

УДК 622.276

**МОДЕЛИРОВАНИЕ ДВИЖЕНИЯ ГАЗА В ДОБЫВАЮЩИХ СКВАЖИНАХ
СЕНОМАНСКИХ ЗАЛЕЖЕЙ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ
НА СТАДИИ ПАДАЮЩЕЙ ДОБЫЧИ**

**MODELING OF GAS FLOW IN DEVELOPMENT WELLS IN THE CENOMANIAN
DEPOSITS OF WEST SIBERIA AT THE STAGE OF DECLINING PRODUCTION**

А. А. Хакимов, И. И. Гурбанов

A. A. Khakimov, I. I. Gurbanov

Тюменский государственный нефтегазовый университет, г. Тюмень

*Ключевые слова: разработка газовых месторождений; сеноманская залежь;
модель скважины; модель течения; падающая добыча газа*

*Key words: development of gas fields; Cenomanian deposit; well model; flow model;
declining production of gas*

Более 90 % добываемого газа в России приходится на сеноманские залежи Западной Сибири. Такие уникальные месторождения, как Ямбургское, Уренгойское, Медвежье, Комсомольское, Вынгапуровское, разрабатываются 20–30 лет и находятся на стадиях падающей и завершающей добычи газа. Добыча газа на данных месторождениях осложнена множеством факторов:

- значительное снижение пластового давления (до 90 % от начального пластового давления);
- образование значительных конусов подошвенной воды, ярко выраженных в зоне размещения установки комплексной подготовки газа (УКПГ), приводящих к разрушению призабойной зоны пласта (ПЗП) и защемлению запасов газа;
- образование песчаных пробок, вследствие малых скоростей газа на забоях добывающих скважин, не обеспечивающих вынос механических примесей;
- скопление жидкости в шлейфах и коллекторах, связанных с низкими скоростями потока газа;
- физически устаревшее оборудование и т. д.

Перечисленные факторы приводят к самозадавлению скважин и последующему переводу в бездействующий фонд, а в некоторых случаях и к ликвидации скважин, тем самым значительно снижая темп отбора газа и значение конечного коэффициента извлечения газа (КИГ).

Следовательно, необходимо проводить различные геолого-технические мероприятия (ГТМ) для достижения максимального КИГ при снижении дебитов газовых скважин или сокращения фонда эксплуатационных скважин. Данные мероприятия являются зачастую дорогостоящими, и «погоня» за максимальным КИГ может привести к экономической неэффективности эксплуатации месторождения в целом. Однако не следует полностью от них отказываться, необходимо тщательно подходить к выбору проводимого ГТМ. Сохранение планируемого КИГ в условиях добычи газа на поздней стадии разработки газовых месторождений является комплексной задачей, и поэтому помимо проведения ГТМ, необходимо проводить оптимизацию добычи газа, позволяющую выбрать режим работы скважин, при котором будет достигаться максимальная добыча газа с минимальными рисками выбытия скважины в бездействующий фонд и возникновения аварийных ситуаций на промысле (разрушение скважинного и устьевого оборудования в результате абразивного воздействия и высоких скоростей потока газа).

Для выбора оптимального режима необходимо проводить высокоточные гидродинамические расчеты сложной системы, включающей в себя различные подсистемы: наземная сеть, скважины, пласт. Модели, включающие в себя данные системы, являются геолого-технологическими гидродинамическими моделями (рисунок 1). Подсистемы приводятся в таком порядке, так как расчет технологических показателей разработки месторождения на прогноз производится сверху вниз до пласта, а не снизу вверх как при производстве адаптации модели на исторические данные или как при расчете гидродинамических моделей нефтяных залежей на прогноз технологических показателей. Связано это с тем, что ограничения и балансировка наземной сети оказывают значительное влияние на распределяемую добычу газа между скважинами. От точности настройки каждой подсистемы на фактические замеренные данные зависит качество модели в целом.

При создании и адаптации геолого-технологической модели наибольшие трудозатраты приходится на подсистему «пласт» и «наземная сеть», именно при адаптации этой системы специалисты пытаются получить наибольшую точность, тем самым в некоторых случаях пренебрегая значительной точностью при адаптации потерь давления по стволу скважины. Однако некорректный расчет течения потока газа в стволе скважины значительно влияет на балансировку газосборной сети (ГСС) и, следовательно, на распределение добычи газа между скважинами, что при прогнозировании технологических показателей месторождений, находящихся

на стадии падающей добычи газа, как минимум может привести к преждевременному выбытию добывающих скважин и снижению конечного КИГ. Следовательно, повышается риск принятия ошибочных решений при проектировании и некорректность оценки экономической эффективности разработки месторождения. Поэтому правильность и корректность расчета потерь давления в стволе скважины при моделировании разработки газового месторождения играет не последнюю роль.

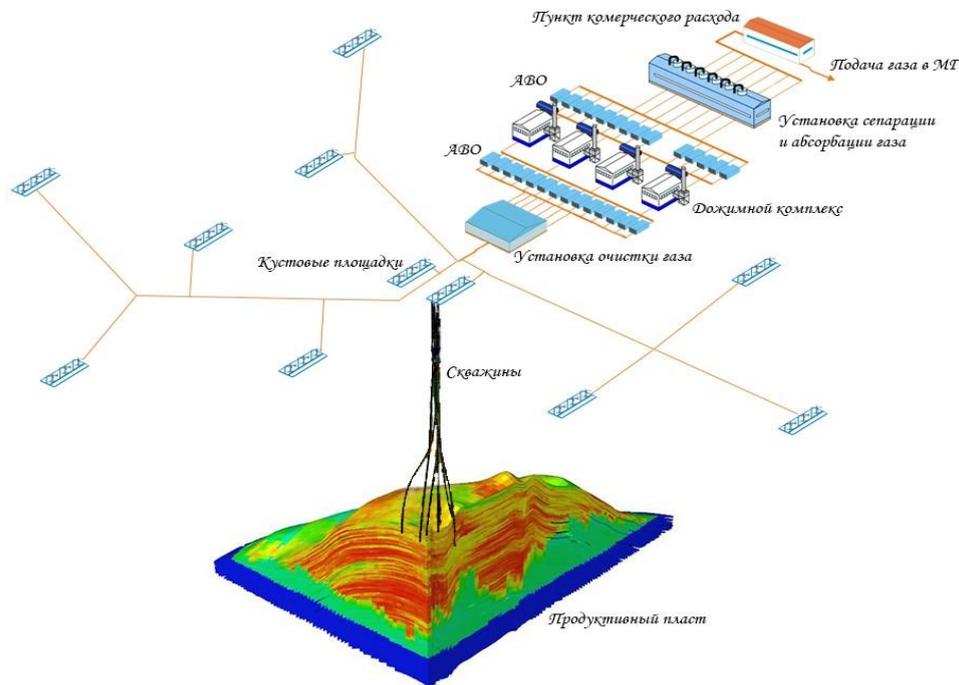


Рис. 1. Геолого-технологическая модель

Модель скважины в геолого-технологической модели зачастую представлена в формате гидравлической таблицы, являющейся трехмерной зависимостью устьевого давления скважины от забойного давления и дебита скважины.

Одним из способов определения потерь давления в стволе газовых добывающих скважин является применение аналитической формулы Адамова:

$$P_y = \sqrt{\frac{P_3^2 - 988,322 \cdot \lambda \cdot \frac{z_{cp}^2 T_{cp}^2}{d_{BH}^5} (e^{2S} - 1) Q^2}{e^{2S}}}. \quad (1)$$

Формула Адамова нашла широкое применение в отечественных нефтегазовых компаниях и встречается в нормативных документах и инструкциях. Использование данной формулы позволяет провести быструю экспресс-оценку потерь давления в стволе скважины.

Однако в настоящее время в научно-проектных институтах все чаще используются эмпирические и механистические модели течения в скважине для оценки потерь давления.

Эмпирические модели используют для корреляции коэффициента трения, объемного содержания и другие. Зачастую их разделяют на следующие категории: А,

В и С [1]. К группе А относятся модели, которые не учитывают режим потока и эффекта проскальзывания, данные методики отличаются лишь корреляциями для коэффициента трения (Поэтмана — Карпендера, Фэнчера и Брауна). Модели, относящиеся к группе В, учитывают эффект проскальзывания (Хагедорна — Брауна, Грея, Ашейма). Категория С включает в себя модели Данса — Роса, Азиза, Беггза — Брилла, которые учитывают и режим потока, и эффект проскальзывания, возникающий между жидкой и газовой фазой.

Механистические модели хоть и строятся на физическом описании движений потока, но также включают в себя долю эмпиризма для определения некоторых параметров. Основными механистическими моделями являются метод Анзари и Хасана — Кабира.

В основе всех этих моделей расчета потерь давления по стволу скважины лежат законы сохранения импульса

$$\frac{\partial}{\partial t}(\rho v) + \frac{\partial}{\partial L}(\rho v^2) = -\frac{\partial p}{\partial L} - \tau \frac{\pi d}{A} - \rho g \sin \theta, \quad (2)$$

и массы

$$\frac{\partial \rho}{\partial t} + \frac{\partial (\rho v)}{\partial L} = 0. \quad (3)$$

Специалист, занимающийся расчетом потерь давления, сталкивается с проблемой выбора модели течения из этого множества, позволяющей получить наиболее точные результаты. В данной работе проанализированы наиболее часто используемые методы для расчета потерь давления в стволе скважины для сеноманских залежей месторождений Западной Сибири.

Для анализа существующих моделей течения в скважинах выбрано девять наиболее часто используемых: Анзари, Беггз и Брилл, Данс и Рос, Говер и Азиз, Грей, Хагедорн и Браун, Хагедорн и Браун с картой Данса и Роса, Мукерджи и Брилл, Оркижевский.

При анализе выбрано три сеноманских залежи месторождений Западной Сибири. Глубина залегания залежей по а.о. варьируется от -800 до -1100 м. Средняя пористость варьируется в пределах 0,32–0,36 д.ед., проницаемость — 500–700 мД. Содержание метана в составе газа составляет 97–98 %.

При создании модели газовой скважины необходимо учитывать всю имеющуюся информацию о конструкции скважины: диаметр и толщину обсадной колонны и насосно-компрессорных труб (НКТ), инклинометрию скважины, глубину спуска НКТ, геотермические данные, информацию о техническом состоянии, шероховатости НКТ, наличии глубинных устройств. Используя перечисленную информацию, было создано 120 моделей добывающих газовых скважин.

В процессе движения газа в стволе скважины происходят изменения свойства газа (вязкость, плотность, объемный коэффициент, коэффициент сжимаемости) вследствие изменения давления вдоль ствола скважины и высокой сжимаемости газа. Поэтому встает вопрос о выборе метода расчета свойств газа. Существуют множество подходов для расчета свойств газа, наиболее используемыми являются методы, основанные на кубическом уравнении состояний (Редлиха — Квонга, Соаве — Редлиха — Квонга и т. д.). Проведенные А. И. Брусиловским исследования показали, что уравнение состояния Пенга — Робинсона является достаточно точным, и относительная погрешность рассчитанных свойств веществ по данному уравнению не превышает 5 % [2], в результате принято решение использовать уравнение состояния Пенга — Робинсона.

В качестве исходных данных для расчета были использованы результаты гидродинамических исследований (ГДИ), так как при проведении данных исследований производится измерение дебита газа, пластового, забойного и устьевого дав-

ления. Количество режимов, на которых проводились ГДИ исследования, варьируется от 3 до 7.

После построения моделей скважин, выбора метода расчета физических свойств газа и входных данных для проведения расчетов переходим непосредственно к самим расчетам. В ходе исследования проведено 1 080 расчетов течения газа в добывающих скважинах, которые позволят определить наиболее точные модели течения.

В результате проведенных расчетов получено распределение давления по стволу скважины. На рис. 2 представлен график распределения давления по глубине в скв. 121N. Как можно заметить, на забое давления скважины при использовании любой модели течения очень близки друг другу, однако с восхождением потока разница между моделями возрастает, а к устью давления значительно отличаются, между крайними значениями разница достигает 0,2427 МПа. Связано это с тем, что расчет производился от забоя скважины к устью, и с восхождением потока ошибка расчета аккумулируется. Однако следует отметить, что модель течения Бегтза и Брилла достаточно точно описала движение газа, и разница между фактическим замеренным устьевым давлением и модельным составляет 0,0163 МПа.

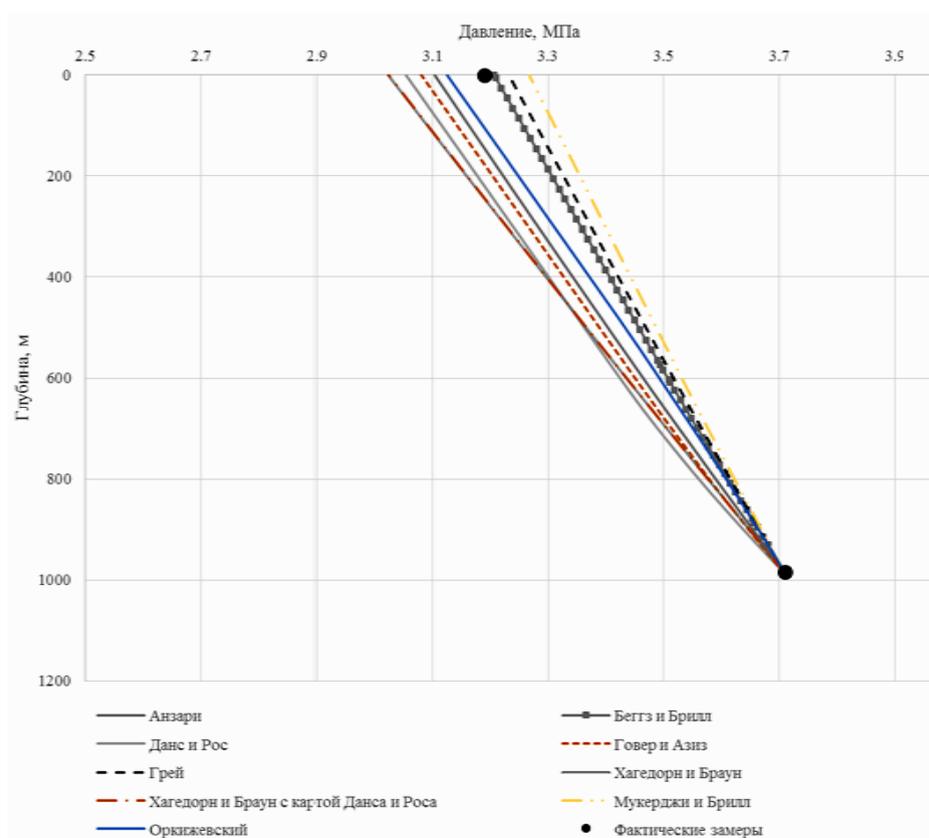


Рис. 2. Распределение давления в скв. 121 N по глубине

На рис. 3 представлены результаты расчета по скв. 2933N. Результаты, полученные по модели Хагедорн и Браун и его модифицированной версии с картой режимов потока Данса и Роса, совпадают, связано это с тем, что в газовых скважинах в основном наблюдается кольцевой режим течения.

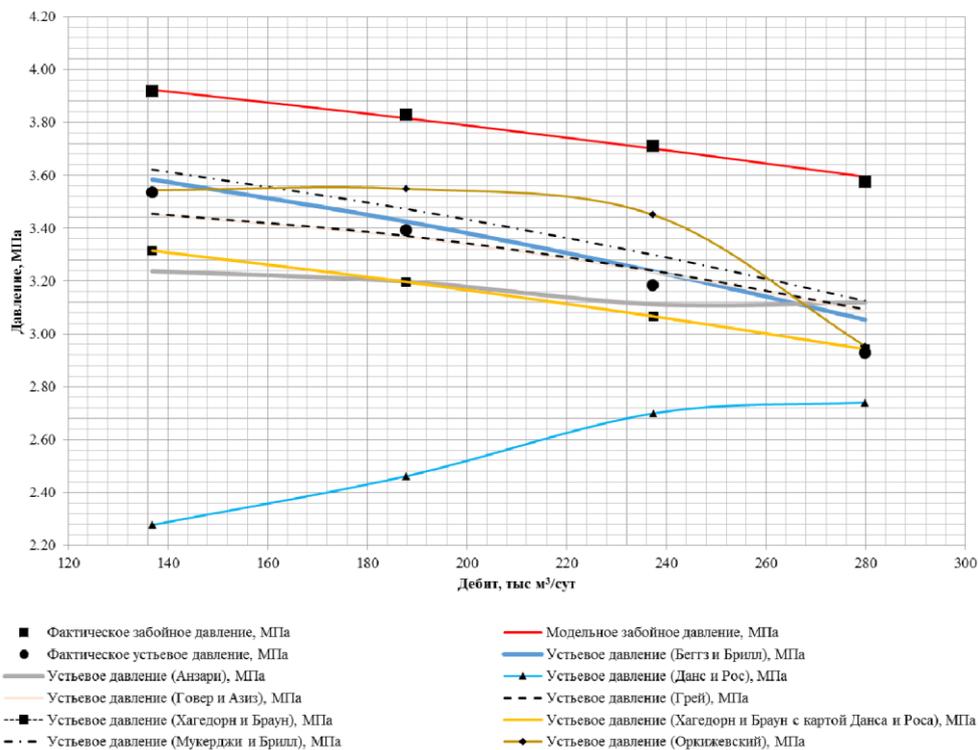


Рис. 3. Результаты расчета по скв. 2933N

В таблице 1 представлены результаты расчета для скв. 2933N.

Таблица 1

Результаты расчета потерь давления в скв. 2933N

Метод: Бегтз и Брилл. Среднеквадратичное отклонение потерь давления 0,0694									
Дебит газа, тыс. м³/сут		Давление						Потери по стволу, МПа	
		Пластовое, МПа		Забойное, МПа		Устьевое, МПа			
Модель	Факт	Модель	Факт	Модель	Факт	Модель	Факт	Модель	Факт
133	133	4,12	4,12	3,90	3,90	3,52	3,56	0,38	0,34
189	188	4,12	4,12	3,81	3,80	3,37	3,41	0,44	0,39
235	235	4,12	4,12	3,69	3,68	3,16	3,22	0,53	0,46
278	278	4,12	4,12	3,56	3,56	2,91	3,02	0,65	0,54

Точность расчета потерь давления в стволе скважины по выбранной модели течения определялась по наименьшему значению среднеквадратичного отклонения (СКО) модельных потерь давления от фактически замеренных. Чем меньше значение СКО, тем точнее произведен расчет. На рис. 4 представлены графики зависимости СКО от модели потока для трех месторождений и сводный график.

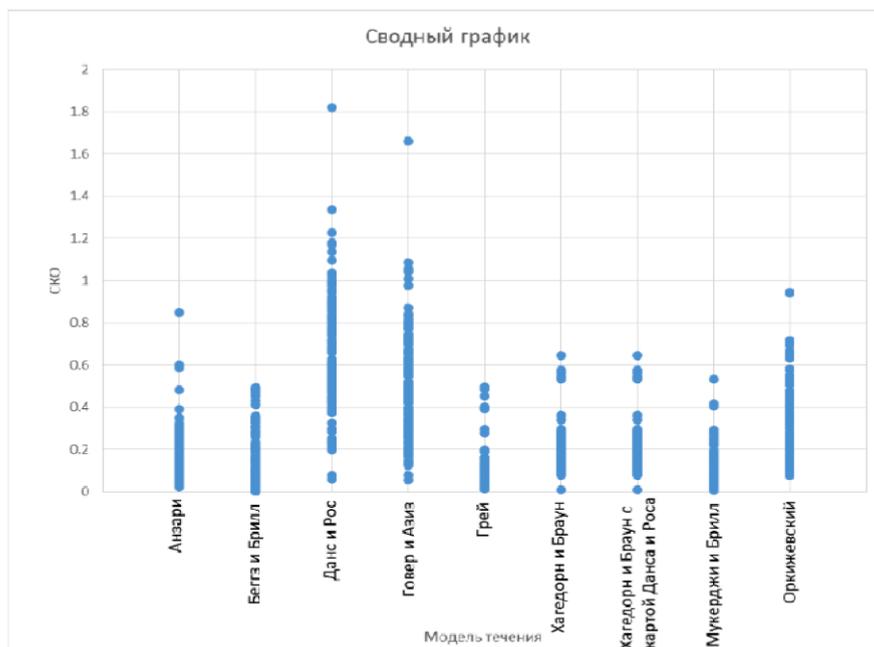


Рис. 4. Сводный график распределения СКО в зависимости от модели течения

Минимальные, средние и максимальные СКО по моделям течения представлены в таблице 2.

Таблица 2

Сравнение моделей течения

Модель потока	СКО		
	Минимальное	Среднее	Максимальное
Анзари	0,0230	0,1885	0,8476
Беггз и Брилл	0,0022	0,1190	0,4927
Данс и Рос	0,0597	0,6385	1,8194
Говер и Азия	0,0583	0,5031	1,6595
Грей	0,0124	0,0936	0,4970
Хагедорн и Браун	0,0083	0,2023	0,6438
Хагедорн и Браун с картой Данса и Роса	0,0083	0,2023	0,6438
Мукерджи и Брилл	0,0056	0,0960	0,5322
Оркижевский	0,0780	0,2387	0,9440

Проведя анализ проделанной работы и полученных результатов, можно сделать следующие выводы:

- расчет потерь давления в скважине влияет на прогнозные показатели разработки месторождения, следовательно, и на эффективность принимаемых решений;
- точность расчета потерь давления в добывающей скважине зависит от ряда факторов: исходной информации для создания модели скважины, выбранной модели потока и метода расчета физических свойств газа;
- при расчете свойств сеноманского газа рекомендуется применять кубическое уравнение состояния Пенга — Робинсона;
- наиболее точными методиками расчета потери давления в стволе добывающей скважины сеноманской залежи Западной Сибири являются Беггза и Брилла, Грея, Мукерджи и Брилла;

- при создании модели скважины в геолого-технологической модели необходимо провести расчеты на трех представленных моделях течения и выбрать наиболее точную.

Список литературы

1. Мукерджи Х., Дж. П. Брилл. Многофазный поток в скважинах. – М.: Институт компьютерных исследований, 2006. – 384 с.
2. Брусиловский А. И. Фазовые превращения при разработке месторождений нефти и газа, М.: Грааль, 2002. – 575 с.

Сведения об авторах

Хакимов Артур Альфредович, аспирант кафедры «Разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений, Тюменский государственный нефтегазовый университет, г. Тюмень, тел. 89673829334, e-mail: NakimovAA@tngg.ru

Гурбанов Илья Исламович, аспирант кафедры «Разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений, Тюменский государственный нефтегазовый университет, г. Тюмень, тел. 89220029962

Information about the authors

Khakimov A. A., postgraduate of the chair «Development and operation of oil and gas fields», Tyumen State Oil and Gas University, phone: 89673829334

Gurbanov I. I., postgraduate of the chair «Development and operation of oil and gas fields», Tyumen State Oil and Gas University, phone: 89220029962