

УДК 622.276.7

**АНАЛИЗ ПРОВЕДЕНИЯ КАПИТАЛЬНОГО РЕМОНТА СКВАЖИН
С ПОМОЩЬЮ АГРЕГАТА «ГИБКАЯ ТРУБА»
В СКВАЖИНАХ НГДУ «ФЕДОРОВСКНЕФТЬ»**

**ANALYSIS OF CARRYING OUT OF CAPITAL REPAIRS OF WELLS
WITH THE HELP OF THE UNIT «COILED TUBING» IN WELLS
OF OIL AND GAS MANAGEMENT «FEDOROVSKNEFT»**

Березовский Денис Александрович
заместитель начальника цеха,
филиал ООО «Газпром добыча Краснодар»
Каневское газопромысловое управление
daberezovskiy-gaz@rambler.ru

Самойлов Александр Сергеевич
аспирант кафедры Нефтегазового дела
имени профессора Г.Т. Вартумяна,
Кубанский государственный
технологический университет
aleksandr3105@inbox.ru

Аннотация. С помощью установок «гибкая труба» можно проводить практически весь спектр работ по капитальному ремонту скважин и их главное преимущество состоит в том, что эти работы теперь можно проводить как в вертикальных, так и в горизонтальных и крутонаправленных скважинах, и со значительно меньшим временем ремонта. В настоящее время идет увеличение объемов ремонта скважин при помощи установок «гибкая труба», что обусловлено рядом ярко выраженных преимуществ – экологичность работ за счет применения технологий с герметизированным устьем и замкнутой циркуляцией, а также уменьшением выбросов выхлопных газов в атмосферу автомобилей, на которых установлены агрегаты; сохранение добычных возможностей скважины при ремонте за счет исключения вредного влияния процесса глушения (ухудшение фильтрационных свойств призабойной зоны пласта); экономическая эффективность ремонта в связи с сокращением времени самого ремонта, времени на спускоподъемные операции и подготовительно-заключительные работы.

Ключевые слова: методы предотвращения и борьбы с АСПО; текущий и капитальный ремонт скважин; оборудование и оснащение бригад текущего и капитального ремонта; анализ капитального ремонта скважин; организация и производство капитальных ремонтов скважин; мероприятия по повышению эффективности ремонтных работ в скважинах; применение установок с непрерывной трубой при ремонте скважин.

Berezovskiy Denis Aleksandrovich
deputy chief of department,
branch LLC «Gazprom mining Krasnodar»
Kanevskoe gas field management
daberezovskiy-gaz@rambler.ru

Samoylov Alexander Sergeevich
Graduate student of oil and gas
engineering department
named after Professor G.T. Vartumyan,
Kuban state technological university
aleksandr3105@inbox.ru

Annotation. With the help of «coiled tubing» installations it is possible to carry out almost the whole range of well workover works and their main advantage is that these works can now be carried out both in vertical and horizontal and high directional wells, and with significantly less repair time. At present, there is an increase in the volume of well repair using flexible pipe installations, which is due to a number of pronounced advantages - environmental friendliness of work due to the use of technologies with a sealed wellhead and closed circulation, as well as a decrease in emissions of exhaust gases into the atmosphere of cars that have units; preservation of well production capabilities during repair by eliminating the harmful effects of the plugging process (deterioration of the filtration properties of the bottomhole formation zone); cost-effectiveness of repair due to the reduction of the time of the repair itself, the time for tripping and preparatory and final work.

Keywords: methods of preventing and combating with asphalt-resin-paraffin deposits; routine and workover of wells; equipment and equipment of crews of current and capital repairs; well workover analysis; organization and production of well overhauls; measures to improve the efficiency of repair work in wells; use of installations with a continuous pipe in the repair of wells.

В административном отношении территория Федоровского месторождения расположена в Сургутском районе Ханты-Мансийского автономного округа Тюменской области.

В 1963 году на Северо-Сургутской структуре была пробурена скважина № 57, при опробовании интервала 2045–2050 м из пласта БС₁ получен фонтан нефти дебитом 15 м³/сут. на 8 мм штуцере. В дальнейшем Северо-Сургутская структура объединена с Федоровским месторождением.

Федоровское месторождение открыто в 1971 году скважиной № 62, давшей промышленный приток из пластов БС₁₀ и БС₁₋₂ и газа с нефтеконденсатной смесью из пласта АС₄₋₉. Разбуривание начато в 1972 году, промышленное освоение месторождения началось в 1973 году с разбуривания Моховой площади на пласты БС₁₀. В настоящее время в промышленной эксплуатации находятся четыре объекта разработки – АС₉, БС₁₋₂, БС₁₀¹ и БС₁₀, осуществляется опытно-промышленная эксплуатация пластов БС₁₆₋₁₈, АС₄₋₈ и ЮС₂. По состоянию на 01.01.2017 г. накопленная добыча нефти составляет 448,597 млн тонн, в том числе по объектам разработки (табл. 1):

Таблица 1 – Накопленная добыча нефти по состоянию на 01.01.2017 г.

Пласт	Накопленная добыча, тыс. тонн
АС4	42
АС5-6	13310
АС9	5787
БС1	12203
БС2	3060
БС10	397179
БС ₁₀ ¹	16690
БС16	63
БС17	33
БС18	120
ЮС ₂ ¹	110

Месторождение находится в стадии падения добычи нефти. Проектный фонд скважин объектов АС₉, БС₁₋₂, БС₁₀¹ и БС₁₀ разбурен. Запроектированные системы разработки этих объектов сформированы.

Максимальный уровень добычи нефти достигнут в 1983 году и составил 35 млн тонн при темпе отбора 5,0 % от начальных и 6,4 % от текущих извлекаемых запасов нефти.

На 01.01.2017 г. на месторождении пробурено 4790 скважин, из них 2593 добывающих, 1018 нагнетательных, 7 газовых, 103 водозаборные. Действующий фонд добывающих скважин – 2365, в бездействии находятся 227 (8,8 % от всего добывающего фонда).

С начала разработки в целом по месторождению добыто 1319,2 млн тонн жидкости, в продуктивные пласты закачано 1827,8 млн м³ воды. Текущий средний дебит добывающей скважины по нефти – 8,8 тонн/сут., по жидкости – 85,8 тонн/сут.

Снижение добычи нефти по истощаемым объектам разработки (пластам АС₉, БС₁₋₂, БС₁₀¹ и БС₁₀) компенсируется вводом запасов нефти на пластах АС₄₋₈. Поэтому в последнее время наибольшее внимание уделяется детальному исследованию газонефтяной залежи пластов АС₄₋₈ и выработке определенной системы промышленной разработки этой очень перспективной, но вместе с тем очень сложной для разработки залежи.

В ходе разработки Федоровского месторождения характерными осложнениями при эксплуатации фонда скважин являются асфальто-смоло-парафиновые отложения (далее АСПО) в стволах скважин, а также песчаные пробки. Эти осложнения приводят к полному или частичному перекрытию проходного отверстия лифтовых труб, что ведет к уменьшению дебита добывающих скважин или приемистости нагнетательных.

Методы предотвращения и борьбы с АСПО

В технологических процессах добычи и транспортировки нефти асфальто-смоло-парафиновые отложения (АСПО) – это часть массы асфальто-смолистых и (или) парафинистых нефтей. Эта масса выделяется из нефти под влиянием таких

внешних факторов как снижение температуры (по трубопроводу, стволу скважины) и давления, и собирается на поверхности труб (в скважинах), подземного оборудования, породы в призабойной зоне пласта.

Последствия образования АСПО, а также трудности, возникающие при их предотвращении и удалении, связаны с разнообразием состава и свойств отложений.

Образование АСПО, по мнению многих исследователей, начинается в тот момент, когда нефть вступает в контакт с поверхностью труб, имеющих температуру, близкую к температуре плавления парафина (37–89 °С в зависимости от состава нефти) или ниже ее.

Вследствие снижения температуры нефти в пристенном слое происходит снижение ее растворяющей способности по отношению к парафинам.

Для повышения эффективности транспортировки и добычи нефти и водонефтяных эмульсий необходимо:

- предотвратить образование АСПО и их сорбцию на поверхности труб;
- уменьшить реальную шероховатость труб и т.д.

В практике добычи и транспортировки нефти широко применяются различные методы предотвращения образования АСПО, а также удаления образовавшихся отложений с поверхностей нефтяного оборудования и призабойной зоны пласта – механические, химико-механические, термические, физические, химические, физико-химические и их различные комбинации.

Механические методы используют в основном для периодического удаления АСПО с поверхностей нефтяного оборудования, подъемных лифтов, а также с внутренних поверхностей нефтепроводов, коллекторов и т.д. При этом способе применяют скребки различных конструкций, эластичные шары, перемешивающие устройства.

Химико-механические методы предусматривают совместное механическое и физико-химическое воздействие водных растворов технических моющих средств (ТМС) на АСПО и очищаемую поверхность. Данные методы применяются:

- для струйной очистки от АСПО емкостей и резервуаров;
- циркуляционной очистки скважин и трубопроводов от отложений;
- струйной, пароструйной, пароводоструйной, погружной очистки деталей нефтепромыслового оборудования.

Термические методы применяются как для удаления, так и для предотвращения образований АСПО. Предотвращение образований АСПО проводится путем поддержания температуры нефти выше температуры плавления парафина с помощью электронагревателей (греющий кабель, электроподогрев), горение термита в призабойной зоне пласта и т.д.

Физические методы борьбы с АСПО предусматривают применение электромагнитных колебаний (магнитные активаторы различных модификаций), ультразвука (звукомагнитные активаторы), покрытие твердых поверхностей эмалями, стеклом, бакелитовым лаком и т.д.

Химические методы включают в себя использование различных химических реагентов, полимеров, ПАВ: ингибиторы парафиноотложений, смачивателей, ПАВ-удалителей, растворителей и т.д.

При выборе метода предупреждения или профилактического удаления отложений АСП следует учитывать, что эффективность метода зависит от способа добычи, а также от состава и свойств добываемой продукции. Следует отметить и то, что при выборе способа обработки скважины необходимо учитывать такие основные параметры как интервал возможного парафинообразования и интенсивность выделения твердой фазы на стенках скважинного оборудования. Последнее обусловлено перенасыщением нефти твердыми парафинами вследствие снижения температуры нефти и выделения газа по мере продвижения потока жидкости от забоя к устью.

В скважинах Федоровского месторождения наиболее распространенным способом борьбы с АСПО является промывка скважин горячей нефтью (термический метод). Данная промывка представляет собой закачку в затрубное пространство скважины подогретой нефти (до 110 °С в зависимости от способа эксплуатации скважины) агрегатом АДП. При этом горячая нефть нагревает НКТ, а восходящий поток растворяет и

выносит отложения. Однако данный способ борьбы с АСПО имеет такую характерную особенность, как большие тепловые потери в окружающие скважину горные породы в начале закачки.

Из механических методов обработки скважин применяются скребки-центраторы различных конструкций (удаление отложений внутри НКТ), а также скребки различных конструкций для очистки эксплуатационных колонн. Эффективность применения скребков-центраторов увеличивается с применением штанговращателей. Однако при использовании скребков-центраторов возможны такие негативные последствия, как разрушение скребков, возможны закупоривания внутреннего пространства НКТ.

Из химических методов борьбы с АСПО применяется промывка скважин растворителями (в частности, бензиновой фракцией). Данный метод применяется в основном на скважинах, где применение других способов борьбы с АСПО не является возможным или более эффективным. Наряду с эффективностью данный способ имеет большие экономические затраты.

Также на Федоровском месторождении использовались магнитные и звукомагнитные активаторы (физический метод), однако заметной эффективности использования активаторов не отмечено. Исключение составляет использование магнитных активаторов типа «Магнолиум».

Для более успешного использования активаторов необходимо проводить специальные исследования по подбору характеристик магнитов условиям добычи и свойств добываемой продукции.

Следует отметить, что в настоящее время на предприятиях нефтяной и химической промышленности выпускаются современные и высокоэффективные химические реагенты: ингибиторы парафиноотложений типа ТПНХ-1, многофункциональные реагенты типа МЛ и ТЭМП различных модификаций. Данные реагенты можно использовать как для предупреждения и удаления АСПО с нефтяного оборудования, так и для очистки призабойной зоны пласта, а также при глушении скважин, что способствует улучшению фильтрационной зоны пласта и облегчению освоения скважин.

Текущий ремонт скважин

Перед сдачей горизонтальных скважин в эксплуатацию необходимо горизонтальный ствол промыть с помощью гибкой колонны труб, заменить жидкость на нефть и исследовать скважину в полном объеме утвержденного стандарта предприятия.

Исследования проводятся при отработке по лифту скважин пенными системами (бустерная установка) или азотом. Далее скважина глушится соленым раствором с буферным объемом жидкости, приготовленным на основе КМЦ, СНПХ-3100 и т.п. Последующие ремонты следует проводить в соответствии с утвержденной «Инструкцией по глушению нефтяных, газовых и нагнетательных скважин перед проведением текущего, капитального ремонта и освоения скважин». Глушение скважин должно вестись без закачки жидкости в пласт, с применением буферных жидкостей на основе КМЦ, СНПХ-3100 и т.п.

Обязателен спуск вставных насосов с клапанами-отсекателями АО «ТТДН». Перед извлечением насоса скважина промывается горячей водой.

Если возникнет необходимость спустить невставной насос, то следует цилиндр с плунжером и всасывающим клапаном спустить на НКТ, а затем колонну штанг с автозахватом плунжера. Компоновка включает стационарный всасывающий клапан и сливной клапан.

Из-за отсутствия серийного производства отечественных клапанов-отсекателей для скважин с УЭЦН рекомендуется опробовать клапана зарубежных фирм, например, фирмы «Guiberson». Комплект скважинного оборудования включает пакер, клапан-отсекатель, противоположное устройство.

Низкодебитные скважины с УЭЦН на режим следует выводить с помощью передвижной тиристорной установки.

При интенсивном пескопроявлении из-за разрушения ПЗП рекомендуется применять технологию закрепления коллектора цементно-карбонатной или другими смесями.

Внедрение вставных насосов с клапанами-отсекателями позволит сохранить продуктивность ПЗП в процессе ремонта скважин. Сотрудниками ТО «СургутНИПИ-нефть» разработан метод воздействия на ПЗП высокими депрессиями без глушения скважин и проведения СПО, отработана технология управления за работой установок. Недостаток УШГН – это высокие затраты СМР привода. Но более высокая достигнутая надежность скважин с УЭЦН, их экологическая безопасность, простота монтажа привода дают право рекомендовать УЭЦН для скважин в водоохранных зонах и для горизонтальных скважин, начиная с дебита 15 м³/сут.

Штанговыми насосными установками и УЭЦН с газозащитными устройствами практически обеспечиваются допустимые (по условиям притока газонасыщенной нефти в скважину) депрессии на пласт ($P_{заб} < 0,75 P_{нас}$). Спускать следует ШГН до 1600–1700 м с газосепараторами, а УЭЦН на глубину до 1800 м. Гарантируется давление на уровне 12,0–15,0 МПа. Давление и температура при глубине спуска УЭЦН на 1800 м соответствует техническим условиям эксплуатации агрегата и кабеля.

Из-за высокого забойного давления на фонтанном режиме эксплуатировать скважины не эффективно. Из-за низкой напорности электродиафрагменных насосов (УЭДН) их не рекомендуется применять для создания высоких текущих депрессий в глубоких низкодебитных скважинах Федоровского месторождения.

Второе направление повышения эффективности насосных скважин – обеспечение высокого МРП и коэффициента использования при рекомендованных режимах откачки.

В горизонтальных скважинах насосный агрегат устанавливается в вертикальном участке ствола. Ниже максимальной глубины подвески насоса в эксплуатационной колонне следует устанавливать противоположную муфту, предупреждающую «уход» скважинного оборудования при авариях в горизонтальный ствол. Муфта является элементом эксплуатационной колонны с проходным отверстием 110 мм для 146 мм колонны. Для гашения удара при падении УЭЦН на муфту рекомендуется выше нее устанавливать амортизационную пружину.

Учитывая штатные условия эксплуатации насосных установок и высокую организацию работ с добывающим фондом скважин в НГДУ «Федоровскнефть» межремонтный период скважин с УЭЦН к 2019 году должен достичь среднестатистического значения по НГДУ – 440 сут., коэффициент эксплуатации горизонтальных скважин – 0,93.

Сложнее обеспечить высокую наработку УШГН при глубине спуска насоса в скважину более 1600 м.

Рекомендуется весь фонд УШГН оснащать вставными насосами с клапанами-отсекателями. Приоритет следует отдавать режиму работ при меньших диаметрах насоса и числе качаний.

Высокий уровень организационных работ и внедрение указанных новаций позволит обеспечить МРП скважин с УШГН 400–420 сут. При высоких затратах на строительство горизонтальных скважин коэффициент эксплуатации должен быть не менее 0,92.

Создание систем разработки нефтяных месторождений с использованием горизонтальных скважин является приоритетным направлением в нефтегазодобывающей отрасли при вовлечении в промышленную разработку трудноизвлекаемых запасов нефти, заключенных в низкопроницаемых и неоднородных пластах и коллекторах. Также как и вертикальные, горизонтальные скважины выходят из строя по ряду многочисленных причин, а ремонт скважин с большим отклонением ствола очень дорог и трудоемок на обычной технике. Очень важным шагом в ремонте вертикальных и горизонтальных скважин явилось внедрение установки «гибкая труба». Геофизические исследования крутонаправленных и горизонтальных скважин возможно проводить только с применением установок «гибкая труба». Также при промывке АСПО «гибкая труба» показала наилучшие результаты по сравнению с традиционно используемой техникой.

Конструкция типовой скважины

На Федоровском месторождении конструкция скважин выбирается с учетом геологического строения вскрываемых скважиной пластов. Каждая колонна опускается до определенной глубины и цементируется до запроектированного уровня. Типовая скважина Федоровского месторождения имеет следующую конструкцию.

Направление диаметром 324 мм спускается на глубину 100 м и цементируется до устья. Применяется для перекрытия верхних почвенных слоев, предания скважине устойчивого вертикального направления.

Кондуктор диаметром 245 мм спускается на глубину 500 м для добывающих и 700 м для нагнетательных. Кондуктор изготавливается из обсадных труб с трапециевидной резьбой типа ОТТМ исполнением «Б». Цементируют до устья тампонажным раствором плотностью 1,83 г/см³. Применяемая марка цемента ПЦТ-ДО-50 ГОСТ 1581-85. Служит для перекрытия верхних неустойчивых пород, предотвращения осыпей и прихвата инструмента при бурении. Кондуктор оборудуют башмаками типа БК-426, БК-324 и БК-245, тремя пружинными центраторами ЦЦ-426/508-1 и ЦЦ-245/295-1. Расстояние между центраторами составляет не менее 10 м.

Хвостовик диаметром 168 мм опускается в интервале 390–1800 м. Хвостовик изготавливается из обсадных труб с треугольной резьбой. Цементируется на всю длину тем же тампонажным раствором, что и кондуктор.

Эксплуатационная колонна изготавливается из обсадных труб диаметром 139,7 или 146 мм, спускается на глубину на 50 м ниже проектного горизонта. Цементируется на 100 м выше башмака кондуктора. Тампонажный раствор плотностью 1,8 г/см³ приготовлен из портландцемента марки ПЦ-ДО-100 ГОСТ 1581-85. Эксплуатационная колонна оборудуется направляющим башмаком БК-139,7, БК-146 и обратным клапаном типа ЦКОД-139,7-1 и ЦКОД-146-1. Эксплуатационная колонна окончательно образует ствол скважины. Глубина цементного стакана, остающегося после цементирования эксплуатационной колонны, является искусственным забоем. В процессе эксплуатации скважины забой может быть засыпан осадком, засорен аварийным оборудованием и посторонними предметами. В этом случае глубина верха аварийного оборудования или осадка является текущим забоем скважины.

Верхняя часть обсадных труб заканчивается колонной головкой. Она предназначена для подвешивания и обвязки обсадных колонн с целью герметизации межтрубного пространства, контроля и управления межтрубными проявлениями и служит основанием для устьевого оборудования – для различных способов эксплуатации скважин. Для герметизации резьбовых соединений применяют смазку Р-402.

Оборудование устья скважины

Оборудование устья скважины обеспечивает муфтовую подвеску НКТ, герметизацию устья (вывод кабеля и НКТ), подачу продукции и регулирование режима эксплуатации, а также возможность проведения различных технологических операций.

Герметичность вывода кабеля и НКТ достигается с помощью разъемного конуса, вставляемого в крестовину, резинового уплотнения и фланца. Для отвода затрубного газа в линию нефтесбора монтируется обратный клапан.

К наземному оборудованию относят фонтанную арматуру. Ее классифицируют по конструктивным и прочностным признакам:

- рабочему давлению (7, 17, 21, 35, 70, 105 МПа);
- схеме исполнения (8 схем);
- числу спускаемых в скважину труб (1 и 2 ряда концентричных труб);
- конструкции запорных устройств (задвижки, краны);
- размерам проходного сечения по стволу (50–150 мм).

Фонтанная арматура включает трубную головку и фонтанную елку с запорными и регулирующими устройствами. Трубная головка предназначена для подвески НКТ и герметизации пространств между ними и обсадной эксплуатационной колонной.

При оборудовании скважины двумя концентричными колоннами НКТ двухрядная конструкция подъемника трубы большего диаметра подвешиваются на резьбовом соединении нижнего тройника (крестовины), который устанавливается на крестовину, герметизирующую затрубное пространство. Трубы меньшего диаметра подвешиваются на резьбе переводника (стволовой катушки), размещаемого над тройником. При однорядной конструкции подъемника нижний тройник не ставится и трубы, подвешиваемые к нему, не спускаются. Применяется также и муфтовая подвеска.

Фонтанная елка предназначена для направления потока в выкидную линию, а также для регулирования и контроля работы скважины. Она может включать в себя

один или два тройника (одно- или двухъярусная тройниковая арматура), либо крестовину (крестовая арматура). Двухъярусная тройниковая и крестовая конструкции елки целесообразны в том случае, если нежелательны остановки скважины, причем рабочей является верхняя или любая боковая струна, а первое от ствола запорное устройство – запасным. Двухъярусную тройниковую арматуру рекомендуют для скважин, в продукции которых содержится механические примеси. Сверху елка заворачивается колпаком (буфером) с трехходовым краном и манометром. Для спуска в работающую скважину глубинных приборов и устройств вместо буфера ставится лубрикатор. На фланцах боковых отводов трубной головки и фонтанной елки предусматриваются отверстия для подачи ингибиторов коррозии и гидратообразования в затрубное пространство и ствол елки, а также под карман для термометра.

В зависимости от условий эксплуатации арматуру изготавливают для не коррозионных, коррозионных сред, а также для холодной климатической зоны. На заводе изготовители фонтанную арматуру подвергают пробному гидравлическому испытанию, при котором давление испытания для арматур, рассчитанных на рабочее давление до 70 МПа, а от 70 МПа и выше полуторакратному и рабочему давлению.

Арматуру отбирают по необходимому рабочему давлению, схеме (тройниковая или крестовая), числу рядов труб, климатическому и коррозионному исполнению. Манифольд предназначен для обвязки фонтанной арматуры с выкидной линией, подающей продукцию на групповую замерную установку. Их монтируют в зависимости от местных условий и технологии эксплуатации. В общем случае они обеспечивают обвязку двух струн со шлейфом, струн с затрубным пространством, струн и затрубного пространства с факелом или амбаром и т.д.

К запорным устройствам арматуры относятся проходные пробковые краны с ручным, пневматическим дистанционным или автоматическим управлением.

Фонтанные арматуры различают по конструктивным и прочностным признакам. Эти признаки включают в шифр фонтанной арматуры следующим образом:

$$АФХ_1Х_2Х_3-Х_4Х_5Х_6Х_7,$$

где АФ – арматура фонтанная; X_1 – конструктивное исполнение: подвеска НКТ на муфте не обозначается; подвеска НКТ на резьбе переводника – К; для скважин, оборудованных ЭЦН – Э; X_2 – номер схемы монтажа тройникового и крестового типов (8 схем); при двухрядной колонне НКТ добавляется буква «а»; X_3 – способ управления запорными устройствами: ручной – не обозначается; автоматический – А, дистанционный и автоматический – В; X_4 – условный проход ствола (50, 65, 80, 100 и 150 мм); при несовпадении размеров через дробь указывается условный проход бокового отвода (50, 65, 80 и 100 мм); X_5 – рабочее давление, МПа; X_6 – климатическое исполнение: для умеренной климатической зоны – не обозначается; для холодной климатической зоны – Хл; X_7 – исполнение по коррозионной стойкости: для обычных сред без обозначения; для сред содержащих CO_2 до 6 % – К1; для сред содержащих CO_2 и H_2S до 6 % – К2; для сред содержащих CO_2 и H_2S до 25 % – К3.

Например, АФК6В-100х21К2 – арматура фонтанная (АФ) с подвеской на резьбе переводника (К) выполненная по схеме 6 (крестового типа с однорядной колонной НКТ), с дистанционным и автоматическим управлением задвижек (В), условным проходом ствола и боковых отводов 100 мм, рассчитанная на рабочее давление 21 МПа, для умеренной климатической зоны, для коррозионной среды до 6 % H_2S и CO_2 .

Способы эксплуатации скважин Федоровского месторождения

На Федоровском месторождении добыча нефти ведется как фонтанным, так и механизированным способами. К механизированным способам добычи нефти относятся газлифт и насосная добыча (с использованием ЭЦН и ШСНУ).

Фонтанная эксплуатация скважин

Фонтанирование скважины происходит под влиянием энергии сжатых пород и пластовой жидкости, а также энергии сжатой газовой фазы, выделяющейся из нефти и

расширяющейся в процессе подъема ее на поверхность. На 01.01.2017 г. на Федоровском месторождении фонтанным способом эксплуатируется 41 скважина.

Эксплуатация скважин глубинными насосами

93 % скважин Федоровского месторождения эксплуатируются глубинными насосами. Парк ШГН на 01.01.2017 г. составляет 430 скважин, парк ЭЦН – 2078 скважин. Таким образом, эксплуатация скважин УЭЦН – основной способ добычи нефти на Федоровском месторождении.

Широкое применение УЭЦН по сравнению с УШГН связано с меньшей их металлоемкостью, простотой обслуживания, относительно большим МРП (320 сут.), более широким диапазоном изменения значений подачи насоса и глубины спуска (ШГН – 1600–1700 м, ЭЦН – 1950 м).

На практике не всегда удается подобрать насос с характеристикой, точно отвечающей характеристике скважины. Часто насос развивает напор и подачу большие, чем это необходимо для создания оптимальных условий работы системы «скважина – насос». Приходится прибегать к искусственному регулированию работы насоса, например, к ограничению его подачи.

Оборудование и оснащение бригад текущего и капитального ремонта

Бригады текущего и капитального ремонта должны быть оснащены в соответствии с типовым табелем технического оснащения в соответствии с РД 153-39-023-97. Табель технического оснащения пересматривается нефтегазодобывающим предприятием не реже одного раза в 5 лет по мере развития науки и техники с целью включения в них нового прогрессивного оборудования, материалов, инструментов и т.д.

В настоящее время бригады ремонта скважин оснащены совершенным оборудованием отечественного и зарубежного производства. Для текущего ремонта – подъемными агрегатами Азинмаш АЗУ; АР 32/40; АПРС 32/40. Бригады капитального ремонта оснащены подъемными агрегатами А-50М; ТР-38 на шасси автомобиля КРАЗ; А 60/80 на шасси автомобиля БЕЛАЗ; подъемными агрегатами фирм «Соорег» и «Cardwell», обеспечивающими спускоподъемные операции с установкой бурильных труб свечами за палец. Агрегаты комплектуются насосным оборудованием и системой очистки раствора, что позволяет проводить зарезку и бурение вторых стволов и т.п.

Для работ с «гибкой трубой» бригады КРС располагают установками «Hydra Rig» и «Stewart Stevenson».

Для проведения спускоподъемных операций бригады КРС оснащены гидравлическими ключами фирмы «Oil Country» и «Eckel» для работы с трубами от 60 до 114,3 мм.

Для проведения ловильных работ бригады КРС оснащены инструментом отечественного и зарубежного производства, такими как колокола ловильные, метчики, труболовки, фрезеры, гидравлические и механические ясы.

Наибольшую эффективность показали сборные компоновки, состоящие из ловителя (труболовка, колокол, метчик или овершот), безопасного замка, механического яса, гидравлического яса, УБТ (89,95 мм) и интенсификатора.

Подъемники, применяемые при капитальном ремонте скважин в НГДУ «Федоровскнефть»

А-50М

Предназначен для:

- разбуривания цементной пробки в трубах диаметром 5-6" и связанных с этим процессом операций (спуска и подъема бурильных труб, промывки скважин и т.д.);
- спуска и подъема НКТ;
- установки эксплуатационного оборудования на устье скважин;
- проведения ремонтных работ и работ по ликвидации аварий;
- проведение буровых работ.

В таблице 2 приведены технические характеристики агрегата А-50.

Таблица 2 – Технические характеристики агрегата А-50

Максимальная допускаемая нагрузка на крюке, кН	60
Монтажно-транспортная база	КрА3-250
Привод механизмов	тяговой двигатель автомобиля КрА3-250-ЯМЗ-238 мощностью 176,5 кВт
Мачта	телескопическая, наклонная с высотой до оси кронблока 22000 ±0,4 мм; длина свечи 16 м, масса 4200 кг
Лебедка	однобарабанная с пневматическим управлением, масса 3846 кг
Ротор	с гидроприводом от гидромотора МН-250/100; скорость 22,3; 45; 88 об./мин.; диаметр проходного отверстия стола 142 мм; масса 585 кг
Промывочный насос	НБ-125 с предельным давлением не менее 16,0 МПа и идеальной подаче 18 л/с
Номинальное давление, МПа	12
Монтажно-транспортная база	прицеп шасси СМЗ-8326 ТУ 37.001.551-83
Масса с прицепом, кг	4144
Вал привода ротора	1 скорость – 226 об./мин.; 2 скорость – 448 об./мин.
Габаритные размеры подземной установки в транспортном положении, мм	14000×2900×4300
Масса подъемной установки в транспортном положении, кг, не более	24000
Масса агрегата в сборе с принадлежностями и запчастями, кг, не более	34340

Все механизмы агрегата, за исключением промывочного насоса, монтируются на шасси автомобиля КрА3-250. В качестве привода используется ходовой двигатель автомобиля.

Промывочный насос смонтирован на двухосном автоприцепе.

Условия эксплуатации агрегата:

- высота фланца эксплуатационной колонны от поверхности земли должна быть не более 0,5 м;
- площадка вокруг скважины должна быть забетонирована или укреплена каким-либо другим способом на площади, достаточной для размещения всех агрегатов, работающих при освоении или подземном ремонте скважин и должна иметь поддомкратные трубы высотой 0,4 м;
- должны быть заранее забетонированы и испытаны усилием 6,5 тонн стяжки для крепления оттяжек мачты.

Работа агрегата, как правило, должна производиться на четвертой передаче коробки передач автомобиля.

AP32/40

Агрегат предназначен для проведения текущих ремонтов эксплуатационных нефтяных и газовых скважин. Агрегат осуществляет спускоподъемные операции, свинчивания-развинчивания насосно-компрессорных труб и насосных штанг.

Для обеспечения устойчивости агрегата при производстве спускоподъемных операций на полную грузоподъемность агрегат оснащен устройством безупорного крепления вышки.

В таблице 3 показаны технические характеристики агрегата AP32/40.

Таблица 3 – Технические характеристики агрегата АР32/40

Допускаемая нагрузка на крюке, кН	320
Скорость подъема талевого каната, м/с	0,24
Транспортная база	Урал-4320-1912-30
Лебедка	однобарабанная, с пневматическим фрикционом
Гидравлический ключ	при расходе 160 л/мин. и давлении 150 кгс/см
Мачта односекционная наклонная	высота от земли до оси кронблока 17 м, расстояние от устья скважины до опоры мачты 1,5 м, максимальная длина поднимаемой трубы 12 м, угол наклона 4°
Габаритные размеры агрегата в транспортном положении, мм	15400×2500×3750
Масса агрегата, кг	18800

A2-32

Агрегат А2-32 предназначен для производства спускоподъемных операций при ремонте скважин, не оборудованных вышечными сооружениями, для производства тартальных работ, для чистки песчаных пробок желонкой и для возбуждения скважин поршневанием (свабированием) при намотке на барабан лебедки тартального каната Ø 15,5 мм.

Агрегат является самоходной нефтепромысловой машиной, смонтированной на шасси автомобиля УРАЛ-4320-1912-30 повышенной проходимости, и состоит из однобарабанной лебедки и двухсекционной телескопической вышки с талевой системой.

Агрегат по требованию потребителя может комплектоваться механизмом для свинчивания и развинчивания насосно-компрессорных труб и насосных штанг.

Управление механизмами агрегата при производстве спускоподъемных операций производится из специальной кабины, имеющей независимое отопление.

Управление установкой вышки в рабочее положение – с ручного выносного пульта, соединенного с общей электросистемой агрегата кабелем длиной 20 м.

Вышка агрегата снабжена звуковой и световой сигнализацией, позволяющей безопасно устанавливать и складывать ее в любое время суток, а также ограничителем подъема крюкоблока, обеспечивающим безопасность проведения спускоподъемных операций.

Для работы в ночное время на агрегате предусмотрена система освещения рабочего места у устья скважины, приемных мостков, кронблока, пути движения крюкоблока, лебедки и площадки вокруг агрегата.

Для обеспечения устойчивости агрегата при производстве спускоподъемных операций на полную грузоподъемность агрегат оснащен устройством для безъякорного крепления вышки.

В таблице 4 представлены технические характеристики агрегата А2-32.

Таблица 4 – Технические характеристики агрегата А2-32

Максимальная грузоподъемность, кН	320
Наибольшая высота подъема крюка, м	12
Максимальная скорость передвижения, км/ч	60
Наибольший угол подъема и спуска агрегата при движении в транспортном положении по сухой грунтовой дороге	23°
Габаритные размеры в транспортном положении, мм	10020×2750×4200
Масса агрегата (полная), кг	18680
Распределение полной массы агрегата на дорогу, кг	
через переднюю ось	5280
через ось задней тележки	13400

Продолжение таблицы 4

Транспортная база	
шасси автомобиля	УРАЛ-4320-1912-30
количество осей	3
количество ведущих осей	3
тип двигателя	ЯМЗ-238М2
номинальная мощность двигателя при $n = 2100$ об./мин., кВт (л.с.)	176,5 (240)
Трансмиссия	
привод лебедки и агрегата	от коробки дополнительного отбора мощности автомобиля через карданные валы ($i = 1$)
коробка передач	ЯМЗ-236 с пятью прямыми передачами и одной обратной
Лебедка	
тип	однорабанная, собранная в станине сварной конструкции
привод	от коробки передач через конический редуктор и зубчатую передачу
номинальное тяговое усилие на 2-м ряду намотки, кН	85
канатоемкость барабана (канат $\varnothing 15,5$ мм), м	2000
тип тормоза	ленточный
диаметр тормозного шкива, мм	1000
ширина тормозной ленты, мм	120
количество тормозных лент	2
материал тормозных лент	лента тормозная асбестовая
управление тормозом	ножное пневматическое, сдублированное с ручным механическим
фрикционная муфта	однодисковая пневматическая
материал вкладышей	ФК-16Л ГОСТ 10851-73
Вышка	
тип	телескопическая, двухсекционная
высота от фундамента до оси кронблока, м	18,2
грузоподъемность, тс	32
угол наклона вышки в рабочем положении	4°36'
количество оттяжек:	
грузовых	2
установочных	2
подъем в рабочее положение	двумя гидравлическими домкратами
выдвижение верхней секции	канатное, специальной лебедкой с гидроприводом

АЗИНМАШ-37А

Подъемный агрегат АЗИНМАШ-37А является автомобильной модификацией агрегатов грузоподъемностью 320 тонн.

Агрегат предназначен для производства спускоподъемных операций при текущем (подземном) ремонте скважин, необорудованных стационарными вышечными сооружениями, для производства тартальных работ при намотке на барабан лебедки каната диаметром 13,0–15,5 мм. Кроме того, с его помощью промывочным агрегатом и ротором с индивидуальным приводом типа МК-2 и МК-3 можно производить промывку скважин и разбуривание песчаных пробок.

Агрегат является самоходной нефтепромысловой машиной, смонтированной на шасси трехосного автомобиля высокой проходимости КрАЗ-255Б Кременчугского автомобильного завода, и состоит из однобарабанной лебедки с приводом от тягового двигателя через коробку отбора мощности и коробку скоростей и двухсекционной телескопической вышки с талевой системой. Агрегат комплектуется набором инструментов (элеваторами и ключами) и механизмами свинчивания и развинчивания насосно-компрессорных труб и насосных штанг.

Вышка в транспортном положении располагается горизонтально над агрегатом на своих передней и задней опорах, а в рабочем положении наклонена под углом 5°45' к вертикали в сторону устья скважины. Подъем вышки из транспортного положения в рабочее осуществляется двумя гидравлическими домкратами, а выдвижение верхней секции – специальной лебедкой с гидравлическим приводом.

Нижняя часть вышки, являясь задней опорой, выполнена отдельной конструкцией и жестко связана с рамой агрегата. Это дает возможность производить установку агрегата у скважины без предварительной выверки с частичным подъемом вышки.

Использование в агрегате гидравлических, пневматических и электрических систем позволило в значительной степени упростить и облегчить управление его механизмами. Питание пневмосистемы воздухом в электросистемы энергией осуществляется от соответствующих систем автомобиля. Питание аккумуляторных батарей при езде автомобиля производится от генератора автомобиля. В особых случаях (необходимость подзарядки аккумуляторных батарей, длительное включение системы освещения агрегата при неработающем двигателе) система электрооборудования агрегата может подключаться к промысловой сети, для чего на агрегате предусмотрены понижающий трансформатор и выпрямитель.

Управление механизмами агрегата при производстве спускоподъемных операций производится из специальной трехместной отопляемой кабины, расположенной между лебедкой и ездовой кабиной автомобиля. Управление установкой вышки в рабочее положение производится с ручного выносного пульта, соединенного с общей электросистемой агрегата кабелем, который позволяет располагаться оператору в любом удобном для него месте в радиусе до 10 м.

Для работы в ночное время на агрегате предусмотрена система освещения рабочего места у устья скважины, кронблока, пути движения крюкоблока, приемных мостков, лебедки и площадки вокруг агрегата, которая выполнена во взрывобезопасном исполнении и питается от системы электрооборудования агрегата.

Использованный для монтажа агрегата автомобиль высокой проходимости с тремя ведущими осями и переменным давлением в динах позволяет обслуживать скважины, расположенные в районах с труднопроходимыми подъездными путями.

По техническим характеристикам подъемный агрегат АЗИНМАШ-37А почти схож с А2-32.

А60/80

Агрегат предназначен для:

- 1) спуска и подъема насосно-компрессорных труб;
- 2) установки фонтанной арматуры;
- 3) ремонта и ликвидации аварий;
- 4) разбуривания цементных пробок в трубах;
- 5) промывка скважин;
- 6) проведение буровых работ.

В таблице 5 показаны технические характеристики агрегата А60/80.

Таблица 5 – Технические характеристики агрегата А60/80

Допустимая нагрузка на крюке, кН (тонн)	785 (80)
Транспортная база	шасси автомобиля БАЗ-695071 или КрАЗ-260Г
Привод механизмов	ходовой двигатель автомобиля ЯМЗ-288Н или ЯМЗ3238Л

Продолжение таблицы 5

мощность, кВт (л.с.)	220 (300)
частота вращения при максимальном крутящем моменте, об./мин., не более	1800
Лебедка	одно- или двухбарабанная с дисковыми пневматическими муфтами
Тормоз	двухленточный бурового барабана и одноленточный тартального барабана; колодчатый
число скоростей привода лебедки	8
тяговое усилие, кН (тонн)	167 (17)
Скорость подъема талевого блока, м/с	0,015-2,30
Тартальный барабан	
канатоемкость при канате Ø 15 мм, м	2000
скорость подъема при среднем диаметре, м/с	3,7-7,3
Мачта	
тип	двухсекционная, телескопическая, наклонная
высота до оси кронблока, мм	22600
высота подъема крюка, мм	18500
угол наклона	5°45'
Талевая система	
кратность полиспаста	6
диаметр талевого каната, мм	25
Гидросистема	
монтажная	
тип насоса	шестеренчатый
номинальное давление, МПа (кгс/см ²)	15,7 (160)
номинальная производительность, л/мин.	50
рабочая	
тип насосов	аксиально-поршневые
количество насосов, шт.	2
номинальное давление, МПа (кгс/см ²)	19,6 (200)
номинальная производительность, л/мин.	370
Пневмосистема	питание от пневмосистемы шасси
рабочее давление, МПа	0,68
Раскрепитель резьбовых соединений	
тип	гидравлический
номинальное тяговое усилие, кН (тонн)	54 (5,5)
ход штока, мм	950
номинальное давление, МПа (кгс/см ²)	9,81 (100)
Лебедка вспомогательная	
тип	гидравлическая
допустимая нагрузка на крюке, кН (тонн)	29,4 (2,9)
диаметр каната, мм	13,5
рабочее давление, МПа (кгс/см ²)	9,81 (100)
Комплект штропов	
суммарная допустимая нагрузка, кН (тонн)	785 (80)

Окончание таблицы 5

Балкон верхового рабочего	
емкость бурильных свечей (труба 089, L = 12 м), шт./м	280/3400
Габаритные размеры, мм	
длина	14660
ширина	3200
высота	4450
Прицепная платформа	
длина, мм	2500–4000
ширина, мм	2000–3000
допустимая удельная статическая нагрузка, Н/м ² (кгс/м ²)	4905 (500)
масса, кг	1000
Масса в транспортном положении, кг	34000
Вертлюг	
допустимая статическая нагрузка, кН (тонн)	785 (80)
проходное отверстие, мм	75
рабочее давление, МПа (кгс/см ²)	19,6 (200)
Гидроротор	
проходное отверстие, мм	142
максимальный момент силы, Н·м (кгс·м)	4414 (450)
максимальное рабочее давление, МПа (кгс/см ²)	19,6 (200)
размер вкладышей под ведущую трубу, мм	80×80
частота вращения, с ⁻¹ (об./мин.)	0,37 (21) ÷ 1,46 (86)
допустимая статическая нагрузка на клиновую подвеску, кН (тонн)	589 (60)
Буровой ротор	
тип	P250
максимальный момент силы, Н·м (кгс·м)	9810 (1000)
частота вращения, с ⁻¹ (об./мин.)	5 (300)
допустимая статическая нагрузка, кН (тонн)	785 (80)
размер вкладышей под ведущую трубу, мм	112×112
Ротор	
тип	P-140
максимальный момент силы, Н·м (кгс·м)	11772 (1200)
частота вращения, с ⁻¹ (об./мин.)	0,64 (40) ÷ 7 (240)
допустимая статическая нагрузка кН (тонн)	785 (80)
размеры вкладышей под ведущую трубу, мм	112×112

«Непрерывная труба» или «гибкая труба»

Комплекс установки с общим названием «непрерывная труба» включает в себя собственно установку «непрерывная труба», насосный агрегат, а также дополнительное оборудование, состоящее из емкости объемом 10 м³ и желобной циркуляционной системы. При необходимости привлекается паропередвижная установка.

Собственно установка «непрерывная труба» состоит из 5 главных узлов:

- 1) кабины управления;
- 2) силовой установки;
- 3) барабана для трубы;
- 4) инжектора;
- 5) противовыбросовых превенторов.

Все оборудование размещено на шасси грузового автомобиля «Kenworth».

В кабине управления установлены все органы управления, а также все контрольно-измерительные приборы, необходимые для производства работ с одного пульта. Кабина помещается за барабаном на одной линии с устьем скважины. Перед работой она приподнимается для обеспечения максимального поля обзора.

Силовой установкой является двигатель автомобиля «Kenworth», который обеспечивает агрегат гидравлической и пневматической энергией. Мощность дизельного двигателя 445 л.с. Два гидромотора приводят в действие противовыбросовое оборудование (превенторы), стрелу крана, трубоукладчик, лебедку укладки шлангов, барабан с трубой и двухскоростной инжектор.

Система управления силовым двигателем – пневматическая, через компрессор ДВС управление может осуществляться как из кабины водителя, так и из кабины управления.

Инжектор обеспечивает усилие для спуска непрерывной трубы в скважину и подъема из скважины. Состоит из цепей, системы натяжения цепей, привода инжектора, датчиков нагрузки, направляющего желоба для непрерывной трубы, обтюлятора.

Противовыбросовые гидравлические превенторы могут быть закрыты с пульта из общей гидросистемы, в случае отказа – резервными гидравлическими аккумуляторами, а также ручным гидронасосом или закрыты вручную механическим способом. Кроме того, в аварийной ситуации можно задействовать обтюратор. Превентор состоит из глухих плашек, срезных плашек, клиновых плашек, которые заклинивают трубу перед срезанием, и трубных плашек.

Барабан служит для хранения, выматывания и сматывания трубы. Привод барабана гидравлический, выполняющий двойную работу. При спуске трубы тормозит барабан, при подъеме – наматывает трубу на барабан. Барабан оборудован трубоукладчиком с цепной передачей. Для обеспечения циркуляции жидкости и газов в колонне непрерывной трубы при ее спуске или подъеме на конце вала барабана установлен поворотный вертлюг высокого давления.

Для замера длины трубы используется электронный и механический счетчики, установленные на трубоукладчике. Угол поворота площадки с барабаном – 15 градусов в обе стороны.

Спуск и подъем трубы ведется при постоянной принудительной смазке.

Гидравлический подъемный кран служит для монтажа и удержания оборудования на устье скважины при работе.

Установка способна производить спуск и подъем из скважины непрерывной трубы с сопутствующим технологическим оборудованием, обеспечивая временную или постоянную циркуляцию. При этом скважина может находиться в эксплуатации, а давление на устье достигать 690 атм.

Все установки смонтированы на полноприводном шасси, 5 из них – на шасси повышенной проходимости. Общий вес установки – 43 тонны. На установке используется труба шовная диаметром 1,5", толщина стенки – 2,7 и 3,4 мм. Максимальное рабочее давление – 670 и 820 атм. Длина трубы на барабане – 3800 м. Вес – до 9 тонн. Конструкцией установки предусмотрено использование трубы диаметром от 1" до 2 3/8".

Исходя из практических наработок, установлен норматив использования непрерывной трубы – 150 скважино-операций.

В комплексе с установкой «непрерывная труба» используется насосный агрегат на шасси автомобиля «Kenworth». Агрегат оснащен насосом нагнетания, воздушным компрессором, центробежным насосом и мерной емкостью объемом 5 м³.

Воздушный компрессор развивает максимальное давление 70 кг/см², максимальный расход – 1,8 м³/мин.

Кроме основного оборудования, имеется два станда для перемотки трубы. Один барабан с диаметром трубы 1,75" и один барабан с трубой, через которую пропущен геофизический кабель. Сварочный агрегат позволяет производить стыковку трубы, пайку отверстий в среде аргона без ухудшений физических свойств. Для соединения трубы с технологическим инструментом используются захватывающие приспособления и механические резакИ. Из навесного оборудования имеются малогабаритные за-

бойные двигатели, труборезы, шлипсовые ловители, овершоты и другое оборудование как импортного, так и отечественного изготовления.

Насосные агрегаты, оборудованные котлами подогрева, позволяют за 60 минут прогреть 13 м³ технологической жидкости с 15 до 95 °С. Дефектоскоп гибкой трубы представляет собой полностью компьютеризованную инспекционную установку контроля гибких НКТ. Установка разработана для бесперебойного контроля ГНКТ, произведенных из ферромагнитного материала, и использует электромагнитный принцип для определения трехмерных дефектов, коррозионных питтингов или отклонений от номинальной толщины стенки, а также для определения геометрических размеров ГНКТ (наружный диаметр и овальность). Маркер установки метит места отклонения ГНКТ от нормали. На цветном мониторе выдается графический полный или текущий отчет о состоянии ГНКТ (т.е. четырехметровый участок).

Организация и производство капитальных ремонтов скважин

Анализ капитального ремонта скважин

Капитальный ремонт скважин в НГДУ «Федоровскнефть» осуществлялся 7 собственными бригадами КРС, 39 подрядными бригадами УПНП и КРС, из которых 20 бригад – Сургутское УПНП и КРС, 17 – Федоровское УПНП и КРС (табл. 6).

Таблица 6 – Виды капитальных ремонтов скважин

Вид ремонта	Шифр	Всего	СУПНП и КРС	ФУПНП и КРС
Количество бригад	–	37	20	17
Количество ремонтов, в т.ч.	–	1100	815	285
Изоляционные работы + ГТ	КР-1	71	44	28
Устранение негерметичности эксплуатационной колонны	КР-2	39	23	16
Устранение аварий + ГТ	КР-3	172	78	94
Переход на другие горизонты	КР-4	154	62	92
Зарезка второго ствола	КР-6	–	–	
Обработка призабойной зоны + ГТ	КР-7	419	410	9
ГРП	КР-7.20	15	15	
Исследование скважины + ГТ	КР-8	88	84	4
Перевод скважин под нагнетательные	КР-9	3	1	2
Ликвидация скважины	КР-12	81	40	41
Восстановление циркуляции	КР-13	24	23	1
«Гибкая труба» (ГТ)	КР-13	37	37	
Сложность (КР-1; 2; 3; 4; 6), %	–	52,9	41,3	16,76
Выработка бригады, рем./бр.	–	29,03	31,1	17,5
Продолжительность ремонта, ч	–	730,9	208,0	522,9
Успешность выполнения работ, %	–		90,2	94,3
Коэффициент сменности	–		2,90	3,0

Бригадами по капитальному ремонту скважин в 2016 году выполнено 1342 ремонтов при плане 1274.

За счет применения установок «Kenworth» с гибкой трубой выработка на одну бригаду по Сургутскому УПНП и КРС составила 32,8 скв./рем. при средней 24,4 в целом по НГДУ «Федоровскнефть» и 27,4 скв./рем. в целом по ОАО «Сургутнефтегаз». Всего выполнено установкой с гибкой трубой 307 скв./рем. (32 %). Наиболее эффективно применение установок с «гибкой трубой» при восстановлении циркуляции – 135 скважино-операций, интенсификации призабойных зон нагнетательных скважин – 128 скважино-операций, исследование скважин – 30 скважино-операций, в т.ч. 8 операций в нагнетательных скважинах. Успешность работ составила 100 %.

Глушение скважин

Глушение скважин проводилось в соответствии с действующими нормативно-техническими документами и планами работ на ремонт, определяющими удельный вес и объем жидкости глушения и буферной жидкости ВЗСК-1. Удельный вес жидкости глушения изменялся в пределах от 1,09 г/см³ (скважина № 5050) до 1,24 г/см³ (скважина № 5013). Использование подтоварной воды, ВЗСК-1, клапана-отсекателя дало экономии 3698 тонн поваренной соли. При заклинивании клапана-отсекателя глушение скважины происходит в 2 приема (до и после срыва пакера), на что затрачивается от 50 до 60 м³ жидкости глушения (скважины №№ 5170, 5013, 5146, 5050, 5011, 5041, 5042, 5062 и 5009).

В 2017 году при работе бригад было допущено 16 осложнений на фонде с ЭПУ. При работе бригад ПРС, КРС НГДУ на фонде ЭПУ было допущено 12 осложнений. Сведения по аварийности приведены в таблице 7.

Таблица 7 – Аварийность и брак в текущем и капитальном ремонте скважин

№№ n/n	Наименование	НГДУ		в т.ч. ЦПРС		в т.ч. ПКРС	
		2016	2017	2016	2017	2016	2017
1	Всего аварий	34	16		8		8
1.1	в т.ч. при ПРС	34	12	18	5	16	7
2	По вине бригад НГДУ	5	1	2	1	3	
3	Расчленения	23	13	14	5	9	8
4	По элементам подвески	11	3	5	1	6	2
5	Неисправность оборудования						
6	При демонтаже						
7	Количество монтажей	2148	2410				
8	Количество монтажей на одну аварию	63,2	150,6				
9	Средний эксплуатационный фонд ЭПУ	1941	1930				
10	Количество аварий на 100 скважин эксплуатационного фонда	1,75	0,83				

Из 16 осложнений на фонде ЭПУ – 8 расчленений установок (в т.ч. по фланцевому соединению – 4, по шейке установки – 3, по телу г/с – 4, по НКТ – 3, по корпусу насоса – 1).

Количество осложнений на фонде ЭПУ по сравнению с 2016 годом снизилось как в абсолютном, так и в удельном выражении. На 100 скважин эксплуатационного фонда ЭЦН в 2016 году приходилось 2,2 аварии против 0,5 аварий в 2017 году. По отношению к количеству ремонтов с ЭПУ (монтажам) в 2016 году 1 авария приходилась на 63,17 монтажа против 150,6 в 2017 году.

Уменьшилась доля осложнений по НКТ и технологическим элементам, такие осложнения составляют 12,5 % от общего количества осложнений на фонде ЭПУ (2016 год – 32,35 %).

По вине бригад ПРС было допущено 1 осложнение на фонде ЭПУ (2016 год – 5), по ЦПРС – 1 случай, по ЦПКРС – 0 случаев.

Мероприятия по повышению эффективности ремонтных работ в скважинах

При более подробном рассмотрении причин, вызывающих осложнения в работе с подземным оборудованием, а, значит, и уменьшение его срока службы и снижения межремонтного периода, можно отметить следующее.

При ремонте скважин, оборудованных КОС «Guiberson», из 184 ремонтов в 40 случаях глушение проводилось в полном объеме из-за несрабатывания оборудования. Для предупреждения осложнений предлагается установить над клапаном шламоуловители, применять протекторы крепления силового кабеля конструкции ТО «Сургут-

НИПИнефть», провести доработку клапана, убрав из потока запорные элементы и пружины. На новых скважинах вместо дорогостоящего оборудования «Guiberson» рекомендуется применять пакерующее устройство конструкции НПО «ТТДН» с установкой его в специальные патрубки эксплуатационной колонны, для действующего фонда – установку пакеров конструкции ТО «СургутНИПИнефть» в межмуфтовое пространство эксплуатационной колонны с последующей установкой съёмного клапана конструкции ТО «СургутНИПИнефть». В проходном цилиндре канала пакера установлен обратный клапан, предупреждающий поступление жидкости глушения в подпакерную зону, т.е. в пласт. Над клапаном ствол скважины заполняется жидкостью глушения. Запорный шар при работе насоса убирается из потока. В скважинах, оборудованных штанговыми насосами, для сохранения призабойной зоны пласта от влияния жидкости глушения, сохранения фильтрационных зон призабойной части пласта, уменьшения материальных затрат и времени проведения подземного ремонта рекомендуется применять клапан-отсекатель для ШГН конструкции НПО «ТТДН».

Для скважин, оборудованных УЭЦН:

- амортизатор – исключает передачу вибрации с ЭЦН на колонну НКТ, снижает вероятность обрыва и отворота НКТ;
- муфта страховочная – предупреждает расчленение модулей и падение их в скважину при обрыве шпилек фланцевого соединения, обеспечивает свободный проход кабеля;
- фильтр – снижает объем поступления мехпримесей в насос и, тем самым, повышает срок службы ЭЦН (устанавливается на приеме насоса).

Производство предлагаемого оборудования возможно в условиях баз производственного обслуживания объединения или на заводах нефтепромышленного оборудования города Тюмени.

Для более успешной очистки «головой» пакера от мелких предметов (кляксы, куски кабеля, оплетки и т.д.) рекомендуется испытать желонки имплозионного действия.

При наличии приемистости перед началом ремонтных работ рекомендуется глушить скважину предварительным продавливанием в призабойную зону буферной жидкости (ВЗСК, ГЭР) в количестве 8–10 м³.

Для улучшения вторичного вскрытия с целью сохранения коллекторских свойств пласта, а также обеспечения более плавного освоения без создания резких депрессий предлагается в качестве буферной жидкости в ГС пласта АС₄₋₈, а также в призабойную зону других пластов применять гидрофобную эмульсию. ОАО «Сургутнефтегаз» располагает большим опытом ее применения. При вторичном вскрытии наклонно-направленных скважин в 1984–1985 годах срок вывода скважины на режим сократился в 2 раза, дебит увеличился в 1,5 раза.

Как отмечалось выше, работы по устранению не герметичности эксплуатационной колонны ведутся в основном по двум направлениям: тампонированием, установкой металлического пластыря «Дорн».

Учитывая актуальность решения по ограничению притока прорывного газа (в настоящее время 37 ГС АС₄₋₈ работают с газовым фактором от 500 до 60200 м³/м³), ТО «СургутНИПИнефть» разработан в 2001 году регламент по ремонту горизонтально-направленных скважин. При исполнении этой работы предусматривается разработать технологии ограничения притока прорывного газа новыми изоляционными материалами при условии негерметичности пакера ПДМ, поступления прорывного газа в горизонтальный ствол при удалении его более чем на 2 м от ГНК.

Как показал опыт эксплуатации горизонтальных скважин, обсаженных фильтрами типа ФГС, из-за наличия заколонных перетоков по всему интервалу горизонтального ствола традиционные методы воздействия на ПЗП и РИР применяться не могут. Отсутствуют надлежащие технические средства и технологии по определению профиля притока воды и газа по горизонтальному стволу скважины.

Предлагается для улучшения надежности эксплуатации перекрывать горизонтальный ствол пласта АС₄₋₈ зацементированной обсадной колонной с установкой выше перехода на горизонтальный участок специального патрубка для пакеров конструкции ТО «СургутНИПИнефть». Применение перечисленного оборудования даст существен-

ную экономию по сравнению с применением пакеров для отсекаателей «Guiberson» и гидравлических пакеров для нагнетательных скважин. Это подтверждается широким применением подобного оборудования в Татарии и за рубежом.

Зарезка вторых стволов

В деле стабилизации и повышения уровня добычи на Федоровском месторождении, а также повышения эффективности его разработки большое практическое значение имеет восстановление и введение в эксплуатацию неработающих скважин. В процессе разработки месторождения ряд скважин преждевременно выходит из строя:

- слом, смятие или отклонение эксплуатационной колонны;
- перекрытие зоны фильтра скважины элементами подземного оборудования и отсутствие возможности его извлечения;
- сложные аварии с подземным оборудованием;
- полное обводнение скважины.

Во всех указанных случаях в зонах дренирования аварийной скважины продуктивного пласта остается значительное количество нефти и газа, для отбора которого в большинстве случаев выгодна и экономически целесообразна зарезка и бурение второго ствола. Опыт показывает, что трудовые затраты, затраты энергии и материалов (в том числе металла) на восстановление бездействующих скважин значительно меньше, чем при бурении новой скважины. Следовательно, стоимость зарезки и бурения второго ствола существенно ниже стоимости новой скважины. Анализ отечественных и зарубежных источников показывает, что стоимость зарезки и бурения второго ствола в 3–5 раз дешевле бурения новой скважины.

В целях восстановления сетки скважин и обеспечения высокого коэффициента нефтеотдачи для пластов Федоровского месторождения рекомендована зарезка и бурение вторых стволов, в том числе с горизонтальным участком в зоне пласта. Для выполнения работ по строительству второго ствола рекомендуется применять мобильные передвижные установки типа «Cardwell», малогабаритные телесистемы и другие новые достижения в области зарезки, бурения и крепления вторых стволов.

По НГДУ «Федоровскнефть» средняя продолжительность проведения изоляционных работ в 2017 году составляет: по ФУПНП и КРС – 750 бр./ч, по Сургутскому УПНП и КРС – 736 бр./ч, тогда как зарезка второго ствола по нормативному времени 600–650 бр./ч. При этом гарантируется 90–100 % успешность работ.

По залежи АС₄₋₈ для ликвидации прорыва газа, в случае прохождения горизонтального участка ствола скважины (с фильтрами типа ФГС) в зоне газонефтяного контакта, на данное время имеется единственная с высокой успешностью технология – зарезка второго ствола с горизонтальным участком.

Анализ построенных профилей горизонтальных стволов с фильтрами типа ФГС показывает, что в скважинах пласта АС₄₋₈, работающих с прорывным газом более 2000–3000 м³, горизонтальные стволы частично находятся в зоне газонефтяного контакта.

Из-за невозможности отключения отдельных участков горизонтального ствола традиционными технологиями изоляционных работ, рекомендуется провести опытные работы по забурированию второго ствола с целью определения возможности исправления брака при первичном бурении и оценки эффективности данной технологии.

Аналогично возможно применение данной технологии при ликвидации сложных аварий, таких как извлечение ЭЦН с кабелем или другого подземного оборудования. Средняя продолжительность ликвидации подобных осложнений в среднем от 700 до 800 бр./часов.

Применение выше предложенных технологий требует индивидуального подхода к каждой скважине:

- анализ ее работы в системе разработки;
- проведение комплекса исследований:
 - а) повторной инклинометрии;
 - б) снятия профиля притока;
- составление индивидуального проекта как на бурение второго ствола, так и на заканчивание скважины.

Ремонты с помощью установки «гибкая труба»

Следующее направление в применении новой техники и технологических решений – это применение установок «гибкая труба» (фирм «Hydra Rig», «Stewart Stevenson»). Применение установок с использованием непрерывной колонны гибких труб следует отнести к достижениям последнего десятилетия, хотя первые попытки создания подобного оборудования были начаты еще в конце 60-х годов прошлого столетия. Развитие новых технологий (особенно в производстве сплошных колонн) привело к созданию качественно новых решений в строительстве, эксплуатации и ремонте скважин. Примером тому служат комплексы оборудования для ремонта скважин с использованием непрерывной колонны гибких труб.

С помощью установок гибких труб можно проводить следующие технологические операции в скважинах:

- промывка парафино-гидратных пробок;
- промывка забоя нефтяных, нагнетательных и прочих скважин;
- обработка призабойной зоны скважины кислотами;
- обработка призабойной зоны ПАВ;
- обработка призабойной зоны растворителями (ШФЛУ, ацетон и др.);
- глушение скважины при отсутствии насосно-компрессорных труб;
- изоляционные работы по пласту селективными материалами;
- изоляционные работы в скважинах тампонажными материалами;
- извлечение посторонних предметов из НКТ и эксплуатационной колонны;
- проведение промыслово-геофизических исследований;
- проведение прострелочных работ;
- освоение скважин пенными системами;
- гидропескоструйная перфорация в НКТ и эксплуатационной колонне;
- резка насосно-компрессорных труб;
- бурение песчаных, цементных, солевых и прочих пробок в НКТ и эксплуатационных колоннах;
- проведение промыслово-геофизических исследований в горизонтальных и крутонаправленных скважинах;
- определение негерметичности эксплуатационной колонны пакерами;
- обследование забоев скважины печатями;
- замена скважинной жидкости на нефть и другие рабочие жидкости.

Как видно из вышеизложенного перечня технологических операций, ряд из них (такие как геофизическое исследование горизонтальных и крутонаправленных скважин) возможен только с применением установок гибких труб.

Увеличение объемов ремонта скважин при помощи установок гибких труб обусловлено следующим:

- экологичность работ за счет применения технологий с герметизированным устьем и замкнутой циркуляцией;
- сохранение добычных возможностей скважины при ремонте за счет исключения вредного влияния процесса глушения;
- экономическая эффективность ремонта в связи с сокращением времени на спускоподъемные операции и подготовительно-заключительные работы.

Применение установок с непрерывной трубой при ремонте скважин.

Оценка эффективности работ по сравнению с традиционно используемой технологией

Работы по ремонту скважин с применением установки «непрерывная труба» на Федоровском месторождении были начаты в 2010 году. На протяжении двух лет работы велись одной установкой.

В 2010 году было отремонтировано 80 скважин, в 2011 – 104, что составило соответственно 11 и 20 % от общего объема ремонтов, выполняемых управлением. Все это промывки гидратно-парафиновых пробок, за исключением двух скважин Маслиховского месторождения, где в феврале 2011 года проводились работы по промывке забоя и освоению скважин. Другие виды работ, вплоть до мая 2012 года, не проводились

по двум причинам. Во-первых, приобретался опыт работы с установкой, и велось обучение персонала, во-вторых, не было подходящего насосного агрегата. Насосный агрегат ЦА-320 выдерживал промывку одной гидратной пробки, после чего менялась поршневая система насоса, а также постоянно происходил перегрев двигателя. При промывке забоев двух разведочных скважин вышли из строя два насоса 9Т.

Учитывая опыт работы с первой установкой «непрерывная труба», по второму контракту Акционерным Обществом было закуплено 3 установки и 4 насосные агрегата. Данные комплексы были запущены в работу с мая по июль 2012 года, что позволило увеличить количество выполняемых работ. В 2012 году проведен ремонт на 200 скважинах. Расширилась и номенклатура ремонтов. Основную массу работ комплексов составили промывки гидратно-парафиновых пробок (118 скважин), проводились промывки забоев, кислотные обработки призабойных зон, геофизические исследования на нефтяных и нагнетательных скважинах.

По третьему контракту в конце 2013 года получено 5 установок и 5 насосных агрегатов, 2 из них запущены в работу в декабре 2013 года, а 3 – в январе 2014 года. В июле 2014 года для обеспечения автономности работы установки «непрерывная труба» производится монтаж автономного нагревательного котла фирмы «DREKO». До этого для нагревания промывочной жидкости использовались паропередвижные установки. С июля 2016 года произведен монтаж автономных нагревателей еще на 5 установках фирмы «Hydra Rig», а на конец 2016 года нагреватели установлены на всех 15 установках «непрерывная труба».

В 2015 году акционерным обществом закупается 6 установок «непрерывная труба» и насосные агрегаты с установленными на них автономными нагревательными котлами фирмы «Hydra Rig». В 2016 году закуплено еще 8 установок «непрерывной трубы» в комплекте с насосными агрегатами и котлами.

С 2015 года, помимо выше указанных, проводились работы по:

- извлечению посторонних металлических предметов из НКТ;
- бурению цементных мостов и солевых отложений в насосно-компрессорных трубах;
- освоению скважин пенными системами;
- обследованию скважин печатями;
- изоляционным работам по физической ликвидации скважины;
- изоляции пласта цементом с целью ликвидации нижней части ствола скважины;
- промывке аварийного оборудования после гидравлического разрыва пласта от проппанта;
- дополнительной перфорации на нефтяных и нагнетательных скважинах;
- гидропескоструйной перфорации насосно-компрессорных труб;
- выравниванию профиля приемистости на нагнетательных скважинах.

В НГДУ «Федоровскнефть» бурятся и эксплуатируются горизонтальные скважины. С помощью комплекса установки «непрерывная труба» проводятся исследования этих скважин, спуская геофизические приборы на специальной трубе с кабелем.

В 2015 проведено 335 ремонта «НТ», 2016 – 896 ремонтов, в 2017 году – 1001 ремонт, в 2018 году – 1704				
из них:	2015	2016	2017	2018
ремонтно-изоляционные работы	1	2	7	5
ловильные работы	20	64	77	58
обработки призабойных зон	86	333	377	604
дополнительная перфорация	6	11	44	96
гидропескоструйная перфорация	0	3	1	0
исследование (обследование скважин)	61	150	120	356
в том числе на горизонтальных скважинах	2	4	9	25
промывка гидратно-парафиновых пробок	152	333	375	585
Дополнительная и восстановленная добыча на отремонтированных установкой «непрерывная труба» скважинах, тыс. тонн	470,2	861,8	917,5	1314,3

Успешность выполняемых работ составила 99,7 %.

В текущем году планируется продолжить расширение номенклатуры работ на скважинах с использованием комплексов «непрерывная труба». Намечены работы по селективной изоляции продуктивных пластов, изоляции газоперетоков, резки НКТ. Будут продолжаться работы по исследованию скважин с горизонтальным участком ствола. Перед структурными подразделениями ОАО «СНГ» поставлена задача получить дополнительную добычу нефти за счет зарезки вторых стволов на бездействующем фонде скважин в количестве 87 шт. На 80 % от общего количества этих скважин отход от вертикали составляет более 60 градусов от вертикали. Для промывки забоев, освоения и проведения геофизических работ, перфорации на специальной трубе с кабелем привлекаются установки «непрерывная труба». Произведено с начала года 24 ремонта на таких скважинах. В 2019 году планируются работы на 174 скважинах с зарезанными вторыми стволами.

Оценивая эффективность работы комплексов «непрерывная труба» при ремонте скважин с традиционными методами, т.е. с работой бригад КРС, рассмотрим три наиболее распространенных вида ремонтных работ.

- 1) промывка гидратно-парафиновых пробок;
- 2) промывка забоя скважины плюс геофизические исследования;
- 3) промывка забоя, солянокислотная обработка, геофизические исследования скважины.

Нормативная продолжительность работ по промывке гидратно-парафиновых пробок бригадой КРС выше аналогичной работы комплексом «непрерывная труба» на 78 бр/ч, стоимость – на 49,5 тыс. руб. При промывке забоя с геофизическими исследованиями снижение продолжительности работ составляет 155 бр/ч, снижение стоимости – 93 тыс. руб. Если к работам добавляется солянокислотная обработка, то продолжительность ремонта сокращается на 158 бр/ч, а стоимость – на 101 тыс. рублей. Таким образом, при промывке гидратных пробок происходит снижение времени – в 3,4 раза, снижение затрат – в 2 раза. При промывке забоя с геофизическими исследованиями снижение по времени – в 2,7 раза, по затратам – в 3 раза. С добавлением солянокислотной обработки снижение по времени – в 2,4 раза, по затратам – в 2,7 раза. Расчеты велись без учета дополнительной добычи нефти и закачки воды.

Безусловно, основная экономия времени происходит за счет подготовительно-заключительных работ, а также спускоподъемных операций. Кроме того, при использовании комплекса «непрерывной трубы» практически во всех операциях отсутствует самый вредный для скважины вид работ – глушение. Это, во-первых. Во-вторых, при работе на скважинах обеспечивается практически стопроцентная гарантия от нефтегазопрооявлений и открытых фонтанов, и, как следствие, можно полностью исключить загрязнение кустовых площадок нефтью и другими реагентами. Оборудование обеспечивает экологическую безопасность.

Литература:

1. Технологическая схема разработки Федоровского месторождения : отчет о научно-исследовательской работе. – Тюмень, 2014. – Т. 1. – 323 с.
2. Авторский надзор за разработкой Федоровского месторождения : отчет о научно-исследовательской работе. – Тюмень, 2016.
3. Булатов А.И. Колтюбинговые технологии при бурении, заканчивании и ремонте нефтяных и газовых скважин : справочное пособие. – Краснодар : ООО «Просвещение-Юг», 2008. – 370 с.
4. Булатов А.И., Проселков Ю.М., Шаманов С.А. Техника и технология бурения нефтяных и газовых скважин. – М. : Недра, 2003. – 1007 с.
5. Булатов А.И., Савенок О.В. Заканчивание нефтяных и газовых скважин: теория и практика. – Краснодар : ООО «Просвещение-Юг», 2010. – 539 с.
6. Булатов А.И., Савенок О.В. Осложнения и аварии при строительстве нефтяных и газовых скважин. – Краснодар : ООО «Просвещение-Юг», 2010. – 522 с.
7. Булатов А.И., Волощенко Е.Ю., Кусов Г.В., Савенок О.В. Экология при строительстве нефтяных и газовых скважин : учебное пособие для студентов вузов. – Краснодар : ООО «Просвещение-Юг», 2011. – 603 с.

8. Булатов А.И., Кусов Г.В., Савенок О.В. Асфальто-смоло-парафиновые отложения и гидратообразования: предупреждение и удаление в 2 томах : учебное пособие. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2011. – Т. 1–2.
9. Булатов А.И., Савенок О.В. Капитальный подземный ремонт нефтяных и газовых скважин в 4 томах. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2012–2015. – Т. 1–4.
10. Булатов А.И., Савенок О.В. Практикум по дисциплине «Заканчивание нефтяных и газовых скважин» в 4 томах : учебное пособие. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2013–2014. – Т. 1–4.
11. Булатов А.И., Савенок О.В., Яремийчук Р.С. Научные основы и практика освоения нефтяных и газовых скважин. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2016. – 576 с.
12. Булатов А.И., Качмар Ю.Д., Савенок О.В., Яремийчук Р.С. Освоения нафтових і газових свердловин. Наука і практика : монографія. – Львів : Сполом, 2018. – 476 с.
13. Савенок О.В. Оптимизация функционирования эксплуатационной техники для повышения эффективности нефтепромысловых систем с осложненными условиями добычи. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2013. – 336 с.
14. Третьяк А.Я., Савенок О.В., Швец В.В. Охрана труда и техника безопасности при бурении и эксплуатации нефтегазовых скважин : учебное пособие. – Новочеркасск : Лик, 2016. – 290 с.
15. Березовский Д.А., Савенок О.В. Удаление песчаных пробок из скважин на примере ООО «Газпром добыча Краснодар» // Сборник публикаций мультидисциплинарного научного журнала «Архивариус» по материалам XIV Международной научно-практической конференции «Наука в современном мире» (20 ноября 2016 года, г. Киев). – К., 2016. – Ч. 1. – С. 5–10.
16. Березовский Д.А., Савенок О.В. Очистка обсаженного ствола скважины от песчаных пробок с помощью беструбных гидробуров // «Новая наука: от идеи к результату» : Международное периодическое издание по итогам Международной научно-практической конференции (22 ноября 2016 года, г. Сургут) в 4 частях. – Sterlitaмак : АМИ, 2016. – Ч. 4. – С. 34–42.
17. Березовский Д.А., Савенок О.В. Использование колтюбинговых технологий при очистке от песка забоя скважины // Сборник статей международной исследовательской организации «Cognitio» по материалам XVI Международной научно-практической конференции «Актуальные проблемы науки XXI века» (30 ноября 2016 года, г. Москва). – М., 2016. – Ч. 1. – С. 74–80.
18. Березовский Д.А., Яковлев А.Л., Савенок О.В., Нкунзи Донатилль. Технология проведения очистки скважин от песчаной пробки при проведении КРС на примере Конитлорского нефтяного месторождения // Научный журнал НАУКА. ТЕХНИКА. ТЕХНОЛОГИИ (политехнический вестник). – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2016. – № 4. – С. 104–119.
19. Березовский Д.А., Яковлев А.Л., Савенок О.В. Технология промывки песчаных пробок на скважинах Федоровского месторождения // Ежемесячный научный журнал «Evolutio. Технические и прикладные науки. Отрасли экономики». – М., 2016. – № 7/2016. – С. 4–13.
20. Березовский Д.А., Кусов Г.В., Савенок О.В., Джозефс Эджемэн Рэйчел. Технологии и принципы разработки многопластовых месторождений // Научный журнал НАУКА. ТЕХНИКА. ТЕХНОЛОГИИ (политехнический вестник). – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2017. – № 1. – С. 33–50.
21. Березовский Д.А., Кусов Г.В., Савенок О.В., Алкаджи Махран. Анализ эффективности ремонтных работ на скважинах Югидского месторождения // Научный журнал НАУКА. ТЕХНИКА. ТЕХНОЛОГИИ (политехнический вестник). – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2017. – № 2. – С. 109–137.
22. Березовский Д.А., Яковлев А.Л., Матвеева И.С. Технология промывки песчаных пробок на скважинах Кульсаринского месторождения // Сборник публикаций научного журнала «Globus» по материалам XXIV Международной научно-практической конференции «Достижения и проблемы современной науки» (04 октября 2017 года, г. Санкт-Петербург). – СПб., 2017. – Ч. 1. – С. 5–19.
23. Березовский Д.А., Кусов Г.В., Матвеева И.С. Анализ эффективности подземного ремонта скважин на Советском нефтяном месторождении // Научный журнал НАУКА. ТЕХНИКА. ТЕХНОЛОГИИ (политехнический вестник). – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2017. – № 4. – С. 125–140.
24. Казанчева А.Н., Сорокин П.М. Применение колтюбинга в нефтегазовой отрасли // Булатовские чтения: материалы II Международной научно-практической конференции (31 марта 2018 года) в 7 томах : сборник статей / под общ. ред. д-ра техн. наук, проф. О.В. Савенок. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2018. – Т. 2 в 2 ч.: Разработка нефтяных и газовых месторождений. – Ч. 1. – С. 176–179.
25. Савенок О.В. Использование колтюбинговых технологий для удаления гидратных пробок и растепления скважин // Булатовские чтения: материалы I Международной научно-практической конференции (31 марта 2017 года) в 5 томах : сборник статей / под общ. ред. д-ра техн. наук, проф. О.В. Савенок. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2017. – Т. 2: Разработка нефтяных и газовых месторождений. – С. 261–264.

26. Савенок О.В., Мусафири Норманн. Развитие колтюбинговых технологий в практике нефте- и газодобычи // Булатовские чтения: материалы II Международной научно-практической конференции (31 марта 2018 года) в 7 томах: сборник статей / под общ. ред. д-ра техн. наук, проф. О.В. Савенок. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2018. – Т. 7: Гуманитарные науки. – С. 33–47.

References:

1. Technological scheme of development of the Fyo-dorovsky field : Report on research work. – Tyumen, 2014. – Т. 1. – 323 p.
2. Architectural supervision of development of the Fyodorovsky field : report on research work. – Tyumen, 2016.
3. Bulatov A.I. Koltyubingovye of technology during the drilling, completion and repair of oil and gas wells : handbook. – Krasnodar : LLC Prosveshcheniye-Yug, 2008. – 370 p.
4. Bulatov A.I., Prosyolkov Yu.M., Shamanov S.A. Equipment and technology of drilling of oil and gas wells. – M. : Nedra, 2003. – 1007 p.
5. Bulatov A.I., Savenok O.V. Completion of oil and gas wells: theory and practice. – Krasnodar : LLC Prosveshcheniye-Yug, 2010. – 539 p.
6. Bulatov A.I., Savenok O.V. Complications and accidents at construction oil and gas wells. – Krasnodar : LLC Prosveshcheniye-Yug, 2010. – 522 p.
7. Bulatov A.I., Voloshchenko E.Yu., Kusov G.V., Savenok O.V. Ecology at construction of oil and gas wells : manual for students of higher education institutions. – Krasnodar : LLC Prosveshcheniye-Yug, 2011. – 603 p.
8. Bulatov A.I., Kusov G.V., Savenok O.V. Asfalto-smolo-parafinovyе deposits and hydrate formations: prevention and removal in 2 volumes : manual. – Krasnodar : Publishing house – the South, 2011. – Т. 1–2.
9. Bulatov A.I., Savenok O.V. Capital underground repairs of oil and gas wells in 4 volumes. – Krasnodar : Publishing house – the South, 2012–2015. – Т. 1–4.
10. Bulatov A.I., Savenok O.V. A workshop on discipline «Completion oil and gas wells» in 4 volumes : manual. – Krasnodar : Publishing house – the South, 2013–2014. – Т. 1–4.
11. Bulatov A.I., Savenok O.V., Yaremiychuk R.S. Scientific bases and practice of development of oil and gas wells. – Krasnodar : Publishing house – the South, 2016. – 576 p.
12. Damask steels A.I., Kachmar Yu.D., Savenok O.V., Yaremiychuk R.S. Osvoennya naftovy i gazovy sverdlovin. Science i practice : monograph. – Lviv : Spol, 2018. – 476 p.
13. Savenok O.V. Optimization of functioning of the operational equipment for increase in efficiency of oil-field systems with the complicated production conditions. – Krasnodar : Publishing house – the South, 2013. – 336 p.
14. Tretiak A.Ya., Savenok O.V., Shvets V.V. Labor protection and safety measures during the drilling and operation of oil and gas wells : manual. – Novocheerkassk : Face, 2016. – 290 p.
15. Berezovsky D.A., Savenok O.V. Removal of sandy traffic jams from wells on the example of LLC Gazprom dobycha Krasnodar // the Collection of publications of the multidisciplinary scientific magazine «Arkhivarius» on materials XIV of the International scientific and practical conference «Science in the Modern World» (on November 20, 2016, Kiev). – To., 2016. – Part 1. – P. 5–10.
16. Berezovsky D.A., Savenok O.V. Cleaning of the surrounded well trunk of sandy traffic jams by means of bestrubny hydroborers // «New science: from the idea to result» : The international periodical following the results of the International scientific and practical conference (on November 22, 2016, Surgut) in 4 parts. – Sterlitamak : AMI, 2016. – Part 4. – P. 34–42.
17. Berezovsky D.A., Savenok O.V. Use of koltyubingovy technologies when cleaning of well face sand // the Collection of articles of the international research organization «Cognitio» for the materials XVI of the International scientific and practical conference «Current Problems of Science of XXI of a Century» (on November 30, 2016, Moscow). – M., 2016. – Part 1. – P. 74–80.
18. Berezovsky D.A., Yakovlev A.L., Savenok O.V., Nkunzi Donatill. Technology of carrying out cleaning of wells of a sandy stopper when carrying out KRS on the example of the Konitlorsky oil field // the Scientific magazine Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – Krasnodar : Publishing house – the South, 2016. – № 4. – P. 104–119.
19. Berezovsky D.A., Yakovlev A.L., Savenok O.V. Technology of washing of sandy traffic jams on wells of the Fyodorovsky field // the Monthly scientific magazine «Evolutio. Technical and applied sciences. Branches of economy». – M., 2016. – № 7/2016. – P. 4–13.
20. Berezovsky D.A., Kusov G.V., Savenok O.V., Dzhozefs Edzhemen Rachael. Technologies and principles of development of multibedded fields // Scientific magazine Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – Krasnodar : Publishing house – the South, 2017. – № 1. – P. 33–50.

21. Berezovsky D.A., Kusov G.V., Savenok O.V., Alkadzhi Makhran. The analysis of efficiency of repair work on wells of the Yugidsky field // the Scientific magazine Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – Krasnodar : Publishing house – the South, 2017. – № 2. – P. 109–137.

22. Berezovsky D.A., Yakovlev A.L., Matveeva I.S. Technology of washing of sandy traffic jams on wells of the Kulsarinsky field // Collection of publications of the scientific magazine «Globus» on the materials XXIV of the International scientific and practical conference «Achievements and Problems of Modern Science» (on October 04, 2017, St. Petersburg). – SPb., 2017. – Part 1. – P. 5–19.

23. Berezovsky D.A., Kusov G.V., Matveeva I.S. The analysis of efficiency of underground repair of wells on Sovetsk the oil field // the Scientific magazine Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – Krasnodar : Publishing house – the South, 2017. – № 4. – P. 125–140.

24. Kazancheva A.N., Sorokin P.M. Application of coiled tubing in the oil and gas industry // Bulatovsky readings: materials II of the International scientific and practical conference (on March 31, 2018) in 7 volumes: the collection of articles / under a general edition of the Dr. Sci. Tech., the prof. O.V. Savenok. – Krasnodar : Publishing house – the South, 2018. – T. 2 in 2 h: Development of oil and gas fields. – Part 1. – P. 176–179.

25. Savenok O.V. Ispolzovaniye of koltyubingovy technologies for removal of hydrate traffic jams and thawing of wells // Bulatovsky readings: materials I of the International scientific and practical conference (on March 31, 2017) in 5 volumes : the collection of articles / under a general edition of the Dr. Sci. Tech., the prof. O.V. Savenok. – Krasnodar : Publishing house – the South, 2017. – T. 2: Development of oil and gas fields. – P. 261–264.

26. Savenok O.V., Musafiri Normann. Development of koltyubingovy technologies in practice of oil and gas production // Bulatovsky readings: materials II of the International scientific and practical conference (on March 31, 2018) in 7 volumes: the collection of articles / under a general edition of the Dr. Sci. Tech., the prof. O.V. Savenok. – Krasnodar : Publishing house – the South, 2018. – T. 7: Humanities. – P. 33–47.