

# Новый подход к внедрению результатов геомеханического моделирования в производственные процессы добывающих обществ ПАО «НК «Роснефть»

Поляков Д.А.<sup>1</sup>, Павлов В.А.<sup>1</sup>, Морева В.А.<sup>1</sup>, Ельсов П.В.<sup>1</sup>, Самойлов М.И.<sup>2</sup>, Нечаев А.С.<sup>3</sup>

<sup>1</sup>ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия,

<sup>2</sup>ООО «РН-ЦЭПИТР», Тюмень, Россия, <sup>3</sup>ПАО «НК «Роснефть», Москва, Россия

dapolyakov4@tinn.rosneft.ru

## Аннотация

Рассмотрен успешный опыт внедрения геомеханического моделирования в производственные процессы блока «Разведка и добыча» на базе головного НИПИ ПАО «НК «Роснефть». Внедрение подразумевает использование геомеханического моделирования для задач оптимизации бурения разведочных и эксплуатационных скважин, проведение мероприятий по интенсификации притока и корректировке системы разработки.

## Материалы и методы

Для построения геомеханических моделей использован метод конечных элементов. Для внедрения полученных результатов использован проектный подход и работа в мультидисциплинарной команде.

## Ключевые слова

геомеханическое моделирование, гидроразрыв пласта, устойчивость ствола, безопасная депрессия

## Для цитирования

Поляков Д.А., Павлов В.А., Морева В.А., Ельсов П.В., Самойлов М.И., Нечаев А.С. Новый подход к внедрению результатов геомеханического моделирования в производственные процессы добывающих обществ ПАО «НК «Роснефть» // Экспозиция Нефть Газ. 2021. № 6. С. \*\*-\*\*. DOI: 10.24412/2076-6785-2021-6-\*\*-\*\*

Поступила в редакцию: 05.07.2021

GEOLOGY

UDC 550.82 | Original Paper

## A new approach to the implementation of the results of geomechanical modeling in the production processes of the Production Companies of “NK “Rosneft” PJSC

Polyakov D.A.<sup>1</sup>, Pavlov V.A.<sup>1</sup>, Moreva V.A.<sup>1</sup>, Elsov P.V.<sup>1</sup>, Samoilov M.I.<sup>2</sup>, Nechaev A.S.<sup>3</sup>

<sup>1</sup>“Tyumen oil research center” LLC, Tyumen, Russia, <sup>2</sup>“RN-TSEPI TR” LLC, Tyumen, Russia,

<sup>3</sup>“NK “Rosneft” PJSC, Moscow, Russia

dapolyakov4@tinn.rosneft.ru

## Abstract

The successful experience of geomechanical modeling implementation into the production processes of the “Exploration and production” block on the basis of the head research and development institute of “NK “Rosneft” PJSC is considered. The implementation implies the use of geomechanical modeling for drilling optimization of exploration and production wells, taking measures to stimulate the inflow and to adjust the development system.

## Materials and methods

The finite element method was used to build geomechanical models. To implement the results obtained, a project approach and work in a multi-disciplinary team were used.

## Keywords

geomechanical modeling, hydraulic fracturing, wellbore stability, safe drawdown

## For citation

Polyakov D.A., Pavlov V.A., Moreva V.A., Elsov P.V., Samoilov M.I., Nechaev A.S. A new approach to the implementation of the results of geomechanical modeling in the production processes of the Production Companies of “NK “Rosneft” PJSC. Exposition Oil Gas, 2021, issue 6, P. \*\*-\*\*. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2021-6-\*\*-\*\*

Received: 05.07.2021

## Введение

Развитие геомеханического моделирования в России позволило расширить применение данного типа моделирования для решения конкретных проблем нефтепользователей [1, 2]. Однако зачастую инженеры по геомеханике сталкиваются с проблемами,

основной из которых является отсутствие необходимых и достаточных данных для моделирования и низкое качество их интерпретации. В результате геомеханическая модель, построенная со значительными допущениями, имеет низкую достоверность и не решает поставленные задачи.

Процесс геомеханического моделирования является малой частью всего спектра задач, обеспечивающих качественное внедрение модели.

Определение минимального набора необходимых комплексов геофизических исследований скважин (ГИС), исследований

кernового материала, числа опорных скважин и объема необходимых дополнительных исследований для каждого типа скважин является базовым для начала формирования качественной геомеханической модели.

Вопрос изученности объекта или месторождения всеми необходимыми видами исследований поднимается уже на этапе разработки, что неизбежно приведет к увеличению затрат на эксплуатационное бурение. На проектах, сопровождаемых ООО «ТННЦ», происходит вовлечение специалистов-геомехаников на этапе разведочных работ для обоснования необходимых комплексов ГИС, интервалов отбора керна с учетом имеющихся проблем и последующих планов по разработке тех или иных целевых горизонтов (рис. 1).

После сбора всей необходимой информации начинается подготовка к построению геомеханической модели. В [3] представлены типы керновых исследований упруго-прочностных свойств горных пород в зависимости от решаемых задач.

На этапе поисково-разведочных работ основная задача — безаварийное бурение вертикальных и наклоннонаправленных (ННС) поисково-разведочных скважин. Эту задачу возможно решить инструментами 1D геомеханического моделирования. Используя результаты 1D геомеханической модели, можно оценить плотность бурового раствора для минимизации обрушений и поглощений, выбрать оптимальные углы вскрытия осложненных интервалов, оптимизировать конструкцию обсадной колонны, определить упругие свойства и напряжения для проектирования гидроразрыва пласта, определить максимально допустимую депрессию для снижения выноса твердой фазы при освоении и эксплуатации скважин [4–6].

При бурении первых горизонтальных скважин (ГС) на лицензионном участке (ЛУ) для уточнения геомеханической модели в компоновку низа буровой колонны (КНБК) рекомендуется включать специальные комплексы: запись плотностного каротажа, акустической кавернометрии и эквивалентно циркуляционной плотности (ЭЦП) на забое.

Перечень исследований, необходимых для повышения точности геомеханической модели, в общем виде представляется так:



Рис. 1. Комплексы ГИС в зависимости от решаемых задач  
Fig. 1. GIS complexes according to the current tasks

- запись ЭЦП в процессе строительства скважин (2–3 скважины на каждом кусте);
- многорычажная кавернометрия в ННС, акустическая кавернометрия в ГС (2–3 скважины на каждом кусте);
- замер высоты роста трещины в ННС (1 скважина в год);
- микросейсмика при выполнении многостадийного гидроразрыва пласта (МГРП) в ГС (1 скважина в год);
- запись акустического широкополосного каротажа (АКШ) и гамма-гамма плотностного каротажа (ГГКп) как минимум на 1 скважине каждого нового куста;
- вынос твердой фазы в процессе эксплуатации скважин (постоянно);
- анализ результатов бурения (постоянно);
- анализ графиков закачки в нагнетательных скважинах (постоянно).

В периметре ПАО «НК «Роснефть» геомеханическое моделирование с внедрением результатов реализовано на ряде месторождений: Харампурском, Северо-Хохряковском,

Русском и других. Как правило, объект моделирования представляет собой низкопроницаемый коллектор, стратегия разработки которого предполагает реализацию технологии ГС с МГРП.

При моделировании газового коллектора ПК Харампурского месторождения [7] выполнены анализ рисков проводки горизонтального ствола с точки зрения бурения и оценка предельных депрессий эксплуатации скважин для минимизации риска пескопроявления. Основными результатами работы являются: учет буровых рисков при проектировании новых скважин (рис. 2a) и определение допустимых депрессий при эксплуатации скважин в зависимости от прочности пород, в которых проложен горизонтальный ствол (рис. 2b).

Геомеханическое моделирование Северо-Хохряковского месторождения [8] выполнено для снижения рисков при бурении скважин в нестабильных глинисто-аргиллитистых пластах, оптимизации дизайна гидроразрыва пласта (ГРП) и определения давления

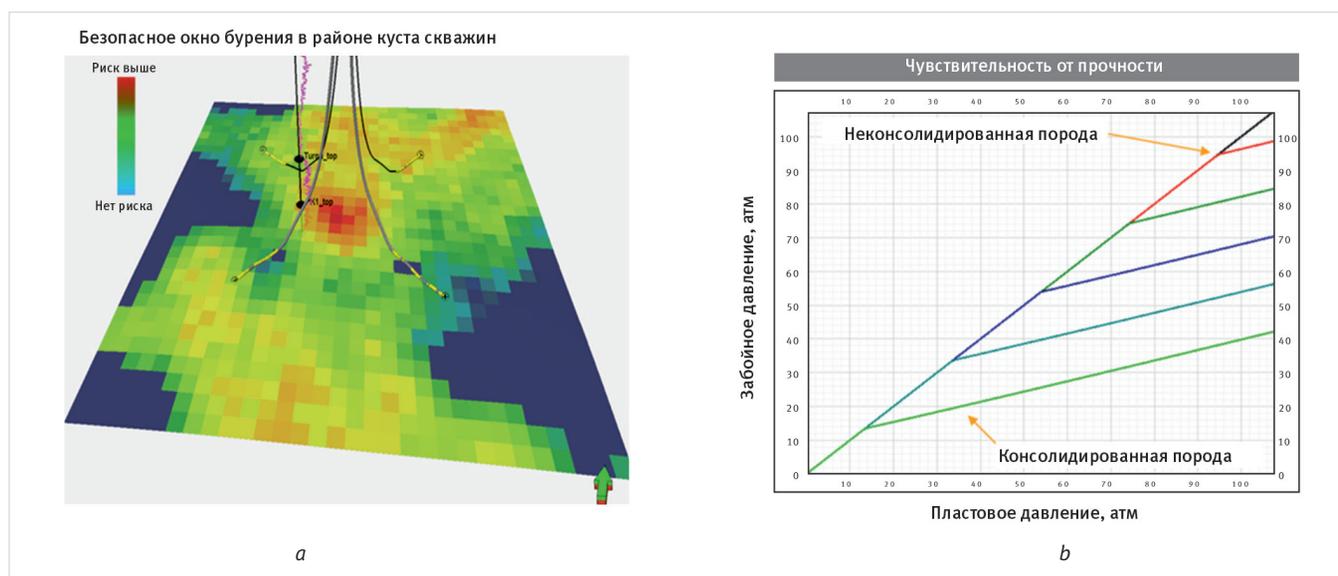


Рис. 2. Безопасное окно бурения по площади одной из кустовых площадок — а и зависимость безопасной депрессии от прочности при эксплуатации скважины — б  
Fig. 2. Safe drilling window over the area of one of the well pads — а and dependence of safe drawdown on strength during well operation — б

авто-ГРП при закачке флюида в пласт в целях поддержания пластового давления.

Для слабосцементированного коллектора с целью добычи высоковязкой нефти на основе геомеханической модели разработаны палетки определения допустимого забойного давления добывающей скважины в зависимости от проницаемости и неоднородности продуктивного пласта в призабойной зоне скважины. Данная работа выполнялась посредством 4D геомеханического моделирования с учетом изменения фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) пласта под влиянием разработки [9].

Процесс геомеханического сопровождения разработки залежей углеводородов заключается в совмещенном геолого-геомеханическом и гидродинамическом моделировании.

3D геомеханическая модель применяется в основном при моделировании «новых месторождений», где изменения пластового давления носят локальный характер в окрестности разведочных скважин. Основные цели, которые решает модель: оптимизация эксплуатационного бурения на этапе бурения первых эксплуатационных скважин, оптимизация заканчивания, минимизация выноса твердой фазы. В случае геомеханического моделирования более зрелых месторождений спектр задач, решаемых 3D-моделью, сужается — необходимо переходить к полноценному 4D геомеханическому моделированию.

Ключевая особенность геомеханического моделирования в случае 4D — учет перераспределения напряжений в моделируемом объеме горных пород с каждым временным шагом. Этот метод воспроизводит процесс деформации целевых интервалов в процессе разработки, что позволит учесть эффекты, имеющие характер накопления (разворот горизонтальных напряжений, увеличение контраста напряжений между коллектором и глинистыми перемычками) [10].

Принципиальный подход к организации рабочего процесса учитывает как особенности работы отдела разработки проектов

геомеханики, так и взаимодействие со смежными структурами и конечным потребителем результатов.

Использование геомеханического моделирования предполагает взаимодействие с различными службами добывающих обществ (ДО) и проектных институтов (рис. 3).

#### Итоги

Предложенный подход описывает процесс внедрения геомеханического моделирования в полный цикл освоения месторождения углеводородов. Представлены ключевые этапы внедрения результатов:

- планирование разведочного бурения — составление программы исследований в стволе скважины, выбор интервалов отбора керна, сопровождение строительства первых разведочных скважин;
- оптимизация программы бурения вертикальных и наклоннонаправленных скважин, подготовка данных для моделирования ГРП;
- оптимизация схемы пробной разработки месторождения. Расчет устойчивости ствола при бурении ГС, выбор оптимального интервала проводки горизонтального ствола. Подготовка данных для моделирования МГРП;
- оценка рисков при эксплуатационном и уплотняющем бурении. Определение перераспределения напряженно-деформированного состояния в зоне, затронутой разработкой.

#### Выводы

Перед реализацией каждого последующего этапа геомеханического моделирования производится оценка рисков и экономической эффективности внедрения результатов. Принятие инвестиционного решения на каждом последующем шаге должно быть обусловлено не только подсчетом прямых затрат, но и прогнозированием долгосрочного положительного эффекта за счет повышения эффективности как разработки месторождения в части

экономии на капитальных затратах, так и добычи полезных ископаемых.

#### Литература

1. Павлов В.А., Лушев М.А., Корельский Е.П., Ласкин П.Г. Развитие геомеханического моделирования в России // Технологии нефти и газа. 2017. № 6. С. 3–9.
2. Вашкевич А.А., Жуков В.В., Овчаренко Ю.В., Бочков А.С., Лукин С.В. Развитие комплексного геомеханического моделирования в ПАО «Газпром нефть» // Нефтяное хозяйство. 2016. № 12. С. 16–19.
3. Фадеева В.А., Самойлов М.И., Павлов В.А., Субботин М.Д., Поляков Д.А., Павлюков Н.А., Кудымов А.Ю. Использование предварительной 1D геомеханической модели для планирования исследований керна // Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений. 2020. № 7. С. 29–35.
4. Павлов В.А., Поляков Д.А., Субботин М.Д., Меликов Р.Ф., Павлюков Н.А., Поспелова Т.А. К вопросу импортозамещения в геомеханическом моделировании // Технологии нефти и газа. 2019. № 2. С. 3–9.
5. Ляпин И.Н., Королев Д.О., Коровин И.Ю., Корнев А.Ю., Коваль М.Е., Попов А.А. Опыт применения геомеханического моделирования на этапе проектирования скважин // Нефть. Газ. Новации. 2019. № 10. С. 17–20.
6. Кондратьев С.А., Шарфеев Р.Р., Новокрещенных Д.В., Ракитин Е.Л., Головин А.В. Использование результатов промыслово-геофизических исследований скважин для расчета напряжений при моделировании гидроразрыва пласта // Нефтепромысловое дело. 2021. № 7. С. 26–34.
7. Меликов Р.Ф., Павлов В.А., Павлюков Н.А., Пташный А.В., Красников А.А., Субботин М.Д., Королёв А.Ю., Лознюк О.А. Оптимизация проводки и параметров эксплуатации



Рис. 3. Концептуальная схема взаимодействия отдела разработки проектов геомеханики со структурными подразделениями Компании  
Fig. 3. Conceptual scheme of interaction between the department of geomechanics projects development and the structural divisions of the Company

- горизонтальных скважин при разработке пласта ПК<sub>1</sub> Харампурского НГКМ // Российская нефтегазовая техническая конференция SPE. Москва. 2018. 15–17 октября. SPE-191635.
8. Поляков Д.А., Павлов В.А., Павлюков Н.А., Поленов С.В., Донцов Э.Н., Черных Д.Г., Голубков Д.Е., Самойлов М.И. Интегрированный подход к планированию бурения, многостадийного гидроразрыва пласта и эксплуатации скважин на основе цифровой геомеханической модели залежи с учетом влияния разработки // Нефтепромысловое дело. 2019. № 11. С. 44–50.
9. Иванцов Н.Н., Павлов В.А. Обоснование оптимальных режимов эксплуатации горизонтальных скважин в слабосцементированных коллекторах // Нефтепромысловое дело. 2019. № 11. С. 92–95.
10. Павлов В.А., Павлюков Н.А., Субботин М.Д., Коваленко А.П., Янтудин А.Н., Абдуллин В.С., Шехонин Р.С., Головизнин А.Ю. Обоснование режимов эксплуатации скважин сеноманской газовой залежи Харампурского месторождения по результатам геомеханического моделирования // Экспозиция Нефть Газ. 2021. № 2. С. 31–33.

## ENGLISH

### Results

The proposed approach describes the process of implementing geomechanical modeling in the full cycle of hydrocarbon field development. The key stages of implementing the results are presented:

- planning of exploratory drilling – drawing up a research program in the wellbore, choosing core sampling intervals, supporting the construction of the first exploratory wells;
- optimization of the drilling program for vertical and horizontal wells, preparation of data for hydraulic fracturing modeling;
- optimization of the field trial development scheme. Calculation of the stability of the trunk when drilling horizontal wells, selection of the optimal interval of the horizontal trunk wiring. Preparation of data for modeling multi-stage hydraulic fracturing;

### References

1. Pavlov V.A., Lushev M.A., Korelskiy E.P., Laskin P.G. Development of geomechanical modeling in Russia. Oil and Gas Technologies, 2017, issue 6, P. 3–9. (In Russ).
2. Vashkevich A.A., Zhukov V.V., Ovcharenko Yu.V., Bochkov A.S., Lukin S.V. Development of integrated geomechanical modeling at Gazprom Neft PJSC. Oil industry, 2016, issue 12, P. 16–19. (In Russ).
3. Fadeeva V.A., Samoilov M.I., Pavlov V.A., Subbotin M.D., Polyakov D.A., Pavlyukov N.A., Kudymov A.Yu. Using a preliminary 1D geomechanical model for core research planning. Geology, geophysics and oil field development, 2020, issue 7, P. 29–35. (In Russ).
4. Pavlov V.A., Polyakov D.A., Subbotin M.D., Melikov R.F., Pavlyukov N.A., Pospelova T.A. On the issue of import substitution in geomechanical modeling. Oil and gas technologies, 2019, issue 2, P. 3–9. (In Russ).
5. Lyapin I.N., Korolev D.O., Korovin I.Yu., Kornev A.Yu., Koval M.E., Popov A.A. Experience in application of geo-mechanical simulation at the stage of well designing. Neft. Gas. Novacii, 2019, issue 10, P. 17–20. (In Russ).
6. Kondratyev S.A., Sharafeyev R.R., Novokreschennykh D.V., Rakitin E.L., Golovnin A.V. Use of the results of field-geophysical research of wells to calculate stress in simulation of hydraulic fracturing. Oilfield engineering, 2021, issue 7, P. 26–34. (In Russ).
7. Melikov R.F., Pavlov V.A., Pavlyukov N.A., Ptashny A.V., Krasnikov A.A., Subbotin M.D., Korolev A.Yu., Loznyuk O.A. Well placement and operation parameters optimization of horizontal wells in the development of the PK<sub>1</sub> reservoir of the Kharampurskoye oil and gas condensate field. Russian petroleum technology conference SPE, Moscow, 2018, October 15–17, SPE-191635. (In Russ).
8. Polyakov D.A., Pavlov V.A., Pavlyukov N.A., Polenov S.V., Dontsov E.N., Chernykh D.G., Golubkov D.E., Samoilov M.I. Integrated approach to planning of drilling, multi-stage fracturing and well operation on the basis of digital geomechanical model taking into account influence of field development. Oilfield engineering, 2019, issue 11, P. 44–50. (In Russ).
9. Ivantsov N.N., Pavlov V.A. Substantiation of optimal operating modes of horizontal wells in poorly cemented reservoirs. Oilfield engineering, 2019, issue 11, P. 92–95. (In Russ).
10. Pavlov V.A., Pavlyukov N.A., Subbotin M.D., Kovalenko A.P., Yantudin A.N., Abdullin V.S., Shekhonin R.S., Goloviznin A.Yu. Justification of the wells production conditions of the cenomanian gas reservoir of the Kharampurskoye field based on the results of geomechanical modeling. Exposition Oil Gas, 2021, issue 2, P. 31–33. (In Russ).

- risk assessment during operational and compaction drilling. Determination of the redistribution of the stress-strain state in the zone affected by the development. Optimization of the operation of the injection wells system.

### Conclusions

Risk and cost benefit assessment of results implementation is made before each geomechanics modelling stage realization making investment decision should be determined by both direct cost estimation and forecasting long-term benefits. It should be done improving efficiency of field development regarding both economy in capital charges and oil production improvement.

## ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ | INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

**Поляков Дмитрий Александрович**, главный специалист, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия  
Для контактов: [dapolyakov4@tnnc.rosneft.ru](mailto:dapolyakov4@tnnc.rosneft.ru)

**Павлов Валерий Анатольевич**, к.т.н., начальник отдела, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия

**Морева Виктория Александровна**, ведущий специалист, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия

**Ельсов Павел Владимирович**, начальник управления, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия

**Самойлов Михаил Иванович**, начальник управления, ООО «РН-ЦЭПИТР», Тюмень, Россия

**Нечаев Александр Сергеевич**, менеджер, ПАО «НК «Роснефть», Москва, Россия

**Polyakov Dmitry Aleksandrovich**, chief specialist, “Tyumen oil research center” LLC, Tyumen, Russia  
Corresponding author: [dapolyakov4@tnnc.rosneft.ru](mailto:dapolyakov4@tnnc.rosneft.ru)

**Pavlov Valery Anatolievich**, ph.d., department head, “Tyumen oil research center” LLC, Tyumen, Russia

**Moreva Victoria Alexandrovna**, leading specialist, “Tyumen oil research center” LLC, Tyumen, Russia

**Elsov Pavel Vladimirovich**, head of department, “Tyumen oil research center” LLC, Tyumen, Russia

**Samoilov Mikhail Ivanovich**, head of department, “RN-TSEPI” LLC, Tyumen, Russia

**Nechaev Alexander Sergeevich**, manager, “NK “Rosneft” PJSC, Moscow, Russia