

# МАТЕМАТИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССА БЛОКИРОВАНИЯ ПРОДУКТИВНОГО ПЛАСТА ПРИ ПРОВЕДЕНИИ КАПИТАЛЬНОГО РЕМОНТА СКВАЖИН

УДК: 622.279.76

А.В. Каракетов, к.т.н., ООО «Газпром подземремонт Уренгой»  
(Санкт-Петербург, РФ), a.karaketov@podzem-remont.gazprom.ru

Основной объем российского газа добывается в Западной Сибири на уникальных месторождениях с мировой известностью – Уренгойском, Ямбургском и Медвежьем, разработка которых в настоящее время ведется на стадии падающей добычи. Неуклонное снижение пластового давления существенным образом влияет как на потенциал добычи газа, так и на технологию ремонта скважин. В условиях сверхкритических депрессий на пласт, развивающихся процессов разрушения коллекторов, поступления пластовых вод, а также роста коррозионно-эрозионной активности добываемого флюида «старение» скважин происходит значительно интенсивнее, чем на начальных этапах эксплуатации месторождений. Данный аспект указывает на необходимость совершенствования имеющихся и разработки новых технологий эксплуатации и ремонта скважин, позволяющих повысить технико-экономические показатели по каждой скважине и объекту разработки в целом.

В настоящей статье рассматривается актуальная научно-практическая задача проведения эффективного глушения газовых скважин в условиях аномально низких пластовых давлений с предварительным блокированием прискважинной зоны пласта специальными технологическими составами, обеспечивающими снижение фильтрации жидкости глушения и сохранение продуктивности скважин практически на доремонтном уровне. Впервые предлагается подход к количественному описанию процесса блокирования посредством математического моделирования закачки вязкой пачки в прискважинную зону пласта, характеризующуюся вертикальной анизотропией проницаемости (слоистой неоднородностью). Решения, полученные на основе данной модели, позволяют осуществить дизайн предстоящей операции, оценить ожидаемые параметры технологического режима закачки (давление/расход, продолжительность), требуемые объемы химических реагентов, а также оптимизировать рецептуру блокирующего состава с учетом конкретных фильтрационно-емкостных свойств и термобарических параметров пластовой системы.

**КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА:** ГЛУШЕНИЕ, БЛОКИРОВАНИЕ, АНОМАЛЬНО НИЗКОЕ ПЛАСТОВОЕ ДАВЛЕНИЕ, МОДЕЛИРОВАНИЕ, ПРОФИЛЬ ПРИЕМИСТОСТИ.

Глушение скважин – один из наиболее важных и ответственных этапов КРС. В целях снижения вредного воздействия фильтрата технологических жидкостей на коллекторские свойства ПЗП, сокращения сроков освоения и вывода на рабочий режим скважин после ремонта глушение в условиях АНПД осуществляется с применением блокирующих составов, которые представляют собой загущенные жидкости с необходимыми реологическими характеристиками и включают наполнитель-кольматант [1].

На рис. 1 представлена одна из возможных схем глушения скважины с беспакерной компоновкой подземного оборудования в условиях АНПД методом прямой замены скважинного флюида на технологическую ЖГ в момент времени, соответствующий началу закачки блок-состава в ПЗП.

Условно весь процесс глушения можно разделить на несколько этапов:

- разрядка скважины на факел до минимального значения устьевых давлений;
- закачка через НКТ нижнего буфера и блокирующей пачки;
- транспортировка нижнего буфера и блокирующей пачки до забоя посредством закачки ЖГ через НКТ;
- заполнение скважины (затрубного пространства) ЖГ;
- продавка нижнего буфера и блокирующей пачки в ПЗП путем закачки ЖГ через НКТ;
- технический отстой с последующим стравливанием газовой шапки и запуском циркуляции с минимальным расходом.

Дальнейшие рассуждения и положения, приведенные в настоящей статье, относятся к пятому этапу –

**A.V. Karaketov**, PhD in engineering, Gazprom podzemremont Urengoy LLC (Saint-Petersburg, the Russian Federation), a.karaketov@podzem-remont.gazprom.ru

### Mathematical modeling of the process of blocking the pay zone during well overhaul

The main volume of Russian gas is produced in West Siberia from unique globally well-known fields – Urengoy, Yamburg and Medvezhye, which are now at the declining production stage. The continuous decrease in formation pressure has a significant impact both on the gas production potential and well overhaul technology. Under conditions of supercritical pressure drawdown, development of reservoir destruction processes, inflow of formation waters and produced fluid corrosivity growth wells are aging much faster than at initial field development stages. This aspect point to the need to improve the current well operation and overhaul technologies and develop new ones providing higher technical and economic parameters for each well and the developed field on the whole.

The present paper considers the relevant scientific and practical task of efficient gas well killing under abnormally low formation pressures with preliminary blocking of the well bore zone by special technical solutions reducing the killing fluid filtration and preserving well production rate nearly at the pre-overhaul level. The paper puts forward a new approach to the quantitative description of the blocking process by means of the mathematical modeling of the high viscosity pill injection into the well bore zone with vertical permeability anisotropy (stratified heterogeneity). The solutions developed based on this model can be used to design the upcoming operation, assess expected process injection mode parameters (pressure/consumption, time), required volume of chemical agents and improve the composition of the blocking solution with account of specific porosity, permeability, pressure and temperature of the formation system.

**KEYWORDS:** KILLING, BLOCKING, ABNORMALLY LOW FORMATION PRESSURE, MODELING, INJECTIVITY PROFILE.

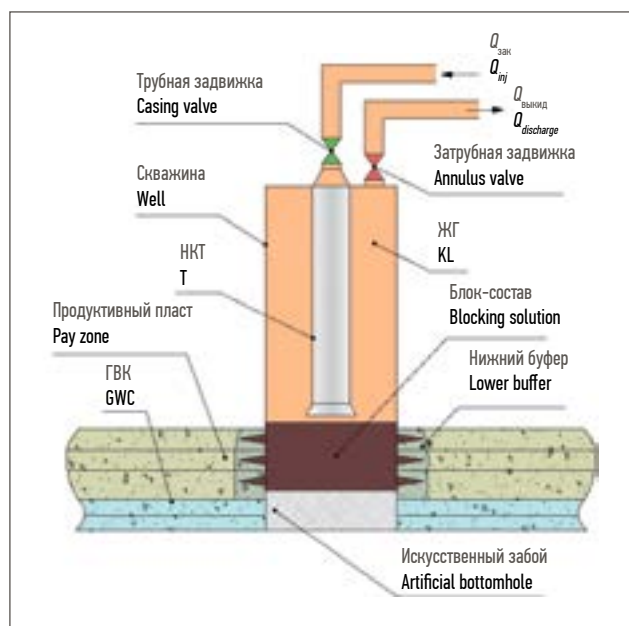


Рис. 1. Схема глушения скважины с предварительным блокированием пласта  
Fig. 1. Scheme for well killing with preliminary formation blocking

процессу закачки (продавки) блокирующей пачки в ПЗП, моделирование которого и представляет научно-практический интерес.

#### МОДЕЛЬ ПРОДАВКИ БЛОКИРУЮЩЕЙ ПАЧКИ В ПЗП

Рассмотрим расчетную схему фильтрации блок-состава в слоисто-неоднородной ПЗП (рис. 2). Продуктивный пласт представлен набором пропластков различной абсолютной проницаемости в радиальном и вертикальном направлениях, пористости, остаточной водонасыщенности и мощности. Общий расход блок-

состава распределяется по пропласткам согласно физическим законам, которые будут описаны ниже.

Расходы по пропласткам и профиль приемистости в общем случае представляют собой функции ФЕС коллектора, реологических свойств раствора, мощности пропластков, давления закачки (продавки), пластового давления и времени. Помимо распределения расходов по пропласткам на входе, в модели также учитывается наличие межпластовых перетоков, которые определяются на основе нижеприведенных базовых уравнений.

На базе представленной схемы была разработана математическая модель, позволяющая с приемлемой точностью рассчитать изменение профиля приемистости и технологических параметров процесса блокирования пласта в зависимости от его продолжительности. Перед описанием структуры

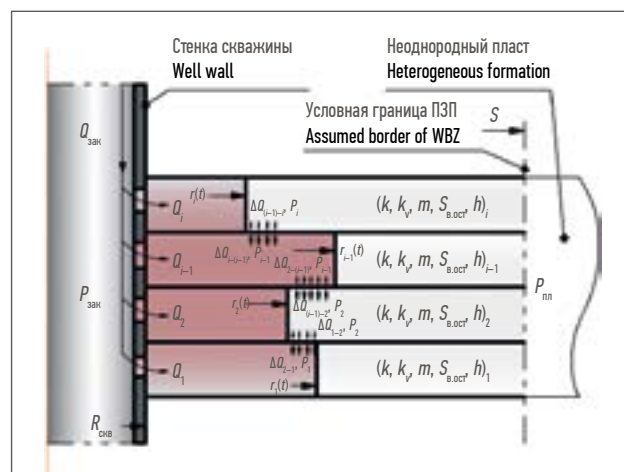


Рис. 2. Расчетная схема фильтрации блок-состава в ПЗП  
Fig. 2. Scheme for estimated blocking solution filtration in WBZ

модели необходимо упомянуть принятые при ее построении допущения:

- блок-состав несжимаем;
- по каждому пропластку реализуется модель поршневого вытеснения с нулевой остаточной газонасыщенностью;
- вышеуказанное допущение приводит к равенству фазовых проницаемостей пропластков по газу и по блок-составу их абсолютной проницаемости;
- массообмен с водоносной областью за ГВК пренебрежимо мал;
- кольтатант химически инертен по отношению к дисперсной среде блок-состава;
- влияние инерционных сил на процесс фильтрации пренебрежимо мало;
- рассматривается стационарная модель фильтрации, воронка репрессии до начала продавки блок-состава в ПЗП стационарна, влияние закачанного объема блок-состава на текущее пластовое давление пренебрежимо мало;
- фильтрационные потери оторочки нижнего буфера и газа в пласте пренебрежимо малы;
- влияние изменения давления на реологические параметры блок-состава пренебрежимо мало;
- пристеночные каверны в ПЗП отсутствуют (если не имеется данных геофизических исследований скважин).

В основу модели были положены следующие базовые и эмпирические законы.

Закон сохранения массы по каждому пропластку и по пласту в целом с учетом принятых допущений:

$$2 \cdot \pi \cdot h_i \cdot m_i \cdot (1 - S_{\text{в.ост.}}) \cdot r_i \cdot \frac{\partial r_i}{\partial t} = Q_i + \Delta Q_{i-(i-1)} + \Delta Q_{i-(i+1)}, \quad i \in 1, \dots, N, \quad (1)$$

$$\sum_{i=1}^N Q_i = Q_{\text{зак}}, \quad (2)$$

$$\sum_{i=1}^N (\Delta Q_{i-(i-1)} + \Delta Q_{i-(i+1)}) = 0, \quad (3)$$

$$\Delta Q_{1-0} = \Delta Q_{N-(N+1)} = 0. \quad (4)$$

Условие (4) математически отражает допущение о практическом отсутствии массообмена с областью за ГВК, а также факт непроницаемости покрышки коллектора.

Закон фильтрации флюида в слоисто-неоднородном пласте с учетом его реологической модели [2, 3].

Случай ньютоновской жидкости и ВПЖ:

$$Q_i = \frac{2 \cdot \pi \cdot k_i \cdot h_i}{\mu_i \cdot \ln(r_i / R_{\text{СКВ.ПР}})} \cdot [P_{\text{зак}} - P_{\text{пл}} - \alpha \cdot \gamma_i \cdot (r_i - R_{\text{СКВ}})], \quad (5)$$

$$\gamma_i = \frac{\tau_0 \cdot \sqrt{3}}{2 \cdot \sqrt{k_i}}, \quad (6)$$

$$P_i = \text{IF}(r < r_i), \text{ THEN } P_{\text{зак}} - \frac{Q_i \cdot \mu}{2 \cdot \pi \cdot k_i \cdot h_i} \cdot \ln\left(\frac{r}{R_{\text{СКВ.ПР}}}\right) - \alpha \cdot \gamma_i \cdot (r_i - R_{\text{СКВ}}), \text{ ELSE } P_{\text{пл}}, \quad (7)$$

$$\Delta Q_{i-(i-1)} = \frac{2 \cdot \pi}{0,5 \cdot \mu \cdot (h_i / k_{vi} + h_{i-1} / k_{v(i-1)})} \times \int_{R_{\text{СКВ}}}^s [P_i - P_{i-1} - 0,5 \cdot \alpha \cdot \gamma_{vi} \cdot (h_i + h_{i-1})] \cdot r \cdot dr. \quad (8)$$

Случай СПЖ:

$$\frac{(r_i \cdot R_{\text{СКВ.ПР}})^{-n} \cdot (r_i^n \cdot R_{\text{СКВ.ПР}} - r_i \cdot R_{\text{СКВ.ПР}}^n) \cdot (Q_i / a_i \cdot h_i)}{(2 \cdot \pi)^n \cdot (n - 1)} = P_{\text{зак}} - P_{\text{пл}}, \quad (9)$$

$$a_i = \left(\sqrt{3} \cdot k_i\right)^{1/n+1} \cdot \frac{n}{2 \cdot n + 1} \cdot \left(\frac{1}{K}\right)^{1/n}, \quad (10)$$

$$P_i = \text{IF}(r < r_i), \text{ THEN } P_{\text{зак}} - \frac{(r \cdot R_{\text{СКВ.ПР}})^{-n} \cdot (r^n \cdot R_{\text{СКВ.ПР}} - r \cdot R_{\text{СКВ.ПР}}^n) \cdot (Q_i / a_i \cdot h_i)^n}{(2 \cdot \pi)^n \cdot (n - 1)}, \text{ ELSE } P_{\text{пл}}, \quad (11)$$

$$\Delta Q_{i-(i-1)} = \frac{2 \cdot \pi}{0,5 \cdot (h_i^{1/n} / a_{vi} + h_{i-1}^{1/n} / a_{v(i-1)})} \int_{R_{\text{СКВ}}}^s (P_i - P_{i-1})^{1/n} \cdot r \cdot dr. \quad (12)$$

Приведенный радиус скважины равен  $r_{\text{СКВ.ПР}} = r_{\text{СКВ}} \cdot \exp(-S_D)$ . Скин-фактор определяется по данным гидродинамических исследований. Среднюю рабочую температуру блок-раствора приближенно можно определить как среднее арифметическое температуры раствора на устье при закачке и пластовой температуры.

Модель кольтатации пустотного пространства твердой фазой (наполнителем) блок-состава:

$$\begin{cases} \frac{dk_i}{dt} = -C \cdot k_i^\beta \cdot \varphi \cdot Q_i \cdot f\left(\frac{D_i}{d}\right) \\ \frac{k_{vi}}{k_i} = \frac{k_{vi,0}}{k_{i,0}} = \text{const} \end{cases}, \quad (13)$$

где  $f(D_i/d)$  – вероятность захвата наполнителя в поровом пространстве. На основе анализа многочисленных экспериментальных исследований по фильтрации суспензий через модели пористых сред можно определить ее функциональный вид [4]:

$$f(D_i/d) = \begin{cases} 1, & D_i/d \leq 3 \\ 0,00055 \cdot (D_i/d)^3 - 0,01843 \cdot (D_i/d)^2 + \\ + 0,09954 \cdot (D_i/d) + 0,84729, & 3 < D_i/d < 15 \\ 0, & D_i/d \geq 15. \end{cases} \quad (14)$$

Начальные условия определяются уравнениями:

$$\begin{cases} r_i|_{t=0} = R_{\text{СКВ}} \\ k_i|_{t=0} = k_{i,0} \end{cases}, \quad (15)$$

Таблица 1. Исходные данные  
Table 1. Input data

Наименование параметра Name of parameter	Вариант 1 Option 1	Вариант 2 Option 2
Пластовое давление, МПа Formation pressure, MPa	5	
Глубина залегания продуктивного пласта, м Pay zone depth, m	1100	
Плотность ЖГ, кг/м <sup>3</sup> KL density, kg/m <sup>3</sup>	950	
Количество пропластков, шт. Number of interlayers, units	10	
Проницаемость радиальная/вертикальная, мкм <sup>2</sup> Radial/vertical permeability, μm <sup>2</sup>	{150;50;500;1200;80;600;100;280;1500;340}/ {105;35;350;840;56;420;70;196;1050;238}	
Пористость, д. ед. Porosity, unit fraction	{0,12;0,1;0,3;0,38;0,08;0,4;0,1;0,22;0,42;0,27}	
Остаточная водонасыщенность, д. ед. Residual water saturation, unit fraction	0,2	
Мощность эффективная газонасыщенная, м Net gas pay, m	{1,3;0,5;2,5;1,1;0,8;3;2,1;1,8;0,4;0,8}	
Геометрический/приведенный радиус скважины, м Geometric/equivalent well radius, m	0,122/0,1	
Условная граница ПЗП, м Assumed boundary of WBZ, m	5	
Вязкость, МПа·с Viscosity, mPa·s	5	25
Динамическое напряжение сдвига, дПа Dynamic shear stress, dPa	0	
Межфазное натяжение, дН/м Inter-phase tension, dN/m	3	
Краевой угол смачивания, ° Interfacial angle, °	25	
Концентрация наполнителя, кг/м <sup>3</sup> Filler concentration, kg/m <sup>3</sup>	100	
Депрессия на пласт при освоении, МПа Pressure drawdown during development, MPa	1	
Экспериментальный коэффициент δ, безразмерная величина Experimental coefficient δ, dimensionless value	13,74·10 <sup>-3</sup>	
Экспериментальная постоянная С, кг <sup>-1</sup> ·м <sup>-β</sup> Experimental constant C, kg <sup>-1</sup> ·m <sup>-β</sup>	0,7·10 <sup>-25</sup>	
Экспериментальная постоянная β, безразмерная величина Experimental constant β, dimensionless value	1	
Вероятность захвата наполнителя, д. ед. Filler pick up probability, unit fraction	0,7	
Избыточное давление на устье, МПа Wellhead excess pressure, MPa	0,1	

которые образуют замкнутую систему однородных дифференциальных уравнений первого порядка, описывающих процесс фильтрации блок-раствора в ПЗП.

Необходимо отметить, что существует два принципиальных расчетных сценария, определяемых спецификой технологии блокирования пласта: сценарий закачки с постоянным расходом  $Q_{зак} = const$  и сценарий

закачки с постоянным забойным давлением  $P_{зак} = const$ . В первом случае забойное давление в зависимости от формы профиля приемистости будет определяться следующим образом:

– для ньютоновской жидкости и ВПЖ:

$$P_{зак} = P_{пл} + \frac{Q_{зак} \cdot \mu + 2 \cdot \pi \cdot \alpha \cdot \sum_{i=1}^N [\gamma_i \cdot k_i \cdot h_i / \ln(r_i / R_{скв. пр.})]}{2 \cdot \pi \cdot \sum_{i=1}^N k_i \cdot h_i / \ln(r_i / R_{скв. пр.})}; \quad (16)$$

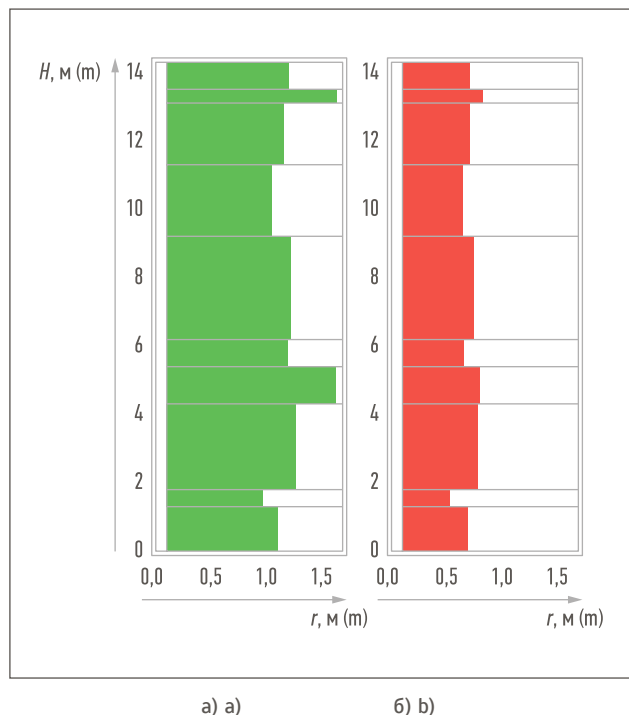


Рис. 3. Профили приемистости блок-раствора: а)  $\mu = 5$  Па·с; б)  $\mu = 25$  Па·с  
Fig. 3. Blocking solution injectability profiles: а)  $\mu = 5$  Pa·s; б)  $\mu = 25$  Pa·s

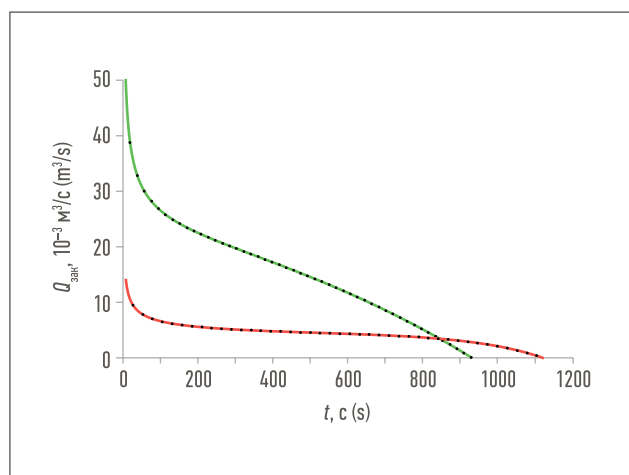


Рис. 4. Характеристики поглощения блок-раствора  
Fig. 4. Blocking solution penetration

Таблица 2. Параметры процесса блокирования пласта  
Table 2. Formation blocking process parameters

Наименование параметра Parameter name	Вариант 1 Option 1	Вариант 2 Option 2
Накопленная закачка блок-раствора, м <sup>3</sup> Accumulated blocking solution injection, m <sup>3</sup>	14,85	4,75
Продолжительность блокирования, мин Blocking time, min	15,5	18,3

– для СПЖ:

$$P_{\text{зак}} = P_{\text{пл}} + \frac{Q_{\text{зак}}^n}{\left\{ \sum_{i=1}^N a_i h_i [(n-1) \cdot (2 \cdot \pi)^n \cdot (r_i \cdot R_{\text{скв. пр}})^n] / (R_{\text{скв. пр}} \cdot r_i^n - r_i \cdot R_{\text{скв. пр}}^n) \right\}^{1/n}} \quad (17)$$

Во втором случае общий расход закачки рассчитывается путем совместного решения уравнений (2), (5), (6) для ньютоновской реологии и ВПЖ или (2), (9), (10) – для СПЖ.

Следует упомянуть, что построение аналитического решения данной системы невозможно ни для одного из указанных сценариев, поэтому для ее интегрирования необходимо использовать численные методы. В этих целях на языке Wolfram Language был разработан расчетный модуль, генерирующий дизайн-решение данной системы с визуализацией результатов в виде графических зависимостей основных параметров процесса блокирования от времени. Также приведенная модель позволяет оптимизировать рецептуры блока-раствора для снижения его требуемого объема и показателя ОП до и после КРС.

Оценку ОП по каждому пропластку и пласту в целом будем искать в следующем виде [5]:

$$\begin{cases} 0_i = \frac{\ln(R_{\text{к}}/R_{\text{скв. пр}})}{\ln(R_{\text{к}}/R_{\text{скв. пр}}) + S_{1,i}} \\ 0 = \frac{\sum_{i=1}^N 0_i \cdot h_i}{\sum_{i=1}^N h_i} \end{cases} \quad (18)$$

Величину скин-фактора  $i$ -го пропластка можно найти из выражения:

$$S_{1,i} = \left( \frac{1}{\beta_{\text{в.п.},i}} - 1 \right) \cdot \ln \left( \frac{r_i}{R_{\text{скв. пр}}} \right) \quad (19)$$

$$\beta_{\text{в.п.},i} = \exp \left[ -\delta \cdot \frac{\sigma \cdot 10^3 \cdot \cos \Theta \cdot r_i \cdot \ln(r_i/R_{\text{скв. пр}})}{0,5 \cdot D \cdot (\Delta P - 1,7 \cdot \tau_0 \cdot r_i/\sqrt{k_i})} \right] \quad (20)$$

Эффективный диаметр порового канала равен [6]:

$$D_{\text{эф.},i} = \sqrt{8 \cdot k_i/m_i} \quad (21)$$

### ВОЗМОЖНОСТИ МОДЕЛИ ДЛЯ ОПТИМИЗАЦИИ ТЕХНОЛОГИИ РАЗРАБОТКИ ГАЗОВОЙ СКВАЖИНЫ

Рассмотрим работу построенной модели на примере виртуальной газовой скважины (табл. 1), блокирование пласта в которой осуществляется двумя типами раствора с различной вязкостью. Симуляцию проведем по второму сценарию в предположении блокирования при постоянном забойном давлении.

Результаты расчета представлены на рис. 3, 4 и в табл. 2, 3. В первую очередь следует обратить внимание на неравномерность профилей приемистости, которая связана с вариацией ФЕС пропластков (рис. 3). Очевидно, что в данных условиях показатель ОП будет также варьироваться по пласту (табл. 3).



Нужно отметить ожидаемое снижение фильтрации при повышении вязкости блок-раствора, что выражается в снижении его накопленной закачки (рис. 4, табл. 2). Помимо вязкости можно изменять и другие параметры системы, в результате чего открываются перспективы для глобальной оптимизации как рецептуры, так и режимов технологического процесса. В частности, для определения наилучших в отношении поставленной задачи реологических свойств блок-раствора можно провести серию подобных численных экспериментов и адресно подобрать необходимую рецептуру.

Следующий шаг после подбора рецептуры, обеспечивающей технологически эффективный дизайн блокирования пласта, – это оценка ожидаемых режимных параметров процесса блокирования: продолжительности и накопленной закачки (требуемого объема блок-раствора) (табл. 2), которые впоследствии можно напрямую использовать при планировании проведения КРС.

#### ВЫВОДЫ

Подводя итог вышесказанному, необходимо отметить, что реализация индивидуального подбора рецептуры блок-раствора и режимов его закачки под конкретные пластовые условия открывает возможность для снижения как необходимого

Таблица 3. Распределение ОП по пласту  
Table 3. PR distribution over the formation

Номер пропластка Number of interlayer	Вариант 1 Option 1	Вариант 2 Option 2
1	0,80	0,92
2	0,74	0,93
3	0,78	0,91
4	0,76	0,93
5	0,74	0,92
6	0,78	0,91
7	0,79	0,92
8	0,78	0,91
9	0,77	0,93
10	0,76	0,92
Средневзвешенный ОП Average-weighted PR	0,78	0,92

объема химических реагентов, так и негативного техногенного воздействия на ФЕС ПЗП (табл. 3), что в целом отражает эффективность и практическую значимость предложенного в статье подхода.

В дальнейшем разработанная модель может послужить основой для программного обеспечения,

# GAS INDUSTRY

**Gas Industry journal expands international cooperation and invites authors from different countries to publish scientific articles in English**

Gas Industry journal is included in the list of Higher Attestation Commission, "the leading reviewed scientific journals and editions in which the basic scientific results of dissertations on competition of scientific degrees of doctor and candidate of sciences should be published".



**General information  
about the journal:**  
<http://neftegas.info/en/gasindustry/>



**Main thematic sections:**  
<http://neftegas.info/en/gasindustry/about-magazine/>

**Submission of manuscripts:**  
[info@neftegas.info](mailto:info@neftegas.info)

Founder  
Gazprom PJSC

способного в автоматизированном режиме выполнять функции оптимизатора свойств блок-состава и режимов его закачки, исходя из критериев эффективного глушения и последующего освоения скважин, а также формировать инфографику в помощь технологу. Это,

в свою очередь, позволит оптимизировать проведение операций по глушению и освоению газовых скважин в условиях АНПД, сохранить продуктивность скважин практически на доремонтном уровне, а также повысить безопасность и экологичность ремонтных работ. ■

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ И УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ

List of symbols and suffixes

Сокращения

АНПД – аномально низкие пластовые давления  
ВПЖ – вязкопластичная жидкость  
ГВК – газовойдяной контакт  
ЖГ – жидкость глушения  
КРС – капитальный ремонт скважин  
НКТ – насосно-компрессорная труба  
ОП – отношение продуктивностей  
ПЗП – прискважинная зона пласта  
СПЖ – степенная жидкость  
ФЕС – фильтрационно-емкостные свойства

Abbreviations

ALFP – abnormally low formation pressure  
GWC – gas water contact  
KL – killing liquid  
PLF – power-law fluid  
PP – porosity and permeability  
PR – productivity ratio  
T – tubing  
VPF – viscous-plastic fluid  
WBZ – wellbore zone  
WO – well overhaul

Условные обозначения

Symbols

$\alpha$  – переключающий коэффициент  
(0 – для ньютоновской жидкости, 1 – для ВПЖ)  
 $\alpha$  – switching coefficient (0 for Newtonian fluid, 1 for VPF)  
 $\beta$  – коэффициент, д. ед.  
 $\beta$  – coefficient, unit fraction  
 $\gamma$  – предельный градиент начала фильтрации, Па/м  
 $\gamma$  – limiting gradient at the beginning of filtration, Pa/m  
 $\Delta P$  – ожидаемая депрессия на пласт при освоении скважины, Па  
 $\Delta P$  – expected pressure drawdown during well development, Pa  
 $\Delta Q$  – перетоки в соседний пропласток, м<sup>3</sup>/с  
 $\Delta Q$  – crossflow to the adjacent interlayer, m<sup>3</sup>/s  
 $\delta$  – эмпирический коэффициент, безразмерная величина  
 $\delta$  – empirical coefficient, dimensionless value  
 $\theta$  – краевой угол смачивания при средней рабочей температуре  
 $\theta$  – interfacial angle at mean operating temperature

$\mu$  – динамическая (для ньютоновской реологии) или пластическая (для ВПЖ) вязкость при средней рабочей температуре, Па·с  
 $\mu$  – dynamic (for Newtonian rheology) or plastic (for VPF) viscosity at mean operating temperature, Pa·s  
 $\sigma$  – межфазное натяжение на границе фильтрат–флюид при средней рабочей температуре, Н/м  
 $\sigma$  – inter-phase tension at the filtrate–fluid border at mean operating temperature, N/m  
 $\tau_s$  – динамическое напряжение сдвига при средней рабочей температуре, Па/м  
 $\tau_s$  – dynamic shear stress at mean operating temperature, Pa/m  
 $\varphi$  – концентрация наполнителя, кг/м<sup>3</sup>  
 $\varphi$  – filler concentration, kg/m<sup>3</sup>  
 $a$  – коэффициент пропорциональности, м<sup>( $m-1$ )</sup>/(Па·с <sup>$m$</sup> )  
 $a$  – proportionality coefficient, m<sup>( $m-1$ )</sup>/(Pa·s <sup>$m$</sup> )  
 $C$  – эмпирическая постоянная, кг<sup>-1</sup>·м<sup>- $\beta$</sup>   
 $C$  – empirical constant, kg<sup>-1</sup>·m<sup>- $\beta$</sup>   
 $D$  – среднестатистический диаметр частиц скелета пропластка, мм  
 $D$  – statistically average diameter of interlayer skeleton particles, mm  
 $d$  – среднестатистический диаметр частиц наполнителя, мм  
 $d$  – statistically average diameter of filler particles, mm  
 $H$  – высота, м  
 $H$  – height, m  
 $h$  – мощность  
 $h$  – thickness  
 $K$  – коэффициент консистенции, Па·с <sup>$n$</sup>   
 $K$  – consistency index, Pa·s <sup>$n$</sup>   
 $k$  – абсолютная проницаемость, мкм<sup>2</sup>  
 $k$  – absolute permeability,  $\mu\text{m}^2$   
 $m$  – пористость, д. ед.  
 $m$  – porosity, unit fr.  
 $n$  – показатель степени (индекс течения), безразмерная величина  
 $n$  – power index (flow behavior index), dimensionless value  
 $P$  – давление  
 $P$  – pressure

$Q$  – расход блок-состава, м<sup>3</sup>/с  
 $Q$  – blocking solution consumption, m<sup>3</sup>/s  
 $R$  – радиус  
 $R$  – radius  
 $r$  – радиус проникновения блок-раствора, м  
 $r$  – blocking solution penetration radius, m  
 $S_{\text{ост}}$  – остаточная водонасыщенность  
 $S_{\text{ост}}$  – residual water saturation  
 $S$  – скин-фактор, безразмерная величина  
 $S$  – skin factor, dimensionless value  
 $s$  – условная граница ПЗП, м  
 $s$  – assumed border of WBZ, m  
 $t$  – время  
 $t$  – time  
 $D$  – диаметр порового канала (20)  
 $D$  – pore channel diameter (20)  
 $O$  – отношение продуктивностей  
 $O$  – productivity ratio

Индексы

Indices

$O$  – начальный  
 $O$  – initial  
 $i$  – номер пропластка  
 $i$  – interlayer number  
 $N$  – количество моделируемых пропластков  
 $N$  – number of modelled interlayers  
 $v$  – вертикальное направление  
 $v$  – vertical direction  
 $v.p$  – восстановление проницаемости  
 $v.p$  – permeability recovery  
 $зак$  – закачка  
 $зак$  – injection  
 $K$  – условный контур питания  
 $K$  – assumed external reservoir boundary  
 $пл$  – пластовой  
 $пл$  – formation  
 $пр$  – приведенный  
 $пр$  – equivalent  
 $скв$  – скважина  
 $скв$  – well  
 $эф$  – эффективный  
 $эф$  – efficient

ЛИТЕРАТУРА

1. Ахметов А.А. Капитальный ремонт скважин на Уренгойском месторождении. Уфа: УГНТУ, 2002.
2. Басниев К.С., Кочина И.Н., Максимов В.М. Подземная гидромеханика. М.: Недра, 1993.
3. Леонов Е.Г., Исаев В.И. Гидроаэромеханика в бурении. М.: Недра, 1987.
4. Башкатов А.Д. Прогрессивные технологии сооружения скважин. М.: Недра, 2003.
5. Рябokon С.А., Пенков А.И., Куксов А.К. и др. Комплекс технологий, обеспечивающий высокое качество заканчивания скважин // Нефтяное хозяйство. 2000. № 2. С. 16–22.
6. Гиматудинов Ш.К., Ширковский А.И. Физика нефтяного и газового пласта. М.: Недра, 1982.

REFERENCES

- (1) Akhmetov AA. *Well overhaul at the Urengoy field*. Ufa: Ufa State Petroleum Technological University; 2002. (In Russian)
- (2) Basniyev KS, Kochina IN, Maksimov VM. *Subsurface hydromechanics*. Moscow: Nedra; 1993. (In Russian)
- (3) Leonov YeG, Isayev VI. *Hydromechanics in drilling*. Moscow: Nedra; 1987. (In Russian)
- (4) Bashkatov AD. *Cutting edge technologies for well construction*. Moscow: Nedra; 2003. (In Russian)
- (5) Ryabokon SA, Penkov AI, Kuksov AK, et al. Technologies ensuring high quality well completion. *Oil industry = Neftyanoye khoziaystvo*. 2000; 2: 16–22. (In Russian)
- (6) Gimatudinov ShK, Shirkovskiy AI. *Physics of oil and gas formation*. Moscow: Nedra; 1982. (In Russian)