

Эффективность управляемых устройств контроля притока при разработке нефтегазовых залежей с трещиноватым коллектором

Муслимов Б.Ш., Ашин М.С.

ООО «РН-БашНИПИнефть», Уфа, Россия
muslimovbs@bnipi.rosneft.ru

Аннотация

На сегодняшний день все больший интерес вызывает разработка месторождений Восточной Сибири, в составе которых значительная доля запасов сосредоточена в нефтяных оторочках карбонатных отложений, характеризующихся разветвленной сетью трещин. Как показывает практика, при разработке нефтяных оторочек основным фактором недостижения плановых показателей добычи нефти является превышение прогнозных уровней добычи газа из газовых шапок и, как следствие, меньшая фактическая добыча нефти. Наиболее эффективной технологией борьбы с прорывами газа в горизонтальных скважинах является применение устройств контроля притока (УКП), которые хорошо себя зарекомендовали на нефтегазовых залежах терригенных отложений.

В работе поставлена задача теоретического исследования эффективности применения управляемых УКП в горизонтальных скважинах в условиях трещиноватого коллектора с изменчивыми значениями газонасыщенных и нефтенасыщенных толщин по пласту.

Для проведения исследования использовался программный комплекс, позволяющий проводить сегментацию и расчет скважин с устройствами контроля притока (разработан в ООО «РН-БашНИПИнефть»).

Материалы и методы

Материалы: промыслово-геофизические исследования, характеристика устройств контроля притока, секторная гидродинамическая модель, анализ результатов гидродинамического моделирования

Ключевые слова

устройства контроля притока, карбонатный коллектор, нефтегазовое месторождение, интеллектуальные системы, м-фактор, секторная гидродинамическая модель, многосегментная скважина

Для цитирования

Муслимов Б.Ш., Ашин М.С. Эффективность управляемых устройств контроля притока при разработке нефтегазовых залежей с трещиноватым коллектором // Экспозиция Нефть Газ. 2022. № 5. С. 36–41. DOI: 10.24412/2076-6785-2022-5-36-41

Поступила в редакцию: 17.08.2022

OIL PRODUCTION

UDC 622.276.5 | Original Paper

Efficiency of controlled inflow control devices in the development of oil and gas fields with a fractured reservoir

Muslimov B.Sh., Ashin M.S.

“RN-BashNIPIneft” LLC, Ufa, Russia
muslimovbs@bnipi.rosneft.ru

Abstract

To date, the development of fields in Eastern Siberia is of increasing interest, in which a significant proportion of reserves are concentrated in oil rims of carbonate rocks, characterized by an extensive network of fractures. As practice shows, in the development of oil rims, the main factor for not achieving planned oil production indicators is the excess of predicted levels of gas production from gas caps and, as a result, lower actual oil production. The most effective technology to combat gas breakthroughs in horizontal wells is the use of inflow control devices (ICD), which have proven themselves well in oil and gas deposits of terrigenous origin.

The paper sets the task of a theoretical study of the effectiveness of the use of controlled ICD in horizontal wells in a fractured reservoir with variable values of gas-saturated and oil-saturated thicknesses in the reservoir.

For the study, a software package, allowing segmentation and calculation of wells with inflow control devices, was used (developed by “RN-BashNIPIneft” LLC).

Materials and methods

Materials: field geophysical surveys, characteristics of inflow control devices, sector hydrodynamic model, analysis of hydrodynamic modeling results.

Keywords

inflow control devices, carbonate reservoir, oil and gas field, intelligent systems, m-factor, sector hydrodynamic model, multi-segment well

For citation

Muslimov B.Sh., Ashin M.S. Efficiency of controlled inflow control devices in the development of oil and gas fields with a fractured reservoir. Exposition Oil Gas, 2022, issue 5, P. 36–41. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2022-5-36-41

Received: 17.08.2022

Актуальность технологии продиктована многими современными проблемами разработки нефтегазовых месторождений. Значительную долю в структуре запасов нефти на текущий момент составляет нефть, сосредоточенная в подгазовых зонах. Их разработка осложнена необходимостью борьбы с прорывами газа. Проблемы разработки контактных запасов на сегодня остаются актуальными, решение данных проблем является одной из первоочередных задач многих нефтедобывающих компаний. Эффективная разработка нефтегазовых залежей тесно сопряжена с развитием технологических компетенций в области контроля притока [1, 2].

Ключевыми идеями концепции устройств контроля притока являются выравнивание профиля притока вдоль горизонтального ствола, а также ограничение притока в скважину нежелательных фаз. Эффективность устройств обусловлена двумя факторами:

- разбиение ствола скважины на участки с различными фильтрационно-емкостными свойствами, называемые сегментами;
- наличие разницы в вязкостях между целевым флюидом (нефтью) и нежелательными (газом и водой). Чем больше эта разница, тем более эффективно будут работать устройства контроля притока.

Технология УКП продолжает свое развитие уже более 30 лет, на территории РФ устройства находят все большее применение.

Среди существующих технологий контроля притока можно выделить три основные группы, которые позволяют в той или иной степени бороться с негативными явлениями в виде прорывов газа и воды: пассивные, автономные и клапаны с дистанционной активацией с поверхности.

Пассивные УКП представляют собой штуцер, создающий дополнительное сопротивление притоку в интервале сегментированного участка горизонтальной скважины. Путем установки разного количества и типоразмера УКП в интервалах горизонтального ствола достигается выравнивание профиля притока. Данное решение является достаточно

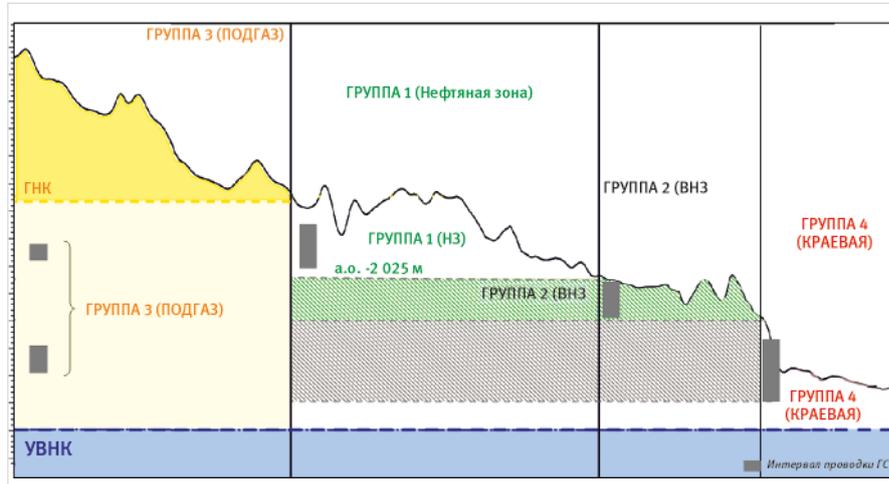


Рис. 1. Схематичный разрез рассматриваемой залежи
Fig. 1. Schematic section of the considered deposit

недорогим и позволяет несколько отсрочить прорывы [3, 4]. Однако, после того как прорыв произойдет, устройство не ограничит приток, а продолжит работать без изменений характеристик.

Автономные УКП — это следующее поколение решений в области контроля притока, которое позволяет, помимо выравнивания профиля притока, селективно ограничивать приток в интервалах с прорывами газа и воды. Принцип работы основан на различии вязкостей нефти, газа и воды. Автономные УКП доказали свою высокую эффективность в промысловых условиях, но в условиях рассматриваемого объекта могут использоваться только для ограничения прорывов газа, прорыв воды ограничить невозможно по причине схожих вязкостей нефти и воды [5].

Интеллектуальные системы управления добычей — клапаны с дистанционной активацией с поверхности. Преимущество данной технологии — это возможность полного ограничения прорывов за счет закрытия отдельных интервалов. Недостатки — это высокая стоимость и необходимость прямого

управления, то есть отсутствие автономности.

Целью работы является оценка эффективности применения интеллектуальных систем управления притоком в условиях карбонатного коллектора. Основными предпосылками к использованию технологии является образование конусов газа и воды в процессе эксплуатации горизонтальных скважин. Геологическими особенностями объекта являются преобладание трещинной проводимости, значительная часть запасов сосредоточена в подгазовых и водонефтяных зонах. В рамках опытно-промышленных работ (ОПР) были выделены 4 зоны со схожей динамикой показателей работы скважин (рис. 1). Группа 1 — нефтяная

В качестве объекта исследования выступает нефтегазовое месторождение, коллектор карбонатный с преимущественно трещинной проводимостью, значительная часть запасов сосредоточена в подгазовых и водонефтяных зонах. В рамках опытно-промышленных работ (ОПР) были выделены 4 зоны со схожей динамикой показателей работы скважин (рис. 1). Группа 1 — нефтяная

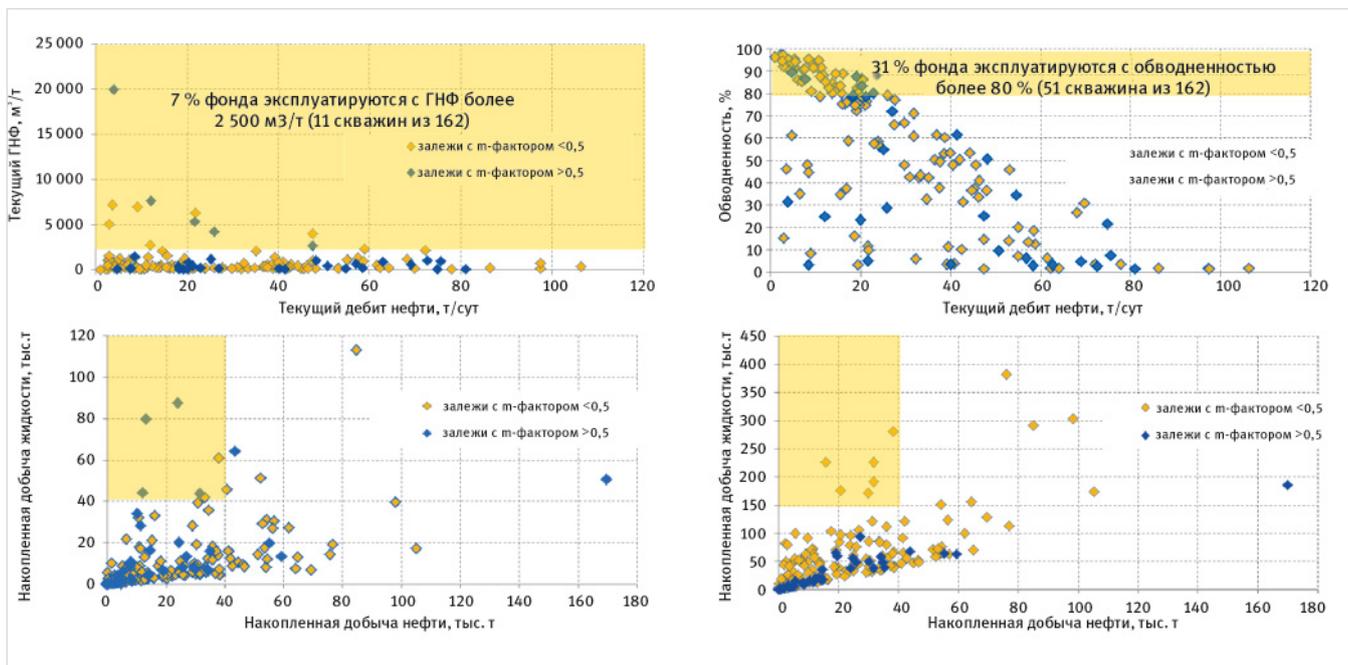


Рис. 2. Результаты анализа показателей работы действующего фонда
Fig. 2. The results of the analysis of the operating fund performance

зона — характеризуется максимальными нефтенасыщенными толщами (ННТ), небольшими толщами газонасыщенной и водонасыщенной частей. Группа 2 — водонефтяная зона с меньшими нефтенасыщенными толщами по отношению к группе 1. Группа 3 — подгазовая зона, характеризуется значительными газонасыщенными толщами. Группа 4 — краевая зона с небольшими нефтенасыщенными толщами и большим количеством подстилающей воды. На текущий момент контур инвестиционных решений сосредоточен в зонах 1 и 2. При этом разработка зон 3 и 4 осложнена прорывами газа в зоне 3 и воды в зоне 4. Эти зоны являются наиболее приоритетными направлениями для ОПР интеллектуальных систем контроля притока.

Анализ показателей работы действующего фонда также выявил, что ощутимая часть фонда работает с высокой обводненностью более 80 % (31 % скважин) и с высоким газовым фактором (7 % фонда). Это в некоторой степени подтверждает выводы, сделанные по результатам ОПР. Закономерность по работе скважин с повышенным газонефтяным фактором (ГНФ) при м-факторе (отношение порового объема, занятого газом, к поровому объему, занятому нефтью) более 0,5 не установлена (рис. 2).

При этом следует отметить, что на текущий момент наиболее активно разрабатываются залежи с небольшим м-фактором (менее 0,5), в то время как залежи с большим м-фактором остаются рискованными зонами и требуют выработки эффективных подходов к их разработке (рис. 3).

Остановимся на некоторых особенностях работы коллектора, характерных для исследуемого объекта. В ходе изучения результатов проведенных промысловых геофизических исследований (ПГИ) выявлено несколько факторов, осложняющих формирование оптимального дизайна заканчивания с применением УКП. Во-первых,

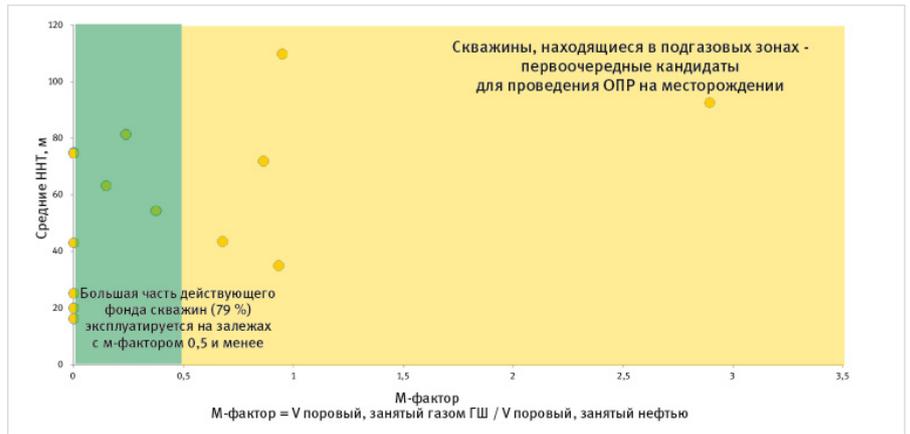


Рис. 3. Распределение залежей в координатах «Средние ННТ – М-фактор»
Fig. 3. Distribution of deposits in the coordinates “Average NLT – M-factor”

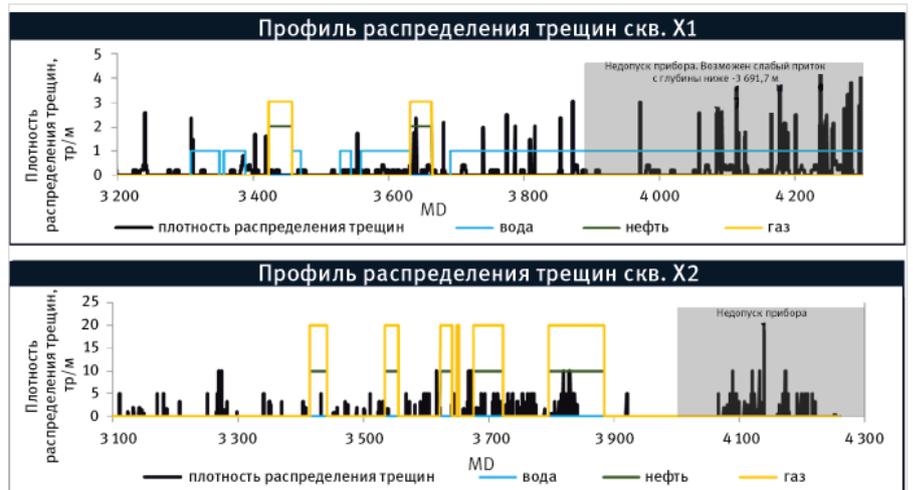


Рис. 4. Результаты промыслово-геофизических исследований скважин
Fig. 4. Results of field-geophysical research of wells

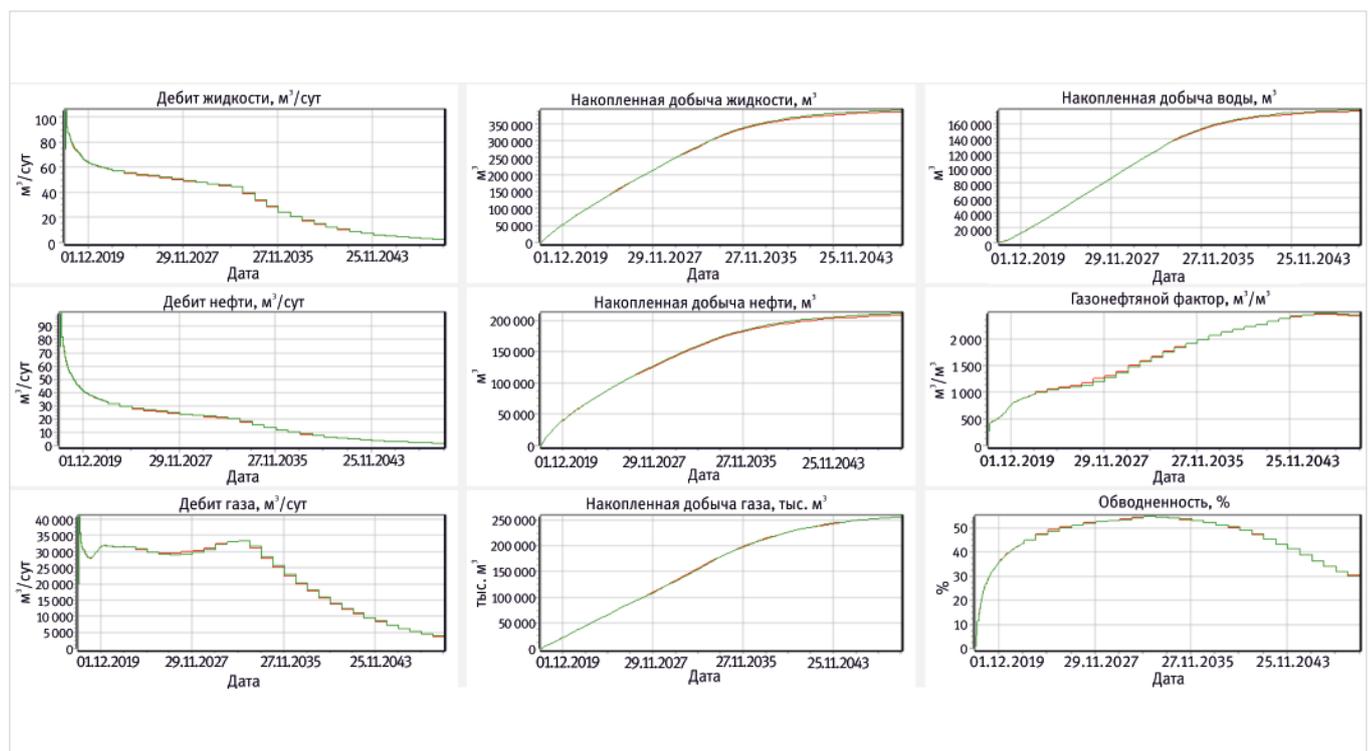


Рис. 8. Результаты расчета по группе 4 (красный цвет — без УКП, зеленый — с УКП)
Fig. 8. Calculation results for group 4 (red color – without ICD, green – with ICD)

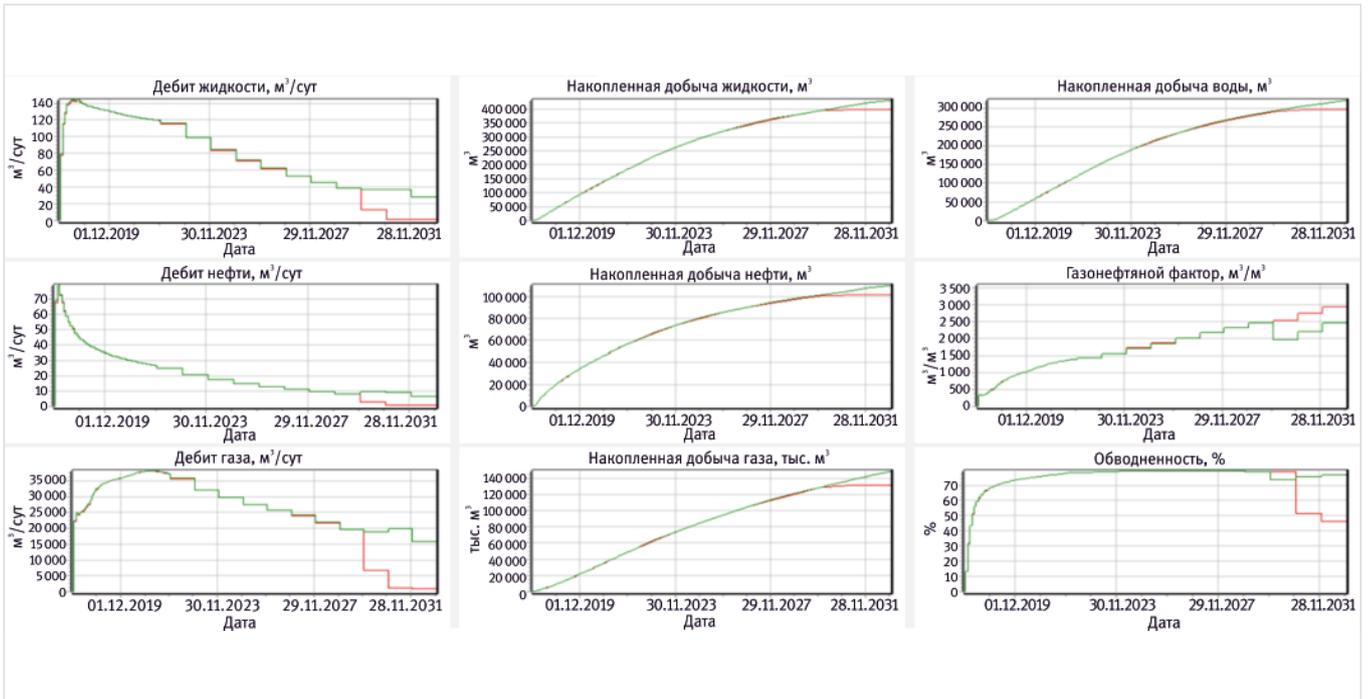


Рис. 5. Результаты расчета по группе 1 (красный цвет — без УКП, зеленый — с УКП)
 Fig. 5. Calculation results for group 1 (red color – without ICD, green – with ICD)

анализ ПГИ показал, что в ходе проведения исследований профиля притока невозможно определить количественный состав притока. По результатам исследований приток оценен лишь качественно (есть приток / нет притока). Оценка поинтервальной продуктивности скважин указанными методами невозможна. Оценка профиля притока по количеству/плотности трещин также не дает информации о профиле притока, причем как на качественном, так и на количественном уровне (рис. 4). Наличие трещины в интервале не гарантирует наличия притока. Кроме того, отсутствие

притока на момент исследования не означает отсутствия притока в будущем. Учитывая все вышеизложенные факторы, наиболее эффективной стратегией расстановки, исключающей риски перекрытия работающих интервалов, является только равномерная расстановка устройств по стволу.

Для оценки эффективности управляемых УКП использована секторная гидродинамическая модель участка пласта, адаптированная под работу фонда одной из четырех ранее описанных групп. В расчетах реализована модель многосегментной скважины для учета

потерь давления вдоль ствола, добавлены ограничения по ГНФ и обводненности и перезапуск скважины каждые 30 дней. Вариант с управляемыми УКП дополнен группировкой перфораций в 5 вскрытий — это обусловлено ограничением по максимальному количеству клапанов, доведенному со стороны недропользователя. В случае достижения ограничения по ГНФ или обводненности скважина без УКП отключается полностью, скважина с УКП отключает наихудшее вскрытие. После чего через 30 дней происходит проверка выполнения условия — если обводненность вернулась

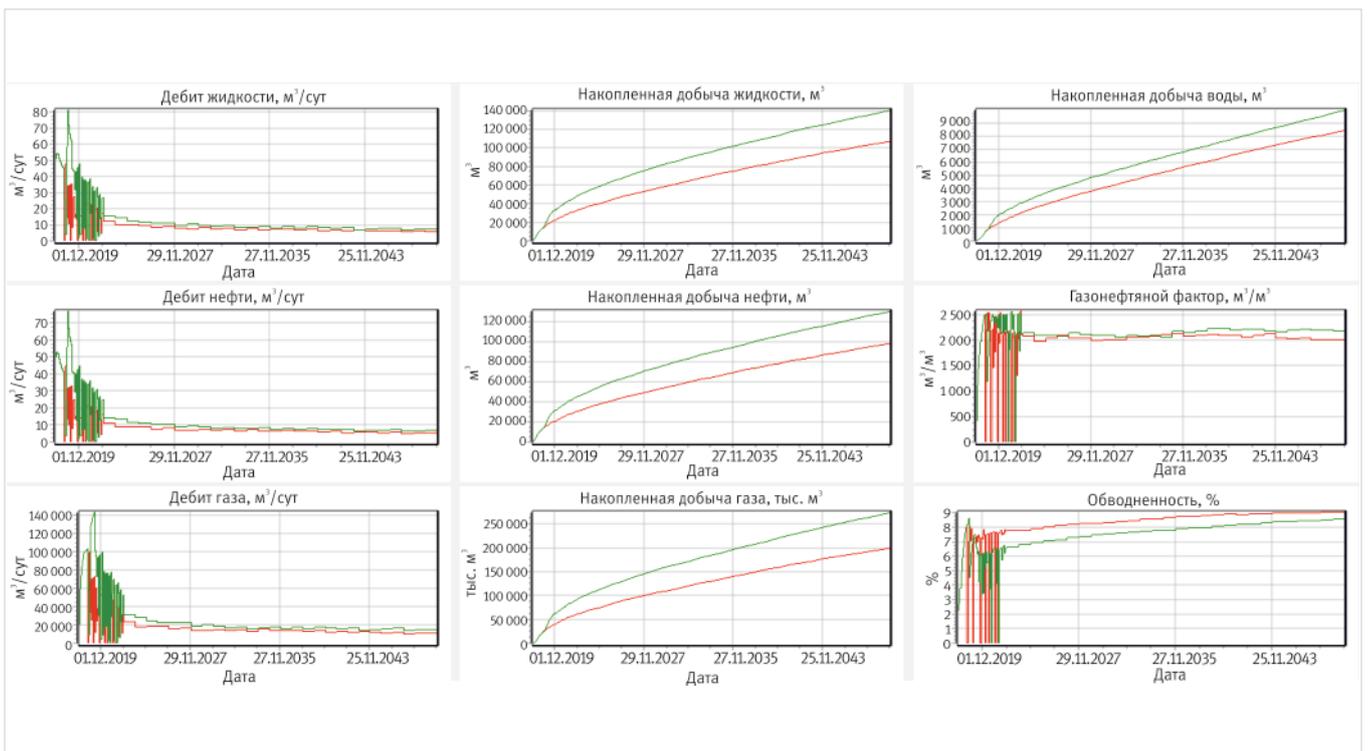


Рис. 6. Результаты расчета по группе 2 (красный цвет — без УКП, зеленый — с УКП)
 Fig. 6. Calculation results for group 2 (red color – without ICD, green – with ICD)

к значениям меньше 98 %, а газонефтяной фактор — менее 2 500 м³/м³, то скважина/ сегмент снова включаются в работу. Всего было рассчитано четыре секторные гидродинамические модели по два сценария в каждой для четырех групп скважин, выделенных в рамках ОПР.

Результаты расчета по зоне 1 представлены на рисунке 5. Эффект от применения управляемых УКП в этой зоне незначительный. Это объясняется недостижением экономических ограничений по скважине. Общая накопленная добыча составляет 208,8 тыс. м³ для варианта без УКП и 211,2 тыс. м³ для варианта с УКП. Эффекта за счет снижения накопленной добычи газа и воды также не наблюдается.

По группе 2 (рис. 6) эффект также незначительный по причине недостижения установленных ограничений. Накопленная добыча нефти составляет 101,7 тыс. м³ для варианта с УКП и 102,8 тыс. м³ для варианта без УКП. Отмечается более раннее выбытие скважины по отношению к скважинам других групп.

Группа 3 характеризуется мощной газовой шапкой. По данной группе значительный эффект наблюдается за счет ограничения прорывов газа (рис. 7). Эффект составляет порядка 30 % в пересчете на накопленную добычу нефти относительно базового варианта. Более высокие дебиты в варианте с УКП обусловлены большим коэффициентом эксплуатации скважины по отношению к скважине без УКП. Плавный рост обводненности объясняется периодической работой скважины (по причине достижения предельного ГНФ) и более медленным подтягиванием конуса воды. Нестабильное поведение показателей в начальные периоды объясняется непрерывным отключением и включением интервалов при работе УКП либо всей скважины в варианте без УКП. При подходе конуса газа интервал отключается, после чего, по мере расформирования конуса, вновь вступает

в работу.

Результаты по четвертой, краевой, группе представлены на рисунке 8. Здесь накопленная добыча достаточно низкая, однако применение УКП позволяет значительно увеличить накопленную добычу за счет ограничения прорывов воды. Причины нестабильности показателей в начальном периоде аналогичны группе 3. Накопленная добыча для варианта без УКП составляет 20,2 тыс. м³, для варианта с УКП — 24,9 тыс. м³. Более низкие показатели накопленной добычи по сравнению с другими группами объясняются меньшей эффективной нефтенасыщенной толщиной в зоне залежи, соответствующей группе 4.

Итоги

По результатам проведенных ПГИ в карбонатном коллекторе невозможно определить количественный и качественный состав притока, а также провести достоверную оценку по количеству (плотности) трещин. Наиболее эффективной стратегией расстановки устройств является только равномерная расстановка по стволу горизонтальной скважины, обеспечивающая минимальные риски перекрытия продуктивных интервалов. Эффект от применения устройств в виде дополнительной накопленной добычи нефти увеличивается с ростом газонасыщенных толщин за счет более равномерной выработки запасов нефти вдоль ствола скважины.

Выводы

Расчеты, проведенные на гидродинамической модели, подтвердили ранее выдвинутую гипотезу относительно эффективности управляемых клапанов в различных зонах рассматриваемого объекта. Основными кандидатами для внедрения данной технологии являются скважины, расположенные в группах 3 и 4. В данных группах установка управляемых УКП в 5 интервалах позволяет увеличить накопленную добычу нефти по скважине

на 32,7 и 23,3 % соответственно. Эффект проявляется за счет более равномерной выработки запасов вдоль горизонтального ствола. В зонах 1 и 2 применение управляемых УКП приводит к росту накопленной добычи нефти не более чем на 1,1 %, что является недостаточным технологическим эффектом для обеспечения окупаемости проекта.

Литература

1. Ахмадеев Р.Ф., Аюшинов С.П., Исламов Р.Р., Нигматуллин Ф.Н., Муслимов Б.Ш. Обоснование применения устройств контроля притока для эффективной разработки нефтегазовых залежей // Нефтяное хозяйство. 2021. № 12. С. 124–127.
2. Mathiesen V., Werswick B., Aakre H. The next generation inflow control, the next step to increase oil recovery on the norwegian continental shelf. SPE Bergen One Day Seminar, Bergen, Norway, April 2014. SPE-169233-MS. (In Eng).
3. Кудряшов С. Повышение продуктивности скважин и нефтеотдачи на месторождениях Восточной и Западной Сибири в результате применения технологии выравнивания профиля притока // Российская нефтегазовая техническая конференция и выставка SPE, Москва, Россия, октябрь 2008. SPE-115486-MS.
4. Fripp M. The Theory of a Fluidic Diode Autonomous Inflow Control Device. SPE Middle East Intelligent Energy Conference and Exhibition, Manama, Bahrain, October 2013. (In Eng).
5. Zeng Q. A Novel Autonomous Inflow Control Device Design: Improvements to Hybrid ICD. International Petroleum Technology Conference, Kuala Lumpur, Malaysia, December 2014. (In Eng).

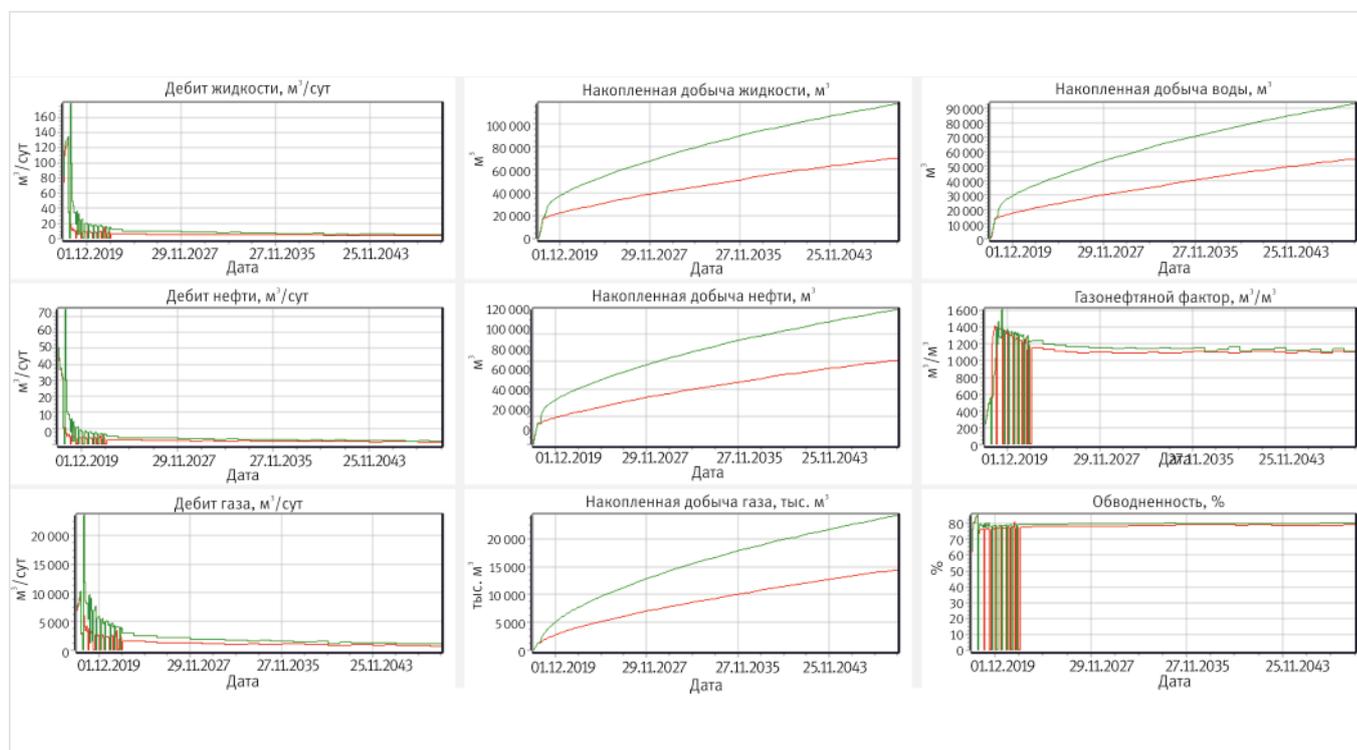


Рис. 7. Результаты расчета по группе 3 (красный цвет — без УКП, зеленый — с УКП)
Fig. 7. Calculation results for group 3 (red color – without ICD, green – with ICD)

Results

It is impossible to determine the quantitative and qualitative composition of the inflow, as well as to conduct a reliable assessment by the number (density) of fractures, based on the results of the PLT conducted on a carbonate reservoir. The most effective strategy for the placement of devices is only a uniform placement along the horizontal wellbore, which ensures minimal risks of overlapping productive intervals. The effect of the use of devices in the form of additional cumulative oil production increases with the growth of gas-saturated thickness due to a more uniform development of oil reserves along the wellbore.

References

1. Akhmadeev R.F., Ayushinov S.P., Islamov R.R., Nigmatullin F.N., Muslimov B.Sh. Justification of using inflow control devices for the effective development of oil rims. Oil Industry, 2021, issue 12, P. 124–127. (In Russ).
2. Mathiesen V., Werswick B., Aakre H. The next generation inflow control, the next step to increase oil recovery on the norwegian continental shelf. SPE Bergen One Day Seminar, Bergen, Norway, April 2014. SPE-169233-MS. (In Eng).
3. Kudryashov S. Improvement of well productivity and oil recovery at the fields of Eastern and Western Siberia as a result of the application of inflow profile leveling technology. SPE Russian Oil and Gas Technical Conference and Exhibition, Moscow, Russia, October 2008. (In Russ).
4. Fripp M. The Theory of a Fluidic Diode Autonomous Inflow Control Device. SPE Middle East Intelligent Energy Conference and Exhibition, Manama, Bahrain, October 2013. (In Eng).
5. Zeng Q. A Novel Autonomous Inflow Control Device Design: Improvements to Hybrid ICD. International Petroleum Technology Conference, Kuala Lumpur, Malaysia, December 2014. (In Eng).

Conclusions

The calculations carried out on the hydrodynamic model confirmed the previously put forward hypothesis regarding the effectiveness of controlled valves in various zones of the object under consideration. The main candidates for the introduction of this technology are wells located in groups 3 and 4. In these groups, the installation of controlled ICDs in 5 intervals allows increasing the cumulative oil production from the well by 32,7 % and 23,3 %, respectively. The effect is manifested due to a more uniform development of reserves along the horizontal wellbore. In zones 1 and 2, the use of controlled ICDs leads to an increase in cumulative oil production by no more than 1,1 %, which is an insufficient technological effect to ensure the payback of the project.

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ | INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Муслимов Булат Шамилович, руководитель специализированного института по разработке газонефтяных и нефтегазовых залежей, управление по разработке нефтегазовых месторождений, ООО «РН-БашНИПНефть», Уфа
Для контактов: muslimovbs@bnipi.rosneft.ru

Ашин Михаил Сергеевич, ведущий специалист, отдел разработки нефтегазовых залежей, ООО «РН-БашНИПНефть», Уфа

Muslimov Bulat Shamilevich, head of the specialized institute for the development of gas-oil and oil-and-gas deposits, administration for the development of oil and gas fields, “RN-BashNIPIneft” LLC, Ufa, Russia
Corresponding author: muslimovbs@bnipi.rosneft.ru

Ashin Mihail Sergeevich, leading specialist, oil and gas development department, “RN-BashNIPIneft” LLC, Ufa, Russia



**БУРЕНИЕ, ОСВОЕНИЕ, ИСПЫТАНИЯ, РЕМОНТ И
ЭКСПЛУАТАЦИЯ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН. ИННОВАЦИИ В
ОБЛАСТИ ДОБЫЧИ НЕФТИ И ГАЗА.
ПРОМЫШЛЕННАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ НА ОПО НЕФТЕГАЗОВОЙ
ОТРАСЛИ.**

05-09 сентября 2022, Ялта, Крым

**КАДРОВЫЙ РЕСУРС — ПОТЕНЦИАЛ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ
И БЕЗОПАСНОСТИ КОМПАНИИ. ОЦЕНКА КВАЛИФИКАЦИИ
И РАЗВИТИЕ ПЕРСОНАЛА.**

10-14 октября 2022, Ялта, Крым

+7 3452 520-958

бронирование участия в конференциях
academy.intechnol.com

Генеральный информационный партнер

**ЭКСПОЗИЦИЯ
НЕФТЬ ГАЗ**