

НОВЫЙ РЕЖИМ ЭКСПЛУАТАЦИИ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН

Р.Р. Хузин¹, Н.Н. Соловьев², В.Ш. Мухаметшин³, Д.А. Салихов¹, В.Е. Андреев^{4,5},
Д.В. Пепеляев⁶, Ю.Н. Стефанович⁶

¹ООО "Карбон-Ойл", ²ООО "Газпром ВНИИГАЗ", ³Филиал Уфимского государственного нефтяного технического университета в г. Октябрьском, ⁴Уфимский государственный нефтяной технический университет, ⁵Лаборатория нефтегазовых исследований ГАНУ "ИСИ РБ", ⁶ООО ПКТБ "Техпроект")

В статье приведены результаты испытания инновационного оборудования эксплуатации скважин, представлен новый режим работы скважин, в том числе горизонтальных с одним и несколькими объектами эксплуатации. Изложен опыт строительства, заканчивания и эксплуатации горизонтальных скважин малого диаметра, методы увеличения среднего дебита на данных скважинах. Приведены принципы работы глубинно-насосного оборудования с электроклапаном, настроенного под оптимальные депрессии на каждый объект эксплуатации. Данный подход в эксплуатации горизонтальных, субгоризонтальных и наклонно направленных скважин малого диаметра позволяет увеличить дебит, сократить сроки окупаемости скважин и повысить технико-экономические показатели разработки сложных многопластовых объектов. Дальнейшее перспективное направление развития данной технологии в применении режима отдельно-поочередной эксплуатации двух пластов совместно с реализацией режима отдельно-поочередной закачки в эксплуатируемые пласты через влияющую нагнетательную скважину в центре элемента разработки.

Ключевые слова: карбонатные коллекторы; горизонтальные скважины; одновременно-раздельная эксплуатация; оптимальная конструкция; средний дебит; приобщенный объект; двойная пористость; отдельно-поочередная закачка; элемент разработки; комплексный подход.

DOI: 10.30713/2413-5011-2020-7(343)-36-42

NEW OPERATION MODE FOR HORIZONTAL WELLS

R.R. Khuzin¹, N.N. Soloviev², V.Sh. Mukhametshin³, D.A. Salikhov¹, V.E. Andreev^{4,5}, D.V. Pepelyaev⁶, Yu.N. Stefanovich⁶

¹LLC "Karbon-Oil", ²LLC "Gazprom VNIIGAZ", ³Ufa State Petroleum Technological University, Branch of the University in the City of Oktyabrsky, ⁴Ufa State Petroleum Technological University, ⁵Laboratory for Oil and Gas Research of the SASI "ISR RB", ⁶LLC PKTB "Tekhproekt")

The article presents the results of innovative well operation equipment testing and a new mode of wells operation, including horizontal wells with one or more operation facilities. The article describes the experience of construction, completion and operation of horizontal wells of small diameter, methods for the average flow rate increasing at these wells. The working principles of downhole-pumping equipment with an electric valve, configured for optimal depressions for each operation facility are presented. This approach in the operation of horizontal, sub-horizontal and directional wells of small diameter allows the flow rate increasing, the payback period of wells reducing and the technical and economic indicators of complex multi-layer objects development improving. The further promising trend of this technology development is to apply the two reservoirs separate-alternate operation mode alongside with the implementation of the mode of separate-alternate injection into the exploited reservoirs through an affecting injection well in the center of the development facility.

Keywords: carbonate reservoirs; horizontal wells; simultaneously-separate operation; optimal design; average flow rate; attached object; double porosity; separate-alternate injection; development facility; integrated approach.

С интенсивным вводом в разработку мелких нефтяных месторождений с трудноизвлекаемыми запасами, характеризующихся низкой рентабельностью, остро встает вопрос поиска новых технологий бурения, эксплуатации скважин и технологий разработки этих объектов с целью снижения себестоимости добываемой продукции [1–11].

Малая нефтяная компания ООО "Карбон-Ойл" с 2006 г. разрабатывает 6 мелких месторождений в Республике Татарстан. Месторождения высоковязкой нефти приурочены к внутренней бортовой зоне Аксубаево-Мелекесской депрессии. По геологическому строению залежь относится к категории сложных с высокой степенью неоднородности. Основным объектом эксплуа-

тации являются карбонатные пласты-коллекторы башкирского яруса среднего карбона, которые характеризуются низкими фильтрационно-емкостными свойствами (ФЕС), слабой гидродинамической связью с водоносной частью пласта, а также межскважинных зон. В настоящее время отсутствуют низкочастотные технологии, обеспечивающие высокую эффективность разработки таких месторождений, вследствие чего темпы отборов запасов нефти по ним низкие.

В 2007–2008 гг. на Некрасовском месторождении пробурены первые горизонтальные скважины на башкирский ярус, законченные открытыми стволами. А с 2014 г. компанией принята стратегия разбуривания месторождений системой горизонтальных скважин (ГС)

и многозобойных горизонтальных скважин (МЗГС). При строительстве, освоении и эксплуатации скважин применяется только отечественное оборудование, в том числе и извлекаемые клипья-отклонители. Каждый ствол МЗГС освоен отдельно друг от друга. В двухзобойных горизонтальных скважинах с 2014 г. внедряется оборудование одновременно-раздельной эксплуатации 2-лифтовой конструкции с разобщением стволов и раздельной эксплуатацией каждого ствола. С целью снижения стоимости строительства ГС бурение велось долотами 155,6 мм и спускались эксплуатационные колонны малого диаметра 114 мм. При строительстве ГС паработан опыт применения оптимальных конструкций ГС: в фильтровой части длиной 200...300 м применены магниевые кислоторастворимые заглушки (фильтры ОРВ) как наименее затратный вариант по сравнению с кумулятивной (на жестком кабеле) и гидромеханической перфорацией. Применялись различные конструкции хвостовиков ГС: открытые необсаженные стволы; обсаженные цементированные; обсаженные нецементированные стволы, разделенные заколонными набухающими пакерами на интервалы. Усложнение и удорожание конструкции ГС не всегда приводят к увеличению дебитов скважин. Наиболее оптимальным вариантом заканчивания был принят обсаженный ствол, зацементированный и разделенный на несколько интервалов фильтрами ОРВ (секции ГС). Освоение ГС также было в различных вариантах: от простых вскрытий ОРВ установками кислотных ванн с последующим свабным освоением до вскрытия ОРВ в динамических режимах с последующими поинтервальными ОПЗ с переустановками пакерных компоновок напротив секций ГС. Объемы кислотных составов, используемых при освоении из бурения, увеличивались с 10 до 50...60 м³. Всё это позволило увеличить запускные дебиты, снизить темпы падения дебитов после запуска скважин в работу. По состоянию на 01.12.2019 г. 37 % добывающего фонда скважин составляют ГС, в том числе 3 % – МЗГС, суммарная добыча из горизонтальных скважин составляет 55 % от добычи компании. Переход на разбуривание залежей горизонтальными скважинами позволил исключить падение среднего дебита скважин, которое наблюдалось с 2006 по 2014 г., а в последние 2 года даже увеличить на 10...15 %.

Дальнейшим потенциалом увеличения среднего дебита фонда скважин и повышения показателей проектов разработки считаем приобщение возвратных объектов и организацию раздельной эксплуатации каждого объекта одной скважиной в новом режиме эксплуатации. Фонд скважин, пробуренных с 2014 г., преимущественно малого диаметра. Существуют ограничения по внедрению компоновок глубинно-насосного оборудования для раздельной эксплуатации.

В связи с этим предложен новый подход в эксплуатации ОРЭ УШГН или УВШН с пакером и электроклапаном "MIXER для ОРД" производства ПКБТ "Техпроект". Минусы: затраты на комплект электроклапана. Плюсы: возможность спуска в эксплуатационную колонну диаметром 114 мм и более; гибкая регулировка

отборов по контролируемым параметрам пообъектно (зобойным давлениям, времени отбора/накопления, частотам работы привода насоса). Дополнительно встроенный манометр-термометр позволяет снимать КВД каждого объекта и задавать оптимальную депрессию и время отбора. Станция управления позволяет расчётно делить общий дебит скважины с замерного устройства на устье по отработанному времени на каждый объект эксплуатации. Данный вид комплектации оборудования "MIXER для ОРД" позволяет эксплуатировать скважину, а точнее два объекта в скважине, в том числе с различными по ФЭС свойствами в режиме раздельно-поочередной добычи (РПД).

По варианту компоновки ГНО для эксплуатации ГС с двумя объектами в режиме РПД в 2019 г. проведено успешное опытно-промысловое испытание (ОПИ). Была выбрана горизонтальная скважина, пробуренная в 2016 г., эксплуатирующая башкирский ярус с вязкостью продукции 250 мПа·с. При проведении капитального ремонта скважины был перфорирован и селективно освоен верхний возвратный объект – верейский горизонт. В период с 29.05.2019 по 25.10.2019 г. в соответствии с "Программой опытно-промышленных испытаний оборудования добычи "MIXER для ОРД" производства ООО ПКБТ "Техпроект" в ООО "Карбон-Ойл" были проведены опытно-промысловые испытания оборудования для одновременно-раздельной добычи "MIXER для ОРД" в скважине малого диаметра 114×7,4 мм (СМД), изготовленного ООО ПКБТ "Техпроект".

В ходе испытаний:

- оценены возможности применения оборудования для реализации технологии одновременно-раздельной эксплуатации двух объектов в условиях нефтяных месторождений ООО "Карбон-Ойл" в скважинах малого диаметра с большим горизонтальным проложением;
- проверена работоспособность оборудования в скважинных условиях нефтяных месторождений ООО "Карбон-Ойл";
- определены эксплуатационные качества оборудования;
- уточнены критерии применения оборудования;
- приняты решения по результатам испытаний о целесообразности внедрения на объектах ООО "Карбон-Ойл" оборудования и выданы рекомендации о его дальнейшем применении и приобретении.

Краткое описание работы оборудования: электроклапан "MIXER для ОРД" обеспечивает эксплуатацию двух объектов, разделенных пакером, в режиме одновременно-раздельной (раздельно-поочередной) добычи. Оборудование монтируется между пакером и насосной установкой (рис. 1).

Исполнительный механизм оборудования по сигналу, поступающему с устьевой станции управления через геокабель, перемещает золотник электроклапана, обеспечивая сообщение с приемом насоса либо верхнего объекта, либо нижнего объекта, либо двух объектов одновременно. Переключение между объектами осуществляется либо по параметру времени отбора жидкости (режим "по таймеру"), либо по величине ми-

нимального забойного давления для каждого из объектов (режим "по давлению"). Давление и температура жидкости на приеме насоса регистрируются глубинным манометром-термометром. После исследования объектов при выводе на режим скважины станция управления в автоматическом режиме поддерживает заданные режимы работы электроклапана и насоса, в том числе управляя частотой работы привода насоса в зависимости от объекта, находящегося в данный момент в эксплуатации.

Для сокращения потерь настраивается оптимальный режим работы каждого объекта по записанным кривым восстановления давления (КВД) с каждого объекта эксплуатации. Режим кратковременного отбора и накопления позволил увеличить коэффициент наполнения насоса. Для карбонатов с их двойной пористостью (матричной и трещинной) при эксплуатации необходимо время накопления – перетока с матрицы в трещину. При переключении отборов в режим накопления остается в работе инерционность пласта с накоплением жидкости в эксплуатационной колонне и призабойной части пласта для последующего интенсивного отбора. Более того, данный режим в скважине позволил не только сохранить дебит нижнего, ранее эксплуатирующегося объекта, но и увеличить его дебит на 28 %.

Результаты испытаний – оценка достижения критериев эффективности в соответствии с программой ОПИ, а именно:

1. *Реализация раздельно-поочередной добычи (РПД) двух объектов с дифференцированной депрессией на каждый, создаваемой одним насосом.*

На скважине был организован отбор жидкости с двух объектов. Подъем жидкости производился одним насосом 175-ТНМ. Реализован режим раздельно-поочередной эксплуатации верхнего и нижнего объектов в автоматических режимах "по таймеру" и "по давлению". Частота работы привода насоса меняется в соответствии с заданными уставками пообъектно.

2. *Возможность разобщения объектов.*

Разобщение объектов подтверждается изменением показаний глубинного манометра при переключениях между объектами (рис. 2).

3. *Возможность проведения исследований одного из объектов при остановке второго объекта.*

Оборудование позволяет проводить отбор проб добываемой жидкости по каждому объекту при следующем условии: один из пластов отключен, скважина выведена на установившийся режим отбора, проведен отбор не менее трех объемов внутреннего пространства НКТ для выхода жидкости исследуемого пласта.

4. *Возможность контроля забойного давления по объектам в режиме РПД.*

Контроль давления по каждому из объектов осуществляется одним глубинным манометром в процессе отбора жидкости с этого объекта. Возможно построение КВД каждого из объектов при остановке работы скважины. Для исследования КВД одного из объектов без остановки второго необходимо внедрение дополнительного датчика в состав ГПО, но реализовать та-

кое условие можно пока только в скважинах с эксплуатационной колонной диаметром от 146 мм.

5. *Возможность автоматического переключения между объектами в режиме РПД "по параметру давления" либо "по таймеру".*

Опробованы режимы раздельно-поочередной эксплуатации верхнего и нижнего объектов в автоматических режимах: "по таймеру" и "по давлению". "По таймеру" переключения происходят согласно заданным режимам на станции управления в автоматическом режиме. "По давлению" режим не совсем подходит для объектов с низкими ФЕС, так как после нескольких дней эксплуатации начались частые автоматические переключения между объектами. За период эксплуатации одного из объектов второй объект не успевал накапливать давление, необходимое для начала цикла его эксплуатации, в результате чего промежутки цикла отбора для каждого из объектов быстро сокращались, а попытки снижения рабочих частот привода насоса для каждого из объектов приводили к снижению и общего суммарного дебита объектов.

6. *Отсутствие отказов в срок проведения ОПИ.*

Отказов оборудования в период проведения ОПИ не выявлено. Необходимо отметить, что эксплуатация скважины, на которой проводились ОПИ оборудования, была осложнена высокой вязкостью добываемого флюида.

7. *Возможность замера дебита по объектам.*

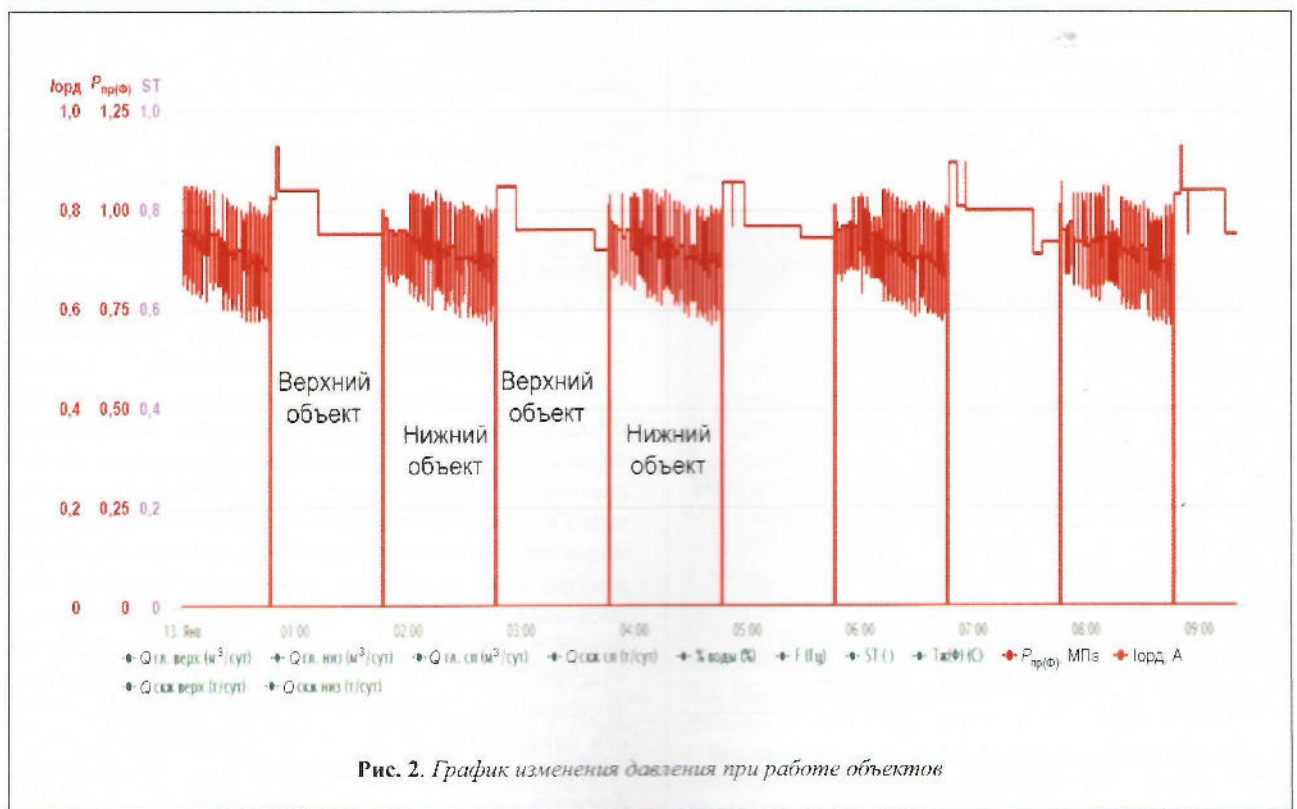
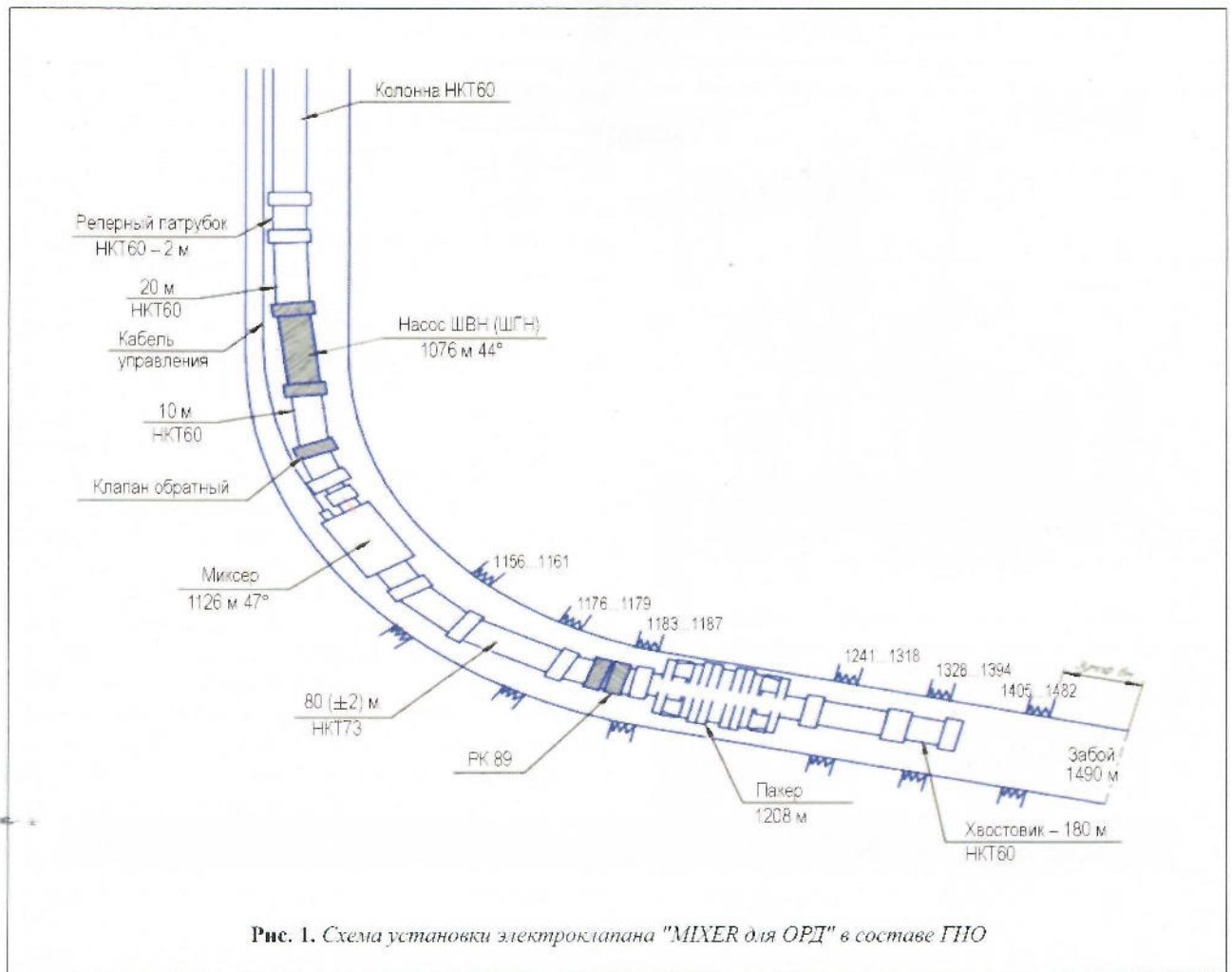
Учет отборов жидкости пообъектно осуществлялся в режиме реального времени по показаниям счетчика БСКЖ (РИНГ). В режиме раздельно-поочередной эксплуатации учет осуществлялся без остановки работы насосной установки.

8. *Возможность удаленного контроля и изменения параметров работы электроклапана и насосной установки.*

Удаленный контроль и изменение параметров работы электроклапана и насосной установки осуществлялись с диспетчерского пульта (рис. 3).

При помощи специального приложения, повторяющего все функции станции управления на скважине, проводилась корректировка работы оборудования (рис. 4).

Режим раздельно-поочередной добычи как способ работы погружного скважинного электроклапана для ОРЭ – концептуально новый режим работы внутри-скважинного оборудования, который ранее не был описан в научной литературе, так как до настоящего времени не имел практического применения из-за отсутствия технологий и соответствующего оборудования. Первые попытки подобной эксплуатации оборудования были опробованы в 2016 г. на двух нефтяных скважинах Пермского края в скважинах с эксплуатационной колонной диаметром 146 мм разработчиком оборудования "MIXER для ОРЭ" компанией ООО "ПКТБ Техпроект". На тот момент из-за несовершенства программного обеспечения СУ, недостижения требуемой наработки узлов оборудования, а также минимального опыта подбора режимов работы объектов не были сфор-



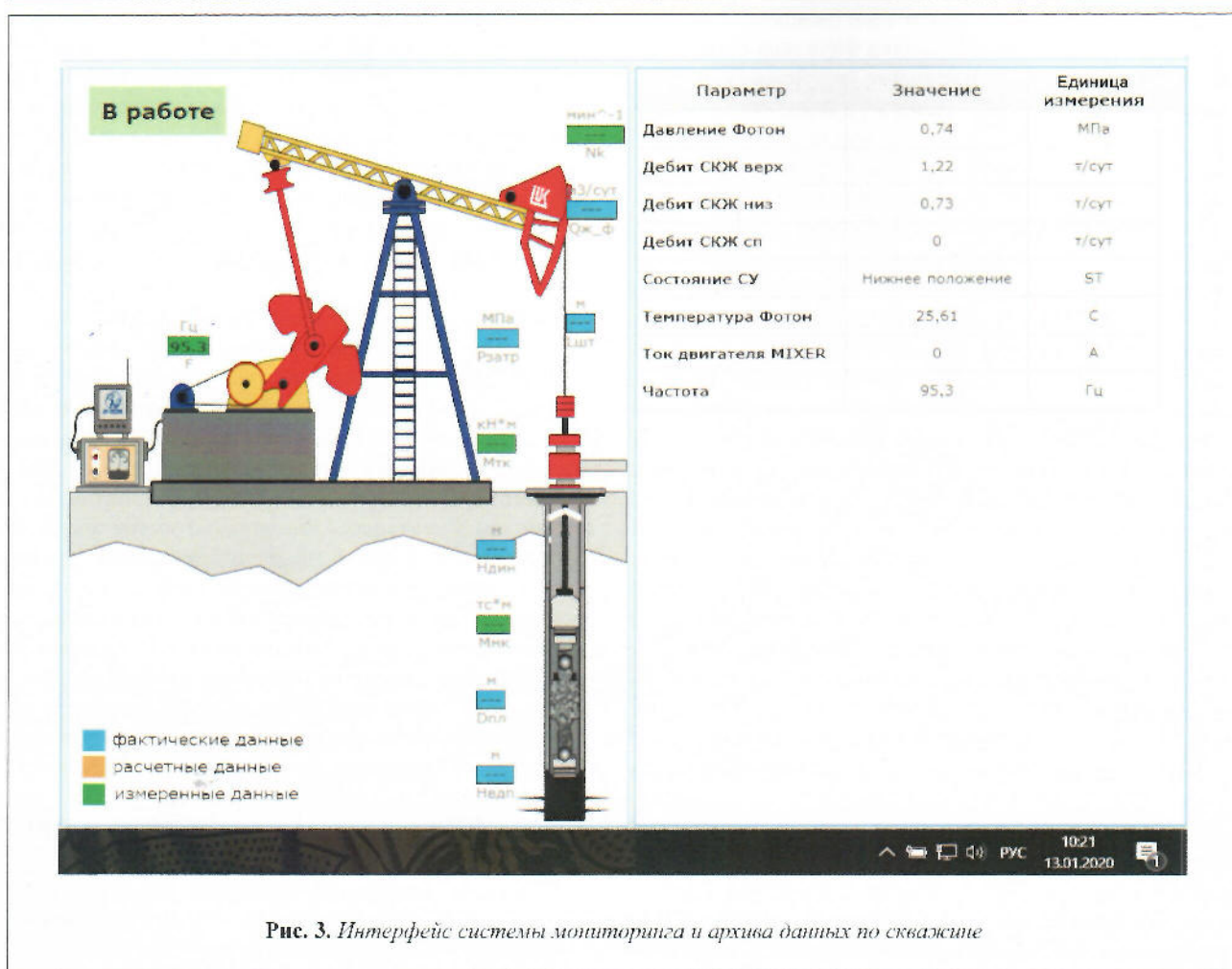


Рис. 3. Интерфейс системы мониторинга и архива данных по скважине

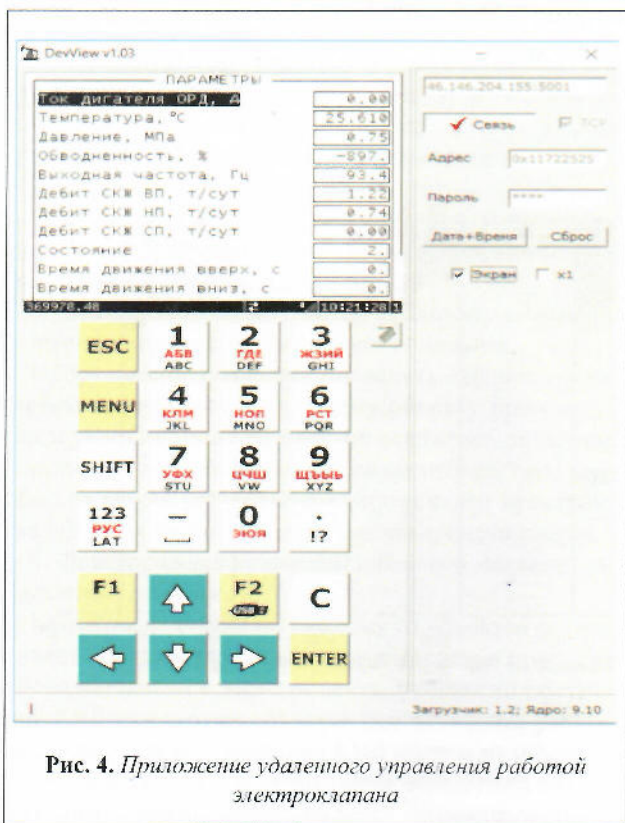


Рис. 4. Приложение удаленного управления работой электроклапана

мулированы основные эксплуатационные характеристики компоновок и критерии подбора скважин-кандидатов для внедрения инновационного оборудования.

В начале 2018 г. были успешно завершены опытно-промышленные испытания оборудования "MIXER для ОРД", опробованы ключевые режимы работы оборудования, в том числе в автоматически поддерживаемых режимах, уточнены критерии подбора скважин и компоновок ГНО.

Уже к концу 2018 г. при совместном участии компаний ООО "Карбон-Ойл" и ООО ПКТБ "Техпроект" был разработан и внедрен в скважину комплект "MIXER для ОРД" для скважины малого диаметра (з/к – 114×7,4 мм). Необходимо отметить, что в опытной скважине также впервые был успешно опробован способ эксплуатации скважины с одним эксплуатационным объектом, вскрытым ГС, имеющей большое горизонтальное проложение, а также с высокой вязкостью добываемой жидкости, где из-за отсутствия нужных технологий не имелось возможности обеспечения необходимого дренирования удаленной от насоса части горизонтального участка, "носки" ГС. В скважине были разделены перфорационные зоны горизонтального участка на две части пакером, далее раздельно-поочередно клапаном "MIXER для ОРД" подключались к насосу удаленная и ближняя зоны, на каждую зону депрессия создавалась

дифференцированно. Таким образом, дополнительная депрессия в удаленной зоне ГС обеспечила дополнительный приток. На практике результат превзошел ожидания и прирост по добыче нефти составил 48 %.

На следующей скважине малого диаметра, где к основному эксплуатационному объекту был приобращен ранее недренированный верхний объект, режим РПД также был уместен. При выводе на режим было отмечено, что новый объект с большим пластовым давлением, а следовательно, при эксплуатации общим лифтом нижний объект глушится жидкостью верхнего объекта и не работает. Происходят переток и восполнение пластового давления нижнего объекта. После перевода в режим РПД некоторое время давление верхнего приобращенного объекта держалось стабильно выше нижнего, после чего снизилось и режим работы насоса был изменен, а нижний объект продолжил работать в первоначально подобранном режиме. Изменения работы связаны: объекты эксплуатации – скважина – насос анализируются удаленно по архивам, а корректировка режима работы производится с ПК и занимает не более 3...5 мин.

Таким образом, данный подход в эксплуатации горизонтальных, субгоризонтальных и наклонно направленных скважин малого диаметра позволяет увеличить дебит, сократить сроки окупаемости скважины и повысить технико-экономические показатели разработки сложных многопластовых объектов.

Дальнейшим перспективным направлением развития данной технологии представляется применение режима раздельно-поочередной эксплуатации двух пластов совместно с реализацией режима раздельно-поочередной закачки в эксплуатируемые пласты через влияющую нагнетательную скважину. Оборудование в исполнении для СМД, необходимое для интеллектуальной реализации режима раздельно-поочередной закачки, в настоящее время разрабатывается ООО ПКТБ "Техпроект". Компанией ООО "Карбон-Ойл" подобран опытный двухобъектный участок – элемент разработки с нагнетательной скважиной в центре и окружающими добывающими ГС. В 2020–2021 гг. планируются работы по реализации данной технологии с комплексным подходом в добыче и закачке на данном опытном участке.

ЛИТЕРАТУРА

1. Муслимов Р.Х. Особенности разведки и разработки нефтяных месторождений в условиях рыночной экономики. – Казань: ФЭН, 2009. – 727 с.
2. Хайрединов Н.Ш., Попов А.М., Мухаметшин В.Ш. Повышение эффективности заводнения низкопродуктивных залежей нефти в карбонатных коллекторах // Нефт. хоз-во. – 1992. – № 9. – С. 18–20.
3. Новые принципы и технологии разработки месторождений нефти и газа / С.Н. Закиров, И.М. Индрупский, Э.С. Закиров, И.С. Закиров, М.Т. Абасов, Р.Н. Фахретдинов, Д.П. Аникеев, И.В. Роцина, А.А. Контарев, Я.А. Северов, А.А. Роцин, Э.А. Мамедов, О.В. Брадулина, А.Р. Лукманов. – М.: Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2009. – Ч. 2. – 484 с.

4. Мухаметшин В.Ш. Моделирование процесса нефтеизвлечения с использованием опыта разработки месторождений, находящихся длительное время в эксплуатации // Нефтегазовое дело. – 2011. – Т. 9. – № 4. – С. 47–50. – DOI: 10.17122/ngdelo-2011-4-47-50
5. Ибатуллин Р.Р. Технологические процессы разработки нефтяных месторождений. – М.: ОАО "ВНИИОЭНГ", 2011. – 303 с.
6. Геолого-промысловое обоснование методов воздействия на пласт на примере эксплуатационных объектов месторождений Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции / В.В. Мухаметшин, В.Е. Андреев, Р.Р. Хузин, Л.С. Кулешова, А.И. Чижев, А.В. Чибисов // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – М.: ОАО "ВНИИОЭНГ", 2018. – № 10. – С. 40–45. – DOI: 10.30713/2413-5011-2018-8-40-45
7. Совершенствование технологий по выработке запасов нефти из неоднородных и сложно построенных коллекторов Республики Татарстан / А.Ф. Яршиев, И.Н. Хакимзянов, В.И. Петров, З.С. Идиятуллина. – Казань: ИХЛАС, 2016. – 192 с.
8. Результаты геолого-технологического обоснования методов воздействия на остаточные запасы в условиях Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции / В.Е. Андреев, Р.Р. Хузин, В.В. Мухаметшин, Л.С. Кулешова, А.П. Чижев, А.В. Чибисов // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – М.: ОАО "ВНИИОЭНГ", 2018. – № 11. – С. 67–71. – DOI: 10.30713/2413-5011-2018-11-67-71
9. Мухаметшин В.В. Адаптация соляно-кислотного воздействия на залежах в карбонатных коллекторах // Нефтегазовое дело. – 2006. – Т. 4. – № 1. – С. 127–131. – DOI: 10.17122/ngdelo-2006-1-127-131
10. Akhmetov R.T., Mukhametshin V.V., Andreev A.V. A quantitative assessment method of the productive formation wettability indicator according to the data of geophysical surveys // SPE Russian Petroleum Technology Conference (16–18 October 2017, Moscow). – Russia: Society of Petroleum Engineers, 2017. – 12 p. – DOI: 10.2118/187907-MS
11. Михайлов Н.Н. Петрофизическое обеспечение новых технологий доизвлечения остаточной нефти из техногенно измененных залежей // Каротажник. – 2011. – № 7. – С. 126–137.

LITERATURA

1. Muslimov R.Kh. Osobennosti razvedki i razrabotki neftyanykh mestorozhdeniy v usloviyakh rynochnoy ekonomiki. – Kazan: FEN, 2009. – 727 s.
2. Khayredinov N.Sh., Popov A.M., Mukhametshin V.Sh. Povyshenie effektivnosti zavodneniya nizkoproduktivnykh zalezhey nefti v karbonatnykh kollektorakh // Neft. khoz-vo. – 1992. – № 9. – С. 18–20.
3. Novye printsipy i tekhnologii razrabotki mestorozhdeniy nefti i gaza / S.N. Zakirov, I.M. Indrupskiy, E.S. Zakirov, I.S. Zakirov, M.T. Abasov, R.N. Fakhretdinov, D.P. Anikeev, I.V. Roshchina, A.A. Kontarev, Ya.A. Severov, A.A. Roshchin, E.A. Mamedov, O.V. Bradulina, A.R. Lukmanov. – M.: Izhensk: Institut komputernykh issledovaniy, 2009. – Ch. 2. – 484 s.
4. Mukhametshin V.Sh. Modelirovaniye protsessy nefteizvlecheniya s ispol'zovaniem opyta razrabotki mestorozhdeniy, nakhozhashchikhsya dlitel'noe vremya v ekspluatatsii // Neftegazovoe