

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@bnipi.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. Одной из приоритетных задач при разработке месторождений является равномерная выработка запасов, контроль осуществляется на основе результатов выполнения программы промысловых исследований.

В статье описана стратегия разработки объектов Приобского месторождения в условиях возникновения техногенных трещин автоГРП: получена зависимость давления автоГРП от пластового давления по площадям месторождения, на СГДМ проведена оценка эффективности заводнения с учетом автоГРП и без автоГРП, проанализированы фактические параметры работы добывающих и нагнетательных скважин на примере участков с автоГРП и без автоГРП.

Исследования процессов автоГРП совместно с современными автоматизированными системами и непрерывно поступающей промышленной информацией позволяют с высокой долей вероятности прогнозировать возникновение техногенных трещин, эффективно управлять разработкой объектов и планировать геолого-технические мероприятия.

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, профиль приемистости, регулирование закачки, геолого-физические характеристики, гидродинамические исследования

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. № 5. С. 55–58.
DOI: 10.24412/2076-6785-2022-5-55-58

Поступила в редакцию: 04.08.2022

OIL PRODUCTION

UDC 622 | 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-Yuganskneftegas” LLC, Nefteyugansk, Russia, ³“NK “Rosneft” PJSC, Moscow, Russia
yakupoviy@bnipi.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. One of the priority tasks in field development is the uniform production of reserves, control is realized on the basis of the results of accomplishment of 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 dependence of the auto-hydraulic fracturing pressure on the layer pressure over the areas of the field was obtained, on the sector hydrodynamic model was carried out efficiency assessment waterflooding with and without auto-hydraulic fracturing, actual parameters of work production and injection wells were analyzed using the example of areas with and without auto-hydraulic fracturing.

Researches of auto-hydraulic fracturing processes, jointly with modern automated systems and continuously incoming field information, make it possible to predict the occurrence of technogenic fractures with a high share of probability, effectively manage the development of facilities and plan geological and technical measures.

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, injectivity profile, injection control, geological-physical characteristics, hydrodynamic researches

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 5, P. 55–58. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2022-5-55-58

Received: 04.08.2022

Введение

На сегодняшний день в мире доля легко извлекаемых запасов нефти стремительно сокращается, активно разрабатываются месторождения с низкими фильтрационно-емкостными свойствами (ФЕС). Нефтегазовые компании уделяют большое внимание проблеме ухудшения качества запасов углеводородов и формируют принципиально новые подходы к освоению низкопроницаемых коллекторов.

Разработка низкопроницаемых коллекторов (в частности, в Западной Сибири) характеризуется низкими дебитами и преимуществами скважин, меньшей эффективностью системы поддержания пластового давления, возникновением техногенных трещин.

Приобское месторождение находится в центральной части Западно-Сибирской равнины, является уникальным по величине запасов и разнообразию геологических условий. Основные запасы нефти сосредоточены в нижнемеловых отложениях групп пластов АС-10, АС-11 и АС-12 со сверхнизкой проницаемостью объектов разработки (0,1–8×10–3 мкм², на большей части — менее 2×10–3 мкм²).

В таких условиях одним из актуальных вопросов является создание устьевого давления закачки, способного поддерживать уровень приемистости нагнетательных скважин, обеспечивающий компенсацию отборов закачной воды, однако увеличение приемистости нагнетательных скважин за счет повышения давления закачки часто приводит к образованию техногенных трещин (трещин автоГРП) — когда забойное давление превышает давление гидроразрыва пласта (ГРП).

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

На сегодняшний день эксплуатационный фонд Приобского месторождения составляет более 8,5 тыс. скважин. Месторождение характеризуется большим количеством промышленных технологических и геологических данных, которые в совокупности с современным интеллектуальным оснащением позволяют использовать эффект автоГРП для рациональной разработки месторождения.

Целью статьи является обобщение практических знаний в области организации заводнения и поддержания пластового давления (ППД) в низкопроницаемых коллекторах и способах адресного регулирования закачки в условиях возникновения техногенных трещин автоГРП.

Основная часть

Приобское нефтяное месторождение является одним из основных активов ПАО «НК «Роснефть». Введено в разработку в 1988 году. Система разработки месторождения — площадная, обращенная девятиточечная с уплотнением сетки скважин в зонах с низкими темпами отбора, а также рядная система горизонтальных добывающих скважин с многостадийным гидроразрывом пласта (МГРП) и наклонно направленными нагнетательными скважинами. Система поддержания пластового давления на Приобском месторождении состоит из блочных кустовых насосных станций (БКНС), водозаборных скважин, системы высоконапорных водоводов и нагнетательных скважин.

Применение технологий ГРП позволяет увеличить рентабельность выработки запасов в низкопроницаемых коллекторах

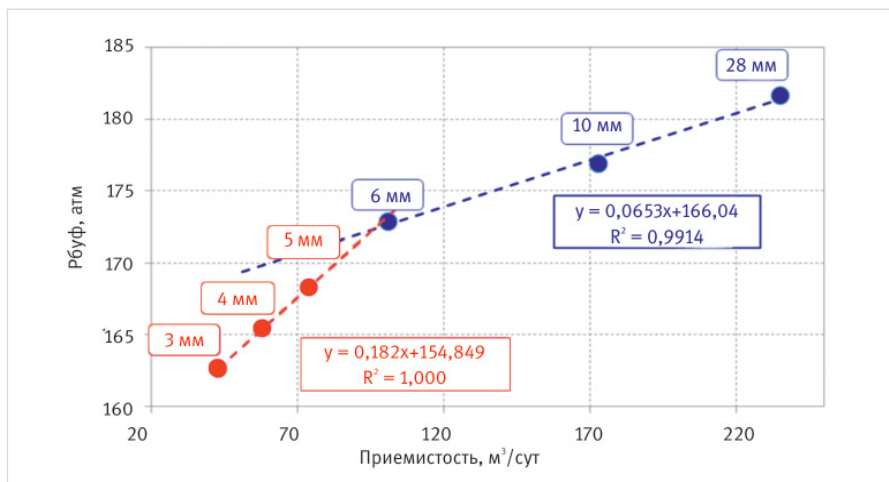


Рис. 1. Типовая индикаторная диаграмма по данным ГДИС

Fig. 1. A typical indicator diagram based on the data of hydrodynamic researches of wells

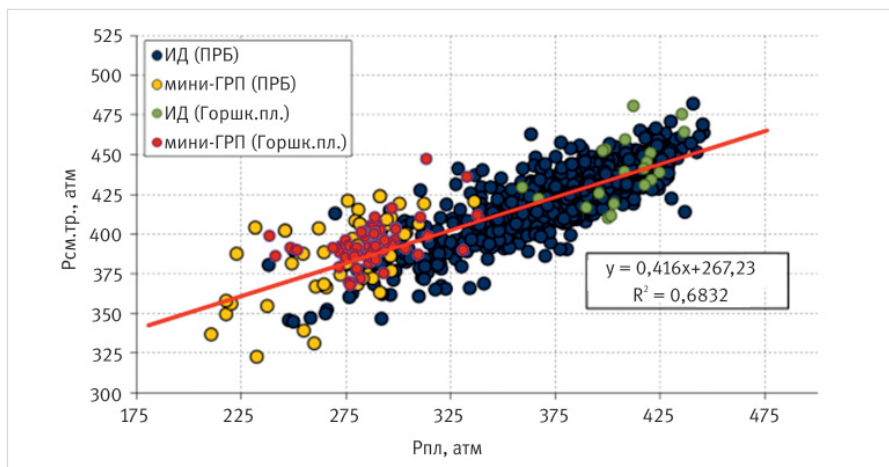


Рис. 2. Корреляционная зависимость давления смыкания от пластового давления

Fig. 2. Correlation dependence of fracture closing pressure on reservoir pressure

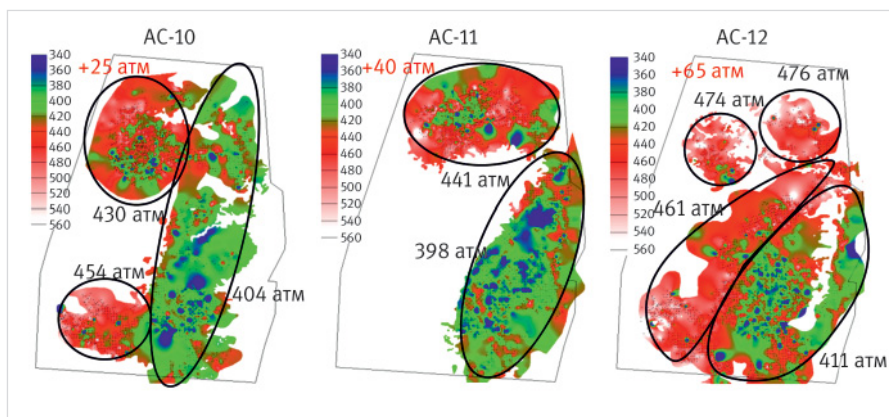


Рис. 3. Карта давления смыкания по пластам основного объекта разработки

Fig. 3. Map of fracture closing pressure across the layers of the main development object

(менее 2×10–3 мкм²). Образованные при ГРП трещины разделяют на две категории:

- с закреплением искусственно созданной трещины пропантом;
- техногенная трещина без закрепления — трещина автоГРП в нагнетательных скважинах.

Рост геометрических параметров трещин ГРП начинается при превышении давления закачки над силой, действующей на стенки трещины со стороны пласта — давления смыкания. Накопленный опыт проведения ГРП на всей площади месторождения позволяет провести анализ результатов операций и получить значения давления смыкания

трещин (Рсф). Давление смыкания трещины автоГРП — это давление, оказываемое на поверхности трещины, ниже которого трещина находится в закрытом состоянии. По результатам анализа индикаторных диаграмм (рис. 1) и мини-ГРП была получена зависимость давления смыкания Рсф при соответствующем значении пластового давления Рпл (рис. 2) и проведено картирование по площади (рис. 3). Значения Рсф по площадям и пластам отличаются друг от друга: по группе пластов АС-10 в среднем варьируются в пределах 404–454 атм, АС-11 398–441 атм и АС-12 411–476 атм.

Закачка воды системой поддержания пластового давления изменяет состояние

пластовой системы и требует особого внимания. Одним из факторов риска, который может привести к быстрому обводнению продукции добывающих скважин, является образование техногенных трещин или трещин автоГРП. При этом исследования в области геомеханики совместно с мониторингом и контролем разработки позволяют использовать эффект автоГРП как действенный инструмент для повышения приемистости нагнетательных скважин и формирования эффективной системы заводнения, поддержания проектных уровней компенсации, пластового давления и обеспечения равномерной выработки запасов [4].

Основываясь на многолетних исследованиях эффекта автоГРП на Приобском месторождении, отметим, что длина трещины автоГРП может достигать более 1 000 м по направлению регионального стресса [2]. Для оценки эффективности заводнения с учетом автоГРП и без автоГРП проведены расчеты различных сценариев разработки на секторной гидродинамической модели (СГДМ) [5], выполненной в программном комплексе РН-КИМ. На моделируемом участке сформирована девятиточечная система разработки, срок разработки составляет более 7 лет (рис. 4). Выполнена адаптация расчетных показателей разработки к фактическим данным. По результатам адаптации приемистости скважин получено, что средняя полудлина трещин автоГРП на рассматриваемом участке составляет 400–500 м. Для оценки влияния трещин автоГРП на разработку выполнен дополнительный расчет, в котором длина трещин ГРП на нагнетательных скважинах не увеличивалась после начала нагнетания.

Суммарные технологические показатели работы скважин в условиях наличия эффекта автоГРП выше на 40–50 % по приемистости и до 15 % по дебиту нефти (рис. 5).

Рассмотрим два участка с близкими геолого-физическими характеристиками (ГФХ) (объект АС-10-11-12). Нагнетательные скважины на участке № 1 работают без автоГРП (характеризуются низким $K_{прием}$ (коэффициент приемистости); останковками в зимний период по причине низкой приемистости или полного ее отсутствия в связи с риском замораживания водоводов, инфраструктурными ограничениями по созданию давления автоГРП); на участке № 2 — в режиме автоГРП. Результаты сопоставления фактических эксплуатационных показателей разработки выбранных участков приведены на рисунке 6.

Тезисно можно выделить следующие особенности работы скважин по участкам № 1 и № 2 (без автоГРП, с автоГРП соответственно):

- средний дебит нефти скважин участка № 2 выше на 15–20 т/сут, дебит жидкости выше на 25–30 м³/сут, приемистость выше на 40–60 м³/сут в сравнении с аналогичными параметрами работы скважин по участку № 1;
- коэффициент снижения приемистости нагнетательных скважин по участку № 2 ниже на 0,13 д. ед. (0,52 д. ед. для участка № 2 и 0,39 д. ед. для участка № 1 соответственно);
- пластовое давление на участке № 1 от первоначального в среднем снизилось на 3,1 МПа (с 25,9 до 22,8 МПа), на участке № 2 среднее пластовое давление равно первоначальному — 25,9 МПа;
- коэффициент падения дебита жидкости на участке с автоГРП составил 0,61 д. ед, без автоГРП — 0,57 д. ед.;

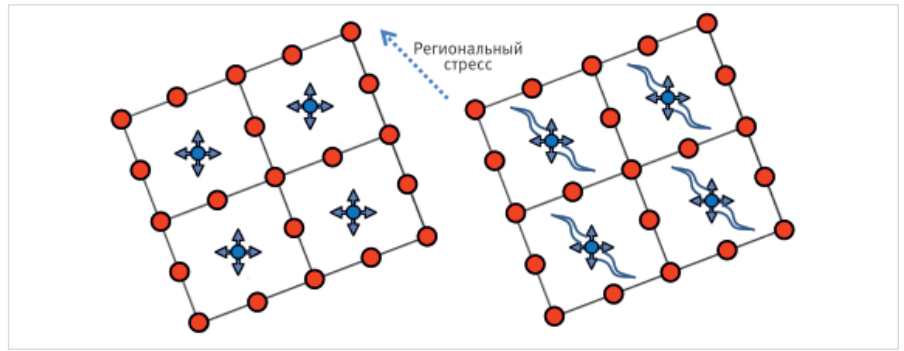


Рис. 4. Упрощенная схема развернутой относительно регионального стресса 9-точечной системы разработки с автоГРП и без автоГРП
Fig. 4. Simplified diagram of a 9-point development system with and without auto-hydraulic fracturing deployed relative to regional stress

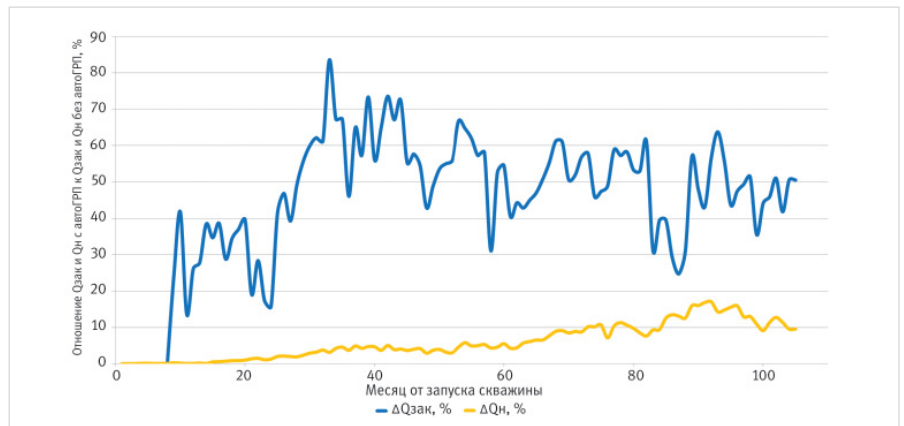


Рис. 5. Результаты секторного гидродинамического моделирования. Отношение приемистости ($Q_{ак}$) и дебита нефти ($Q_{н}$) с автоГРП к $Q_{ак}$ и $Q_{н}$ без автоГРП
Fig. 5. Results of sector hydrodynamic modeling. The ratio of water injection (Q_i) and oil production rate (Q_o) with auto-hydraulic fracturing to Q_i and Q_o without auto-hydraulic fracturing

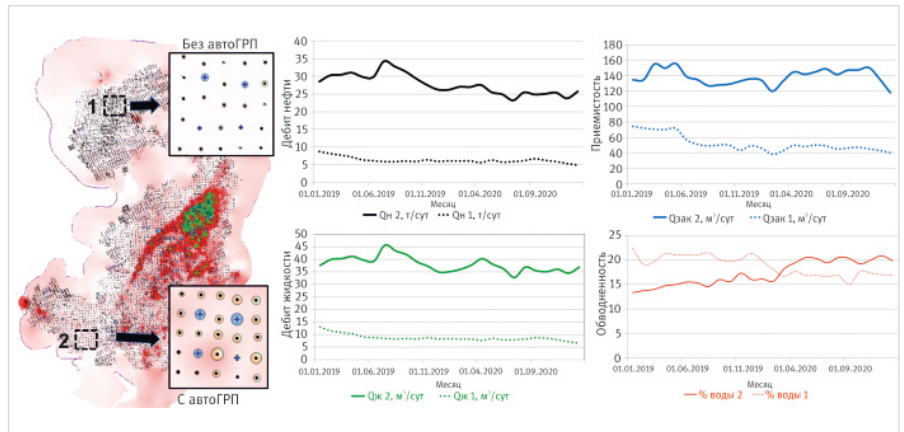


Рис. 6. Динамика эксплуатационных параметров работы скважин: 1 — без автоГРП, 2 — с автоГРП в 9-точечной системе разработки
Fig. 6. Dynamics of maintenance parameters of wells: 1 — without auto-hydraulic fracturing, 2 — with auto-hydraulic fracturing, in a 9-point development system

- темп отбора от НИЗ за 2020 год на участке № 1 составил — 0,4 %, на участке № 2 — 1,1%;
- текущий КИН по участку № 1 — 0,052 д. ед (накопленная добыча нефти 464,2 тыс. т), участок № 2 — 0,071 д. ед (накопленная добыча нефти 1 099,551 тыс. т). Результаты проведенного прогноза также подтверждают более высокую эффективность разработки в режиме автоГРП. Прогнозный КИН, рассчитанный методом Agr's для участка № 2 (с автоГРП), равен 0,253 д. ед., для участка № 1 (без автоГРП) — 0,133 д. ед.,

коэффициенты охвата пласта заводнением по участкам равны 0,499 д. ед. и 0,275 д. ед. соответственно.

Итоги

Накопленный опыт проведения ГРП на всей площади месторождения позволяет провести анализ результатов операций и получить значения давления смыкания трещин, что дает возможность оценить вероятность возникновения автоГРП для каждого участка, используя совокупность скважинных исследований и гидродинамическое моделирование.

Выводы

Эффект автоГРП позволяет повысить результативность системы заводнения, является неотъемлемой частью системы разработки. Это выражается в менее интенсивном снижении пластового давления, более низких темпах падения базовой добычи, увеличении продолжительности эффекта от ГТМ.

Исследования развития геометрии трещин автоГРП при проектировании систем разработки позволяют:

- избегать раннего прорыва трещин нагнетательных скважин в близлежащие добывающие скважины;
- контролировать рост трещин нагнетательных скважин;
- правильно оценивать эффективность работы различных систем разработки;
- вовлекать в разработку ранее недренируемые запасы;
- оценивать последствия повышения давления на нагнетательных скважинах.

Результаты проведенного анализа

подтверждают более высокую эффективность разработки при возникновении режима автоГРП.

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.Я., Зорин А.М., Усманов Т.С., Валиуллин А.С., Валиуллин М.С., Тихонов И.Н., Фурсов Г.А., Слабещкий А.А., Назаргалин Э.Р., Асалхузина Г.Ф., Иващенко Д.С. Промыслово-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.Я., 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., Зулькарниев 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. Гуляев Д.Н., Кокурина В.В., Кременецкий М.И., Кричевский В.Н., Мельников С.И. Анализ взаимодействия скважин по результатам мониторинга на основе секторного моделирования // Нефтяное хозяйство. 2012. № 5. С. 82–85.

ENGLISH

Results

The accumulated experience carrying of hydraulic fracturing on the entire area of the field allows to carry analyze the results of operations and to obtain the values of the pressure of closing fractures, which makes it possible to estimate the probability of occurrence of auto-hydraulic fracturing for each area using a combination of wells researches and hydrodynamic modeling.

Conclusion

Auto-hydraulic fracturing effect allows to increase the efficiency of the waterflooding system, is an integral part of the development system. This is expressed in a less intensive reduction in reservoir pressure, lower

rates of decline in base production, and an increased duration of the effect of geological-technical measures.

Researches of the process of change of the geometry of the fractures of the auto-hydraulic fracturing in the design of development systems allow:

- to avoid early breakthrough of injection well fractures into nearby producing wells;
- control the growth of injection well fractures;
- correctly to evaluate efficiency of various development systems;
- to involve previously undrained reserves in development;
- to assess the aftermath of increased pressure on injection wells.

The results of the carrying analysis confirm the higher efficiency of the development when the auto-hydraulic fracturing mode occurs.

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-EN. (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., Fakhretdinov I.V. Waterflood control at Priobskoye multizone reservoir with dual injection equipment. Oil economy, 2014, issue 10, P. 92–95. (In Russ).
5. Gulyaev D.N., Kokurina V.V., Kremenetsky M.I., Krichevsky V.N., Melnikov S.I. Wells interference determination by permanent down-hole monitoring on base of sector modeling. Oil industry, 2012, issue 5, P. 82–85. (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-Yuganskneftegas” 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