АНАЛИЗ ВЛИЯНИЯ ПРИЕМИСТОСТИ НАГНЕТАТЕЛЬНЫХ СКВАЖИН НА РАЗВИТИЕ ТРЕЩИН автоГРП**ANALYSIS OF IMPACT OF INJECTION WELL CAPACITY ON SELF-INDUCED HYDRAULIC FRACTURE DEVELOPMENT****Р. А. Гильмутдинов**
Robert A. GilmutdinovУфимский государственный
нефтяной технический
университет,
г. Уфа, Российская ФедерацияUfa State Petroleum
Technological University,
Ufa, Russian Federation**В. Л. Малышев**
Viktor L. MalyshevУфимский государственный
нефтяной технический
университет,
г. Уфа, Российская ФедерацияUfa State Petroleum
Technological University,
Ufa, Russian Federation**А. Р. Нуртдинов**
Azamat R. NurtdinovУфимский государственный
нефтяной технический
университет,
г. Уфа, Российская ФедерацияUfa State Petroleum
Technological University,
Ufa, Russian Federation

Как показывает опыт разработки месторождений, незапланированный рост трещин нагнетательных скважин не всегда положительно сказывается на выработке запасов нефти, а наоборот, вызывает преждевременное обводнение добывающих скважин. В настоящее время большинство месторождений находится на завершающей стадии разработки, и увеличение охвата пласта заводнением является важной задачей разработки нефтяных месторождений.

В статье рассмотрены и проанализированы влияние приемистости нагнетательных скважин на рост трещин автогидроразрыва пласта и взаимосвязь с добычей нефти на примере одного из месторождений Западной Сибири. С использованием гидродинамического симулятора и геомеханического модуля выбран оптимальный вариант и оценен положительный эффект.

В качестве примера приводится добывающая скважина из высоко-обводненного фонда. Рассматриваются причины преждевременного обводнения скважины с помощью анализа графической динамики приемистости и дебита нагнетательной и добывающей скважин. В качестве подтверждения роста или смыкания трещин представлены результаты адаптации однослойной двухфазной модели с использованием трещин автоГРП. Произведен анализ геомеханических свойств пластов, в ходе которого выяснена зависимость длины трещины от забойного давления. Данная зависимость сопоставлена с результатами адаптации модели. По данной адаптации гидродинамической модели было произведено несколько вариантов расчетов с целью выявления оптимального забойного давления и сравнения данного варианта с фактическим. По полученным данным выяснено, что при оптимальной приемистости положительный эффект наблюдается уже в первый месяц.

Полученная информация в ходе анализа фактических данных и расчета на гидродинамическом и геомеханическом модуле подтверждает необходимость контроля забойного давления на нагнетательных скважинах. Проведенные расчеты показывают, что происходит значительная потеря добычи нефти после раскрытия трещины. С помощью расчета на геомеханическом модуле были даны оптимальные забойные давления для данной нагнетательной скважины, при которых не будет происходить увеличение трещины нагнетательной скважины с последующим обводнением добывающей. Расчеты по определению оптимальных значений забойного давления выбранной нагнетательной скважины могут быть применены и к скважинам других месторождений.

Ключевые слова

гидравлический разрыв пласта
(ГРП); автоГРП;
приемистость скважины;
однослойная гидродинамическая
модель; поддержание
пластового давления

As experience in field development shows, unplanned growth of injection well cracks does not always have a positive effect on the development of oil reserves, but, on the contrary, causes premature flooding of producing wells. Currently, most of the fields are at the final stages of development, and an increase in reservoir coverage by flooding is an important task of developing oil fields.

The article discusses and analyzes the effect of injection well capacity on the growth of self-induced fracturing fractures and the relationship with oil production on the example of one of the fields in Western Siberia. Using the hydrodynamic simulator and the geomechanical module, the best option was chosen and the positive effect was evaluated.

An example is a production well of a highly watered stock. The reasons for the premature well flooding are considered by analyzing the graphical dynamics of capacity and flow rate of injection and production wells. As confirmation of the fracture growth or closing, the results of the adaptation of a single-layer two-phase model using the automatic hydraulic fracture are presented. The analysis of the geomechanical properties of the layers was carried out, during which the dependence of the crack length on the bottomhole pressure was determined. This dependence is compared with the results of the model adaptation. According to this adaptation of the hydrodynamic model, several variants of calculations were made in order to identify the optimal bottomhole pressure and compare this variant with the actual one. According to the data obtained, it was found that with optimal injectivity, a positive effect was observed already in the first month.

The information obtained during the analysis of actual data and calculation on the hydrodynamic and geomechanical module, confirms the need to control bottomhole pressure at injection wells. Calculations show that there is a significant loss of oil production after the crack has opened. Using a calculation on the geomechanical module, optimal bottomhole pressures were given for a given injection well, at which there would be no increase in the crack of the injection well followed by watering of the production well. Calculations to determine the optimal values of the bottomhole pressure of the selected injection well can be applied to the wells of other fields.

При разработке месторождений с применением системы поддержания пластового давления (ППД) происходит закачка жидкости нагнетания в пласт для обеспечения нормальной работы залежи. Приемистость отдельной нагнетательной скважины определяется соотношением добывающих скважин к нагнетательным, а также величиной добываемой жидкости для поддержания компенсации отбора [1]. При условии, когда давление закачки превышает давление распространения трещин гидроразрыва, происходит увеличение длины трещины, тем самым увеличивая площадь охвата воздействием нагнетательной скважины (рисунок 1). При последующем снижении давления нагнетания происходит процесс смыкания ранее образованных трещин. Такие трещины называют трещинами автогидроразрыва пласта (автоГРП) нагнетательной скважины, которые обладают свойством самопроизвольного роста длины под действием внутреннего давления. Рост трещины автоГРП возможен как в длину, так и в высоту [2].

Key words

formation hydraulic fracturing;
self-induced hydraulic fracturing;
injection capacity of well;
single-layer hydrodynamic model;
maintenance of reservoir pressure

Рисунок 1. Охват нагнетанием до раскрытия трещины и после

Существует ряд проблем, связанных с ростом трещин автоГРП, например, рост трещин в длину (вдоль пласта) приводит к прорывам воды в зону работы добывающей скважины и ее преждевременному обводнению, а также к появлению техногенных зон повышенного пластового давления и, как следствие, к проблемам при бурении скважин при прохождении через такие зоны. Распространение трещин автоГРП в выше/нижележащие насыщенные интервалы приводит к появлению нецелевой закачки воды. Условия роста трещин автоГРП носят пороговый характер и

требуют детального знания механических свойств разреза, включая выше/нижележащие интервалы. Условия роста трещин автоГРП изменяются со временем в процессе разработки месторождения и зависят от условий эксплуатации соседних скважин [3, 4].

Как показывает опыт разработки месторождений, незапланированный рост трещин автоГРП не всегда положительно сказывается на выработке запасов нефти, а наоборот, вызывает преждевременное обводнение добывающих скважин. В настоящее время большинство месторождений находятся на завершающей стадии разработки, и увеличение охвата пласта заводнением является важной задачей разработки нефтяных месторождений. Поэтому задача выбора оптимальной приемистости нагнетательных скважин становится актуальной [5].

В данной работе рассматривались группы скважин одного из месторождений Западной Сибири. Задача по определению нагнетательных скважин с ростом трещин автоГРП решалась следующим образом: путем анализа высокообводненного добывающего фонда скважин были найдены нагнетательные скважины, которые в значительной степени повлияли на рост темпа обводнения. Конкретно по этой выборке были отобраны такие нагнетательные скважины, у которых была изменена закачка в период, предшествующий скачку обводненности ближайшей добывающей скважины.

Рисунок 2. Расположение добывающих и нагнетательных скважин в исследуемой зоне на карте толщин

Для примера рассмотрим одну из таких скважин (рисунок 2). Предложенная зона эксплуатируется девятиточечной системой разработки, где синим цветом выделены нагнетательные скважины. Для данного месторождения полярный угол направления регионального стресса равен 113° , это значит, что раскрытие трещин будет происходить именно в этом направлении и в противоположном 293° , как это показано на рисунке 1. Таким образом, влияющей нагнетательной скважиной для добывающей скважины хх12 будет являться скважина хх03. Как видно на рисунке 3, при переводе в ППД скважина хх03 в январе 2010 года начала эксплуатацию с высокой приемистостью, равной $356 \text{ м}^3/\text{сут}$, результаты перевода отобразились на добывающей скважине хх12, находящейся на 1160 м на юго-востоке, а именно произошел скачок обводненности с 7 % до 27 %, что послужило первым доказательством увеличения длины трещины ГРП. Спустя 3 мес. произошло снижение приемистости до $172 \text{ м}^3/\text{сут}$. В июне 2010 года для увеличения эффективности ППД было решено увеличить уровень закачки до $487 \text{ м}^3/\text{сут}$, что сказалось на добывающей скважине скачком с 9 % до 63 % и обратно. После проведения мероприятий на скважине и увеличения приёмистости в марте 2012 года до $657 \text{ м}^3/\text{сут}$ произошло полное раскрытие трещины автоГРП до скважины хх12. Уровень обводненности скважинной продукции при этом достиг 83 %. Для снижения обводненности были приняты меры по ограничению закачки на нагнетательной скважине, которые уменьшили дебит жидкости, но слабо отразились на графике обводненности.

В качестве подтверждения теории использовалась однослойная модель месторождения. Адаптация с помощью задания трещины автоГРП (рисунок 4) скважины хх03 до скважины хх12 показывает хорошую сходимость по обводненности (рисунок 5). Так как при расчете используется контроль дебита по жидкости, основанного на месячном эксплуатационном рапорте (МЭР), то хорошей схожимостью будет являться график расчётной обводненности, повторяющий тренд фактической обводненности.

Для расчетов использовался гидродинамический симулятор программного комплекса РН КИН, разработанного в ООО «РН-УфаниПИнефть». Данным симулятором

Рисунок 3. Графики обводненности и приёмистости скв. xx12 и xx03

Рисунок 4. Расположение трещин автоГРП на карте текущей насыщенности

Рисунок 5. Результаты адаптации модели по обводненности скв. xx12

является однослойная двухфазная гидродинамическая модель месторождения, которая помогает решить такие задачи, как расчет предполагаемых геолого-технических мероприятий и прогноз технологических показателей. В своей основе гидродинамическая модель содержит уравнение материального баланса в сочетании с уравнениями движения замыкающими соотношениями, начальными и граничными условиями. Основной задачей данного симулятора является определение двух параметров пласта: проницаемости (на основе формулы Дюпюи) и пластового давления (на основе решения уравнения пьезопроводности). Для учета скважин ГРП полуаналитически решается локальная задача о распределении забойных давлений и дебитов по трещине ГРП в однородном бесконечном пласте с учетом проводимости трещины.

Для вычисления количества потерянной добычи нефти (вследствие преждевременного обводнения добывающей скважины хх12 из-за раскрытия трещины автоГРП нагнета-

тельной скважины хх03) был проведен расчет без увеличения длины раскрытия трещины. В первом варианте была задана приемистость, при которой не происходило увеличение длины трещины, что, в свою очередь, приводило к высокому темпу обводнения, как во втором варианте (рисунок 6).

На рисунке 7 представлены графики сравнения вариантов накопленной добычи нефти, выполненных на гидродинамической модели. Можно заметить, что отрицательный эффект от увеличения приёмистости по сравнению с расчетным вариантом стал проявляться в первый месяц. Увеличение приемистости дало увеличение дебита по жидкости, но при этом падение дебита по нефти. Суммарная потеря по нефти составила 17,2 тыс. т за 10 лет.

Для предотвращения раскрытия трещины и прорыва воды в добывающую скважину необходимо создать такое давление на забое нагнетательной скважины, которое не спровоцирует раскрытие трещины автоГРП в добывающую скважину хх12 и в то же время

Рисунок 6. Первый (длина трещины 600 м) и второй (длина трещины 1300 м) варианты расчетов

Рисунок 7. Графики накопленной добычи нефти скважины хх12 расчетного и фактического совмещенного с прогнозным вариантов

позволит создать наиболее эффективный фронт вытеснения нефти водой с оптимальной приёмистостью.

Для расчета необходимого забойного давления использовался модуль по расчету трещин автоГРП, основанный на законах геомеханики. В качестве начальных условий задаются геолого-физические свойства пласта, текущая карта давления и расчетное забойное давление.

С помощью модуля по расчету трещин автоГРП был произведен расчет по длине раскрытия трещины на момент максимального забойного давления 446 атм и увеличения закачки до 487 м³/сут (рисунок 8). Как видно на рисунке, данный расчет полностью описывает фактическое положение трещины по результатам адаптации (рисунок 4).

Расчет на данном модуле выявил зависимость забойного давления от длины раскры-

2. Использование симуляторов при выборе приёмистости нагнетательных скважин способно значительно сократить количество добывающих скважин с преждевременным обводнением.

3. Проведенные расчеты по определению оптимальных значений забойного давления выбранной нагнетательной скважины могут быть применены и к скважинам других месторождений.

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Байков В.А., Жданов Р.М., Муллағалиев Т.И., Усманов Т.С. Выбор оптимальной системы разработки для месторождений с низкопроницаемыми коллекторами. // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». 2011. № 1. С. 84-100. URL: http://www.ogbus.ru/authors/Baikov/Baikov_2.pdf (дата обращения: 12.04.2019).

2. Байков В.А., Давлетбаев А.Я., Усманов Т.С., Степанова З.Ю., Асмандияров Р.Н. Специальные гидродинамические исследования для мониторинга за развитием трещин ГРП в нагнетательных скважинах // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». 2011. № 1. С. 65-77. URL: http://ogbus.ru/files/ogbus/authors/Baikov/Baikov_1.pdf (дата обращения: 12.04.2019).

3. 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.

4. Ivaschenko D.S., Kravets D.A., Mumber P.S., Musin A.A., Sakhibgareev E.E. Automated Interwell Connectivity Measuring in the Presence of Self-Induced Fracturing Effect. Moscow, 2017.

5. Мальцев В.В., Асмандияров Р.Н., Байков В.А., Усманов Т.С., Давлетбаев А.Я. Исследование развития трещин автоГРП на опытном участке Приобского месторождения с линейной системой разработки // Нефтяное хозяйство. 2012. №5. С. 70-73.

mestorozhdenii s nizkopronitsaemymi kollektorami [Selecting the Optimal System Design for the Fields with Low-Permeability Reservoirs]. *Elektronnyi nauchnyi zhurnal «Neftegazovoe delo» — Electronic Scientific Journal «Oil and Gas Business»*, 2011, No. 1, pp. 84-100. Available at: http://www.ogbus.ru/authors/Baikov/Baikov_2.pdf (accessed 12.04.2019). [in Russian].

2. Baikov V.A., Davletbaev A.Ya., Usmanov T.S., Stepanova Z.Yu., Asmandiyarov R.N. Spetsial'nye gidrodinamicheskie issledovaniya dlya monitoringa za razvitiem treshchin GRP v nagnetatel'nykh skvazhinakh [Special Well Tests to Fractured Water Injection Wells]. *Elektronnyi nauchnyi zhurnal «Neftegazovoe delo» — Electronic Scientific Journal «Oil and Gas Business»*, 2011, No. 1, pp. 65-77. Available at: http://www.ogbus.ru/authors/Baikov/Baikov_1.pdf (accessed 12.04.2019). [in Russian].

3. Baikov V.A., Burakov I.M., Latypov I.D., Yakovlev A.A., Asmandiyarov R.N. Kontrol' razvitiya tekhnogennykh treshchin avtoGRP pri podderzhanii plastovogo dalveniya na mestorozhdeniyakh ООО «РН-Юганскнефтегаз» [Waterflood Induced Hydraulic Fracturing Control under Reservoir Pressure Maintenance Conditions on RN-Yuganskneftegas Oilfields]. *Neftjanoe hozjajstvo — Oil Industry*, 2012. No. 11, pp. 30-33 [in Russian].

4. Ivaschenko D.S., Kravets D.A., Mumber P.S., Musin A.A., Sakhibgareev E.E. Automated Interwell Connectivity Measuring in the Presence of Self-Induced Fracturing Effect. Moscow, 2017.

5. Mal'tsev V.V., Asmandiyarov R.N., Baikov V.A., Usmanov T.S., Davletbaev A.Ya. Issledovanie razvitiya treshchin avtoGRP na opytном uchastke Priobskogo mestorozhdeniya s lineinoi sistemoi razrabotki [Testing of Auto Hydraulic-Fracturing Growth of the Linear Oilfield Development System of Priobskoye Oil Field]. *Neftjanoe hozjajstvo — Oil Industry*, 2012, No. 5, pp. 30-33 [in Russian].

REFERENCES

1. Baikov V.A., Zhdanov R.M., Mullagaliev T.I., Usmanov T.S. Vybora optimal'noi sistemy razrabotki dlya

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ ABOUT THE AUTHORS

Гильмутдинов Роберт Альфритович, магистрант кафедры «Разработка и эксплуатация газовых и нефтегазоконденсатных месторождений», УГНТУ, г. Уфа, Российская Федерация

Robert A. Gilmutdinov, Undergraduate Student of Gas and Oil and Gas Condensate Fields Development and Operation Department, USPTU, Ufa, Russian Federation

e-mail: robert.st@yandex.ru

Малышев Виктор Леонидович, канд. физ.-мат. наук, доцент кафедры «Разработка и эксплуатация газовых и нефтегазоконденсатных месторождений», УГНТУ, г. Уфа, Российская Федерация

Viktor L. Malyshev, Candidate of Physical and Mathematical Sciences, Assistant Professor of Gas and Oil and Gas Condensate Fields Development and Operation Department, USPTU, Ufa, Russian Federation

Нуртдинов Азамат Ришатович, магистрант кафедры «Разработка и эксплуатация нефтяных и газонефтяных месторождений», УГНТУ, г. Уфа, Российская Федерация

Azamat R. Nurtdinov, Undergraduate Student of Gas and Oil and Gas Condensate Fields Development and Operation Department, USPTU, Ufa, Russian Federation