

© С.И. ГРАЧЕВ, А.В. СТРЕКАЛОВ, А.Т. ХУСАИНОВ

Тюменский государственный нефтегазовый университет
iq-tyumen@mail.ru

УДК 622.276

**СООТВЕТСТВИЕ ВЫЧИСЛИТЕЛЬНЫХ СИСТЕМ
ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ МОДЕЛЕЙ ПРИРОДНЫМ
И ТЕХНОГЕННЫМ ПРОЦЕССАМ НЕФТЕГАЗОДОБЫЧИ**

**CONFORMITY OF HYDRODYNAMIC MODELING SYSTEMS TO NATURAL
AND TECHNOGENIC PROCESSES OF OIL AND GAS PRODUCTION**

Статья посвящена рассмотрению проблем и путей их решения в области моделирования процессов и систем разработки месторождений углеводородного сырья.

Тюменский государственный нефтегазовый университет и кафедра разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений (РЭНГМ) на протяжении 15 лет занимается теоретическими и экспериментальными исследованиями высокоточного комплексного гидродинамического моделирования.

Целью статьи является демонстрация наиболее весомых результатов, полученных кафедрой РЭНГМ.

Известно, что не полный объем результатов керновых, промысловых геофизических, гидродинамических и физико-химических исследований при всей многофакторности применяемых моделей далеко не всегда может гарантировать достоверность прогноза технологических показателей разработки месторождений.

В работах научной школы ТюмГНГУ (Р.Я. Кучумов и др.) приводятся результаты анализа более 3000 залежей в ХМАО–Югра, в которых не выявлены регрессионные зависимости между коэффициентом извлечения нефти (КИН), и около десятка геолого-физических параметров их коллекторов. В этой связи проектирование и управление разработкой месторождений, к сожалению, по большей части основывается на рассмотрении цифровых гидродинамических моделей. Более того, моделирование является основным инструментом прогнозирования показателей и характеристик процессов выработки и транспорта углеводородных запасов. Его достоверность и точность определяет качество проектных решений и эффективность регулирования разработки месторождений. Достоверная и точная модель объекта или процесса является залогом эффективности реализуемых технологий и проводимых мероприятий с объектом моделирования. В связи с этим неудивительно, что основные проблемы проектирования и управления лежат в плоскости проблем создания точных моделей и их эффективного использования.

The article considers the major problems and solutions in the field of process modeling and oil and gas field development systems. Tyumen State Oil and Gas University (TSOGU) and the Department of Development and Exploitation of Oil and Gas Fields have conducted theoretical and experimental research of high-precision

complex hydrodynamic modeling over 15 years. Due to the impossibility of a detailed review of modeling problems in the oil and gas industry, the aim of the article is to demonstrate the most significant results obtained by the Department of Development and Exploitation of Oil and Gas Fields. It is a known fact that core data, PLT, hydrodynamic and physico-chemical studies cannot always guarantee the accuracy of forecasting field development data. The works of TSOGU scientific school (R.Ya. Kuchumov et al.) present the results of the analysis of more than 3000 deposits in Khanty-Mansi Autonomous Area–Yugra, in which regression relationship between the oil recovery factor and about a dozen geological and physical parameters of their collectors have not been revealed. In this context, the design and management of field development, is, unfortunately, mostly based on the analysis of digital simulation models. Moreover, simulation is the key predictor of performance and characteristics of hydrocarbon resource development and transportation. Its reliability and accuracy determine the quality of design decisions and the efficiency of field development management. A reliable and rigorous model of an object or process is the key to the effectiveness of implemented technologies and operations. In this regard, it is not surprising that the main issues of design and management involve developing accurate models and their efficient use.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА. Моделирование месторождений, интерполяция, геологическая модель, математическая функция, аналитическое представление, программный расчетный комплекс HydraSym.

KEY WORDS. Field modeling, interpolation, geological model, mathematical function, analytical representation, software calculation complex HydraSym.

Следует отметить прикладной характер вычислительных систем: моделей и реализующих их методов вычислений и программных продуктов, которые так или иначе должны отражать природу процессов. Это особенно важно в тех случаях, когда поставить прямой эксперимент физически невозможно, как в квантовой механике, или экономически нецелесообразно (или бессмысленно), как при разработке месторождений углеводородов.

Важнейшим критическим моментом в настоящее время является использование неявных вычислительных схем при моделировании процессов выработки запасов углеводородов. Неявная схема расчета распределения насыщенностей компонентов позволяет избавиться от осцилляций (рис. 1) и получить результат за относительно короткое время.

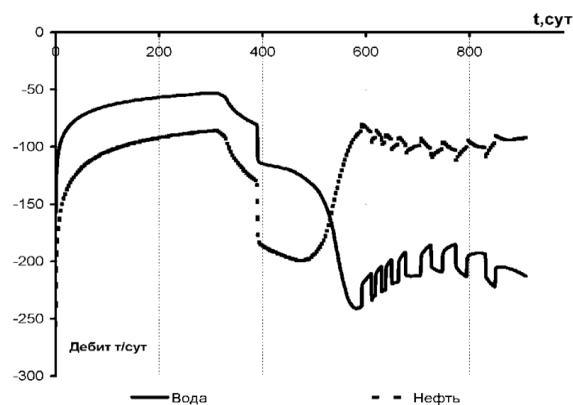


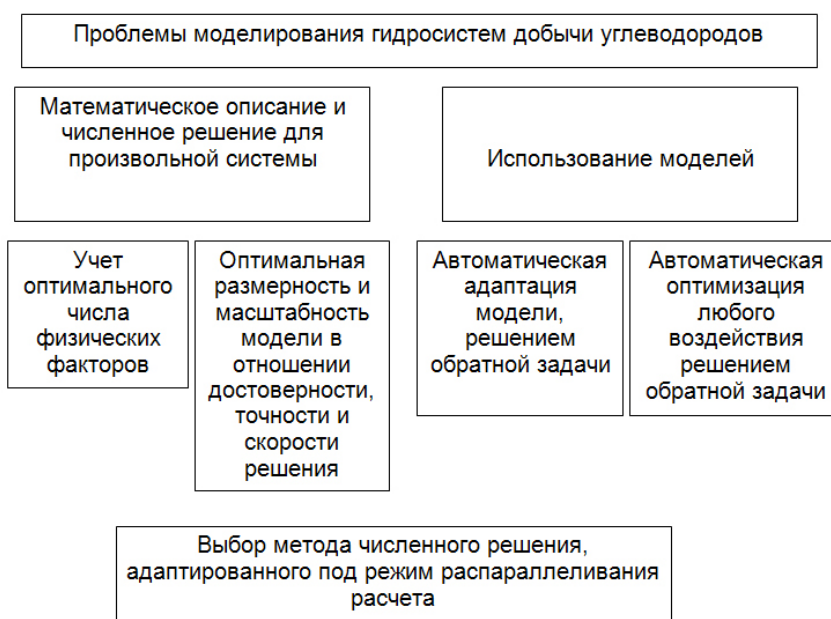
Рис. 1. Пример осцилляции

Как показывает критический опыт [1; 2], использование неявных вычислительных схем приводит зачастую к утрате достоверности модели, так как происходит искусственное сглаживание распределения масс и пропуск изменений в средах с подвижными компонентами. Из-за этого во всех известных симуляторах не прослеживаются волновые процессы в нефтегазодобыче, хотя в ряде случаев они должны возникать. Более того, заложенные в основу неявной схемы функции, связывающие капиллярное давление с насыщенностью, далеко не всегда отражают однозначность этой самой взаимосвязи и вообще ее наличие. Поэтому на текущий момент можно утверждать, что, учитывая интенсивное развитие вычислительной техники, следует отказаться от неявных схем в пользу явных. Это позволит учесть больше ключевых факторов моделируемых процессов. По мнению специалистов научно-аналитических центров нефтегазодобывающих компаний и научной школы университета, при проектировании и управлении разработкой месторождений углеводородов возникает ряд типичных проблем, многие из которых вызваны недостоверностью математических моделей месторождений и сопутствующих эксплуатации систем.

Трудности, возникающие при моделировании, все больше затрагивают фундаментальные проблемы математической физики и математического моделирования (табл. 1).

Таблица 1

**Классификация проблем моделирования гидравлических систем
нефтяных и газовых промыслов**



В настоящее время системный подход в решении задач повышения эффективности нефтегазодобычи находит отражение по большей части в комплексном, т. е. совместном, моделировании наземных сетей, скважин и продуктивных пластов. Однако использование методов системного анализа, математической

физики и вычислительной математики при моделировании объектов нефтяных и газовых промыслов далеко не всегда тривиально [3].

Необходимость именно в комплексном моделировании обоснована тем, что результаты комплексного и отдельного моделирования существенно различаются (рис. 2). Уже сейчас в известных симуляторах (Avocet, PipeSim, Eclipse) выявлен ряд недочетов, выраженных в неравенстве массовых расходов или давлений между моделями наземной сети и моделями продуктивных пластов, т. е. в точках стыковки (сшивки). Для соблюдения материального баланса и равенства давлений при «сшивке» различных моделей в точках стыковки (устье или забой) в идеале требуется составление и решение единой системы уравнений, объединяющей модели наземных сетей, скважин и пластов. В противном случае для сшивки моделей требуется вычисление n -мерных «сшивочных функций» — зависимостей давлений в точках стыковки от массовых расходов всех скважин.

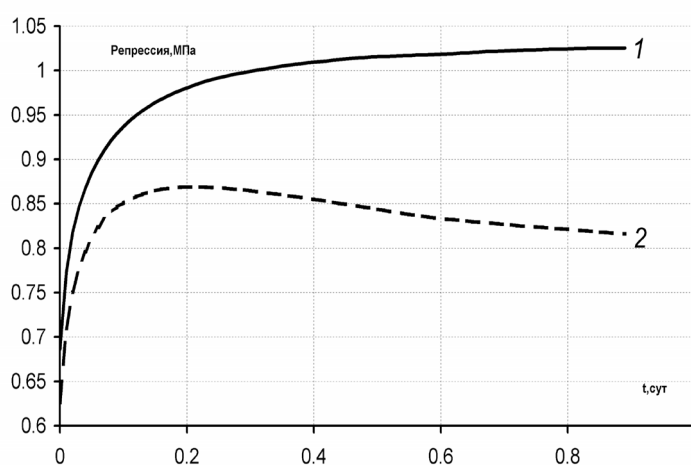


Рис. 2. Результаты комплексного и отдельного моделирования на примере нагнетательной скважины: 1 — отдельное моделирование; 2 — комплексное моделирование

В настоящее время комплексное моделирование, т. е. моделирование в едином масштабе времени пластовых и наземных систем широко проводится в основном для газовых промыслов, однако и здесь есть ряд проблем с достоверностью.

Важно также отметить, что гидродинамическая модель продуктивных пластов на каждый момент дискретного времени будет иметь существенно отличающуюся гидравлическую характеристику от характеристики трубопроводной системы. В связи с этим для одного и того же граничного условия (например, забойного давления) модель наземной сети будет «выдавать» другие массовые расходы компонентов нежели модель пласта или же другие давления при заданных расходах.

При расчете нестационарных состояний гидродинамической модели пластов предполагается, что модель наземной сети успевает выйти на стационарный режим. Однако уже доказано, что наземные сети, эксплуатируемые на однокомпонентной системе, могут выходить на стационарный режим в течение нескольких часов [4].

В 2014 г. нами была создана новая версия программного комплекса HydraSym [3], позволяющая моделировать систему продуктивных пластов со скважинами и наземными сетями, посредством решения единой системы уравнений — «верный подход к комплексному моделированию» (ВПКМ). Необходимость в таком моделировании, в частности, обусловлена существенной разницей в результатах подхода ВПКМ (HydraSym) (рис. 3, 1) и используемым на данный момент подходом в симуляторе Avocet (рис. 3, 2, 3). Математические модели элементов наземных сетей и пластовых систем существенно различаются, как и отличается динамичность физических процессов, протекающих в них. Поэтому только решение единой системы уравнений позволяет решать задачу комплексного моделирования без существующих недостатков в других программных продуктах. Кроме этого, до сих пор не решены проблемы выбора оптимального числа факторов моделирования, необходимой точности и достоверности, а также автоматической адаптации моделей. Все это во многом превращает моделирование ТЭК из мощного научно-производственного инструмента в генератор красивых картинок.

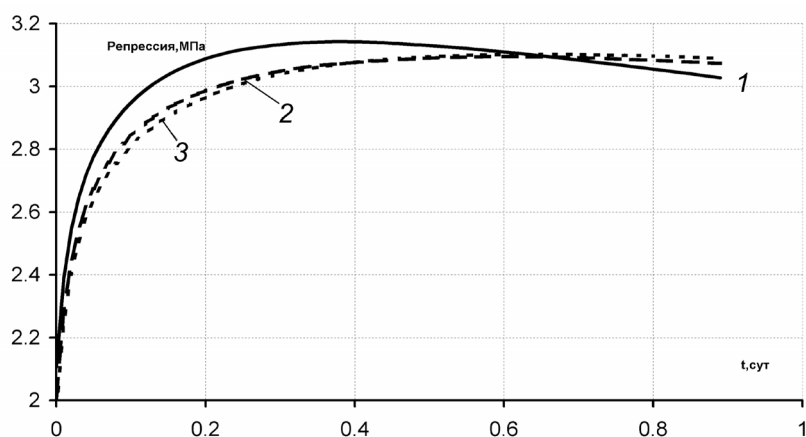


Рис. 3. Сравнение результатов комплексного моделирования на примере нагнетательной скважины системы поддержания пластового давления:
1 — ВПКМ; 2, 3 — сшивка решения (Avocet)

В настоящее время новые запасы нефти часто приурочены к юрским и доюрским трещинно-поровым пластам, имеющим неоднородность различной природы.

На месторождениях нефти, находящихся на поздних стадиях разработки, в более 60% случаев нагнетание воды приводит к образованию сети трещин сложной геометрии, которые обуславливают ускоренное обводнение продукции. Учет динамического образования и дальнейшего развития трещин позволяет достоверно прогнозировать динамику добычи. Однако в большинстве существующих гидродинамических симуляторов не учитываются наличие и образование микро- и макротрещин в явном виде, так как неявная схема вычисления насыщенностей и давлений не позволяет сколько-нибудь точно этот процесс моделировать.

В созданном программном комплексе моделируется образование и развитие трещин при разработке нефтяных месторождений наряду со всеми известными процессами, что приближает результаты моделирования к достоверным.

Несмотря на то что факторы нарушения линейного закона фильтрации известны с начала прошлого столетия, в большинстве гидродинамических симуляторов они не учитываются.

Для более детального изучения процессов фильтрации в поровых каналах в процессе работы над HydraSym потребовалось перейти на многоуровневую систему моделирования: модели микрокапилляров и даже субмолекулярных моделей текучих сред. При проведении вычислительных и лабораторных экспериментов выяснено, что нелинейные участки фильтрационных законов проявляются как при высоких, так и при сверхнизких скоростях фильтрации. Выявление функций относительных фазовых проницаемостей (ОФП) также требует моделирования на микроуровне. Закон фильтрации, являющийся, по сути, законом, объединяющим вязкостное трение, трение о стенки каналов, силы молекулярного взаимодействия, адгезии, эффекты преобразования гидравлической энергии в тепловую и др., требует обоснования вычислительными экспериментами на уровне микрокапиллярных моделей. В свою очередь, это требует решения систем дифференциальных уравнений в частных производных, описывающих движение вязкой ньютоновской жидкости, подобных уравнению Навье-Стокса с модификацией, и пересмотра закона вязкостного трения Ньютона для условий течения в микрокапиллярах. Последнее также выполняется в программном продукте HydraSym [3].

Учет изменений фильтрационно-емкостных свойств в ходе разработки месторождений является важнейшим источником информации для выявления взаимосвязей, например: пористость и проницаемость от давления и температуры, вязкость от давления и температуры, пористость и проницаемость от химического взаимодействия и т. п.

Особо хочется подчеркнуть, что ни в одном из известных гидродинамических симуляторов для моделирования месторождений углеводородов не учитывается инерционность фильтрационных потоков. На простом языке: «считается, что при отсутствии силы, обусловленной перепадом давления, фильтрация невозможна, однако из механики и гидромеханики известно, что это не так вследствие инерции тела или потока» [5].

Неучет второго закона Ньютона в подземной гидромеханике привел к тому, что во всех задачах гидродинамики пласта ускорение фильтрации приравнивается нулю и, как следствие, гидроволновые явления в результатах моделирования просто не могут быть отражены.

Экспериментально доказано (см. рис. 4) [6], что такие явления имеют место и в трубопроводных сетях, и в продуктивных пластах, поэтому должны учитываться.

На рис. 4 показано сравнение общепринятого (классического) и нового представления о нестационарной фильтрации и течении.

В продуктивных пластах волновые явления возникают в трещинно-поровых коллекторах после проведения гидроразрывов и в пластах с поровой и кавернозной проницаемостями выше 1 Дарси [7].

В трубопроводных сетях и скважинах волновые явления обуславливают выход системы на стационарный режим, гидравлические удары и т. п.

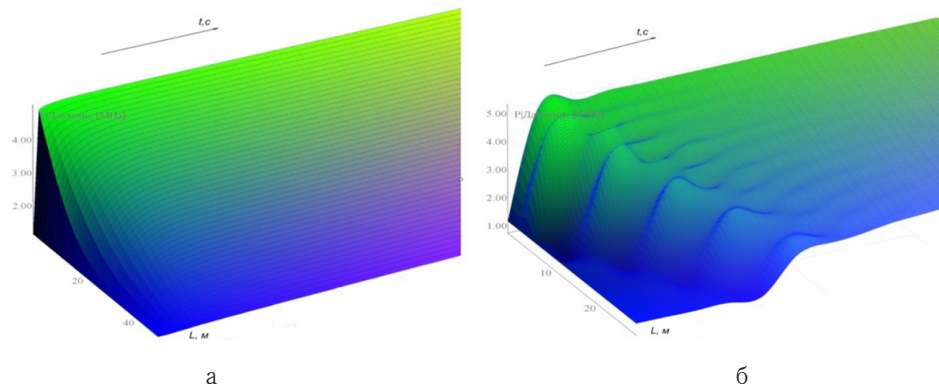


Рис. 4. Сравнение динамики распределения давления вдоль участка призабойной зоны после смены режима притока: а — классическое представление; б — с учетом второго закона Ньютона (гидравлические волны)

Одной из наиболее трудоемких задач является адаптация гидродинамических моделей. Задача автоматической адаптации гидродинамических моделей фактически не решена в большинстве гидродинамических симуляторов. Подбор скин-фактора во времени и других корректирующих коэффициентов не является достаточно достоверным и создает видимость правильности результата.

В HydraSum предлагается автоадаптация, названная фрагментарной линеаризацией, повышающей надежность сходимости метода Ньютона и адаптивной линеаризации, что является практически панацеей для решения систем нелинейных уравнений в плане надежности и скорости сходимости итерационного процесса последовательных приближений.

На рис. 5 приведен пример фрагментарной линеаризации, суть которого сводится к предварительной обработке исходных замыкающих отношений (в зависимости от исходной системы уравнений) таким образом, чтобы получить достаточно четкую сходимость.

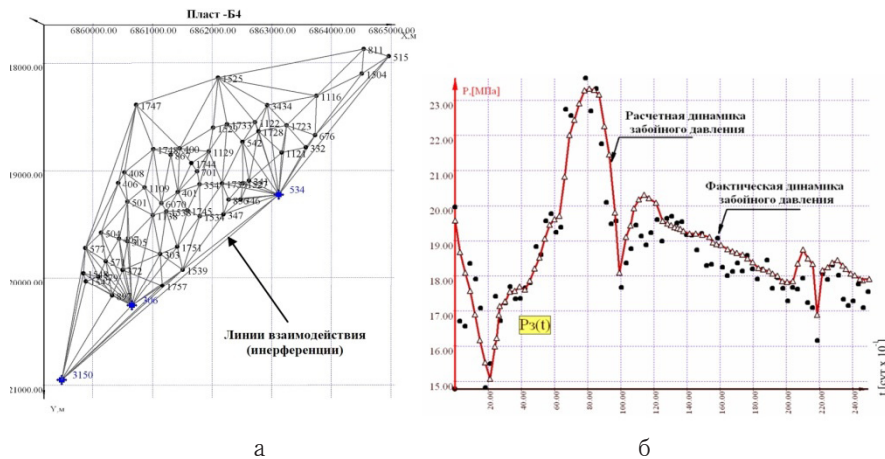


Рис. 5. Автоматическая адаптация моделей посредством поиска распределения проводимостей и структурной неоднородности: а — структура интерференции скважин; б — сопоставление расчетной и фактической динамики давления

Выводы. В области автоматизированной адаптации моделей авторами был разработан метод комплексного гидродинамического исследования пластов решением обратной задачи гидродинамики, который позволяет выявить распределение проводимостей в пластах на основании динамики режимов работы скважин (см. рис. 5) [6].

На базе того же программного комплекса и его предшественника [3] впервые была формализована и решена задача технико-технологической оптимизации гидросистем нефтяных промыслов [4].

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Стрекалов А.В. Математические модели гидравлических систем для управления системами поддержания пластового давления. Тюмень: ОАО Тюменский дом печати, 2007. 664 с.
2. Стрекалов А.В. Модель гидросистемы поддержания пластового давления // Известия Томского политехнического университета. 2011. Т. 318, № 1. С. 123-127.
3. Грачев С.И., Стрекалов А.В. Программный комплекс гидродинамического моделирования природных и технических систем «Немезида Гидрасим 2014» (Nemesis Hydrasym 2014). Свидетельство о государственной регистрации программы ЭВМ № 2014614505. 2014.
4. Стрекалов А.В., Королев М.С., Фоминых О.В. Модель системы поддержания пластового давления // Нефтегазовое дело. 2010. URL: http://www.ogbus.ru/authors/Strekalov/Strekalov__3.pdf
5. Стрекалов А.В., Морозов В.Ю. Влияние нестационарных процессов на закономерности фильтрации в пористых средах // Нефтегазовое дело. 2010. URL: http://www.ogbus.ru/authors/Strekalov/Strekalov__2.pdf
6. Пуртова И.П., Стрекалов А.В., Савастыин М.Ю. Анализ и интерпретация динамики режимов работы скважин // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2007. № 6. С. 34-36.
7. Harten, A., Engquist, B., Osher, S., Chacravarty, S. R. Uniformly High Order Accurate Essentially Noil-Oscillatory Schemes, III // J. Comp. Phys. 1987. Vol. 71. № 2. Pp. 231-303.

REFERENCES

1. Strekalov, A.V. Mathematical models of hydraulic systems for reservoir pressurization control. Tyumen, 2007. 664 p. (in Russian).
2. Strekalov, A.V. Hydraulic model of reservoir pressurization // Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. 2011. Vol. 318. № 1. Pp 123-127. (in Russian).
3. Grachev, S.I. Strekalov, A.V. Software system for hydrodynamic modeling of natural and technical systems Nemesis Hydrasym 2014. Certificate of state registration of computer programs № 2014614505. 2014. (in Russian).
4. Strekalov, A.V., Korolev, M.S., Fominykh, O.V. Reservoir pressurization system model // Oil and gas business. 2010. URL: http://www.ogbus.ru/authors/Strekalov/Strekalov__3.pdf (in Russian).
5. Strekalov, A.V., Morozov, V.Yu. The effect of nonstationary processes on filtration patterns in porous media // Oil and gas business. 2010. URL: http://www.ogbus.ru/authors/Strekalov/Strekalov__2.pdf (in Russian).
6. Purtova, I.P., Strekalov, A.V., Savastyin, M.Yu. Analysis and interpretation of well dynamics // Geology, geophysics and oil and gas field development. 2007. № 6. Pp. 34-36. (in Russian).
7. Harten, A., Engquist, B., Osher, S., Chacravarty, S.R. Uniformly high order accurate essentially noil-oscillatory schemes // J. Comp. Phys. 1987. Vol. 71. № 2. Pp. 231-303.

Авторы публикации

Грачев Сергей Иванович — зав. кафедрой разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений Тюменского государственного нефтегазового университета, доктор технических наук

Стрекалов Александр Владимирович — профессор кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений Тюменского государственного нефтегазового университета, доктор технических наук

Хусаинов Артем Тахирович — доцент кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений Тюменского государственного нефтегазового университета, кандидат технических наук

Authors of the publication

Sergey I. Grachev — Dr. Tech. Sci., Professor, Department of Development and Exploitation of Oil and Gas Fields, Tyumen State Oil and Gas University

Alexander V. Strekalov — Dr. Tech. Sci., Professor, Department of Development and Exploitation of Oil and Gas Fields, Tyumen State Oil and Gas University

Artyom T. Husainov — Cand. Tech. Sci., Associate Professor, Department of Development and Exploitation of Oil and Gas Fields, Tyumen State Oil and Gas University