

2.8.4.
УДК 622.276.63

РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ
И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Копытов А.Г.,
Левкович С.В.,
Назарова Н.В.,
Ковалев И.А.,
Паклинов Н.М.

Тюменский
индустриальный
университет
г. Тюмень,
Россия

**ОСОБЕННОСТИ ПРОВЕДЕНИЯ
ГИДРОРАЗРЫВА ПЛАСТА В ОТЛОЖЕНИЯХ
С ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМЫМИ ЗАПАСАМИ**

DOI: 10.37493/2308-4758.2022.4.10

Введение.

При разработке продуктивных отложений, содержащих трудноизвлекаемые запасы нефти, основная сложность связана с низкими значениями коллекторских свойств пластов и значительной их неоднородностью. Применение технологии гидроразрыва пласта позволяет решить эти проблемы за счет увеличения площади дренирования скважины, а также как средство интенсификации отборов.

Материалы и методы
исследований.

Изучение процесса развития трещины ГРП в отложениях баженовской свиты в вертикальной скважине показало, что при закачке воды в пласт образуются протяженные узкие трещины, их заполнение при последующей подаче жидкости разрыва с проппантом приводит к увеличению ширины и высоты созданной трещины. В связи с гидрофобными свойствами и повышенной хрупкостью пород баженовской свиты эффект, аналогичный гидроразрыву, возможен и в ходе закачки в пласт воды при высоких давлениях, например, при организации системы заводнения. Еще одним направлением является многозонный гидроразрыв пласта. Преимуществом данного метода является большее распространение трещин по площади по сравнению с точечными операциями ГРП.

Результаты исследований
и их обсуждение.

На отложениях баженовской свиты были проведены опытно-промышленные работы по созданию искусственной трещиноватости путем закачки воды. Положительный эффект выразился в двукратном увеличении нефтеотдачи по участку ОПР. В качестве побочного отрицательного эффекта было отмечено резкое увеличение обводненности. Опыт применения многозонного гидроразрыва в условиях баженовской свиты рассматривался на примере месторождений Сургутского свода. Представлена динамика дебитов и накопленной добычи нефти по скважинам за время эксплуатации. Также проведено сравнение основных показателей работы скважин с МГРП со средними показателями наклонно-направленных скважин этих же месторождений.

Выводы.

Проведенные ОПР по закачке воды в отложения баженовской свиты однозначно показали, что в пласте образуется дополнительная трещиноватость и объем дополнительной трещинной емкости прямо пропорционален объему закачанной воды. Опыт применения многозонного ГРП выявил преимущества данной технологии по сравнению с наклонно-направленными скважинами. В условиях неопределенности коллекторских свойств пласта создание с помощью гидроразрыва искусственной проводимости может оказаться единственной возможностью обеспечить продуктивность скважины. МГРП в горизонтальных скважинах формирует систему трещин в большом объеме и представляется в таких условиях более эффективным по сравнению с обычным гидроразрывом.

Ключевые слова:

трудноизвлекаемые запасы, баженовская свита, гидроразрыв пласта, многостадийный ГРП, автоГРП.

**Kopytov A.G.,
Levkovich S.V.,
Nazarova N.V.,
Kovalev I.A.,
Paklinov N.M.**

Tyumen
industrial
University
Tyumen,
Russia

Features of Hydraulic Fracturing in Sediments with Hard to Recover Reserves

Introduction.

When developing productive deposits containing hard-to-recover oil reserves, the main difficulty is associated with low values of the reservoir properties of the reservoirs and their significant heterogeneity. The use of hydraulic fracturing technology allows solving these problems by increasing the well drainage area, and also as a means of intensifying production.

Materials and methods of research.

The study of the process of hydraulic fracture development in the deposits of the Bazhenov formation in a vertical well showed that when water is injected, long narrow fractures are formed in the formation, their filling with subsequent supply of a fracturing fluid with proppant leads to an increase in the width and height of the created fracture. Due to the hydrophobic properties and increased brittleness of the rocks of the Bazhenov formation, an effect similar to hydraulic fracturing is also possible during the injection of water into the formation at high pressures, for example, when organizing a waterflooding system. Another direction is multi-zone hydraulic fracturing. The advantage of this method is the greater distribution of fractures over the area compared to point hydraulic fracturing operations.

**Results and
Discussion.**

On the deposits of the Bazhenov formation, pilot work was carried out to create artificial fracturing by pumping water. The positive effect was expressed in a twofold increase in oil recovery in the pilot

Conclusion.

area. As a negative side effect, a sharp increase in water cut was noted. The experience of using multi-zone hydraulic fracturing in the conditions of the Bazhenov formation was considered on the example of the deposits of the Surgut arch. The dynamics of flow rates and cumulative oil production by wells during operation is presented. Also, a comparison was made of the main performance indicators of wells with multi-stage hydraulic fracturing with the average indicators of directional wells of the same fields.

Key words:

The pilot work conducted on water injection into the Bazhenov formation deposits unambiguously showed that additional fracturing is formed in the reservoir and the volume of additional fractured capacity is directly proportional to the volume of injected water. The experience of using multi-zone hydraulic fracturing revealed the advantages of this technology compared to directional wells. Under conditions of reservoir properties uncertainty, the creation of artificial conductivity using hydraulic fracturing may be the only way to ensure well productivity. MSHF in horizontal wells forms a system of fractures in a large volume and seems to be more effective in such conditions compared to conventional hydraulic fracturing.

hard-to-recover reserves, Bazhenov formation, hydraulic fracturing, multi-stage hydraulic fracturing, auto-fracturing.

Введение

Необходимость применения ГРП при разработке продуктивных отложений, содержащих трудноизвлекаемые запасы нефти, обоснована высокой фактической неоднородностью коллекторских свойств при низком уровне их значений [2, 6, 15]. Другая причина, обуславливающая привлекательность данного вида воздействия именно на пластах, содержащих трудноизвлекаемые запасы, — увеличение площади дренирования скважины за счет формирования в пласте дополнительных каналов проводимости. В данном случае гидроразрыв пласта выступает не только как средство интенсификации отборов, но и как метод увеличения конечной нефтеотдачи, поскольку возрастает и объем запасов, дренируемых скважиной [1, 10].

На начальном этапе работ наиболее целесообразно проведение ГРП в вертикальных скважинах с применением технологии создания трещин ограниченной высоты, близкой к толщине пласта. Тем самым обеспечивается связанность коллекторов и повышается охват пласта не только по площади, но и по разрезу, в котором распределение нефтесодержащей породы носит хаотический и сложно прогнозируемый характер.

В то же время, для сохранения герметичности залежи, необходимо контролировать динамику развития трещин по вертикали, используя для этих целей геофизические методы (АКШ, термометрия, пространственный контроль источников сейсмоакустических волн в момент проведения ГРП и др.).

Также необходимо отметить особенность ГРП в сланцевых породах, связанную с невозможностью полного извлечения жидкости разрыва. Как правило в скважине остается от 65 до 91 % закачанной жидкости, которая в процессе ГРП поглощается породой [17–19].

Материалы и методы исследований

Моделирование процесса развития трещины ГРП в отложениях баженовской свиты в вертикальной скважине показало, что для увеличения длины трещины, без ее существенного развития по высоте необходима закачка маловязкой жидкости. Специфические свойства пород-коллекторов баженовской свиты (низкие ФЕС, склонность к интенсивному трещинообразованию при нагнетании воды и др.) позволяют рекомендовать для этих целей воду, а в зимний период — солевые растворы [11]. Расчеты показывают, что при закачке воды в пласте образуются протяженные узкие трещины, их заполнение при последующей подаче жидкости разрыва с проппантом приводит к увеличению ширины и высоты созданной трещины [20].

В целом рост дебита нефти скважин после проведения ГРП на отложениях баженовской свиты изменяется от 1.2 до 5.8 раза и, в среднем составляет 2, и также соизмерим с ростом дебита в обычных пластах с гранулярными коллекторами [5, 7, 12–13]. Однако он не отражает ожидаемый потенциал, что, по-видимому, связано с недостаточным увеличением площади дренирования скважины (при стандартном ГРП) или уходом трещины разрыва из баженовской свиты в перекрывающие и подстилающие отложения не позволяющие подключить удаленные от скважины линзы коллектора к разработке [8, 9, 16].

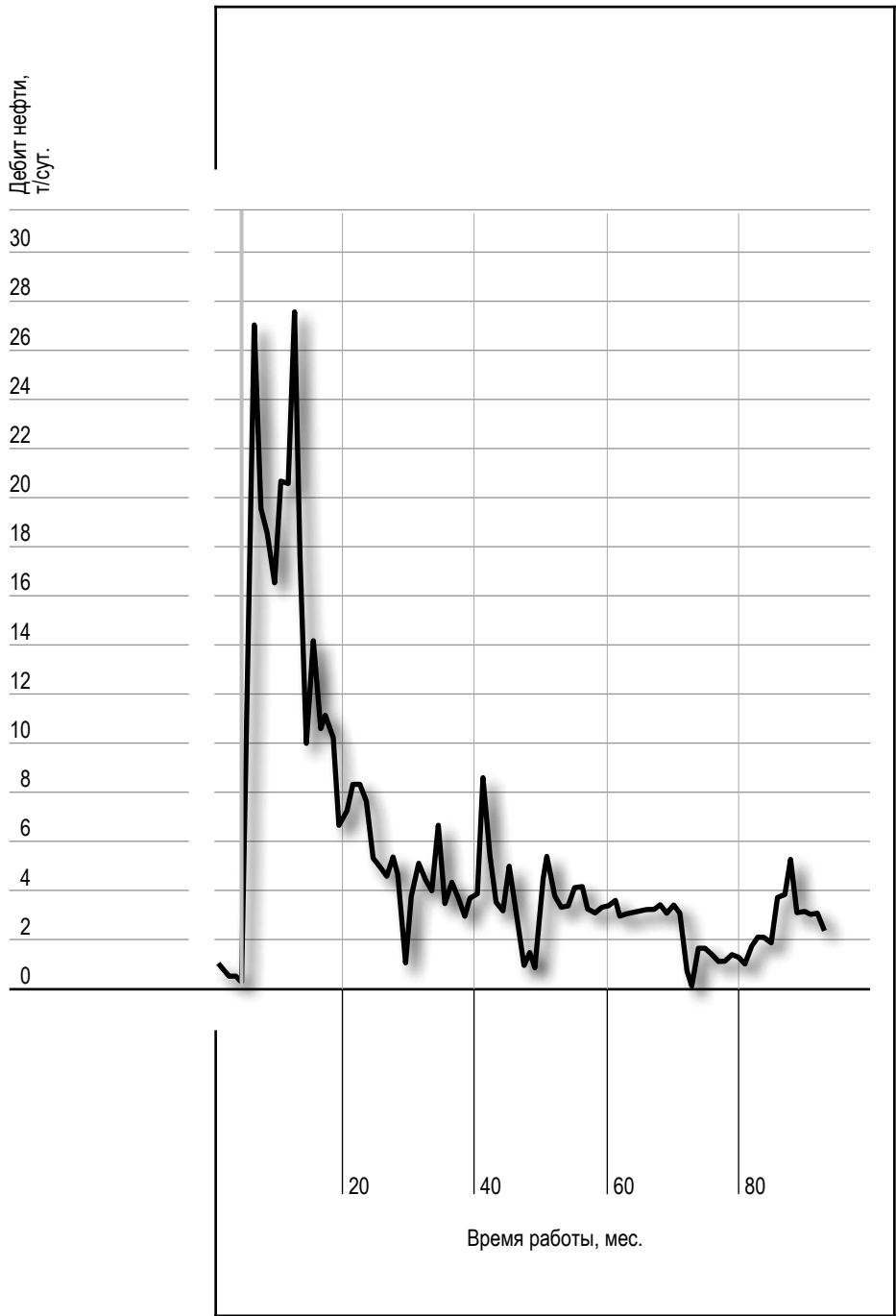


Рис 1.

Пример изменения дебита нефти после проведения ГРП на отложениях баженовской свиты.
Fig 1. An example of oil production rate change after hydraulic fracturing on the deposits of the Bazhenov formation.

АвтоГРП

Поскольку породы баженовской свиты отличаются повышенной хрупкостью и обладают гидрофобными свойствами, эффект аналогичный гидроразрыву возможен не только при проведении соответствующих операций, но и при организации системы заводнения. При этом происходит расклинивание существующих микротрещин и их зачатков, а также образуются новые трещины за счёт проявления дилатантных свойств пород (освобождение энергии неоднородного напряжения пород).

Преимуществом данного подхода является большее распространение трещин по площади по сравнению с точечными операциями ГРП. Длина трещин, формируемых вокруг нагнетательных скважин, в соответствии с распределением градиента давления может достигать величин в несколько сотен метров, т.е. расстояния между скважинами. Кроме того, симметричный характер воздействия положительно сказывается на полноте выработки запасов.

С другой стороны, большой объем закачки воды и ее непрерывный характер затрудняют контроль параметров трещин, в частности, рост ее по вертикали. Последний может послужить причиной межпластовых перетоков, в частности, притока воды из неперфорированных пластов. Кроме того, искусственное создание дополнительной трещинной проводимости может сопровождаться и отрицательным эффектом в виде прорыва нагнетаемой воды к забоям добывающих скважин. В обоих случаях происходит резкое обводнение продукции скважин.

Многозонные ГРП

При проведении многозонного гидроразрыва пласта могут использоваться различные технологии:

- с применением шаров и посадочных седел;
- с применением горизонтальной НКТ и гидропескоструйной перфорации.

Особенность первой технологии заключается в том, что для изоляции участка ствола с выполненным ГРП и открытия циркуляционного клапана, после закачки проппанта в скважину бросают шар диаметром 5–7 см из композитного материала.

В свою очередь принципиальная схема проведения МГРП с гидропескоструйной перфорацией следующая. При спуске компоновки в скважину выполняются:

- привязка перфоратора с помощью механического локатора муфт;
- посадка и опрессовка пакера-отсекателя в заданном интервале;
- гидропескоструйная перфорация.

Далее проводится гидроразрыв через горизонтальную НКТ с непрерывным контролем забойного давления, а затем выполняется раскрытие механического пакера-отсекателя с поднятием компоновки на следующий интервал — на котором вышеперечисленные действия повторяются.

Преимущества данной технологии по сравнению с предыдущей заключается в меньших затратах времени для пуска скважины в работу. Кроме того, по всей длине сохраняется диаметр скважины, что невозможно при применении технологии с изолирующими шарами.

Результаты исследований и их обсуждение

Целенаправленные опытно-промышленные работы по созданию искусственной трещиноватости путем закачки воды были проведены на отложениях баженовской свиты в скважине № 16Р месторождения Х. При этом решались задачи как по созданию дополнительной трещиноватости, так и вытеснению нефти из трещин высокопроницаемых интервалов пласта.

В рассматриваемой скважине № 16Р месторождения Х при проведении ГРП было закачено около 2,5 тыс. м³ воды при устьевом давлении 32–40 МПа. В результате было установлено повышение приемистости с 36 до 1153 м³/сут уже при минимальном устьевом давлении, что характеризует процесс развития трещиноватости в пласте.

При закачке воды установлена положительная реакция в скважинах № 22Р и № 21Р, находящихся на расстоянии 1,7 и 2,0 км. В скважине № 21Р дебит нефти увеличился с 10 до 15–20 т/сут и со-

хранился практически на этом уровне на протяжении 24 месяцев до момента проведения ремонтных работ. После проведенного глушения скважина работает с дебитом около 10 т/сут, что подтверждает отрицательное влияние утяжеленной жидкости глушения на продуктивность скважин баженовской свиты.

Работы по закачке воды в скважине № 16Р были продолжены и планировалось при давлении на устье 32 МПа довести закачку воды до 20 тыс. м³. Для закачки использовались агрегаты 4АН 700 и ЦА-320. По причине частого отказа техники и невозможности ее длительной эксплуатации при давлении более 20 МПа, продолжительность работ составила более 9 месяцев, суммарно было закачано около 18.5 тыс. м³ воды. Низкое давление закачки воды и длительные остановки на втором этапе работ способствовали выпадению, в основном в прискважинной зоне, из закачиваемой подтоварной воды механических примесей, окиси железа (продукты коррозии скважинного и наземного оборудования) и остатков окисленной нефти, и тем самым частичной кольтматации как естественных, так и искусственных (образованных на первом этапе работ) трещин.

Последующая отработка скважин при пониженном в трещинах давлении (32 МПа) не позволила очистить полости трещин как от привнесенной механической примеси, так и от закачанной воды, что и обусловило низкую фазовую проницаемость по нефти прискважинной зоны пласта.

Сопоставление кривых выработки запасов до и после опытно-промышленных работ направленных на создание искусственной трещиноватости участка скважин №№ 16Р, 21Р, 22Р представлено на рисунке 2.

Согласно характеристикам, представленным на рисунке 2, эффект от создания искусственной трещиноватости выразился в двукратном увеличении нефтеотдачи по участку ОПР. В качестве побочного отрицательного эффекта от проведенных опытно-промышленных работ следует назвать ухудшение технического состояния скважины 16Р и водопритоков в нее из неперфорированных пластов. Также отмечалось резкое увеличение обводненности.

По результатам термометрии в скважине № 16Р установлено, что интенсивное трещинообразование происходит в узком интер-

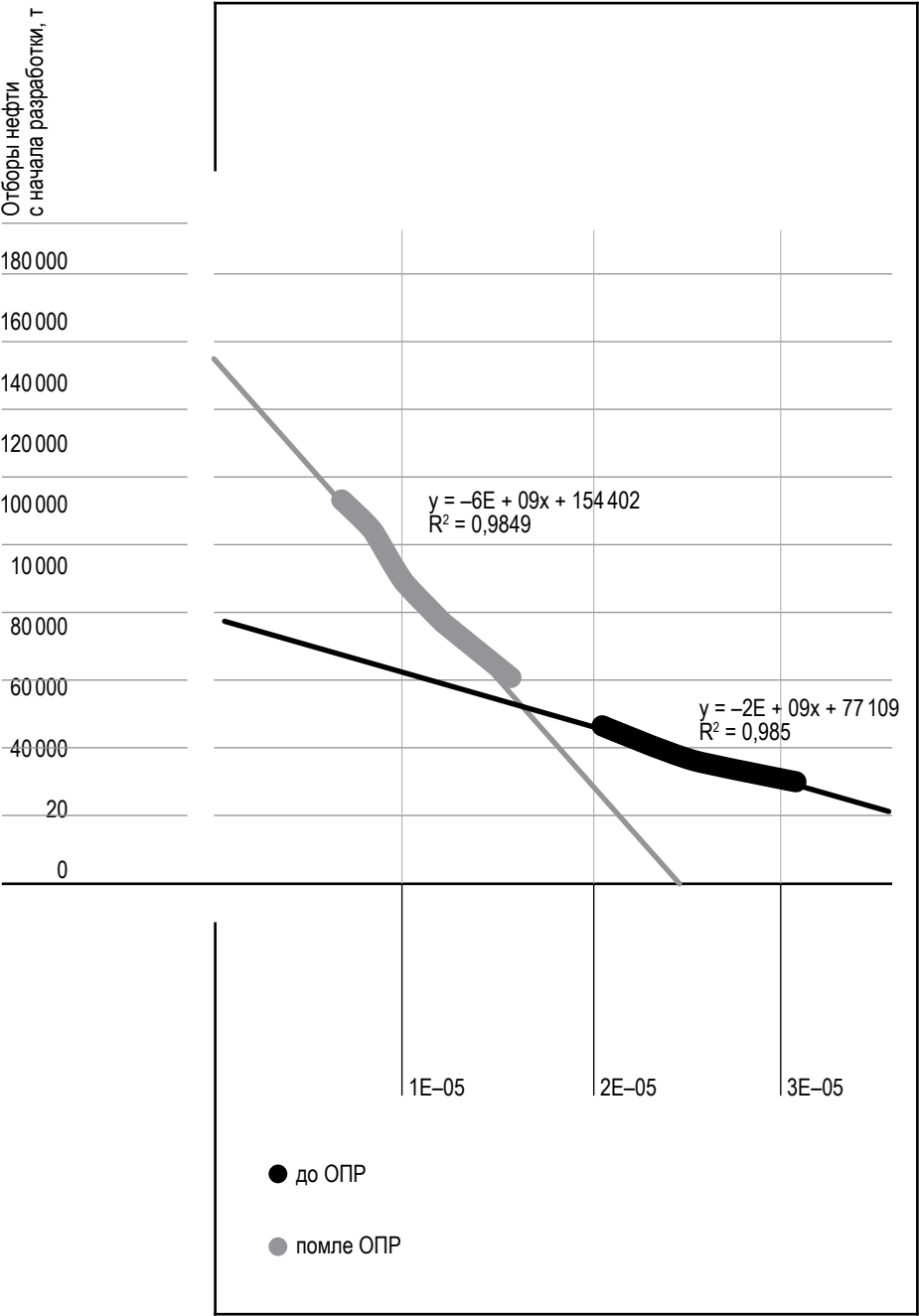


Рис. 2. Сопоставление кривых выработки запасов участка ОПР по созданию искусственной трещиноватости на месторождении X.

Fig 2. Comparison of the curves for the development of reserves of the pilot area for the creation of artificial fracturing at the field X.

вале разреза свиты 6–12 м и, как правило, связано с пачками C_2 , P_2 и P_3 . Гистограмма распределения в теле баженовской свиты компетентных к трещинообразованию пород путем закачки воды приведена на рисунке 3.

Опыт применения многозонного гидроразрыва в условиях баженовской свиты можно рассмотреть на примере двух скважин месторождений юго-западной и северо-западной части Сургутского свода. На рисунках 4 и 5 представлены данные по накопленной добыче нефти и динамике дебита этих скважин.

Показатели работы обеих скважин сопоставимы.

По скважине №2809 входной дебит нефти составил 32,6 т/сут и снизился в 2 раза в течение 6 месяцев эксплуатации. Далее, после 14 месяцев стабильной работы (дебит нефти порядка 16 т/сут) произошло его снижение до 10,5 т/сут. Накопленная добыча нефти по скважине №2809 составила 9,5 тыс. т, дренируемые запасы оцениваются в 12 тыс. т, площадь дренирования — 44,1 га.

По скважине №79ГР входной дебит нефти составил 35,3 т/сут, период двукратного снижения данного показателя составил 11 месяцев. Накопленная добыча нефти по скважине №79ГР составила 9 тыс. т, дренируемые запасы оцениваются в 19,3 тыс. т, площадь дренирования — 32,2 га.

Сравнивая основные показатели работы скважин №2809 и 79ГР со средними показателями наклонно-направленных скважин этих же месторождений, следует отметить, что для месторождения в юго-западной части Сургутского свода характерны более низкие входные дебиты скважин (среднее значение — 22,8 т/сут, т.е. на 30% ниже). В то же время дренируемые запасы и площади дренирования скважин обычного профиля на данном месторождении кратно выше (в среднем — 75,4 тыс. т и 277 га/скв).

На месторождении в северо-западной части Сургутского свода средний входной дебит нефти по наклонно-направленным скважинам почти равен соответствующему показателю скважины №79ГР (35,1 т/сут против 35,3 т/сут), однако дренируемые запасы и площадь дренирования в среднем по месторождению выше в 2,7 раза (51,6 тыс. т и 85,9 га/скв).

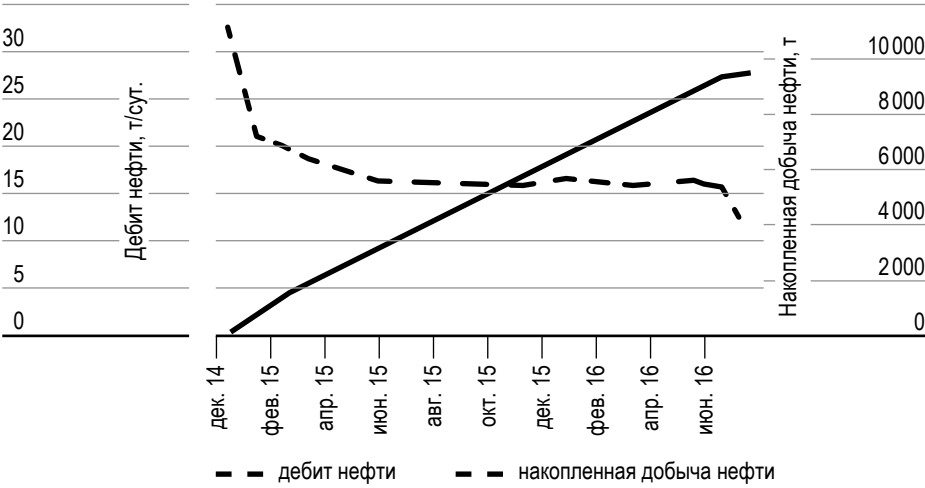


Рис. 4. Динамика дебита и накопленной добычи нефти по скважине №2809 месторождения юго-западной части Сургутского свода.
Fig. 4. Dynamics of flow rate and cumulative oil production for well No. 2809 of the southwestern part of the Surgut arch.

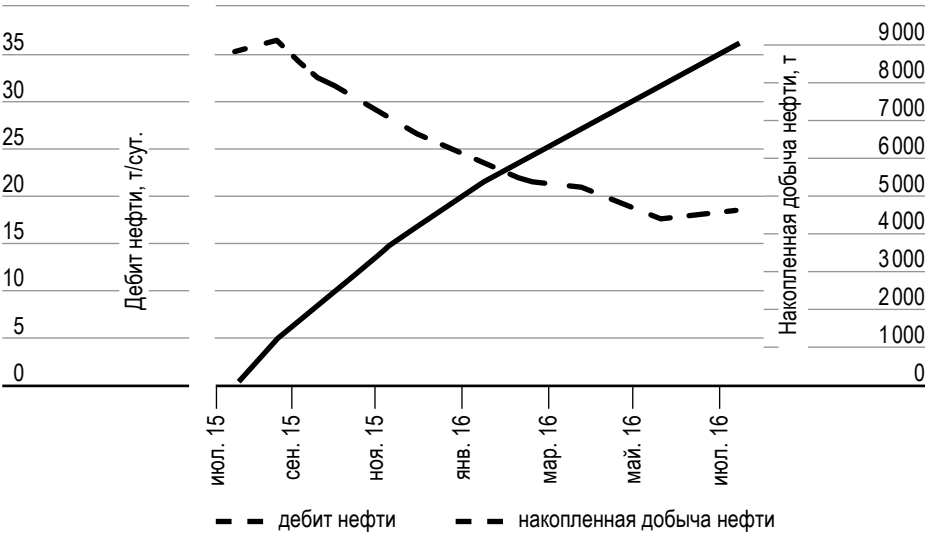


Рис. 5. Динамика дебита и накопленной добычи нефти по скважине №79GR месторождения северо-западной части Сургутского свода.
Fig. 5. Dynamics of flow rate and cumulative oil production for well No. 79GR of the northwestern part of the Surgut arch.

Выводы

В результате анализа выполненных опытно-промышленных работ по созданию искусственной трещиноватости в отложения баженовской свиты путем закачки воды установлено, что интенсивное трещинообразование происходит при различных давлениях закачки и объём дополнительной трещинной емкости прямо пропорционален объёму закачанной воды.

Опыт применения многозонного ГРП выявил некоторые преимущества данной технологии в контексте продуктивности по сравнению с наклонно-направленными скважинами (в т.ч. интенсифицированными обычным гидроразрывом). Однако дебиты скважин с МГРП снижаются быстрее, что обуславливает их сравнительно низкие интегральные показатели — накопленную добычу, оценку дренируемых запасов и площади дренирования [4].

В условиях неопределенности коллекторских свойств создание с помощью ГРП искусственной (трещинной) проводимости, в отдельных случаях, может оказаться единственной возможностью обеспечить продуктивность скважины. МГРП в горизонтальных скважинах, формирует систему трещин в большом объеме (за счет высокой латеральной протяженности горизонтального ствола) и представляется в таких условиях более эффективным по сравнению с обычным гидроразрывом [3, 14].

Библиографический список

1. Андреев В.Е., Баталов Д.А., Дубинский Г.С., Мухаметшин В.В. Перспективы применения гидроразрыва пласта для интенсификации отбора запасов нефти и увеличения нефтеотдачи // Энергоэффективность. Проблемы и решения: XV Международная научно-практическая конференция (Уфа, 27 октября 2015 года). Уфа: Институт проблем транспорта энергоресурсов Республики Башкортостан, 2015. С. 109–110.
2. Афанасьев И.С. и др. Баженовская свита. Общий обзор, нерешенные проблемы // Российские нефтегазовые технологии. 2011. №25. С. 24–35.
3. Верикосин А.Е., Зиновьева Л.М. Особенности технологии промывки и освоения горизонтальных скважин после

- селективного гидроразрыва пласта на месторождениях Западной Сибири // Наука. Инновации. Технологии. 2015. №3. С. 79–90.
4. Грачев С.И., Копытов А.Г., Коровин К.В. Оценка прироста дренируемых запасов нефти по скважинам при гидроразрыве пласта // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. 2005. №2. С. 41–46.
 5. Иванов А.С., Саранча А.В. Краткий анализ эффективности геолого-технических мероприятий, проводимых на месторождениях ХМАО-Югры // Академический журнал Западной Сибири. 2019. Т. 15. №1. С. 11.
 6. Карпов В.Б. Новые пути освоения запасов углеводородного сырья в отложениях баженовской свиты // Материалы VIII Международного Технологического Симпозиума. М., 2013. С. 47.
 7. Клубова Т.Т., Халимов Э.М. Нефтеносность отложений Баженовской свиты Салымского месторождения. М.: ВНИ-ИОЭНГ, 1995. 40 с.
 8. Кулаков К.В., Тишкевич С.В., Осташук А.Д., Баркалов С.Ю. «Газпром нефть» – лидер по компетенциям в проведении повторных многостадийных гидроразрывов пластов // ПРОнефть. Профессионально о нефти. 2019. №2. С. 42–47. DOI: 10.24887/2587-7399-2019-2-42-47
 9. Мараков Д.А., Краснова Е.И., Инякин В.В. и др. Опыт разработки нефтегазовых месторождений с применением гидроразрыва пласта // Академический журнал Западной Сибири. 2014. Т. 10. №5. С. 117–119.
 10. Паняк С.Г., Аскеров А.А., Юсифов Т.Ю. Гидроразрыв пласта – эффективный метод доизвлечения запасов нефти и газа // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. 2011. №5. С. 56–59.
 11. Репник А.А., Бочкарев В.А. Влияние хрупкости и пластичности сланцевых формаций на эффективность гидроразрыва пласта // Нефтепромысловое дело. 2016. №6. С. 26–35.
 12. Саранча А.В., Гарина В.В., Митрофанов Д.А., Левитина Е.Е. Результаты опытно-промышленной разработки баженовской свиты на Западно-Сахалинском месторождении // Фундаментальные исследования. 2015. №2–14. С. 3052–3055.
 13. Саранча А.В., Митрофанов Д.А., Саранча И.С., Овезова С.М. Разработка баженовской свиты на Ай-Пимском мес-

- торожении // Современные проблемы науки и образования. 2015. № 1–1. С. 204.
14. Сонич В.П. и др. Проблемы и перспективы освоения баженновской свиты // Нефтяное хозяйство. 2001. №9. С. 36–68.
 15. Чертенков М.В., Ковальчук С.П., Золова И. В. и др. Планирование и управление разработкой месторождений: новые подходы, современные решения // Нефтяное хозяйство. 2013. №9. С. 82–85.
 16. Яркеева Н.Р., Хазиев А.М. Применение гидроразрыва пласта для интенсификации притока нефти в скважинах // Нефтегазовое дело. 2018. Т. 16. №5. С. 30–36. DOI: 10.17122/ngdelo-2018-5-30-36
 17. Boschee P. Produced and Flowback Water Recycling and Re-use. Economics, Limitations, and Technology // Oil and Gas Facilities. 2014. P. 16–21.
 18. Sarancha, A.V., Mikhaylov S.Y., Inyakin V.V. Shale oil in Bazhenov formation on deposits of Western Siberia // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science, Saint-Petersburg, 23–24 martha 2017 of the year. – Saint-Petersburg: Institute of Physics Publishing, 2017. P. 042019. DOI: 10.1088/1755-1315/87/4/042019
 19. Schramm E. What is flowback, and how does it differ from produced water? //Institute for Energy and Environmental Research of Northeastern Pennsylvania Clearinghouse website [Электронный ресурс]. URL: <http://energy.wilkes.edu/205.asp>. (дата обращения 18.04.2019).
 20. Paklinov N.M., Shepelevich A.N., Strekalov A.V. Creation of the installation for studying the impact of current pulse excitation on the bottomhole formation zone // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science: confrence 1, Tyumen, 28–29 September 2018 of the year. Vol. 181. Tyumen: Institute of Physics Publishing, 2018. P. 012024. DOI: 10.1088/1755-1315/181/1/012024

References

1. Andreev V.E. Andreev V. E., Batalov D. A., Dubinsky G. S., Mukhametshin V. V. Prospects for the use of hydraulic fracturing to intensify the recovery of oil reserves and increase oil recovery // Energy Efficiency. Problems and Solutions: XV International Scientific and Practical Conference, Ufa, October 27, 2015. Ufa: Institute for Problems of Transportation of

- Energy Resources of the Republic of Bashkortostan, 2015. P. 109–110. (In Russ.).
2. Afanasiev I.S. et al. Bazhenov formation. General review, unresolved problems // Russian oil and gas technologies. 2011. No. 25. P. 24–35. (In Russ.).
 3. Verikosin A.E., Zinovieva L.M. Features of the technology of flushing and development of horizontal wells after selective hydraulic fracturing in the fields of Western Siberia // Nauka. Innovation. Technology. 2015. No. 3. P. 79–90. (In Russ.).
 4. Grachev S.I., Kopytov A.G., Korovin K.V. Estimation of the increase in drained oil reserves by wells during hydraulic fracturing, Izv. Oil and gas. 2005. No. 2. P. 41–46. (In Russ.).
 5. vanov A.S., Sarancha A.V. Brief analysis of the effectiveness of geological and technical measures carried out at the fields of the Khanty-Mansi Autonomous Okrug-Yugra // Academic Journal of Western Siberia. 2019. Vol. 15. No. 1. P. 11. (In Russ.).
 6. Karpov V.B. New ways of developing hydrocarbon reserves in the deposits of the Bazhenov formation // Proceedings of the VIII International Technological Symposium. Moscow. 2013. P. 47. (In Russ.).
 7. Klubova T.T., Khalimov E.M. Oil-bearing capacity of the deposits of the Bazhenovskaya suite of the Salym field. M.: VNI-IOENG, 1995. 40 p. (In Russ.).
 8. Kulakov K.V., Tishkevich S.V., Ostashuk A.D., Barkalov S.Yu. «Gazprom Neft» is a leader in terms of competencies in conducting repeated multi-stage hydraulic fracturing // PRONEft. Professionally about oil. 2019. No. 2. P. 42–47. DOI: 10.24887/2587-7399-2019-2-42-47 (In Russ.).
 9. Marakov D.A., Krasnova E.I., Inyakin V.V. et al. Experience in the development of oil and gas fields using hydraulic fracturing // Academic Journal of Western Siberia. 2014. Vol. 10. No. 5. P. 117–119. (In Russ.).
 10. Panyak S.G., Askerov A.A., Yusifov T.Yu. Hydraulic fracturing is an effective method for additional extraction of oil and gas reserves // Izvestiya vysshikh uchebnykh obrazovaniya, Izv. Oil and gas. 2011. No. 5. P. 56–59. (In Russ.).
 11. Repnik A.A., Bochkarev V.A. Influence of fragility and plasticity of shale formations on the efficiency of hydraulic fracturing // Neftepromyslovoye delo. 2016. No. 6. P. 26–35. (In Russ.).
 12. Sarancha A.V., Garina V.V., Mitrofanov D.A., Levitina E.E. Results of pilot development of the Bazhenov formation at the

- West Sakhalin deposit // Fundamental Research. 2015. No. 2–14. P. 3052–3055. (In Russ.).
13. Sarancha A.V., Mitrofanov D.A., Sarancha I.S., Ovezova S.M. Development of the Bazhenov Formation at the Ai-Pimskoye field // Modern problems of science and education. 2015. No. 1–1. P. 204. (In Russ.).
 14. Sonich V.P. et al. Problems and prospects for the development of the Bazhenov formation // Oil industry. 2001. No. 9. P. 36–68. (In Russ.).
 15. Chertentkov M.V., Kovalchuk S.P., Zolova I.V. et al. Field development planning and management: new approaches, modern solutions. 2013. No. 9. P. 82–85. (In Russ.).
 16. Yarkееva N.R., Khaziev A.M. Application of hydraulic fracturing for the stimulation of oil flow in wells. 2018. Vol. 16. No. 5. P. 30–36. DOI: 10.17122/ngdelo-2018-5-30-36 (In Russ.).
 17. Boschee P. Produced and Flowback Water Recycling and Reuse. Economics, Limitations, and Technology // Oil and Gas Facilities. 2014. February. P. 16–21.
 18. Sarancha, A.V., Mikhaylov S.Y., Inyakin V.V. Shale oil in Bazhenov formation on deposits of Western Siberia // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science, Saint-Petersburg, March 23–24, 2017. Saint-Petersburg: Institute of Physics Publishing, 2017. P. 042019. DOI: 10.1088/1755-1315/87/4/042019
 19. Schramm E. What is flowback, and how does it differ from produced water? //Institute for Energy and Environmental Research of Northeastern Pennsylvania Clearinghouse website [Electronic resource]. URL: <http://energy.wilkes.edu/205.asp>. (Accessed 18.04.2019).
 20. Paklinov N.M., Shepelevich A.N., Strekalov A.V. Creation of the installation for studying the impact of current pulse excitation on the bottomhole formation zone // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science: conference 1, Tyumen, 28–29 September 2018. Vol. 181. Tyumen: Institute of Physics Publishing, 2018. P. 012024. DOI: 10.1088/1755-1315/181/1/012024

Об авторах

Копытов Андрей Григорьевич, кандидат технических наук, доцент кафедры «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» Тюменского индустриального университета.

E-mail: kopytovag@tyuiu.ru

Левкович Сергей Владимирович, кандидат технических наук, доцент кафедры «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» Тюменского индустриального университета.

E-mail: levkovichsv@tyuiu.ru

Назарова Нелли Владимировна, ассистент кафедры «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» Тюменского индустриального университета.

E-mail: nazarovnv@tyuiu.ru

Ковалев Игорь Александрович, ассистент кафедры «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» Тюменского индустриального университета.

E-mail: kovalevia@tyuiu.ru

Паклинов Никита Михайлович, ассистент кафедры «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» Тюменского индустриального университета.

E-mail: paklinovnm@tyuiu.ru

About the authors

Kopytov Andrey, Candidate of Technical Sciences, associate Professor of the Department "Development and operation of oil and gas fields" of Tyumen industrial University. E-mail: kopytovag@tyuiu.ru

Levkovich Sergey, Candidate of Technical Sciences, associate Professor of the Department "Development and operation of oil and gas fields" of Tyumen industrial University. E-mail: levkovichsv@tyuiu.ru

Nazarova Nelly, assistant of the Department "Development and operation of oil and gas fields" of Tyumen industrial University.

E-mail: nazarovnv@tyuiu.ru

Kovalev Igor, assistant of the Department "Development and operation of oil and gas fields" of Tyumen industrial University. E-mail: kovalevia@tyuiu.ru

Paklinov Nikita, assistant of the Department "Development and operation of oil and gas fields" of Tyumen industrial University.

E-mail: paklinovnm@tyuiu.ru