

Разработка 3D геомеханической модели участка ачимовских отложений одного из месторождений Крайнего Севера

С.Н. Попов

Институт проблем нефти и газа РАН, г. Москва
E-mail: popov@ipng.ru

Аннотация. В статье рассматривается пример создания геомеханической модели участка ачимовских отложений одного из месторождений Крайнего Севера. Предложен метод создания геомеханической модели при отсутствии исходных данных, полученных на основе геологической модели. С помощью использования метода конечных элементов построено поле распределения напряжений в исследуемом продуктивном объекте.

Ключевые слова: напряжения, упругие свойства, пористость, геомеханическая модель.

Для цитирования: Попов С.Н. Разработка 3D геомеханической модели участка ачимовских отложений одного из месторождений Крайнего Севера // Актуальные проблемы нефти и газа. 2019. Вып. 2(25). <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2019-25.art3>

В последнее время при освоении и разработке месторождений углеводородов все чаще применяют методы геомеханического моделирования [1–8]. Использование геомеханических моделей позволяет оптимизировать траекторию стволов скважин и предотвратить их обрушение [6, 7], повысить эффективность производства операций ГРП [4], спрогнозировать изменение ФЕС [5] и деформации земной поверхности [8] при изменении пластового давления. Детализация представлений о напряженно-деформированном состоянии исследуемых месторождений достигается за счет применения методов трехмерного геомеханического моделирования. Для этого используется один из численных методов – в частности, метод конечных элементов (МКЭ) [9]. Использование данного метода позволяет получить тензор напряжений в любой точке моделируемого продуктивного объекта или участка месторождения, включая выше- и нижележащую толщину пород.

Обычно при построении 3D геомеханических моделей используется, по возможности, наиболее полный набор данных геофизических исследований скважин (ГИС) и сейсмических исследований. Однако, если большая часть этих данных отсутствует, то можно воспользоваться существующей геологической моделью месторождения для построения упрощенной геомеханической модели. Ниже рассмотрен

такой подход на примере участка ачимовских отложений одного из месторождений Крайнего Севера.

Разработка геомеханической модели производилась с использованием существующей трехмерной геологической модели, построенной в рамках создания технологической схемы разработки данного продуктивного объекта. Исходная геологическая модель участка состояла из двух продуктивных пластов. В табл. 1 приведены общие характеристики сетки геологической модели.

Таблица 1

Характеристики сетки участка геологической модели

№ п/п	Параметр	Значение
1	Количество ячеек вдоль оси x , ед.	58
2	Количество ячеек вдоль оси y , ед.	65
3	Шаг сетки по x , м	200
4	Шаг сетки по y , м	200
5	Длина модели вдоль оси x , м	11 600
6	Длина модели вдоль оси y , м	13 000
7	Количество слоев вдоль оси z , ед.	145
8	Общее количество ячеек, ед.	546 650
9	Количество активных ячеек, ед.	518 918

Геологическая модель включала следующие данные:

- траектории скважин;
- карты кровли и подошвы пластов продуктивных пластов;
- координаты x , y , z сеточных блоков модели;
- трехмерное распределение пористости, проницаемости, газонасыщенности и песчаности (доли коллектора).

Помимо разделения на два основных пласта, в геологической модели нижний пласт также был разделен на несколько пропластков. На рис. 1 показана сетка геологической модели и трехмерное распределение некоторых основных параметров модели.

Из рис. 1 видно, что часть пропластков имеет области выклинивания ближе к границам модели. В связи с этим, а также в силу других особенностей геомеханического моделирования с помощью МКЭ, данная сетка не может быть напрямую использована для расчета НДС исследуемого продуктивного объекта (в первую очередь, из-за существования ячеек с недопустимо маленькими площадями сечений для объемных конечных элементов в местах выклинивания пластов, а также присутствия неактивных

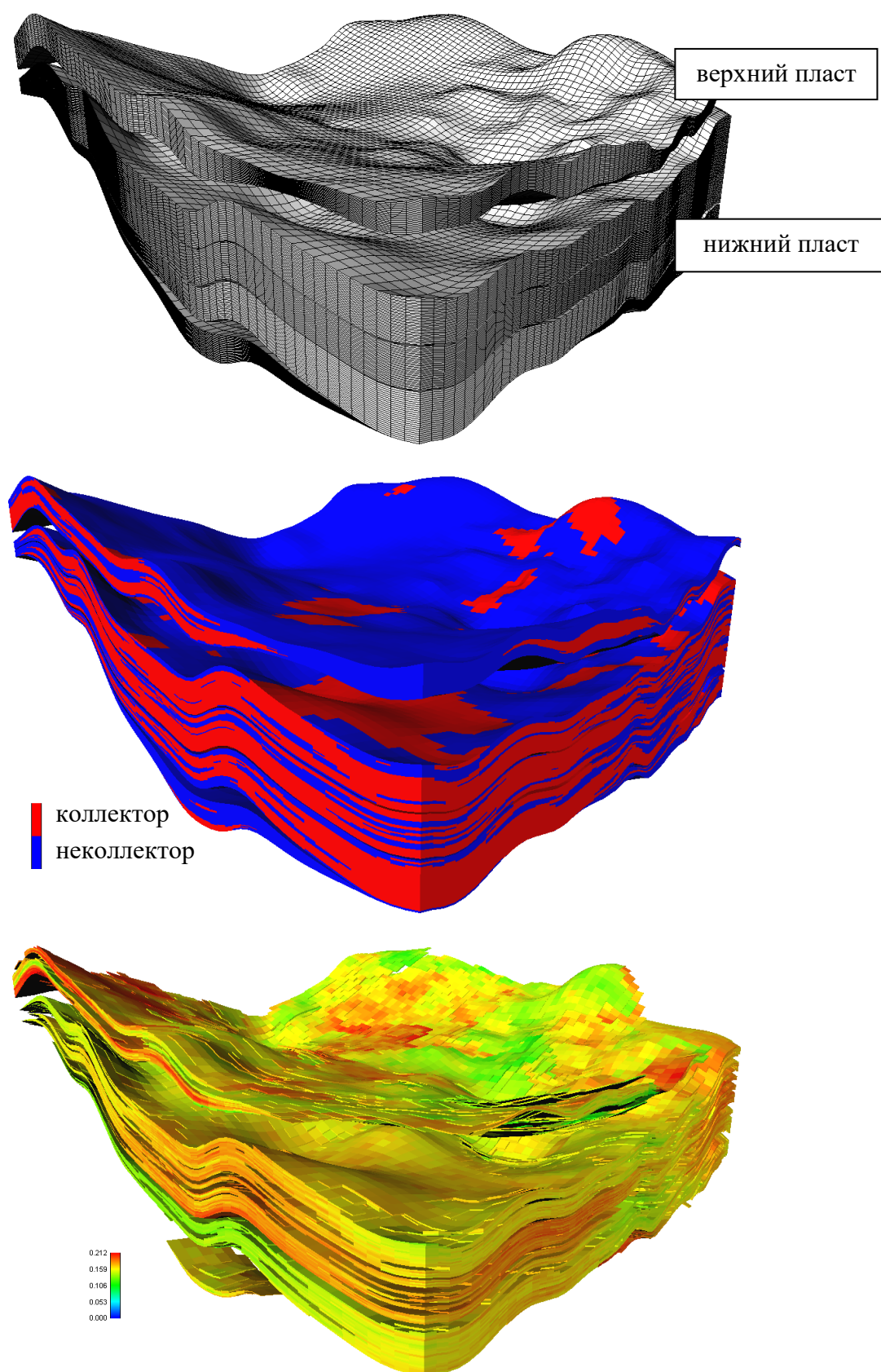


Рис.1. Сетка геологической модели (а), распределение коллектора (б) и пористости (в) в пределах моделируемого участка

ячеек с нулевыми объемами. Эти ограничения потребовали изменения существующей сетки геологической модели для целей расчета напряженно-деформированного состояния (НДС) следующим образом: в связи с ограничением сечений объемных элементов, по высоте модели было уменьшено количество слоев с 145 до 100, при этом дробность ячеек и шаг сетки вдоль координатных осей x и y остались прежними.

Несмотря на такое «огрубление» модели, подобные действия никаким образом не должны привести к существенному изменению в расчетах по определению поля напряжений в данном продуктивном объекте. Помимо этого, в геомеханической модели были учтены непроницаемые слои между пропластками, являющиеся в геологической модели неактивными.

Еще одной особенностью геомеханической модели является то факт, что для создания реального поля напряжений при моделировании должны участвовать выше- и нижележащая толщи пород. За счет веса пород вышележащей толщи в исследуемом продуктивном объекте воссоздаются реальные вертикальные напряжения, присутствующие в пласте. Нижележащая толща пород требуется для более корректного расчета НДС во всей моделируемой области горного массива.

На рис. 2 представлен сводный геолого-геофизический разрез территории месторождения до глубины 5500 м. Согласно данному разрезу над продуктивным объектом и под ним были дополнительно достроены слои выше- и нижележащей толщ пород.

Добавленные интервалы горного массива имели гораздо более грубую сетку, нежели ачимовская толща в связи с упрощением геомеханических расчетов и снижением расчетного времени. В табл. 2 приведены характеристики разбиения геомеханической модели по высоте, согласно сводному геологическому разрезу. В результате, конечно-элементная модель в пределах моделируемого участка имеет следующие сеточные размеры: $58 \times 65 \times 109$ или всего 410930 конечных элемента. На рис. 3 представлен окончательный результат построения конечно-элементной модели, которая использована в дальнейшем для расчета НДС горного массива.

Одной из задач геомеханического моделирования является корректное задание физико-механических свойств моделируемого массива пород, при этом строятся поля распределения следующих основных характеристик: плотность пород, модуль Юнга (упругости), коэффициент Пуассона, пределы прочности на растяжение и на сжатие.

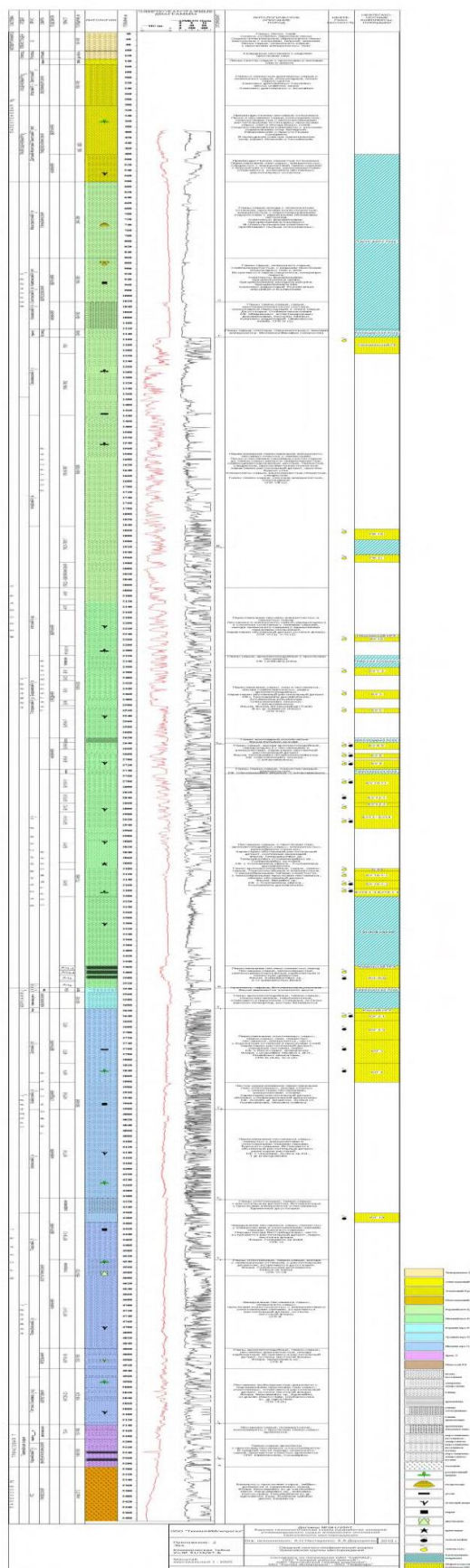


Рис. 2. Сводный геолого-геофизический разрез месторождения

Таблица 2

Разбиение геомеханической модели по слоям, согласно геолого-геофизическому разрезу

№ п/п	Номер слоя	Система	Отдел	Глубина, м	Количество слоев
вышележащая толща					
1	1	четвертичная	плейстоценовый	0–580	1
		палеогеновая	олигоценовый		
			эоценовый		
			палеоценовый		
2	2–3	меловая	верхний	580–2120	2
3	4–5	меловая	нижний	кровля пласта	2
ачимовская толща					
4	6–105	меловая	нижний	кровля пласта подошва пласта	100
нижележащая толща					
5	106–107	юрская	верхний	подошва Ач-4400	2
6			средний		
7	108	юрская	нижний	4400–5140	1
8	109	триасовая	тампейская серия	5140–5290	1

Как один из вариантов определения закономерностей распространения упругих и прочностных свойств пород можно воспользоваться корреляционными зависимостями данных параметров от пористости, однако для интервалов пород выше- и нижележащей толщ эти параметры являются неизвестными. Ниже рассмотрим – каким образом можно определить неизвестные (упругие и прочностные) для построения геомеханической модели.

В работе [8] предложен метод определения модуля упругости на основе корреляционной зависимости существующих исследований образцов керна. В данной публикации приводится следующая зависимость модуля упругости от глубины залегания пород для Западной Сибири:

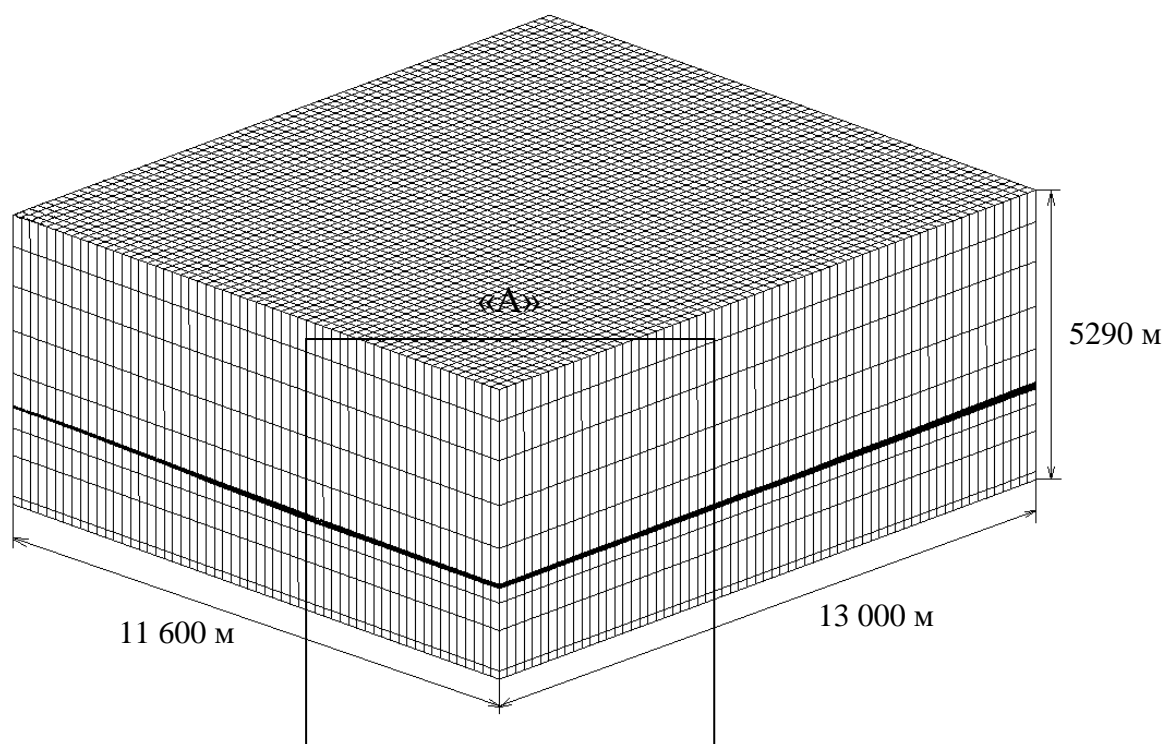
$$E = 1.1 + 0.2H + 4.2H^2, \quad (1)$$

где E – модуль упругости, ГПа; H – средняя глубина залегания пласта, км.

Известно, что для терригенных пород может существовать тесная связь между модулем упругости и пределом прочности на сжатие [8]. Так, в работе [8] на основе лабораторных испытаний получено следующее соотношение:

$$E = 266\sigma_{сж} + 122000, \quad (2)$$

где E – модуль упругости, МПа; $\sigma_{сж}$ – предел прочности породы на сжатие, МПа.



фрагмент «А»

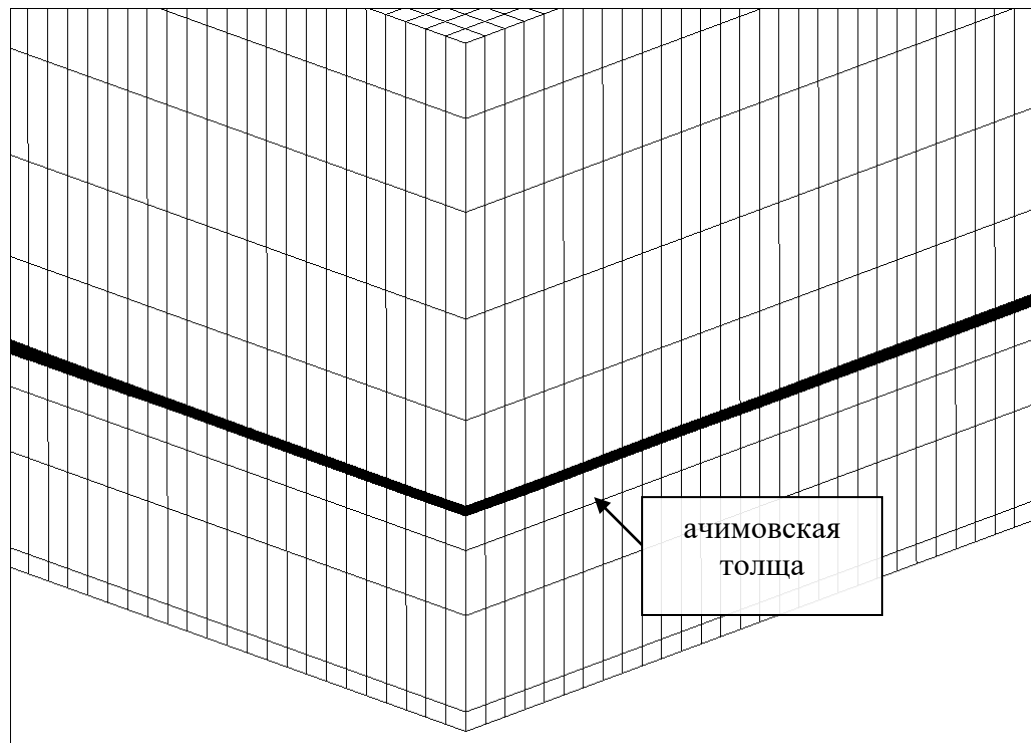


Рис. 3. Конечно-элементная схема геомеханической модели в пределах исследуемого участка

Прочностные и упругие характеристики горных пород, полученные на основе образцов керна, могут существенно отличаться от этих же характеристик в массиве. Данный эффект связан с тем, что в массиве возможно присутствие трещин и литологических разностей, существенно ослабляющих свойства пород. В таком случае можно воспользоваться коэффициентом структурного ослабления, зависящего от предела прочности породы на сжатие [8]:

$$K_{стр} = 2 + \frac{4000}{\sigma_{сж}^2}, \quad (3)$$

где $K_{стр}$ – коэффициент структурного ослабления, дол.ед.; $\sigma_{сж}$ – предел прочности породы на сжатие, МПа.

Тогда модуль упругости и прочностные характеристики в массиве уменьшаются пропорционально полученному коэффициенту структурного ослабления:

$$E = E_0 / K_{стр}, \quad (4)$$

$$\sigma_{сж} = \sigma_{сж}^0 / K_{стр}, \quad (5)$$

$$\sigma_p = \sigma_p^0 / K_{стр}. \quad (6)$$

В зависимостях (4)–(6) параметры E_0 (ГПа), $\sigma_{сж}^0$ (МПа) и σ_p^0 (МПа) представляют собой исходные параметры, полученные на основе испытаний образцов керна.

Как показывает опыт, соотношение (1) хорошо описывает свойства пород до глубины, приблизительно, 1000 м. Для меньших глубин могут получаться слишком заниженные упругие и прочностные свойства. В связи с этим, для горных пород с меньшим интервалом глубин использовались справочные данные. Окончательные значения упругих свойств для пород выше- и нижележащей толщ по слоям геомеханической модели (см. табл. 1) приведены в табл. 2.

Для пород-коллекторов исследуемого продуктивного объекта величины модуля упругости и коэффициента Пуассона задавались в зависимости от пористости, согласно следующим корреляционным зависимостям [10]:

$$E = 73.18 \exp(-0.0482 K_n), \quad (7)$$

$$\nu = -0.0037 K_n + 0.2658, \quad (8)$$

где E – модуль упругости, ГПа; K_n – пористость, %; ν – коэффициент Пуассона, дол.ед.

Таблица 2

Упругие свойства по слоям геомеханической модели, используемые в численных расчетах

№ п/п	Номер слоя	Глубина, м	Модуль упругости, МПа	Коэффициент Пуассона, дол.ед.	Объемный вес, МН/м ³
1	1	0–580	1000	0,2	0,0210
2	2	580–1300	2000	0,2	0,0229
3	3	1300–2120	3500	0,2	0,0242
4	4	2120–2900	11000	0,22	0,0252
5	5	2900–кровля	20300	0,22	0,0259
6	6–105	кровля пласта– подошва пласта	зависит от пористости	зависит от пористости	0,0262
7	106	подошва–3900	28000	0,22	0,0263
8	107	3900–4400	35200	0,25	0,0266
9	108	4400–5140	47000	0,25	0,0270
10	109	5140–5290	56500	0,25	0,0273

Следует отметить, что в рамках геологической модели не производилось разделение неколлекторов на различные литотипы (песчаник заглинизированный, песчаник карбонатизированный, аргиллит и т.д.), в связи с этим для ячеек модели, соответствующих неколлекторам, принимались следующие, одинаковые для всех ячеек, значения модуля упругости и коэффициента Пуассона, соответственно: 28 ГПа и 0,25, что в определенной мере будет вносить погрешность в полученные результаты расчетов.

Следующим важным параметром является плотность (объемный вес) пород, в особенности для вышележащей толщи. От данной величины напрямую зависит вертикальная компонента напряжений. Для задания значений плотности горных пород можно воспользоваться данными М.А. Туезовой [11]. Автором были обобщены значения плотности пород Западно-Сибирской плиты, соответствующие глубинам залегания (табл. 3, рис. 4). В общем виде зависимость плотности от глубины имеет следующий вид:

$$\rho = 0.34 + \ln(H + 590) - 0,216, \quad (9)$$

где H – глубина пласта, м; ρ – плотность горной породы, г/см³.

На основе данной зависимости получены значения объемного веса вышележащих слоев пород для геомеханической модели (см. табл. 2). Основным этапом геомеханического моделирования является определение НДС исследуемого продуктивного объекта.

Таблица 3

**Зависимость плотности горных пород Западно-Сибирской
плиты от глубины залегания (по данным Туезовой М.А. [11])**

Глубина, м	Плотность горных пород, г/см ³	Вертикальная компонента горного давления, МПа
0	1,940	0
500	2,110	10,41
1000	2,248	21,50
1500	2,357	32,57
2000	2,444	44,58
2500	2,514	56,98
3000	2,565	68,42
3500	2,614	82,66
3600	2,622	85,278
3700	2,629	87,904
3800	2,636	90,537
3900	2,643	93,176
4000	2,649	95,822
4100	2,636	98,474
4500	2,678	109,14
5000	2,700	122,59

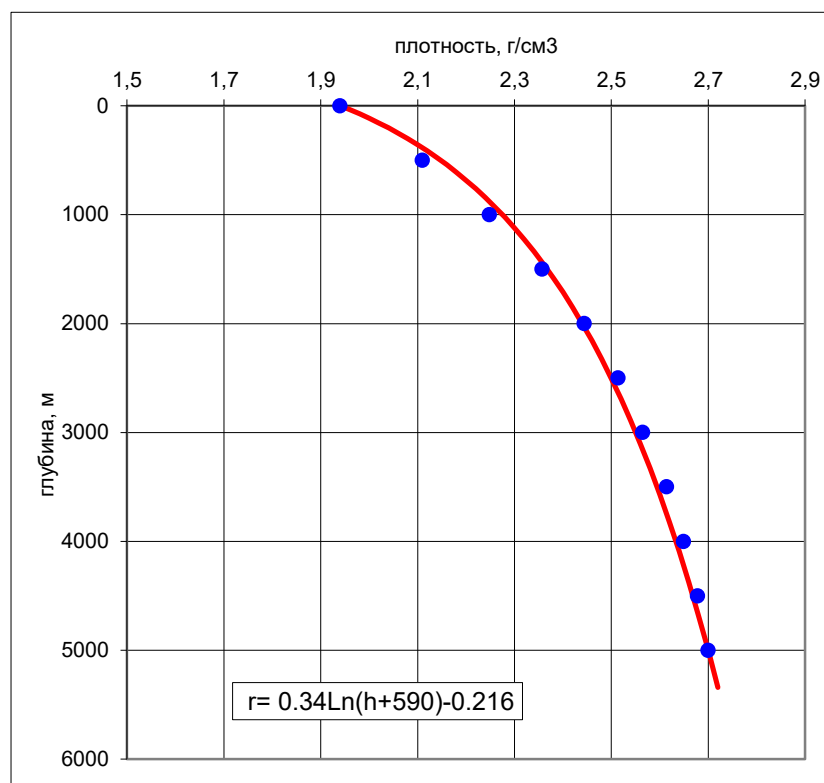


Рис. 4. Зависимость плотности горных пород Западно-Сибирской
плиты от глубины залегания (по данным Туезовой М.А. [11])

Распределение компонент тензора напряжений формируется на основе взаимного влияния нескольких факторов:

1. Вес вышележащей толщи пород.
2. Распределение глубин кровли и подошвы пород продуктивной толщи.
3. Распределение упругих свойств (модуль упругости, коэффициент Пуассона) пород в пространстве.

Все вышеприведенные факторы в той или иной степени воздействуют на НДС массива горных пород. Обычно, в аналогичных расчетах задают граничные условия в виде закрепления перемещений на границах модели по нормали к поверхности (кроме верхней границы), однако, в таком случае будут получены заниженные значения горизонтальных напряжений. В связи с этим, перемещения по нормали к поверхности закреплялись только на нижней грани модели. На боковых границах прикладывались горизонтальные напряжения, с таким расчетом, чтобы получить максимальные и минимальные напряжения, близкие к значениям, полученным на основе анализа результатов проведения ГРП (рис. 5,а).

В результате численных расчетов трехмерной геомеханической модели было получено распределение шести компонент тензора напряжений (нормальные и касательные), а также величины главных напряжений в любой точке как для интервала пород ачимовской толщи, так и для выше- и нижележащей толщ. На основе полей параметров напряжений строилась карта распределения горизонтальных напряжений, представленная на рис. 5,б. При построении карты включались ячейки, соответствующие неколлекторам. Анализируя полученные результаты, можно сказать следующее: области с минимальными горизонтальными напряжениями находятся вблизи скважин, расположенных в северной и юго-западной части разбуренного участка; максимальные напряжения соответствуют восточной части участка. В целом, величины максимальных, минимальных и средних горизонтальных напряжений близки к данным, полученным на основе ГРП, и, соответственно, составляют 66,7 МПа, 62,4 МПа и 65,6 МПа. В то же время наблюдается существенное различие рис. 5,а и 5,б. Данный факт объясняется несколькими причинами:

1. При построении карты на рис. 5,б использовались данные по слоям всей толщи пород пластов ачимовских отложений, включая коллекторы и неколлекторы, а при построении карты на рис. 5,а – значения горизонтальных напряжений, полученные только в том интервале перфорации, в котором производилось ГРП.

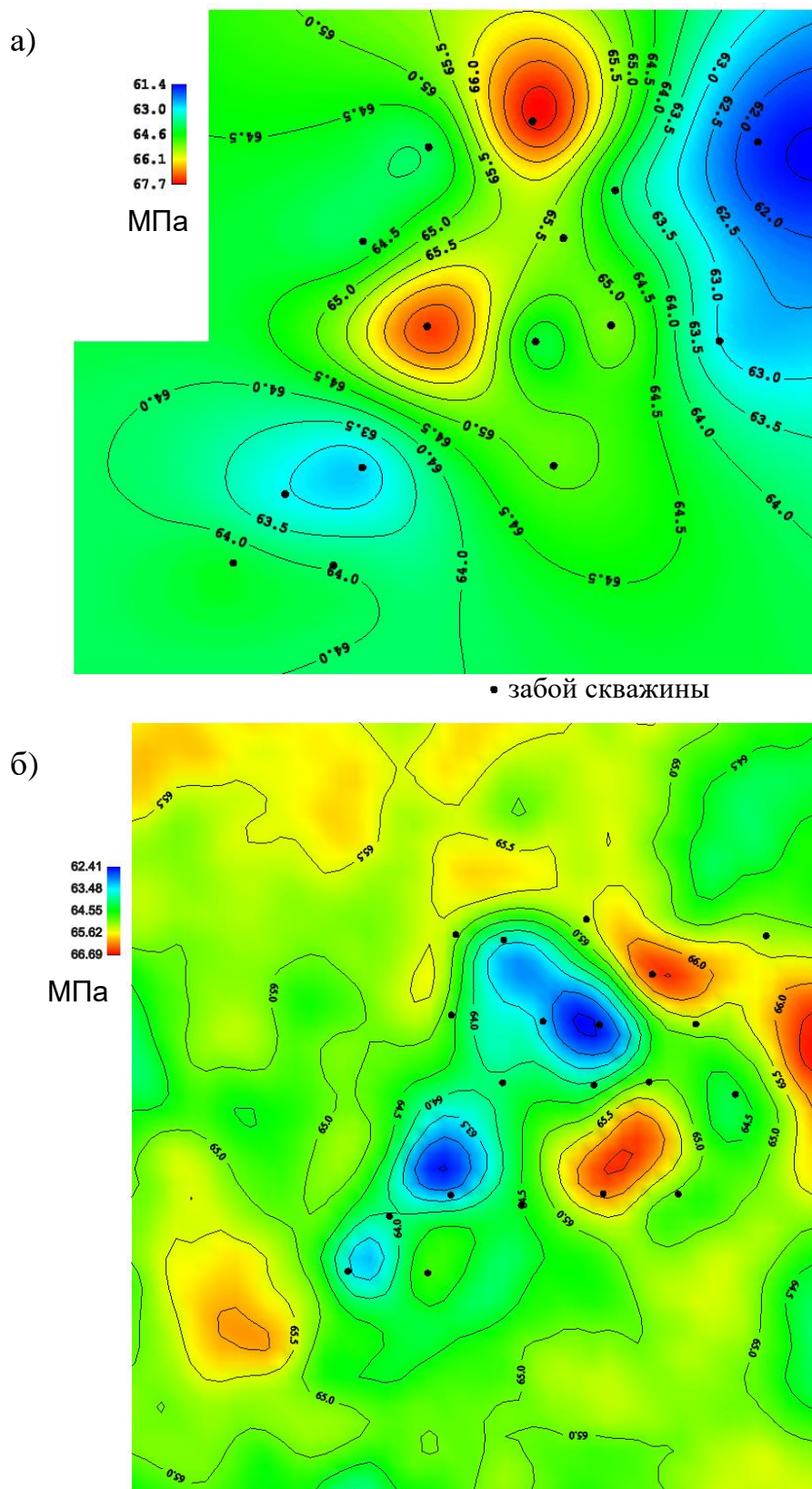


Рис. 5. Карты распределения горизонтальных напряжений в ачимовских отложениях моделируемого участка, полученные на основе обработки результатов проведения ГРП (а) и на основе геомеханического моделирования (б)

2. Как уже было сказано, для ячеек, соответствующих неколлекторам, в расчетах задавались одинаковые величины упругих параметров, что также вносит отличие в общую картину распределения напряжений.

3. При построении карты на рис. 5,б учитывалось распределение пористости и, соответственно, упругих свойств в межскважинном пространстве, а при построении карты на рис. 5,а использовались только скважинные данные.

Следует добавить, что карта распределения напряжений, полученная на основе геомеханического моделирования, во многом соответствует распределению коллекторов, выделенных на основе геологического моделирования, что вполне объясняется влиянием заданных упругих характеристик.

В заключение данной публикации можно сделать следующие основные выводы:

1. В рамках работы рассмотрен метод построения трехмерной геомеханической модели, включающей выше- и нижележащую толщ пород на основе геологической модели на примере участка ачимовских отложений одного из месторождений Крайнего Севера.

2. На основе результатов моделирования получено распределение компонент тензора напряжений в виде трехмерных параметров, которое отражает начальное напряженное состояние исследуемого продуктивного объекта. В поле распределения напряжений присутствуют как области с минимальными, так и максимальными значениями.

3. Полученную геомеханическую модель можно использовать в дальнейшем для определения влияния изменения пластового давления на ФЕС пород-коллекторов и основные технологические показатели работы скважин.

Статья написана в рамках выполнения государственного задания (тема «Исследование термодинамических свойств углеводородных смесей, моделирование гидротермодинамических, физико-химических и геомеханических процессов в геосредах с целью повышения эффективности разработки трудноизвлекаемых запасов нефти и газа», № АААА-А19-119030690057-5).

Литература

1. Fjear E., Holt R.M., Horsrud P., Raaen A.M., Risnes R. Petroleum related rock mechanics. Amsterdam: Elsevier, 2008. 492 p.

2. *Charlez Ph.* Rock mechanics: Petroleum applications. Paris: Editions Technip, 1997. Vol. 2. 661 p.
3. *Вашкевич А.А., Жуков В.В., Овчаренко Ю.В., Бочков А.С.* Развитие подходов геомеханического моделирования в ПАО «Газпром нефть» // Нефтяное хозяйство. 2016. № 12. С. 16–19.
4. *Ганаева М.Р., Суходанова С.С., Халиулин Р.Р., Халиулин Р.Р.* Построение трехмерной геомеханической модели месторождения на Сахалинском шельфе с целью планирования многостадийного гидроразрыва пласта // Нефтяное хозяйство. 2018. № 6. С. 108–111.
5. *Попов С.Н., Кусайко А.С., Озун И.А.* Экспериментальные исследования, анализ и обработка компрессионных, деформационных и прочностных свойств пород-коллекторов нефтяных месторождений Республики Коми // Актуальные проблемы нефти и газа. 2018. № 1(20). <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2018-20.art28>
6. *Лукин С.В., Есипов С.В., Жуков В.В., Овчаренко Ю.В., Хомутов А.Ю., Шевчук Т.Н., Сусяков И.В.* Расчет устойчивости ствола скважины для предотвращения осложнений в бурении // Нефтяное хозяйство. 2016. № 6. С. 70–73.
7. *Грачев О.В., Малютин Д.В., Пименов А.А., Ялаев Т.Р., Смышляев Я.Н., Кудашов К.В., Филимонова В.П., Лелявский В.С.* Применение геомеханического моделирования для бурения скважин на Косухинском месторождении // Нефтяное хозяйство. 2018. № 11. С. 41–45. <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2018-11-41-45>
8. *Гладышев С.В., Попов С.Н., Шустов Д.В., Вальков В.В., Согорин А.А., Терентьев В.Б.* Прогноз напряженно-деформированного состояния горного массива методом конечных элементов при разработке Шершневского месторождения нефти на основе трехмерной геологической модели // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2008. № 8. С. 55–58.
9. *Фадеев А.Б.* Метод конечных элементов в геомеханике. М.: Недра, 1987. 221 с.
10. *Попов С.Н., Заринов Р.Ш., Паршуков А.В.* Изменение физико-механических свойств пород ачимовских отложений Уренгойской группы месторождений в зависимости от пористости // Газовая промышленность. 2013. № 8. С. 45–47.
11. *Туезова Н.А.* Петрофизика осадочных пород чехла древних и молодых платформ и нефтегазоносных структур на примере Западно-Сибирской плиты и Сибирской платформы. М.: Недра, 1984. 230 с.

Development of 3D geomechanical model of the Achimov deposits of one of the fields of the Far North

S.N. Popov

Oil and Gas Research Institute, Russian Academy of Sciences, Moscow
E-mail: popov@ipng.ru

Abstract. The article discusses a case of creating a geomechanical model of the Achimov deposits of one of the fields of the Far North. A method of creating a geomechanical model in the absence of source data based on a geological model is proposed. Using the finite elements method, the stress distribution field in the studied productive object is obtained.

Keywords: stresses, elastic properties, porosity, geomechanical model.

Citation: Popov S.N. Development of 3D geomechanical model of the Achimov deposits of one of the fields of the Far North // Actual Problems of Oil and Gas. 2019. Iss. 2(25). <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2019-25.art3> (In Russ.).

References

1. *Fjear E., Holt R.M., Horsrud P., Raaen A.M., Risnes R.* Petroleum related rock mechanics. Amsterdam: Elsevier, 2008. 492 p.
2. *Charlez Ph.* Rock mechanics: Petroleum applications. Paris: Editions Technip, 1997. Vol. 2. 661 p.
3. *Vashkevich A.A., Zhukov V.V., Ovcharenko Yu.V., Bochkov A.S.* Developing of integrated modeling in Gazprom Neft PJSC // Oil Industry. 2016. No. 12. P. 16–19. (In Russ.).
4. *Ganaeva M.R., Sukhodanova S.S., Khaliulin R.R., Khaliulin R.R.* Sakhalin offshore oilfield hydraulic fracturing optimization by building a 3D geomechanical model // Oil Industry. 2018. № 6. P. 108–111. (In Russ.).
5. *Popov S.N., Kusaiko A.S., Ozun I.A.* Experimental research, analysis and processing of compressive, deformation and strength properties of reservoir rock of oil fields in the Komi Republic // Actual Problems of Oil and Gas. 2018. Iss. 1(20). <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2018-20.art28> (In Russ.).
6. *Lukin S.V., Esipov S.V., Zhukov V.V., Ovcharenko Yu.V., Khomutov A.Yu., Shevchuk T.N., Suslyakov I.V.* Borehole stability prediction to avoid drilling failures // Oil Industry. 2016. No. 16. P. 70–73. (In Russ.).

7. *Grachev O.V., Malyutin D.V., Pimenov A.A., Yalaev T.R., Smyshlyaev Ya.N. Kudashov K.V., Filimonov V.P., Lelyavsky V.S.* Application of geomechanical modeling for well drilling on the Kosukhinskoye field // Oil Industry. 2018. No. 11. P. 41–45. <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2018-11-41-45> (In Russ.).
8. *Gladyshev S.V., Popov S.N., Shustov D.V., Val'kov V.V., Sogorin A.A., Terentiev V.B.* The forecast of stress-strain state of rock masses by finite element method in the development of the Shershnevskoe oil field based on a three-dimensional geological model // Geology, Geophysics and Development of Oil and Gas Fields. 2008. № 8. P. 55–58. (In Russ.).
9. *Fadeev A.B.* Finite elements method in geomechanics. Moscow: Nedra, 1987. 221 p.
10. *Popov S.N., Zaripov R.S., Parshukov A.V.* Porosity implications for Achimov plays in Urengoy // Gas Industry. 2013. № 8. P. 45–47. (In Russ.).
11. *Tuezova N.A.* Petrophysics of sedimentary rocks of the cover of ancient and young platforms and petroleum structures on the example of the West Siberian plate and the Siberian platform. Moscow: Nedra. 1984. 230 p. (In Russ.).