

ВЛИЯНИЕ УВЕЛИЧЕННОГО ДИАМЕТРА СТВОЛА НА ПОВЫШЕНИЕ ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТИ СКВАЖИН

М.Д. Полтавская, В.В. Вержбицкий, Т.А. Гунькина

Институт нефти и газа, Северо-Кавказский федеральный университет,
Ставрополь, Россия

Рассмотрены возможности скважин увеличенного диаметра в условиях пескопроявления. Наибольшие проблемы в борьбе с пескопроявлениями возникают при дренировании несвязных пород, склонных к разрушению даже при незначительных градиентах давления. При наличии пустот такие породы могут подвергаться суффозионному размыву, особенно при большом водном факторе.

В последние годы большое внимание уделяется способу увеличения диаметра ствола скважины с целью удаления слоев породы, загрязненной буровым раствором и цементом. При вскрытии продуктивного пласта необходимо использовать качественные буровые растворы на глинистой основе с последующим удалением глинистой корки и закольматированного слоя породы. Двух-трехкратное увеличение диаметра скважины позволяет практически полностью восстановить естественную проницаемость пласта в призабойной зоне.

Разблокирование пласта за счет удаления загрязняющего его экрана позволяет эксплуатировать скважины при значительно меньших депрессиях на пласт, что является немаловажным с точки зрения снижения темпов обводнения скважин при наличии подошвенных вод. При этом также улучшается гидродинамическая связь пласта со скважиной по всей его толщине независимо от послойной неоднородности пород, что в значительной степени выравнивает скорость фильтрационного потока в призабойной зоне, а следовательно, снижает вероятность обводнения скважины по отдельным пропласткам.

Следовательно, скважины увеличенного диаметра в интервале продуктивного пласта в определенных горно-геологических условиях дают существенный эффект по всем рассмотренным в статье показателям: дебиту, депрессии на пласт, градиенту давления на стенке скважины, энергосбережению, предотвращению выноса песка.

Ключевые слова: скважина, призабойная зона, кольматация, расширенный ствол, увеличенный диаметр, стенка скважины, градиент давления, пескопроявление, водный фактор, продуктивный пласт, дебит, депрессия, энергосбережение, проницаемость, разблокирование пласта.

THE INFLUENCE OF INCREASED WELL BORE DIAMETER ON AN INCREASE IN WELLS PRODUCTIVITY

M.D. Poltavskaya, V.V. Verzhbickij, T.A. Gun'kina

Oil and Gas Institute, North-Caucasus Federal University,
Stavropol, Russia

The possibility of increased diameter wells in sand production conditions is described. The biggest problem in sand control arises when draining disconnected rocks prone to fracture even at low pressure gradients. In the presence of voids such rocks can be subjected to erosion suffusion, especially when there is a large water factor.

In recent years, much attention is paid to a method of increasing the diameter of the wellbore to remove the layers of rock contaminated with drilling fluid and cement. When opening-up the producing formation it is necessary to use high-quality clay based muds followed by removal of filter cake and colmataited rock layer. Two-three-fold increase in the diameter borehole almost completely restores the natural permeability of the formation near the wellbore.

Unlocking the reservoir by removing contaminating its screen allows operating borehole at much lower differential pressure, which is important in terms of reducing the rate of water cut wells in the presence of bottom waters. It also improves the hydrodynamic link of formation with well throughout its thickness regardless of layered rocks heterogeneity that significantly improves the speed of flow in a bottom zone and, consequently, reduces the chance of water cut on individual borehole interlayers.

Consequently, the larger diameter of the well in the range of producing formation in certain mining and geological conditions give a significant effect on all parameters examined in the article: production rate, depression on a layer, the pressure gradient at the borehole wall, energy efficiency, prevention of sand production.

Keywords: well, bottomhole zone, mudding, extended barrel, increased diameter, the borehole wall, the pressure gradient, sand production, water factor, producing formation, flow rate, depression, energy-saving, permeability, formation unlocking.

Одним из направлений научно-технического прогресса в нефтяной и газовой промышленности является бурение скважин большого диаметра как способ увеличения дебита, уменьшения депрессии на пласт, сокращения энергозатрат на извлечение нефти и газа из пласта и их транспорт. Однако бурение скважин большого диаметра требует больших капитальных вложений.

Для высокодебитных скважин увеличение диаметра позволяет использовать насосно-компрессорные трубы диаметром более 125 мм, чтобы уменьшить потери давления на трение при движении газа от забоя до устья [1].

Для малодебитных скважин достаточно расширить ствол в интервале про-

дуктивного пласта или создать каверну в призабойной зоне, что можно реализовать на стадии освоения скважины после бурения или при капитальном ремонте действующих добывающих и нагнетательных скважин в пластах различного литологического состава и структуры фильтрационных каналов.

Теоретические основы оценки эффективности увеличения диаметра ствола скважины рассмотрены в работе [2]. Многие практические решения вопроса об увеличении диаметра нефтяных скважин изложены в работе [1].

На рисунке представлена схема, иллюстрирующая цели и задачи увеличения диаметра скважины и достигаемые при этом результаты.

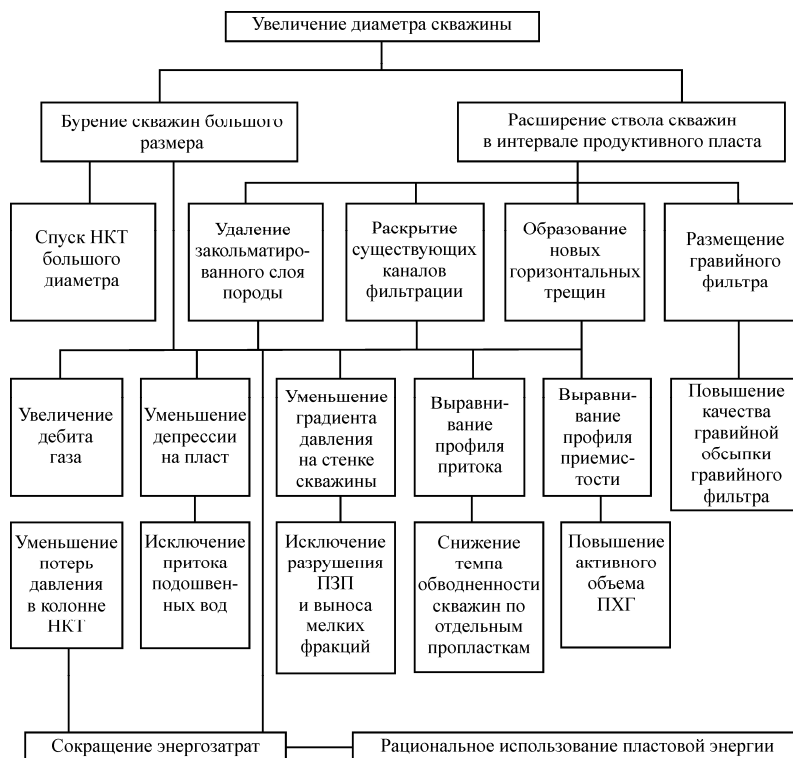


Рис. Цели и задачи увеличения диаметра скважин

Ниже дается количественная оценка способа увеличения диаметра вертикальных скважин газовых и газоконденсатных месторождений и подземных хранилищ газа.

Рассмотрим прежде всего изменение дебита скважины, депрессии на пласт и градиента давления на стенке скважины [3].

Уравнение притока флюида при нелинейном законе фильтрации к скважине имеет вид

$$\Delta p^2 = A Q + B Q^2, \quad (1)$$

где $\Delta p^2 = p_{\text{пл}}^2 - p_{\text{заб}}^2$, $p_{\text{пл}}$ – пластовое давление, $p_{\text{заб}}$ – забойное давление; Q – дебит флюида; A , B – коэффициенты фильтрационных сопротивлений

Коэффициенты A и B можно записать в виде

$$A = a \ln \frac{R_k}{r_c}, \quad (2)$$

$$B = b \left(\frac{1}{r_c} - \frac{1}{R_k} \right), \quad (3)$$

где a и b – коэффициенты, зависящие от толщины пласта, физических свойств флюида и фильтрационных свойств пласта; R_k – радиус зоны дренирования пласта скважиной; r_c – радиус скважины по долоту.

Обычно $R_k \gg r_c$, тогда

$$B = \frac{b}{r_c}. \quad (4)$$

Увеличение диаметра скважины в n раз изменяет коэффициенты фильтрационных сопротивлений до значений

$$A' = a \left(\ln \frac{R_k}{r_c} - \ln n \right); \quad (5)$$

$$B = \frac{b}{r_c \cdot n}; \quad (6)$$

или

$$A' = \delta_a \cdot A; \quad (7)$$

$$B' = \delta_b \cdot B; \quad (8)$$

где δ_a и δ_b – коэффициенты, учитывающие геометрию забоя скважины:

$$\delta_a = 1 - \frac{\ln n}{\ln \frac{R_k}{r_c}}; \quad (9)$$

$$\delta_b = \frac{1}{n}. \quad (10)$$

Уравнение притока к скважине увеличенного диаметра при сохранении дебита представляется в виде

$$(\Delta p^2)' = A' Q_0 + B' Q_0^2; \quad (11)$$

или

$$(\Delta p^2)' = A Q_0 \delta_a + B Q_0^2 \delta_b. \quad (12)$$

Депрессию на пласт в явном виде можно определить как

$$\Delta p_{\text{пл}} = p_{\text{пл}} - \sqrt{p_{\text{пл}}^2 - \Delta p^2}; \quad (13)$$

$$\Delta p'_{\text{пл}} = p_{\text{пл}} - \sqrt{p_{\text{пл}}^2 - (\Delta p^2)'}. \quad (14)$$

Формулы (11)–(14) позволяют оценить степень уменьшения депрессии на пласт:

$$\delta_{\Delta p} = \frac{\Delta p'_{\text{пл}}}{\Delta p_{\text{пл}}} = \frac{\delta_a + \frac{B}{A} Q_0 \delta_b}{1 + \frac{B}{A} Q_0}. \quad (15)$$

При $Q_0 \rightarrow 0$ $\delta_{\Delta p} = \delta_a$, а при $Q_0 \rightarrow \infty$ $\delta_{\Delta p} = \delta_b$.

Из формул (1) и (12) рассчитывается дебит скважины при сохранении депрессии на пласт:

$$Q = \frac{A}{2B} \left(\sqrt{1 + 4 \frac{B}{A^2} \Delta p^2} - 1 \right); \quad (16)$$

$$Q' = \frac{A \cdot \delta_a}{2B \cdot \delta_b} \left(\sqrt{1 + 4 \frac{B \cdot \delta_b}{A^2 \cdot \delta_a^2} \Delta p^2} - 1 \right). \quad (17)$$

Соответственно, получаем степень увеличения дебита скважины

$$\delta_Q = \frac{Q'}{Q} = \frac{\delta_a}{\delta_b} \cdot \frac{\sqrt{1 + 4 \frac{B \cdot \delta_b}{A^2 \cdot \delta_a^2} \Delta p^2 - 1}}{\sqrt{1 + 4 \frac{B}{A^2} \Delta p^2 - 1}} + \beta \frac{\rho Q^2}{4\pi^2 \sqrt{Kh^2 r_c^2 n^2}} \quad (18)$$

При $Q \rightarrow 0$ $\delta_Q = \frac{1}{\delta_a}$, а при $Q \rightarrow \infty$

$$\delta_Q = \frac{1}{\sqrt{\delta_b}}$$

Градиент давления при фильтрации флюида определяется по формуле

$$\frac{dp}{dr} = \frac{\mu \cdot v}{K} + \beta \frac{\rho \cdot v^2}{\sqrt{K}}, \quad (19)$$

где μ – коэффициент динамической вязкости флюида в пластовых условиях; v – скорость фильтрации; K – коэффициент проницаемости; β – коэффициент вихревых сопротивлений; ρ – плотность флюида в пластовых условиях.

Учитывая, что максимальное значение градиента давления имеет место на стенке скважины, скорость фильтрации будет

$$v = \frac{Q}{2\pi \cdot r_c \cdot h}, \quad (20)$$

где h – толщина пласта.

Тогда уравнение (19) записывается в виде

$$\left. \frac{dp}{dr} \right|_{r=r_c} = \frac{\mu Q}{2\pi K h r_c} + \beta \frac{\rho Q^2}{4\pi^2 \sqrt{K} h^2 r_c^2} \quad (21)$$

или

$$\left. \frac{dp}{dr} \right|_{r=r_c} = \frac{1}{2r_c} \left(\frac{A}{\ln \frac{R_k}{r_c}} Q + B \cdot Q^2 \right). \quad (22)$$

Увеличение диаметра скважины в n раз уменьшает градиент давления до величины

$$\left. \left(\frac{dp}{dr} \right)' \right|_{r=r_c} = \frac{\mu Q}{2\pi K h r_c \cdot n} +$$

или

$$\left. \left(\frac{dp}{dr} \right)' \right|_{r=r_c} = \frac{1}{2r_c} \left(\frac{A}{n \ln \frac{R_k}{r_c}} Q + \frac{B Q^2}{r_c n^2} \right). \quad (24)$$

Степень уменьшения градиента давления

$$\delta_{\text{град}} = \frac{\left(\frac{dp}{dr} \right)'}{\frac{dp}{dr}} \quad (25)$$

или

$$\delta_{\text{град}} = \frac{\delta_a + \frac{B}{A} \ln \frac{R_k}{r_c} Q \delta_b}{\left(1 + \frac{B}{A} \ln \frac{R_k}{r_c} Q \right) n}. \quad (26)$$

В табл. 1 приведены результаты расчета значений δ_Q , $\delta_{\Delta p}$ и $\delta_{\text{град}}$ при кратности увеличения диаметра скважины $n = 2; 3; 4$ и различных значениях дебита флюида Q .

Расчеты при $Q \rightarrow 0$ соответствуют линейному закону Дарси, а при $Q \rightarrow \infty$ – квадратичному закону А.А. Краснопольского.

Из табл. 1 следует, что с увеличением диаметра ствола скважины в интервале продуктивного пласта дебит скважины увеличивается, депрессия на пласт уменьшается, значительно снижается градиент давления на стенке скважины.

Следует отметить, что эффективность увеличения диаметра ствола газовых скважин существенно выше, чем нефтяных. Это обусловлено проявлением нелинейных фильтрационных сопротивлений. В нефтяных скважинах обычно проявляется линейный закон Дарси (аналог условию $Q_0 \rightarrow 0$ в табл. 1).

Рассмотрим эффективность скважин увеличенного диаметра по критерию энергосбережения.

Таблица 1

Степень изменения дебита скважины, депрессии на пласт и градиента давления

n	Q → 0			Q = 100 м³/сут			Q = 250 м³/сут			Q → ∞		
	δ _{Δр}	δ _Q	δ _{град}	δ _{Δр}	δ _Q	δ _{град}	δ _{Δр}	δ _Q	δ _{град}	δ _{Δр}	δ _Q	δ _{град}
2	0,91	1,10	0,45	0,72	1,28	0,26	0,62	1,34	0,26	0,50	1,41	0,25
3	0,86	1,16	0,28	0,60	1,47	0,13	0,49	1,59	0,12	0,33	1,73	0,11
4	0,82	1,22	0,21	0,55	1,61	0,08	0,42	1,79	0,07	0,25	2,00	0,06

Для расчета энергосберегающего дебита флюида по результатам газодинамических исследований в работе [4] предлагается формула

$$Q_3 = \frac{\Delta}{1-\Delta} \cdot \frac{A}{B}, \quad (27)$$

где Δ – доля квадратичного члена в уравнении притока к скважине [5].

Из (1) можно получить формулу для энергосберегающей депрессии на пласт:

$$\Delta p_3^2 = \frac{\Delta}{(1-\Delta)^2} \cdot \frac{A^2}{B}. \quad (28)$$

Для скважины с увеличенным диаметром ствола имеем

$$Q'_3 = \frac{\Delta}{1-\Delta} \cdot \frac{A}{B} \cdot \frac{\delta_a}{\delta_b} \quad (29)$$

и

$$(\Delta p_3^2)' = \frac{\Delta}{(1-\Delta)^2} \cdot \frac{A^2}{B} \cdot \frac{\delta_a^2}{\delta_b^2}. \quad (30)$$

Тогда степень изменения энергосберегающего дебита и депрессии на пласт будет

$$\delta_{Q_3} = \frac{\delta_a}{\delta_b}, \quad (31)$$

$$\delta_{\Delta p_3^2} = \frac{\delta_a^2}{\delta_b^2}. \quad (32)$$

Значения величин δ_{Q₃} и δ_{Δp₃²} приведены в табл. 2 при R_k = 250 м, r_c = 0,1 м.

Таким образом, увеличение диаметра скважины увеличивает и энергосберегающий дебит, и энергосберегающую депрессию на пласт по крайней мере в 2–3 раза [6].

Таблица 2

Степень изменения параметров энергосберегающего режима работы скважины увеличенного диаметра

n	δ _a	δ _b	δ _{Q₃}	δ _{Δp₃²}
2	0,912	0,5	1,863	1,661
3	0,86	0,333	2,578	2,217
4	0,824	0,25	3,292	2,710

Полученные выводы позволяют предположить, что в определенных горно-геологических условиях вертикальные скважины с расширенным стволом в интервале пласта-коллектора по продуктивности будут соизмеримы с горизонтальными скважинами [7–9].

Рассмотрим также возможности скважин увеличенного диаметра в условиях пескопроявления [10].

Известно, что устойчивость ПЗП определяется градиентом давления [11].

Условие устойчивости горной породы к разрушению

$$\frac{dp}{dr} < \left(\frac{dp}{dr} \right)_{кр}, \quad (33)$$

где $\left| \frac{dp}{dr} \right|_{кр}$ – разрушающий градиент давления.

Как показывает практика, наибольшие проблемы в борьбе с пескопроявлениями возникают при дренировании несвязных пород, склонных к разрушению даже при незначительных градиентах давления. При наличии пустот такие породы могут подвергаться суффозионному размыву, особенно при большом водном факторе [12].

Тогда требуемое увеличение диаметра скважины можно определить из (23) с учетом (33):

$$n = \frac{A \cdot Q}{2r_c \ln \frac{R_k}{r_c} \left(\frac{dp}{dr} \right)_{кр}} \times \left(1 + \sqrt{1 + 8 \frac{B}{A^2} \left(\ln \frac{R_k}{r_c} \right)^2 r_c \left(\frac{dp}{dr} \right)_{кр}} \right). \quad (34)$$

Требуемый радиус скважины как цилиндрической выработки

$$r_{ц} = nr_c. \quad (35)$$

Результаты расчета при исходных данных табл. 1 представлены в табл. 3.

Таблица 3

Размеры зоны разрушения несвязных пород

$Q, \text{ м}^3/\text{сут}$	n	$r_c, \text{ м}$
100	2	0,30
250	5	0,75

На практике такую кратность увеличения диаметра скважины реализовать невозможно.

Цель ограничения поступления песка в скважину в этом случае достигается путем сооружения фильтра.

В последние годы большое внимание уделяется способу увеличения диаметра ствола скважины с целью удаления слоев породы, загрязненной буровым раствором и цементом.

Глубина зоны ухудшенной проницаемости пород в призабойной зоне пласта зависит от размера поровых каналов (трещин), а также типа и качества промывочной жидкости. По данным ВНИИБТ, глубина кольматации твердой фазой бурового раствора на глинистой основе породы с высокой проницаемостью составляет в среднем 5–6 мм, а с низкой проницаемостью – 1,5–2 мм. В работе [2] показано, что при размерах поровых каналов и трещин в 100 мкм глубина проникновения известково-битумного рас-

твор в пласт составила 20–60 см, а при 250 мкм – 130–150 см.

Таким образом, при вскрытии продуктивного пласта необходимо использовать качественные буровые растворы на глинистой основе с последующим удалением глинистой корки и закольматированного слоя породы. Двух-трехкратное увеличение диаметра скважины позволяет практически полностью восстановить естественную проницаемость пласта в призабойной зоне.

Образование каверны приводит к изменению напряженного состояния пород призабойной зоны. Вертикальные напряжения значительно снижаются и могут стать меньше радиальных напряжений. Это создает условия для раскрытия существующих и образования новых горизонтальных трещин по плоскостям напластования пород [8, 13, 14].

Разблокирование пласта за счет удаления загрязняющего его экрана позволяет эксплуатировать скважины при значительно меньших депрессиях на пласт, что является немаловажным с точки зрения снижения темпов обводнения скважин при наличии подошвенных вод. При этом также улучшается гидродинамическая связь пласта со скважиной по всей его толщине независимо от послышной неоднородности пород, что в значительной степени выравнивает скорость фильтрационного потока в призабойной зоне, а следовательно, снижает вероятность обводнения скважины по отдельным пропласткам.

Следовательно, скважины увеличенного диаметра в интервале продуктивного пласта в определенных горно-геологических условиях дают существенный эффект по всем рассмотренным в статье показателям: дебиту, депрессии на пласт, градиенту давления на стенке скважины, энергосбережению, предотвращению выноса песка.

Технология увеличения диаметра ствола (УДС) скважин является альтернативой физико-химическим методам воздействия на пласт [15, 16], но эта тех-

нология охватывает более широкий круг проблем, в частности при эксплуатации пескопроявляющих скважин.

Вынос песка и разрушение ПЗП определяются градиентом давления при фильтрации пластовой жидкости (нефти, газа, воды и их смесей). Критический градиент давления $(dp/dr)_{кр}$ определяется по данным эксплуатации скважин.

Расчеты показывают, что вынос песка наблюдается в основном при линейном законе фильтрации [17, 18]

$$\frac{dp}{dr} = \frac{\mu \cdot v}{K}, \quad (36)$$

где μ – коэффициент динамической вязкости флюида; v – скорость фильтрации; K – коэффициент проницаемости горной породы.

Коэффициент проницаемости горной породы обычно определяется при исследовании керна либо из уравнения притока флюида к скважине, получаемого при гидродинамических исследованиях.

Из формулы (36) находим значение максимально допустимой скорости фильтрации при $dp/dr = (dp/dr)_{кр}$:

$$v_{кр} = \frac{K}{\mu} \cdot \left(\frac{dp}{dr} \right)_{кр}. \quad (37)$$

Тогда максимально допустимый дебит скважины будет

$$Q_{кр} = v_{кр} \cdot F, \quad (38)$$

где $Q_{кр}$ – критический (максимально допустимый) дебит скважины по жидкости в пластовых условиях; F – площадь поверхности притока.

Наибольшая скорость фильтрации имеет место на стенке скважины. Для вертикальной скважины с открытым стволом площадь поверхности притока будет

$$F = 2\pi r_c \cdot h_{\phi}, \quad (39)$$

где r_c – радиус скважины по долоту; h_{ϕ} – работающая толщина пласта (участвующая в фильтрации).

Для однородного (изотропного) пласта работающая толщина пласта равна полной толщине. Для неоднородного

(слоистого) пласта работающая толщина всегда меньше общей толщины [19].

Тогда из (39) получаем

$$Q_{кр} = \frac{K}{\mu} \cdot \left(\frac{dp}{dr} \right)_{кр} \cdot 2\pi \cdot r_c \cdot h_{\phi}. \quad (40)$$

Используем понятие коэффициента гидропроводности

$$\chi = \frac{K \cdot h_{\phi}}{\mu}, \quad (41)$$

учитывающего вариации коэффициента проницаемости и работающей толщины пласта, который определяется из уравнения притока жидкости к скважине.

Окончательно имеем

$$Q_{кр} = \chi \cdot \left(\frac{dp}{dr} \right)_{кр} \cdot 2\pi \cdot r_c. \quad (42)$$

Следовательно, максимально допустимый дебит скважины зависит от коэффициента гидропроводности, критического градиента давления на стенке скважины и радиуса скважины по долоту.

В табл. 4 приводятся результаты расчета максимально допустимого дебита скважины по нефти при различной степени увеличения ее радиуса для трех значений коэффициента гидропроводности. В расчетах принято $r_c = 0,1$ м, $(dp/dr)_{кр} = 0,018$ МПа/м (вынос крупных фракций песка диаметром > 100 мкм).

Таким образом, по условиям предотвращения выноса песка диаметр скважины, или площадь фильтрации, необходимо увеличивать в 4–5 раз.

Коэффициент гидропроводности можно увеличить, используя физико-химические методы воздействия на ПЗП [4, 15, 16].

Рассмотрим возможность увеличения коэффициента гидропроводности увеличением радиуса скважины и (или) изменением ее геометрии. Технология увеличения диаметра ствола скважины в интервале продуктивного пласта путем растворения кислотой карбонатной составляющей породы описана в книге Б.М. Сучкова [4] для условия нефтяных

Таблица 4

Максимально допустимый дебит скважины увеличенного радиуса

Степень увеличения радиуса скважины n	Максимально допустимый дебит скважины по жидкости, м ³ /сут		
	$\chi = 0,1 \cdot 10^{-9}$ м ³ /Па·с	$\chi = 1 \cdot 10^{-9}$ м ³ /Па·с	$\chi = 10 \cdot 10^{-9}$ м ³ /Па·с
1	0,08	0,8	8
2	0,16	1,6	16
3	0,24	2,4	24
4	0,32	3,2	32
5	0,40	4,0	40

месторождений Удмуртии. Рекомендуется использовать эту технологию при карбонатности породы более 20 %.

Увеличение диаметра скважины способствует уменьшению разрушения призабойной зоны и повышению надежности конструкции открытого забоя.

Существенное повышение дебита происходит не только вследствие увеличения диаметра скважины, но и в результате растворения и выноса шлама из наиболее низкопроницаемой загрязненной зоны пласта, непосредственно примыкающей к эксплуатационной колонне [20].

Технология УДС позволяет увеличить диаметр ствола скважины по Удмуртии – до 25–35 см (при диаметре долота 216 мм), по Татарии – до 53 см, т.е. не более чем в 2 раза.

В табл. 5 приведены результаты промышленных испытаний технологии УДС на скважинах Мишкинского месторождения в целом по технологии и с учетом увеличения диаметра скважины в 2 раза (при $R_k = 150$ м, $r_c = 0,158$ м).

Как видно из табл. 5, по всем скважинам получено абсолютное увеличение (столбец 6) и относительное увеличение (столбец 7) дебита скважины в целом по технологии.

При степени увеличения диаметра скважины $n = 2$ дебит скважины составит

$$\Delta Q_2^* = Q_1 \left(\frac{\ln \frac{R_k}{r_c}}{\ln \frac{R_c}{nr_c}} - 1 \right). \quad (43)$$

Следовательно, за счет увеличения коэффициента гидропроводности (коэффициента проницаемости или работающей толщины пласта) получен дополнительный прирост дебита скважины

$$\Delta Q_2^{**} = Q_2 - \Delta Q_2^*. \quad (44)$$

Следовательно, основной эффект при технологии УДС получен за счет очистки призабойной зоны пласта. Низкая эффективность технологии УДС отмечалась в свое время В.Н. Щелкачевым и Б.Б. Лапуком [2].

Рассмотрим возможность использования технологии гидравлического разрыва пласта и бурения горизонтальных скважин для увеличения поверхности фильтрации.

Обычно горизонтальные скважины и гидроразрыв пласта используют для повышения охвата пластов разработкой, особенно с зональной и по напластованию неоднородностью [7, 8, 21]. Вместе с тем эти технологии могут использоваться для повышения продуктивности скважин путем воздействия на призабойную зону пласта

Приток жидкости к горизонтальной нефтяной скважине изучен в работах Ю.П. Борисова [8], В.П. Пилатовского [9], А.М. Пирвердяна, В.Д. Лысенко, S.D. Joshi, F.M. Giger и других авторов [7, 13, 14].

Приток жидкости к скважине с трещиной гидроразрыва изучен в работах [7, 9, 14, 21, 23, 24].

Таблица 5

Результаты промышленных испытаний технологии УДС
на скважинах месторождений Удмуртии

Номер скважины	Месторождение	Эксплуатационный горизонт	Дебит, т/сут		$Q_2 - Q_1$	Q_2/Q_1 в целом по технологии	ΔQ_2^* при $n = 2$	ΔQ_2^{**}
			до ОПЗ Q_1	после ОПЗ Q_2				
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1322	Мишкинское	Черепетский	1,0	14,0	13,0	14	0,11	12,9
2063	—	Верейский	0,5	4,9	4,4	9,8	0,05	4,35
1327	—	Черепетский	1,0	4,4	3,4	4,4	0,11	3,29
1314	—	—	3,0	10,0	7,0	3,3	0,33	6,67
1355	—	—	1,0	7,2	6,2	7,2	0,11	6,09
1633	—	—	0	8,0	8,0	—	—	8,0
714	—	Башкирский	3,4	5,7	2,3	1,7	0,37	1,93
1357	—	Черепетский	2,8	3,9	1,1	1,4	0,31	0,79
311	—	—	0,9	2,9	2,0	3,2	0,1	1,9
2039	—	Верейский	1,0	6,5	5,5	6,5	0,11	5,39
1994	—	—	3,0	4,0	1,0	1,3	0,33	0,67
733	—	Башкирский	3,0	4,0	1,0	1,3	0,33	0,67
326	—	Черепетский	2,4	3,7	1,3	1,5	0,26	1,04
321	—	—	0,9	10,0	9,9	11	0,1	9,0
333	—	—	2,0	12,0	10,0	6	0,22	9,78
335	—	—	1,0	18,0	17,0	18	0,11	16,9
2025	—	Верейский	2,0	3,0	1,0	1,5	0,22	0,78
1331	—	Турнейский	0,1	4,3	4,2	43	0,01	4,29
316	—	—	0,9	5,0	4,1	5,5	0,1	4,0
350	—	—	0,9	3,1	2,2	3,4	0,1	2,1
1332	—	—	0,8	5,2	4,8	6,5	0,09	4,31
4222	Лиственское	Турнейский	12,7	17,9	5,2	1,4	1,4	3,8
4231	—	—	9,7	26,3	16,6	2,7	1,07	15,4
4227	—	—	13,0	16,6	3,6	1,3	1,43	2,2

В статье В.А. Васильева и Т.А. Гунькиной [22] на основе единой модели получены формулы для расчета функции геометрических размеров зоны дренирования пласта для линейного закона фильтрации:

– для вертикальной скважины увеличенного в n раз диаметра

$$f_a(r, h) = \frac{1}{\pi h} \ln \frac{R_k}{n \cdot r_c}; \quad (45)$$

– для вертикальной трещины гидро-разрыва, вскрывающей пласт на всю толщину,

$$f_a(l, h) = \frac{1}{\pi h} \left(\ln \frac{\pi R_k}{2l} \right); \quad (46)$$

– для горизонтальной скважины

$$f_a(l, h) = \frac{1}{\pi h} \times \left(\ln \frac{R_k^2 + \frac{2}{\pi} l^2 \sqrt{\left(\frac{h}{2}\right)^2 + l^2}}{\sqrt{R_k^2 + l^2} \left(\frac{h}{2}\right)^2 + \frac{2}{\pi} l^2} + \frac{h}{2l} \ln \frac{h}{2r_c} \right). \quad (47)$$

В табл. 6 дана сравнительная оценка механических способов воздействия на

призабойную зону пласта скважинами разной конфигурации ($R = 350$ м, $h = 10$ м, $r_c = 0,1$ м).

Таблица 6
Сравнительная оценка механических способов воздействия на призабойную зону пласта

Степень увеличения диаметра вертикальной скважины l	1	2	3	4	5
Диаметр скважины с расширенным стволом, м	0,2	0,4	0,6	0,8	1,0
Требуемая длина трещины гидроразрыва, м	0,33	0,66	0,98	1,32	1,64
Требуемая длина горизонтальной скважины, м	7,0	8,4	9,6	10,4	11,2

Заключение

Эффективность увеличения диаметра ствола зависит от проявляемого закона притока флюида к скважине (линейный закон фильтрации или нелинейный). Эффективность способа зависит в основном от отношения коэффициентов фильтрационных сопротивлений и кратности увеличения диаметра ствола скважины. В отдельных случаях скважины увеличенного диаметра в интервале продуктивного пласта могут конкурировать по продуктивности с горизонтальными скважинами и трещинами гидроразрыва.

Список литературы

1. О возможности создания высокопродуктивных скважин большого диаметра / Ю.П. Коротаев, Г.Р. Рейтенбах, В.И. Белов [и др.] // Газовое дело / Всерос. науч.-исслед. ин-т организации, управления и экономики нефтегаз. пром-ти. – 1970. – № 4. – С. 26–29.
2. Щелкачев В.Н., Лапук Б.Б. Подземная гидравлика. – Ижевск: Регулярная и хаотическая динамика, 2001. – 736 с.
3. Derry D. Sparlin. Pressure-packing technique controls anconsolatend sand // Oil and Gas. – 1971. – Vol. 65, № 11 – P. 87–93.
4. Сучков Б.М. Повышение производительности малодобитных скважин / УдмуртНИПИ-нефть. – Ижевск, 1999. – 550 с.
5. Васильев В.А., Борхович С.Ю., Шамшин В.И. Оценка коэффициентов вихревых сопротивлений в уравнении фильтрации газа // Проблемы капитального ремонта скважин, эксплуатации подземных хранилищ газа и экологии: сб. науч. тр. СевКавНИПИгаза. – Ставрополь, 2002. – Вып. 36. – С. 61–66.
6. Определение энергосберегающего дебита скважин ПХГ по результатам газодинамических исследований / А.Н. Арутюнов, Д.А. Удолов, С.Ю. Борхович, В.А. Васильев // Проблемы капитального ремонта скважин и эксплуатации ПХГ: сб. науч. тр. СевКавНИПИгаза. – Ставрополь, 2001. – Вып. 34. – С. 78–82.
7. Бердин Т.Г. Проектирование разработки нефтегазовых месторождений системами горизонтальных скважин. – М.: Недра-Бизнесцентр, 2001. – 199 с.
8. Борисов Ю.П., Табаков В.П. О притоке нефти к горизонтальным и наклонным скважинам в изотропном пласте конечной мощности // НТС по добыче нефти. – 1992. – Вып. 16.
9. Пилатовский В.П. Исследование некоторых задач фильтрации к горизонтальным скважинам, пластовым трещинам, дренирующим горизонтальный пласт // Тр. Ин-та. – М.: Гостоптехиздат, 1961. – Вып. 32.
10. Башкатов А.Д. Предупреждение пескования скважин. – М.: Недра, 1981. – 176 с.
11. Бузинов С.Н., Умрихин Н.Д. Исследование пластов и скважин при упругом режиме фильтрации. – М.: Недра, 1964. – 269 с.
12. Сьюмен Д., Эллис Р., Снайдер Р. Справочник по контролю и борьбе с пескопроявлениями в скважинах / пер. с англ. М.А. Цайгера. – М.: Недра, 1986. – 176 с.
13. Joshi S.D. Method calculate area drained by horizontal wells // Oil and Gas Journal. – 1990. – Sept. 17. – P. 77–82.
14. Giger F.M. Reduction du nombre de puits par l'utilisation de foreges horizontaux // Reuve de l'instytut Fr. Du Petrole. – 1983. – May-Juni. – Vol. 38. – № 3.
15. Сучков Б.М. Интенсификация работы скважин. – Ижевск: Регулярная и хаотическая динамика, 2007. – 612 с.

16. Кудинов В.И., Сучков Б.М. Интенсификация добычи вязкой нефти из карбонатных коллекторов. – Самара: Кн. изд-во, 1996. – 440 с.
17. Басниев К.С., Кочина И.Н., Максимов В.Н. Подземная гидромеханика: учеб. для вузов. – М.: Недра, 1993. – 416 с.
18. Duriofsky J., Milliken W.J., Bernath A. Scale up in the Near-Well Region // SPEJ. – 2000. – P. 110–117.
19. Васильев В.А., Дубенко В.Е. Модель переноса песка в пористой среде // Строительство газовых и газоконденсатных скважин: сб. науч. тр. ВНИИгаза. – М., 1996. – С. 94–99.
20. Боярчук Д.Ф., Кереселидзе В.Л. Изучение особенностей проникновения в коллекторы извостково-битумных растворов // Нефтяное хозяйство. – 1983. – № 11. – С. 25–27.
21. Каневская Р.Д. Математическое моделирование разработки месторождений нефти и газа с применением гидравлического разрыва пласта. – М.: Недра-Бизнесцентр, 1999. – 212 с.
22. Hydraulic Fracture Geometry Investigation for Successful Optimization of Fracture Modeling and Overall Development of Jurassic Formation in Western Siberia / A. Nikitin, A. Yudin, I. Latypov, A. Haidar, G. Borisov // Asia Pacific Oil and Gas Conference & Exhibition, 4–6 August 2009, Jakarta, Indonesia. SPE 121888-MS. – Jakarta, 2009.
23. Nakashima T., Nomura M. New Analytical Correction for Multi-Phase Flow Effect in Near-Well Regions of Coarse-Grid System // SPE 87067. – 2004.
22. Васильев В.А., Гунькина Т.А. Единый подход к расчету зоны дренирования скважинами различной конфигурации / Нефтепромысловое дело. – 2013. – № 4. – С. 5–8.

References

1. Korotaev Yu.P., Rejtenbax G.R., Belov V.I. [et al.]. O vozmozhnosti sozdaniya vysokoproduktivnykh skvazhin bol'shogo diametra [On the possibility of creating high-wells of large diameter]. *Gazovoe delo*, 1970, no. 4.
2. Shhelkachev V.N., Lapuk B.B. Podzemnaya gidravlika [Underground hydraulics]. Izhevsk, 2001. 736 p.
3. Sparlin D.D. Pressure-packing technique controls anconsolidatend sand. *Oil and Gas*, 1971. vol. 65, no. 11, pp. 87–93.
4. Suchkov B.M. Povyshenie proizvoditel'nosti malodebitnykh skvazhin [Increasing productivity of marginal wells]. Izhevsk: UdmurtNIPi-neft', 1999. 550 p.
5. Vasil'ev V.A., Borxovich S.Yu., Shamshin V.I. Ocenka koe'fficientov vixrevykh soprotivlenij v uravnenii fil'tracii gaza [Estimation of vortex resistance coefficients in the gas filtration equation]. *Sbornik nauchnykh trudov SevKavNIPiGaza "Problemy kapital'nogo remonta skvazhin, e'kspluatatsii podzemnykh xranilishh gaza i e'kologii"*, 2002, no. 36, pp. 61–66.
6. Arutyunov A.N., Udodov D.A., Borxovich S.Yu., Vasil'ev V.A. Opredelenie e'nergosberegayushhego debita skvazhin PXG po rezul'tatam gazodinamicheskix issledovaniy [Definition of energy saving PHG well production rates by results of of gas-dynamic studies]. *Sbornik nauchnykh trudov SevKavNIPiGaza "Problemy kapital'nogo remonta skvazhin i e'kspluatatsii PXG"*, 2001, no. 34, pp. 78–82.
7. Berdin T.G. Proektirovanie razrabotki neftegazovykh mestorozhdenij sistemami gorizontal'nykh skvazhin [Designing oil and gas development systems of horizontal wells]. Moscow: Nedra-Biznescentr, 2001. 199 p.
8. Borisov Yu.P., Tabakov V.P. O pritoke nefi k gorizontal'nym i naklonnym skvazhinam v izotropnom plaste konechnoj moshhnosti [On the inflow of oil to horizontal and inclined wells in isotropic formation finite thickness]. *NTS po dobyche nefi*, 1992, no. 16.
9. Pilatovskij V.P. Issledovanie nekotorykh zadach fil'tracii k gorizontal'nym skvazhinam, plastovym treshhinam, dreniruyushhim gorizontal'nyj plast [Investigation of some problems of filtration to horizontal wells, reservoir fractures draining horizontal reservoir]. *Trudy Instituta*. Moscow: Gostoptexizdat, 1961, no. 32.
10. Bashkatov A.D. Preduprezhdenie peskovaniya skvazhin [Warning wells sand production]. Moscow: Nedra, 1981. 176 p.
11. Buzinov S.H., Umrixin N.D. Issledovanie plastov i skvazhin pri uprugom rezhime fil'tracii [Investigation of reservoirs and wells in the elastic mode of filtration]. Moscow: Nedra, 1964. 269 p.
12. S'yumen D., E'llis R., Snajder R. Spravochnik po kontrolyu i bor'be s peskoproyavlennyami v skvazhinax [Handbook of control and sand control in wells]. Moscow: Nedra, 1986. 176 p.
13. Joshi S.D. Method calculate area drained by horizontal wells. *Oil and Gas Journal*, 1990, no. 17, pp. 77–82.

14. Giger F.M. Reduction du nombre de puits par l'utilisation de foreges horizontaux. *Revue de l'Institut Fr. Du Petrole*, 1983, vol. 38, no. 3.
15. Suchkov B.M. Intensifikaciya raboty skvazhin [Intensification of well operation]. Izhevsk, 2007. 612 p.
16. Kudinov V.I., Suchkov B.M. Intensifikaciya dobychi vyazkoj nefti iz karbonatnyx kollektorov [Intensification of viscous oil production from carbonate reservoirs]. Samara: Knizhnoe izdatel'stvo, 1996, 440 p.
17. Basniev K.S., Kochina I.N., Maksimov V.N. Podzemnaya gidromexanika [Underground hydromechanics]. Moscow: Nedra, 1993. 416 p.
18. Duriofsky J., Milliken W.J., Bernath A. Scaie up in the Near-Well Region. *SPEJ*, 2000.
19. Vasil'ev V.A., Dubenko V.E. Model' perenosa peska v poristoj srede [Transfer model of sand in a porous medium]. *Sbornik nauchnyx trudov VNIIGaza "Stroitel'stvo gazovyx i gazokondensatnyx skvazhin"*, 1996, pp. 94–99.
20. Boyarchuk D.F., Kereselidze V.L. Izuchenie osobennostej proniknoveniya v kollektory izvestkovo-bitumnyx rastvorov [Study of features of penetration into sewers lime-bitumen solutions]. *Neftyanoe hozyajstvo*, 1983, no. 11, pp. 25–27.
21. Kanevskaya R.D. Matematicheskoe modelirovanie razrabotki mestorozhdenij nefti i gaza s primeneniem gidravlicheskogo razryva plasta [Mathematical modeling of the development of oil and gas using hydraulic fracturing]. Moscow: Nedra-Biznescentr, 1999. 212 p.
22. Nikitin A., Yudin A., Latypov I., Haidar A., Borisov G. Hydraulic Fracture Geometry Investigation for Successful Optimization of Fracture Modeling and Overall Development of Jurassic Formation in Western Siberia. *Asia Pacific Oil and Gas Conference & Exhibition, Jakarta, Indonesia, 2009, SPE 121888-MS*. Jakarta, 2009.
23. Nakashima T., Nomura M. New Analytical Correction for Multi-Phase Flow Effect in Near-Well Regions of Coarse-Grid System. *SPE 87067*, 2004.
24. Vasil'ev V.A., Gun'kina T.A. Edinyj podxod k raschetu zony drenirovaniya skvazhinami razlichnoj konfiguracii [A unified approach to the calculation of drainage area wells of different configurations]. *Neftpromyslovoe delo*, 2013, no. 4, pp. 5–8.

Сведения об авторах

Полтавская Марина Дмитриевна (Ставрополь, Россия) – доцент кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений Института нефти и газа Северо-Кавказского федерального университета (355000, г. Ставрополь, пр. Кулакова, 16/1; e-mail: RANGM26@yandex.ru).

Вержицкий Вячеслав Владимирович (Ставрополь, Россия) – старший преподаватель кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений Института нефти и газа Северо-Кавказского федерального университета (355000, г. Ставрополь, пр. Кулакова, 16/1; e-mail: RANGM26@yandex.ru).

Гунькина Татьяна Александровна (Ставрополь, Россия) – старший преподаватель кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений Института нефти и газа, Северо-Кавказского федерального университета (355000, г. Ставрополь, пр. Кулакова, 16/1; e-mail: RANGM26@yandex.ru).

About the authors

Poltavskaya Marina Dmitrievna (Stavropol, Russia) – associate professor of the development and exploitation of oil and gas fields department, Oil and Gas Institute, North-Caucasian Federal University (355000, Stavropol, Kulakov ave., 16/1; e-mail: RANGM26@yandex.ru).

Verzhickij Vyacheslav Vladimirovich (Stavropol, Russia) – senior lecturer of the development and exploitation of oil and gas fields department, Oil and Gas Institute, North-Caucasian Federal University (355000, Stavropol, Kulakov ave., 16/1; e-mail: RANGM26@yandex.ru).

Gun'kina Tat'yana Aleksandrovna (Stavropol, Russia) – senior lecturer of the development and exploitation of oil and gas fields department, Oil and Gas Institute, North-Caucasian Federal University (355000, Stavropol, Kulakov ave., 16/1; e-mail: RANGM26@yandex.ru).

Получено 28.02.2013