

УДК 622.280; <https://doi.org/10.37878/2708-0080/2024-6.07>
<https://orcid.org/0000-0002-6628-024X>
<https://orcid.org/0000-0002-4776-2251>
<https://orcid.org/0009-0002-0137-228X>
<https://orcid.org/0009-0007-4944-1850>

МЕТОДЫ БОРЬБЫ С ПЕСКОПРОЯВЛЕНИЕМ НА МЕСТОРОЖДЕНИИ ЗАПАДНОГО КАЗАХСТАНА



Ж.К. ЗАЙДЕМОВА,
кандидат технических наук, профессор,
b.n.m.99@list.ru



М.Д. БИСЕНГАЛИЕВ,
кандидат технических наук,
ассоциированный профессор,
maks_bisengali@mail.ru



Ш.М. МЕДЕТОВ,
кандидат технических наук,
ассоциированный профессор,
medetov.76@mail.ru



Ж.К. ЖАНТУРИН,
кандидат технических наук,
ассоциированный профессор,
aing-zhomart@mail.ru

НАО «АТЫРАУСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ НЕФТИ И ГАЗА ИМЕНИ САФИ УТЕБАЕВА»
Республика Казахстан, 060027, г. Атырау, ул. Баймуханова, 45а

В статье изложена методика расчета технологических и конструктивно-режимных параметров процессов вытеснения нефти из пласта при наличии пескопроявлений.

Разработана методика выбора оптимальных параметров режима фильтрации с учетом воздействия плунжера штанговых скважинных насосных установок, а также выведено неравенство для определения коэффициента фильтрации, обеспечивающего максимальный дебит скважины при отсутствии выноса песка. Предложен физико-химический метод воздействия на призабойную зону для удаления глинистой корки, а также технология химической очистки призабойной зоны скважины для обеспечения эффективной работы фильтра и предотвращения выноса песка.

Установлено, что эффективность работы фильтра в зоне оседания песка зависит от оптимального выбора его параметров. Для повышения продуктивности пластов при пескопроявлениях необходимо задать такую величину депрессии, которая полностью исключала бы вынос песка из фильтрационной зоны.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: пескопроявление, продуктивность скважины, дебит скважины, песчаник, задержка песка.

БАТЫС ҚАЗАҚСТАН МҰНАЙКЕН ОРНЫНДА ҚҰМНЫҢ ПАЙДА БОЛУЫМЕН КҮРЕСУ ӘДІСТЕРІ

Ж.К. ЗАЙДЕМОВА, техника ғылымдарының кандидаты, профессор, b.n.m.99@list.ru
М.Д. БИСЕНГАЛИЕВ, техника ғылымдарының кандидаты, қауымдастырылған профессор, maks_bisengali@mail.ru
Ш.М. МЕДЕТОВ, техника ғылымдарының кандидаты, қауымдастырылған профессор, medetov.76@mail.ru
Ж.К. ЖАНТУРИН, техника ғылымдарының кандидаты, қауымдастырылған профессор, aing-zhomart@mail.ru

«С. ӨТЕБАЕВ АТЫНДАҒЫ АТЫРАУ МҰНАЙ ЖӘНЕ ГАЗ УНИВЕРСИТЕТІ» КЕАҚ,
Қазақстан Республикасы, 060027, Атырау қ., Баймұқанов к., 45а

Мақалада қабаттан мұнайды ығыстыру процесінде құмның пайда болуын ескере отырып, технологиялық және құрылымдық-режимдік параметрлерді есептеу әдістемесі баяндалған.

Плунжерлі штангалық ұңғымалық сорғы қондырғыларының әсерін қарастырғанда, фильтрацияның оңтайлы режимінің параметрлерін таңдау әдістемесі әзірленген және құмның шығарылуын болдырмайтын, бірақ ұңғыманың максималды дебитін қамтамасыз ететін фильтрация коэффициентін анықтайтын теңсіздік шығарылды. Ұңғыма түбінің аймағындағы саз қабыршағын жою үшін физика-химиялық әдіс ұсынылған, сондай-ақ ұңғыма түбінің аймағын химиялық тазарту технологиясы, бұл фильтрді әрі қарай пайдалану және құмды ұстап тұруға мүмкіндік бередігі қарастырылды.

Құм шөгетін аймақтағы фильтрдің жұмыс тиімділігі оның параметрлерін оңтайлы таңдауға байланысты екені анықталды. Құмның пайда болу жағдайында қабат өнімділігін арттыру үшін депрессия мөлшерін фильтр аймағынан құмның шығарылуын толығымен болдырмайтындай етіп белгіленді.

ТҮЙІН СӨЗДЕР: құмның пайда болуы, ұңғыманың өнімділігі, ұңғыма дебиті, құм түйіршіктері, құмның тұтылуы.

METHODS OF SAND EROSION CONTROL AT THE FIELD OF WESTERN KAZAKHSTAN

Zh.K. ZAIDEMOVA, Ph. Sci, Professor, *b.n.m.99@list.ru*

M.D. BISSENGALIYEV, Ph. Sci, Associate Professor, *maks_bisengali@mail.ru*

Sh.M. MEDETOV, Ph. Sci, Associate Professor, *medetov.76@mail.ru*

Zh.K. ZHANTURIN, Ph. Sci, Associate Professor, *aing-zhomart@mail.ru*

ATYRAU UNIVERSITY OF OIL AND GAS NAMED AFTER SAFI UTEBAEV,
The Republic of Kazakhstan, Atyrau, 060027, Baimukhanov, 45a

The article presents a methodology for calculating technological and design-operational parameters of oil displacement processes from the reservoir in the presence of sand production.

A methodology for selecting the parameters of the optimal filtration regime has been developed, taking into account the effects of plunger rod pumping units, and an inequality has been derived to determine the filtration coefficient that ensures the maximum well flow rate without sand production. A physicochemical method for treating the wellbore zone to remove clay crust is proposed, as well as a chemical cleaning technology for the wellbore zone to enable further use of the filter and sand retention.

It has been established that the efficiency of the filter in the sand sedimentation zone is determined by the optimal selection of its parameters. To enhance reservoir productivity under sand production conditions, the depression value should be set in such a way as to completely eliminate sand production

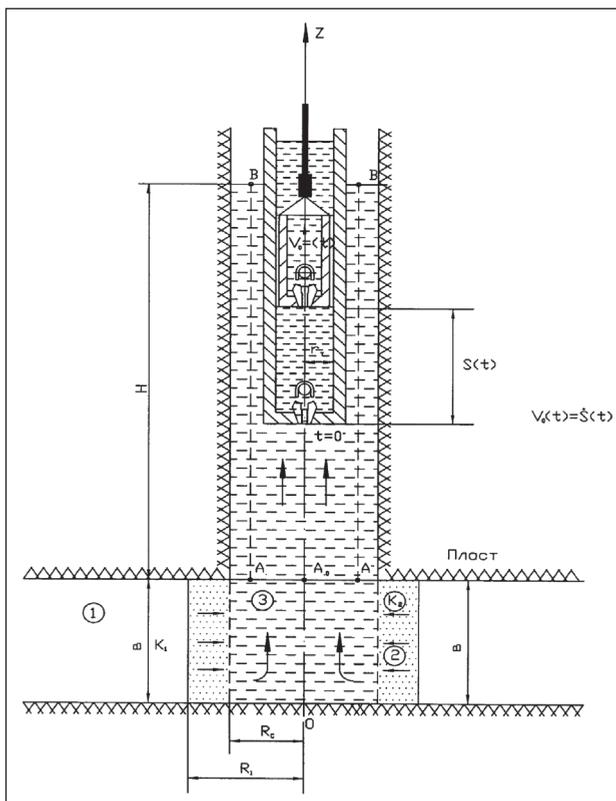
KEY WORDS: sanding, well productivity, well flow rate, sandstone, sand retention.

Введение. В ходе литературного исследования установлено, что некоторыми исследователями предложены конструкции противопесчаных фильтров [1,2] позволяющих по новому подойти к решению вышеуказанной проблемы (рисунки 1). Эта конструкция представляет собой открытый забой увеличенного диаметра, заполненный гравийным материалом с установленным фильтром-хвостиком или без него. Внешне конструкция аналогична гравийному фильтру, представленному в работе [3], и работает по иному принципу. Если задаться определенным дебитом скважины и размером частицы песка, которая не должна перемещаться потоком флюида, то можно определить диаметр скважины, при котором поток флюида будет не в состоянии перемещаться к центру скважины. Для определения этого диаметра рекомендуем следующую формулу:

$$D = \frac{Q}{\pi H n} \sqrt{\frac{C A \rho_{\text{фл}}}{2 V_{\text{ч}} g \mu (\rho_{\text{ч}} - \rho_{\text{фл}})}}, \quad (1)$$

где Q – дебит скважины; H – эффективная вскрытая мощность пласта; n – пористость пласта-коллектора; C – коэффициент, зависящий от формы частицы песка; A – площадь сечения частицы в плоскости, перпендикулярной направлению потока; $\rho_{\text{фл}}$, $\rho_{\text{ч}}$ – плотность флюида и материала песка, соответственно; $V_{\text{ч}}$ – объем частицы песка; g – ускорение свободного падения ($g=9,8 \text{ м/сек}^2$); μ – коэффициент вязкого трения.

Последняя формула дает возможность определить диаметр ствола скважины в интервале вскрытия пласта-коллектора, при котором скважина может эксплуатироваться с заданным дебитом без разрушения призабойной зоны и выноса песка.



- 1 – призабойная зона пласта (ПЗС) с проницаемостью k_1 при линейном режиме фильтрации; 2 – гравийный фильтр (часть ствола с засыпкой); 3 – скважинная зона; R_e , R_1 – внутренние и внешние радиусы цилиндрического кольца зоны фильтра; a – мощность пласта; H – текущий уровень

Рисунок 1 – Схема гидродинамической скважины в случае фильтра ПЗС

Стенки ствола скважины в неустойчивых породах должны быть закреплены, в качестве крепления можно принять гравийную засыпку, которая должна заполнить полностью незакрепленную часть ствола.

Засыпка в данном случае будет предназначена не для задержки песка и служит не фильтром, а несущей конструкцией, воспринимающей горное давление и предотвращающей обрушение кровли и стенок скважины. Гравийная засыпка должна обладать значительно большей проницаемостью и меньшим фильтрационным сопротивлением, чем породы пласта-коллектора. Таким требованиям удовлетворяет засыпка из зерен сферической формы одинакового диаметра, из материалов, обладающих достаточной прочностью (например, из стекла, пластмассы).

Расчеты показали, что при увеличении диаметра скважины до 1,0 м допустимый дебит возрастает более чем в три раза.

Следует учитывать, что многие фильтры из гравийных установок требуют периодического ремонта для поддержания в скважинах требуемых дебитов. Это обстоятельство указывает на необходимость создания более эффективного способа ликвидации выноса песка. Идеальный способ борьбы с выносом песка должен исклю-

чить перемещение зерен песка за обсадной колонной и лишь незначительно снижать фильтрационные характеристики в области, расположенной за обсадной колонны.

Результаты и обсуждение. Анализ применяемых методов борьбы с песком на месторождении Западного Казахстана позволил сделать следующие выводы:

1. Использование смолоспесчаных смесей для крепления ПЗС не эффективно в связи с водорастворимостью смолы и последующим попаданием её в призабойную зону, в результате чего резко снижается их способность скреплять частицы песка;

2. Эффективным способом борьбы с песком служит крепление ПЗС быстродействующей смолой из суммарных сланцевых фенолов с предварительной закачкой наполнителя (ракуши);

3. Использование противопесочных фильтров показывает их достаточную работоспособность;

4. Одним из достаточно простых и доступных методов, предотвращающих вынос песка и пробкообразование является установка проволочных фильтров-хвостовиков с предварительной закачкой карбонатного наполнителя (ракуши) в ПЗС;

5. Фильтры с титановыми фильтроэлементами эффективны при глинистости не более 10%.

Необходимо отметить, что из-за нарушений технологии установки фильтров разной конструкции, включая выше, мероприятия по борьбе с выносом песка оказались недостаточно эффективным. Сюда следует также включить недостаточную изученность динамики пескопроявления, литологического состава нефтенасыщенных пород, неоптимальность выбранного метода задержания песка.

Явление пескопроявления особенно широко развито в пластах, представленных слабоцементированными песчаноалевритовыми породами, залегающими на глубине до 1500 м. Нижняя граница глубины интенсивного пескования пласта может расширяться до глубины 2000 м при эксплуатации залежей с высоковязкими нефтями, нефтями с высоким давлением насыщения, близким к пластовому, и залежах с прорывами газа из газовой шапки.

Известно, что коллекторы таких продуктивных пластов со слабоцементированными песчаниками или рыхлыми песками обладают высокой пористостью и проницаемостью, в связи с чем нефтяные скважины на этих коллекторах эксплуатируются с минимальными депрессиями и дебитами.

Повышение депрессии приводит к разрушению призабойной зоны и выносу песка, что недопустимо. По результатам проведенных лабораторно-промышленных исследований установлено, что одним из надежных способов борьбы с выносом песка являются различные призабойные фильтры.

При проведении испытаний с фильтрами, набитыми гравием, в (85...90)% случаев получены положительные результаты. Однако эти фильтры имеют общие недостатки, связанные с кольматацией фильтра, приводящей к снижению производительности скважины. Некоторые из таких конструкций представляют собой, в частности, открытый забой (скважина) увеличенного диаметра, заполненный гравийным или другим материалом с установленным фильтром-хвостовиком.

Представим расчетную схему приняв, что частица песка находится в фильтрационном канале в зоне выхода его в ствол скважины. На частицу песка действуют

две силы: сила потока флюида, стремящаяся переместить частицу по направлению движения потока и сила трения Кулона, препятствующая перемещению частицы. Сила сцепления частицы песка с массивом породы в расчет не учитывается. Условием покоя частицы песка и сохранности призабойной зоны скважины будет равенства сил

$$F_n = F_{mp}, \quad (2)$$

где F_n – сила потока флюида, действующая на частицу песка; F_{mp} – сила трения. Определяем значения указанных сил по формулам:

$$F_n = CA\rho_{\text{фл}}v^2, \quad F_{mp} = V_c(\rho_c - \rho_{\text{фл}})g\mu, \quad (3)$$

где C – коэффициент, зависящий от формы частицы; A – площадь сечения частицы в плоскости, перпендикулярной направлению потока (миделовое сечение); $\rho_{\text{фл}}$ – плотность флюида; v – скорость течения флюида в зоне фильтра; ρ_c и V_c – плотность материала частиц и занимаемый ими объем; g – ускорение свободного падения; μ – коэффициент трения.

При отсутствии процесса осадки песка скорость течения флюида будет равна [4]:

$$v = \frac{\varepsilon}{R_c h} \frac{\Delta p}{\ln \frac{R_k}{R_c}}, \quad (4)$$

где ε – коэффициент гидропроводности; h – мощность пласта; $\Delta p = p_{\text{пл}} - p_c$; $p_{\text{пл}}$ и p_c – давление на контуре питания и в скважине, соответственно; R_k и R_c – соответственно радиусы контура и скважины.

Пользуясь формулами (3) – (4) и условием (2), находим максимальное значение депрессии Δp_m , при котором будет отсутствовать вынос песка из пласта

$$\Delta p_m = v_m \frac{\varepsilon}{R_c h} \ln \frac{R_k}{R_c} \quad (v_m = \sqrt{\frac{V_c(\rho_c - \rho_{\text{фл}})g\mu}{CA\rho_{\text{фл}}}}). \quad (5)$$

Условие неподвижности частиц песка в месте выхода фильтрационного канала в скважине для предлагаемой схемы равновесия сил выражается неравенством $\Delta p < \Delta p_m$.

Для оценки влияния кольматации на дебит скважины в связи с закупориванием зоны фильтра следует рассматривать фильтр в виде цилиндрического кольца соответственно с внутренними и внешними радиусами R_c , R_1 , центром в оси скважины и установить изменения проницаемости фильтра в зоне кольца по времени (рисунки 1).

С этой целью используем модель течения жидкости через фильтр с учетом образования в фильтре осадка частиц песка [5]. Обозначим через W – объем жидкости, поступившей в скважину за время t , k_0 и α – коэффициенты фильтрации фильтра в зоне выхода в скважину и осадки (при толщине последнего, равной единице). Уравнение неразрывности флюида записываем в виде

$$\rho_{\text{фл}} n [\alpha(r - R_c) + k_0] \frac{dW}{dt} = p(R_1) - p_c, \quad (6)$$

где n – пористость; r – переменный радиус осадка, образуемой в зоне фильтра ($R_c < r < R_1$; $p(R_1)$ – давление на внешнем контуре фильтра, определяемое по формуле:

$$p(R_1) = p_{nl} - \frac{\ln\left(\frac{R_\kappa}{R_1}\right)}{2\pi\varepsilon} \frac{dW}{dt} \quad (7)$$

Обозначим через β относительное содержание осевших частиц в зоне фильтра. Тогда, полагая $(r - R_c) = \beta W$ и подставляя выражение $p(R_1)$ из (7) в правую часть уравнения (3), получаем

$$(k_1 + \lambda W) \frac{dW}{dt} = \Delta p, \quad (8)$$

где

$$k_1 = n\rho_{\phi n} k_0 + \frac{\ln\left(\frac{R_\kappa}{R_1}\right)}{2\pi\varepsilon}, \quad \lambda = n\rho_{\phi n} \alpha\beta.$$

Решение уравнения при нулевом начальном условии ($W=0$ при $t=0$) имеет вид

$$W = \frac{1}{\lambda} (\sqrt{k_1^2 + 2\lambda\Delta p t} - k_1). \quad (9)$$

Увеличение объема жидкости по закону (9) происходит до момента времени

$$t_k = \frac{\Delta R}{2\beta^2 \Delta p} (\lambda\Delta R + k_1\beta) \quad (\Delta R = R_1 - R_c).$$

При $t > t_k$ величина W увеличивается по линейному закону

$$W = \frac{\Delta p(t - t_k)}{(k_1 + n\rho_{\phi n} \alpha\Delta R)} + \frac{\Delta R}{\beta}.$$

Скорость флюида при выходе из зоны фильтра вычисляется по формуле

$$v = \frac{1}{2\pi h R_c} \frac{dW}{dt} = \frac{1}{2\pi h R_c} \frac{\Delta p}{\sqrt{k_1^2 + 2\lambda\Delta p t}} \quad \text{при } 0 \leq t \leq t_k$$

$$v = \frac{1}{2\pi h R_c} \frac{\Delta p}{(k_1 + n\rho_{\phi n} \alpha\Delta R)} \quad \text{при } t \geq t_k. \quad (10)$$

Максимальное значение скорости флюида достигается при $t=0$ и равна

$$v = \frac{1}{2\pi h R_c} \frac{\Delta p}{k_1}.$$

Условие отсутствия выноса песка в этом случае записывается в виде

$$\Delta p < 2\pi h R_c k_1 v_m. \quad (11)$$

Дебит скважины в результате кольматации фильтра из-за оседания частиц песка уменьшается от максимального значения

$$Q_{\max} = \frac{2\pi\varepsilon\Delta p}{S_{\min} + \ln\left(\frac{R_c}{R_c}\right)}, \quad (12)$$

при $t=0$ до минимального –

$$Q_{\min} = \frac{2\pi\varepsilon\Delta p}{S_{\max} + \ln\left(\frac{R_c}{R_c}\right)}, \quad (13)$$

при $t=t_k$, где S_{\min} и S_{\max} – параметры «скин-слоя», которые при $t=0$ и $t=t_k$, соответственно равны

$$S_{\min} = 2\pi\varepsilon\rho_{\text{фл}}k_0 - \ln\frac{R_1}{R_c}; \quad S_{\max} = S_{\min} + 2\pi\varepsilon\rho_{\text{фл}}\alpha\Delta R$$

Из уравнения (8) следует, что увеличение дебита скважины по времени происходит при выполнении неравенства $\frac{dW}{dt} > 0$, для чего достаточно требовать $k_1 \geq 0$. Фильтры с гравийным материалом обладают значительно большей проницаемостью и меньшим фильтрационным сопротивлением, чем породы пласта коллектора. Это обстоятельство указывает на возможность эксплуатации высокопроницаемых фильтров при значениях коэффициента k_0 , удовлетворяющих условию

$$0 < k_0 < \frac{\ln\frac{R_1}{R_c}}{2\pi\varepsilon\rho_{\text{фл}}} - \alpha\Delta R \quad \text{при} \quad \Delta R < \frac{\ln\frac{R_1}{R_c}}{2\pi\varepsilon\rho_{\text{фл}}\alpha}, \quad (14)$$

$$0 < k_0 < \frac{\ln\frac{R_1}{R_c}}{2\pi\varepsilon\rho_{\text{фл}}} \quad \text{при} \quad \Delta R > \frac{\ln\frac{R_1}{R_c}}{2\pi\varepsilon\rho_{\text{фл}}\alpha}, \quad (15)$$

где величина k_1 служит коэффициентом фильтрации. По вычисленным значениям коэффициента k_0 необходимо дополнительно проверить условие отсутствия выноса частиц песка (11). При выполнении условий (14) в начале и конце процесса оседания песка фильтр служит «скин-слоем» с отрицательными значениями параметров S_{\min} и S_{\max} . Если выполняются условия (15), то отрицательное значение имеет только параметр S_{\min} , т.е. после завершения процесса оседания песка происходит закупоривание зоны фильтра вблизи ПЗС. Если нарушится условие (15), то процесс кольматации начинается сразу с началом процесса оседания песка в зоне фильтра.

Выбор коэффициента k_0 должен уточняться с учетом режима работы плунжера, который определяет гидродинамическую связь между скважинной и жидкостью затрубного пространства. С помощью формулы (11) определим предельную высоту подъема жидкости при котором фильтр работает без выноса песка.

Полагая, что $u^* = v$

$A = A_0 = \frac{1}{2\pi h R_c} \cdot \left[-n\rho_{\phi l} k_0 + \frac{\ln \frac{R_c}{R_1}}{2\pi \varepsilon} \right]^{-1}$, получаем уравнение, из которого находим ΔP . Условие

отсутствия выноса песка (11) дает:

$$\frac{-1 + \sqrt{1 + 4B_0(P_{nl} - \rho g H)}}{2B_0} < 2\pi h \cdot R_c \cdot k_1 v_m, \quad (16)$$

где

$$B_0 = \frac{\rho}{2} A_0^2 \left[\left(\frac{r_c^2}{r_c^2 - r_f^2} \right)^2 - 1 \right].$$

Разрешив неравенство (16) относительно H , находим предельную высоту подъема жидкости в затрубном пространстве за цикл спуска плунжера

$$H_{пп} = \frac{P_{nl}}{\rho g} - \frac{(4\pi R_c h k_1 v_m B_0 + 1)^2}{4B_0 \rho g}. \quad (17)$$

Вынос песка будет отсутствовать, если подъем уровня жидкости будет не меньше, чем $H_{пп}$, т.е.

$$H \geq H_{пп}.$$

При уровне ниже чем $H_{пп}$ ($H < H_{пп}$) перепад давления (депрессия) будет достаточным, чтобы вытеснить песок из скважины.

Из условия следует $H_{пп} \geq 0$, следует

$$P_{nl} \geq \frac{(4\pi R_c h k_1 v_m B_0 H)^2}{4B_0}. \quad (18)$$

При нарушении условия (18) вынос песка будет отсутствовать при любой высоте подъема жидкости. Отсюда следует, что при заданном пластовом давлении P_{nl} из (18) можно определить предельное значение коэффициента фильтрации k_0 , при котором будет отсутствовать вынос песка из ПЗП для любой высоты подъема жидкости:

$$(4\pi R_c h k_1 v_m B_0 + 1)^2 \leq 4P_{nl} B_0.$$

Отсюда имеем:

$$16\pi^2 R_1^2 h^2 k_1^2 v_m^2 B_0^2 + 8\pi R_c h k_1 v_m B_0 + 1 \leq 4P_{nl} B_0,$$

или

$$16\pi^2 R_1^2 h^2 k_1^2 v_m^2 B_0^2 + 2B_0(4\pi R_c h k_1 v_m - 2P_{nl}) + 1 \geq 0. \quad (19)$$

Это неравенство выполняется всегда, если $P_{nl} < 2\pi R_c h k_1 v_m$.

Учитывая выражение

$$k_1 = n\rho_{\phi l} k_0 + \frac{\ln \frac{R_c}{R_1}}{2\pi \varepsilon},$$

находим

$$2\pi R_c \cdot h \cdot v_m \left(n\rho_{\phi l} k_0 + \frac{\ln \frac{R_\kappa}{R_c}}{2\pi\varepsilon} \right) > P_{nl}$$

или

$$n\rho_{\phi} k_0 + \frac{\ln \frac{R_\kappa}{R_c}}{2\pi\varepsilon} \geq \frac{P_{nl}}{2\pi R_c h \cdot v_m}.$$

Откуда найдем предельное значение искомого коэффициента

$$k_0 \geq \left[\frac{P_{nl}}{2\pi R_c h \cdot v_m} - \frac{\ln \frac{R_\kappa}{R_c}}{2\pi\varepsilon} \right] \frac{1}{n\rho_{\phi l}}.$$

Если $P_{пл} > 2\pi R_c h k_1 v_m$, то из уравнения (19) имеем:

$$B_0 \leq \frac{P_{nl} - 2\pi R_c h k_1 v_m + \sqrt{P_{nl}(P_{nl} - 2R_c h k_1 v_m)}}{8\pi^2 R_c^2 h^2 k_1^2 v_m^2}.$$

Подставляя последнее неравенство выражение B_0 по формуле:

$$B_0 = \frac{\rho}{2} A_0^2 a_0 = \frac{\rho \cdot a_0}{8\pi^2 h^2 R_c^2 k_1^2}; \quad a_0 = \left(\frac{r_c^2}{r_c^2 - r_T^2} \right)^2 - 1,$$

можно получить неравенство, которому удовлетворяет k_1 :

$$\frac{\rho a_0}{8\pi^2 h^2 R_c^2 k_1^2} \leq \frac{P_{nl} - 2\pi R_c h k_1 v_m + \sqrt{P_{nl}(P_{nl} - 2\pi R_c h k_1 v_m)}}{8\pi^2 R_c^2 h^2 v_m^2 k_1^2}.$$

Введем безразмерную величину y по формуле:

$$y^2 P_{nl} = P_{nl} - 2\pi R_c k_1 v_m.$$

Тогда последнее неравенство относительно y записывается

$$\frac{P_{nl}}{v_m^2 \rho} (y^2 + y) \geq a_0.$$

Разрешив это неравенство относительно y , имеем:

$$y \geq \frac{1}{2} \left[\sqrt{1 + 4 \frac{v_m^2 \rho}{P_{nl}} a_0} - 1 \right].$$

Учитывая выражение для y , получаем

$$\sqrt{1 - 2\pi \frac{R_c k_1 v_m}{P_{nl}}} \geq \frac{1}{2} \left[\sqrt{1 + 4 \frac{v_m^2 \rho}{P_{nl}}} - 1 \right].$$

Разрешим это неравенство относительно k_1 :

$$k_1 \leq \frac{P_{nl}}{4\pi R_c v_m} (1 - 2\epsilon + \sqrt{1 + 4\epsilon}), \quad (\epsilon = \frac{v_m^2 \rho \cdot a_0}{P_{nl}}). \quad (20)$$

Это неравенство относительно k_0 записывается в виде:

$$k_0 \leq \frac{1}{2\pi \rho_{\text{фл}} \pi} \left[\frac{P_{nl}}{2R_c v_m} (1 - 2\epsilon + \sqrt{1 + 4\epsilon}) \right] - \frac{1}{\epsilon} \ln \frac{R_{\kappa}}{R_c}.$$

Выводы и рекомендации. При наличии гидродинамической связи вынос песка будет отсутствовать при любой высоте подъема жидкости, если коэффициент фильтрации в зоне фильтра удовлетворяет неравенству:

$$\frac{1}{2\pi \rho_{\text{фл}}} \left[\frac{P_{nl}}{R_c h v_m} - \frac{1}{\epsilon} \ln \frac{R_{\kappa}}{R_c} \right] \leq k_0 \leq \frac{1}{2\pi \rho_{\text{фл}}} \left[\frac{P_{nl}}{2R_c v_m} (1 - 2\epsilon + \sqrt{1 + 4\epsilon}) - \frac{1}{\epsilon} \ln \frac{R_{\kappa}}{R_c} \right].$$

Если коэффициент фильтрации k_0 удовлетворяет неравенству

$$k_0 \leq \frac{1}{2\pi \rho_{\text{фл}}} \left[\frac{P_{nl}}{R_c v_m h} - \frac{1}{\epsilon} \ln \frac{R_{\kappa}}{R_c} \right],$$

то отсутствие выноса песка имеет место для высоты H не меньше $H_{\text{ПР}}$, вычисляемой по формуле (17).

Рассматривался процесс оседания песка в зоне фильтра, поскольку эффективность работы фильтра связана с выбором его параметров α , β и k_0 .

Возможен случай, когда происходит очищение зоны фильтра от песка, причем можно произвести декольматацию границы скважины за счет перераспределения содержания частиц песка в зоне фильтра. В этом случае уравнение неразрывности флюида в этой зоне записываем в виде

$$[\alpha(R_1 - r) + k_0] \frac{dW}{dt} = p(R_1) - p_c.$$

Полагая теперь $(r - R_c) = \beta W$, с учетом (5) получаем

$$(k_2 - \lambda W) \frac{dW}{dt} = \Delta p, \quad (k_2 = k_1 + n\alpha\rho_{\text{фл}}\Delta R). \quad (21)$$

В уравнении (21) объем флюида меняется в интервале $0 < W < \frac{\Delta R}{\beta}$, а коэффициент $(k_2 - \lambda W)$ принимает значения k_2 и k_1 , т.е. это выражение положительное и не обращается нулю. Интегрируя уравнение (21) с нулевым начальным данным, получаем:

$$W = \frac{1}{\lambda} (k_2 - \sqrt{k_2^2 - 2\lambda\Delta p t}) \quad \text{при } 0 < t < t_k. \quad (22)$$

Скорость флюида меняется от минимального значения $v_{\min} = \frac{\Delta p}{2\pi h R_c k_2}$ при $t=0$ до максимального $v_{\max} = \frac{\Delta p}{2\pi h R_c k_1}$ при $t = t_k = \frac{\Delta R(2k_1 + n\rho_{\text{фл}}\alpha\Delta R)}{2\beta\Delta p}$.

При этом в зависимости от значения депрессии Δp возможны следующие случаи:

а) $\Delta p \leq \Delta p_1 = 2\pi h R_c k_1 v_{np}$ – частицы песка остаются неподвижными (отсутствует вынос песка);

в) $\Delta p \geq \Delta p_0 = 2\pi h R_c k_2 v_{np}$ – вынос песка происходит сразу с момента движения флюида;

с) $\Delta p_1 < \Delta p < \Delta p_0$ – неподвижность частицы песка может нарушиться в любой момент времени t ($0 < t < t_k$). Таким образом, для повышения продуктивности пластов при пескопроявлениях с помощью фильтра следует выбрать величину депрессии так, чтобы отсутствовало явление выноса песка из зоны фильтра. 🌐

ЛИТЕРАТУРА

- 1 Ускумбаев К.Р. Эффективность технологий по интенсификации добычи нефти на месторождениях производственного управления «Жетыбаймунайгаз» // Нефть и газ Казахстана. – 2002. – №3. – С. 58-62. [Uskumbaev K.R. Efficiency of technologies for oil production intensification at the fields of production management “Zhetybaymunaigas” // Oil and Gas of Kazakhstan. - 2002. - №3. - С. 58-62]
- 2 Ахметкалиев Р.Б., Айдарбаев А.С., Нурабаев Б.К. Исследование работы скважины в условиях пескопроявления в призабойной зоне // Нефть и газ Казахстана. – 1997. – №2. – С. 78-83. [Akhmetkaliev R.B., Aidarbayev A.S., Nurabayev B.K. Study of well operation under conditions of sanding in the bottomhole zone // Oil and Gas of Kazakhstan. - 1997. - №2. - С. 78-83]
- 3 Пухляков Л.А. Несовершенства скважин и проблема повышения нефтеотдачи пластов. – Томск: Издательство ТГУ, 1988. – 344 с. [Pukhlyakov L.A. Well imperfections and the problem of oil recovery enhancement. - Tomsk: TSU Publishing House, 1988. - 344 с.]
- 4 Рабинович Н.Р. Инженерные задачи механики сплошной среды в бурении. – М.: Недра, 1989. – 270 с. [Rabinovich N.R. Engineering problems of continuum mechanics in drilling. - Moscow: Nedra, 1989. - 270 с.]

- 5 Ишлинский А.Ю. Две задачи фильтрации мутной жидкости. – Прикладные задачи механики. – Книга 1. – М.: Наука, 1986. – С. 345–348. [Ishlinsky A.Yu. Two problems of filtration of turbid liquid. - Applied problems of mechanics. - Book 1. - Moscow: Nauka, 1986. - С. 345-348]
- 6 Бигалиев Е.А. Крепление скважин с сохранением коллекторских свойств нефтяных пластов. – М.: Недра, 1999. [Bigaliev E.A. Strengthening of wells with preservation of reservoir properties of oil reservoirs. - M.: Nedra, 1999]
- 7 Зайдемова Ж.К. Методы повышения нефтеотдачи пластов с использованием кислотных композиций и других потокоотклоняющих химических реагентов //Сборник трудов V Казахстанско-Российской международной научно-практической конференции «Математическое моделирование научно-технологических и экологических проблем в нефтегазодобывающей промышленности». – Атырау: АИНГ, 2005. – Часть 3. – С. 346-351. [Zaidemova J.K. Methods of oil recovery enhancement using acid compositions and other flow-deflecting chemical reagents // Proceedings of the V Kazakhstan-Russian International Scientific and Practical Conference “Mathematical modeling of scientific, technological and environmental problems in the oil and gas producing industry”. - Atyrau: AING, 2005. - Part 3. - С. 346-351]
- 8 Швецов И.А., Бакаев Г.А. и др. Состояние и перспективы применения полимерного воздействия на пласт // Нефтяное хозяйство. – 1994. – №4. [Shvetsov I.A., Bakaev G.A. et al. State and Prospects of Application of Polymer Influence on the Reservoir // Oil Industry. - 1994. - №4]
- 9 Ибрагимов Г.З., Фазлутдинов К.С., Хисамутдинов Н.И. Применение химических реагентов для интенсификации добычи нефти. – М.: «Недра», 1991. [Ibragimov G.Z., Fazlutdinov K.S., Khisamutdinov N.I. Application of chemical reagents for oil production intensification. - M.: “Nedra”, 1991]
- 10 Воцалевский Э.С., Куандыков Б.М. и др. Месторождение нефти и газа Казахстана. – Справочник. – 1993. – 247с. [Votsalevsky E.S., Kuandykov B.M. et al. Deposits of oil and gas of Kazakhstan. - Reference book. - 1993. - 247с]
- 11 Сонич В.Л., Черемисин Н.А., Батурин Ю.Е. Влияние снижения пластового давления на фильтрационно-емкостные свойства пород месторождений Западной Сибири // Нефтяное хозяйство. – 1997. – №9. – С. 52–54. [Sonich V.L., Cheremisin N.A., Baturin Y.E. Influence of reservoir pressure reduction on filtration-capacity properties of rocks of Western Siberian fields // Oil economy. - 1997. - №9. - С. 52-54.]
- 12 Баранов Ю.В. и др. Перспективный способ интенсификации выработки запасов нефти из низкопроницаемых коллекторов // Нефтяное хозяйство. – 2000. – №11. – С. 12–15. [Baranov Yu.V. et al. Perspective way of intensification of oil reserves development from low-permeable reservoirs // Oil economy. - 2000. - №11. - С. 12-15.]
- 13 Атвуд Д.К., Халлек П.М., «Перфорирование неконсолидированных песков: экспериментальное и теоретическое исследование» // SPE. – 2001. [Atwood D.C., Halleck P.M. Perforating Unconsolidated Sands: An Experimental and Theoretical Investigation // SPE. – 2001].
- 14 Вулан Р.С., Сусило Р.Й., Хендра Й.С. «Стратегия разработки газового коллектора из мягкого рыхлого карбоната с использованием горизонтального вскрытия ствола и гравийной набивки: месторождение APN, шельф Западной Явы» // SPE. – 2007. [Wulan R.S., Susilo R.Y., Hendra Y.S. Development Strategy of Soft Friable Carbonate Gas Reservoir through Horizontal Open Hole Gravel Packed Completion: APN Field Offshore West Java // SPE. – 2007].

- 15 Сюн Ю., Сюй Х., Ван Ю., Чжоу В., Лю Ц., Ван Л. «Поток жидкости с уплотнением и выносом песка в неконсолидированном песчаниковом коллекторе» // Petroleum. 2018. – Т. 4, вып. 3. – С. 358–363. [Xiong Y., Xu H., Wang Y., Zhou W., Liu C., Wang L.. Fluid flow with compaction and sand production in unconsolidated sandstone reservoir // Petroleum. 2018. – Vol. 4, is. 3. – P. 358-363].
- 16 Аль-Тахини А.М., Сондергельд К.Х., Рай К.С. «Влияние цементации на механические свойства песчаников» // SPE 89069. – 2006. [Al-Tahini A.M., Sondergeld C.H., Rai C.S. The Effect of Cementation on the Mechanical Properties of Sandstones // SPE 89069.– 2006].
- 17 Вебстер К.М., Тейлор П.Г. «Интеграция количественных и качественных данных о коллекторах в исследованиях прогноза пескопроявлений: сочетание численного и геологического анализа» // SPE 108586. – 2007 [Webster C.M., Taylor P.G. Integrating Quantitative and Qualitative Reservoir Data in Sand Prediction Studies: The Combination of Numerical and Geological Analysis // SPE 108586. – 2007].