Кузнецов Владимир Григорьевич, д. т. н., профессор кафедры бурения нефтяных и газовых скважин, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, 8(3452)390363, e-mail: burenie@rambler.ru

Кулябин Геннадий Андреевич, д. т. н., профессор кафедры бурения нефтяных и газовых скважин, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, тел. 8(3452)390363, e-mail: kuljabinga@tyuiu.ru

Курбанов Яраги Маммаевич, д. т. н., профессор кафедры бурения нефтяных и газовых скважин, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, тел. 8(3452)390363, e-mail: kurbanovjm@tyuiu.ru

Kuznetsov V. G., Doctor of Engineering, Professor at the Department of Drilling Oil and Gas Wells, Industrial University of Tyumen, phone: 8(3452)390363, e-mail: burenie@rambler.ru

Kulyabin G. A., Doctor of Engineering, Professor at the Department of Drilling Oil and Gas Wells, Industrial University of Tyumen, phone: 8(3452)390363, e-mail: kuljabinga@tyuiu.ru

Kurbanov Ya. M., Doctor of Engineering, Professor at the Department of Drilling Oil and Gas Wells, Industrial University of Tyumen, phone: 8(3452)390363, e-mail: kurbanovjm@tyuiu.ru

УДК 622.276.432;622.276.66

**АВТО-ГРП НА НАГНЕТАТЕЛЬНЫХ СКВАЖИНАХ
В НИЗКОПРОНИЦАЕМЫХ КОЛЛЕКТОРАХ АЧИМОВСКОЙ ТОЛЩИ**
WATERFLOOD-INDUCED FRACTURE ON THE INJECTION WELLS
IN LOW-PERMEABILITY RESERVOIR OF ACHIMOV SEQUENCE

А. В. Климов-Каяниди, Р. Т. Алимханов, Е. С. Агуреева, Р. М. Сабитов
A. V. Klimov-Kayanidi, R. T. Alimkhanov, E. S. Agureeva, R. M. Sabitov

Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть» в г. Тюмени

Ключевые слова: пластовое давление; система поддержания пластового давления; нагнетательные скважины; авто-ГРП; трещина ГРП; низкопроницаемый коллектор

Key words: reservoir pressure; reservoir pressure maintenance system; injection wells; waterflood-induced fracture; hydraulic fracture; low-permeability reservoir

Введение

Ачимовская толща характеризуется высокой неоднородностью (коэффициент расчлененности — 20,7) и низкими коллекторскими свойствами (пористость — 15,7 %, песчаность — 0,28 д.ед.). Значение проницаемости по объекту варьируется от $0,2 \cdot 10^{-3}$ до $3 \cdot 10^{-3}$ мкм² и в среднем составляет $0,8 \cdot 10^{-3}$ мкм². Это делает невозможным экономически рентабельную разработку месторождения без использования гидроразрыва пласта (ГРП) [1, 2] и системы поддержания пластового давления (ППД).

На месторождении используется система ППД с вытеснением нефти водой. При закачке возникает множество осложняющих факторов [3–5], таких как уменьшение приемистости скважин со временем, кинжальные прорывы воды по высокопроницаемым пропласткам к забоям добывающих скважин, утечка нагнетаемой воды в другие, не целевые пласты, образование трещин авто-ГРП и т. д.

С целью поиска решений данных проблем было проведено комплексное исследование, в результате которого выявлено, что информация, получаемая с нагнетательных скважин, используется недостаточно эффективно для определения особенностей влияния системы ППД на выработку запасов и достижение проектного коэффициента извлечения нефти (КИН).

На месторождении существует развитая техногенная трещиноватость, полученная в результате ГРП в добывающих и нагнетательных скважинах и от эффекта авто-ГРП в нагнетательных скважинах при превышении давления закачки над давлением разрыва горной породы. При этом эффект авто-ГРП в нагнетательных скважинах и его влияние на выработку запасов остаются недостаточно изученными.

Все это говорит о необходимости более детального изучения вопросов регулирования режимов работы нагнетательных скважин и комплексного подхода к рассмотрению эффекта от авто-ГРП.

Цель работы — разработка рекомендаций по регулированию режимов работы нагнетательных скважин в условиях образования трещин авто-ГРП.

Объект исследования — ачимовская толща одного из месторождений Западной Сибири. *Предмет исследования* — система ППД при разработке ачимовской толщи в условиях техногенной трещиноватости и применяемых методов поддержания пластового давления. *Методами исследования* являются анализ и обобщение фактической геолого-промысловой информации, анализ литературных данных по теме исследования.

Месторождение расположено в центральной части Западно-Сибирской равнины. Ачимовская толща объединяет пласты Ач₁, Ач₂¹, Ач₂² и Ач₃. Все пласты представляют единый объект разработки. Средняя глубина залегания — 2 427 м. Первые промышленные притоки нефти из пластов на данном месторождении получены в 2001 году. Состояние фонда скважин на 01.01.2018 г представлено в таблице.

Состояние фонда скважин ачимовской толщи

Тип	Кол-во скважин	Из них			
		В бездействии	В консервации	Остановленные	Пьезометрические
Нефтяные	305	15	5	14	9
Нагнетательные	139	10	4	6	3
Всего	444	25	9	20	12

Ачимовская залежь разбурена девятиточечной сеткой скважин с расстоянием между ними $500 \cdot 500$ м. При уплотнении сетки разбуриванием боковых стволов расстояние от нагнетательной до добывающей скважины может составлять от 200 до 800 м (рис. 1).

Рис. 1. Фрагмент схемы расположения скважин ачимовской толщи

График разработки залежи приведен на рисунке 2. Как видно из рисунка, начальное пластовое давление в залежи составляло 250 атм, давление насыщения — 107,5 атм. Разработка залежи ведется с 2002 года. Система ППД организована в 2004 году. Текущая компенсация отборов закачкой в разные годы достигала 250–270 %. Накопленная компенсация отбора закачкой достигла значения 100 % в 2011 году и, постепенно возрастаая, в 2017 году уже составила 170 %.

Рис. 2. Текущие показатели отборов и компенсации ачимовской толщи

Несмотря на наличие значительной перекомпенсации отборов закачкой, наблюдается ухудшение энергетического состояния залежи. Среднее пластовое давление в 2012 году составляло 221 атм. Текущее пластовое давление — 163 атм, что свидетельствует о непроизводительной закачке воды. Доля неэффективной закачки может составлять до 70 %.

Авто-ГРП в нагнетательных скважинах

В скважинах, где давление нагнетания превышает давление разрыва горной породы, способны развиваться техногенные трещины авто-ГРП, которые могут увеличивать приемистость нагнетательных скважин [6, 7].

Знание величины давления разрыва особенно актуально для нагнетательных скважин с целью регулирования их режима работы. Анализ давления разрыва, замеренного глубинным манометром во время ГРП в нагнетательных и добывающих скважинах, показал, что среднее давление разрыва по ачимовской толще составило 392 атм.

Основным отличием трещин авто-ГРП от трещин ГРП является то, что они не заполняются проппантом, следовательно, существует возможность их смыкания при снижении давления нагнетания ниже давления разрыва и раскрытия при его увеличении. Таким образом создается динамическая неоднородность по проницаемости в межскважинном пространстве. Данная неоднородность хорошо видна при анализе графиков Холла [8], особенно в периоды остановки и запуска нагнетательных скважин после проведения геолого-технологических мероприятий (рис. 3).

В существующих условиях трещины авто-ГРП могут являться продолжением техногенных трещин, созданных в процессе ГРП, и увеличивать охват заводнением в пласте по площади и по разрезу. Данный факт при прогнозировании трещин авто-ГРП и контроле за их образованием позволит избежать негативных последствий, таких как опережающее обводнение продукции из-за прорыва воды к забоям добывающих скважин [9]; сложность достижения проектного КИН из-за оставшихся в пласте неза- тронутых целиков нефти; сложность контроля за фронтом вытеснения из-за факторов неопределенности, возникающих в процессе развития трещины авто-ГРП.

Рис. 3. График Холла и давление нагнетания скв. 1122

Управление данным процессом можно считать одним из инструментов гидродинамических методов повышения нефтеотдачи пластов (ПНП). Его можно сопоставить с нестационарным заводнением. Для этого требуется попеременное увеличение — уменьшение давления закачки выше и ниже давления разрыва горной породы (пульсирующая закачка). При этом происходят открытие и закрытие трещины авто-ГРП, изменение фильтрационных потоков и подключение не затронутых ранее пропластков.

Для применения данного метода требуются проведение геолого-промыслового анализа и установка дополнительного оборудования на нагнетательных скважинах (насосы для возможности регулирования объемов и давления нагнетания в широких пределах, интеллектуальные датчики на устье) с целью регулирования давления закачки в режиме онлайн.

Для выработки критерия применимости данного метода необходимы дальнейшие исследования. Например, на участках с высокой обводненностью продукции добывающих скважин, где давление закачки превышает давление разрыва, применение данного метода может оказаться нецелесообразным. В таких случаях необходимо снижение давления нагнетания с целью перераспределения закачки.

При планировании ГРП на нагнетательных скважинах с целью увеличения приемистости необходимо учитывать существующие возможности системы ППД, поскольку давление закачки непосредственно влияет на приемистость скважины, и в случае его недостатка будет получен низкий эффект от ГРП (рис. 4) [10], что недопустимо из-за высокой стоимости проведения работ. В этом случае стоит рассмотреть возможность регулирования закачки с целью управления эффектом авто-ГРП.

Рис. 4. График Холла, график приемистости и график давления закачки на скважине с ГРП

Выводы

Система ППД ачимовской толщи не обеспечивает поддержание энергетики на должном уровне, несмотря на наличие накопленной компенсации отбора закачкой на уровне 170 %.

Для нагнетательного фонда скважин при превышении значения забойного давления над значением давления разрыва горной породы характерно образование трещин авто-ГРП.

В результате анализа режимов работы нагнетательных скважин можно дать следующие рекомендации:

- при планировании режимов работы нагнетательных скважин необходимо использовать эффект авто-ГРП для управления выработкой запасов как дополнение к гидродинамическим методам ПНП;
- для применения данного метода требуются постоянное проведение геолого-промыслового анализа и установка дополнительного оборудования (насосы для нагнетания, интеллектуальные датчики на устье) на нагнетательных скважинах, которое позволит контролировать и управлять процессом;
- для выработки критерия применимости данного метода необходимо исследование данного вопроса с использованием гидродинамических моделей.

Библиографический список

1. 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.
2. Jennings A. R., Enhanced Jr. P. E. Well Stimulation, Inc. – 2003. – 163 p.
3. Satter A., Iqbal G. M., Buchwalter J. L., Practical Enhanced Reservoir Engineering. – Tulsa, Okla: Pennwell, 2008. – 492 p.
4. Wolcott D., Applied Waterflood Field Development. – Energy Tribune Publishing, 2009. – P. 10.
5. Dakem L. P. The practice of reservoir engineering. – Revised Edition. – Elsevier, 2001. – 392 p.
6. Исследование развития трещин авто-ГРП на опытном участке Приобского месторождения с линейной системой разработки / В. В. Мальцев [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2012. – № 5. – С. 70–73.
7. Специальные гидродинамические исследования для мониторинга за развитием трещин ГРП в нагнетательных скважинах / В. А. Байков [и др.] // Нефтегазовое дело. – 2011. – № 1. – С. 65–75.
8. Балин Д. В. Экспресс-оценка вероятности наличия трещин авто-ГРП // Геология и нефтегазоносность Западно-Сибирского мегабассейна: материалы междунар. науч.-техн. конф. – Тюмень, 2016. – С. 42–45.
9. Балин Д. В., Семенова Т. В. О влиянии процесса авто-ГРП на величину накопленной добычи нефти // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2017. – № 1. – С. 43–47.
10. Остапчук Д. А., Синцов И. А. Оптимизация проведения ГТМ в нагнетательных скважинах, работающих с высокими забойными давлениями // Геология и нефтегазоносность Западно-Сибирского мегабассейна. Материалы междунар. науч.-техн. конф. – Тюмень, 2016. – С. 107–109.

Сведения об авторах

Климов-Каяниди Александр Викторович, инженер, филиал ООО «Лукойл-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть» в г. Тюмени, тел. 8995498626, e-mail: Klimov-KayanidiAV@tmn.lukoil.com

Алимханов Рустам Тагирович, ведущий специалист, филиал ООО «Лукойл-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть» в г. Тюмени, тел. 8(3452)545213, e-mail: AlimhanovRT@tmn.lukoil.com

Агуреева Елена Сергеевна, начальник отдела, филиал ООО «Лукойл-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть» в г. Тюмени, тел. 8(3452)545213, e-mail: AgureevaES@tmn.lukoil.com

Сабитов Рамиль Магирович, инженер 1 категории, филиал ООО «Лукойл-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть» в г. Тюмени, тел. 8(3452)545213, e-mail: SabitovRM@tmn.lukoil.com

Information about the authors

Klimov-Kayanidi A. V., Engineer, Branch of LLC «LUKOIL-Engineering» «KogalymNIPIneft» in Tyumen, phone: 8995498626, e-mail: Klimov-KayanidiAV@tmn.lukoil.com

Alimkhanov R. T., Leading Specialist, Branch of LLC «LUKOIL-Engineering» «KogalymNIPIneft» in Tyumen, phone: 8(3452)545213, e-mail: AlimhanovRT@tmn.lukoil.com

Agureeva E. S., Head of the Department, Branch of LLC «LUKOIL-Engineering» «KogalymNIPIneft» in Tyumen, phone: 8(3452)545213, e-mail: AgureevaES@tmn.lukoil.com

Sabitov R. M., Engineer of the 1st Category, Branch of LLC «LUKOIL-Engineering» «KogalymNIPIneft» in Tyumen, phone: 8(3452)545213, e-mail: SabitovRM@tmn.lukoil.com