

Создание оптимального дизайна многостадийного гидроразрыва пласта с учетом особенностей залежей баженовской свиты

Optimization of multi-stage hydraulic fracturing design in conditions of Bazhenov formation

A.V. Bochkarev, S.A. Budenny, R.N. Nikitin, D.A. Mitrushkin, A.A. Erofeev (MIPT Center for Engineering and Technologies, RF, Moscow), V.V. Zhukov (Gazpromneft NTC LLC, RF, Saint-Petersburg)

E-mail: erofeev.aa@cet-mipt.ru

Keywords: multi-stage hydraulic fracturing, natural fractures, hard-to-recover reserves, Bazhenov deposits, unconventional resources

This article aims to overview the prototype software for multi-stage hydraulic fracturing (MHF) design treatment. It includes HF simulator and reservoir simulator. Both of them are adapted for Bazhenov formation features such as high geological heterogeneity, vertical stress anisotropy, natural fractures, and extremely low permeability. Technological process features are also considered. As multistage hydraulic fracturing is of interest the issue of stress shadow effect and pressure distribution within the wellbore are considered.

The core of MHF module is based on cell-based pseudo-3D model with equilibrium-height growth regime, which is chosen for its reasonable accordance between accuracy and speed of numerical calculation. The hydraulic fracturing module allows setting an arbitrary design treatment (fluid and proppant properties, pumping schedule), lithology and well construction. Fracture geometry, mechanics of flow with proppant must be taken into account for proper fracture design and evaluation of packed fracture width profile. During the treatment, concentration of proppant near the fracture tip often increases causing tip screen out and making further fracture growth impossible. These aspects of fracture growth are implemented in MHF module. Once the fracture growth (with its sequent closure) is simulated, the MHF geometry may be transferred into the module for reservoir simulation in a straightforward way to calculate the inflow.

Thereby, the software allows following the HF design treatment workflow: both modules may be used in a joint way. In this article two cases are discussed: single fracture growth modelling and multi-stage hydraulic fracturing modelling.

Баженовская свита – уникальный геологический объект как по объему ресурсов углеводородов, так и по геолого-физическим свойствам, не имеющий аналогов в мире. В настоящее время наиболее эффективной технологией, применяемой для разработки баженовской свиты, является бурение горизонтальных скважин с многостадийным гидроразрывом пласта (МГРП). При проведении МГРП основная задача в условиях баженовской свиты – создание стимулированного объема пласта SRV (Stimulated Reservoir Volume), т.е. обеспечение интенсивного образования зоны наведенной трещиноватости, позволяющей существенно увеличить зону дренирования.

Для полноценного описания динамики формирования трещин МГРП необходимо связанное моделирование следующих процессов: деформация породы и ее разрушение, перенос жидкости и проппанта в канале трещины и стволе скважины, фильтрация жидкости в пласт, закрепление трещины на проппант. Сложность вертикаль-

**А.В. Бочкарев,
С.А. Буденный,
Р.Н. Никитин,
Д.А. Митрушкин,
А.А. Ерофеев,
(Инжиниринговый центр МФТИ),
В.В. Жуков
(ООО «Газпромнефть НТЦ»)**

Адрес для связи: erofeev.aa@cet-mipt.ru

Ключевые слова: многостадийный гидроразрыв пласта, естественная трещиноватость, низкопроницаемый коллектор, баженовская свита, нетрадиционные запасы

Работа выполнена при финансовой поддержке государства в лице Министерства образования и науки Российской Федерации в рамках работ по проекту №14.581.21.0008 от 03.10.2014 г. (уникальный идентификатор RFMEFI58114X0008)

ного разреза в совокупности с наличием естественной трещиноватости и спецификой операций МГРП существенно ограничивают применение традиционных коммерческих симуляторов и требуют разработки специализированного программного обеспечения, адаптированного к особенностям залежей баженовской свиты.

Для выработки рекомендаций по освоению баженовской свиты необходимы две составляющие: модуль для расчета процесса формирования трещин МГРП с последующим их закреплением и модуль для расчета притока к скважине с полученной геометрией трещин МГРП с учетом стимулированного объема. В статье приведены результаты разработки прототипа программного комплекса для моделирования и создания дизайна МГРП, состоящего из двух указанных модулей.

Модуль для расчета процесса формирования трещин МГРП

Разработанный модуль предназначен для связанного решения задач линейно-упругой механики разрушения, а также течения смеси высоковязких флюидов и твердой фазы – проппанта. Сложность решения связанной задачи всех процессов обусловлена их сильной нелинейной зависимостью. В первой задаче заключен вопрос о связи чистого давления (разница между давлением в канале трещины и давлением закрытия) в канале трещины и ее профиля раскрытия в многослойном пласте. В качестве связующей модели выбрана

псевдотрехмерная кусочно-заданная (cell-based) модель трещины (P3D модель) [1]. По сложности среди существующих моделей трещин ГРП P3D модель является оптимальной с точки зрения точности и скорости вычислений. Рост трещины определяется силовым критерием – превышением коэффициента интенсивности напряжений над трещиностойкостью породы. В разработанном модуле учтен также эффект интерференции (Stress Shadow) – взаимного влияния трещин в процессе их последовательного или одновременного роста. Задача решена с применением модифицированного метода разрывных смещений [2], в котором учитывается поправка на конечную высоту трещины.

Задача массопереноса смеси рабочей жидкости по заданному профилю давления решается для канала трещины и ствола скважины. В обеих системах неньютоновское поведение рабочей жидкости рассматривается в рамках модели степенной зависимости вязких напряжений от градиента скорости, так как данная реологическая модель описывает большинство используемых при ГРП рабочих жидкостей. Продолжительность операций ГРП сопоставима с временем разрушения гелей, являющихся в основном базовыми жидкостями для ГРП. В связи с указанным в разработанном прототипе программного комплекса имеется возможность задания корреляции реологических параметров в зависимости от времени. Реологические параметры в свою очередь могут быть получены по данным лабораторных исследований. Это особенно актуально при моделировании закрытия трещины, которое может продолжаться в течение достаточно длительного времени (порядка нескольких часов).

В процессе продвижения рабочей смеси в канале трещины важно определить распределение проппанта. Особое внимание при разработке программного комплекса уделено эффекту концевой экранирования TSO (Tip Screen-Out), приводящему к остановке роста трещины в длину; последующий рост трещины происходит преимущественно в вертикальном и поперечном направлениях [3]. Суть эффекта заключается в следующем: при достижении проппантной пачкой кончика трещины объемная концентрация проппанта начинает увеличиваться (проппант скапливается в области кончика), что в свою очередь обуславливает локальный рост эффективной вязкости смеси и уменьшение объемного потока в горизонтальном направлении. Кроме того, в каждом сечении трещины жидкость фильтруется в пласт за счет разницы давлений в трещине и ее окрестности, что также способствует увеличению объемной концентрации проппанта (используется модель утечек Картера [4]).

Пример проявления эффекта TSO приведен на рис. 1 (результат получен при расчете в разработанном программном модуле). Качественно наблюдаются два эффекта: увеличение объемной доли проппанта по мере прохождения вдоль канала трещины и его осаждение за счет сил гравитации. Через 33 мин после начала закачки концентрация проппанта достигает критического значения на кончике трещины, рост трещины в горизонтальном направлении приостанавливается.

Незапланированное «закупоривание» кончика трещины проппантом сопровождается существенным ростом

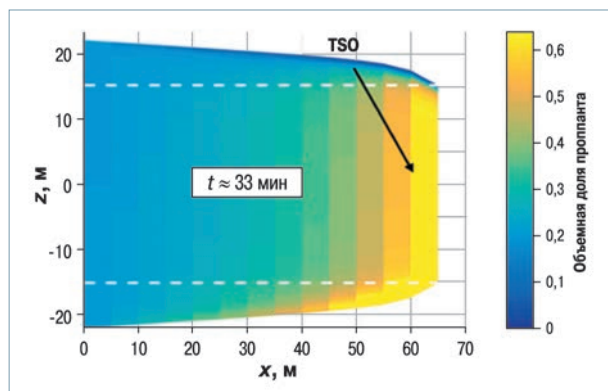


Рис. 1. Профиль трещины (вид сбоку) и концентрация проппанта в момент времени $t = 33$ мин

давления, что в большинстве случаев служит причиной остановки закачки (СТОПа). Разработанный модуль позволяет подобрать режим закачки и динамику набора концентрации таким образом, чтобы избежать неконтролируемого TSO или использовать его как инструмент для контроля геометрии трещины – соотношения ее длины и высоты.

Моделирование течения смеси в стволе скважины реализовано с целью корректного учета перепада давлений от забоя до устья скважины, а также изменения вязкости рабочей смеси в стволе скважины. Кроме того, при одновременном росте нескольких трещин ГРП необходимо определить порядок их инициации, а также распределение потоков рабочей смеси между ними [5]. В связи с этим численно решается задача по определению потерь давления в стволе скважины, обусловленных преимущественно вязкостным трением, совместно с ростом трещин ГРП. Пространственный профиль и конструкция скважины могут быть заданы произвольными. Используется зависимость коэффициента вязкости от скорости течения на всем диапазоне режимов течения (от ламинарного до турбулентного). Жидкость считается сжимаемой.

Особенно важным аспектом в вопросе о дизайне МГРП в условиях баженовской свиты является оценка стимулированного объема, т.е. объема сети естественных и наведенных трещин, гидравлически связанной с трещинами МГРП [6]. Существенная доля запасов углеводородов в залежах баженовской свиты заключена в карбонатных низкопроницаемых коллекторах, поэтому фильтрационно-емкостные свойства в основном определяются системой трещин, так как их проницаемость на порядки выше проницаемости матрицы коллектора. Таким образом, формирование стимулированного объема пласта заключается в увеличении раскрытости и проницаемости естественных трещин, а также в образовании новых трещин в зоне дренирования скважины и, как следствие, росте числа каналов течения пластового флюида. В разработанном программном комплексе исходная система естественных трещин задается следующими параметрами: плотность (число трещин на 1 м^2), выделенное направление, начальная ширина раскрытия, длина, проницаемость трещин. Каждый параметр определяется из нормального распределения, при этом задаются также средняя величина и дисперсия. Сеть трещин задается пользователем в каждом слое разреза.

Модуль для расчета притока нефти к скважине с МГРП

При моделировании процессов фильтрации флюида в пласте учитываются следующие факторы, напрямую связанные с особенностями строения залежей баженовской свиты [7]:

- неоднородность параметров расчетной области, вызванная неоднородностью свойств пород и наличием естественной трещиноватости;
- нелинейные эффекты фильтрации, обусловленные наличием коллекторов низкой и сверхнизкой проницаемости;
- аномально высокое внутрислоежное давление.

В связи с этим в разработанном модуле учтены зависимость проницаемости от порового давления, наличие запирающего градиента давления, диффузия и десорбция газа из нефтематеринской породы.

Модель описывает изотермическое течение двухфазного потока (газ и нефть) с учетом фазовых переходов в трехмерном пласте. Для описания изменения состояния системы во времени используются уравнения законов сохранения массы для каждого компонента пористой среды с несжимаемым скелетом. В ячейках, через которые проходят трещины ГРП и естественные трещины, задаются значения эффективной проницаемости в зависимости от числа, геометрии и проводимости трещин. Также для более корректного описания процессов, происходящих вблизи скважины и в области стимулированной трещиноватости, осуществляется локальное измельчение расчетной сетки на основе октодеревя (octree).

Моделирование роста одиночной трещины ГРП

Приведем пример расчета роста одиночной трещины с последующим закреплением на проппант в сложных литологических условиях. Используемые породы имеют высокую неоднородность по напряжению, модулю Юнга, коэффициенту Пуассона. Для заданной литологии профиль раскрытия трещины в зависимости от чистого давления в ней рассчитывается заранее перед моделированием роста трещин. Данный подход позволяет существенно сократить время численного моделирования роста одиночной трещины ГРП, что особенно актуально при необходимости расчета различных режимов закачки. На рис. 2 приведен геомеханический разрез, используемый в расчете.

Также реализована возможность задания произвольного режима закачки: объемного расхода смеси, концентрации проппанта и реологических свойств рабочих жидкостей. Режим закачки, используемый в примере расчета, приведен на рис. 3. Закачиваются гелеобразные жидкости с различными реологическими свойствами, с момента времени 2,5 мин начинается ступенчатый набор массовой концентрации проппанта, расход смеси снижается в 2 раза, до этого времени закачивается «подушка».

На рис. 4 представлена геометрия трещины в моменты времени после завершения закачки (через 30 мин – контур без заливки) и после закрепления ее профиля (через

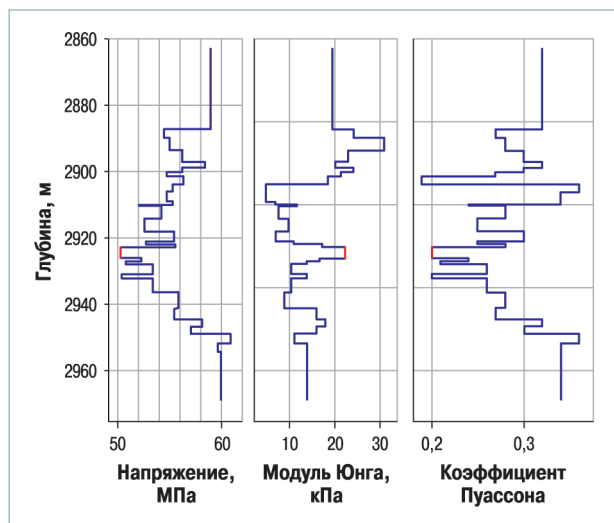


Рис. 2. Геомеханический разрез, используемый в расчете (красным цветом выделен интервал перфорации – протяженный источник)

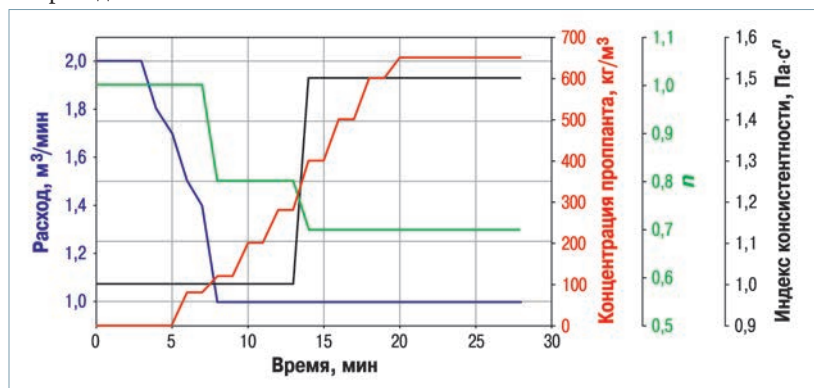


Рис. 3. Режим закачки, используемый в расчете (n – показатель неньютоновского поведения)

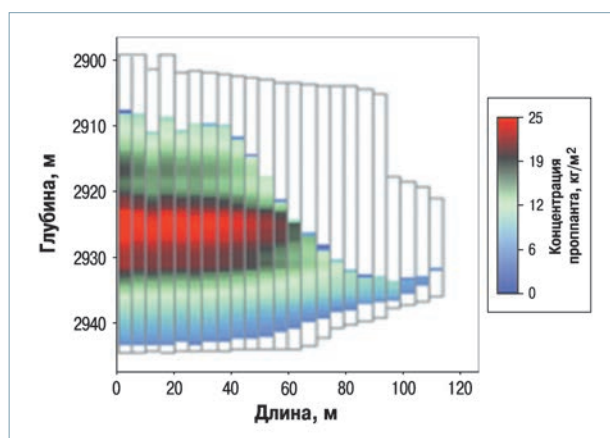


Рис. 4. Гидравлическая (прозрачные прямоугольники) и закрепленная (закрашенная область) геометрия трещины

400 мин). После прекращения закачки трещина смыкается за счет фильтрации рабочей жидкости в пласт. Трещина уменьшается в размерах, соответственно объемная концентрация проппанта в каждом сечении канала трещины увеличивается. Когда концентрация достигает критического значения, происходит закрепление трещины на проппант (обусловлено максимально допустимой упаковкой).

Процесс закрытия трещины может длиться достаточно долго. За это время рабочие жидкости теряют несущую способность, и проппант успевает осесть за счет силы гравитации, вследствие чего профиль раскрытия

трещины в момент окончательного смыкания будет неравномерным. В результате эффективная площадь контакта между проводимой трещиной ГРП и продуктивным слоем будет существенно меньше той, что была в момент остановки закачки, а гидродинамическая связь со скважиной может полностью отсутствовать. Разница между площадями контакта гидравлической и закрепленной трещин составляет порядка 40 %.

Моделирование МГРП

Интерес представляют эффект интерференции трещин ГРП и их взаимодействие с естественными трещинами. Интерференция имеет существенное влияние на форму трещины. На рис. 5 представлены результаты численного моделирования восьми последовательных стадий МГРП с одинаковым режимом закачки.

После проведения ГРП на первой стадии поле напряжений было локально увеличено в окрестности трещины, вследствие чего на последующей стадии она растет в измененных геомеханических условиях и соответственно имеет геометрию, отличную от геометрии трещины первой стадии, кроме того, изменяется направление роста. В результате эффективная площадь контакта проводимой трещины и целевого слоя может существенно различаться. В процессе моделирования определяется гидравлически связанная система трещин ГРП и естественных трещин, образующая стимулированный объем пласта (SRV). На рис. 6 приведен пример переноса полученной системы трещин в модуль для расчета притока. Использование модуля для расчета притока нефти к скважине в связке с модулем расчета формирования сети трещин позволит более корректно оценить эффективность МГРП в условиях залежей баженовской свиты и подобрать оптимальные параметры проведения гидро разрыва для достижения максимальной накопленной

добычи от скважины с полученной конфигурацией стимулированного объема пласта.

Выводы

1. Разработанный прототип программного комплекса для проектирования оптимального дизайна МГРП включает модуль моделирования роста трещин ГРП и модуль расчета притока к скважине с МГРП. В процессе расчетов учитываются течение в стволе скважины, взаимное влияние трещин (эффект интерференции), а также взаимодействие трещин ГРП с естественными трещинами для оценки стимулированного объема пласта. Учитываются также ключевые особенности баженовской свиты:

- сильная неоднородность геологического разреза;
- наличие естественной трещиноватости;
- сверхнизкая проницаемость матрицы породы.

2. Применение разработанного прототипа программного комплекса позволит повысить эффективность проведения МГРП в условиях баженовской свиты за счет обоснованного подбора оптимальных технологических параметров для конкретных геологических условий (режимов закачки, реологических свойств жидкостей, концентрации и типа проппанта).

Список литературы

1. Yew C.H., Weng Xiaowei. Mechanics of hydraulic fracturing – Gulf Professional Pub., 2015, pp. 65–67, <http://dx.doi.org/10.1016/B978-0-12-420003-6.09995-X>.
2. Dontsov E.V., Peirce A.P. Proppant transport in hydraulic fracturing: crack tip screen-out in KGD and P3D models // International Journal of Solids and Structures. – 2015. – V. 63. – P. 206–218.
3. Crouch S.L., Starfield A.M. Boundary Element Methods in Solid Mechanics: With Applications in Rock Mechanics and Geological Engineering. – London–Boston: Allen&Unwin, 1983.
4. Economides M.J., Nolte K.G. Reservoir Stimulation. – Houston: John Wiley&Son, 2000.
5. Lecampion B., Desroches J. Simultaneous initiation of multiple transverse hydraulic fractures from a horizontal well // ARMA 14-7110. – 2014.
6. Modelling of hydraulic fracture network propagation in a naturally fractured formation / X. Weng, O. Kresse, C. Chohen (et al) // SPE 140253. – 2011.
7. Baikov V.A., Davletbaev A.Y., Ivaschenko D.S. Non-Darcy Flow Numerical Simulation and Pressure/Rate Transient Analysis for Ultra-Low Permeable Reservoirs / SPE 171174. – 2014.

References

1. Yew C.H., Weng Xiaowei. Mechanics of hydraulic fracturing. – Gulf Professional Publishing, 2015, pp. 65–67. – <http://dx.doi.org/10.1016/B978-0-12-420003-6.09995-X>.
2. Dontsov E.V., Peirce A.P. Proppant transport in hydraulic fracturing: crack tip screen-out in KGD and P3D models, International Journal of Solids and Structures, 2015, V. 63, pp. 206–218.
3. Crouch S.L., Starfield A.M., Boundary element methods in solid mechanics: With applications in rock, Boston: George Allen & Unwin, 1983.
4. Economides M.J., Nolte K.G., Reservoir stimulation, Houston: John Wiley&Son, 2000.
5. Lecampion B., Desroches J., Simultaneous initiation of multiple transverse hydraulic fractures from a horizontal well, ARMA 2014-7110, 2014.
6. Weng X., Kresse O., Chohen C. et al., Modelling of hydraulic fracture network propagation in a naturally fractured formation, SPE 140253, 2011.
7. Baikov V.A., Davletbaev A.Y., Ivaschenko D.S., Non-Darcy flow numerical simulation and pressure/Rate transient analysis for ultra-low permeable reservoirs, SPE 171174-MS, 2014.

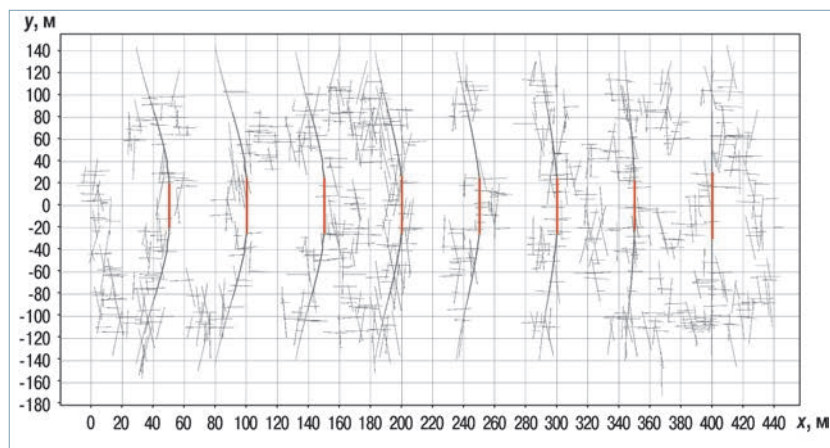


Рис. 5. Моделирование МГРП в естественной трещиноватой среде

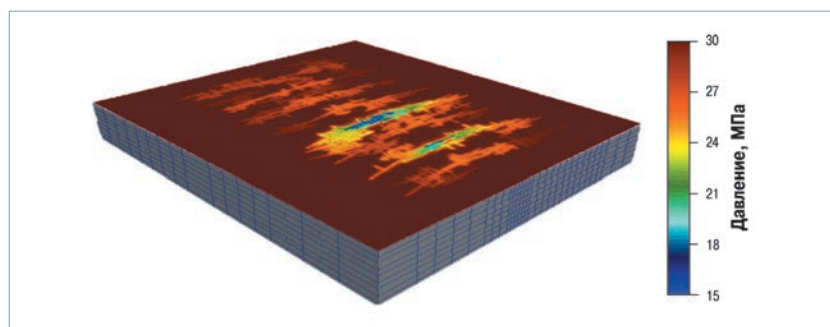


Рис. 6. Пример построения гидродинамической модели и расчета притока к системе трещин, полученной в результате МГРП