

Математическая модель глушения нефтяной горизонтальной скважины

Андрей Николаевич Коротченко¹, Анатолий Александрович Кислицын²✉

¹ Инновационные технологии, Тюмень, Россия

² Тюменский государственный университет, Тюмень, Россия
Контакт для переписки: a.a.kislitsyn@utmn.ru ✉

Аннотация. Описана физическая картина движения жидкости глушения и пластовой жидкости в процессе глушения горизонтальной нефтяной скважины, разработана физико-математическая модель этого процесса и указаны границы применимости модели. Рекомендовано проводить процесс глушения в два этапа, разделенных технологическим перерывом. Во время первого этапа закачиваемая жидкость глушения заполняет насосно-компрессорную трубу, затрубное пространство и часть горизонтального ствола скважины. Во время технологического перерыва более плотная жидкость глушения медленно вытесняет пластовую жидкость из горизонтального ствола в затрубное пространство, где пластовая жидкость в виде капель всплывает на поверхность. Во время второго этапа производится закачка в скважину оставшегося количества жидкости глушения. В основу модели положены известные уравнения гидравлики для ламинарного течения жидкостей, решение задачи о затопленной струе, а также модель одномерного вертикального безынерционного течения двухфазной среды с несжимаемыми фазами. Сформулирована замкнутая система уравнений с учетом потерь на вязкое трение на стенках горизонтальной трубы и на границе раздела потоков жидкости глушения и пластовой. Получено решение этой системы и найдены значения основных параметров процесса: скоростей и потоков жидкостей глушения и пластовой и времени полного замещения пластовой жидкости жидкостью глушения в зависимости от угла наклона горизонтальной трубы. Показано, что характер движения капель пластовой жидкости в затрубном пространстве зависит от их объемной доли φ в смеси с жидкостью глушения. При значении $\varphi < 1/3$ капли пластовой жидкости всплывают с постоянной скоростью, при этом радиус капель пластовой жидкости и скорость их всплытия однозначно определяются величиной потока пластовой жидкости, плотностью и вязкостью пластовой жидкости и жидкости глушения. Приведены графики зависимости этих параметров от величины потока пластовой жидкости. На основании

выполненных исследований сформулированы рекомендации о проведении процесса глушения горизонтальных нефтяных скважин.

Ключевые слова: глушение скважин, горизонтальные скважины, жидкость глушения, пластовая жидкость, двухфазная среда, ламинарное течение, несжимаемые фазы

Цитирование: Коротченко А. Н., Кислицын А. А. 2023. Математическая модель глушения нефтяной горизонтальной скважины // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. Том 9. № 2 (34). С. 39–58. <https://doi.org/10.21684/2411-7978-2023-9-2-39-58>

Поступила 22.05.2023; одобрена 28.06.2023; принята 30.06.2023

Mathematical model of killing an oil horizontal well

Andrey N. Korotchenko¹, Anatoliy A. Kislitsin²✉

¹ Innovation Technologies LLC, Tyumen, Russia

² University of Tyumen, Tyumen, Russia

Corresponding author: a.a.kislitsyn@utmn.ru✉

Abstract. The physical picture of the killing fluid and the formation fluid movement in the process of killing a horizontal oil well has been described, a physical and mathematical model of the process has been developed and the limits of the model applicability have been indicated. It is recommended to conduct the killing process in two stages, separated by a technological break. During the first stage, the injected killing fluid fills the tubing, the annulus and the part of the horizontal wellbore. For the duration of the technological break, the denser tubing slowly displaces the formation fluid from the horizontal wellbore into the annulus where the formation fluid floats to the surface in the form of droplets. For the period of the second stage, the remaining amount of tubing is pumped into the well. The model is based on the well-known hydraulic equations for laminar flow of liquids, the solution of the flooded jet problem, as well as the model of one-dimensional vertical inertialess flow of a two-phase medium with incompressible phases. A closed system of equations has been formed taking into account the viscous friction losses on the walls of the horizontal pipe and at the interface between the formation fluid and the killing fluid flows. The solution of this system has been obtained and the values of the main process parameters have been found: velocities and flows of liquid gas and liquid coolant and time of complete replacement of liquid coolant by the killing fluid depending on the inclination angle of the horizontal pipe. It is shown that the character of the movement of the formation fluid drops in the pipe space depends on their volume fraction φ in the mixture with the killing fluid. With the value $\varphi < 1/3$ the jelly drops float up with a constant speed, while the jelly droplet radius and the speed of their floating up are unambiguously

determined by the jelly stream size, density and viscosity of jelly and liquid hydrocarbon. The graphs of dependence of these parameters on the value of the formation fluid flow have been presented. On the basis of the research the recommendations for the process of killing horizontal oil wells have been formulated.

Keywords: well killing, horizontal wells, killing fluid, formation fluid, two-phase medium, laminar flow, incompressible phases

Citation: Korotchenko, A. N., & Kislitsin, A. A. (2023). Mathematical model of killing an oil horizontal well. *Tyumen State University Herald. Physical and Mathematical Modeling. Oil, Gas, Energy*, 9(2), 39–58. <https://doi.org/10.21684/2411-7978-2023-9-2-39-58>

Received May 22, 2023; Reviewed June 28, 2023; Accepted June 30, 2023

Введение

На сегодняшний день разработка месторождений в основном ведется горизонтальными и наклонно-направленными скважинами. Ввод новых объектов действующих месторождений и увеличение охвата осуществляется за счет зарезки боковых стволов в периферийные зоны месторождений [Алиев, Бондаренко, 2004]. Наклонно-направленными называются скважины, траектории которых имеют зенитный угол более 50° ; если этот угол превышает 85° , скважина называется горизонтальной [Зозуля и др., 2009]. В данной статье мы исследуем именно горизонтальные скважины: для них удобнее отсчитывать угол не от вертикального, а от горизонтального направления.

Для ремонта скважины ее необходимо остановить («заглушить»). Основная задача этой операции — предотвращение выброса нефти или газа для обеспечения безопасных условий работы ремонтных бригад. Эта задача решается с помощью различных составов жидкостей глушения (ЖГ), создающих на забое скважины давление выше пластового. Обычно для этого применяют водные растворы минеральных солей (NaCl , CaCl_2 и др.) различной концентрации, подбирая которую можно получить необходимую плотность раствора. В настоящее время опубликовано достаточно книг и статей по подбору состава ЖГ, но работы, в которых обсуждаются особенности аппаратуры и технологии глушения горизонтальных скважин, нам неизвестны. Ранее нами был опубликован ряд статей, посвященных аппаратуре и методике глушения вертикальных скважин [Коротченко, Земляной, 2013; Коротченко и др., 2013; Коротченко, 2015; Кустышев и др., 2015; Коротченко и др., 2017, 2020, 2022]. В данной статье мы представляем результаты моделирования процесса глушения горизонтальной скважины.

Физико-техническая постановка задачи

Упрощенная схема типичной наклонно-направленной скважины изображена на рис. 1. Горизонтальную скважину, согласно [Зозуля и др., 2009], можно рассматривать как частный случай при угле наклона α от 0 до 5° . В начальный момент времени и вертикальная, и наклонная части скважины полностью заполнены пластовой жидкостью (ПЖ), т. е. нефтью или водонефтяной смесью.

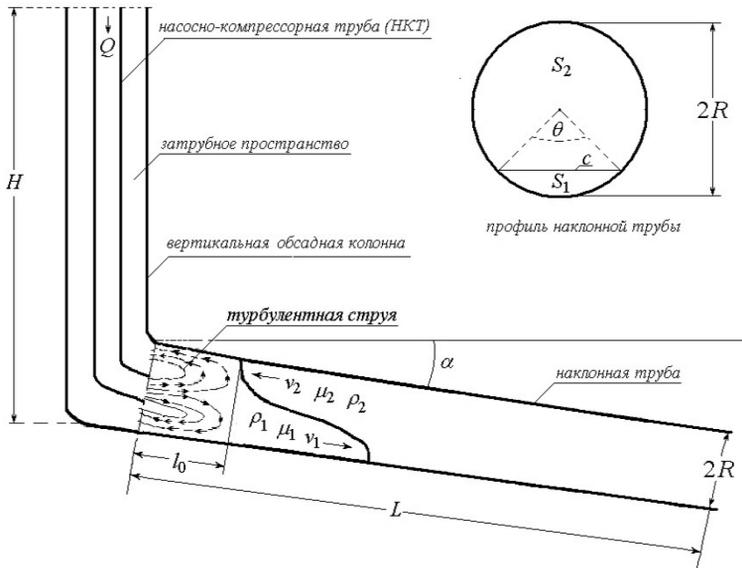


Рис. 1. Схема модели наклонной скважины

Fig. 1. Schematic of the slanted well model

Рассмотрим прямой способ глушения, когда закачка ЖГ с постоянным расходом Q осуществляется через насосно-компрессорную трубу (НКТ), которая обычно заканчивается в области перехода вертикального столба в горизонтальный. Длина этой области порядка нескольких десятков метров, а длина всей горизонтальной трубы может достигать нескольких тысяч метров [Алиев, Бондаренко, 2004; Зозуля и др., 2009]. После заполнения НКТ струя ЖГ разделяется на два потока. Большая часть ЖГ поднимается вверх, заполняя затрубное пространство между НКТ и вертикальной обсадной колонной. Когда на поверхность начинает выходить чистая ЖГ без ПЖ, считается, что затрубное пространство заполнено, и закачку ЖГ прекращают. Другая, меньшая часть ЖГ проникает в горизонтальную трубу в виде затопленной турбулентной струи, движется сквозь ПЖ, смешивается с ней, частично вытесняет ее в затрубное пространство и к концу закачки заполняет участок трубы некоторой длины l_0 , которая зависит от времени t_0 заполнения затрубного пространства.

После прекращения закачки большая часть наклонной трубы остается заполненной ПЖ, плотность которой меньше плотности ЖГ, поэтому начинается медленный процесс вытеснения ПЖ вверх, в затрубное пространство. Внутри наклонной трубы, как схематически показано на рис. 1, возникают противотоки: в нижней части трубы вниз течет более плотная ЖГ, а в верхней части вытесняемая ПЖ движется вверх. Когда она достигает вертикального ствола, скорость ее течения увеличивается, и поток разрывается на капли, которые поднимаются к поверхности. Находящаяся в вертикальной части скважины ЖГ постепенно замещается пластовой, в результате чего гидростатическое давление столба, оказываемое ЖГ, уменьшившись, может упасть ниже пластового, что

приведет к аварийной ситуации. Чтобы этого избежать, мы считаем необходимым заранее планировать глушение таких скважин в два этапа. На первом этапе ЖГ закачивается в количестве, необходимом для заполнения НКТ и затрубного пространства вертикальной колонны, а также участка длины l_0 горизонтальной трубы. Далее делается заранее запланированный технологический перерыв на расчетное время замещения ПЖ на ЖГ в оставшейся горизонтальной части трубы. Во время второго этапа производится закачка в скважину оставшегося количества ЖГ для восстановления необходимого гидростатического давления в вертикальной колонне.

Цель данной статьи: промоделировать описанные процессы, сделать оценки характерных скоростей и времен, сформулировать предложения по процедуре процесса глушения для предотвращения аварийных ситуаций. При этом возможные утечки ЖГ в пласт не учитываются: оценки этих утечек были сделаны ими в статьях [Коротченко и др., 2017, 2020].

Математическая постановка задачи. Система уравнений и решение

Оценка длины l_0 и времени t_0 заполнения затрубного пространства

Типичное значение расхода ЖГ в процессе закачки $Q = 2...5$ л/с. Принимая внутренний диаметр НКТ (d) равным 63 или 74 мм (стандартные значения), получаем значения числа Рейнольдса (Re) в пределах от 6 000 до 60 000, т. е. во всех случаях струя солевой ЖГ, выходящая из НКТ, турбулентная. Попадая в неподвижную ПЖ, струя постепенно тормозится, расходится, на ее краях образуются вихри, и возникает поток ПЖ, смешанной с ЖГ, который движется в обратную сторону, т. е. в затрубное пространство. Поскольку и ЖГ, и ПЖ можно считать несжимаемыми, то объем ЖГ, проникший в струе в наклонную трубу за определенный промежуток времени, равен объему обратного потока, вышедшего за это же время в затрубное пространство. Очевидно, вначале этот поток состоит в основном из ПЖ, но затем в нем появляется и постепенно увеличивается доля ЖГ.

Нам неизвестны ни теоретические, ни экспериментальные работы, в которых поставленная задача была бы решена. Но имеется ряд работ, где исследовались более или менее подобные задачи. Прежде всего, это общеизвестная классическая задача о затопленной турбулентной струе, которая изложена в учебниках [Лойцянский, 1978; Ландау, Лифшиц, 1988] и др. Основные результаты решения этой задачи:

- 1) продольное сечение струи можно представить в виде расходящегося конуса с углом при вершине $\approx 25^\circ$;
- 2) продольный компонент скорости в струе убывает обратно пропорционально расстоянию от начала струи: $w(x) \sim 1/x$.

Отличие заключается в том, что в этой задаче рассматривается струя в безграничной среде, а не в трубе, как в нашей задаче.

В четвертой главе монографии [Гиневский, 1969] приведены результаты теоретического и экспериментального исследования осесимметричной турбулентной струи во встречном

потоке. Показано, что при таком течении возникают области прямого и обратного тока, разделенные поверхностью сигарообразной формы, на которой продольный компонент вектора скорости равен нулю (т. е. на этой поверхности лежат точки поворота прямого потока жидкости на обратный), а в точке пересечения этой поверхности с осью симметрии (точка нулевой скорости, или «критическая точка», находящаяся от начала струи на расстоянии l) равен нулю и радиальный компонент. Показано также (теоретически и экспериментально), что продольный компонент вектора скорости на оси симметрии струи монотонно убывает от начального значения до нуля. Хотя уменьшение скорости происходит нелинейно, тем не менее линейное приближение используется для получения решения, удовлетворительно согласующегося с экспериментом. В нашей задаче также, очевидно, существует такая «критическая точка», движущаяся вдоль оси трубы, и если перейти в систему координат, которая перемещается в направлении потока со скоростью этой точки, то становится очевидной аналогия (хотя и неполная) с нашей задачей. Разница в том, что и в этой монографии рассмотрена струя в безграничной среде.

В справочнике [Юрьев, 2001] приведена схема потока при внезапном расширении сечения трубы. При этом образуется струя, которая расширяется до полного заполнения трубы на расстоянии примерно 8–12 диаметров широкой трубы (в нашем случае это 1–2 м). По этим данным можно оценить угол расхождения струи в трубе в нашей задаче: примерно от 5 до 7°, т. е. в 4–5 раз меньше, чем в безграничной среде. Пространство на участке трубы между расширяющейся струей и стенкой трубы (застойная зона, или циркуляционная зона) заполнено вихрями, которые постоянно в процессе течения хаотически возникают, распадаются, рассасываются и уносятся в направлении потока. Разница заключается в том, что в нашей задаче открыт ближний торец, а дальний закрыт, поэтому возникает встречный поток, который выносит жидкость из циркуляционной зоны в обратном направлении в затрубное пространство.

Таким образом, качественная картина течения жидкостей в нашей модели очевидна. Поскольку обе жидкости (ПЖ и ЖГ) несжимаемы, труба на удаленном торце закрыта, утечек нет, то входящий поток жидкости глушения Q должен равняться выходящему через ближний торец потоку, состоящему из смеси ЖГ и ПЖ. Соотношение этих жидкостей в выходящем потоке должно с течением времени меняться. В самом начале закачки, когда струя ЖГ в виде расходящегося конуса проникла в трубу, в затрубное пространство вытесняется почти чистая ПЖ, оказавшаяся в циркуляционной зоне. В дальнейшем, по мере удаления «критической точки» вглубь трубы, во встречном потоке будет увеличиваться доля ЖГ, а поток ЖГ вглубь трубы и, значит, средняя скорость ЖГ будут уменьшаться. Уменьшение скорости и потока ЖГ в данном случае объясняется не расходящейся геометрией струи, как в классической задаче о затопленной струе, а тем, что часть потока ЖГ увлекается встречным потоком ПЖ и удаляется из горизонтальной трубы в виде смеси ЖГ и ПЖ.

При обосновании формулы, определяющей среднюю скорость ЖГ в нашей модели на достаточно большом расстоянии (когда струя заполнила всё сечение трубы), мы следовали методологии учебника [Ландау, Лифшиц, 1988]. Эта скорость w может зависеть от трех аргументов: расхода Q , внутреннего радиуса трубы R и расстояния l от начала струи, на которое проникла ЖГ. Зависимость от диаметра струи d на входе (диаметра

НКТ) на большом расстоянии уже незначительна. Скорость w , прямо пропорциональная расходу, уменьшается при увеличении R и l . Значит, в числителе должен быть расход Q , а в знаменателе (в каких-то степенях) R и l . Логично в первом приближении, как это обычно делают (см., например, в монографии [Гиневский, 1969]), взять для l первую степень. Тогда из соображений размерности радиус R также должен быть в первой степени. И, конечно, в формуле должен быть какой-то эмпирический коэффициент β :

$$w = \frac{\beta Q}{Rl}. \quad (1)$$

Для оценки коэффициента β мы использовали экспериментальные данные из монографии [Гиневский, 1969] как наиболее близкие к нашей задаче. Считая, что на входе средняя скорость ЖГ равна w_0 , а ее расход равен $Q = \pi d^2 w_0 / 4$, где d — диаметр струи (диаметр НКТ), мы сравнили значения отношения w/w_0 , получаемые по формуле (1), с экспериментальными данными из [Гиневский, 1969] и подобрали такое значение $\beta \approx 9,75$, которое дает хорошее согласие с экспериментальными данными.

Итак, средняя скорость ЖГ и поток ЖГ $q(t)$ в направленной струе уменьшается обратно пропорционально расстоянию от начала струи. Избыток ЖГ, равный разности между потоком Q , поступающим из НКТ, и потоком $q(t)$, уходящим в горизонтальную трубу, разворачивается и в виде смеси с ПЖ поступает в затрубное пространство. Объем ЖГ, проникший в трубу за время dt , равен:

$$dV = q(t)dt = w\pi R^2 dt = \frac{\beta Q}{l} \pi R dt. \quad (2)$$

С другой стороны, тот же самый объем можно записать в виде:

$$dV = \pi R^2 dl. \quad (3)$$

Приравниваем (2) и (3):

$$\pi R^2 dl = \pi R \frac{\beta Q}{l} dt,$$

разделяем переменные l и t :

$$l dl = \frac{\beta Q}{R} dt,$$

интегрируем от 0 до l_0 и, учитывая, что $l|_{t=0} = 0$, получаем:

$$l^2 = \frac{2\beta Q}{R} t \Rightarrow l = \sqrt{\frac{2\beta Q}{R} t} \Rightarrow l_0 = \sqrt{\frac{2\beta Q}{R} t_0}, \quad (4)$$

где l_0 — длина части горизонтальной трубы, заполненной ЖГ; t_0 — часть времени закачки ЖГ, когда одновременно с увеличением l_0 идет заполнение затрубного пространства. Чтобы найти это время, выразим $q(t)$ в явном виде:

$$q(t) = w\pi R^2 = Q \frac{\pi R \beta}{l(t)} = Q \pi R \beta \sqrt{\frac{R}{2\beta Q t}} = \pi \sqrt{\frac{QR^3 \beta}{2t}}.$$

Обозначим для краткости $A = \pi\sqrt{Q_0 R^3 \beta} / 2$, тогда

$$dV_0 = [Q_0 - q(t)] dt = \left(Q_0 - \frac{A}{\sqrt{t}} \right) dt, \quad (5)$$

где V_0 — объем затрубного пространства, dV_0 — элемент этого объема. Интегрируя от 0 до V_0 получаем:

$$V_0 = Q_0 t_0 - 2A\sqrt{t_0}. \quad (6)$$

Возводим в квадрат и после элементарных тождественных преобразований получаем квадратное уравнение относительно t_0 :

$$Q_0^2 t_0^2 - 2(Q_0 V_0 + 2A^2) t_0 + V_0^2 = 0.$$

Физический смысл имеет корень:

$$t_0 = \frac{V_0}{Q_0} + \frac{2A^2}{Q_0^2} \left(1 + \sqrt{1 + \frac{Q_0 V_0}{A^2}} \right) = \frac{1}{Q_0} \left[V_0 + \pi^2 R^3 \beta \left(1 + \sqrt{1 + 2V_0 / \pi^2 R^3 \beta} \right) \right]. \quad (7)$$

Подставляя найденное значение t_0 в (4), определяем l_0 :

$$l_0 = \sqrt{\frac{2\beta Q_0}{R}} t_0 = \left[\frac{2\beta}{R} V_0 + 2\pi^2 R^2 \beta^2 \left(1 + \sqrt{1 + 2V_0 / \pi^2 R^3 \beta} \right) \right]^{1/2}. \quad (8)$$

На рис. 2 представлены расчетные зависимости длины l_0 части горизонтальной трубы, заполненной ЖГ, для стандартных значений диаметров НКТ и обсадной колонны. На первый взгляд может показаться, что длина l_0 должна зависеть от скорости закачки Q . Но при увеличении Q уменьшается t_0 и наоборот, поэтому остается только зависимость от радиуса горизонтальной трубы R и объема затрубного пространства V_0 , который при стандартных диаметрах НКТ и обсадной колонны зависит только от высоты вертикального столба H , что и показано в формуле (8) и на рис. 2.

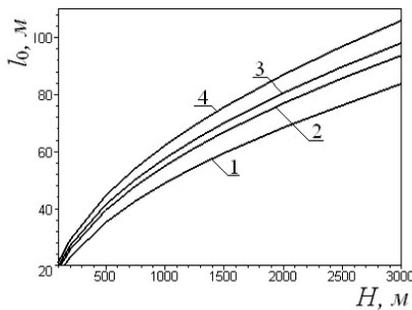


Рис. 2. Длина заполненной части горизонтальной трубы ЖГ:

1, 2 — диаметр трубы 146 мм, диаметр НКТ — 89 и 73 мм соответственно;
3, 4 — диаметр трубы 168 мм, диаметр НКТ — 89 и 73 мм соответственно

Fig. 2. The length of the filled part of the horizontal pipe with the killing fluid:

1, 2 — pipe diameter 146 mm, tubing diameter — 89 and 73 mm correspondingly;
3, 4 — tube diameter 168 mm, tubing diameter — 89 and 73 mm correspondingly

Оценка скорости вытеснения пластовой жидкости в наклонной трубе

Рассмотрим установившееся медленное ламинарное течение ЖГ и ПЖ в наклонной части скважины. Обозначим через ρ_1, μ_1, v_1 плотность, вязкость и модуль скорости ЖГ, а через ρ_2, μ_2, v_2 — те же величины, относящиеся к ПЖ. Тогда гидравлические уравнения движения этих жидкостей можно записать в виде:

$$(\rho_1 - \rho_2)gL \sin \alpha = \frac{64}{\text{Re}_1} \cdot \frac{L}{d_1} \cdot \frac{\rho_1 v_1^2}{2} \cdot \frac{\theta}{2\pi} + \frac{cL}{S_1} \left[\frac{\mu_1 v_1}{\delta_1} + \frac{\mu_2 v_2}{\delta_2} \right], \quad (9)$$

$$(\rho_1 - \rho_2)gL \sin \alpha = \frac{64}{\text{Re}_2} \cdot \frac{L}{d_2} \cdot \frac{\rho_2 v_2^2}{2} \cdot \frac{2\pi - \theta}{2\pi} + \frac{cL}{S_2} \left[\frac{\mu_1 v_1}{\delta_1} + \frac{\mu_2 v_2}{\delta_2} \right], \quad (10)$$

где L — длина наклонной трубы; α — угол ее наклона к горизонту; g — ускорение свободного падения; $\text{Re}_1 = (\rho_1 v_1 d_1) / \mu_1$, $\text{Re}_2 = (\rho_2 v_2 d_2) / \mu_2$ — числа Рейнольдса для ЖГ и ПЖ; S_1 и S_2 — площади поперечных сечений встречных потоков ЖГ и ПЖ, которые, как показано на рис. 1, представляют собой сегменты круга радиуса R ; c — длина хорды, разделяющей эти сегменты. В качестве характерных диаметров этих сечений введем, как это обычно принято, эффективные диаметры d_1 и d_2 , определяемые из соотношений:

$$S_1 = \frac{\pi d_1^2}{4}, \quad S_2 = \frac{\pi d_2^2}{4}; \quad (11)$$

при этом $S_1 + S_2 = \pi R^2 \Rightarrow d_1^2 + d_2^2 = 4R^2$. (12)

Первые слагаемые в правых частях уравнений (9) и (10) — это перепады давлений на внутренней поверхности трубы по формуле Дарси — Вейсбаха с коэффициентом гидравлического сопротивления Гагена — Пуазёйля для ламинарного потока [Юрьев, 2001]. Множитель $\theta/2\pi$ введен в уравнение (9) для учета смоченного периметра соприкосновения потока ЖГ с поверхностью трубы (рис. 1). В свою очередь, в правой части уравнения (10) учтено, что смоченный периметр ПЖ пропорционален углу $2\pi - \theta$. Вторые слагаемые в уравнениях (9) и (10) учитывают силу трения, возникающую между встречными потоками на поверхности их соприкосновения (на полосе ширины c и длины L). Градиенты скорости в этих формулах заменены приближенными отношениями вида v/δ , где δ — толщина пограничного слоя. Центральный угол θ (измеряемый в радианах), определяющий границы сегмента S_1 (рис. 1), связан с площадью этого сегмента S_1 и длиной хорды c известными в геометрии формулами:

$$S_1 = \frac{1}{2} R^2 (\theta - \sin \theta), \quad (13)$$

$$c = 2R \sin(\theta/2). \quad (14)$$

Для оценки толщины ламинарных пограничных слоев учтем, что при ламинарном течении по сечению круглой трубы устанавливается пуазёйлевское распределение скоростей; пограничный слой заполняет собой всё сечение трубы [Ландау, Лифшиц,

1988], и, следовательно, в первом приближении его можно положить равным радиусу трубы. В нашем случае по всему смоченному периметру, а также на всей межфазной поверхности раздела ЖГ и ПЖ скорости обеих жидкостей равны нулю, поэтому, как и в случае с круглой трубой, будем считать, что толщины пограничных слоев равны половине соответствующих эффективных диаметров:

$$\delta_1 = d_1/2, \quad \delta_2 = d_2/2. \quad (15)$$

Поскольку вязкость солевой ЖГ меньше, чем вязкость ПЖ, то скорость течения ЖГ больше, но ежесекундный расход G обеих жидкостей из-за их несжимаемости должен быть одинаковым. Это значит, что поперечные сечения потоков S_1 и S_2 должны быть связаны соотношениями:

$$v_1 S_1 = v_2 S_2 = G. \quad (16)$$

Уравнения (9)–(16) представляют собой замкнутую систему алгебраических и трансцендентных уравнений относительно неизвестных $v_1, v_2, d_1, d_2, S_1, S_2, \theta, G$. Обозначим для краткости:

$$(\rho_1 - \rho_2)g \sin \alpha = P, \quad c \left[\frac{\mu_1}{\delta_1 S_1} + \frac{\mu_2}{\delta_2 S_2} \right] = F. \quad (17)$$

Раскрывая формулу для числа Рейнольдса и выражая v_1 с помощью (16) через G и S_1 , запишем уравнение (9) в виде:

$$P = \frac{128\mu_1}{\pi d_1^4} \cdot G \cdot \frac{\theta}{2\pi} + \frac{F}{S_1} \cdot G. \quad (18)$$

Аналогичными преобразованиями записываем уравнение (10) в виде:

$$P = \frac{128\mu_2}{\pi d_2^4} \cdot G \cdot \left(1 - \frac{\theta}{2\pi} \right) + \frac{F}{S_2} \cdot G. \quad (19)$$

Приравняв (18) и (19) и сокращая на G , получаем уравнение:

$$\frac{128\mu_1}{\pi d_1^4} \cdot \frac{\theta}{2\pi} + \frac{F}{S_1} = \frac{128\mu_2}{\pi d_2^4} \cdot \left(1 - \frac{\theta}{2\pi} \right) + \frac{F}{S_2}. \quad (20)$$

Выражая S_1, S_2, d_1, d_2 с помощью формул (11)–(14) через θ , получаем трансцендентное уравнение для вычисления угла θ , которое легко решается методом половинного деления. После этого вычисление остальных параметров не представляет никаких проблем: по формулам (13) и (14) находим S_1 и c , по формуле (12) находим S_2 , а по формуле (11) — d_1 и d_2 . Далее по любой из формул (18) или (19) находим расход G и с помощью (16) определяем скорости v_1 и v_2 . Зная расход G и предполагая, что в начальный момент времени вся горизонтальная труба была заполнена ПЖ, можно по элементарной формуле

$$T = \frac{\pi R^2 (L - l_0)}{G}$$

оценить время полного замещения T пластовой жидкости жидкостью глушения.

Результаты и обсуждение

Результаты вычислений приведены на рис. 3–8. Разделив обе части уравнения (20) на динамическую вязкость какой-либо жидкости (ЖГ или ПЖ), мы можем легко убедиться, что значение угла θ зависит от единственного безразмерного параметра, равного отношению этих вязкостей. Поскольку вязкость μ_1 , как правило, меньше, чем вязкость μ_2 (таблица 1), то удобнее взять отношение μ_2/μ_1 . На рис. 3 представлена эта универсальная зависимость угла θ от отношения вязкости ПЖ к вязкости ЖГ, одинаковая для любых значений высоты вертикального столба, объема затрубного пространства, длины и диаметра наклонной трубы и угла ее наклона α . То же самое относится и к отношению площадей S_1 и S_2 , которое удобнее представить в виде доли площади S_2 в поперечном сечении трубы. Конечно, это справедливо лишь в границах применимости модели, которая основана на предположении ламинарного режима течения жидкостей в трубе. Область применимости модели (рис. 4) ограничена значениями числа Рейнольдса, не превышающими критической величины перехода в режим турбулентного течения (в расчетах бралось значение $Re_{cr} = 2\ 300$). Как видно из таблицы 1, вязкость ЖГ мало меняется при изменении концентрации, поэтому во всех расчетах ее значение было принято равным $1,19$ мПа·с, что соответствует 10%-му раствору NaCl, который чаще всего применяется на практике. Как показано на рис. 4, для строго горизонтальной скважины (угол $\alpha < 1^\circ$) модель применима для любой вязкости реальной ПЖ, но с увеличением угла, как и следовало ожидать, скорость течения самых легких и маловязких нефтей оказывается слишком большой, выходящей за границы применимости модели.

Таблица 1. Характерные значения вязкости и плотности ЖГ (раствор NaCl в воде) и ПЖ (некоторые нефти) при температуре 20 °С

Table 1. Typical values of viscosity and density of the killing fluid (NaCl solution in water) and the formation fluid (some oils) at 20 °C

Жидкость	Вязкость, мПа·с	Плотность, кг/м ³	Источник
Раствор NaCl в воде, %			
5	1,07	1 034,0	[Варгафтик, 1972]
10	1,19	1 071,0	[Варгафтик, 1972]
15	1,34	1 108,5	[Варгафтик, 1972]
20	1,56	1 148,0	[Варгафтик, 1972]
25	1,86	1 188,5	[Варгафтик, 1972]
Нефти			
Минимальная вязкость	16,20	760,0	[Бурже и др., 1989]
«Легкая» нефть	19,00	780,0	[Гончаров, 1987]
«Тяжелая» нефть	126,00	900,0	[Гончаров, 1987]
Средняя вязкость	1 000,00	950,0	[Бурже и др., 1989]
Максимальная вязкость	38 000,00	970,0	[Бурже и др., 1989]

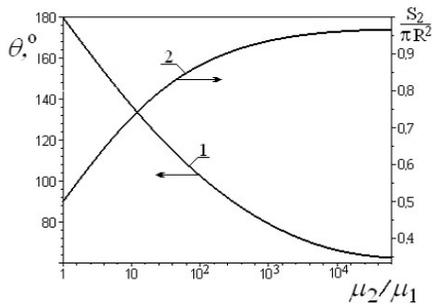


Рис. 3. Универсальные зависимости угла θ и доли площади S_2 в сечении горизонтальной трубы от отношения вязкостей μ_2/μ_1

Fig. 3. Universal dependences of the angle θ and the fraction of area S_2 in the cross section of the horizontal pipe on the viscosity ratio μ_2/μ_1

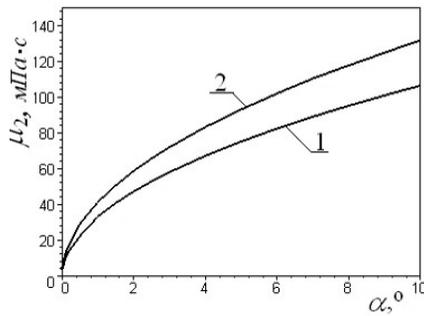


Рис. 4. Область применимости модели находится выше соответствующих линий: 1 — труба диаметром 146 мм, 2 — труба диаметром 168 мм

Fig. 4. The scope of the model is above the corresponding lines: 1 — pipe diameter 146 mm, 2 — pipe diameter 168 mm

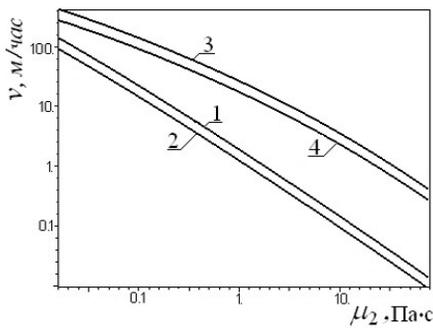


Рис. 5. Зависимости скоростей ЖГ и ПЖ от вязкости μ_2 в горизонтальной части скважины. Угол $\alpha = 0$. 1, 3 — скорость ЖГ v_1 ; 2, 4 — скорость ПЖ v_2 ; 1, 2 — диаметр трубы 146 мм; 3, 4 — диаметр трубы 168 мм

Fig. 5. Dependences of the killing fluid and the formation fluid velocities on viscosity μ_2 in the horizontal part of the well. Angle $\alpha = 0$. 1, 3 — killing fluid velocity v_1 ; 2, 4 — formation fluid velocity v_2 ; 1, 2 — pipe diameter 146 mm; 3, 4 — pipe diameter 168 mm

На рис. 5 представлены значения скоростей v_1 и v_2 в зависимости от вязкости ПЖ для двух стандартных диаметров горизонтальной трубы. Качественно вид рис. 5 достаточно очевиден: скорость менее вязкой ЖГ всегда больше, чем ПЖ, а чем больше диаметр трубы, тем меньше тормозящее влияние стенки и, следовательно, выше скорость.

На рис. 6–8 представлены зависимости важнейших параметров процесса от угла наклона горизонтальной трубы: скорости ПЖ v_2 (рис. 6), потоков ЖГ и ПЖ (рис. 7) и времени полного замещения пластовой жидкости жидкостью глушения (рис. 8). Для всех этих параметров вычисления проводились для двух стандартных диаметров горизонтальной трубы: 146 и 168 мм (рис. 6–8 с литерой а и б соответственно), а также для четырех значений вязкости ПЖ:

- 19 мПа·с («легкая нефть» [Гончаров, 1987]) — кривые 1;
- 126 мПа·с («тяжелая нефть» [Гончаров, 1987]) — кривые 2;
- 1 Па·с (средняя вязкость [Бурже и др., 1989]) — кривые 3;
- 38 Па·с (высоковязкая нефть [Бурже и др., 1989]) — кривые 4.

Пунктиром на рис. 6–8 отмечен выход за область применимости модели.

Оценка скорости подъема вытесненной пластовой жидкости по вертикальной трубе скважины

Когда ПЖ переходит в вертикальный ствол, скорость ее течения резко меняется, и поток разбивается на капли, которые поднимаются к поверхности.

Для вычисления скорости u_0 подъема одиночной шарообразной капли радиуса a известна формула Рыбчинского [Ландау, Лифшиц, 1988]:

$$u_0 = \frac{2a^2 g(\rho_1 - \rho_2)(\mu_1 + \mu_2)}{3\mu_1(2\mu_1 + 3\mu_2)} = \frac{a^2 g(\rho_1 - \rho_2)}{\mu_0}, \quad (21)$$

где для краткости введено обозначение:

$$\mu_0 = \frac{3\mu_1(2\mu_1 + 3\mu_2)}{2(\mu_1 + \mu_2)}. \quad (22)$$

При подъеме потока капель внутри трубы или в канале между трубами скорость их движения u уменьшается по сравнению со скоростью одиночной капли в зависимости от концентрации капель (количества капель в единице объема). Для учета этого эффекта вводят коэффициент стесненности $(1 - \varphi)^m$ [Нигматулин, 1987]:

$$u = u_0(1 - \varphi)^m, \quad (23)$$

где φ — объемная доля ПЖ в смеси с ЖГ в затрубном пространстве ($0 < \varphi < 1$), $m \approx 5$ — экспериментально определяемый показатель. Обозначим через u_2 направленную вверх скорость потока ПЖ. Навстречу этому потоку со скоростью u_1 движется вниз поток ЖГ, замещая всплывающие капли ПЖ. Вследствие несжимаемости жидкостей, их скорости зависят от определенного выше расхода G :

$$u_1 = \frac{G}{S_0(1-\varphi)}, \quad u_2 = \frac{G}{S_0\varphi}, \quad (24)$$

где S_0 — площадь поперечного сечения затрубного пространства, определяемая внутренним диаметром обсадной колонны D и наружным диаметром НКТ, равным d :

$$S_0 = \frac{\pi}{4}(D^2 - d^2). \quad (25)$$

Таким образом, скорость u капля ПЖ относительно ЖГ равна:

$$u = u_1 + u_2 = \frac{G}{S_0(1-\varphi)} + \frac{G}{S_0\varphi} = \frac{G}{S_0\varphi(1-\varphi)}. \quad (26)$$

Согласно формулам (21) и (23), скорость u растет как квадрат радиуса капли, однако при слишком большом радиусе жидкая капля деформируется и дробится на более мелкие капли. Критерием этого процесса является безразмерное число Вебера (We) [Нигматулин, 1987], определяющее отношение сил динамического напора к силам поверхностного натяжения:

$$We = 2a\rho_1 u^2 / \sigma, \quad (27)$$

где σ — коэффициент поверхностного натяжения на границе капли с окружающей ее жидкостью. Критическое значение числа Вебера, при котором происходит дробление капель, определяется экспериментально, и для оценок обычно берется равным $We_{cr} = 25$. Из ограничения, накладываемого числом Вебера, получаем:

$$u^2 = \frac{We_{cr} \cdot \sigma}{2a\rho_1}. \quad (28)$$

Исключая из (21), (23) и (28) скорость u , получаем соотношение между a и φ :

$$a^5 = \frac{We_{cr} \cdot \sigma \mu_0^2}{2\rho_1 g^2 (\rho_1 - \rho_2)^2 (1-\varphi)^{2m}}. \quad (29)$$

Далее, исключая u из (21), (23) и (26), получаем второе соотношение между a и φ :

$$a^2 = \frac{G\mu_0}{S_0 g (\rho_1 - \rho_2) \varphi (1-\varphi)^{m+1}}. \quad (30)$$

Исключая a из уравнений (29) и (30), получаем трансцендентное уравнение для определения φ :

$$\sqrt{\varphi}(1-\varphi) = \frac{\sqrt{f}}{b^{1/5}} = B, \quad (31)$$

где для краткости записи введены следующие обозначения:

$$b = \frac{We_{cr} \cdot \sigma \mu_0^2}{2\rho_1 g^2 (\rho_1 - \rho_2)^2}, \quad f = \frac{G\mu_0}{S_0 g (\rho_1 - \rho_2)}. \quad (32)$$

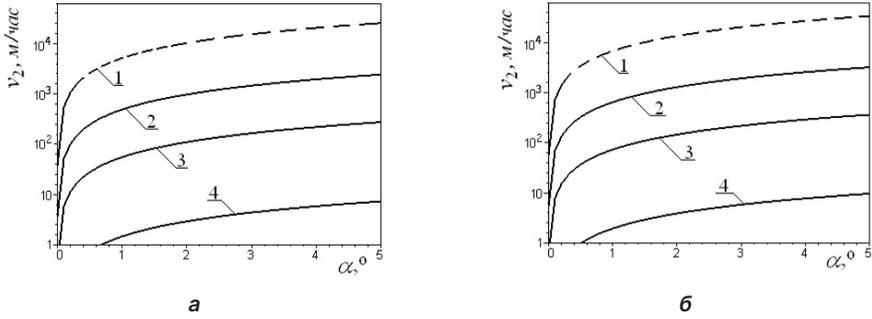


Рис. 6. Зависимость скорости v_2 от угла наклона

Fig. 6. The dependence of speed v_2 on the angle of inclination

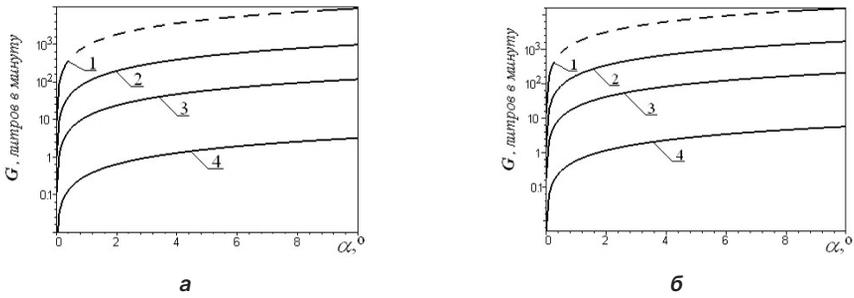


Рис. 7. Зависимость потоков ЖГ и ПЖ от угла наклона

Fig. 7. The dependence of the killing fluid and the formation fluid fluxes on the slope angle

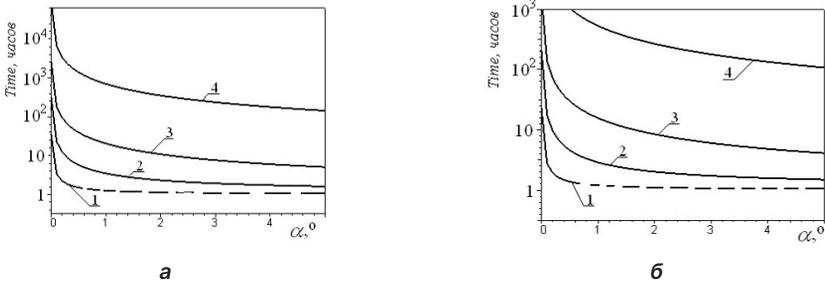


Рис. 8. Зависимость времени полного замещения пластовой жидкости жидкостью глушения от угла наклона. Вычисления выполнялись для $L = 1\,000$ м

Fig. 8. The dependence of the time of complete substitution of the formation fluid by the killing fluid on the angle of inclination. The calculations were performed for $L = 1\,000$ m

Примечания (рис. 6–8): а — труба 146 мм, б — труба 168 мм. Вязкость: 1 — 19 мПа·с; 2 — 126 мПа·с; 3 — 1 Па·с; 4 — 38 Па·с. Пунктиром отмечен выход за область применимости модели

Notes (figs. 6–8): а — pipe 146 mm, б — pipe 168 mm. Viscosity: 1 — 19 mPa·s; 2 — 126 mPa·s; 3 — 1 Pa·s; 4 — 38 Pa·s. The dotted line indicates exit beyond the scope of the model applicability

Левая часть уравнения (31) $Y = \sqrt{\varphi}(1-\varphi)$ имеет вид несимметричной колоколообразной кривой, достигающей в точке $\varphi = 1/3$ максимума: $Y_{\max} = 2/3\sqrt{3} \approx 0,3894$ (рис. 9). Правая часть уравнения (31) $B = \sqrt{f}/b^{1/5}$ от φ не зависит, поэтому на рис. 9 величины B для двух конкретных примеров изображены прямыми горизонтальными линиями. Точки пересечения этих линий с восходящей веткой кривой Y дают искомые значения φ . Уравнение (31), как и уравнение (20), легко решается методом половинного деления. Определив φ , по уравнениям (24)–(26) находим скорости u_1 , u_2 , u , а затем по формулам (29) или (30) — радиус капли a .

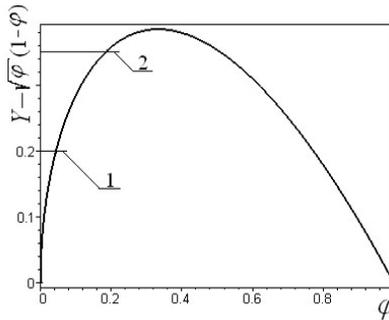


Рис. 9. Объемная доля φ всплывающей ПЖ в вертикальном затрубном пространстве. Параметр B соответствует: 1 — нефти средней вязкости, скважина под углом $\alpha = 0,1^\circ$ к горизонту; 2 — «легкой нефти», угол $\alpha = 0^\circ$

Fig. 9. Volume fraction φ of surfacing the formation fluid in the vertical annular space. Parameter B corresponds to: 1 — medium viscosity oil, well at an angle $\alpha = 0.1^\circ$ to the horizon; 2 — “light oil”, angle $\alpha = 0^\circ$

Растущая с увеличением потока G величина B может превысить значение Y_{\max} . В этом случае уравнение (31) не имеет решения. Это означает, что при таком потоке всплывание ПЖ с постоянной скоростью u_2 невозможно, и возникает снарядный (или пробковый) режим течения, при котором всплывающая ПЖ периодически почти полностью перекрывает поперечное сечение канала.

Существование решения уравнения (31), как показано выше, определяется коэффициентом B , значение которого, в свою очередь, зависит от нескольких параметров, и сильнее всего от тех, которые имеют наибольший разброс значений, т. е. от отношения вязкости μ_2 к μ_1 и величины потока G . На рис. 10 приведены результаты вычислений зависимости φ от μ_2/μ_1 при заданных углах наклона α скважины к горизонту. На рис. 11 изображены зависимости объемной доли φ ПЖ, скорости ее всплывания u_2 и диаметра капель $2a$ от потока G . Вычисления проводились для стандартных диаметров обсадной колонны $D = 168$ мм и НКТ $d = 73$ мм, обеспечивающих наибольшее поперечное сечение затрубного пространства. Как показано на рис. 11, при малых значениях G (до 30 л/мин) средний диаметр капель ПЖ равен $2a \approx 1,5$ мм, а их средняя скорость $u_2 \approx 25$ м/мин. При увеличении G до ≈ 60 л/мин средний диаметр капель также увеличивается вдвое, но их средняя скорость из-за ограничения по числу Вебера, наоборот,

уменьшается в 2 раза. При этом объем каждой капли увеличивается в 8 раз, а параметр φ приближается к максимальному значению $1/3$. При дальнейшем увеличении G значение параметра B превысит Y_{\max} , и режим всплывания капель ПЖ с постоянной скоростью станет невозможным.

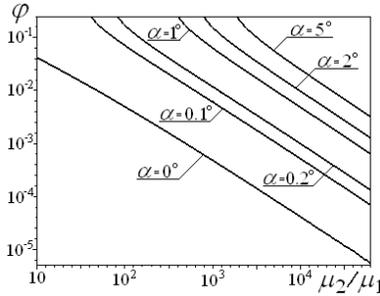


Рис. 10. Зависимость объемной доли φ от отношения вязкости ПЖ к ЖГ при разных углах наклона скважины

Fig. 10. The dependence of volume fraction φ on the viscosity ratio of the formation fluid to the killing fluid at different well angles

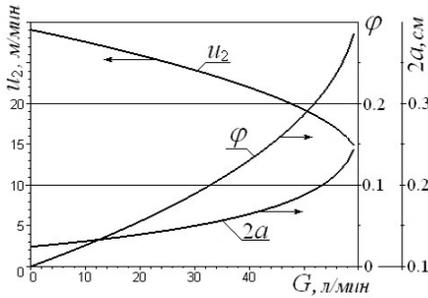


Рис. 11. Объемная доля φ всплывающей ПЖ, средняя скорость всплывания u_2 капель ПЖ и их диаметр $2a$ в зависимости от объемной скорости G

Fig. 11. Volume fraction φ of surfacing the formation fluid, average surfacing velocity u_2 of the formation fluid droplets and their diameter $2a$ as a function of volume velocity G

Заключение

Описана физическая картина движения ЖГ и ПЖ в процессе глушения горизонтальной нефтяной скважины через НКТ. Рекомендовано проводить процесс глушения в два этапа, разделенных технологическим перерывом. Во время первого этапа закачиваемая ЖГ заполняет НКТ, затрубное пространство и часть горизонтального ствола скважины. Во время технологического перерыва более плотная ЖГ медленно вытесняет ПЖ из горизонтального ствола вверх в затрубное пространство. Продолжительность перерыва должна рассчитываться так, чтобы не допустить аварийного снижения гидростатического давления в вертикальном стволе скважины. Во время второго этапа производится закачка в скважину оставшегося количества ЖГ для восстановления необходимого

гидростатического давления в вертикальной колонне. Разработана математическая модель процесса глушения и сделаны оценки значений основных технологических параметров и времен.

На основе известного решения задачи о затопленной турбулентной струе и других экспериментальных и теоретических исследований получена формула для оценки глубины l_0 проникновения ЖГ в горизонтальный ствол скважины в процессе закачки. Показано, что глубина l_0 зависит от высоты вертикального участка скважины, а также от диаметров НКТ и обсадной колонны и не зависит от расхода ЖГ во время закачки.

Для оценки скорости вытеснения ПЖ в горизонтальной трубе использованы известные уравнения гидравлики для ламинарного течения жидкостей. Сформулирована замкнутая система уравнений с учетом потерь на вязкое трение на стенках трубы и на границе раздела потоков ЖГ и ПЖ. Решение этой системы сведено к трансцендентному уравнению относительно угла, определяющего площади поперечного сечения потоков ЖГ и ПЖ в горизонтальной трубе. Показано, что отношение этих площадей зависит от единственного безразмерного параметра, равного отношению вязкостей ПЖ и ЖГ, и представлен график этой зависимости. Определена область применимости модели, ограниченная значениями числа Рейнольдса, не превышающими критической величины перехода в режим турбулентного течения. Показаны зависимости основных параметров процесса (скоростей и потоков ЖГ и ПЖ, а также времени полного замещения пластовой жидкостью жидкостью глушения) от угла наклона горизонтальной трубы.

Оценка скорости подъема вытесненной ПЖ по вертикальной трубе скважины сделана на основе известной модели одномерного безынерционного течения двухфазной среды с несжимаемыми фазами с учетом возможного дробления капель ПЖ при превышении критического значения числа Вебера. Установлено, что характер течения зависит от объемной доли φ пластовой жидкости в смеси с ЖГ в затрубном пространстве. При значении $\varphi < 1/3$ капли ПЖ всплывают с постоянной скоростью, при этом радиус капель ПЖ и скорость их всплывания однозначно определяются величиной потока ПЖ, а также плотностью и вязкостью ПЖ и ЖГ. Приведены графики зависимости этих параметров от величины потока ПЖ. При $\varphi > 1/3$ всплывание ПЖ с постоянной скоростью невозможно, и возникает снарядный (или пробковый) режим течения, при котором всплывающая ПЖ периодически почти полностью перекрывает поперечное сечение канала.

Список источников

- Алиев З. С., Бондаренко В. В. 2004. Исследование горизонтальных скважин: учеб. пос. для студ. М.: Нефть и газ. 298 с.
- Бурже Ж., Сурио П., Комбарну М. 1989. Термические методы повышения нефтеотдачи пластов. М.: Недра. 422 с.
- Варгафтик Н. Б. 1972. Справочник по теплофизическим свойствам газов и жидкостей. 2-е изд., перераб. М.: Наука. 720 с.
- Гиневский А. С. 1969. Теория турбулентных струй и следов. Интегральные методы расчета. М.: Машиностроение. 400 с.

- Гончаров И. В. 1987. Геохимия нефтей Западной Сибири. М.: Недра. 181 с.
- Зозуля Г. П., Кустышев А. В., Матиешин И. С., Гейхман М. Г., Инюшин Н. В. 2009. Особенности добычи нефти и газа из горизонтальных скважин: учеб. пос. / под ред. Г. П. Зозули. М.: Академия. 176 с.
- Коротченко А. Н., Земляной А. А. 2013. Система регистрации параметров закачиваемых в скважину жидкостей // Бурение и нефть. № 1. С. 49–50.
- Коротченко А. Н., Расамагин Н. И., Ходосовский В. А. 2013. Контроль и регистрация параметров закачиваемых жидкостей // Бурение и нефть. № 9. С. 52–53.
- Коротченко А. Н. 2015. Система регистрации параметров закачиваемых в скважину жидкостей: пат. 2539041 РФ / патентообладатель Инновационные технологии. № 2012157427/03; заявл. 24.12.2012; опубл. 10.01.2015, Бюл. № 1.
- Коротченко А. Н., Кислицын А. А., Ларин С. В., Розенбергер Е. Б. 2017. Аппаратно-методический комплекс для оптимизации и контроля технологических процессов закачивания раствора в скважину при проведении геолого-технических мероприятий // Бурение и нефть. № 12. С. 40–45.
- Коротченко А. Н., Кислицын А. А., Ларин С. В. 2020. Особенности глушения скважин после гидравлического разрыва пласта // Бурение и нефть. № 2. С. 34–37.
- Коротченко А. Н., Кислицын А. А., Тишкевич С. В. 2022. Аспекты декарбонизации в сфере нефтесервисных услуг (аппаратно-методический комплекс для моделирования и мониторинга процессов глушения и освоения скважин) // Решение Европейского Союза о декарбонизации. Год спустя. Казань: Ихлас. С. 30–34.
- Кустышев А. В., Коротченко А. Н., Колмаков Э. Э., Расамагин Н. И., Крюков П. И. 2015. Математическое моделирование технологических процессов закачивания раствора в скважину при проведении геолого-технических мероприятий // Вестник Тюменского университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. Том 1. № 4 (4). С. 91–101.
- Ландау Л. Д., Лифшиц Е. М. 1988. Теоретическая физика: учеб. пос. в 10 т. Том 6. Гидродинамика. 4-е изд., стер. М.: Наука. 736 с.
- Лойцянский Л. Г. 1978. Механика жидкости и газа. 5-е изд., перераб. М.: Наука. 736 с.
- Нигматулин Р. И. 1987. Динамика многофазных сред. Часть 2. М.: Наука. 360 с.
- Юрьев А. С. (ред.). 2001. Справочник по расчетам гидравлических и вентиляционных систем. СПб.: Мир и семья. 1154 с.

References

- Aliev, Z. S., & Bondarenko, V. V. (2004). *Exploring horizontal wells*. Neft i gaz. [In Russian]
- Burger, J., Sourieau, P., & Combarous, M. (1989). *Récupération assistée du pétrole : Les méthodes thermiques*. Nedra. [In Russian]
- Vargaftik, N. B. (1972). *Handbook on the thermophysical properties of gases and liquids* (2nd ed., revised). Nauka. [In Russian]
- Ginevsky, A. S. (1969). *Theory of turbulent jets and trails. Integral calculation methods*. Mashinostroenie. [In Russian]
- Goncharov, I. V. (1987). *Geochemistry of oils of Western Siberia*. Nedra. [In Russian]

- Zozulya, G. P., Kustushev, A. V., Matieshin, I. S., Geihman, M. G., & Inyushin, N. V. (2009). *Peculiarities of oil and gas extraction from horizontal wells*. Academia. [In Russian]
- Korotchenko, A. N., & Zemlyanoy, A. A. (2013). Registering system of parameters of liquids being pumped into well. *Drilling and Oil*, (1), 49–50. [In Russian]
- Korotchenko, A. N., Rasamagin, N. I., & Khodosovsky, V. L. (2013). Control and registration of pumped liquids' parameters during operating and big repairs of wells. *Drilling and Oil*, (9), 52–53. [In Russian]
- Korotchenko, A. N. (2015). *System to register parameters of liquids pumped into well* (R.F. Patent No. 2539041). *Innovatsionnye tekhnologii*. [In Russian]
- Korotchenko, A. N., Kislitsin, A. A., Larin, S. V., & Rozenberger, E. B. (2017). Hardware-methodical complex for optimization and control of technological processes of pumping a solution into a well during geological and technical measures. *Drilling and Oil*, (12), 40–45. [In Russian]
- Korotchenko, A. N., Kislitsin, A. A., & Larin, S. V. (2020). Features of killing of wells after hydraulic fracturing. *Drilling and Oil*, (2), 34–37. [In Russian]
- Korotchenko, A. N., Kislitsin, A. A., & Tishkevich, S. V. (2022). Aspects of decarbonization in the field of oil and gas services (hardware and methodological complex for modeling and monitoring well killing and development processes). In *The European Union Decision on Decarbonization. One year later* (pp. 30–34). Ikhlas. [In Russian]
- Kustushev, A. V., Korotchenko, A. N., Kolmakov, E. E., Rasamagin, N. I., & Kryukov, P. I. (2015). Mathematical simulation for technological processes of fluid injection during geological and engineering operations. *Tyumen State University Herald. Physical and Mathematical Modeling. Oil, Gas, Energy*, 1(4), 91–101. [In Russian]
- Landau, L. D., & Lifshits, E. M. (1988). *Theoretical physics: textbook in 10 vols. Vol. 6: Hydrodynamics* (4th ed.). Nauka. [In Russian]
- Loytsyansky, L. G. (1978). *Mechanics of fluid and gas* (5th ed., revised). Nauka. [In Russian]
- Nigmatulin, R. I. (1987). *Dynamics of multiphase media: in 2 parts. Part 2*. Nauka. [In Russian]
- Yuriev, A. S. (Ed.). (2001). *Handbook for calculations of hydraulic and ventilation systems*. Mir i semya. [In Russian]

Информация об авторах

Андрей Николаевич Коротченко, директор, Инновационные технологии, Тюмень, Россия
Анатолий Александрович Кислицын, доктор физико-математических наук, профессор кафедры прикладной и технической физики, Физико-технический институт, Тюменский государственный университет, Тюмень, Россия
a.a.kislitsyn@utmn.ru, <https://orcid.org/0000-0003-3863-0510>

Information about the authors

Andrey N. Korotchenko, Director, Innovation Technologies, Tyumen, Russia
Anatoliy A. Kislitsin, Dr. Sci. (Phys.-Math.), Professor, Department of Applied and Technical Physics, Institute of Physics and Technology, University of Tyumen, Tyumen, Russia
a.a.kislitsyn@utmn.ru, <https://orcid.org/0000-0003-3863-0510>