

ТЕРМОДИНАМИЧЕСКИЙ РАСЧЕТ ГАЗОВОЙ СКВАЖИНЫ НА ОСНОВЕ ЧИСЛЕННОГО РЕШЕНИЯ СОВМЕСТНОЙ ЗАДАЧИ О ДАВЛЕНИИ, ТЕМПЕРАТУРЕ ГАЗА В СКВАЖИНЕ И ТЕПЛОПРОВОДНОСТИ ГОРНОЙ ПОРОДЫ

Пономарев А. И., Зарипова К.Р.
Уфимский государственный нефтяной технический университет

Расчет технологического режима работы скважины выполнен авторами тремя способами, отличающимися постановкой задачи и методами ее решения. В первом способе [1] расчет осуществлен на основе решения задачи о течении газа в скважине и теплообмене газовой скважины с горной породой. Задача решена методом последовательных приближений, поскольку дифференциальное уравнение, описывающее давление газа в скважине, зависит от его температуры, а дифференциальное уравнение, описывающее температуру газа, содержит неизвестную функцию давления. В первом приближении была решена задача гидравлики о течении газа в вертикальной трубе и определено изменение давления по глубине скважины. В решении этой задачи температура газа принималась величиной постоянной, задавалось ее приближенное значение. В этом случае уравнение движения газа переходит в обыкновенное дифференциальное уравнение Бернулли. Затем, с учетом найденных значений давления, была решена температурная задача для потока газа в скважине, в которой с учетом принятых предположений уравнение температуры газа становится обыкновенным линейным уравнением. Последующие приближения осуществлялись по аналогичной схеме с использованием результатов предыдущих приближений. Расчет заканчивался после достижения заданной точности. Коэффициент сверхсжимаемости газа также рассчитывался методом последовательных приближений.

Во втором способе расчета [2] используются приближенные инженерные формулы, в которых тепловое взаимодействие скважины с горной породой задается с помощью коэффициента теплопередачи, значение которого задается заранее, до решения задачи. Здесь также используется метод последовательных приближений.

В третьем способе дифференциальные уравнения, описывающие движение газа в скважине и его температуру представлялись в виде системы дифференциальных уравнений с начальными условиями, т.е. задавались величины давления и температуры газа на забое скважины. Система уравнений была решена методом Рунге – Кутта

совместно с дифференциальным уравнением в частных производных (двумерное уравнение теплопроводности), описывающим изменение температуры горной породы. Для решения уравнений теплопроводности были использованы двумерные разностные схемы. Дифференциальные уравнения, описывающие движения газа в скважине и его температуру, решены совместно, поэтому, в отличие от аналитического метода решения задачи, в решении задачи о давлении газа в скважине нет необходимости в задании температуры, а в решении температурной задачи – давления, а также геотермического градиента горной породы. Эти параметры определялись непосредственно при решении системы дифференциальных уравнений. В этом заключается преимущество численного метода решения задачи по сравнению с аналитическим методом ее решения и применения вышеупомянутых инженерных формул.

В качестве примера был осуществлен расчет технологического режима работы скважины Р-1 Комсомольского газового месторождения. Исходные данные расчета и замеренные значения температуры газа по глубине скважины, а также расчетные величины давления взяты из работы [1]. Скважина имеет следующие характеристики: диаметр эксплуатационной колонны 146 мм; глубина спуска 1087 м; интервал перфорации 959–956 м; фонтанные трубы диаметром 51 мм спущены на глубину 953 м. Скважина работала по затрубному пространству с дебитом $Q=1362$ тыс. м³/сут. Плотность газа $\rho = 0.72$ кг/м³. На рис. 1, 2 представлены некоторые результаты расчета давления и температуры газа в скважине.

По оси абсцисс отложены точки замера температуры (VX_i) и расстояние от забоя скважины, а по оси ординат – следующие характеристики потока газа от забоя до устья скважины: $Z_{n,1}$ и $Z_{n,2}$ – графики функций давления и температуры, полученные из решения задачи численным методом; $p3(n)$ и $T3(n)$ – зависимости давления и температуры, полученные из решения задачи аналитическим методом [1]; $pj3(n)$ и $Tb3(n)$ – зависимости для давления и температуры, рассчитанные по инженерным формулам [2].

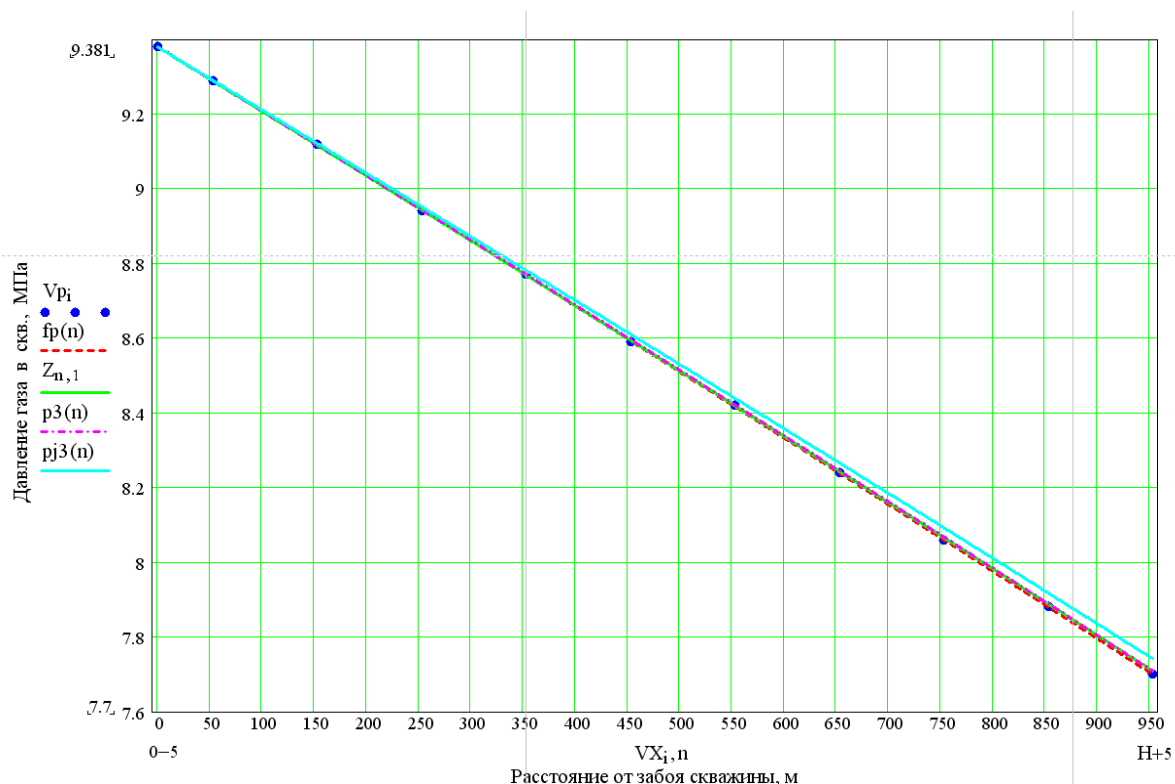


Рис. 1. Графики распределения давления для условий работы скважины Р-1 Комсомольского газового месторождения: Vp_i , VX_i – по расчету работы [1]; $Z_{n,1}$ – по численному методу решения задачи; $p3(n)$ – по аналитическому методу решения задачи; $pj3(n)$ – по инженерным формулам

Качественное сравнение изменения расчетных значений давления и температуры на графиках (рис. 1 и 2) указывает на их удовлетворительное совпадение с соответствующими экспериментальными и расчетными характеристиками работы [1]. Наибольшее отклонение расчетных величин давления газа на устье скважины по формулам работы [2] не превышает 0,0423 МПа, или 0,56%. Это отклонение по разработанному численному методу равно 0,0094 МПа, или 0,12%. Для температуры газа, рассчитанной по формулам работ [2], наибольшее отклонение температуры на устье скважины составляет 0,6 °С, или 4%. Погрешность результатов численного метода расчета не превышает 0,25 °С, или 1,7%. Этот анализ указывает на то, что разработанный численный метод, наряду с ранее разработанными аналитическими методами, также дает удовлетворительные результаты.

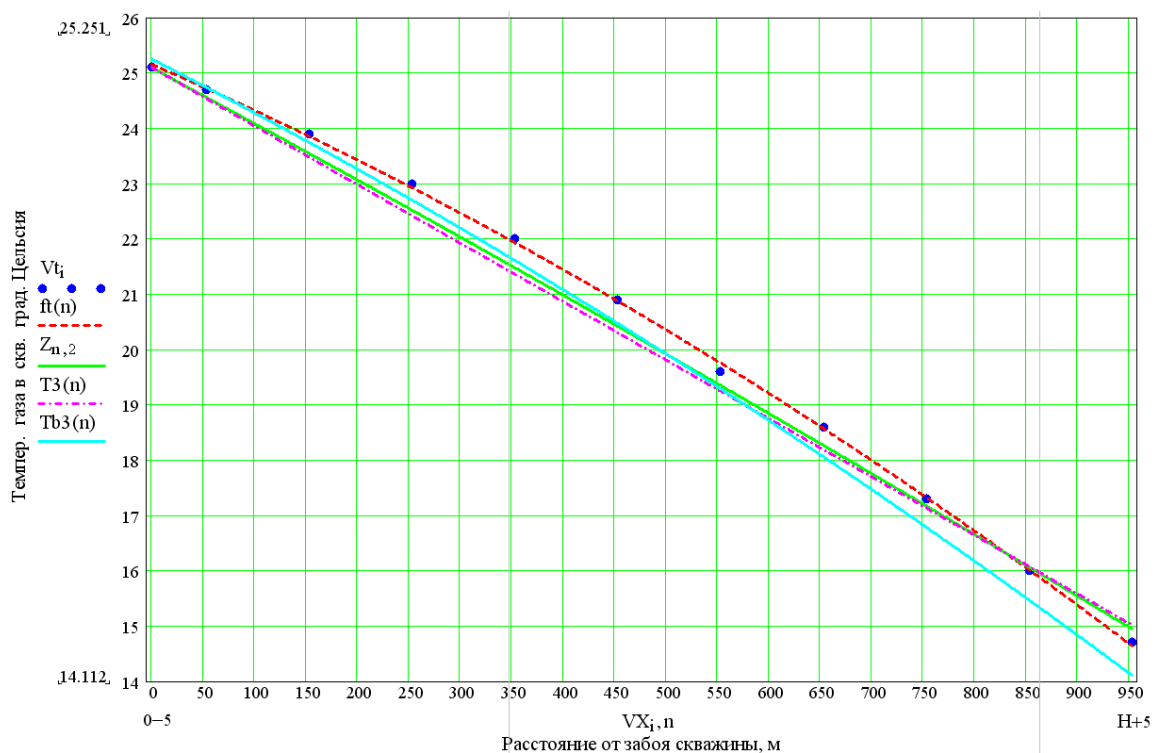


Рис. 2. Графики изменения температуры газа для условий скважины Р-1 Комсомольского газового месторождения: Vt_i , VX_i — по замеренным величинам температуры [1]; $Z_{n,2}$ — по численному методу решения задачи; $T3(n)$ — по аналитическому методу решения задачи; $Tb3(n)$ — по инженерным формулам

Преимущество предлагаемого метода проявляется при расчетах режимов работы скважин в разрезах горных пород с неоднородной теплопроводностью. В качестве примера рассмотрим сеноманскую скважину Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения (НГКМ) [1]. Диаметр эксплуатационной колонны 146 мм, ее длина 1319 м. Фонтанные трубы диаметром 51 мм спущены на глубину 1140 м. Поинтервальная термометрия проведена во время работы скважины по затрубному пространству при закрытых фонтанных трубах. Дебит газа составил 1042 тыс. м³/сут. Выбор этой скважины объясняется тем, что, в отличие от условий выше рассмотренной скважины, значения коэффициента теплопроводности по глубине скважины имеют большой разброс.

На рис. 3, 4 приведены графики изменения температуры газа от забоя до устья для условий работы данной скважины, где приняты обозначения, аналогичные тем, что на

рис. 1, 2. Сравнение результатов решения задачи аналитическим методом с данными эксперимента показывает, что наибольшая погрешность расчета температуры на устье скважины равна 4,74 °С, или 43,1%.

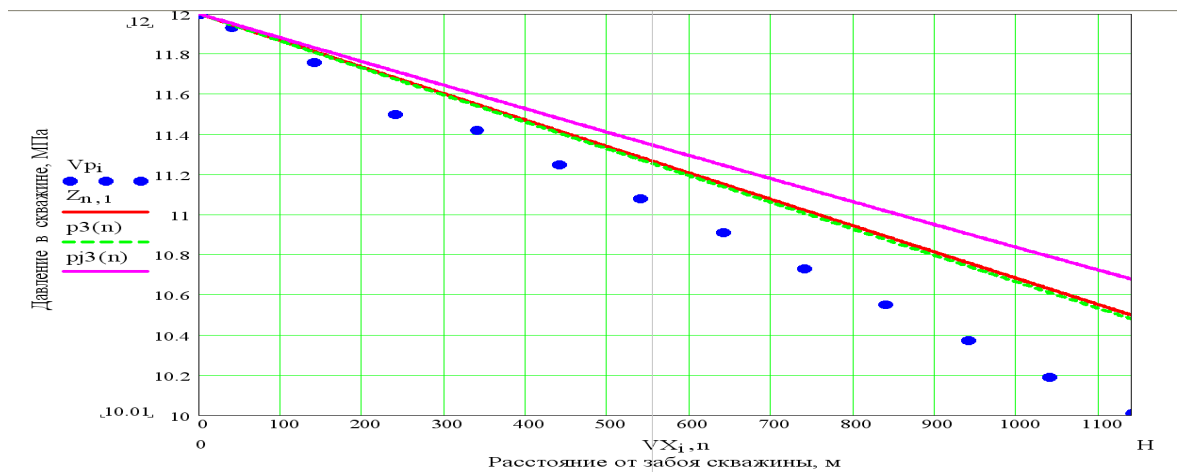


Рис. 3. Графики изменения давления газа для условий работы сеноманской скважины Уренгойского НГКМ; Vp_i , VX_i – по расчету работы [1]; $Z_{n,1}$ – по численному методу решения задачи; $p3(n)$ – по аналитическому методу решения задачи; $pj3(n)$ – по инженерным формулам

Сравнение результатов решения задачи численным методом с данными эксперимента показывает следующее. Характер изменения расчетных зависимостей температуры и ее замеренные значения по глубине скважины различаются незначительно. Расчетное значение температуры газа на устье скважины равно 10,01 °С, его отклонение – 0,9 °С, погрешность – 8,2%. Зависимость, построенная по результатам решения задачи численным методом, отображает характер изменения температуры от забоя до устья скважины с погрешностью расчета менее 10% , она приемлема для практических расчетов технологического режима скважин в разрезах горных пород с нелинейным характером изменения теплофизических свойств, особенно в зонах распространения многолетнемерзлых горных пород.

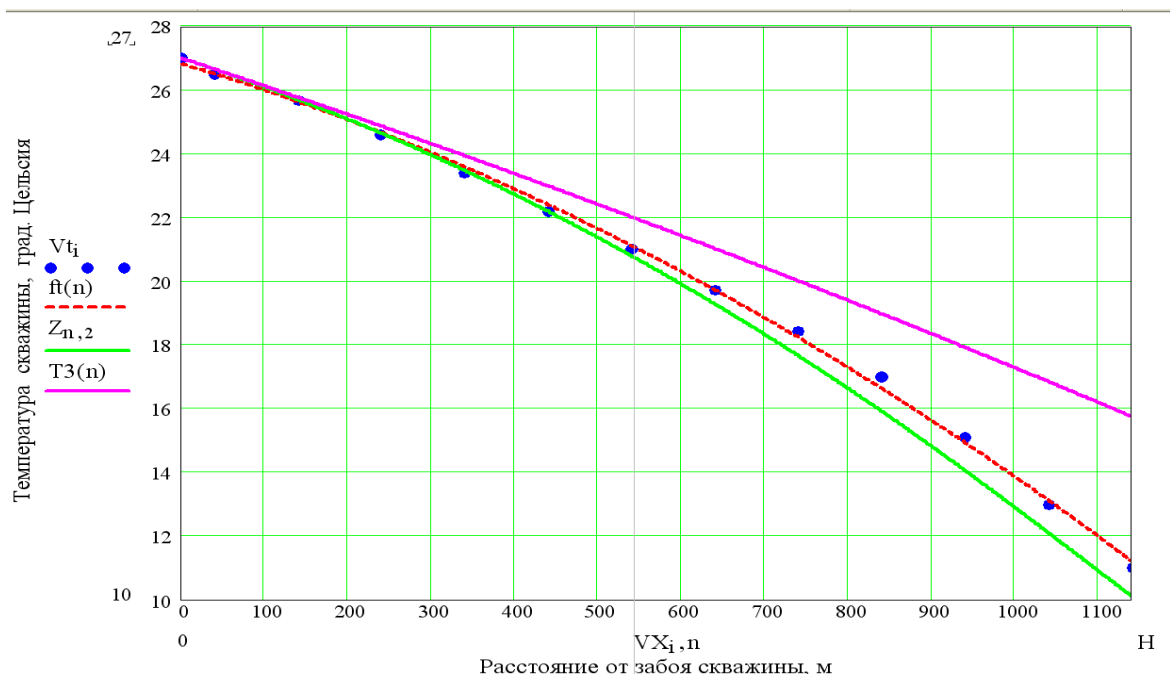


Рис. 4. Графики изменения температуры газа для условий работы сеноманской скважины Уренгойского НГКМ: V_{ti} , VX_i – по замеренным величинам температуры [1]; $ft(n)$ – зависимость, построенная аппроксимацией значений температуры в точках замера; $Z_{n,2}$ – по численному методу решения задачи; $T3(n)$ – по аналитическому методу решения задачи

Анализ решения задачи о термодинамике газовой скважины позволяет прогнозировать тепловые режимы ее работы, изменение температуры горной породы вокруг скважины, техническое состояние обсадной колонны, предсказать возможный контакт ее с фонтанной трубой, а также ее обрыв или смятие. Решение обратной задачи с применением термограммы газовой скважины дает возможность найти изменяющиеся по глубине скважины коэффициенты теплопроводности и теплопередачи горных пород. Разработанный численный метод решения задачи может быть применен в расчетах технологического режима работы для условий скважин других месторождений, отличающихся сложными горно-геологическими условиями.

ЛИТЕРАТУРА

1. Коротаев Ю.П. Избранные труды: в 3 т. М.: Недра, 1996. Т. 1. 606 с.
2. Дегтярев В.Б., Бухгалтер Э.Б. Борьба с гидратами при эксплуатации газовых скважин в северных районах. М.: Недра, 1976. 198 с.