

УДК622.276.66

ПОСТРОЕНИЕ ГЕОМЕХАНИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ ДЛЯ ОПТИМИЗАЦИИ ДИЗАЙНА МНОГОСТАДИЙНОГО ГИДРОРАЗРЫВА ПЛАСТА

А. М. Жуковский

*РУП «Производственное объединение «Белоруснефть»
БелНИПИнефть», г. Гомель*

В последние годы в большинстве нефтегазоносных регионов происходит сокращение запасов легкой нефти и увеличение запасов трудноизвлекаемой (в том числе высоковязкой) нефти. Увеличение числа месторождений, находящихся на заключительной стадии разработки, ведет к необходимости более тщательного подхода к разработке и эксплуатации месторождений, разведке ранее неизученных объектов и разработке залежей в нетрадиционных коллекторах. Для реализации всего вышперечисленного необходимо использование прогрессивных исследований, высокоэффективных методов и технологий на всех стадиях разработки освоения месторождений. Геомеханическое моделирование, проводимое с целью оптимизации бурения скважин (выбор оптимальной траектории скважин) и разработки месторождений (поддержание пластового давления, оптимизация гидравлического разрыва пласта) относится к одному из наиболее перспективных направлений таких исследований.

Одной из самых передовых технологий в нефтяной отрасли является многостадийный гидроразрыв пласта в горизонтальных скважинах. Его отличие от одностадийного гидроразрыва в том, что в одной скважине проводится поочередно, цикл за циклом, несколько гидроразрывов пласта.

Классический метод создания дизайна гидроразрыва пласта основан на опыте проведения гидравлического разрыва пласта (ГРП) в данном регионе. При таком методе осуществляется деление разреза на литологические слои (песчаник, глина, известняк и т. д.) на основании интерпретации стандартного комплекса геофизического исследования скважины (ГИС). Далее каждому слою на основании регионального опыта присваиваются значения градиента давления закрытия трещин, значения модуля Юнга и коэффициента Пуассона.

В данной работе будет рассмотрена задача по созданию геомеханической модели с ее дальнейшей интеграцией в дизайн гидроразрыва пласта. В качестве объекта для создания интегрированной модели была выбрана скважина 117q Мармовичского месторождения нефти.

Процесс построения геомеханической модели можно разложить на несколько этапов:

- сбор и анализ исходных данных;
- определение механических свойств;
- определение профиля вертикального напряжения;
- определение порового давления;
- определение направления горизонтальных напряжений;
- определение профиля горизонтальных напряжений;
- калибровка построенной модели.

Основой для создания геомеханических моделей являются данные ГИС. Необходимый комплекс ГИС должен включать кросс-дипольный акустический каротаж, плотностной каротаж, кавернометрию, акустический телевизор и (или) электрический микроимиджер.

Показания таких методов, как плотностной и акустический каротаж подвержены искажениям из-за технологических и геолого-геофизических причин, поэтому на этапе анализа исходных данных выполняется их корректировка путем синтеза по другим методам ГИС.

К механическим свойствам горных пород относят упругие (модуль Юнга, коэффициент Пуассона, модуль сдвига, объемный модуль) и прочностные (предел прочности на растяжение, предел прочности на сжатие, угол внутреннего трения) параметры. Выделяют динамические и статические упругие модули: динамические определяют по скоростям распространения продольных и поперечных волн, прямые статические методы подразумевают непосредственное механическое воздействие на образец до его полного или частичного разрушения.

Для расчета статических упругих модулей были использованы корреляционные зависимости, полученные при проведении специальных лабораторных исследований на образцах керна rtr-el горизонтов Речицкого месторождения. В интервалах, где не было лабораторных исследований, были использованы литературные зависимости.

Для калибровки параметров проведения многостадийного гидроразрыва пласта в пилотном стволе 117g скважины был проведен информационный ГРП.

Одним из важных параметров при геомеханическом моделировании является направление действия главных горизонтальных напряжений. Этот параметр существенно влияет на устойчивость ствола скважины, ориентацию распространения трещин в пласте и в том числе на направление движения флюидов при разработке.

Для оценки текущих направлений действия главных напряжений существуют различные методики (микросейсмический мониторинг ГРП, кросс-дипольный акустический каротаж, микроимиджер, многорычажный каверномер, анализ сейсмических данных, исследования на ориентированном керне) [1]. Для получения исходной информации о состоянии стенки ствола скважины, значениях анизотропии свойств, направлении распространения трещин запись приборами электрического микросканера и кросс-дипольного акустического каротажа была выполнена в открытом стволе до и после информационного ГРП. На записи электрического микросканера, сделанной после информационного ГРП, вдоль ствола скважины наблюдается интервал с сетью трещин ГРП, до проведения ГРП трещины в данном интервале отсутствовали. Результаты, полученные по акустическому каротажу, подтверждают наличие трещин: коэффициент анизотропии по интервальному времени пробега поперечных волн не превышал 1 % до проведения ГРП, а после ГРП стал равен 12,5 %.

Проведение исследований, по оценке состояния ствола скважины электрическим микросканером, позволило получить предполагаемое направление действия главного максимального напряжения, равное $0-10^\circ$ ($180-190^\circ$) по магнитному азимуту – полученное значение совпадает с ориентацией распространения быстрой поперечной волны.

Профиль горизонтальных напряжений строился на основании пороупругой модели [2]. На основании коэффициента анизотропии, полученного по скоростям быстрой и медленной поперечных волн, можно говорить об изотропии главных горизонтальных напряжений (к-т анизотропии не превышает 2,5 %).

Магнитуда минимального горизонтального напряжения с большой точностью может быть оценена при проведении гидравлического разрыва пласта. Кроме ГРП определение минимального горизонтального напряжения может производиться с помощью стандартного (LOT) или расширенного теста (XLOT, аналогичное название ELOT) на поглощение в скважине [3].

При проведении информационного гидроразрыва пласта было получено значение градиента давления закрытия трещины, которое использовалось для калибровки профиля минимального бокового напряжения.

В работе рассмотрен подход интеграции параметров геомеханической модели в дизайн гидроразрыва пласта. Полученный профиль статических упругих модулей и боковых напряжений был использован для определения показателей развития трещины при проведении гидроразрыва пласта. Было выполнено сравнение классического подхода при построении дизайна ГРП с моделью, полученной в результате использования геомеханических параметров. Сделан вывод о сходности общей конфигурации трещин (длина, ширина, высота), однако наблюдаются и значительные расхождения двух моделей.

Трещины отличаются по профилю: при классическом способе более гомогенный по ее высоте, с геомеханическими данными – явное расширение к верхней части. Можно предположить, что увеличение ширины трещины в верхней части обусловлено уменьшением напряжения вверх по разрезу в сравнении с начальным дизайном ГРП. По второй модели концентрация проппанта в продуктивном интервале в трещине превышает результаты классического способа, а также по второй модели лучше закреплены пересекаемые нижние продуктивные пропластки.

Глубина нижней границы трещины с использованием геомеханической модели смещена ниже и цепляет воду. Таким образом, уменьшение напряжений и увеличение модуля Юнга вниз по разрезу способствовало большему развитию трещины и прорыву ее в водонасыщенный горизонт. Основным критерием прорыва воды можно считать получение обводненной продукции из нижележащих интервалов.

Скважина 117g Мармовичская была запущена в эксплуатацию после проведения многостадийного гидроразрыва в июне 2020 г. Фактические параметры эксплуатации скважины (01.08.2020 г.): дебит нефти 1,2 т/сут, дебит жидкости 3,17 т/сут, обводненность 61,46 % (1,2 г/см³). По состоянию на 07.08.2020 г. дебит скважины составил 17,1 м³/сут при обводненности 100 %, дебит нефти – 0 т/сут.

Лабораторией нефтепромысловой гидрогеологии выполнен анализ воды, отобранной из скважины 08.07.2020 г., согласно которому химический состав представлен смесью пластовых рассолов (около 70 %) и пресной технологической воды [4]. На основании этого можно утверждать о поступлении пластовой воды из нижележащих слоев елецкого горизонта, что свидетельствует о прорыве в них трещин ГРП.

В результате проделанной работы, на примере скважины 117g Мармовичского месторождения нефти, показана роль геомеханического моделирования при создании дизайна и прогнозировании геометрии трещин многостадийного гидроразрыва пласта для интенсификации притока нефти.

Литература

1. Zoback, M. D. Reservoir Geomechanics. UK, Cambridge: Cambridge University Press, 2007. – 505 p.
2. Breckels, I. M. and Van Eekelen, H. A. M. (1981). “Relationship between horizontal stress and depth in sedimentary basins: Paper SPE10336, 56th Annual Fall Technical Conference”. Society of Petroleum Engineers of AIME, San Antonio, Texas, October 5–7, 1981.
3. Zoback M. D., Barton C. A., Brudy M., Castillo D. A., Finkbeiner T., Grollimund B. R., Moos D. B., Peska P. Ward C. D., Wiprut D. J. Determination of stress orientation and magnitude in deep wells // Int. J. Rock Mechanic. – Min. Sci. 40, 1049–1076, 2003.
4. Степанов, И. А. Заключение о природе воды из скв. 117g Мармовичской от 10.07.2020 / И. А. Степанов ; БелНИПИнефть. – Гомель, 2020.