

УДК 622.322

DOI: 10.18799/24131830/2024/8/4370

Шифр специальности ВАК: 2.5.21

Оценка напряжений на поверхности эксплуатационных колонн, оснащенных противопесочными фильтрами, при спуске в горизонтальную скважину

М.Я. Хабибуллин✉

Уфимский государственный нефтяной технический университет (филиал в г. Октябрьский),
Россия, г. Октябрьский

✉ m-hab@mail.ru

Аннотация. *Актуальность* исследования обусловлена необходимостью оценить время накопления пластового песка у кольцевого пространства горизонтальной скважины и единичную длину фильтроэлементов в составе низа эксплуатационных колонн и определить напряжения на поверхности эксплуатационных колонн, оснащенных противопесочными фильтрами, при спуске в скважину. *Цель:* на основе изучения причин продолжающегося поступления песка в скважины, оснащенные противопесочными фильтрами, разработать и предложить мероприятия, связанные с необходимостью выбора уменьшения количества фильтров, обеспечивающих проектный дебит горизонтальной скважины, или существенным увеличением длины фильтрующей поверхности фильтров с целью снижения эрозийного износа проволоочной обмотки. *Объекты.* Скважина с горизонтальным участком, оснащенная противопесочными фильтрами, одноразмерными с обсадными колоннами. Предполагалось сохранение целостности поверхности фильтроэлементов и исключение условий их разрушения в процессе спуска в горизонтальный ствол. Что предполагает собой необходимую эффективную работу скважины в течение всего эксплуатационного периода. Рассматривается участок первого набора кривизны и усилия, возникающие при этом, а также устойчивость колонны труб при возможных её остановках. По длине колонны равномерно расположены центраторы, на некоторых участках будем иметь многопролетную статически неопределимую балку, в каждом сечении которой действует радиальная нагрузка. *Методы.* При исследовании времени накопления пластового песка в кольцевом пространстве горизонтальной скважины и единичной длины фильтроэлементов в составе низа эксплуатационных колонн необходимо на первом этапе определить напряжения на поверхности эксплуатационных колонн, оснащенных противопесочными фильтрами, при спуске в скважину. Особый интерес представляет собой исследование оценки времени существования переходного периода, иначе говоря, в течение какого эксплуатационного срока происходит полное накопление пластового песка в кольцевом пространстве и переход дренирования пласта по всей длине горизонтального ствола к дренированию только зон, примыкающих к фильтрам. Для расчета дебита жидкости при полном заполнении песком кольцевого пространства горизонтальной скважины использованы проектные величины параметров пласта АС_{4.8}. Максимальное значение депрессий, используемых в расчетах, принято равным 1,5 МПа. *Результаты.* Рассмотрение ситуаций, возникающих при спуске фильтров в горизонтальные скважины, свидетельствует о том, что внешняя поверхность фильтроэлементов не защищена от разрушения в результате контактных напряжений со стенками пробуренного ствола скважины. Для защиты от разрушения и затирания открытых зазоров глиносодержащими породами по краям фильтроэлементов должны устанавливаться жесткие центраторы, максимально допустимые расстояния между которыми не должны превышать 4,0–4,5 м.

Ключевые слова: противопесочный фильтр, горизонтальная скважина, профилированная проволока, межвитковый зазор, суммарный прогиб, сила сопротивления

Для цитирования: Хабибуллин М.Я. Оценка напряжений на поверхности эксплуатационных колонн, оснащенных противопесочными фильтрами, при спуске в горизонтальную скважину // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2024. – Т. 335. – № 8. – С. 56–67. DOI: 10.18799/24131830/2024/8/4370

UDC 622.322

DOI: 10.18799/24131830/2024/8/4370

Evaluation of stresses on the surface of production columns equipped with sand filters when downing into a horizontal well

M.Ya. Khabibullin✉

Ufa State Petroleum Technological University (branch in Oktyabrsky), Oktyabrsky, Russian Federation

✉m-hab@mail.ru

Abstract. Relevance. The need to estimate the time of formation sand accumulation near the annulus of a horizontal well and the unit length of filter elements in the bottom of production strings and to determine the stresses on the surface of production strings equipped with sand filters when lowering into the well. **Aim.** Based on a study of the reasons for the continued flow of sand into wells equipped with anti-sand filters, to develop and propose measures related to the need to choose a reduction in the number of filters that provide the design flow rate of a horizontal well or a significant increase in the length of the filtering surface of the filters in order to reduce erosive wear of the wire winding. **Objects.** A well with a horizontal section, equipped with sand filters, the same size as the casing strings. It was assumed that the integrity of the surface of the filter elements would be preserved and the conditions for their destruction would be eliminated when lowering into the horizontal shaft. This presupposes the necessary efficient operation of the well throughout the entire operational period. The section of the first set of curvature and the forces arising during this are considered as well as stability of a pipe string during possible stops. Centralizers are evenly located along the length of the column, then in some sections we will have a multi-span statically indeterminate beam, in each section of which a radial load acts. **Methods.** When studying the time of formation sand accumulation in the annular space of a horizontal well and a unit length of filter elements in the bottom of production strings, it is necessary at the first stage to determine the stresses on the surface of production strings equipped with sand filters when lowering into the well. Studying the assessment of the existence time of the transition period is of particular interest. This is, in other words, during what operational period there is a complete accumulation of formation sand in the annular space and the transition of formation drainage along the entire length of the horizontal wellbore to drainage of only zones adjacent to the filters. To calculate the fluid flow rate when the annular space of the horizontal well is completely filled with sand, the design values of the $AC_{4.8}$ formation parameters were used. The maximum value of depressions used in the calculations is assumed to be 1.5 MPa. **Results.** Consideration of situations that arise when filters are lowered into horizontal wells indicates that the outer surface of the filter elements is not protected from destruction as a result of contact stresses with the walls of the drilled wellbore. To protect against destruction and rubbing open gaps by clay-containing rocks, rigid centralizers should be installed along the edges of the filter elements, the maximum allowable distances between which should not exceed 4.0–4.5 m.

Keywords: anti-sand filter, horizontal well, profiled wire, interturn gap, total deflection, drag force

For citation: Khabibullin M.Ya. Evaluation of stresses on the surface of production columns equipped with sand filters when downing into a horizontal well. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2024, vol. 335, no. 8, pp. 56–67. DOI: 10.18799/24131830/2024/8/4370

Введение

При оценке времени накопления пластового песка в кольцевом пространстве горизонтальной скважины и единичной длины фильтроэлементов в составе низа эксплуатационных колонн необходимо на первом этапе определить напряжения на поверхности эксплуатационных колонн, оснащенных противопесочными фильтрами, при спуске в скважину [1–3].

Как известно, основные причины продолжающегося поступления песка в скважины, оснащенные противопесочными фильтрами [4–7]:

1. Неправильный выбор размера межвитковых зазоров фильтров, отличающихся от рекомендаций авторитетных исследователей в области

нефтедобычи, вследствие отсутствия или не представительности данных по гранулометрическому составу пород пласта вдоль зоны экранирования. Увеличение удельной нагрузки (объемной скорости жидкости и газа) на поверхности фильтроэлементов и, как следствие, их разрушение из-за:

- кольматации части ее поверхности глинистыми составляющими пород или асфальтено-смолистыми соединениями нефти в процессе добычи;
 - низкой величины скважности.
2. Длительный период времени работы скважины без достаточной гравийной обсыпки по пери-

метру фильтроэлементов, приводящий к их эрозионному разрушению.

3. Недостаточная устойчивость материала фильтроэлементов к эрозионно-коррозионному износу в период эксплуатации.

Очевидно, что данный перечень охватывает эксплуатационные факторы работы скважин и конструктивные параметры противопесочных фильтров, что и определило характер планируемых работ по поиску причин их разрушения.

Методы и материалы

Программой проведения работ по определению причин пескования скважин предусматривалось исследование гранулометрического состава проб песка и количество взвешенных частиц (КВЧ) из скважин, расположенных в различных зонах пласта АС_{4.8} с различными сроками эксплуатации, включая начальный этап и период освоения после бурения [8, 9].

Отбор проб и гранулометрический анализ песка проведены по 11 скважинам, в том числе по 3 скважинам с межвитковыми зазорами фильтров 0,3 мм и 8 скважинам с межвитковыми зазорами 0,15 мм, основные эксплуатационные параметры которых показаны в табл. 1.

Независимо от дебитов жидкости, разброс значений которых находится в интервале от 11 до 359 м³/сут., и времени, прошедшего с начала эксплуатации, повсеместно отмечается вынос крупных фракций песка [10, 11].

Исходя из эффекта сводообразования, наиболее устойчивые своды, а следовательно, эффективное предотвращение выноса песка из приствольной зоны скважин, обеспечивается частицами песка, медианный диаметр которых превышает половину ширины щели фильтра [12–14].

Таким образом, прогнозируемое состояние противопесочных фильтров, находящихся в эксплуатации более трех месяцев, характеризуется разрушением профилированной проволоки с существенным увеличением межвитковых зазоров [15, 16].

Однако степень разрушения фильтроэлементов с различными межвитковыми зазорами, в сопоставимый период эксплуатации может быть разной.

Строительство горизонтальных скважин (ГС), вскрывающих слабосцементированные продуктивные горизонты, предполагает, как правило, оснащение горизонтальных участков противопесочными фильтрами, одномерными с обсадными колоннами [17–19].

В этой связи сохранение целостности поверхности фильтроэлементов и исключение условий их разрушения в процессе спуска в горизонтальный ствол представляет собой необходимую эффективную работу скважины в течение всего эксплуатационного периода.

На примере ГС пласта АС_{4.8} Федоровского месторождения рассмотрим силы, которые возникают на поверхности обсадных труб и фильтров при спуске в ГС [20, 21].

Проектная глубина скважины включает в себя направление диаметром 324 мм, глубиной 100 м; кондуктора диаметром 245 мм, длиной 750 м; участка первого набора кривизны $i=1,5^\circ/10$ м с отметки 1100 м по вертикали; 146-мм эксплуатационной колонны, которая имеет интервал стабилизации примерно до отметки 1856 м по вертикали; двух (или одного) участков набора кривизны при входе в горизонтальный пласт с интенсивностями соответственно $6^\circ/10$ м и $3,5^\circ/10$ м с отметок 2082 и 2274 м по длине колонны (рис. 1).

Таблица 1. Эксплуатационные параметры с различными зазорами фильтров

Table 1. Operating parameters with different filter gaps

Куст Bush	№ скв. Well no.	Дата ввода в эксплуатацию Commissioning date	Контактная зона Contact zone	Дебит нефти, м ³ /сут. Oil flow rate, m ³ /day	Дебит жидкости, м ³ /сут. Liquid flow rate, m ³ /day	Вода, % Water, %	Дата отбора проб/квч, мг/л Sampling date/kvh, mg/l	Размер щели, мм Crack size, mm
458	5021	21.03.1998	НГВ	125,7	197	30,1	2000/388; 2001/320	0,3
431	5089	19.08.1998	НГ	77	138	38,9	2000/406; 2001/214	0,3
607	5430	31.01.2000	НВ	0,33	359	99,9	2000/823,5; 2001/301; 2002/115,3	0,3
572	5373	17.09.2001	НВ	37	70	42,1	22.01.2002/60,87	0,15
567	5481	24.09.2001	НГВ	61	116	42,4	23.01.2002/31,3	0,15
567	5487	31.08.2001	НГВ	36,4	76	47,6	23.01.2002/62,8	0,15
645	5520	13.09.2001	НГВ	4,3	11	57,7	23.01.2002/52,525	0,15
645	5526	19.10.2001	НГВ	7,8	11	22,6	24.01.2002/28,31	0,15
645	5527	04.09.2001	НГВ	9,7	12	11,4	24.01.2002/22,27	0,15
649	5533	30.06.2002	НГВ	72	155	46,4	03.07.2002/180	0,15
580	5566	09.06.2002	НГВ	27	107	25,2	02.07.2002/214	0,15

Примечание. НВ – зона «нефть–вода»; НГ – зона «нефть–газ»; НГВ – зона «нефть–газ–вода».

Note. НВ – "oil–water" zone; НГ – "oil–gas" zone; НГВ – "oil–gas–water" zone.

Отклонение от вертикали составляет 634–640 м, длина горизонтального участка $L=544\text{--}550$ м. Горизонтальный участок оборудован фильтрами ФГС-146/6000 и центраторами ЦПЖ-146 [22–24].

Рассмотрим участок первого набора кривизны и действующие усилия (рис. 2). Выделим элемент колонны dS и рассмотрим действующие силы: $T(\alpha)$ – усилие сжатия колонны; qdS – вес элемента колонны; dS – элемент дуги колонны; q – вес длины погонного метра; dF – элемент силы сопротивления; dN – нормальная составляющая веса участка dS .

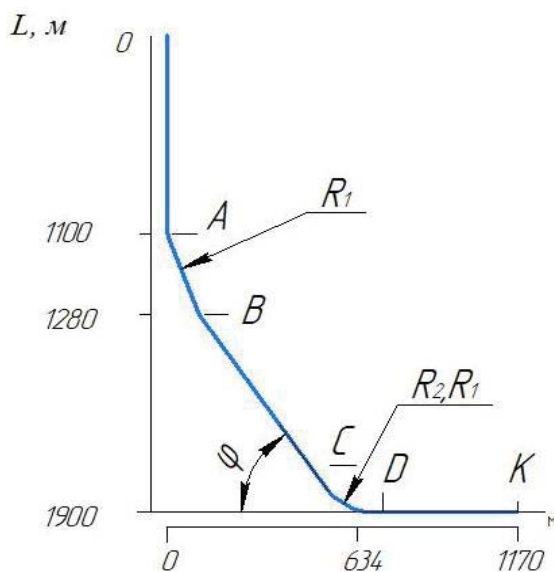


Рис. 1. Схема конструкции горизонтальной скважины Федоровского месторождения

Fig. 1. Design scheme of a horizontal well of the Fedorovskoe field

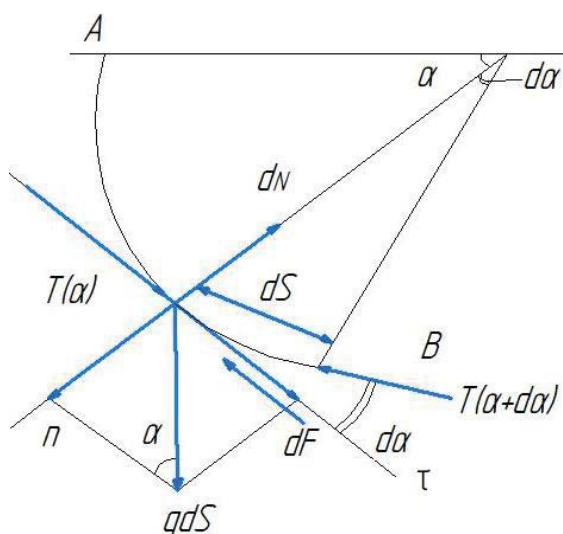


Рис. 2. Силы, действующие на элемент колонны при спуске

Fig. 2. Forces acting on the column element during descent

Выпишем проекции сил на касательную τ и нормаль n согласно формуле (1) [25]:

$$\left. \begin{aligned} T(\alpha) - T(\alpha + d\alpha) + qdS \cos \alpha - df = 0 \\ dN - qdS \sin \alpha - T(\alpha + d\alpha)d\alpha = 0 \end{aligned} \right\}, \quad (1)$$

где α – текущий угол по горизонтали; $d\alpha$ – приращение угла α ; f – коэффициент трения труб; R – радиус кривизны.

Переходя к пределу $d\alpha \rightarrow 0$ из уравнения (1), получаем дифференциальное уравнение по выражению (2):

$$T' - fT + qRf \sin \alpha - qR \cos \alpha = 0. \quad (2)$$

С учетом коэффициента трения труб $f=0,3$ и в качестве начального условия предположим, что в конечной точке набора кривизны B сила сопротивления $T=0$ (при $\alpha=\pi/6$). В результате получим решение (2) в виде уравнения (3)

$$T(\alpha) = qR(0,83 \sin \alpha - 0,550 \cos \alpha + 0,377e^{0,3\alpha}). \quad (3)$$

Для 146-мм колонны $q=28$ кг/м, а радиус кривизны $R=382$ м. Максимальное значение силы сопротивления будет в точке A согласно формуле (4)

$$T(A) = -19,6 \text{ кН}, \quad (4)$$

где знак минус указывает, что сила сопротивления противоположна движению колонны.

Уравнение (3) позволяет найти сопротивление в произвольной точке колонны в зоне набора кривизны.

Очевидно, что максимальная сила сопротивления возникает в момент достижения колонной забоя горизонтального участка ГС [26].

На наклонном участке BC (рис. 1) длиной примерно $L=900$ м

$$F_2 = -qfL \sin \varphi,$$

где f – коэффициент сопротивления; φ – угол наклона к горизонтали, принимаемый $35\text{--}45^\circ$. Тогда $F=-5350$ кг.

Примем для расчетов на участке CD радиус кривизны $R_2=94$ м (для интенсивности искривления $6^\circ/0$ м), а угол $\alpha_1=15^\circ$. Тогда на данном участке $F_3=-2,09$ кН.

И, наконец, на участке DK

$$F_4 = -fL_{CK}q = -45,7 \text{ кН}.$$

Итого суммарное сопротивление составит примерно $F_c=120$ кН.

Таким образом, возникающие силы сопротивления на участках AB и CD могут привести к разгрузке колонны, а следовательно, к потере устойчивости и дополнительным прогибам. При этом высота разгруженной части может достигать 100 м и более [27].

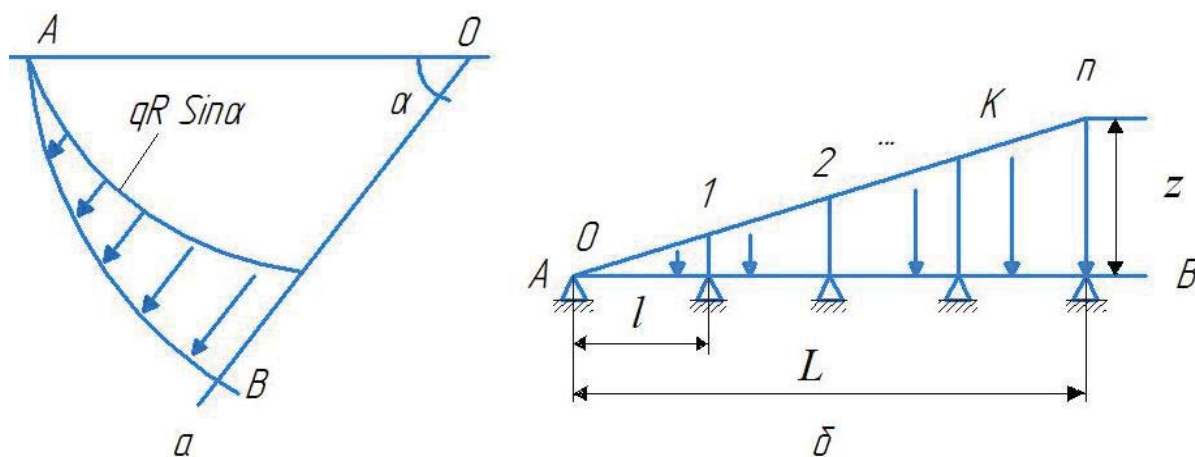


Рис. 3. Схема перехода от радиальной к треугольной нагрузке

Fig. 3. Scheme of transition from radial to triangular load

Рассмотрим устойчивость колонны труб при возможных остановках в сечениях B и D . Если считать, что по длине колонны равномерно расположены центраторы, то на участке AB будем иметь многопролетную статически неопределимую балку, в каждом сечении которой действует радиальная нагрузка dp , которая определяется по формуле (5):

$$dp = qdS \sin \alpha, \quad (5)$$

и касательная $dQ = qdS \cos \alpha$.

Полную радиальную нагрузку P можно определить интегрированием уравнения (5) в пределах α от 0 до $\pi/6$ ($p=0,134 qR$).

При большом радиусе кривизны $R > 200$ м колонну на отрезке кривизны AB длиной $\pi/6$ (рис. 3, а) можно рассматривать как прямую круглую балку, нагруженную неравномерно распределенной нагрузкой $q_\alpha = \frac{dP}{d\alpha} = qR \sin \alpha$ (эквивалентная треугольная нагрузка на рис. 3, б).

Данный переход позволяет получить нижние оценки изгибающих моментов и прогибов по сравнению с изогнутой колонной [28]. Для эквивалентности нагрузок необходимо, чтобы площадь треугольной нагрузки равнялась синусоидальной нагрузке $p=0,134 qR$, т. е. максимальное значение треугольной нагрузки было равно $\chi = \frac{2P}{L}$.

Балка равнопролетная, и, принимая расстояния между пролетами равными λ , получаем формулу (6)

$$\chi = \frac{2P}{n\lambda}, \quad (6)$$

где n – число пролетов.

Переименуем опоры балки 0, 1, 2, ..., k , $n-1$, n и запишем уравнение трех моментов [29], согласно формуле (7)

$$M_k + 4M_{k+1} + M_{k+2} = \frac{P\lambda(k+1)}{n^2} \quad (7)$$

при начальных и граничных условиях по формуле (8):

$$M_0 = M_n = 0. \quad (8)$$

Решая задачу (5) операционным методом с учетом (6), находим изгибающий момент по формуле (9)

$$M_k = \frac{P\lambda}{n^3} \left[\frac{k}{n} - (-1)^{n+k} \frac{\text{sh} \gamma k}{\text{ch} \gamma n} \right], \quad (9)$$

где k принимает значения 0, 1, 2, ..., n , а параметр $\gamma = \lambda n(2 + \sqrt{3}) = 1,317$.

Подставляя значения $p=0,134 qR$, $\lambda = \frac{L}{n}$ и $\gamma=1,317$ из (7) получаем изгибающий момент согласно формуле (10)

$$M_k = -\frac{0,134qRL}{n^4} \left[\frac{k}{n} - (-1)^{n+k} \frac{\text{sh} 1,317k}{\text{ch} 1,317n} \right]. \quad (10)$$

Расчеты по формуле (9) опорных и изгибающих моментов для каждого пролета позволили установить, что прогиб от суммарного момента при числе центраторов $n=25$ достигает значения порядка $3 \cdot 10^{-3}$ см, а прогиб от сплошной нагрузки [30] на предпоследнем пролете (23 и 24) равен

$$f_q = \frac{5}{384} \frac{q\lambda^4}{EI} = \frac{5}{384} \frac{7,6 \cdot 10^{-2} \cdot 8^4 \cdot (10^2)^4}{2 \cdot 10^6 \cdot 993,2} \approx 0,2 \text{ см.}$$

Суммарный прогиб в этом случае обеспечивает безопасную проходимость колонны в зоне набора кривизны. Однако при прохождении этой зоны трубы имеют естественный прогиб, и необходимо

рассмотреть устойчивость данного участка (пролет 23–24) от действия продольных сил.

При рассмотрении трех последних труб с фильтрами в зоне набора кривизны (рис. 4) естественный прогиб $f_c = R \left(1 - \cos \frac{\alpha_2}{2} \right)$, где α_2 определяется для трех пролетов по формуле $\alpha_2 = \frac{360 \cdot (3\lambda)}{2\pi K} \approx 3,6^\circ$, следовательно $f_c = 15,3$ см.

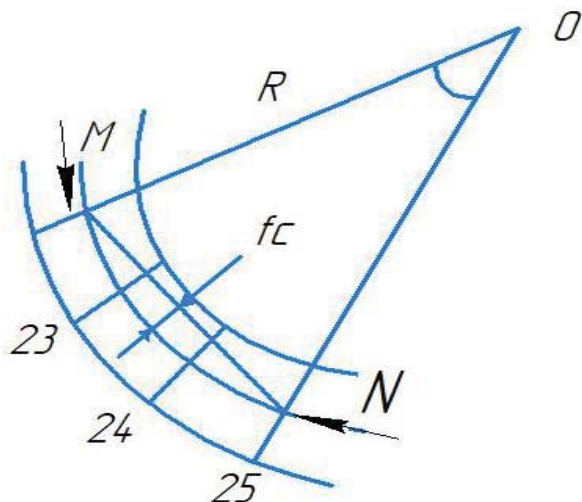


Рис. 4. Схема действия продольных сил на низ колонны
Fig. 4. Scheme of the action of longitudinal forces on the bottom of the column

Критическая сила $P_{кр}$ определяется по формуле (11):

$$P_{кр} = \eta \frac{EI}{(3\lambda)^2}, \quad (11)$$

где η – коэффициент, зависящий от типа расстановки центраторов.

Для случая равномерной расстановки $\eta = 81,27$ [31].

Тогда

$$P_{кр} = 81,27 \frac{2 \cdot 10^6 \cdot 993,2}{24^2 \cdot 100^2} = 282,2 \text{ кН.}$$

Продольная сила принимается равной весу изогнутой части в проекции на касательную

$$N = qR \int_0^{\frac{\pi}{6}} \cos \alpha d\alpha = 0,5qR \approx 53,5 \text{ кН.}$$

Дополнительный прогиб составит [32]

$$f_{доп} = \frac{f_0 N}{P_{кр} - N} = \frac{15,3 \cdot 5350}{28200 - 5350} = 3,6 \text{ см.}$$

Суммарный прогиб будет равен $f \approx 3,8$ см, что меньше зазора в межтрубном пространстве. Следовательно, начальная часть колонны в фильтровой зоне должна быть оборудована центраторами с расстояниями 4–5 м. В этом случае дополнительный прогиб составит всего 0,5 см, а прогиб от распределенной нагрузки станет близким к нулю.

Количество фильтров играет существенную роль только после завершения переходного этапа, когда каждый фильтр переходит как бы в режим перфорированного участка и дренирует область пласта, непосредственно примыкающую к фильтру [33].

В связи с этим особый интерес представляет собой оценка времени существования переходного периода, иначе говоря, в течение какого эксплуатационного срока происходит полное накопление пластового песка в кольцевом пространстве и переход дренирования пласта по всей длине горизонтального ствола к дренированию только зон, примыкающих к фильтрам [34–36].

В табл. 2 выборочно представлены горизонтальные скважины с длинами стволов от 400 до 592 м, оснащенные двумя фильтрами, с линейной плотностью расстановки 1 фильтр на 200 м и 1 фильтр на 300 м длины ствола, что в 2–3 раза меньше ранее рекомендованной плотности расстановки фильтров.

Для расчета дебита жидкости при полном заполнении песком кольцевого пространства ГС использованы проектные величины параметров пласта АС_{4.8}. Максимальное значение депрессий, используемых в расчетах, принято равным 1,5 МПа [37, 38].

Сопоставление фактических и расчетных дебитов жидкости показывает многократное превышение реально добываемой продукции в сравнении с расчетной не зависимо от срока эксплуатации скважин [39].

Это означает, что за весь длительный период эксплуатации, достигающий, например, по скважине № 4 куст 329Б 92 месяца, не наступает полного заполнения песком кольцевого пространства, дренирование пласта происходит по большей части длины горизонтального ствола скважины, а поступающая в скважину жидкость свободно перемещается в кольцевом пространстве.

Вместе с тем уменьшение общей длины фильтрующей поверхности фильтроэлементов по сравнению с расчетной означает и одновременное увеличение фильтрационной нагрузки на единицу поверхности фильтроэлемента, а учитывая неполное покрытие его пластовым материалом, и высокую вероятность эрозионного износа фильтров в процессе эксплуатации [40–42].

Таблица 2. Сопоставление фактических и расчетных дебитов жидкости в горизонтальных скважинах

Table 2. Comparison of actual and calculated fluid rates in horizontal wells

№ куста Bush no.	№ скв. Well no.	Длина горизонтального ствола, м Horizontal trunk length, m	Время эксплуатации, мес. Operating time, months	Дебит нефти, т/сут. Oil flow rate, t/day	Дебит жидкости, м³/сут. Liquid flow rate, m³/day	Расчетный дебит жидкости, м³/сут. Estimated liquid flow rate, m³/day
329Б	4	462	92	21,2	187	31,6
560	5441	527	17	15,9	132	38,3
561	5444	527	17	30,8	163	38,4
561	5449	519	17	20,3	105	34,0
605	5417	551	24	37,8	229	40,2
605	5423	385	27	48,7	119	29,3
605	5428	553	24	22,7	138	39,9
607	5432	561	19	43,8	49,7	43,0
608	5429	408	19	140,1	193	29,3
609	5427	551	22	18,3	24	38,4
613	5443	565	11	33,5	66	39,6
616	5453	544	12	52,4	125	38,4
617	5462	578	10	108,2	150	40,0
618	5463	471	11	126,1	157	32,0
619	5466	550	9	85,9	148	38,4
620	5470	517	9	45,3	190	34,0
634	5939	550	7	11,9	137	39,9
635	5483	380	4	11,4	100	28,0
635	5944	550	12	30,8	60	39,9
637	5485	562	9	166	190	40,0
639	5491	580	9	83,3	100	40,6
639	5497	524	6	23,9	29	39,0
639	5505	400	8	23,9	125	29,0
639	5507	579	9	113,5	138	39,7
640	5494	592	7	11,9	52	39,9
640	5496	260	6	95,6	120	25,4
640	5504	560	9	21,5	86	39,2
640	5506	560	8	47,9	60	39,2
640	5512	450	5	30,2	99	31,6
607	5430	559	7	4,6	318	39,0

Таким образом, существует необходимость выбора между уменьшением количества фильтров, обеспечивающих проектный дебит горизонтальной скважины, и существенным увеличением длины фильтрующей поверхности фильтров с целью снижения эрозионного износа проволоочной обмотки и предотвращения или минимизации разрушения коллектора в течение эксплуатационного периода [43–45].

В этой связи представляется целесообразным увеличение количества фильтров из расчета 6 м фильтрующей поверхности на 50 м длины ствола, что в два раза превышает ранее рекомендованную линейную плотность расстановки фильтроэлементов (1 фильтр на 100 м ствола) [46].

Естественно, что данные условия применимы в случае ожидаемого равномерного притока по длине горизонтального ствола.

При изучении работ, выполненных сотрудниками института СургутНИПИнефть, выявлено, что данные о неравномерности притока жидкости вдоль горизонтального ствола при неизменной депрессии, связанной с изменением эффективных нефтенасыщенных толщин и фильтрационных характеристик пласта вдоль профиля ствола, наличия слабопроницаемых разделов и др. [47–49]. Поэтому большая часть фильтров должна располагаться в зоне повышенных притоков, а меньшая – там, где ожидаемые притоки жидкости из пласта существенно меньше.

Следуя вышеизложенному, целесообразно размещать фильтры пропорционально величинам притока, т. е. если ожидаемый приток на данном участке составляет 2/3 общего притока, то и количество фильтров, размещенных на этом участке, должно составлять 2/3 от общего их числа [50].

При анализе теоретических зависимостей, связывающих дебит горизонтальной скважины, обсаженной фильтрами в продуктивной части пласта, с общей протяженностью фильтроэлементов, количеством и длиной отдельных участков размещения фильтров вдоль горизонтального ствола, показывает, что после полного заполнения кольцевого пространства пластовым песком поступление пластовых флюидов в скважину происходит только в зонах, непосредственно примыкающих к фильтроэлементам. При этом для условий пласта АС₄₋₈ с точки зрения улучшения условий фильтрации и максимального охвата всего горизонтального ствола дренированием рациональное число участков расположения фильтроэлементов должно быть не менее 10, а линейная плотность размещения – 6 м фильтроэлементов на 100 м длины ствола [51–53].

Этим условиям для длины горизонтальных стволов в диапазоне 300–600 м отвечают компоновки фильтров, состоящие из 1,5 и 3 м фильтроэлементов.

Между тем в реальных условиях эксплуатации ГС пласта АС₄₋₈, как показано ранее, не происходит полного заполнения кольцевого пространства пластовым песком, в результате чего жидкость, поступающая из пласта, может свободно перемещаться по каналам в кольцевом пространстве к фильтрам, расположенным в любом интервале горизонтального ствола.

Учитывая, что пропускная способность 1 погонного метра фильтроэлемента с наружным диаметром 165 мм, обсыпанного гравием, при перепаде давления 1 кг/см² составляет ~250 л/мин., даже один фильтр длиной 6 м обладает многократным запасом производительности в сравнении с потен-

циальным дебитом ГС, и, следовательно, с этой точки зрения нет необходимости строгой регламентации единичной длины фильтроэлемента в рамках используемой в настоящее время в ОАО «Сургут-нефтегаз» противопесочной технологии [54, 55].

Заключение

Таким образом, рассмотрение ситуаций, возникающих при спуске фильтров в ГС, свидетельствует о том, что внешняя поверхность фильтроэлементов не защищена от разрушения в результате кон-

тактных напряжений со стенками пробуренного ствола скважины.

Для защиты от разрушения и затирания открытых зазоров глинодержащими породами по краям фильтроэлементов должны устанавливаться жесткие центраторы, максимально допустимые расстояния между которыми не должны превышать 4,0–4,5 м, при этом допустимые максимальные нагрузки обсадной колонны при спуске в ГС составляют:

- на участках набора кривизны – 40–50 кН;
- на участке горизонтального ствола – 100–120 кН.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Казымов Ш.П., Ахмед Фариз. Опыт и перспективы применения скважинных фильтров с устройствами регулирования притока // SOCAR Proceedings. – 2015. – № 2. – С. 32–40. DOI: 10.5510/OGP20150200240.
2. Махниченко А.С., Сизов Р.А., Сизов Н.П. Влияние правильного подбора гравийных фильтров в нефтяной скважине на эффективность отбора флюида // Актуальные проблемы современной когнитивной науки. – 2020. – С. 33–36.
3. Behnia M., Seifabad M.C. Stability analysis and optimization of the support system of an underground powerhouse cavern considering rock mass variability // Environmental Earth Sciences. – 2018. – Vol. 77. – № 18. – P. 354–362.
4. Lu H., Kim E., Gutierrez M. Monte Carlo simulation (MCS)-based uncertainty analysis of rock mass quality Q in underground construction // Tunneling and Underground Space Technology. – 2019. – Vol. 94. – № 5. – P. 278–284.
5. Хабибуллин М.Я. Исследование процессов, происходящих в колонне труб при устьевой импульсной закачке жидкости в скважину // Нефтегазовое дело. – 2018. – Т. 16. – № 6. – С. 34–39. DOI: 10.17122/ngdelo-2018-6-34-39.
6. A probabilistic assessment of the casing integrity in a pre-salt wellbore / P.A.L.P. Firme, F.L.G. Pereira, D. Roehl, C. Romanel // 50th US Rock Mechanics Geomechanics Symposium. – USA, Houston, 2016. – Vol. 3. – P. 2555–2564.
7. Aregbe A.G. Wellbore stability problems in deepwater gas wells // World Journal of Engineering and Technology. – 2017. – Vol. 05. – № 04. – P. 626–647.
8. Zhang J., Lu Y. Study on temperature distribution of ultra-deep wellbore and its effect on mechanical properties of surrounding rock // Chinese Journal of Rock Mechanics and Engineering. – 2019. – Vol. 38. – P. 2831–2839.
9. Manshad A., Jalalifar H., Aslannejad M. Analysis of vertical, horizontal and deviated wellbores stability by analytical and numerical methods // Journal of Petroleum Exploration and Production Technology. – 2014. – Vol. 4. – P. 359–369.
10. Хабибуллин М.Я., Сулейманов Р.И. Повышение надежности сварных соединений трубопроводов в системе поддержания пластового давления // Нефтегазовое дело. – 2019. – Т. 17. – № 5. – С. 93–98. DOI: 10.17122/ngdelo-2019-5-93-98
11. Рогов Е.А. Исследование проницаемости призабойной зоны скважин при воздействии технологическими жидкостями // Записки Горного института. – 2020. – Т. 242. – С. 169–173. DOI: 10.31897/PMI.2020.2.169
12. Case study of a novel acid-diversion technique in carbonate reservoirs, Canada / F.F. Chang, T. Love, C.J. Affeld, J.B. Blevins, R.L. Thomas, D.K. Fu // Annual Technical Journal and Exhibition. – 2021. – Vol. 11. – P. 37–48.
13. Paccaloni G., Tambini M. Advances in matrix stimulation technology, Canada // Journal of petroleum technology. – 2022. – Vol. 121. – P. 457–458.
14. Paccaloni G. A new, effective matrix stimulation diversion technique, Texas // Journal of Drilling & Completion. – 2022. – Vol. 12. – P. 77–89.
15. Lian Zhanghua, Luo Zeli, Yu Hao. Assessing the strength of casing pipes that contain corrosion pit defects // Journal of Southwest Petroleum University. – 2018. – Vol. 40. – № 2. – P. 86–94.
16. Хабибуллин М.Я. Совершенствование процесса солянокислотной обработки скважин применением новейших технологий и оборудования // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2020. – Т. 331. – № 10. – С. 128–134. DOI: 10.18799/24131830/2020/10/2861
17. Хэнян Ван, Подгорнов В.М. Проектирование мест расположения термокомпенсаторов для предотвращения деформации многослойных фильтров в горизонтальном стволе паронагнетательной скважины // Газовая Промышленность. – 2019. – № 4. – С. 38–44.
18. Кашников Ю.А., Ашихмин С.Г., Кухтинский А.Э. О связи коэффициентов трещиностойкости и геофизических характеристик горных пород месторождений углеводородов // Записки Горного института. – 2020. – Т. 241. – С. 83–90. DOI: 10.31897/PMI.2020.1.83
19. Ахмад Ф.Ф., Гайбалыев Г.Г. Интенсификации притока нефти путём изоляции притоков воды в призабойной зоне // Scientific Petroleum. – 2022. – № 2. – С. 23–27.
20. Лятифов Я.А. Нестационарное воздействие термоактивной полимерной композицией для глубинного выравнивания профиля фильтрации // Scientific Petroleum. – 2021. – № 1. – С. 25–30.
21. Хабибуллин М.Я. Увеличение эффективности разделения жидких систем при сборе пластовой жидкости // Нефтегазовое дело. – 2020. – Т. 18. – № 2. – С. 64–71. DOI: 10.17122/ngdelo-2020-2-64-71
22. Ван Хэнян, Подгорнов В.М., Мо Цзяли. Экспериментальные исследования эффективности фильтрующих элементов забойных фильтров в потоке высоковязкой нефти // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2022. – № 01. – С. 43–47.
23. Senashov S.I., Savostyanova I.L., Cherepanova O.N. Numerical-and-analytic method for solving cauchy problem of one-dimensional gas dynamics // Journal of Siberian federal University. Mathematics and physics. – 2022. – Vol. 15 (4). – P. 444–449. DOI: 10.17516/1997-1397-2022-15-4-444-449.

24. Кантюков Р.Р., Запечалов Д.Н., Вагапов Р.К. Анализ применения и воздействия углекислотных сред на коррозионное состояние нефтегазовых объектов // Записки Горного института. – 2021. – Т. 250. – № 4. – С. 578–586.
25. Khabibullin M.Ya., Suleimanov R.I. Automatic packer reliability prediction under pulsed transient flooding of hydrocarbon reservoirs // IOP Conference Series: Materials Science and Engineering. Novosibirsk. – 2019. – P. 012024. DOI: 10.1088/1757-899X/560/1/012024.
26. Case history of a challenging thin oil column Extended Reach Drilling (ERD) development at Sakhalin / V.P. Gupta, S.R. Sanford, R.S. Mathis, E.K. Dipippo, M.J. Egan // Paper SPE/IADC. – 2013. – Vol. 12. – P. 163487.
27. Helmy M.W. Application of new technology in the completion of ERD wells // Sakhalin-1 Development. Paper SPE. – 2006. – Vol. 8. – P. 103587.
28. Suleimanov R.I., Khabibullin M.Ya., Suleimanov R.I. Analysis of the reliability of the power cable of an electric-centrifugal pump unit // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. International Conference on Innovations and Prospects of Development of Mining Machinery and Electrical Engineering 2019. – 2019. – P. 012054. DOI: 10.1088/1755-1315/378/1/012054
29. Hossain M.E., AlMejed A.A. Fundamental of sustainable drilling engineering. – Chichester: Scrivener Publ. LLC, 2015. – 786 p.
30. Vagapov R.K. Resistance of steels under operating conditions of gas fields containing aggressive CO₂ in the produced media // Inorganic Materials: Applied Research. – 2022. – Vol. 13. – № 1. – P. 240–245.
31. Successful optimization strategies combine to deliver significant performance boost at the edge of the ERD envelope / R.W. James, P.J. Pastusek, G.R. Kuhn, A.F. Andreev, J.R. Bailey, L.W. Wang // Sakhalin Island. Russia. Paper SPE. San Diego. – 2012. – Vol. 9. – P. 150959.
32. Khabibullin M.Ya. Managing the processes accompanying fluid motion inside oil field converging-diverging pipes // Journal of Physics: Conference Series. International Conference «Information Technologies in Business and Industry». – 2019. – P. 042012. DOI: 10.1088/1742-6596/1333/4/042012
33. New rotary shouldered connection expands the capability of world record ERD operation / S.R. Sanford, M.W. Walker, J.N. Brock, M.J. Jellison, A.F. Muradov // Paper SPE/ IADC. Fort Worth. – 2014. – Vol. 5. – P. 168049.
34. Schamp J.H., Estes B.L., Keller S.R. Torque reduction techniques in ERD wells // Paper SPE/IADC. Miami. – 2006. – Vol. 14. – P. 98969.
35. Третьяк А.А., Савенок О.В., Швеи В.В. Скважинные фильтры. – Новочеркасск: Колорит, 2019. – 227 с.
36. Successful implementation of hydraulic fracturing techniques in high permeability heavy oil wells in the Llanos Basin-Colombia / J.I. Bahamon, C.E. Garcia, M.J. Ulloa, J.H. Leal // Ecopetrol SPE. Weatherford. – 2015. – Vol. 54. – P. 136425.
37. Galimullin M.L., Khabibullin M.Ya. Experience with sucker-rod plunger pumps and the latest technology for repair of such pumps // Chemical and Petroleum Engineering. – 2020. – Vol. 55. – № 11–12. – P. 896–901. DOI: 10.1007/s10556-020-00710-1
38. Вагапов Р.К. Сравнение и интерпретация результатов обработки данных внутритрубной диагностики для условий транспортировки коррозионно-агрессивного газа // Дефектоскопия. – 2021. – № 8. – С. 62–71.
39. Запечалов Д.Н., Вагапов Р.К., Михалкина О.К. Влияние пластовых условий на коррозионную агрессивность среды и защиту от внутренней коррозии на объектах добычи газа // Научно-технический сборник. Вести газовой науки. – 2021. – № 2. – С. 177–189.
40. Khabibullin M.Ya. Theoretical grounding and controlling optimal parameters for water flooding tests in field pipelines // Journal of Physics: Conference Series. International Conference «Information Technologies in Business and Industry». – 2019. – P. 042013. DOI: 10.1088/1742-6596/1333/4/042013
41. Швеи С.В., Кейн С.А. Перспективы применения метода спуска обсадных колонн с облегчённым нижним участком // Электронный научный журнал «Ресурсы Европейского Севера. Технологии и экономика освоения». – 2015. – № 2. – С. 81–90.
42. Хабибуллин М.Я. Метод термокислотного импульсирования для увеличения нефтеотдачи // Нефтегазовое дело. – 2020. – Т. 18. – № 4. – С. 58–64. DOI: 10.17122/ngdelo-2020-4-58-64.
43. Karim A., Du C., Hansson G. Influence of exposure to 980 nm laser radiation on the luminescence of Si: Er/O light-emitting diodes // Journal of applied physics. – 2008. – Vol. 12. – P. 123110. URL: <http://dx.doi.org/10.1063/1.3050316> (дата обращения: 15.07.2022).
44. The next generation of Sakhalin extended-reach drilling / R.I. Viktorin, J.K. McDermott, R.C. Rush, J.L. Schamp // Paper SPE/IADC. Miami. – 2006. – Vol. 3. – P. 99131.
45. Khabibullin M.Ya. Managing the reliability of the tubing string in impulse non-stationary flooding // Journal of Physics: Conference Series. International Conference «Information Technologies in Business and Industry». 4 – Mechatronics, Robotics and Electrical Drives. – 2019. – P. 052012. DOI: 10.1088/1742-6596/1333/5/052012
46. Walker M.W. Pushing the Extended Reach Envelope at Sakhalin: an operator's experience drilling a record reach well // Paper SPE/IADC. San Diego. – 2012. – Vol. 9. – P. 151046.
47. Walker M.W., Veselka A., Harris S.A. Increasing Sakhalin Extended Reach Drilling and completion capability // Paper SPE/IADC. Amsterdam. – 2009. – Vol. 4. – P. 119373.
48. CFD simulation study of shelf and tube heat exchangers with different baffle segment configurations / A.S. Ambekar, R.H. Sivakumar, N.A. Anantharaman, M.D. Vivekenandan // Applied Thermal Engineering. – 2016. – Vol. 108. – P. 999–1007.
49. Вагапов Р.К., Томский И.С. Зависимость скорости коррозионных процессов от скорости потока среды с содержанием диоксида углерода // Химическое и нефтегазовое машиностроение. – 2021. – № 6. – С. 37–40.
50. Monoethylene glycol reclamation based on chemical precipitation process / H. Rahimi, A. Ghafelebash, K. Shams, M.C. Amiri // Journal of Natural Gas Science and Engineering. – 2021. – Vol. 92. – Art. 103993.
51. Ван Хэнян, Подгорнов В.М. Скин-фактор композитного забойного фильтра // Строительство скважин нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2020. – № 3. – С. 26–31. DOI: 10.33285/0130-3872-2020-4(328)-26-31
52. Fluid flow with compaction and sand production in unconsolidated sandstone reservoir / Y.A. Xiong, H.J. Xu, Y.D. Wang, W.R. Zhou, C.E. Liu, L.J. Wang // Petroleum. – 2018. – Vol. 4. – Iss. 3. – P. 358–363.

53. Vagapov R.K., Zapevalov D.N. Corrosion activity of operating conditions for the steel equipment and pipelines in the plants extracting CO₂-containing gases // *Metallurgist*. – 2021. – Vol. 65. – P. 50–61.
54. Разработка дизайна фильтра-хвостовика для крепления горизонтальных участков большой длины / С.А. Кейн, И.Н. Андронов, С.В. Швец, В.П. Пятибрат // *Инженер-нефтяник*. – 2016. – № 1. – С. 24–28.
55. Automated evaluation of hole cleaning efficiency while drilling improves rate of penetration / M. Al-Rubaii, R. Gajbhiye, A. Al-Yami, M. Alshalan, M. Al-Awami // *International Petroleum Technology Conference: Materials of IPTC*. – Dhahran, Kingdom of Saudi Arabia, 2020.

Информация об авторах

Марат Яхиевич Хабибуллин, кандидат технических наук, доцент кафедры нефтепромысловых машин и оборудования, Институт нефти и газа Уфимского государственного нефтяного технического университета (филиал в г. Октябрьский), Россия, 452607, г. Октябрьский, ул. Девонская, 54а. m-hab@mail.ru; <https://orcid.org/0000-0003-2565-0088>

Поступила в редакцию: 04.09.2023

Поступила после рецензирования: 25.09.2023

Принята к публикации: 24.05.2024

REFERENCES

1. Kazymov Sh.P., Ahmed Fariz. Experience and prospects for the use of well filters with inflow control devices. *SOCAR Proceedings*, 2015, no. 2, pp. 32–40. (In Russ.) DOI: 10.5510/OGP20150200240.
2. Makhnickenko A.S., Sisov R.A., Sisov N.P. The influence of the correct selection of gravel filters in the oil well on the efficiency of fluid extraction. *Topical problems of modern cognitive science. Collection of articles*, 2020, pp. 33–36. (In Russ.)
3. Behnia M., Seifabad M.C. Stability analysis and optimization of the support system of an underground powerhouse cavern considering rock mass variability. *Environmental Earth Sciences*, 2018, vol. 77, no. 18, pp. 354–362.
4. Lu H., Kim E., Gutierrez M. Monte Carlo simulation (MCS)-based uncertainty analysis of rock mass quality Q in underground construction. *Tunneling and Underground Space Technology*, 2019, vol. 94, no. 5, pp. 278–284.
5. Khabibullin M.Ya. Investigation of the processes occurring in the pipe string during the wellhead pulsed injection of fluid into the well. *Neftegazovoe delo*, 2018, vol. 16, no. 6, pp. 34–39. (In Russ.) DOI: 10.17122/ngdelo-2018-6-34-39.
6. Firme P.A.L.P., Pereira F.L.G., Roehl D., Romanel C. A probabilistic assessment of the casing integrity in a Pre-salt wellbore. *50th US Rock Mechanics Geomechanics Symposium*. USA, Houston, 2016. Vol. 3, pp. 2555–2564.
7. Aregbe A.G. Wellbore stability problems in deepwater gas wells. *World Journal of Engineering and Technology*, 2017, vol. 05, no. 04, pp. 626–647.
8. Zhang J., Lu Y. Study on temperature distribution of ultra-deep wellbore and its effect on mechanical properties of surrounding rock. *Chinese Journal of Rock Mechanics and Engineering*, 2019, vol. 38, pp. 2831–2839.
9. Manshad A., Jalalifar H., Aslannejad M. Analysis of vertical, horizontal and deviated wellbores stability by analytical and numerical methods. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, 2014, vol. 4, pp. 359–369.
10. Khabibullin M.Ya., Suleimanov R.I. Improving the reliability of pipeline welded joints in the reservoir pressure maintenance system. *Oil and Gas Business*, 2019, vol. 17, no. 5, pp. 93–98. (In Russ.) DOI: 10.17122/ngdelo-2019-5-93-98
11. Rogov E.A. Investigation of the permeability of the bottomhole zone of wells under the influence of process fluids. *Zapiski Gornogo instituta*, 2020, vol. 242, pp. 169–173. (In Russ.) DOI: 10.31897/PMI.2020.2.169.
12. Chang F.F., Love T., Affeld C.J., Blevins J.B., Thomas R.L., Fu D.K. Case study of a novel acid-diversion technique in carbonate reservoirs. *Annual Technical Journal and Exhibition*, 2021, vol. 11, pp. 37–48.
13. Paccaloni G., Tambini M. Advances in matrix stimulation technology. *Journal of petroleum technology*, 2022, vol. 121, pp. 457–458.
14. Paccaloni G. A new, effective matrix stimulation diversion technique. *Journal of Drilling & Completion*, 2022, vol. 12, pp. 77–89.
15. Lian Zhanghua, Luo Zeli, Yu Hao. Assessing the strength of casing pipes that contain corrosion pit defects. *Journal of Southwest Petroleum University*, 2018, vol. 40, no. 2, pp. 86–94.
16. Khabibullin M.Ya. Improving the process of hydrochloric acid treatment of wells using the latest technologies and equipment. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2020, vol. 331, no. 10, pp. 128–134. (In Russ.) DOI: 10.18799/24131830/2020/10/2861.
17. Henyang Wang, Podgornov V.M. Designing locations for thermal compensators to prevent deformation of multilayer filters in a horizontal wellbore of a steam injection well. *Gas industry*, 2019, no. 4, pp. 38–44. (In Russ.)
18. Kashnikov Yu.A., Ashikhmin S.G., Kukhtinsky A.E. On the relationship between crack resistance coefficients and geophysical characteristics of rocks of hydrocarbon deposits. *Zapiski Gornogo instituta*, 2020, vol. 241, pp. 83–90. (In Russ.) DOI: 10.31897/PMI.2020.1.83.
19. Akhmad F. F., Gaibalyev G. G. Intensification of oil inflow by isolating water inflows in the bottomhole zone. *Scientific Petroleum*, 2022, no. 2, pp. 23–27. (In Russ.)
20. Lyatifov Ya.A. Non-stationary exposure to a thermoactivated polymer composition for deep leveling of the filtration profile. *Scientific Petroleum*, 2021, no. 1, pp. 25–30. (In Russ.)
21. Khabibullin M.Ya. Increasing the efficiency of separation of liquid systems during the collection of reservoir fluid. *Oil and gas business*, 2020, vol. 18, no. 2, pp. 64–71. (In Russ.) DOI: 10.17122/ngdelo-2020-2-64-71.
22. Wang Henyang, Podgornov V.M., Mo Jiyali. Experimental studies of the efficiency of downhole filter elements in a high-viscosity oil flow. *Construction of oil and gas wells on land and at sea*, 2022, no. 01, pp. 43–47. (In Russ.)

23. Senashov S.I., Savostyanova I.L., Cherepanova O.N. Numerical-and-analytic method for solving cauchy problem of one-dimensional gas dynamics. *Journal of Siberian federal University. Mathematics and physics*, 2022, vol. 15 (4), P. 444–449. DOI: 10.17516/1997-1397-2022-15-4-444-449.
24. Kantyukov R.R., Zapevalov D.N., Vagapov R.K. Analysis of the use and impact of carbon dioxide environments on the corrosion state of oil and gas facilities. *Notes of the Mining Institute*, 2021, vol. 250, no. 4, pp. 578–586. (In Russ.)
25. Khabibullin M.Ya., Suleimanov R.I. Automatic packer reliability prediction under pulsed transient flooding of hydrocarbon reservoirs. *IOP Conference Series: Materials Science and Engineering*. Novosibirsk, 2019, pp. 012024. DOI: 10.1088/1757-899X/560/1/012024.
26. Gupta V.P., Sanford S.R., Mathis R.S., Dipippo E.K., Egan M.J. Case history of a challenging thin oil column Extended Reach Drilling (ERD) development at Sakhalin. *Paper SPE/IADC*, 2013, vol. 12, pp. 163487.
27. Helmy M.W. Application of new technology in the completion of ERD wells. *Sakhalin-1 Development. Paper S.P.E.*, 2006, vol. 8, pp. 103587.
28. Suleimanov R.I., Khabibullin M.Ya., Suleimanov R.I. Analysis of the reliability of the power cable of an electric-centrifugal pump unit. *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. International Conference on Innovations and Prospects of Development of Mining Machinery and Electrical Engineering* 2019, 2019, pp. 012054. DOI: 10.1088/1755-1315/378/1/012054
29. Hossain M.E., AlMejed A.A. *Fundamental of sustainable drilling engineering*. Chichester, Scrivener Publ. LLC, 2015. 786 p.
30. Vagapov R.K. Resistance of steels under operating conditions of gas fields containing aggressive CO₂ in the produced media. *Inorganic Materials: Applied Research*, 2022, vol. 13, no. 1, pp. 240–245.
31. James R.W., Pastusek P.J., Kuhn G.R., Andreev A.F., Bailey J.R., Wang L.W. Successful Optimization strategies combine to deliver significant performance boost at the edge of the ERD envelope. *Sakhalin Island. Russia. Paper S.P.E. San Diego*, 2012, vol. 9, pp. 150959.
32. Khabibullin M.Ya. Managing the processes accompanying fluid motion inside oil field converging-diverging pipes. *Journal of Physics: Conference Series. International Conference «Information Technologies in Business and Industry»*, 2019, pp. 042012. DOI: 10.1088/1742-6596/1333/4/042012
33. Sanford S.R., Walker M.W., Brock J.N., Jellison M.J., Muradov A.F. New rotary shouldered connection expands the capability of world record ERD operation. *Paper SPE/IADC. Fort Worth*, 2014, vol. 5, pp. 168049.
34. Schamp J.H., Estes B.L., Keller S.R. Torque reduction techniques in ERD wells. *Paper SPE/IADC. Miami*, 2006, vol. 14, pp. 98969.
35. Tretyak A.A., Savenok O.V., Shvets V.V. *Downhole filters*. Novochoerkassk, Kolorit Publ., 2019. 227 p. (In Russ.)
36. Bahamon J.I., Garcia C.E., Ulloa M.J., Leal J.H. Successful implementation of hydraulic fracturing techniques in high permeability heavy oil wells in the Llanos Basin-Colombia. *Ecopetrol SPE. Weatherford*, 2015, vol. 54, pp. 136425.
37. Galimullin M.L., Khabibullin M.Ya. Experience with sucker-rod plunger pumps and the latest technology for repair of such pumps. *Chemical and Petroleum Engineering*, 2020, vol. 55, no. 11–12, pp. 896–901. DOI: 10.1007/s10556-020-00710-1
38. Vagapov R.K. Comparison and interpretation of the results of processing in-line diagnostic data for the conditions of transportation of corrosive gas. *Defectoscopy*, 2021, no. 8, pp. 62–71. (In Russ.)
39. Zapevalov D.N., Vagapov R.K., Mikhalkina O.K. The influence of reservoir conditions on the corrosive aggressiveness of the environment and protection against internal corrosion at gas production facilities. Scientific and technical collection. *News of gas science*, 2021, no. 2, pp. 177–189. (In Russ.)
40. Khabibullin M. Ya. Theoretical grounding and controlling optimal parameters for water flooding tests in field pipelines. *Journal of Physics: Conference Series. International Conference «Information Technologies in Business and Industry»*, 2019, pp. 042013. DOI: 10.1088/1742-6596/1333/4/042013
41. Shvets S.V., Kane S.A. Prospects for using the method of running casing strings with a lightweight lower section. *Electronic scientific journal «Resources of the European North. Technologies and economics of development»*, 2015, no. 2, pp. 81–90. (In Russ.)
42. Khabibullin M.Ya. The method of thermal acid pulse for increasing oil recovery. *Oil and gas business*, 2020, vol. 18, no. 4, pp. 58–64. (In Russ.) DOI: 10.17122/ngdelo-2020-4-58-64.
43. Karim A., Du C., Hansson G. Influence of exposure to 980 nm laser radiation on the luminescence of Si: Er/O light-emitting diodes. *Journal of applied physics*, 2008, vol. 12, pp. 123110. Available at: <http://dx.doi.org/10.1063/1.3050316> (accessed 15 July 2022).
44. Viktorin R.I., McDermott J.K., Rush R.C., Schamp J.L. The next generation of Sakhalin Extended-Reach Drilling. *Paper SPE/IADC. Miami*, 2006, vol. 3, pp. 99131.
45. Khabibullin M.Ya. Managing the reliability of the tubing string in impulse non-stationary flooding. *Journal of Physics: Conference Series. International Conference «Information Technologies in Business and Industry». 4 – Mechatronics, Robotics and Electrical Drives*, 2019, pp. 052012. DOI: 10.1088/1742-6596/1333/5/052012.
46. Walker M.W. Pushing the Extended Reach Envelope at Sakhalin: an operator's experience drilling a record reach well. *Paper SPE/IADC. San Diego*, 2012, vol. 9, pp. 151046.
47. Walker M.W., Veselka A., Harris S.A. Increasing Sakhalin Extended Reach Drilling and completion capability. *Paper SPE/IADC. Amsterdam*, 2009, vol. 4, pp. 119373.
48. Ambekar A.S., Sivakumar R.H., Anantharaman N.A., Vivekenandan M.D. CFD simulation study of shelf and tube heat exchangers with different baffle segment configurations. *Applied Thermal Engineering*, 2016, vol. 108, pp. 999–1007.
49. Vagapov R.K., Tomskey I.S. Dependence of the rate of corrosion processes on the flow rate of a medium containing carbon dioxide. *Chemical and oil and gas engineering*, 2021, no. 6, pp. 37–40. (In Russ.)
50. Rahimi H., Ghafelebash A., Shams K., Amiri M.C. Monoethylene glycol reclamation based on chemical precipitation process. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 2021, vol. 92, Art. 103993.
51. Wang Hanyang, Podgornov V.M. Skin factor of a composite downhole filter. *Construction of wells for oil and gas wells on land and at sea*, 2020, no. 3, pp. 26–31. (In Russ.) DOI: 10.33285/0130-3872-2020-4(328)-26-31.

52. Xiong Y.A., Xu H.J., Wang Y.D., Zhou W.R., Liu C.E., Wang L.J. Fluid flow with compaction and sand production in unconsolidated sandstone reservoir. *Petroleum*, 2018, vol. 4, Iss. 3, pp. 358–363.
53. Vagapov R.K., Zapevalov D.N. Corrosion activity of operating conditions for the steel equipment and pipelines in the plants extracting CO₂-containing gases. *Metallurgist*, 2021, vol. 65, pp. 50–61.
54. Kane S.A., Andronov I.N., Shvets S.V., Pyatibrat V.P. Design development of a liner filter for fastening long horizontal sections. *Petroleum Engineer*, 2016, no. 1, pp. 24–28. (In Russ.)
55. Al-Rubaii M., Gajbhiye R., Al-Yami A., Alshalan M., Al-Awami M. Automated evaluation of hole cleaning efficiency while drilling improves rate of penetration. *International Petroleum Technology Conference. Materials of IPTC*. Dhahran, Kingdom of Saudi Arabia, 2020.

Information about the authors

Marat Ya. Khabibullin, Cand. Sc., Associate Professor, Ufa State Petroleum Technological University (branch in Oktyabrsky), 54a, Devonskaya street, Oktyabrsky, 452607, Russian Federation. m-hab@mail.ru; <https://orcid.org/0000-0003-2565-0088>

Received: 04.09.2023

Revised: 25.09.2023

Accepted: 24.05.2024