

УДК 622.313.31

ГЕОМЕХАНИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ НАПРЯЖЕННО-ДЕФОРМИРОВАННОГО СОСТОЯНИЯ ГОРНОГО МАССИВА ВОКРУГ СТВОЛА СКВАЖИНЫ В УСЛОВИЯХ МЕТАНОУГОЛЬНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ КУЗБАССА

Киреев П.А., лаборант кафедры теоретической и геотехнической механики
Научный руководитель: Хямяляйнен В.А., д.т.н., проф., зав. кафедрой
теоретической и геотехнической механики

Кузбасский государственный технический университет имени Т.Ф. Горбачева
г. Кемерово

Современная геомеханика, как наука, изучающая напряженно-деформированное состояние (НДС) земной коры, закономерности его изменения и влияние на физические процессы в недрах, нашла широкое применение в нефтегазовой отрасли – начиная с выбора мест заложения скважин и заканчивая поздними этапами разработки месторождений. В то время как с каждым годом повышается значимость освоения нетрадиционных ресурсов углеводородов, все большую роль в данной отрасли промышленности играет и нефтегазовая геомеханика. Одним из таких нетрадиционных ресурсов является метан угольных пластов (МУП), добываемый по всему миру с 1980-ых годов как самостоятельное полезное ископаемое.

При извлечении любого углеводорода, важную роль играет НДС горного массива. Зная его, мы можем определить, насколько устойчивы стенки ствола скважины. Это делается для предупреждения неблагоприятных ситуаций. Помимо этого, метанугольные скважины в большинстве своем требуют увеличения притока флюида, для чего очень часто прибегают к методу гидроразрыва пласта (ГРП), данный метод напрямую связан с полем напряжений в массиве, так как при использовании этого метода нам необходимо знать: потенциальные интервалы проведения, изменения размеров трещин и их направление образования. Также известно, что пористость и проницаемость обратно пропорционально зависит от действующих напряжений в массиве. Кроме того, изучение геомеханического состояния массива может помочь при выборе конструкций горизонтальных скважин.

Исследование НДС месторождений нефти или газа начинается, как правило, с построения одномерных (1D) геомеханических моделей, представляющих собой распределение главных напряжений в массиве горных пород вдоль осей скважин. Указанные модели являются наиболее точными, т. к. их построение выполняется по фактическим данным геофизических и гидродинамических исследований и исследований керна.

На рис. 1 изображена подробная схема этапов построения одномерной геомеханической модели.



Рис. 1. Этапы построения 1D геомеханической модели

Как видно, главными составляющими 1D геомеханических моделей являются такие компоненты, как геостатическое напряжение, минимальное и максимальное горизонтальные напряжения, которые совместно характеризуют тензор главных напряжений. Численное моделирование выполнено для условий метаноугольных скважин Нарыкско-Осташкинского месторождения. Методика расчета главных компонентов 1D геомеханической модели заключается в следующем:

1) Геостатическое напряжение в исследуемой точке характеризует вес вышележащих горных пород и вычисляется путем интегрирования плотности горных пород, слагающих исследуемый массив.

$$\sigma_v = g \sum_{i=1}^{i=n} \rho_i h_i, \quad (1)$$

где σ_v – геостатическое напряжение, Па; g – ускорение свободного падения, м/с²; ρ_i – плотность i -го слоя по результатам плотностного каротажа, кг/м³; h_i – мощность i -го слоя (шаг записи плотностного каротажа), м.

2) Пластовое давление – давление, под которым находится жидкость (нефть, газ и вода) насыщающие поровое пространство и трещины коллекторов, является важнейшим параметром характеризующим энергию нефтеносных, газоносных и водоносных пластов. Пластовое давление на метаноугольных месторождениях, как правило, измеряется только в интервалах угольных пластов для определения их фильтрационно-емкостных параметров в рамках гидродинамических исследований скважин (ГДИС) – испытателями пластов

на трубах или методом инъект-тестов. Результаты ГДИС на скважинах Нарыкско-Осташкинского метаноугольного месторождения Кузбасса показывают, что пластовое давление практически соответствует гидростатическому давлению толщии пластовых вод, формула для определения которого имеет следующий вид:

$$P_{гcm} = \rho_{ж} gH, \quad (2)$$

где P – гидростатическое давление жидкости в пласте-коллекторе, Па; ρ – плотность воды 997 кг/м^3 ; g – ускорение свободного падения $9,81, \text{ м/с}^2$; H – глубина, м.

3) Наиболее сложный и трудоёмкий этап подготовки модели – это построение кривых минимальных и максимальных горизонтальных напряжений, где необходимо учитывать действие минимальных и максимальных тектонических сил. Данные напряжения рассчитывают по формулам ниже:

$$\sigma_h = \lambda(\sigma_v - \alpha P) + \alpha P + \sigma_t, \quad (3)$$

$$\sigma_H = \lambda(\sigma_v - \alpha P) + \alpha P + \sigma_T, \quad (4)$$

где σ_h и σ_H – минимальное и максимальное горизонтальные напряжения, Па; λ – коэффициент бокового распора; α – коэффициент Био; P – пластовое давление, Па; σ_t и σ_T – тектонические напряжения в направлении минимального и максимального горизонтальных напряжений соответственно, Па. Формулы для расчета тектонических напряжений имеет следующий вид:

$$\sigma_t = \frac{E_{st}}{1 - \nu_{st}^2} \cdot \varepsilon_h + \frac{\nu_{st} E_{st}}{1 - \nu_{st}^2} \cdot \varepsilon_H \quad (5)$$

$$\sigma_T = \frac{E_{st}}{1 - \nu_{st}^2} \cdot \varepsilon_H + \frac{\nu_{st} E_{st}}{1 - \nu_{st}^2} \cdot \varepsilon_h \quad (6)$$

где σ_t – минимальное тектоническое напряжение; σ_T – максимальное тектоническое напряжение; ν_{st} – статический коэффициент Пуассона определяемый лабораторным методом; E_{st} – статический модуль Юнга, Па; ε_h – коэффициент μin линейной деформации; ε_H – коэффициент μax линейной деформации. Отсюда можно сделать вывод, что значительное влияние не тектонические силы оказывают деформационные свойства горных пород, а именно коэффициент Пуассона и модуль Юнга. Приняв во внимание данные наработки, мы получаем достаточно полно расписанные формулы для расчета минимального и максимального горизонтальных напряжений, которые имеют следующий вид:

$$\sigma_h = \frac{\nu_{st}}{1 - \nu_{st}} (\sigma_v - \alpha P) + \alpha P + \frac{E_{st}}{1 - \nu_{st}^2} \cdot \varepsilon_h + \frac{\nu_d E_{st}}{1 - \nu_{st}^2} \cdot \varepsilon_H \quad (7)$$

$$\sigma_H = \frac{\nu_{st}}{1 - \nu_{st}} (\sigma_v - \alpha P) + \alpha P + \frac{E_{st}}{1 - \nu_{st}^2} \cdot \varepsilon_H + \frac{\nu_d E_{st}}{1 - \nu_{st}^2} \cdot \varepsilon \quad (8)$$

Исходные данные для реализации построенной геомеханической модели приведены в табл. 1.

Табл. 1. Исходные данные

Глубина, м	Плотность горной породы по данным ГИС, г/см ³	Коэффициент Пуассона по данным ГИС	Модуль Юнга по данным ГИС, МПа
148,420	2,022	0,190	29100,000
148,520	2,003	0,140	31100,000
148,620	2,057	0,140	35800,000
148,720	2,122	0,140	40900,000
148,820	2,143	0,160	43900,000
148,920	2,133	0,220	40300,000
149,020	2,014	0,260	35400,000
149,120	1,924	0,280	32900,000
149,220	2,010	0,240	31800,000
149,320	2,109	0,220	31900,000
149,420	2,095	0,210	34500,000
149,520	2,344	0,200	41100,000
149,620	2,519	0,250	43900,000
149,720	2,318	0,240	36900,000
149,820	2,084	0,290	31900,000

Результаты расчета пластового давления и напряжений по рассмотренной методике приведены в табл. 2

Табл. 2. Результаты расчётов

Глубина, м	Пластовое давление, МПа	Промежуточное вычисление геостатического напряжения	Геостатическое напряжение, МПа	Коэффициент бокового распора	Коэффициент порупругости Био	Минимальное горизонтальное напряжение, МПа	Максимальное горизонтальное напряжение, МПа
148,420	1,455	356208,000	3,494	0,235	1,000	1,933	2,455
148,520	1,456	356410,200	3,496	0,163	1,000	1,788	2,270
148,620	1,457	356610,500	3,498	0,163	1,000	1,789	2,272
148,720	1,457	356816,200	3,500	0,163	1,000	1,790	2,273
148,820	1,458	357028,400	3,502	0,190	1,000	1,848	2,347
148,920	1,459	357242,700	3,505	0,282	1,000	2,036	2,586
149,020	1,460	357456,000	3,507	0,351	1,000	2,179	2,768
149,120	1,461	357657,400	3,509	0,389	1,000	2,258	2,867
149,220	1,462	357849,800	3,511	0,316	1,000	2,109	2,679
149,320	1,463	358050,800	3,512	0,282	1,000	2,041	2,592
149,420	1,464	358261,700	3,515	0,266	1,000	2,009	2,552
149,520	1,465	358471,200	3,517	0,250	1,000	1,978	2,512
149,620	1,466	358705,600	3,519	0,333	1,000	2,151	2,731
149,720	1,467	358957,500	3,521	0,316	1,000	2,116	2,687
149,820	1,468	359189,300	3,524	0,408	1,000	2,308	2,931

Как уже было сказано, исходные данные для построения 1D геомеханической модели скважины – это данные ГИС и ГДИС. Широко распространённым электронным форматом для таких данных является формат *.LAS. В файлах данного формата может содержаться большой объём данных, обработка которых вручную при подготовке модели может занять много времени и, очевидно, потребует применения специализированного программного обеспечения. Помимо этого, на основе подготовленной 1D геомеханической модели, ведут разработку и создание более сложных видов (2D, 3D) геомеханических моделей.

Список литературы:

1. ООО «Газпром добыча Кузнецк» история и перспективы проекта [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://kuznetsk-dobycha.gazprom.ru/about/history/>, свободный – (15.03.2020).
2. Информационный отчет по теме: современное состояние нефтегазовой геомеханики / А.В. Мясников. – М.: ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» Москва 2013.
3. Ножкин Н.В. Заблаговременная дегазация угольных месторождений / Н.В. Ножкин. – М.: Недра, 1979. – 271 с.
4. Шевцов А.Г. Роль геомеханического моделирования массива горных пород при добыче метана из угольных пластов [Электронный ресурс] / А.Г. Шевцов, М.А. Баёв, В.А. Хямяляйнен // Природные и интеллектуальные ресурсы Сибири. Сибресурс 2016. Материалы XVI Международной научно-практической конференции, 23-24 ноября 2016 г., Кемерово / ФГБОУ ВО «Кузбас. гос. техн. ун-т им. Т.Ф. Горбачева»; редкол.: А.А. Хорешок (отв. редактор), В.А. Колмаков, С.Г. Костюк (зам. отв. редактора) [и др.]. – Кемерово, 2016.
5. Шевцов А.Г. Анализ критериев применимости горизонтальных скважин для добычи метана из угольных пластов [Электронный ресурс] / А.Г. Шевцов // Сборник материалов XI Всерос. научно-практической конференции с международным участием «Россия молодая», 16-19 апр. 2019 г., Кемерово / ФГБОУ ВО «Кузбас. гос. техн. ун-т им. Т.Ф. Горбачева»; редкол.: С.Г. Костюк (отв. ред.) [и др.]. – Кемерово, 2019.
6. Шевцов А.Г. Подготовка одномерных геомеханических моделей метаноугольных месторождений по данным исследований в структурных и разведочных скважинах / А.Г. Шевцов // Наука и техника в газовой промышленности. – 2018. – № 4. – С. 17–21.
7. Киреев П.А. Особенности одномерного геомеханического моделирования по данным метаноугольных скважин / А.Г. Шевцов, В.А. Хямяляйнен // Сборник материалов XII Всерос. Научно-практической конференции с международным участием «Россия молодая», 2020 г., Кемерово.
8. The Defining Series: Geomechanics [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://www.slb.com/resource-library/oilfield-review/defining-series/defining-geomechanics> свободный - (25.03.2021).