

УДК 622.241.8:532.546

ПЛОСКОРАДИАЛЬНАЯ И ПЛОСКОПАРАЛЛЕЛЬНАЯ МОДЕЛИ ПОГЛОЩЕНИЯ БУРОВОГО РАСТВОРА

Эседулаев Р.

*Доктор технических наук, старший специалист кафедры химии и геологии
Академия Наук Туркменистана,
Ашхабад, Туркменистан*

Сапармырадов А.

*Кандидат физико-математических наук, доцент кафедры
автоматизированных систем управления
Военный институт им. Великого Сапармырата Туркменбаши Министерства
Обороны Туркменистана,
Ашхабад, Туркменистан*

Джумаев Б.

*Заместитель председателя
Государственный концерн «Туркменнебит»,
Ашхабад, Туркменистан*

Аннотация

Проведено единое математическое описание поглощения бурового раствора в двух геометриях фильтрационного потока. Для плоскорадиального случая выделена задача с цилиндрическим фронтом, а для плоскопараллельного случая — её линейный аналог, применимый при регулярном расположении скважин. Обе модели сведены к самоподобным решениям, через которые установлена зависимость скорости фронта от вязкости, проницаемости, пористости, сжимаемости и перепада давления. Сформулированы условия, при которых линейная схема даёт приемлемую оценку.

Ключевые слова: поглощение бурового раствора, плоскорадиальная фильтрация, плоскопараллельный поток, самоподобие, функция Крампа, подвижная граница, скорость фронта.

PLANE-RADIAL AND PLANE-PARALLEL MODELS OF DRILLING FLUID LOSS

Esedulaev R.

*Doctor of Technical Sciences, Senior Specialist at the Department of Chemistry and
Geology, Academy of Sciences of Turkmenistan,
Ashgabat, Turkmenistan*

Saparmyradov A.

*Candidate of Physical and Mathematical Sciences, Associate Professor at the
Department of Automated Control Systems,*

*Military Institute named after Great Saparmyrat Turkmenbashi, Ministry of Defense
of Turkmenistan,
Ashgabat, Turkmenistan*

Jumaev B.
*Deputy Chairman,
State Concern "Turkmennebit",
Ashgabat, Turkmenistan*

Abstract

A unified mathematical description of drilling fluid loss is presented for two filtration flow geometries. For the plane-radial case, the problem is defined with a cylindrical front, while for the plane-parallel case, its linear analogue—applicable to regular well spacing—is identified. Both models are reduced to self-similar solutions, establishing the dependence of the front velocity on viscosity, permeability, porosity, compressibility, and pressure drop. Conditions under which the linear scheme yields an acceptable estimate are formulated.

Keywords: drilling fluid loss, plane-radial filtration, plane-parallel flow, self-similarity, Kramp function, moving boundary, front velocity.

Введение

Расстояние проникновения бурового раствора в продуктивный пласт определяется взаимодействием перепада давления и фильтрационного сопротивления. Геометрия потока задаёт не только вид уравнения, но и закон ослабления градиента: вокруг одиночной скважины давление распространяется радиально, а в линейной батарее близко расположенных скважин поток в центральной зоне можно считать плоскопараллельным.

Такое различие важно при выборе расчётной модели. Радиальная схема естественна для оценки зоны вокруг отдельной скважины и учитывает эффективный радиус скважины. Линейная схема удобна для анализа взаимного влияния скважин, когда расстояние между ними мало и фронт между соседними источниками можно считать плоским. Цель статьи — вывести обе постановки в сопоставимом виде и показать, как геометрия меняет оценку расстояния поглощения.

Общая физическая модель

В обеих постановках пласт разделён подвижным фронтом на зону, заполненную буровым раствором, и внешнюю зону с пластовой жидкостью. Для давления используются одинаковые обозначения: P_1 относится к раствору, P_2 — к вытесняемой жидкости; k_i , μ_i и m_i — проницаемость, вязкость и пористость соответствующей зоны.

$$a_i = \frac{k_i K_i}{\mu_i (m_i + K_i / K_c)}, \quad \Delta p = P_c - P_0 > 0. \quad (1)$$

В плоскорадиальном случае фронт имеет радиус $R(t)$, а давление удовлетворяет оператору $\text{Pr} + r^{-1}\text{Pr}$. На фронте задаются непрерывность давления, баланс потоков и кинематическое условие. В компактной форме последняя связь записывается как:

$$\frac{dR}{dt} = \frac{k_1}{m_1\mu_1} P_{1r}(R, t) + \frac{k_2}{m_2\mu_2} P_{2r}(R, t), \quad R(0) = r_c. \quad (2)$$

Для радиального оператора естественная переменная подобия имеет вид $\xi_i = r/(2\sqrt{a_i t})$. Давление в каждой зоне выражается через интегральную показательную функцию Ei :

$$P_i(r, t) = A_i Ei(-\xi_i^2) + B_i, \quad \xi_i = \frac{r}{2\sqrt{a_i t}}. \quad (3)$$

Постоянные A_i и B_i определяются условиями на стенке, на бесконечности и на границе раздела. При малых аргументах используется асимптотика $Ei(-\lambda^2) \approx 2\ln\lambda + 0,577$, что приводит к логарифмической зависимости радиального давления от расстояния. Поэтому радиальная скорость фронта зависит от текущего радиуса через $\ln(R/r_c)$ и не является постоянной.

Плоскопараллельный случай

Рассмотрим ряд скважин, расположенных на прямой с одинаковым и достаточно малым шагом. В межскважинной области движение жидкости можно аппроксимировать одномерным потоком. Пусть $l(t)$ — расстояние продвижения раствора от условной плоскости нагнетания. Тогда области имеют вид $0 < x < l(t)$ и $l(t) < x < \infty$.

$$a_1 \frac{\partial^2 P_1}{\partial x^2} = \frac{\partial P_1}{\partial t}, \quad 0 < x < l(t), \quad a_2 \frac{\partial^2 P_2}{\partial x^2} = \frac{\partial P_2}{\partial t}, \quad x > l(t). \quad (4)$$

Начальное и неподвижные граничные условия принимаются в виде $P_2(x, 0) = P_0$, $P_1(0, t) = P_c$, $P_2(\infty) = P_0$. На фронте выполняются равенство давлений и баланс фильтрационных потоков:

$$P_1(l, t) = P_2(l, t), \quad \frac{k_1}{m_1\mu_1} P_{1x}(l, t) = \frac{k_2}{m_2\mu_2} P_{2x}(l, t), \quad \frac{dl}{dt} = -\frac{k_1}{m_1\mu_1} P_{1x}(l, t) \quad (5)$$

В отличие от радиальной задачи, здесь нет множителя $1/r$. Это делает задачу самоподобной в классическом виде. Положим $l^2/t = \alpha = \text{const}$ и введём $\lambda_i = x/(2\sqrt{a_i t})$. Интегрирование уравнений даёт решения через функцию Крампа $\Phi(\lambda)$:

$$P_1 = P_c - \Delta p B_1(\alpha) \Phi(\lambda_1), \quad P_2 = P_c - \Delta p B_2(\alpha) [1 - \Phi(\lambda_2)], \quad l(t) = \sqrt{\alpha t} \quad (6)$$

Коэффициенты B_1 и B_2 находятся из сопряжения на фронте. В расчётной форме скорость распространения определяется условием движения границы:

$$\frac{\sqrt{\alpha}}{2} = \frac{k_1}{m_1\mu_1} \frac{\Delta p B_1(\alpha)}{\sqrt{\pi a_1}}, \quad Q(t) = \frac{k_1 h \Delta p}{\mu_1 \sqrt{\pi a_1 t}} B_1(\alpha) - \frac{k_1 h}{\mu_1} \gamma. \quad (7)$$

Таким образом, линейный фронт растёт как $\sqrt{t}$, а коэффициент $\sqrt{\alpha}$ определяется свойствами обеих зон. Увеличение вязкости раствора уменьшает α и расход, тогда как рост перепада давления действует в противоположную сторону. Начальный градиент γ вычитается из доступного расхода и может

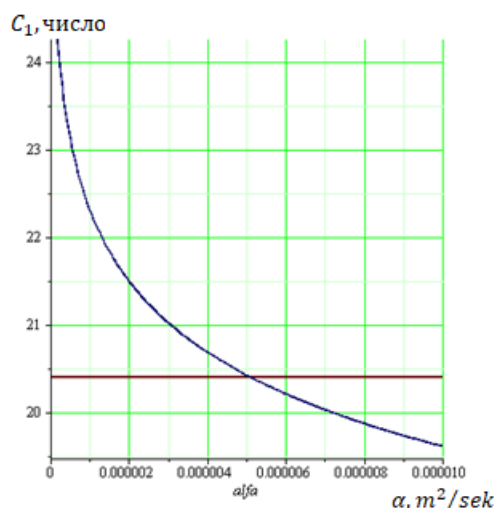
изменить знак расчётного Q , что указывает на прекращение поглощения при недостаточном давлении.

Сравнение геометрий

Таблица 1

Признак	Плоскорадиальная модель	Плоскопараллельная модель
Геометрия фронта	цилиндрическая, $R(t)$	плоская, $l(t)$
Оператор	$Rr + r - 1Pr$	R_{xx}
Решение подобия	Ei и логарифм	функция Крампа Φ
Закон роста	зависит от текущего R/r_c	$l = \sqrt{\alpha t}$
Область применения	одинокая скважина	ряд близко расположенных скважин

В радиальной схеме одна и та же величина перепада давления распределяется по всё большей длине фильтрационного пути и по окружности, поэтому локальный градиент ослабевает с расстоянием. В линейной схеме площадь фронта условно постоянна, и влияние геометрии сосредоточено в коэффициенте подобия. Это делает плоскопараллельную модель более удобной для анализа взаимного влияния скважин, но менее надёжной вблизи



одиноким источником.

Рис. 1 - безразмерный параметр C_1 . (Источник: разработано автором)

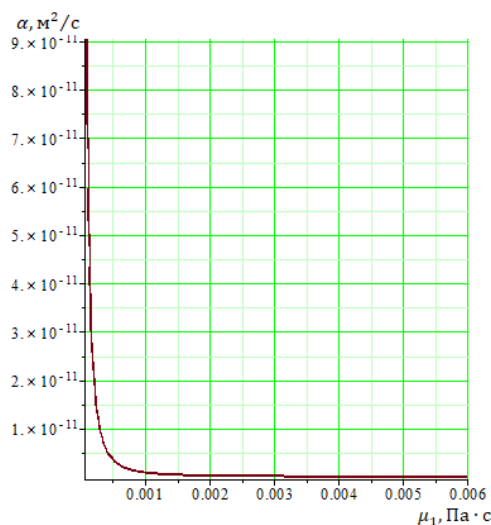


Рис. 2 - скорость фронта при изменении вязкости. (Источник: разработано автором)

Расчётные зависимости подтверждают общий вывод: повышение вязкости бурового раствора и начального градиента уменьшает скорость распространения при фиксированном перепаде давления. В радиальной задаче это проявляется через комбинацию логарифмического сопротивления и отношения пьезопроводностей; в линейной задаче — через коэффициент $B_1(\alpha)$ и корень $\sqrt{\alpha}$. Поэтому результаты двух моделей нельзя сравнивать по одному численному коэффициенту без приведения к одинаковой толщине пласта, пористости и масштабу времени.

Ограничения и практическая интерпретация

Обе постановки предполагают однородные зоны, постоянные коэффициенты фильтрации и поршневое продвижение границы. Реальный буровой раствор может проявлять неньютоновские свойства, а пласт — анизотропию, слоистость и нелинейную зависимость проницаемости от давления. Поэтому полученные формулы следует использовать как расчётный каркас для выбора параметров и как контрольную оценку для более сложной численной модели.

Плоскорадиальная схема предпочтительна при анализе одной скважины или при большом расстоянии между соседними скважинами. Плоскопараллельная схема оправдана, когда фронты соседних скважин взаимодействуют и кривизной фронта можно пренебречь. Смена моделей должна выполняться по геометрическому критерию, а не только ради удобства вычислений.

Выводы

Получены сопоставимые постановки поглощения бурового раствора для радиального и линейного потоков. В обеих задачах давление описывается

параболическими уравнениями в двух зонах, а неизвестное расстояние проникновения определяется условием на подвижной границе.

Радиальная модель приводит к решению с интегральной показательной функцией и логарифмическим сопротивлением. Плоскопараллельная модель допускает классическое самоподобное решение через функцию Крампа и даёт закон $l(t) = \sqrt{at}$. Обе схемы показывают, что увеличение вязкости и начального градиента является эффективным способом ограничить расстояние поглощения, но конкретная оценка зависит от геометрии потока.

Библиографический список

1. Басарыгин Ю.М., Будников В.Ф., Булатов А.И., Проселков Ю.М. Технологические основы освоения и глушения нефтяных и газовых скважин. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2001. – 543 с.
2. Басниев К.С. Подземная гидравлика. – М.: Недра, 1986. – 303 с.
3. Баренблатт Г.И., Ентов В.М., Рыжик В.М. Теория нестационарной фильтрации жидкости и газа. – М.: Недра, 1972. – 288 с.
4. Булатов А.И., Макаренко П.П., Проселков Ю.М. Буровые промывочные и тампонажные растворы. – М.: Издательство "Недра", 1999. – 424 с.
5. Булатов А.И., Проселков Ю.М., Шаманов С.А. Техника и технология бурения нефтяных и газовых скважин. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2003. – 1007 с.
6. Веригин Н.Н. Нагнетание вязких растворов в горные породы в целях повышения прочности и водонепроницаемости оснований гидротехнических сооружений. //Известия АН СССР. Отделение технических наук. – 1952. -№5. С.674-687.
7. Гаджиев С.Г., Евдокимов И.Н., Елисеев Н.Ю., Лосев А.П. Обоснование реологической модели утяжеленных буровых растворов на углеводородной основе для гидравлических расчетов // Бурение и нефть. 2017. № 07-08. С. 66-71.
8. Гиренко К.А., Бородин Т.С., Аймуханова Н.Р., Терентьев Н.Д., Лысова В.Н. Анализ характеристик буровых растворов. Материалы Всероссийской междисциплинарной научной конференции “Наука и практика” – 2020. Астрахань, 19–30 октября 2020 г. С.91-95.
9. Григулецкий В.Г., Савельев Ю.П. Динамические и тепловые поля при турбулентном течении бурового раствора в кольцевом пространстве труб. Изд. Нефть и бизнес // Нефть, газ и бизнес. 2016. №10. С. 3-21.
10. Дудля Н.А., Третьяк А.Я. Промывочные жидкости в бурении. Ростов н/Д., 2001. С. 297-300.
11. Ильясов С.Е., Попов С.Г., Окроелидзе О.В., Нацепинская А.М., Гребнева Ф.Н. Эмульсионные буровые растворы - тенденции развития технологий // Территория нефтегаза. 2011. №11. С. 14-17.
12. Исмаилов М.А., Ли Юй Фей, Перепелкин А.С., Дун Жчао, Дихтярь Т.Ч. Исследование и разработка реагентов для регулирования свойств инвертных

- эмульсионных растворов // Сб. тр. межд. науч.-технич. конф. «Современные технологии в нефтегазовом деле». 2015. Уфа: Аркаим, 2015. С. 325-329.
13. *Классен В.И.* Омагничивание водных систем. М., 1982. С. 126-127.
14. *Коваленко А.С.* Комплексная обработка буровых растворов физическими полями. // Известия высших учебных заведений. Северокавказский регион. Технические науки. 2003. № 4. С. 103-104.
15. *Комкова Л.П., Чиркунова А.С.* Оптимизация реологических параметров буровых растворов на углеводородной основе в зависимости от горно-геологических условий их применения. Нефтегазовое дело. Том 21. №4. 2023. С.29-36.
16. *Комкова Л.П., Чиркунова А.С.* Регулирование реологических свойств буровых растворов на углеводородной основе в сложных условиях бурения // Нефть. Газ. Новации. 2019. №6. С. 28-29.
17. *Меденцев С.В.* Стабилизация реологического профиля буровых растворов на углеводородной основе // Бурение и нефть. 2007. № 3. С. 28-32.
18. *Мирзаджанзаде А.Х., Ентов В.М.* Гидродинамика в бурении. – М.: Недра, 1985. - 197 с.
19. *Некрасова И.Л.* Совершенствование полученных оценок качества буровых растворов на углеводородной основе в зависимости от горно-геологических условий их применения // Вестник ПНИПУ. Геология. Нефтегазовое и горное дело. 2018. № 2. С. 129-139.
20. *Рязанов Я.А.* Энциклопедия по буровым растворам. – Оренбург: Издательство “Летопись”, 2005. – 664 с.
21. *Тирон Д.В. Уляшева Н.М.* К вопросу о термодинамической неустойчивости растворов на углеводородной основе // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. 2015. № 8. С. 25-30.
22. *Хвоцин П.А.* Исследование и разработка инвертного эмульсионного раствора на основе термопластической композиции для промывки скважин в сложных условиях бурения: автореф. дис. ... канд. тех. наук. Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет. 2016. 24 С.
23. *Четвертнева И. А., Тетерева Г. А., Шавшукова С. Ю.* Появление, развитие и совершенствование различных типов буровых растворов в мировой и отечественной практике // История и педагогика естествознания. 2019 № 2. с. 25-29.
24. *Четвертнева И. А., Тетерева Г. А., Шавшукова С. Ю.* Создание и развитие практики химической обработки буровых промывочных жидкостей для повышения эффективности нефтедобычи // Нефтегазохимия. 2019. № 1. с. 25-27.
25. *Шерстнёв Н.М., Шандин С.П., Толоконский С.И., Черская Н.О., Уголева А.В.* Применение физических полей для регулирования свойств буровых растворов и тампонажных материалов // Росс. хим. журн. 1995. Т. 39. № 5. С. 59-63.

26. *Gurbanmyradow O., Esedulaýew R., Durdyýew N., Derýaýew A.* Nebit-gaz guýylary gazylanda ýuze çykýan gidrodinamik meseleler we olary çözmekligiň usullary. – A.: Ylym, 2018. – 335 sah.

Durdyýew N., Gurbanmyradow O. Çyzykly däl parabolik deňlemeler üçin garyşyk meseleleri çözmekligiň göniler usuly barada. // “Türkmen ylmy täze milli galkynyş zamanýnda” atly ylmy-amaly maslahatyň çykyşlarynyň ýygýndysy. – Aşgabat: Ylym, 2007. – S.196-203.