осложнений.

Освоение скважин при коэффициенте аномальности пластового давления $0,7 < K_a \leq 0,9$ и оборудованных пакером рекомендуется проводить в следующей последовательности: провести обвязку устья осваиваемой скважины по схеме, приведенной на рис. 9 А; спустить БДТ под уровень ЖГ, находящейся в скважине; закачать в БДТ продавочную техническую воду с добавлением ПАВ (в летний период) или водномисцеллярный раствор (ВМР) с добавлением ПАВ, газового конденсата или нефти (в зимний период); закачать продавочную жидкость в кольцевое пространство (КП), вытесняя и удаляя из него ЖГ на устье скважины; продолжить плавный спуск БДТ в скважину с закачиванием через них продавочной жидкости до вызова притока; при получении притока прекратить подачу продавочной жидкости в БДТ и продолжить выпуск смеси ЖГ, продавочной жидкости и газа из скважины в сборную емкость с последующим переключением газожидкостного потока на факельную линию (ФЛ); при получении устойчивого притока газа извлечь БДТ из скважины; провести отработку скважины на факельное устройство до выхода скважины на рабочий режим.

Операции по вызову притока из пласта рекомендуется проводить через сужающие устройства, обеспечивающие депрессию на пласт до 5% от пластового давления. В процессе отработки скважины рекомендуется осуществлять контроль за величиной межколонного давления (Р_{мк}) и при возрастании его выше величины, указанной в плане работ на КРС, вызов притока следует прекратить и провести работы по ликвидации межколонных проявлений в соответствии с нормативными документами, действующими на месторождениях.

При необходимости для создания циркуляции в скважине вместо КП возможно использовать затрубное пространство скважины по схеме, приведенной на рис. 4 Б.

При освоении газоконденсатных скважин рекомендуется выкидную линию оборудовать газосепаратором (ГС) (рис. 4 В).

Освоение скважин в условиях $0,3 < K_a \leq 0,7$ и при $K_a \leq 0,3$, оборудованных пакером, предложено проводить с использованием схем обвязки устья подобных схемам рисунка 4 с изменениями для закачки пены и газа. Различие заключается в том, что необходимо обеспечить безопасную репрессию, которая достигается изменением степени аэрации пены, а в случае необходимости закачкой инертного газа от азотно-компрессорной установки (АКУ).

ТЕХНОЛОГИИ ОСВОЕНИЯ ГАЗОВЫХ СКВАЖИН С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ОБРАТНОЙ ПОДАЧИ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ГАЗА «ВЫСОКОЙ СТОРОНОЙ»

Использование комплексного подхода к освоению газовых скважин, сочетающих методы отбора газа из скважины-донора, его компримирования с помощью бустерной установки, очистки ГЖС от жидкой фазы и закачивания в осваиваемую скважину высоконапорного газа, позволило создать новую технологию осво-

нения скважин в условиях АНПД и отсутствия АКУ.

Для освоения скважины используется отсепарированный и скомпримированный газ с заданным давлением и расходом от установки комплексной подготовки газа (УКПГ) через систему факельных трубопроводов по шлейфу к заданной скважине.

Особенностями освоения скважин с использованием обратной подачи газа «высокой стороной» после расстановки специальной техники и обвязки устья скважины являются: понижение уровня жидкости в скважине для снижения гидростатического давления ниже пластового поинтервальной продувкой через каждые 50–100 м с допуском БДТ и подачи газа; перфорация производится на депрессии перфораторами большой пробивной способности; спуск БДТ и плавное освоение скважины с отработкой на факел и периодической продувкой забоя до заданной отметки; отработка скважины ведется до момента создания условий устойчивого выноса ЖГ и пластового песка; отработка продолжается до вывода скважины на режим, обеспечивающий ее работу в шлейф.

Освоение скважин с использованием обратной подачи газа «высокой стороной» начали проводить на МКС при падении давления в шлейфах газосборного коллектора (ГСК) до 0,8 МПа в 2006 г. Результаты внедрения показали высокую эффективность этой технологии освоения скважин, а также возможность

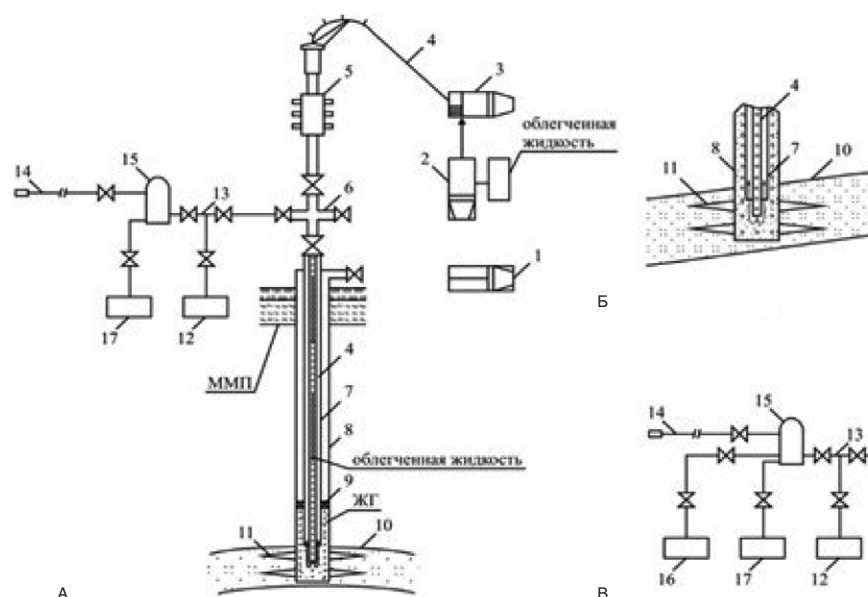


РИС. 4.

Схема обвязки устья осваиваемой скважины в условиях $0,7 < K_a \leq 0,9$.

1 – паровая передвижная установка (ППУ); 2 – цементировочный агрегат (ЦА); 3 – колтюбинговая установка; 4 – БДТ; 5 – колтюбинговое устьевое оборудование; 6 – фонтанная арматура (ФА); 7 – НКТ; 8 – эксплуатационная колонна; 9 – пакер; 10 – продуктивный пласт; 11 – интервал перфорации; 12 – емкость для сбора ЖГ; 13 – выкидная линия; 14 – факельная линия (ФЛ); 15 – газосепаратор (ГС); 16 – емкость для сбора конденсата; 17 – емкость для сбора продажной жидкости.

А – схема обвязки устья осваиваемой скважины, оборудованной пакером; Б – забой осваиваемой скважины, не оборудованной пакером; В – узел ФЛ газоконденсатной скважины

применения бустерных установок на заключительной стадии разработки газовых месторождений.

Для интенсификация «сеноманских» газовых скважин разработан новый состав жидкости освоения, исключаящий разрушение ПЗП, на основе лимонной кислоты в составе лимонной кислоты и добавки «Фосфол С12». Снижение стоимости материалов, необходимых на одну обработку, составило 3,3 раза по сравнению со стандартной обработкой.

С участием А.А. Сингурова разработаны рекомендации Р Газпром 2–3.3–495–2010 «Технологии освоения газовых и газоконденсатных скважин в условиях аномально низкого пластового давления с помощью кольтюбинговых установок на месторождениях Западной Сибири», а также разработаны различные варианты технологических схем обвязки устья скважины, обеспечивающие подачу газа под высоким давлением в скважину и позволяющие проводить различные технологические операции по освоению, удалению ГПП, обработке ПЗП раствором ПАВ, и др.

ОБОСНОВАНИЕ ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИХ ДЕЙСТВИЙ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАЗРАБОТКИ ГАЗОВЫХ И ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ В УСЛОВИЯХ ПАДАЮЩЕЙ ДОБЫЧИ

Одной из особенностей КРС на МКС является удаленность буровых и ремонтных бригад от производственных баз и аппарата управления. Поэтому одной из наиболее важных задач при организации производственного процесса бурения и ремонта скважин является обеспечение бесперебойной двухсторонней связи между подразделениями предприятия с целью повышения оперативности принятия решений о дальнейших работах. В связи с этим была разработана и внедрена система обмена информацией посредством сотовой связи с бригадами [5, 7].

Внедрение разработанной системы сбора и обмена информацией позволяет: обеспечить бесперебойную двустороннюю связь между бригадами, цехами КРС и УБР и аппаратом управления; свести к минимуму простой бригад, связанные с принятием решений о дальнейших работах; значительно сократить пробег спецтехники. Создание базы данных об имеющемся оборудовании позволило оптимизировать производственный процесс, связанный с использованием бурового и ловильного оборудования, в кратчайшие сроки проводить анализ данных, корректировать планы работ бригад, оперативно согласовывать изменения с Заказчиком; повысить общую оперативность проведения буровых и ремонтных работ.

Для того чтобы видеть полную картину экономической деятельности предприятия, необходимо использовать анализ постоянных и переменных издержек. Целесообразно внедрить данный вид анализа при рассмотрении экономических результатов как

А.А. СИНГУРОВ,
В.И. НИФАНТОВ, В.М. ПИЩУХИН
РЕЗУЛЬТАТЫ ВНЕДРЕНИЯ КОМПЛЕКСНЫХ МЕТОДОВ
И ТЕХНОЛОГИЙ ВТОРИЧНОГО ВСКРЫТИЯ ПРОДУКТИВНЫХ
ПЛАСТОВ И ЗАКАНЧИВАНИЯ СКВАЖИН НА ИСТОЩЕННЫХ
МЕСТОРОЖДЕНИЯХ УГАЕВОДОРОДОВ

отдельных филиалов, так и Общества в целом. Анализ постоянных и переменных издержек может показать готовность предприятия к преодолению экономических спадов, при которых снижаются объемы производства. Соответственно, для ведения анализа постоянных и переменных издержек требуется разработка классификационного справочника по затратам.

Для комплексного решения задач повышения результативности и производительности труда целесообразно использовать групповой анализ социально-производственной ситуации и удовлетворенности трудом работников. Результаты коллективного анонимного опроса дают более достоверные данные, особенно полезные в условиях административно-управленческих перемен как руководству, так и основным работникам для скорейшего установления эффективных трудовых взаимоотношений.

Проведенный анализ удовлетворенности трудом работников на примере одного из филиалов ООО «Газпром подземремонт Уренгой» показал, что снижение удовлетворенности трудом отрицательно влияет на эффективность труда персонала, приводя при этом к негативным последствиям.

Полный анализ всех показателей выявил неблагоприятную тенденцию результатов по удовлетворенности трудом работников цеха КРС.

На основании проведенного исследования разработанные операции основываются на учете следующих факторов:

1. Усиление осведомленности работников с помощью контроля за процессом передачи различной информации непосредственными руководителями структурных подразделений. Введение в практику обучение мастеров управленческим навыкам.
2. Необходимости разработки и реализации программы технического переоснащения.
3. Улучшении санитарно-гигиенических условий, которые способствуют повышению уровня работоспособности и степени удовлетворенности условиями труда в целом.

Для обеспечения долгосрочного развития предприятий КРС и УБР предложенная система сбалансированных ключевых показателей позволит связать ежедневную оперативную работу всех сотрудников с целями и стратегией предприятия, отслеживать эффективность работы всех сотрудников и детализировать планирование. Система мотивации на основе этих показателей позволит повысить эффективность труда и оптимизировать затраты на проведение бурения и КРС.

ВЫВОДЫ

Суммируя изложенное можно сделать следующие выводы:

1. В результате теоретических и экспериментальных исследований разработаны и внедрены в произ-

водство новые технологии вторичного вскрытия ПЗП и заканчивания скважин при бурении и КРС на МКС в условиях пониженных пластовых давлений и интенсивного обводнения залежей углеводородов.

Комплексное применение разработанных технологий обеспечивает повышение коэффициента извлечения углеводородов из пласта, продление срока эксплуатации скважин и их межремонтного периода.

2. Предложена методика исследования реологических характеристик пенных систем, учитывающая изменение их во времени вследствие разрушения пены. На основе теоретических и экспериментальных исследований предложены зависимости для расчета удерживающей способности двух- и трехфазных пенных систем различного состава, которые можно использовать для проведения оценочных расчетов, обоснования технологических параметров режима промывки скважины и выбора технических средств при проведении бурения и КРС.

3. С учетом геолого-технических условий эксплуатации месторождений Западной Сибири и основных требований, предъявляемых к промывочным жидкостям, в лабораторных условиях исследованы различные составы ПОЖ и предложены рецептуры для получения двухфазных пен. Разработанные составы рекомендуется применять в различное время года, в том числе при отрицательных температурах.

4. Проведенные лабораторные исследования пенных систем позволили разработать новые составы, которые рекомендуются для использования при вторичном вскрытии продуктивных пластов перфорацией.

5. На основе лабораторных исследований разработан новый наполнитель на основе древесной коры. В качестве жидкости носителя была выбрана незамерзающая ПОЖ, нашедшая широкое применение на месторождениях Западной Сибири. По результатам стендовых исследований разработана рецептура нового наполнителя и изготовлена опытная партия для проведения опытно-промышленных испытаний (ОПИ).

6. Для проведения длительных КРС с применением обычных ППА с целью исключения попадания в коллектор значительных объемов промывочной жидкости и негативного ее влияния на устойчивость пород ПЗП рекомендуется временно блокировать ее гелеобразными системами. Для глушения скважин разработан гелеобразный блокирующий состав, состоящий из лигносульфонатного реагента, гелеобразователя, воды и наполнителя «НДК-ЛХ, а также полимерного материала «Конкрепол», лигносульфоната, КССБ, ФХЛС и лигназа.

7. Разработаны устройства, обеспечивающие, ускорение процесса разбухания ППП. Для решения этих проблем были разработаны гидроударные устройства УГ-С-56 и УГ-50, гидроударное промывочное устройство УПГ-54. Для решения проблемы уда-

ления ППП разработана технология их разбухания в импульсном режиме.

8. Для осуществления возможности применения технологии разбухания и промывки ППП в импульсном режиме осуществлено моделирование процесса. Применять импульсную промывку необходимо в сочетании с гидроударным устройством, что позволяет сочетать как гидромониторное, так и механическое воздействие на ППП. Как показали ОПИ на скважинах ООО «Газпром добыча Ноябрьск», применение гидроударного устройства позволило повысить механическую скорость процесса вдвое.

9. Предложена классификация для выбора технологии РИР с учетом коэффициента аномальности пластового давления.

10. На основе опыта КРС с $K_a \leq 0,3$ предложен комплекс технологий с установкой хвостовика (потайной колонны). Разработаны и внедрены различные конструкции разъединителей для потайной колонны при заканчивании скважин.

11. Разработан комплекс различных способов восстановления обводненных газовых скважин в условиях АНПД на месторождениях, находящихся на заключительной стадии разработки, наличия смятия нижней части эксплуатационной колонны со сложными построенными коллекторами и большой степенью обводненности. Применение данных разработок позволило: проводить ремонты скважин, которые в предыдущие годы считались бесперспективными и ликвидировались или переводились в наблюдательный фонд; отсечь продуктивный пласт (необходимую его часть) от воздействия технологической жидкости на время производства работ; обеспечить селективность процесса изоляции и направить изоляционную жидкость непосредственно в обводненную часть пласта; создавать герметичный изолирующий экран большей толщины при проведении РИР под давлением с пакером; сократить время на освоение скважины после капитального ремонта.

12. Разработан комплекс технологий вторичного вскрытия ПЗП по проведению РИР путем бурения бокового (неориентированного) ствола в скважинах с полным смятием, смещением эксплуатационной колонны или с осложнениями, полученными в процессе ремонта (прихват колонны труб в интервале перфорации). Данная разработка показала, что: нет необходимости использовать дорогостоящие телеметрические системы (набор угла искривления зависит только от угла клина отклонителя, а максимально возможный отход от ствола скважины составляет 3 м); время выполнения работ и затраты не превышают продолжительность и стоимость капитального ремонта по проведению водоизоляционных работ с установкой промежуточной колонны при заканчивании скважины; исключается насыщение пласта технологической жидкостью; данный способ позволяет

решить проблемы с полным смятием эксплуатационной колонны.

13. Разработана методика проведения исследования влияния характера вскрытия на производительность газовых скважин, а также факторов, влияющих на дебит перфорированных скважин. Проведенные исследования позволяют подбирать характеристики перфораторов для снижения скин-эффекта.

14. Разработан комплекс технологий освоения газовых и газоконденсатных скважин в условиях АНПД с помощью колтюбинговых установок на месторождениях Западной Сибири с различными коэффициентами аномальности.

15. Использование комплексного подхода к освоению газовых скважин, сочетающих методы отбора газа из скважины-донора, его компримирования с помощью бустерной установки, очистки ГЖС от водной фазы и закачивания в осваиваемую скважину высоконапорного газа, позволило создать новую технологию освоения скважин в условиях АНПД и отсутствия АКУ. Результаты внедрения показали высокую эффективность технологии освоения скважин с использованием обратной подачи газа «высокой стороной», а также возможность применения бустерных установок на заключительной стадии разработки месторождений углеводородов.

16. Разработан состав для обработки «сеноманских» коллекторов УГКМ и других месторождений, исключающий разрушение ПЗП. По результатам лабораторных исследований разработана рецептура раствора лимонной кислоты для интенсификации «сеноманских» газовых скважин. Показано снижение стоимости материалов на одну обработку в 3,3 раза по сравнению со стандартной обработкой.

ЛИТЕРАТУРА

1. Сингуров А.А. Удаление глинисто-песчаных пробок в условиях АНПД (на примере газовых месторождений Западной Сибири // «LAP LAMBERT Academic Publishing». 2012. 153 с.
2. Кустышев А.В., Чабаяев А.У., Ваганов Ю.В., Сингуров А.А. и др. Осложнения, аварии и фонтаноопасность при строительстве, эксплуатации и ремонте нефтяных и газовых скважин. Учеб. пособи. Тюмень: ТюмГНГУ. 2015. 178 с.
3. Нифантов В.И., Пищухин В.М., Сингуров А.А., Гильфанова Е.В. Технологии и составы для изоляционных работ в скважинах // Реагенты и материалы для строительства, эксплуатации и ремонта нефтяных, газовых и газоконденсатных скважин: производство, свойства и опыт применения. Экологические аспекты нефтегазового комплекса: Мат-лы XVIII Межд-ая науч.-практ-ой конф., 3–6 июня 2014 г. г. Владимир: ООО "Аркаим". 2014. С. 108–113.
4. Сингуров А.А., Паникаровский Е.В., Ку-

А.А. СИНГУРОВ,
В.И. НИФАНТОВ, В.М. ПИЩУХИН
РЕЗУЛЬТАТЫ ВНЕДРЕНИЯ КОМПЛЕКСНЫХ МЕТОДОВ
И ТЕХНОЛОГИЙ ВТОРИЧНОГО ВСКРЫТИЯ ПРОДУКТИВНЫХ
ПЛАСТОВ И ЗАКАНЧИВАНИЯ СКВАЖИН НА ИСТОЩЕННЫХ
МЕСТОРОЖДЕНИЯХ УГЛЕВОДОРОДОВ

стышев Д.А. Кислотные обработки слабосцементированных коллекторов с использованием лимонной кислоты // Время колтюбинга. 2013. №4 (46). С. 70–78.

5. Сингуров А.А., Нифантов В.И., Пищухин В.М. Технологии капитального ремонта газовых скважин на месторождениях Крайнего Севера. М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2020. 161 с.
6. Нифантов В.И., Пищухин В.М., Каминская Ю.В., Сингуров А.А. Исследование сжимаемости и растворимости газа в газожидкостных потоках и пенных системах / IV Межд-ая конф. "Наноявления при разработке месторождений углеводородного сырья: от наноминералогии и нанохимии к нанотехнологиям". Москва, 11–12 ноября 2014 г. С. 201–206.
7. Зозуля Г.П., Кустышев А.В., Сингуров А.А. и др. Организация супервайзерского контроля при капитальном ремонте нефтяных и газовых скважин. Тюмень: «Вектор Бук». 2012. 192 с.

REFERENCES

1. SINGUROV A.A. Removal of clay-sand plugs in conditions of unfavorable pressure (on the example of gas fields in Western Siberia. "LAP LAMBERT Academic Publishing". 2012:153. (In Russian).
2. KUSTYSHEV A.V., CHABAIEV L.U., VAGANOV YU.V., SINGUROV A.A. ET AL. Complications, accidents and fountain hazard during construction, operation and repair of oil and gas wells. Textbook. Tyumen: TyumGNGU. 2015:178. (In Russian).
3. NIFANTOV V.I., PISHCHUKHIN V.M., SINGUROV A.A., GILFANOVA E.V. Technologies and compositions for insulation work in wells. Reagents and materials for construction, operation and repair of oil, gas and gas condensate wells: production, properties and application experience. Environmental aspects of the oil and gas complex: Proc. XVIII Int. scientific-practical conf., June 3-6, 2014. Vladimir: ООО "Arkaim". 2014:108–113. (In Russian).
4. SINGUROV A.A., PANIKAROVSKY E.V., KUSTYSHEV D.A. Acid treatments of weakly cemented reservoirs using citric acid. *Vremya koltyubinga*. 2013;4; (46):70–78. (In Russian).
5. SINGUROV A.A., NIFANTOV V.I., PISHCHUKHIN V.M. Technologies for major workover of gas wells in the fields of the Far North. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2020:161. (In Russian).
6. NIFANTOV V.I., PISHCHUKHIN V.M., KAMINSKAYA YU.V., SINGUROV A.A. Study of gas compressibility and solubility in gas-liquid flows and foam systems. IV Int. Conf. "Nanophenomena in hydrocarbon deposits development: from nanomineralogy and nanochemistry to nanotechnology". Moscow, November 11–12, 2014:201–206. (In Russian).
7. ZOZULYA G.P., KUSTYSHEV A.V., SINGUROV A.A.

ET AL. Organization of supervisory control during major workovers of oil and gas wells. Tyumen: "Vector Book". 2012:192. (In Russian).

Сингуров Александр Александрович,
главный инженер ООО «РусХимАльянс» Россия

☎ 199106, Санкт-Петербург, Шкиперский проток, д. 12,
корп. 2, стр. 1
тел.: +7 (812) 240-00-72

Нифантов Виктор Иванович,
пенсионер

☎ 142717, Московская обл., г. Видное, пос. Развилка,
тел.: +7 (965) 278-93-45

Пищухин Василий Михайлович,

ведущий научный сотрудник Отделения эксперименталь-
ных исследований Опытного-экспериментального центра
ООО «Газпром ВНИИГАЗ»

☎ 142717, Московская обл., г.о. Ленинский, п. Развилка,
ул. Газовиков, зд. 15, стр. 1,
тел.: +7 (498) 657-48-94, e-mail :basil1960@yandex.ru