

УДК 622.831.325.3:550.8

**Васильев Александр Николаевич**

кандидат технических наук,  
начальник отдела проектирования и разработки  
технологий строительства скважин,  
ООО «Газпром проектирование»  
Московский филиал,  
142702 Московская обл., Ленинский г.о.,  
г. Видное, ул. Вокзальная, д. 23  
e-mail: [msk@gazpromproject.ru](mailto:msk@gazpromproject.ru)

**Шишляев Виктор Владимирович**

начальник отдела разработки месторождений,  
ООО «Газпром проектирование»  
Московский филиал  
e-mail: [shishlyayev@yandex.ru](mailto:shishlyayev@yandex.ru)

**Кузнецов Роман Валерьевич**

главный специалист,  
отдел разработки месторождений,  
ООО «Газпром проектирование»  
Московский филиал  
e-mail: [msk@gazpromproject.ru](mailto:msk@gazpromproject.ru)

**МЕТОДИЧЕСКИЕ ПОДХОДЫ  
К ПОСТРОЕНИЮ  
ГЕОЛОГО-ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ  
МОДЕЛЕЙ ДЛЯ ОЦЕНКИ СНИЖЕНИЯ  
ГАЗОНОСНОСТИ УГОЛЬНЫХ ПЛАСТОВ  
ПРИ ПРОЕКТИРОВАНИИ  
ЗАБЛАГОВРЕМЕННОЙ ДЕГАЗАЦИИ  
ШАХТНЫХ ПОЛЕЙ***Аннотация:*

При добыче угля одной из основных проблем высокопроизводительной и безопасной разработки газоносных угольных пластов является проблема поддержания безопасной концентрации метана в атмосфере горных выработок. Одним из направлений повышения безопасности и эффективности рационального комплексного освоения угольных месторождений является заблаговременная дегазация шахтных полей скважинами, пробуренными с поверхности. Для проектирования заблаговременной дегазации шахтных полей возможно применение трехмерных геолого-фильтрационных моделей, позволяющих детально описывать процессы миграции флюида в пласте. Геолого-гидродинамические модели позволяют оценивать снижение газоносности угольных пластов при отборе метана из угольных пластов во времени. Продолжительность заблаговременной дегазации определяется временем достижения планируемых уровней остаточной газоносности угольных пластов в контуре горных работ до начала их разработки. Ключевым вопросом в улучшении качества моделей и повышении эффективности их использования является разработка методики построения геолого-гидродинамических моделей. В настоящей работе предложена методика построения геолого-гидродинамических моделей для контроля снижения уровней газоносности угольных пластов при заблаговременной дегазации шахтных полей скважинами, пробуренными с поверхно-

DOI: 10.25635/2313-1586.2022.02.005

**Vasiliev Aleksandr N.**

Candidate of Technical Sciences,  
Head of the Department of design and development  
of well construction technologies,  
«Gazprom proektirovanie»,  
142702 Vidnoye, Leninsky district,  
Moscow region, 23 Vokzalnaya Str.  
e-mail: [msk@gazpromproject.ru](mailto:msk@gazpromproject.ru)

**Shishlyayev Viktor V.**

Head of the Department of field development,  
«Gazprom proektirovanie»,  
Moscow region  
e-mail: [shishlyayev@yandex.ru](mailto:shishlyayev@yandex.ru)

**Kuznetsov Roman V.**

Main Specialist, Department of field development,  
«Gazprom proektirovanie»,  
Moscow region,  
e-mail: [msk@gazpromproject.ru](mailto:msk@gazpromproject.ru)

**METHODOLOGICAL APPROACHES TO  
THE CONSTRUCTION OF GEOLOGICAL  
AND HYDRODYNAMIC MODELS FOR  
EVALUATION OF THE REDUCTION OF  
THE GAS POTENTIAL OF COAL SEAM IN  
THE DESIGN OF EARLY DEGASSING OF  
MINE FIELDS***Abstract:*

During coal mining, one of the main problems of high-performance and safe development of gas-bearing coal seams is the problem of maintaining a safe concentration of methane in the atmosphere of mine workings. One of the ways to improve the safety and efficiency of the rational integrated development of coal deposits is the preliminary degassing of mine fields by wells drilled from the surface. For the design of early degassing of mine fields, it is possible to use three-dimensional geological and filtration models, which make it possible to describe in detail the processes of fluid migration in the reservoir. Geological and hydrodynamic models make it possible to estimate the decrease in the gas content of coal seams during the extraction of methane from coal seams over time. The duration of advance degassing is determined by the time it takes to reach the planned levels of residual gas content of coal seams in the mining contour before the start of their development. The key issue in improving the quality of models and increasing the efficiency of their use is the development of a methodology for constructing geological and hydrodynamic models. This paper proposes a technique for constructing geological and hydrodynamic models to control the decrease in the levels of gas content in coal seams during early degassing of mine fields by wells drilled from the surface. The analysis of the results obtained confirms the possibility of using a geological and hy-

сти. Анализ полученных результатов подтверждает возможность применения геолого-гидродинамической модели для анализа состояния выработки по газу проектного пласта на участках заблаговременной дегазации. Гидродинамическая модель (ГДМ) позволяет определить скорости снижения газоносности, остаточные запасы метана в угольных пластах, застойные зоны, наиболее продуктивные пропластки в геологическом разрезе. Применение геолого-гидродинамических моделей с учетом представленной методики дает не только качественную, но и количественную характеристику объекта и детальное изменение его геолого-промысловых характеристик во времени, что позволит дополнительно контролировать процесс ведения очистных работ.

*Ключевые слова:* угольный пласт, заблаговременная дегазация, геолого-гидродинамическая модель, шахтное поле, газоносность пласта.

*drodynamic model to analyze the state of production in terms of the gas of the design reservoir in the areas of preliminary degassing. The hydrodynamic model makes it possible to determine the rate of decrease in gas content, residual reserves of methane in coal seams, stagnant zones, and the most productive interlayers in the geological section. The use of geological and hydrodynamic models, taking into account the presented methodology, provides not only a qualitative, but also a quantitative characteristic of the object and a detailed change in its geological and field characteristics over time, which will allow additional control over the process of cleaning operations.*

*Key words:* coal seam, early degassing, geological and hydrodynamic model, mine field, gas content of the seam.

### Введение

Заблаговременная дегазационная подготовка угольных месторождений является эффективным инструментом повышения производительности и безопасности будущих работ по подземной добыче угля, что дополнительно позволит обеспечить эффективное использование извлекаемого метана и сокращение ущерба окружающей среде [1, 2].

В целях снижения аварийности на угольных шахтах Правительство РФ в 2011 г. приняло постановление [3], предусматривающее, в частности, обязательную дегазацию угольного пласта, когда его природная метаноносность превышает  $13 \text{ м}^3/\text{т}$  с.б.м. (сухой беззольной массы), если работами по вентиляции невозможно обеспечить содержание метана в исходящей струе очистной горной выработки в размере менее 1 %. Следовательно, в скором времени при обработке участков с природной газоносностью от 13 до  $30 \text{ м}^3/\text{т}$  с.б.м. заблаговременная дегазация угольных пластов перейдет в разряд необходимых мероприятий.

Снижение газоносности пластов и уменьшение газовыделений в очистной забой для обеспечения эффективной добычи угля может быть обеспечено заблаговременной дегазацией угольных пластов скважинами, пробуренными с поверхности.

### Постановка проблемы

При проектировании заблаговременной дегазации шахтных полей и организации плотности сетки скважин одной из основных задач является оценка значений газоносности угольных пластов в определенный период времени заблаговременной дегазации, а также возможность построения карт изменения газоносности по площади с целью возможного проведения горных выработок при последующей добыче угля. С физической точки зрения процессы дегазации напрямую связаны с явлениями фильтрации и диффузии метана из массы угля в дегазационные скважины под воздействием перепада давления. Некоторые подходы к компьютерному моделированию процесса заблаговременной дегазации представлены в работах [4, 5].

Для проектирования заблаговременной дегазации шахтных полей внедряются трехмерные геолого-фильтрационные модели, позволяющие детально описывать процессы миграции флюида в пласте. При разработке гидродинамической модели по извлечению метана из угольных пластов скважинами, пробуренными с поверхности, задаются более трех десятков параметров, описывающих фильтрационно-емкостные свойства коллектора, энергетическое состояние залежи, физико-химические свойства пластовых флюидов, а также параметры профиля стволов скважины [6].

Одним из проблемных вопросов применения трехмерных моделей для планирования заблаговременной дегазации является отсутствие рекомендаций по теоретическим основам создания геолого-гидродинамических моделей и надежным методикам их построения.

Актуальность проблемы, представленной в статье, определяется производственной необходимостью в повышении достоверности геолого-гидродинамических моделей на основе анализа и обобщения геологической и геолого-геофизической информации.

#### *Цели и задачи работы*

Основной целью работы является разработка и совершенствование методических приемов построения трехмерных геолого-гидродинамических моделей, учитывающих геолого-геофизические характеристики угольных пластов, для повышения качества проектирования заблаговременной дегазации шахтных полей.

Основными задачами исследования является математическое описание основных закономерностей процессов течения флюидов в угольном пласте и определение границ задания геолого-промысловых параметров в геолого-гидродинамических моделях для снижения неопределенности при их построении и повышении точности расчетов.

#### *Методические подходы.*

#### *Анализ результатов геолого-промысловых исследований*

Процесс построения трехмерных моделей при проектировании заблаговременной дегазации начинается с изучения результатов кернового опробования, анализа данных гидродинамических, гидрогеологических и геофизических исследований скважин с выделением целевых угольных пластов (объектов дегазации) для последующего их включения в систему дегазации и определения их геолого-промысловых свойств. Основные методы исследования угольных месторождений включают сейсморазведочные работы, геофизические исследования скважин (ГИС), геолого-технические исследования (ГТИ), гидродинамические исследования скважин (ГДИС), отбор керна для исследований физико-механических и коллекторских свойств углеводородных пород, отбор керна углей для исследования их газоносности и сорбционных характеристик [7].

При создании геолого-фильтрационных моделей угольных пластов используется широкий спектр исходной геолого-промысловой информации с учетом различных методов исследования (табл. 1).

Таблица 1

#### **Основные геолого-промысловые параметры угольных пластов, применяемых при создании геолого-фильтрационных моделей**

Геолого-промысловые параметры угольных пластов	Методы исследования
Давление Ленгмюра, Объем Ленгмюра	Лабораторные исследования сорбционных характеристик угля
Начальная метаноносность	Отбор проб керна для определения газоносности (керногазонаборники, канистр-тесты)
Коэффициент диффузии, время сорбции	Лабораторные методы дегазации проб угля
Начальная водонасыщенность, начальная газонасыщенность трещинного объема	Геолого-технические исследования процесса бурения. Методы гидродинамических исследований скважин на депрессии, гидрогеологические исследования

Окончание табл. 1

Эффективная мощность пласта	Геолого-технические исследования. Методы геофизических исследований скважин (каротаж сопротивления (КС), ГК, ГГКП, акустический каротаж широкополосный (АКШ))
Трещинная пористость пласта	Методы гидродинамических и геофизических исследований скважин
Проницаемость угольного пласта	Методы гидродинамических исследований скважин (инжект-тест, испытание пластов на трубах (ИПТ), гидродинамический каротаж и опробование (ГДК-ОПК), гидрогеологические исследования, керновые исследования)
Физико-механические свойства (модуль Юнга, коэффициент Пуассона)	Методы геофизических исследований скважин (АКШ, керновые исследования)
Анизотропия проницаемости	Методы геофизических исследований скважин (АКШ, поляризационный метод непродольного вертикального сейсмического профилирования (ННВСП))
Пластовое давление	Методы гидродинамических исследований скважин
Состояние прискважинной зоны пласта (скин-фактор)	Методы гидродинамических исследований скважин
Относительные фазовые проницаемости	Промышленно-технологические исследования, лабораторные исследования керна

### *Построение объемной геологической модели*

После анализа имеющейся геолого-промысловой информации строится детальная объемная геологическая модель слоисто-неоднородного пласта с распределением свойств, расчленением и корреляцией разрезов по данным ГИС. Корреляция разрезов на угольных месторождениях хорошо определяется по данным радиоактивного каротажа: кривым гамма-каротажа (ГК) и плотностного гамма-гамма каротажа (ГГКП), однако при этом нужно учитывать фациальные изменения по площади и тектонические нарушения [8].

При построении структурной модели из-за относительно небольшой мощности углей при большей мощности углевмещающих пород и необходимости их корректного прослеживания на значительных расстояниях, необходимо построение отдельных поверхностей кровли и подошвы каждого пласта на основании подсечений угольных пластов в скважинах, что позволяет в дальнейшем проводить оценку снижения газоносности при заблаговременной дегазации в отдельно взятом пласте.

После построения структурных поверхностей проводится построение трехмерной геологической сетки, где рабочие ячейки обрезаются (обнуляются) в зоне газового выветривания, а также с обнулением вмещающих в чрезмерно тонких угольных пластах. Отсутствие дифференциации угольных пластов на отдельные ячейки внутри пласта связано с их небольшой мощностью и отсутствием влияния вертикальной неоднородности внутри пласта на процессы фильтрации.

При построении трехмерной геологической сетки при большом количестве нарушений надвигового типа с вертикальной амплитудой, превышающей мощность пласта, следует проводить схематизацию с построением пликативной модели. Области модели ячеек, прилегающих к разлому, следует задавать нулевую проницаемость, что при моделировании создает гидродинамический экран.

Для распределения уровней газоносности и оценки запасов метана в угольных пластах используются массивы угленосности, литологии, пористости, метаноносности, влажности, зольности угля и др. Угленосность, литология и зольность пород рассчитываются путем осреднения результатов ГИС на трехмерную сетку и распределения свойств детерминистическими и стохастическими методами. Газоносность, пористость, влажность распределяются по множеству корреляционных зависимостей.

#### *Выбор модели двойной среды*

С учетом отличительной особенности формы нахождения метана в угольных пластах после построения объемной геологической модели переходят к построению гидродинамической модели двойной среды. При построении модели двойной среды трещиноватый пласт схематизируется прямоугольными параллелепипедами, разделенными прямоугольной сетью трещин, в которых в дальнейшем происходит фильтрация флюидов. Для расчетов используют математическую модель Каземи, при которой система трещин и блоки матрицы рассматриваются как две сплошные среды, вложенные одна в другую.

В гидродинамических моделях трещиноватой среды двойной пористости с упорядоченной системой трещин значение геометрического коэффициента находится с применением модели Каземи [9]:

$$\sigma = \left( \frac{1}{l_x^2} + \frac{1}{l_y^2} + \frac{1}{l_z^2} \right), \quad (1)$$

где  $l_x$ ,  $l_y$  и  $l_z$  – размеры блока матрицы по осям  $x$ ,  $y$  и  $z$ .

Процесс диффузии представляет собой хаотическое движение молекул метана из области с их высокой концентрацией в область с более низкой. Таким образом, диффузионный поток метана сквозь микропоры возникает в результате действия градиента концентраций метана в угольном веществе (матрице) и в кливаже (трещинах и макропорах) и подчиняется закону Фика:

$$\frac{dC}{dt} = \sigma \cdot D_c (C_m - C_e), \quad (2)$$

где  $\frac{dC}{dt}$  – поток газа из угольной матрицы в трещину;  $C_m$  – начальная концентрация газа в матрице,  $\text{м}^3/\text{т}$ ;  $C_e$  – концентрация газа на границе раздела матрица – трещина в момент времени  $t$ ,  $\text{м}^3/\text{т}$ ;  $D_c$  – коэффициент диффузии,  $\text{м}^2/\text{сут}$ ;  $\sigma$  – множитель (геометрический коэффициент), учитывающий площадь поверхности раздела между матрицей и трещиной на единицу объема,  $1/\text{м}^2$ .

Для расчета коэффициента диффузии используется зависимость времени сорбции  $\tau$ :

$$\tau = \frac{1}{\sigma \cdot D_c}. \quad (3)$$

Время сорбции определяется по данным дегазации проб угля методом канистр-тестов и оценивается как продолжительность времени выделения удельного объема метана в размере 63,2 % от общего объема сорбированного газа от поверхностного слоя вещества угля. По опыту изучения углей в Кузбассе время сорбции находится в пределах 0,1 – 30 сут. Для Нарыкско-Осташкинской площади Кузбасского угольного бассейна время сорбции по десорбционным канистр-тестам находится в диапазоне от 0,5 до 13,4 сут. Наибольшее влияние оно оказывает на темпы добычи метана из угольных пластов на ранних стадиях эксплуатации скважин.

### *Задание размеров блока сетки гидродинамической модели и планирование геолого-технических мероприятий*

Выбор размера ячеек – первый вопрос, который возникает при переходе от геологической модели к гидродинамической. Решение заключается в поиске баланса между скоростью и точностью расчетов. При этом в условиях крайней ограниченности исходной геолого-промысловой информации может возникнуть ситуация излишней детализации модели. Точность результатов моделирования такая подробная сетка не увеличивает, а вычислительных ресурсов требуется значительно больше, чем необходимо для решения задачи.

Метод построения сетки должен обеспечивать точное представление геологических структур, корректное моделирование скважин сложной конфигурации, максимальную эффективность вычислений.

Размеры блока сетки  $D_x$  и  $D_y$  при отсутствии установленной латеральной анизотропии коллекторских свойств рекомендуется принимать одинаковыми [10]. Размер ячеек выбирается исходя из степени изменчивости структурного плана и фильтрационно-емкостных свойств угольных пластов по латерали. При заблаговременной дегазации угольных месторождений размеры ячеек выбираются из условия, чтобы между забоями скважин независимо от расстояния между ними было не менее 3 – 5 ячеек для обеспечения фильтрационных процессов между ячейками. Ориентацию ячеек целесообразно согласовывать с преимущественной ориентацией тектонических и литологических границ. Количество слоев (ячеек) по вертикали выбирается исходя из детальности корреляции разрезов скважин.

Для эффективности заблаговременной дегазации с учетом низких фильтрационных свойств угольных пластов обычно используются геолого-технические мероприятия по интенсификации притока метана из пласта, что также влияет на размеры блока сетки.

При проектировании горизонтальных и многозабойных дегазационных скважин размер сетки гидродинамической модели рекомендуется выбирать из условия совершенства вскрытия пласта в процессе бурения, чтобы эффективный радиус скважины был не больше размера блока сетки.

Эффективный радиус скважины  $r_{эф}$ , как показано в работе [11], определяется следующим образом:

$$r_{эф} = r_{скв} \cdot e^{-s}, \quad (4)$$

где  $r_{скв}$  – радиус скважины, м;  $s$  – скин-фактор, характеризующий совершенство вскрытия пласта.

В случае проектирования систем дегазационных скважин, где в качестве метода интенсификации предусматривается гидроразрыв пласта (ГРП), для универсальности способа моделирования трещин ГРП предлагается трещины задавать с использованием моделей скважин с учетом отрицательного скин-фактора ( $s$ ). Размеры блока сетки гидродинамической модели выбирают из условия, чтобы эффективный радиус скважины был меньше эквивалентного радиуса давления.

В декартовой неоднородной сетке для расчета эквивалентного радиуса давления в анизотропной среде применяется формула Писмена [12]:

$$r_0 = 0,28 \frac{\left[ D_x^2 \left( \frac{k_y}{k_x} \right)^{1/2} + D_y^2 \left( \frac{k_x}{k_y} \right)^{1/2} \right]^{1/2}}{\left( \frac{k_y}{k_x} \right)^{1/4} + \left( \frac{k_x}{k_y} \right)^{1/4}}, \quad (5)$$

где  $D_x$  и  $D_y$  – размеры блока сетки по осям  $x$ ,  $y$ , м;  $k_x$  и  $k_y$  – проницаемости в направлениях  $x$ ,  $y$ , мД.

При моделировании трещин ГРП через задание скин-фактора необходимо учитывать пороговое значение скин-фактора. Для каждой модели вертикальной скважины, расположенной в ячейках гидродинамической модели пласта, рассчитывают отрицательный скин-фактор ( $s$ ) по геометрии ячеек и длинам участков трещины ГРП в соответствующих ячейках. Например, для изотропного пласта с сеткой  $25 \times 25$  м ( $D_x = D_y$ ) эквивалентный радиус для интервала перфорации равен 4,95 м. Тогда с учетом формул (4), (5) пороговое значение скин-фактора равно -4,08 для скважины с обсадной колонной 168 мм, размещенной в такой сетке.

С учетом СТО Газпром 2-2.3-635-2012 [13] в случае конечного типа проводимости трещины ГРП на основе параметра безразмерной проводимости трещины, отражающего параметры трещины ГРП и продуктивного пласта, эффективный скин-фактор  $s$  можно связать с полудлиной трещины  $L_f$  формулой

$$L_f = \frac{2r_{\text{СКВ}} \cdot e^{-s}}{1 - e^{-0,5F_{CD}}}, \quad (6)$$

где  $F_{CD}$  – параметр безразмерной проводимости трещины ГРП, определяющийся выражением

$$F_{CD} = \frac{k_f \cdot w_f}{k \cdot L_f}, \quad (7)$$

где  $L_f$  – полудлина трещины, м;  $k$  – пластовая проницаемость, м<sup>2</sup>;  $k_f$  – проницаемость трещины, м<sup>2</sup>;  $w_f$  – средняя ширина трещины, м.

Исходя из (6) эффективный скин-фактор можно выразить как

$$s = -\ln\left(\frac{L_f}{2r_{\text{СКВ}}}\right) + \ln(1 - e^{-0,5F_{CD}}). \quad (8)$$

В работе [14] представлено, что максимальная продуктивность скважины с трещиной ГРП будет достигаться при  $F_{CD} = 1,6$ . На рис. 1 представлен график зависимости значения скин-фактора от полудлины трещины, а также при параметре безразмерной проводимости трещины  $F_{CD} = 1,6$  при разных значениях проницаемости трещины ГРП.

Для изотропного пласта с сеткой  $25 \times 25$  м с пороговым скин-фактором  $\text{MinS} = -4,08$  в случае трещины ГРП, характеризующимся  $F_{CD} = 1,6$  для пласта с проницаемостью 0,5 мД, максимальная полудлина трещины ГРП, описываемая скин-фактором, составляет 19 м.

В случае, если фактическая трещина характеризуется скин-фактором ( $S$ ) меньше значения порогового отрицательного скин-фактора ( $\text{MinS}$ ), то  $S$  принимают равным  $\text{MinS}$  и при моделировании трещины ГРП дополнительно учитывают множитель коэффициента продуктивности скважины, задаваемый соотношением геометрического фактора.

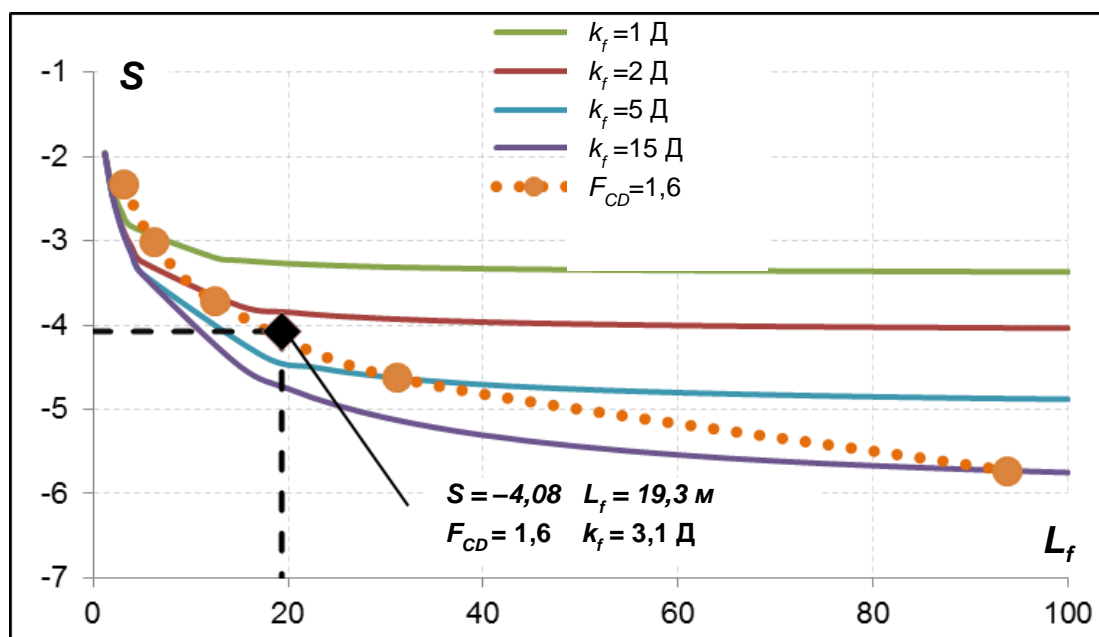


Рис. 1. Зависимость скин-фактора от полудлины трещины ГРП

#### Обоснование начальных и граничных условий

После построения модели двойной пористости формируются начальные и граничные условия. С учетом того, что для угольных месторождений характерно, что пластовое давление близко к гидростатическому, чаще всего выбирается равновесная модель, в которой при начальных условиях насыщение пластов флюидами задано с учетом положения флюидов газ/вода, т.е. трещинная пористость полностью заполнена пластовой водой, в матрице угля – адсорбированный газ.

В случае проектирования заблаговременной дегазации на многопластовом месторождении для повышения качества и достоверности прогноза показателей дегазации гидродинамическую модель по глубине разбивают на блоки, где базовое (опорное) пластовое давление задается для каждого блока.

Куб газоносности блоков матрицы вещества угля формируется с учетом кривых распределения значений метаноносности с глубиной, полученных по результатам керногазового опробования.

#### Определение термодинамического равновесия

Для описания процесса выделения метана из объема угля при изменении давления используют данные о сорбционных характеристиках углей. При заданном пластовом давлении термодинамическое условие стабильного существования сорбированного состояния метана описывается фазовой диаграммой, которая называется изотермой сорбции, характеризующей газонасыщенность угольных пластов и показывающей отделение удельного объема метана от поверхностного слоя вещества угля (на границе раздела фаз) при развитии депрессии на пласт.

При создании гидродинамической модели применяется аналитически изотерма сорбции, которая выражается через уравнение Ленгмюра:

$$V = \frac{V_L p}{p_L + p}, \quad (9)$$

где  $V$  – удельный объем сорбированного метана,  $\text{м}^3/\text{т}$ ;  $V_L$  – объем Ленгмюра, характеризующий максимальный возможный объем сорбированного газа при данной температуре,  $\text{м}^3/\text{т}$ ;  $p_L$  – давление Ленгмюра, МПа;  $p$  – пластовое давление, МПа.



При построении модели для повышения эффективности прогноза оценки снижения газоносности для разных областей одного пласта следует использовать разные объемы Ленгмюра, если в разрезе наблюдается значительное изменение температуры пласта при изменении глубины его залегания. Изменение объема Ленгмюра происходит до 1 % на 1 градус изменения температуры [15].

#### *Размещение дегазационных скважин*

После задания в гидродинамической модели геолого-фильтрационных параметров пластов и физических свойств флюидов следующим этапом построения гидродинамических моделей залежи является расположение скважин на кустовых площадках. Исходя из требований гидродинамического программного комплекса, например, в ПО «T-Navigator», оно подразумевает определение имени, положения устья, забоя, а также характеристик вскрытия пласта (перфорации). Размещение дегазационных скважин проводят по определенной схеме с целью снижения текущих уровней газоносности угольных пластов до требуемого значения за определенный период.

Схема размещения скважин и технико-технологические решения по интенсификации притока газа определяются с учетом горно-геологических характеристик угольного пласта, проектируемой раскройки шахтного поля, особенностей рельефа. Для обеспечения более обширной гидродинамической связи ствола скважины и целевого угольного пласта с низкими фильтрационно-емкостными характеристиками закладывается бурение горизонтальных и протяженных многозабойных скважин, пробуренных по пласту (рис. 2).

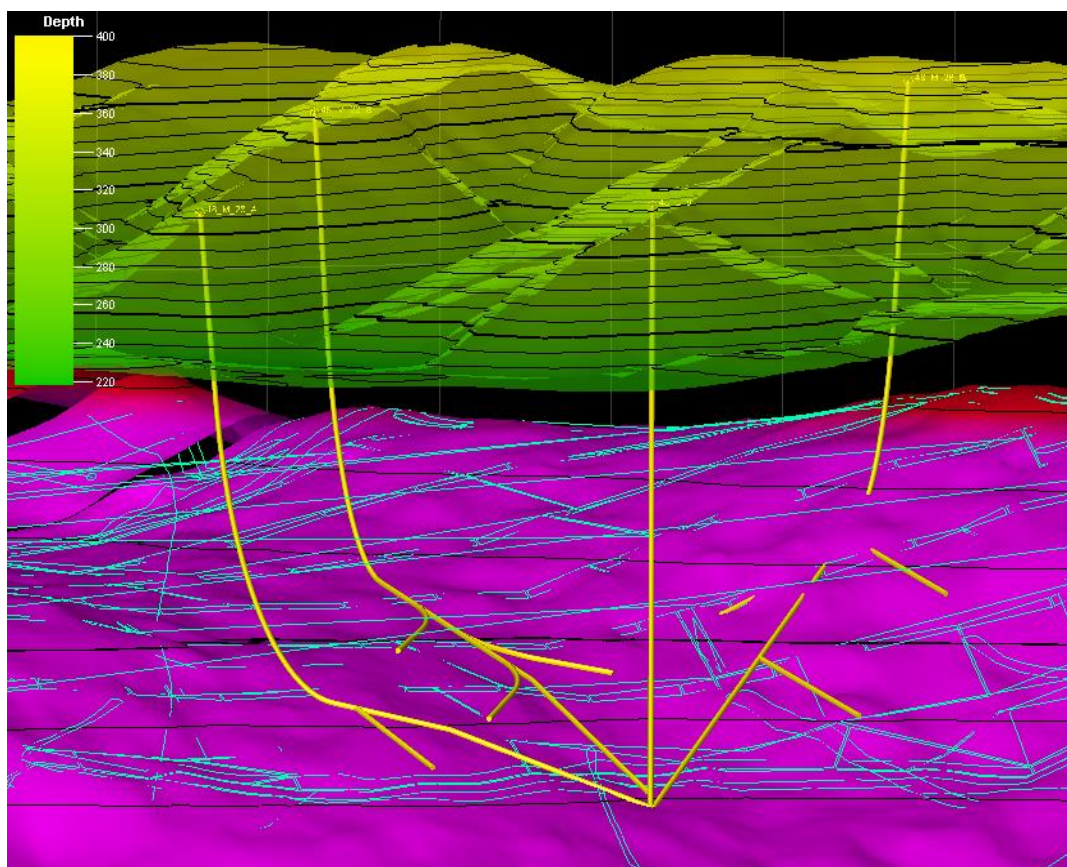


Рис. 2. Схема размещения многозабойных и горизонтальных скважин, пробуренных по пласту

Если в многопластовом разрезе встречаются пласты с повышенной проницаемостью, тогда схема дегазации проектируется с учетом системы пластовых скважин и вертикальных (или наклонно-направленных) скважин с гидравлическим разрывом пла-

ста (рис. 3). Поскольку угольные пласты характеризуются низкими значениями проницаемости, в модели рекомендуется выдерживать минимальное расстояние между скважинами от 200 до 400 м. В целом эффективная дегазация пластов обеспечивается сгущением сетки дегазационных скважин и применением пластовых (многозабойных) скважин.

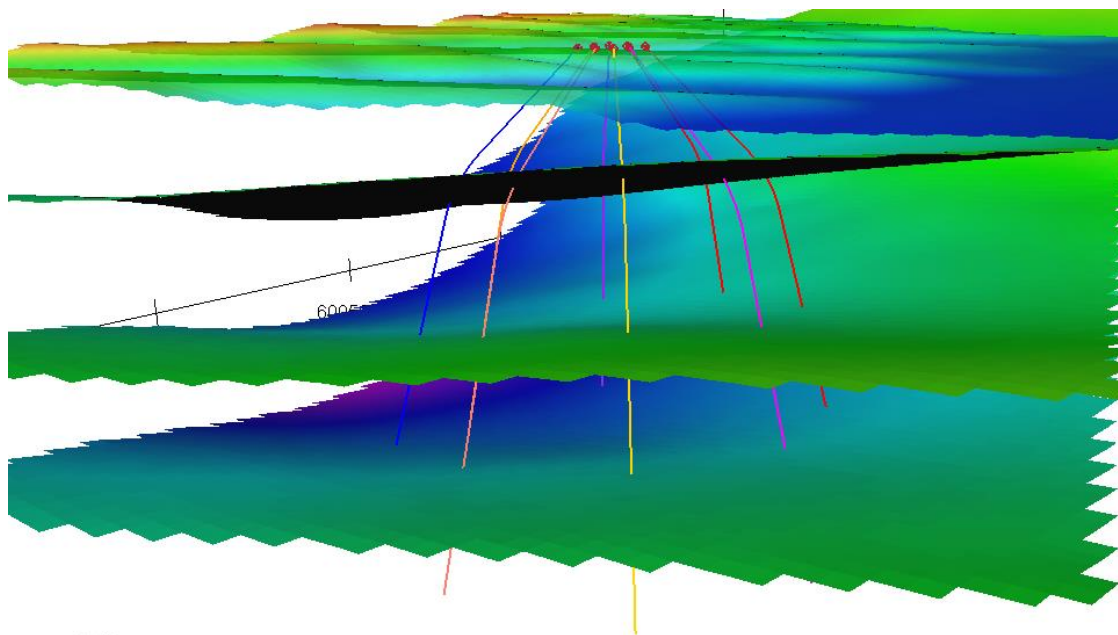


Рис. 3. Схема размещения наклонно направленных скважин с ГРП

#### *Описание процесса фильтрации флюида*

После размещения дегазационных скважин проводят многовариантные расчеты прогнозных показателей разработки залежи с выбором оптимального варианта дегазации и выдачей рекомендаций по проведению геолого-технических мероприятий.

Основная система порово-трещинного пространства угольных пластов в условиях естественного залегания заполнена пластовой жидкостью. Для того чтобы в угольных пластах вызвать десорбцию и фильтрацию потока метана, необходимо снизить пластовое давление ниже давления начала десорбции, что определяется условием фазового перехода метана из сорбированного в свободное состояние.

На этапе планирования сроков дегазации важную роль в успешном освоении дегазационной скважины играет технологический режим эксплуатации. Технологический режим работы скважин представляет собой заранее запрограммированные определенные условия движения флюида в прискважинной зоне пласта и по стволу скважины, характеризующиеся значением дебита и забойного давления (или его градиента) и определяемые некоторыми естественными ограничениями.

Наибольшее влияние на режим эксплуатации скважин оказывают

- деформация пористо-трещинной среды при создании значительных депрессий на пласт, приводящих к снижению проницаемости прискважинной зоны угольных пластов;
- разрушение прискважинной зоны пластов при вскрытии неустойчивых, слабоустойчивых угольных пластов;
- вскрытие в угленосном разрезе нескольких угольных пластов с индивидуальными гидродинамическими режимами разработки.

Следует отметить, что угольные пласты обладают высоким коэффициентом объемной упругости пласта – сжимаемости порово-трещинного пространства в пределах от 0,36 до 0,045 1/МПа [15].

На первых этапах освоения с учетом того, что основная система трещин угольных пластов насыщена пластовой жидкостью (водонасыщенность 100 %), приводят добычу пластовой жидкости. В процессе отбора пластовой жидкости, когда пластовое давление выше давления начала десорбции, изменение коэффициента пористости от пластового давления может быть оценено по следующей формуле:

$$\frac{\varphi}{\varphi_0} = 1 + \beta_c(p - p_0) + \frac{(\beta_c(p - p_0))^2}{2}, \quad (10)$$

где  $\varphi$  – эффективная пористость пласта;  $\varphi_0$  – начальная пористость пласта;  $\beta_c$  – коэффициент объемной упругости пласта, 1/МПа;  $p$  – текущее пластовое давление в сеточной ячейке, МПа;  $p_0$  – базовое (опорное) пластовое давление, МПа.

При снижении пластового давления происходит увеличение эффективного напряжения, в результате упругое противодействие пласта вышележащему горному массиву уменьшается, что приводит к уменьшению объема порово-трещинного пространства угольного пласта и снижению проницаемости, поэтому создание высоких темпов депрессии на угольный пласт приводит к закрытию трещинных каналов, в результате чего происходит снижение скорости фильтрации потока жидкости и газа в системе скважина - пласт.

На режиме однофазного течения жидкости по кривым фазовой проницаемости при изменении пластового давления можно отметить, что при пластовых давлениях более давления начала десорбции относительная фазовая проницаемость по воде близка к единице и эффективная проницаемость по жидкости характеризуется абсолютной проницаемостью угольных пластов. В этот период можно получить наиболее полное перераспределение пластового давления от ствола скважины и развитие депрессионной воронки. По опыту освоения скважин для добычи метана из угольных пластов в ходе эксперимента, реализованного ПАО «Газпром» на Талдинском метанугольном месторождении в Кузбассе, темп создания депрессии на угольные пласты при дегазации выбирается не более 0,1 МПа в сутки.

Угольные пласты представляют собой сложную динамическую систему, при снижении давления в пласте ниже критического давления десорбции создается условие фазового перехода метана из сорбированного состояния в свободное, и в результате усадки матрицы вещества угля за счет развития микротрещиноватости проницаемость порово-трещинного пространства начинает возрастать [16], что показано на рис. 4.

Фазовые проницаемости являются важнейшими характеристиками фильтрационных процессов в угольных пластах, они практически полностью определяют процесс течения пластовых флюидов. Данные о фазовых проницаемостях необходимы при обосновании уровней дегазации угольных пластов. Наиболее распространенным способом аналитической аппроксимации относительных фазовых проницаемостей, характеризующих угольные пласты, является модель Кори:

$$\frac{k_{\text{отнГ}}}{k_{\text{отнГ}}^0} = \left( \frac{\delta_{\text{Г}} - \delta_{\text{Г0}}}{1 - \delta_{\text{ж0}} - \delta_{\text{Г0}}} \right)^{n_1}, \quad \frac{k_{\text{отнЖ}}}{k_{\text{отнЖ}}^0} = \left( \frac{\delta_{\text{Ж}} - \delta_{\text{Ж0}}}{1 - \delta_{\text{Ж0}}} \right)^{n_2}, \quad (11)$$

где  $k_{\text{г}}, k_{\text{гв}}$  – относительная фазовая проницаемость газа и воды, соответственно, доли ед.;  $k_{\text{г}}^0, k_{\text{гв}}^0$  – относительная фазовая проницаемость газа и воды для значений остаточной насыщенности, доли ед.;  $\delta_{\text{г0}}, \delta_{\text{в0}}$  – остаточные газонасыщенность и водонасыщенность, доли ед.;  $\delta_{\text{г}}, \delta_{\text{в}}$  – газонасыщенность и водонасыщенность, доли ед.;  $n_1, n_2$  – коэффициенты корреляции.

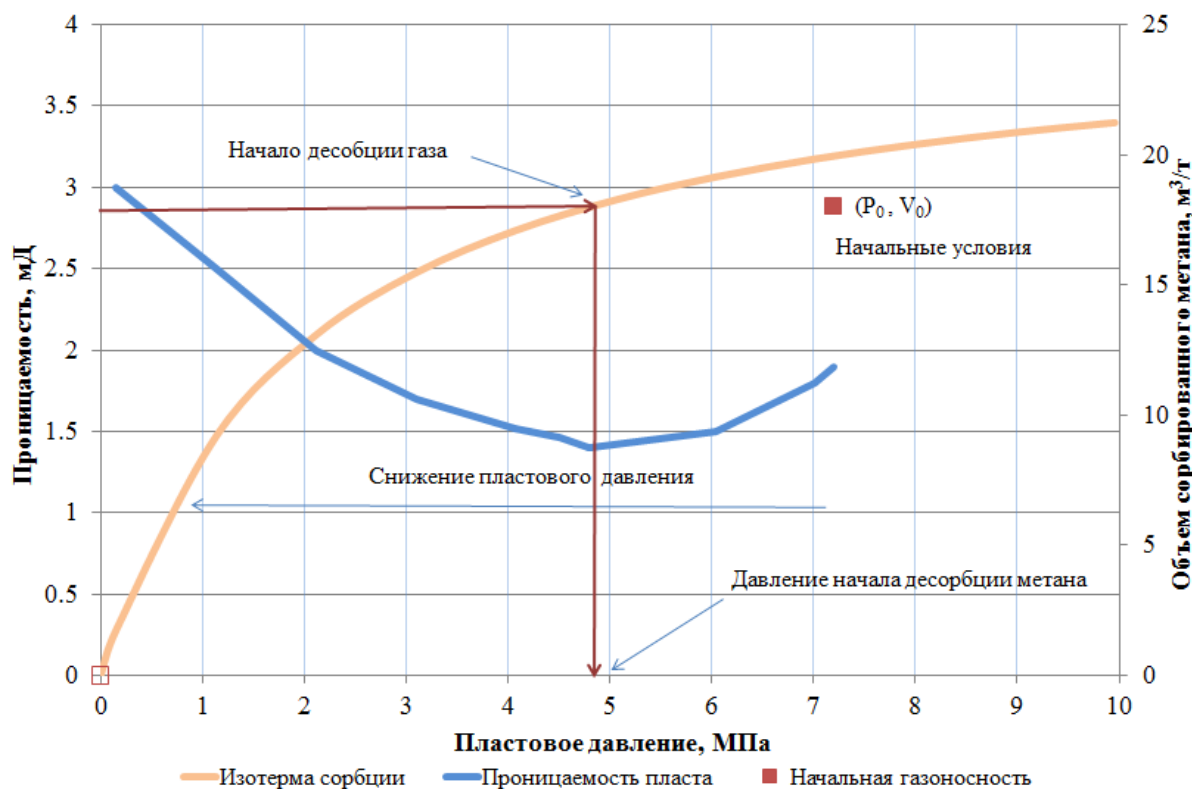


Рис. 4. График изменения проницаемости, связанный с закрытием системы трещин и усадкой матрицы вещества угля

Основным источником данных об ОФП являются лабораторные методы, основанные на исследованиях, которые проводятся на керне. Также информацию для определения ОФП можно получить при вскрытии вертикальной скважиной отдельного угольного пласта и его продолжительной эксплуатации, а на многопластовых месторождениях – по результатам селективных ГДИС с вызовом притока пластового флюида с отдельным учетом жидкости и газа. В процессе проведения исследований производят долговременную отработку пласта, при которой постепенно, по мере распространения контура питания и снижения пластового давления, растет доля газа в продукции.

В случае отсутствия специальных исследований по определению фазовых проницаемостей на полях участков шахтных полей в модели могут быть использованы кривые относительной фазовой проницаемости, взятые по месторождениям-аналогам, например, в табл. 2 коэффициенты уравнения аналитической аппроксимации Кори для угольных пластов, залегающих в сходных горно-геологических условиях с Нарыкско-Осташкинским месторождением Кузбасса (рис. 5).

Таблица 2

Коэффициенты уравнения аналитической аппроксимации относительных фазовых проницаемостей Кори для Нарыкско-Осташкинского месторождения

Параметр	$k_{отн\text{г}}^0$	$k_{отн\text{ж}}^0$	$\delta_{ж0}$	$\delta_{г0}$	$n_1$	$n_2$
Значение	1	1	0	0	1,5	5

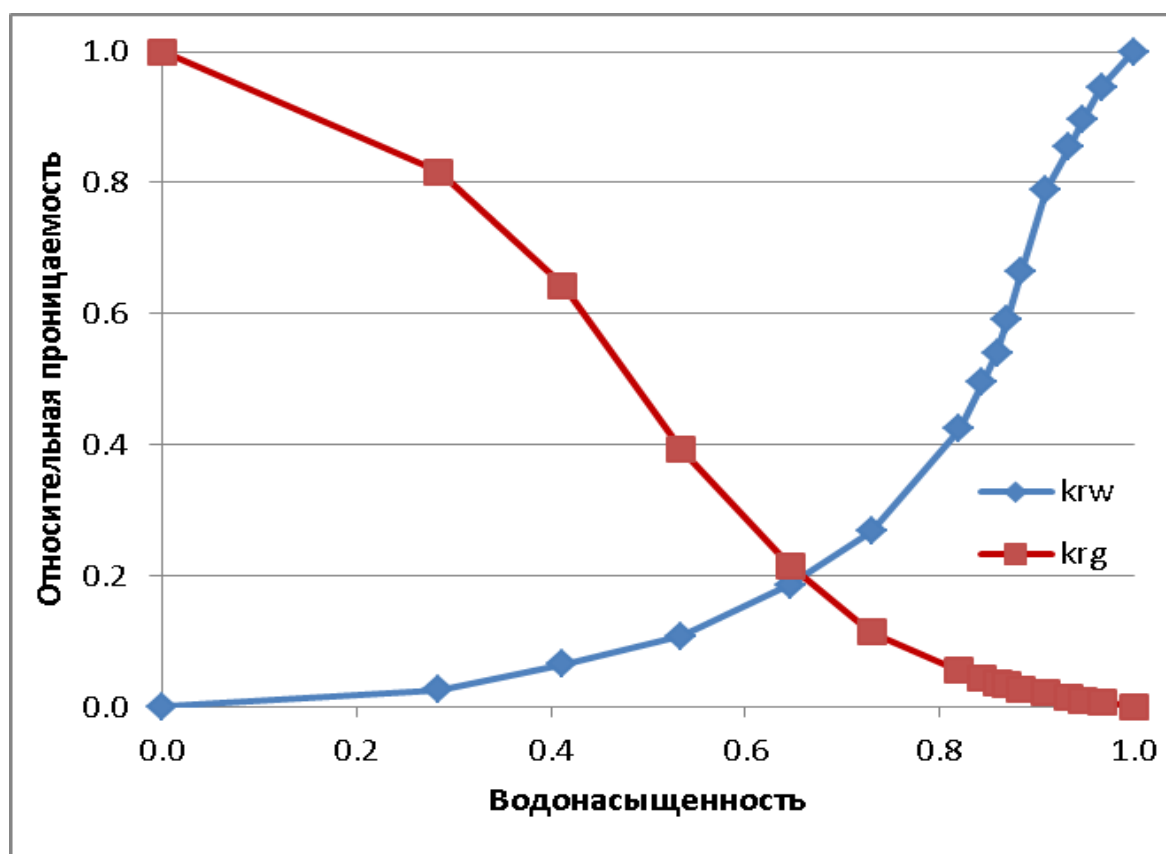


Рис. 5. Кривые относительной фазовой проницаемости для Нарыкско-Осташкинского месторождения

#### Результаты моделирования

Апробация методики проводилась при проектировании заблаговременной дегазации на шахтных полях в горно-геологических условиях Кузбасса и Печорского угольного бассейна. Для успешной дегазации угольных пластов рассмотрены две технологии интенсификации газоотдачи пластов: с использованием горизонтальных и многозабойных скважин, а также с помощью вертикальных и наклонно направленных скважин с последующим проведением ГРП и гидрорасчленения.

В ходе работ по гидродинамическому моделированию дегазации угольных пластов в рамках проектирования было произведено уточнение входных параметров модели, основанных на геологическом моделировании. При гидродинамическом моделировании учитывалось изменение общего фонда скважин, изменение их траекторий и пластопересечений, связанных с изменением местоположения площадок. В программном комплексе «Т-Navigator» осуществлено моделирование работы скважин для обоснования изменения сроков ввода месторождения в эксплуатацию, соответственно, с пуском лав в различные годы для анализа достижения плановых показателей метаноносности на момент отработки пластов.

Геолого-гидродинамические модели позволяют проводить оценку снижения газоносности угольных пластов при проектировании заблаговременной дегазации шахтных полей с применением скважин, пробуренных с поверхности, позволяют понизить уровень природной метаноносности ниже  $13 \text{ м}^3/\text{т}$  с.б.м, что определяется на картах прогноза газоносности во времени (рис. 6 – 8).

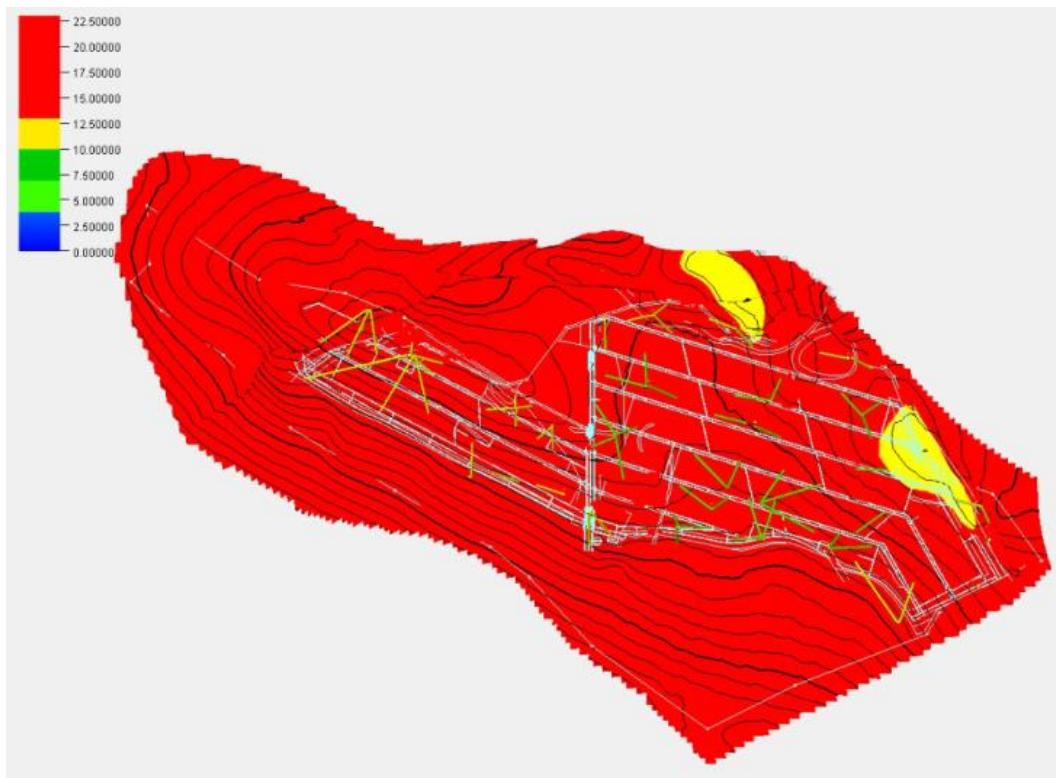


Рис. 6. Начальная карта распределения газоносности на шахтном поле с уровнями метаноносности более 15 м<sup>3</sup>/т с.б.м

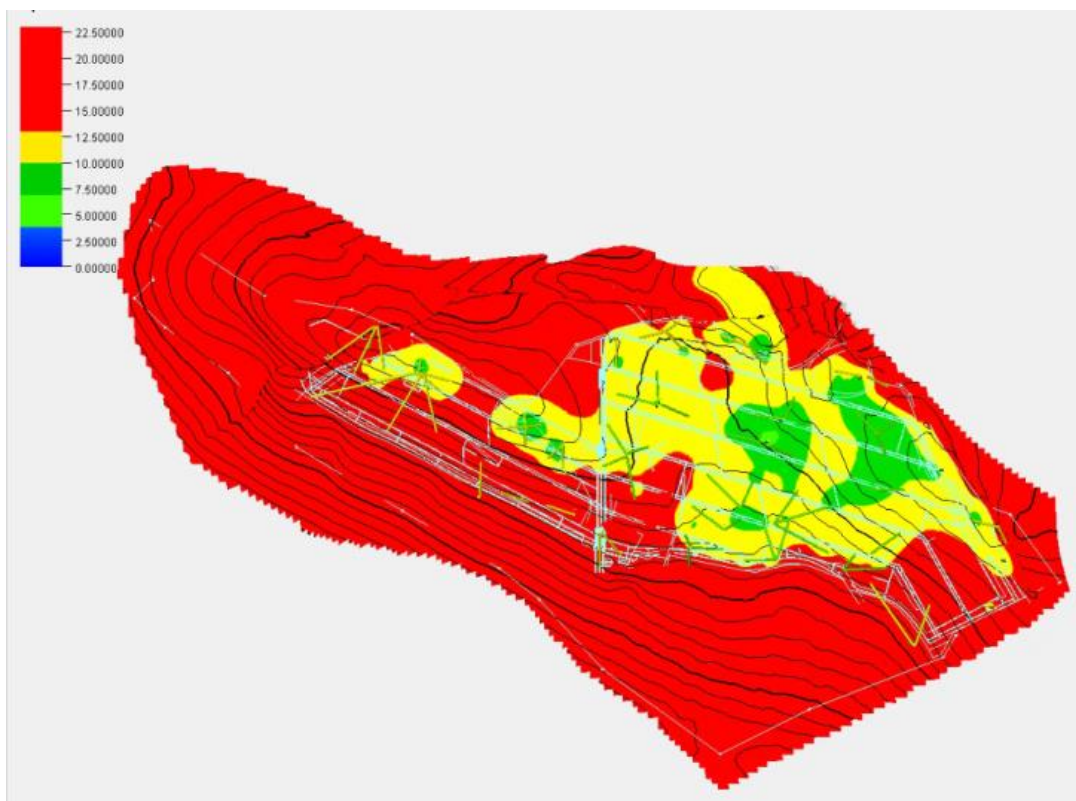


Рис. 7. Карты изменения газоносности при гидродинамическом моделировании с уровнями дегазации 13 м<sup>3</sup>/т с.б.м

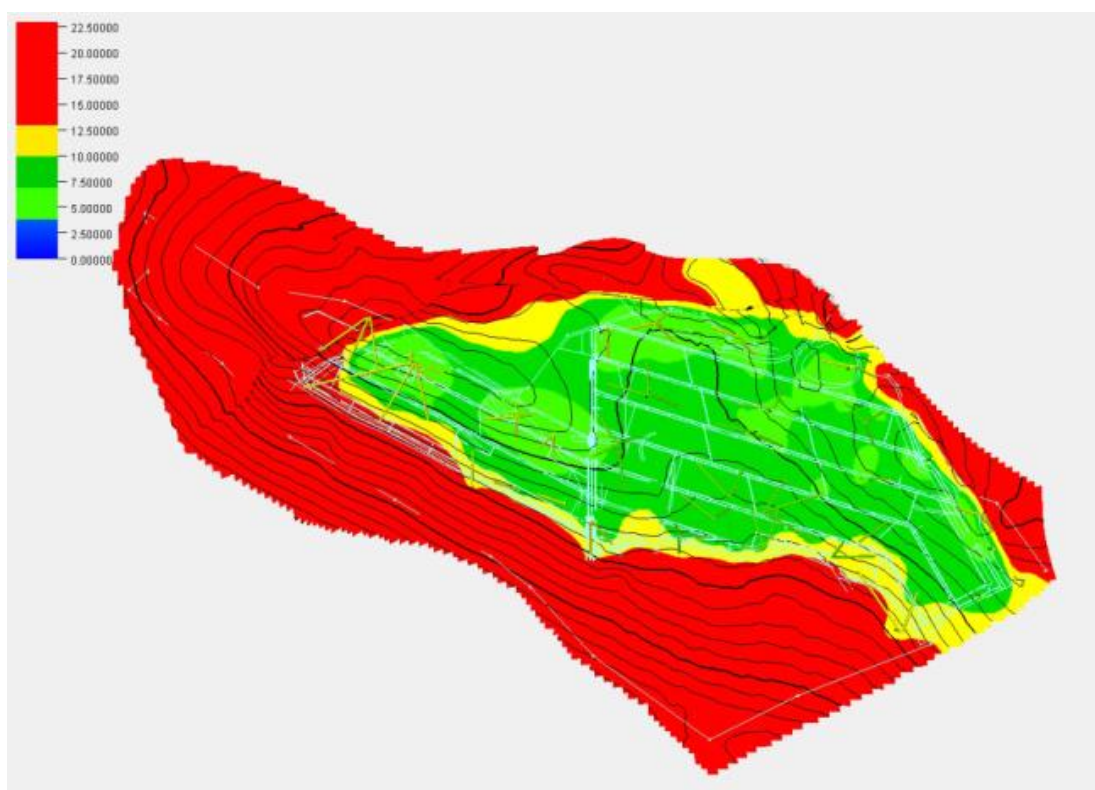


Рис. 8. Карты изменения газоносности при гидродинамическом моделировании с уровнями дегазации  $9 \text{ м}^3/\text{т с.б.м}$

### *Выводы*

В настоящее время в связи с бурным развитием вычислительной техники и математических методов решение сложных задач описания фильтрационных процессов в угольных пластах с применением геолого-гидродинамического моделирования стало одним из эффективных инструментов для последующего анализа карт изменения газоносности при заблаговременной дегазации угольных пластов. Современные средства геолого-фильтрационного моделирования позволяют обрабатывать и систематизировать большой объем геолого-промысловой информации и представлять месторождения с целевыми для дегазации угольными пластами в виде цифровых трехмерных моделей.

В настоящей работе предложена методика построения геолого-гидродинамических моделей для контроля снижения уровней газоносности угольных пластов при заблаговременной дегазации шахтных полей скважинами, пробуренными с поверхности. Анализ полученных результатов подтверждает возможность применения геолого-гидродинамической модели для анализа состояния выработки по газу проектного пласта на участках заблаговременной дегазации. ГДМ позволяет определить скорости снижения газоносности, остаточные запасы метана в угольных пластах, застойные зоны, наиболее продуктивные пропластки в геологическом разрезе.

Применение геолого-гидродинамических моделей с учетом представленной методики дает не только качественную, но и количественную характеристику объекта и детальное изменение его геолого-промысловых характеристик во времени, что позволит дополнительно контролировать процесс ведения очистных работ.

## Список литературы

1. Золотых С.С., 2019. Заблаговременная дегазация угольных пластов как фактор повышения безопасности на шахтах Кузбасса. *Горная промышленность*, № 5, С. 18 - 22.
2. Мелехин Е.С., Кузина Е.С., 2016. Заблаговременное извлечение метана угольных пластов как основной фактор повышения уровня безопасности на проектируемых шахтах. *Наука и техника в газовой промышленности*, № 1(65), С. 91 - 94.
3. Постановление Правительства Российской Федерации от 25 апреля 2011 г. № 315 «О допустимых нормах содержания взрывоопасных газов (метана) в шахте, угольных пластах и выработанном пространстве, при превышении которых дегазация является обязательной» URL: <https://docs.cntd.ru/document/902275271> (дата обращения: 29.05 2022)
4. Зайцев В.А., 2018. Компьютерное моделирование процесса заблаговременной дегазации угольных пластов 45-48 участка шахты Ерунаковская-VIII. *Наука и техника в газовой промышленности*, № 1, С. 24 – 32.
5. Васенин И.М., Крайнов А.Ю., 2017. Численное моделирование дегазации угольных пластов. *Инженерно-физический журнал*, Т. 90, № 6.
6. Шишляев В.В., Кузнецов Р.В., 2018. Об особенностях составления прогноза добычных возможностей метаноугольных скважин на основе гидродинамических моделей. *Стратегия развития геологического исследования недр: настоящее и будущее (к 100-летию МГРИ-РГГРУ): Материалы Международной научно-практической конференции*, Т. 1, С. 576 - 577.
7. Швачко Е.В., Хрюкин В.Т., Сизиков Д.А., Абарбанель Е.Г. 2019. Особенности методики разведки метаноугольных месторождений. *Новые идеи в науках о Земле: Материалы XIV Международной научно-практической конференции*, Т 5, С. 228 - 230.
8. Ваньков Г.Н., Абарбанель Е.Г., 2015. Особенности геологического моделирования месторождений метана угольных пластов. *Газовая промышленность*, № 2 (718), С. 44 - 47.
9. Ali S. Ziarani, Roberto Aguilera, Chris R. Clarkson, 2011. Investigating the effect of sorption time on coalbed methane recovery through numerical simulation. *FUEL*, 90(7), p. 2428-2444.
10. РД 153–39.0-047-00 Регламент по созданию постоянно действующих геолого-технологических моделей нефтяных и газонефтяных месторождений, 2000. Москва: Минтопэнерго России, 130 с.
11. Matthews, C. S. and D. G. Russell, 1967. Pressure buildup and flow tests in wells: Dallas, TX. *Society of Petroleum Engineers Monograph Series No. 1*, 172 p.
12. Donald W., 1983. Peaceman – «Interpretation of Well-block pressures in numerical reservoir simulation with nonsquare grid blocks and anisotropic permeability», SPE, *Exxon Production Research Co.*, pp. 10 – 12.
13. СТО Газпром 2-2.3-635-2012. Документы нормативные для проектирования, строительства и эксплуатации объектов ПАО «Газпром». *Проектирование гидроразрыва пласта в терригенных коллекторах. Оценка эффективности*, 2012, 48 с. URL: <https://elima.ru/docs/?id=7896&> (дата обращения 25.05. 2022)
14. Астафьев В.И., Каримов Н.А., 2011. Моделирование скин-эффекта в задачах фильтрации жидкости к скважине с трещиной гидроразрыва пласта. *Современные проблемы прикладной математики и механики: теория, эксперимент и практика: Международная конференция, посвященная 90-летию со дня рождения академика Н.Н. Яненко*, С. 78 - 79.
15. Seidle J., 2011. *Fundamentals of Coalbed Methane Reservoir Engineering*. PennWell Corporation, 401 p.
16. Черепанский М.М., Шишляев В.В., 2019. Моделирование эффектов изменения проницаемости угольных пластов при активных процессах десорбции метана и фильтрации пластового флюида. *Горный журнал*, № 10, С. 89 - 92. DOI: 10.17580/gzh.2019.10.13.



## References

1. Zolotykh S.S., 2019. Zablagovremennaya degazatsiya ugol'nykh plastov kak faktor povysheniya bezopasnosti na shakhtakh Kuzbassa [Preliminary degassing of coal seams as a factor of improving safety at Kuzbass mines]. *Gornaya promyshlennost'*, № 5, P. 18 - 22.
2. Melekhin E.S., Kuzina E.S., 2016. Zablagovremennoe izvlechenie metana ugol'nykh plastov kak osnovnoi faktor povysheniya urovnya bezopasnosti na proektiruemyykh shakhtakh [Early extraction of coalbed methane as the main factor in increasing the level of safety at the projected mines]. *Nauka i tekhnika v gazovoi promyshlennosti*, № 1(65), P. 91 - 94.
3. Postanovlenie Pravitel'stva Rossiiskoi Federatsii ot 25 aprelya 2011 g. № 315 "O dopustimyykh normakh sodержaniya vzryvoopasnykh gazov (metana) v shakhte, ugol'nykh plastakh i vyrabotannom prostranstve, pri prevyshenii kotorykh degazatsiya yavlyaetsya obyazatel'noi" [Decree of the Government of the Russian Federation No. 315 of April 25, 2011 "On permissible standards for the content of explosive gases (methane) in a mine, coal seams and the worked-out space, when if exceeded, degassing is mandatory"]. URL: <https://docs.cntd.ru/document/902275271> (data obrashcheniya: 29.05 2022)
4. Zaitsev V.A., 2018. Komp'yuternoe modelirovanie protsessa zablagovremennoi degazatsii ugol'nykh plastov 45-48 uchastka shakhty Erunakovskaya-VIII . [Computer simulation of the process of preliminary degassing of coal seams 45-48 of the Yerunakovskaya-VIII mine site]. *Nauka i tekhnika v gazovoi promyshlennosti*, № 1, P. 24 – 32.
5. Vasenin I.M., Krainov A.Yu., 2017. Chislennoe modelirovanie degazatsii ugol'nykh plastov [Numerical simulation of coal bed degassing]. *Inzhenerno-fizicheskii zhurnal*, Vol. 90, № 6.
6. Shishlyaev V.V., Kuznetsov R.V., 2018. Ob osobennostyakh sostavleniya prognoza dobychnykh vozmozhnostei metanougol'nykh skvazhin na osnove gidrodinamicheskikh modelei [On the specifics of forecasting the production capabilities of methane-coal wells based on hydrodynamic models]. *Strategiya razvitiya geologicheskogo issledovaniya nedr: nastoyashchee i budushchee (k 100-letiyu MGRI-RGGRU): Materialy Mezhdunarodnoi nauchno-prakticheskoi konfe-rentsii*, Vol. 1, P. 576 - 577.
7. Shvachko E.V., Khryukin V.T., Sizikov D.A., Abarbanel' E.G. 2019. Osobennosti metodiki razvedki metanougol'nykh mestorozhdenii [Features of the exploration method of methane-coal deposits]. *Novye idei v naukakh o Zemle: Materialy XIV Mezhdunarodnoi nauchno-prakticheskoi konferentsii*, Vol. 5, P. 228 - 230.
8. Van'kov G.N., Abarbanel' E.G., 2015. Osobennosti geologicheskogo modelirovaniya mestorozhdenii metana ugol'nykh plastov [Features of geological modeling of coalbed methane deposits]. *Gazovaya promyshlennost'*, № 2 (718), P. 44 - 47.
9. Ali S. Ziarani, Roberto Aguilera, Chris R. Clarkson, 2011. Investigating the effect of sorption time on coalbed methane recovery through numerical simulation. *FUEL*, 90(7), p. 2428-2444.
10. RD 153–39.0-047-00 Reglament po sozdaniyu postoyanno deistvuyushchikh geologo-tekhnologicheskikh modelei neftyanykh i gazonefityanykh mestorozhdenii [RD 153-39.0-047-00 Regulations on the creation of permanent geological and technological models of oil and gas-oil fields, 2000], 2000. Moscow: Mintopenergo Rossii, 130 p.
11. Matthews, C. S. and D. G. Russell, 1967. Pressure buildup and flow tests in wells: Dallas, TX. *Society of Petroleum Engineers Monograph Series No. 1*, 172 p.
12. Donald W., 1983. Peaceman – «Interpretation of Well-block pressures in numerical reservoir simulation with nonsquare grid blocks and anisotropic permeability», SPE,  *Exxon Production Research Co.*, pp. 10 – 12.
13. STO Gazprom 2-2.3-635-2012. Dokumenty normativnye dlya proektirovaniya, stroitel'stva i ekspluatatsii ob"ektov PAO "Gazprom" . Proektirovanie gidrorazryva plasta v terrigennykh kollektorakh. Otsenka effektivnosti STO Gazprom 2-2.3-635-2012. Regulatory

documents for the design, construction and operation of Gazprom facilities. Hydraulic fracturing design in terrigenic reservoirs. Efficiency assessment], 2012, 48 p. URL: <https://elima.ru/docs/?id=7896&> (дата обращения 25.05. 2022)

14. Astaf'ev V.I., Karimov N.A., 2011. Modelirovanie skineffekta v zadachakh fil'tratsii zhidkosti k skvazhine s treshchinoi gidrorazryva plasta [Modeling of the skin effect in problems of fluid filtration to a well with a fractured hydraulic fracturing]. *Sovremennye problemy prikladnoi matematiki i mekhaniki: teoriya, eksperiment i praktika: Mezhdunarodnaya konferentsiya, posvyashchennaya 90-letiyu so dnya rozhdeniya akademika N.N. Yanenko*, P. 78 - 79.

15. Seidle J., 2011. *Fundamentals of Coalbed Methane Reservoir Engineering*. Penn-Well Corporation, 401 p.

16. Cherepanskii M.M., Shishliaev V.V., 2019. Modelirovanie effektivov izmeneniya pronitsaemosti ugol'nykh plastov pri aktivnykh protsessakh desorbtsii metana i fil'tratsii plastovogo flyuida . [Modeling of the effects of changes in the permeability of coal seams during active processes of methane de-sorption and filtration of reservoir fluid]. *Gornyi zhurnal*, № 10, P. 89 - 92. DOI: 10.17580/gzh.2019.10.13.