

Разработка низкопроницаемых объектов Приобского месторождения в условиях образования техногенных трещин автоГРП

Якупов И.Я.¹, Егоров Е.Л.¹, Родионова И.И.¹, Мироненко А.А.¹, Искевич И.Г.¹, Мирошниченко В.П.², Сергейчев А.В.³

¹ООО «РН-БашНИПнефть», Уфа, Россия, ²ООО «РН-Юганскнефтегаз», Нефтеюганск, Россия, ³ПАО «НК «Роснефть», Москва, Россия
yakupoviy@bnipti.rosneft.ru

Аннотация

Терригенные коллекторы Приобского месторождения характеризуются низкой проницаемостью, высоким уровнем глинизации пропластков и значительным диапазоном изменения фильтрационно-емкостных свойств по площади и разрезу. Равномерная выработка запасов является одной из приоритетных задач разработки месторождений, контроль за разработкой осуществляется на основе результатов реализации промысловых исследований.

В статье описана стратегия разработки объектов Приобского месторождения в условиях возникновения техногенных трещин автоГРП: описаны основные признаки возникновения техногенных трещин автоГРП на основе прямых технологических параметров, получены зависимости полудлины трещины автоГРП от забойного давления, описаны способы регулирования закачки в многопластовых скважинах.

Эффективное управление разработкой многопластовых объектов в условиях возникновения трещин автоГРП возможно при понимании причин, прогнозировании их возникновения и контроле. Данная задача выполняется с учетом развития современных автоматизированных систем, применяемых технологий и разработанных методик.

Материалы и методы

Выполнен сравнительный анализ параметров работы добывающих и нагнетательных скважин за всю историю эксплуатации: по участкам с возможным развитием техногенных трещин автоГРП и без автоГРП. Накопленный опыт применения ГРП по месторождению позволил оценить давление смыкания. Результаты ГДИС, ПГИ и математического моделирования подтвердили эффект автоГРП.

Ключевые слова

Приобское нефтяное месторождение, низкопроницаемый коллектор, гидроразрыв пласта, техногенная трещина – автоГРП, геолого-технические мероприятия, профиль приемистости, одновременно-раздельная закачка, регулирование закачки, компенсация, фильтрационно-емкостные свойства, методы увеличения нефтеотдачи, обработка призабойной зоны

Продолжение (окончание) Экспозиция Нефть Газ. 2022. № 5. С. 55–58.

Для цитирования

Якупов И.Я., Егоров Е.Л., Родионова И.И., Мироненко А.А., Искевич И.Г., Мирошниченко В.П., Сергейчев А.В. Разработка низкопроницаемых объектов Приобского месторождения в условиях образования техногенных трещин автоГРП // Экспозиция Нефть Газ. 2022. № 6. С. 67–71.
DOI: 10.24412/2076-6785-2022-6-67-71

Поступила в редакцию: 04.08.2022

OIL PRODUCTION

UDC 622 I Original Paper

Development of low-permeability objects of the Priobskoye field in the conditions of the formation of auto-hydraulic fracturing technogenic fractures

Yakupov I.Y.¹, Egorov E.L.¹, Rodionova I.I.¹, Mironenko A.A.¹, Iskevich I.G.¹, Miroshnichenko V.P.², Sergeychev A.V.³

¹“RN-BashNIPneft” LLC, Ufa, Russia, ²“RN-Yuganskneftegaz” LLC, Nefteyugansk, Russia, ³“NK “Rosneft” PJSC, Moscow, Russia
yakupoviy@bnipti.rosneft.ru

Abstract

The terrigenous reservoirs of the Priobskoye field are characterized by low permeability, a high level of clay formation of interlayers and a significant diapason of filtration-capacitance properties over the area and section. The uniform production of reserves is one of the priority tasks in field development, control is realized on the basis of the results of accomplishment the field research program.

The article describes the strategy for the development of objects of the Priobskoye field in the conditions of the occurrence of auto-hydraulic fracturing technogenic fractures: the main signs of the occurrence of auto-hydraulic fracturing technogenic fractures based on direct technological parameters are described, was obtained the dependences half-length of the fractures auto-hydraulic fracturing from the bottom-hole pressure, the methods of control of injection in multilayer wells are described.

Effective management of the development of multi-layer objects in the conditions of the occurrence of auto-hydraulic fracturing fractures is possible with an understanding of the causes and prediction of their occurrence and control. This task is feasible taking into account the development of modern automated systems, applied technologies and developed methodics.

Materials and methods

A comparative analysis of the operating parameters of production and injection wells for the entire history of operation was performed: for areas with possible technogenic fractures and without auto-hydraulic fracturing. The accumulated experience of fracturing at the field of birth evaluates the closure pressure. The results of well testing, well logging and mathematical modeling confirmed the effect of auto-hydraulic fracturing.

Keywords

Priobskoye oil field, low-permeability reservoir, hydraulic fracturing, technogenic fracture – auto-hydraulic fracturing, geological-technical measures, injectivity profile, simultaneously-separate injection, injection control, compensation, filtration-capacitance properties, methods of increasing oil recovery, treatment of the bottom-hole zone

For citation

Yakupov I.Y., Egorov E.L., Rodionova I.I., Mironenko A.A., Iskevich I.G., Miroshnichenko V.P., Sergeychev A.V. Development of low-permeability objects of the Priobskoye field in the conditions of the formation of auto-hydraulic fracturing technogenic fractures. Exposition Oil Gas, 2022, issue 6, P. 67–71. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2022-6-67-71

Received: 04.08.2022

Научные исследования подтверждают возникновение техногенных трещин автоГРП в условиях низкопроницаемых коллекторов Приобского месторождения [1–4].

Для определения забойного давления, необходимого для возникновения трещины автоГРП, по участку №1 использовались данные гидродинамических исследований, проведенных на Горшковской площади Приобского месторождения (характеризуется низкими фильтрационно-емкостными свойствами (ФЕС), проницаемость менее $1,5 \times 10^{-3}$ мкм²). Для анализа выделили 27 исследований ИД на 17 нагнетательных скважинах. По результатам интерпретации отобранных индикаторных диаграмм получена зависимость давления смыкания $P_{см}$ от текущего пластового давления $P_{пл}$ (рис. 1) [4].

По данным ИД вычисляем коэффициент приемистости $K_{пр}$:

$$K_{пр} = \frac{Q_{зак}}{P_{заб} - P_{пл}}. \quad (1)$$

Отношение $K_{пр}$ после автоГРП к $K_{пр}$ до автоГРП в дальнейшем будем называть $ID = \frac{K_{пр}^{до}}{K_{пр}^{после}}$. Это позволяет получить нормированную количественную характеристику роста приемистости за счет увеличения $P_{заб}$ над $P_{см}$ ($P_{нет}$), обезразмерив при этом коэффициенты приемистости.

Исходя из ранее собранной базы ГДИС (рис. 1), построена зависимость ID от $P_{нет}$ (разница $P_{заб}$ и $P_{см}$) (рис. 2).

Построенная зависимость ID от $P_{нет}$ имеет линейный прямо пропорциональный тренд, то есть с постепенным ростом забойного давления линейно увеличивается кратность коэффициента приемистости, а также высокий коэффициент детерминации $R^2 = 0,67$.

Формулы определения полудлины трещины автоГРП от $P_{нет}$:

$$ID = \frac{K_{пр}^{ГРП}}{K_{пр}^{до ГРП}}, \quad (2)$$

$$K_{пр}^{ГРП} = \frac{2\pi kh}{m} \times \frac{1}{\ln \frac{r_e}{r_w} + S^{ГРП}} \quad (3)$$

$$K_{пр}^{до ГРП} = \frac{2\pi kh}{m} \times \frac{1}{\ln \frac{r_e}{r_w} + S^{до ГРП}} \quad (4)$$

где r_e — радиус контура питания, м; r_w — радиус скважины, м; $S_{ГРП}$ — скин-фактор после образования трещины автоГРП, доли единицы; $S^{до ГРП}$ — скин-фактор до момента образования трещины автоГРП, доли единицы.

Подставим в формулу (2) формулы (3) и (4):

$$ID = \frac{\ln \frac{r_e}{r_w} + S^{до ГРП}}{\ln \frac{r_e}{r_w} + S^{ГРП}} \quad (5)$$

скин-фактор в формуле можно определить по формуле Пратса:

$$S^{ГРП} = -\ln \frac{x_f}{2r_w}, \quad (6)$$

$$S^{до ГРП} = -\ln \frac{x_o}{2r_w}, \quad (7)$$

где x_o — параметр, характеризующий величину начальной полудлины трещины нагнетательной скважины, м; x_f — полудлина трещины автоГРП, м.

Подставим в формулу (5) формулы (6) и (7) — получим:

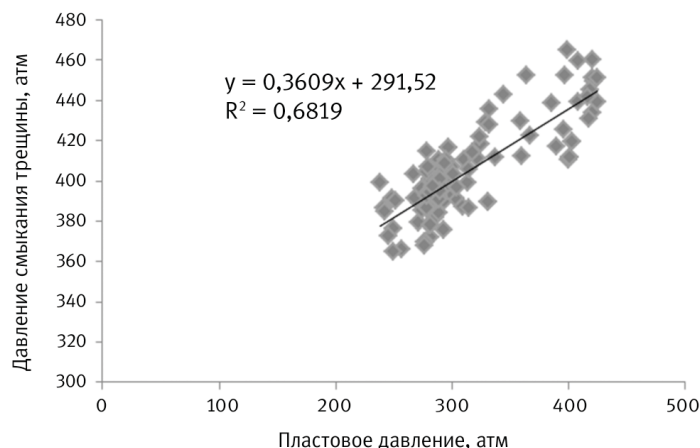


Рис. 1. Кроссплот давления смыкания и пластового давления
Fig. 1. Crossplot of fracture closing pressure and reservoir pressure

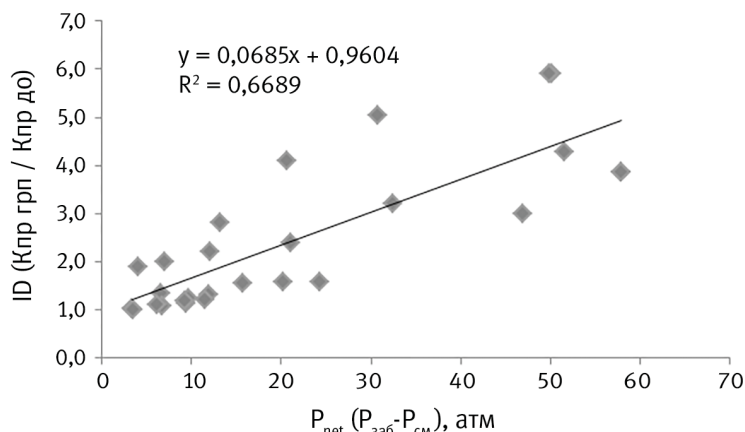


Рис. 2. Зависимость ID от $P_{нет}$
Fig. 2. ID dependence on $P_{нет}$

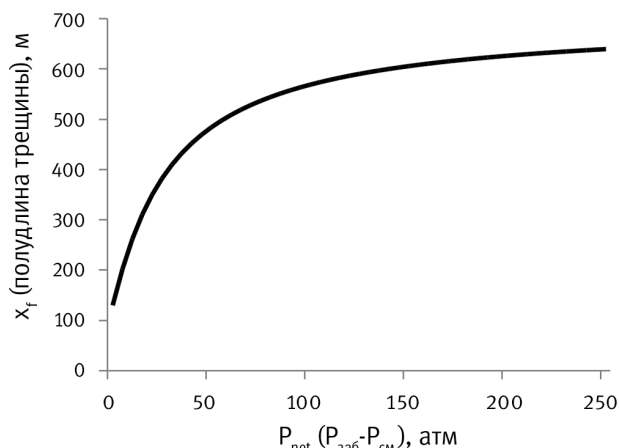


Рис. 3. Графическое представление функции $x_f = f(P_{нет})$
Fig. 3. Graphical representation of the function $x_f = f(P_{нет})$

$$ID = \frac{\ln \frac{r_e}{r_w} - \ln \frac{x_o}{2r_w}}{\ln \frac{r_e}{r_w} - \ln \frac{x_f}{2r_w}} = \frac{\ln \frac{2r_e}{x_o}}{\ln \frac{2r_e}{x_f}} \quad (8)$$

Выразим из формулы (8) полудлину трещины автоГРП:

$$x_f = \frac{2r_e}{e^{\left(\frac{1}{ID} \times \ln \frac{2r_e}{x_o}\right)}} \quad (9)$$

По выведенной зависимости x_f от P_{net} для различных значений аргумента забойного давления $P_{заб}$ рассчитаны соответствующие значения полудлин трещин автоГРП (рис. 3).

Из зависимости следует, что с постепенным увеличением забойного давления нагнетания над давлением смыкания полудлина трещины автоГРП монотонно увеличивается по нелинейной зависимости [4].

Увеличение устьевое давления ($P_{устм}$) на 20 до 210 атм приводит к увеличению x_f на 62 м до 282 м, что в условиях сетки скважин Горшковской площади 400 × 400 м является оптимальным режимом работы нагнетательных скважин. Таким образом, для формирования оптимального режима закачки необходимо увеличение устьевого давления до 210 атм. При этом следует отметить, что данное значение получено только для одной зоны месторождения. В зависимости от латеральной изменчивости геологических и геомеханических свойств, величина оптимального давления закачки может отличаться.

Учитывая оснащенность автоматизированными системами контроля Приобского месторождения, для исследований используются оперативные технологические параметры эксплуатации нагнетательных скважин,

такие как $P_{устм}$, $P_{запр}$ (затрубное давление), $Q_{заб}$ (приемистость скважины), что позволяет получить автоматические замеры практически в онлайн-режиме. Владение оперативной промысловой информацией и ее анализ позволяют выделить основные признаки возникновения автоГРП:

- прирост приемистости скважин существенно выше темпа прироста забойного давления (нелинейное поведение индикаторной кривой);
- резкий рост приемистости скважины, превышающий в несколько раз среднее значение приемистости по данной скважине или скважинам окружения (до выявления увеличения приемистости);
- снижение приемистости скважины после кратковременной остановки. Такой эффект возникает вследствие смыкания трещины автоГРП и перераспределения фильтрационных потоков на концах трещины вследствие последующего запуска. Для достижения средних значений приемистости до остановки необходимо создать $P_{устм}$ выше давления до остановки скважины.

Для исключения прорывов закачки к добывающей скважине, для смыкания трещины автоГРП производится остановка скважины, с последующим уменьшением диаметра штуцера. Для оптимизации процесса заводнения в разрезе «нагнетательная скважина — нагнетательная скважина» и максимального охвата пласта в условиях наличия автоГРП, режим работы двух взаимодействующих скважин рекомендуется выбирать таким образом, чтобы расчетные полудлины трещин автоГРП на нагнетательных скважинах сформировали равномерную галерею заводнения (рис. 4) [5].

Взаимодействие скважин в разрезе «нагнетательная скважина — нефтяная скважина» определяется методом гидропротравливания — путем изменения режимов работы нагнетательной скважины штуцерованием фиксируется изменение параметров эксплуатации добывающей.

Возможно ли контролировать и регулировать эффект автоГРП? Рассмотрим основные методы контроля и регулирования закачки.

Основным инструментом регулирования объема закачки на сегодняшний день является штуцер. Штуцерование как способ снижения объема закачки и давления известен давно, однако благодаря простоте реализации и масштабному распространению автоГРП актуальность такого метода ограничения закачки возрастает.

Для управления заводнением многопластовой залежи требуется использование технологии регулирования закачки между пластами. В настоящее время значительная часть нагнетательного фонда многопластовой зоны Приобского месторождения оснащена компоновками одновременно-раздельной закачки (ОРЗ) (рис. 5). Принцип действия ОРЗ основан на ограничении одного из принимающих интервалов с возможностью перераспределения приемистости на объекты, в которых она ранее была незначительной либо отсутствовала.

Для адресного воздействия на каждый пропласток применяется технология одновременно-раздельной закачки с возможностью регулирования объема глубинным штуцером (мандрели) [4]. Это позволяет на основе полученных исследований профиля приемистости для каждого разрабатываемого пласта производить штуцерование в зависимости от необходимого уровня компенсации (рис. 6).

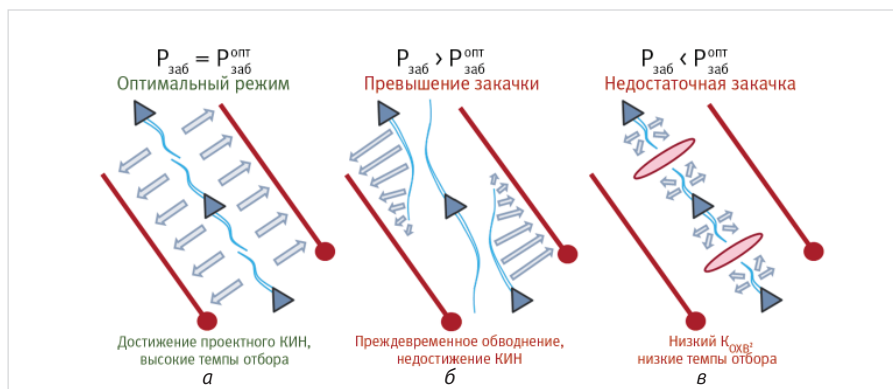


Рис. 4. Примеры развития трещин автоГРП в системе горизонтальных скважин [5]
Fig. 4. Examples of the development of auto-hydraulic fracturing fractures in the system of horizontal wells [5]

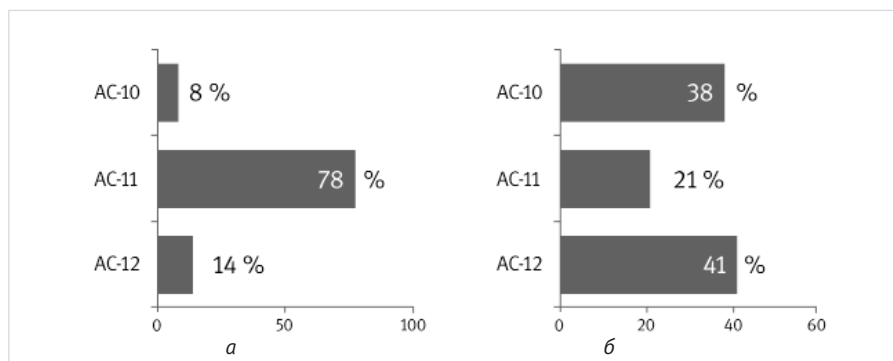


Рис. 6. Пример перераспределения закачки до и после регулирования глубинным штуцером: а — до регулирования; б — после регулирования
Fig. 6. Example of redistribution of injection before and after regulation by a deep fitting: а — before regulation; б — after regulation

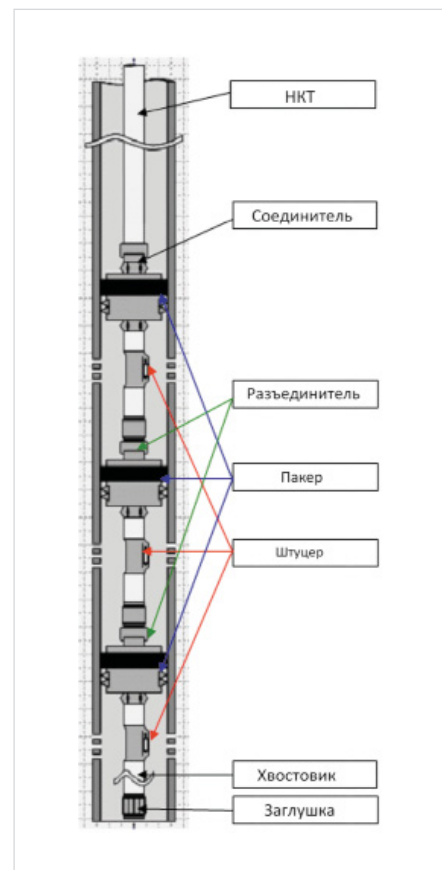


Рис. 5. Типовая схема компоновки ОРЗ
Fig. 5. Typical scheme of equipment for simultaneous-separate injection

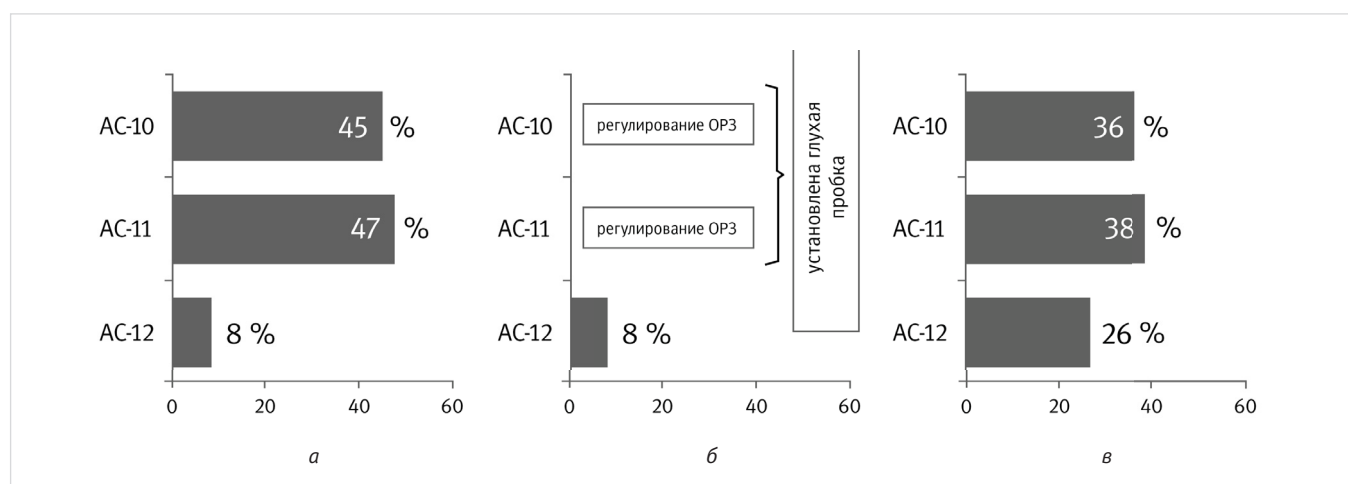


Рис. 7. Пример перераспределения профиля приемистости после селективной обработки МУН: а — профиль до ОПЗ; б — регулирование ОПЗ; в — профиль после ОПЗ

Fig. 7. Is an example of the redistribution of injectivity profile after selective processing by methods of increasing oil recovery: а – profile before processing of the bottomhole zone; б – regulation of simultaneous-separate injection; в – profile after processing of the bottomhole zone

Помимо регулирования закачки на разрабатываемых объектах, оборудование для ОРЗ позволяет производить адресные скважинные операции по обработке призабойной зоны пласта и применять методы повышения нефтеотдачи (применение осадко-гелеобразующих и модифицированных полимер-дисперсных составов и др.), в частности на пласты группы AC-12, которые характеризуются низкой проницаемостью и расчлененностью в отдельных зонах месторождения.

Установка глухих пробок позволяет проводить операцию исключительно на целевой пласт (рис. 7). В свою очередь это положительно влияет на равномерность выработки по пластам.

Кроме этого, при организации и контроле системы ППД важно учитывать протяженность водоводов и потери давления на концевых точках, приводящих к снижению $P_{уст}$ и $K_{прием}$ (коэффициента приемистости) нагнетательных скважин. В условиях низкопроницаемых коллекторов высокое давление закачки необходимо для поддержания компенсации добычи и эффективной выработки запасов за счет развития эффекта автоГРП. Для реализации проектных решений и выработки запасов путем вытеснения и компенсации отборов жидкости закачкой воды на Приобском месторождении создается система внутрикустовой закачки, где донором выступает скважина, вскрывшая апт-альб-сеноманский горизонт, а реципиентами — нагнетательные скважины кустовой площадки. Это позволяет увеличить давление закачки, что в свою очередь позволяет получить рост приемистости до необходимых целевых значений, в т.ч. за счет развития трещин автоГРП [6].

Знания и опыт, полученные на эксплуатационных объектах месторождения, позволяют прогнозировать эффект автоГРП для каждого участка месторождения, а с оборудованием для ОРЗ делать это адресно в скважинах, вскрывающих несколько пластов [4].

Совокупность гидродинамических и геофизических исследований позволяет прогнозировать возможные источники преждевременного обводнения скважин и выделить пласт, по которому происходит преимущественное развитие трещины автоГРП [7].

На сегодня одно из направлений развития компании ПАО «НК «Роснефть» — это применение современных цифровых технологий для создания и адаптации дизайнов

ГРП, а также разработка собственных программных комплексов (симуляторов) для моделирования ГРП. С развитием направления геомеханики и углубленного изучения геомеханических процессов в начале 2015 года получен первый собственный опыт моделирования ГРП. Компанией принято решение о концепции собственного симулятора ГРП на основе 3D-моделей. Моделирование распространения техногенных трещин в процессе эксплуатации и моделирование стандартного ГРП значительно отличаются в связи с тем, что ключевой задачей моделирования техногенных трещин автоГРП является консолидация и объединение результатов геологического, гидродинамического и геомеханического моделирования с учетом текущего состояния разработки и изменения пластового давления на разрабатываемом участке месторождения [8, 9]. Развитие инструментов для моделирования ГРП и автоГРП продолжается.

Итоги

Своевременный контроль за приемистостью и забойным давлением помогает избежать преждевременного обводнения продукции окружающих добывающих скважин. Поддержание забойного давления на уровне не выше предельно допустимого позволяет обеспечить необходимую (оптимальную) длину трещины автоГРП.

Выводы

Контроль процесса трещинообразования, постоянный мониторинг трещин, проведение соответствующих исследований и моделирование необходимы для эффективного функционирования систем поддержания пластового давления и достижения успешности разработки месторождений. Особенно это важно для условий низкопроницаемых коллекторов, где приходится поддерживать высокие давления закачки.

Оборудование для одновременно-раздельной закачки совместно с геофизическими исследованиями по определению профиля притока многопластовых нагнетательных скважин позволяет регулировать забойное давление штуцированием для адресного направления закачки и прогнозирования развития техногенных трещин автоГРП. Эффект автоГРП, возникающий в низкопроницаемых коллекторах Приобского месторождения,

является неотъемлемой частью системы разработки и оказывает положительное влияние на конечный КИН.

Литература

1. Байков В.А., Бураков И.М., Латыпов И.Д., Яковлев А.А., Асмандияров Р.Н. Контроль развития техногенных трещин автоГРП при поддержании пластового давления на месторождениях ООО «РН-Юганскнефтегаз» // Нефтяное хозяйство. 2012. № 11. С. 30–33.
2. Давлетбаев А.А., Зорин А.М., Усманов Т.С., Валиуллин А.С., Валиуллин М.С., Тихонов И.Н., Фурсов Г.А., Слабейский А.А., Назаргалин Э.Р., Асалузина Г.Ф., Иващенко Д.С. Промышленно-геофизический контроль за разработкой многопластового месторождения в условиях заводнения и развития трещин автоГРП // Российская нефтегазовая технологическая конференция SPE, Москва, Россия, октябрь 2015. SPE-176571-RU.
3. Байков В.А., Давлетбаев А.А., Асмандияров Р.Н., Усманов Т.С., Степанова З.Ю. Специальные гидродинамические исследования для мониторинга за развитием трещин ГРП в нагнетательных скважинах // Нефтегазовое дело. 2011. № 1. С. 65–75.
4. Байков В.А., Зулкарниев Р.З., Зорин А.М., Фахретдинов И.В. Управление заводнением многопластовой залежи Приобского месторождения с помощью оборудования одновременно-раздельной закачки // Нефтяное хозяйство. 2014. № 10. С. 92–95.
5. Сюндюков А.В., Хабибуллин Г.И., Трофимчук А.С., Шайхатдаров Д.Р., Сагитов Д.К. Методика управления заводнением на месторождениях с ТРИЗ. Российская нефтегазовая техническая конференция. 12–15 октября. 2021. Онлайн. SPE-206408-RU.
6. Главнов Н.Г., Квеско Б.Б. Анализ развития техногенных трещин на нагнетательных скважинах Крапивинского месторождения // Известия Томского политехнического университета. 2011. Т. 319. № 1. С. 162–166.
7. Кокурина В.В., Кременецкий М.И., Кричевский В.М. Контроль

эффективности повторного гидроразрыва пласта по результатам гидродинамических исследований // Каротажник. 2013. № 5. С. 76–101.

8. Шель Е.В., Кабанова П.К., Ткаченко Д.Р., Базыров И.Ш., Логвинюк А.В. Моделирование инициации

и распространение трещины гидроразрыва пласта на нагнетательной скважине для нетрещиноватых терригенных пород на примере Приобского месторождения // ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. 2020. № 2. С. 36–42.

9. Изотов А.А., Афонин Д.Г. Влияние трещин авто-ГРП на коэффициент нефтеизвлечения и его прогнозирование // Нефтяная провинция. 2021. № 4. Часть 1. Специальный выпуск. С. 109–121.

ENGLISH

Results

Timely monitoring of injection and of bottom-hole pressure helps to avoid premature waterflooding of the productions of the surrounding production wells. Maintaining the bottom-hole pressure at a level not higher than the maximum permissible allows to ensure the necessary (optimal) fracture length of the auto-hydraulic fracturing.

Conclusions

Control of the fractured formation process, constant monitoring of fractures, conducting appropriate research and modeling are necessary for the effective functioning of reservoir pressure maintenance systems and achieving the success of field development. This

is especially important for conditions of low-permeable reservoirs, where it is necessary to maintain high injection pressures.

Equipment for simultaneous-separate injection, together with geophysical researches to determine the inflow profile of multi-layer injection wells, allow adjusting the bottom-hole pressure by pipe fitting for the targeted direction of injection and forecasting the development of technogenic fractures of the auto-hydraulic fracturing.

The auto-hydraulic fracturing effect that occurs in the low-permeable reservoirs of the Priobskoye field is an integral part of the development system and has a positive effect on the final oil recovery coefficient.

References

1. Baykov V.A., Burakov I.M., Latypov I.D., Yakovlev A.A., Asmandiyarov R.N. Waterflood induced hydraulic fracturing control under reservoir pressure maintenance conditions on RN-Yuganskneftegas oilfields. Oil industry, 2012, issue 11, P. 30–33. (In Russ).
2. Davletbaev A.Y., Zorin A.M., Usmanov T.S., Valiullin A.S., Valiullin M.S., Tikhonov I.N., Fursov G.A., Slabetsky A.A., Nazargalin E.R., Asalkhuzina G.F., Ivashchenko D.S. Geophysical monitoring of the multilayer reservoir with of flooding and induced fractures growth in the injection wells. SPE Russian Petroleum Technology Conference, Moscow, Russia, October 2015, SPE-176571-RU. (In Russ).
3. Baykov V.A., Davletbaev A.Ya., Asmandiyarov R.N., Usmanov T.S., Stepanova Z.Y. Special well tests to fractured water injection wells. Oil and gas business, 2011, issue 1, P. 65–75. (In Russ).
4. Baykov V.A., Zulkarniev R.Z., Zorin A.M., Fakhretidinov I.V. Waterflood control at Priobskoye multizone reservoir with dual injection equipment. Oil economy, 2014, issue 10, P. 92–95. (In Russ).
5. Syundyukov A.V., Khabibullin G.I., Trofimchuk A.S., Shaikhatdarov D.R., Sagitov D.K. Flood control method in fields with hard-to-recover reserves. SPE Russian Petroleum Technology Conference, 12–15 Oct 2021, Virtual, SPE-206408-RU. (In Russ).
6. Glavnov N.G., Kvesko B.B. Analysis of the development of man-made cracks in the injection wells of the krapivinskoye field. Bulletin of the Tomsk Polytechnic University, 2011, Vol. 319, issue 1, P. 162–166. (In Russ).
7. Kokurina V.M., Kremenetsky M.I., Krichevsky V.M. Rehydrofrac effectiveness control by hydrodynamical surveys. Karotazhnik, 2013, issue 5, P. 76–101. (In Russ).
8. Shel E.V., Kabanova P.K., Tkachenko D.R., Bazyrov I.S., Logvinuk A.V. Modeling of a hydraulic fracture initiation and propagation on an injection well for non-fractured terrigenous rocks on the Priobskoye field. PROneft. Professionally about Oil, 2020, issue 2, P. 36–42. (In Russ).
9. Izotov A.A., Afonin D.G. Effects of self-induced hydraulic fractures on oil recovery factor and recovery prediction. Neftyanaya Provintsiya, 2021, issue 4, Part 1, special issue, P. 109–121. (In Russ).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ | INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Якупов Ильшат Ясавиевич, главный специалист, ООО «РН-БашНИПНефть», Уфа, Россия
Для контактов: yakupoviy@bnipi.rosneft.ru

Yakupov Ilshat Yasavievich, chief specialist, “RN-BashNIPneft” LLC, Ufa, Russia
Corresponding author: yakupoviy@bnipi.rosneft.ru

Егоров Евгений Леонидович, начальник отдела разработки и мониторинга месторождений, ООО «РН-БашНИПНефть», Уфа, Россия

Egorov Evgeniy Leonidovich, head of field development and monitoring department, “RN-BashNIPneft” LLC, Ufa, Russia

Родионова Инесса Игоревна, начальник отдела секторного моделирования, ООО «РН-БашНИПНефть», Уфа, Россия

Rodionova Inessa Igorevna, head of sector modeling department, “RN-BashNIPneft” LLC, Ufa, Russia

Мироненко Артем Александрович, начальник управления по разработке Приобского месторождения, ООО «РН-БашНИПНефть», Уфа, Россия

Mironenko Artem Aleksandrovich, head of the department for the development of the Priobskoye field, “RN-BashNIPneft” LLC, Ufa, Russia

Искевич Игорь Георгиевич, директор по разработке месторождений, ООО «РН-БашНИПНефть», Уфа, Россия

Iskevich Igor Georgievich, field development director, “RN-BashNIPneft” LLC, Ufa, Russia

Мирошниченко Вадим Петрович, начальник управления по разработке месторождений, ООО «РН-Юганскнефтегаз», Нефтеюганск, Россия

Miroshnichenko Vadim Petrovich, head of field development department, “RN-Uganskneftegaz” LLC, Nefteyugansk, Russia

Сергейчев Андрей Валерьевич, заместитель начальника управления повышения производительности резервуаров и ГТМ, ПАО «НК «Роснефть», Москва, Россия

Sergeychev Andrey Valeryevich, deputy head of the department for improving the performance of reservoirs and geological and technical measures, “NK “Rosneft” PJSC, Moscow, Russia