

УДК 532.593: 534.222.2: 622.245.142.2

© ПНИПУ / PNRPU, 2016

ОПЫТ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ КОМПЕНСАТОРОВ ВЗРЫВНЫХ ДАВЛЕНИЙ ПРИ КУМУЛЯТИВНОЙ ПЕРФОРАЦИИ (В КАЧЕСТВЕ ОБСУЖДЕНИЯ)

В.Г. Неволин

Ключевые слова:

Обсадная колонна, защита, перфорация, газовый пузырь, столб скважинной жидкости, энергия взрыва, ударный импульс, ударные нагрузки, высота поднятия, скорость падения, гидроудар, кинетическая энергия, потенциальная энергия, кумулятивный заряд, компенсатор, время безводной эксплуатации скважин, отбор безводной нефти, тормозящие элементы, местные сопротивления, коэффициент местного сопротивления.

Рассматриваются процессы, происходящие в скважинах при взрывных перфорационных работах. Получено уравнение движения столба скважинной жидкости при взрывных работах в скважине в предположении, что движение жидкого столба обусловлено расширением и сжатием образованного продуктами взрыва газового пузыря. Описаны различные способы защиты обсадной колонны от действия взрыва, и проведен анализ их эффективности.

Кроме того, в работе показана история создания компенсаторов взрывных давлений и технологии их применения для защиты скважины в процессах вторичного вскрытия пласта в ООО «ПермНИПИнефть». Приведены результаты по эффективности использования компенсаторов на нефтепромыслах страны.

Показано, что гашение взрывных давлений при кумулятивной перфорации увеличивает продолжительность безводного периода эксплуатации скважин, количество отбираемой безводной нефти и в конечном итоге делает разработку нефтяных месторождений более рациональной. Весьма целесообразно применение компенсаторов при перфорации в водонефтяных зонах пластов с подошвенной водой (на 2–5 м выше водонефтяного контакта). Это позволяет более длительное время добывать из них безводную или мало обводненную нефть, соответственно располагая нижние отверстия фильтра ближе к водонефтяному контакту, и как следствие, увеличить нефтеотдачу водонефтяных зон. Кроме того, за счет сохранения герметичности крепления скважин при перфорации с гашением взрывных давлений возможно резкое уменьшение темпов обводнения скважин подошвенной водой. При значительных расстояниях от нижних отверстий фильтров до поверхности водонефтяного контакта (более 20 м) эффект влияния гашения взрывных давлений выражен слабее.

Рассмотрена так называемая щадящая технология перфорации, заключающаяся в том, что компенсаторы взрывных давлений устанавливаются одновременно и снизу, и сверху перфоратора.

Введение

На продуктивность и продолжительность освоения скважин значительно влияет их заканчивание. Оно включает в себя первичное вскрытие, цементирование и вторичное вскрытие – перфорацию. Каждый из этих этапов оказывает соответствующее воздействие на продуктивный пласт.

Так, при первичном вскрытии основным фактором, воздействующим на пласт, является количество и химический состав фильтрата бурового и цементного растворов, проникающих в продуктивный пласт. Следующим по важности фактором является кольматация поровых каналов пласта твердой фазой бурового раствора.

Участок измененных пород в скважине состоит из зон с различными физическими свойствами [1]: глинистая корка, зона кольматации и зона проникновения. При бурении с использованием безглинистых растворов глинистая корка отсутствует. Ее толщина изменяется от миллиметров до сантиметров. Зона кольматации может уже достигать нескольких сантиметров. Она

представляет собой прискважинную часть пласта, поры которой частично или полностью закупорены, что затрудняет или даже исключает движение флюида от неизменной части пласта к скважине.

Зона проникновения характеризуется тем, что фильтраты промывочной жидкости и цементного раствора, глубоко проникая в пласт, приводят к изменению смачиваемости породы и других свойств пласта. Размеры этой зоны зависят как от растворов вскрытия скважины, так и от времени их воздействия. Исследованиями [2] установлено, что средний диаметр зоны проникновения для пластов, вскрытых на глинистом растворе, составляет 1,7 м, а для пластов, вскрытых на безглинистых растворах, – 0,5 м.

При вторичном вскрытии кольматация является решающим фактором, оказывающим влияние на совершенство гидродинамической связи скважины с питающим пластом.

Характеристиками, влияющими на совершенство вторичного вскрытия продуктивного пласта в процессе строительства скважин, являются чистота перфорационных каналов и их

длина, время воздействия раствора вскрытия и репрессия на пласт через созданные каналы [3].

В настоящее время вторичное вскрытие продуктивного пласта в основном осуществляют кумулятивными перфораторами типа ПКС и ПК. Однако намечается тенденция к снижению доли высокоэффективных и технологичных бескорпусных перфораторов типа ПКС в общем объеме перфорационных работ, что связано в основном с необходимостью сохранения обсадной колонны и заколонного цементного камня. Соответственно, увеличивается применение менее эффективных корпусных перфораторов типа ПК, обладающих меньшими взрывными давлениями и пробивной способностью.

Конечно, существуют и альтернативные методы перфорации. Например, гидромеханическая щелевая перфорация, но она недостаточно отработана и адаптирована к скважинным условиям, или точечная перфорация на базе сверлящих устройств и гидropескоструйная перфорация, которые применяются относительно редко в связи со сложностью организации и недостаточной безопасностью работ.

Несмотря на недостатки кумулятивной перфорации, т.е. высокие значения величины ударного воздействия на эксплуатационную колонну, которое может привести к заколонной циркуляции, у этого метода есть неоспоримое преимущество, а именно небольшие временные затраты на проведение работ.

Прежде чем говорить о защите обсадной колонны и заколонного цементного камня, рассмотрим процессы, происходящие при взрывной перфорации в скважине.

Процессы, происходящие в скважине

При взрыве заряда в скважине возникает газовый пузырь из продуктов сгорания взрывчатого вещества. Этот газовый пузырь, расширяясь, приводит к подъему столба скважинной жидкости. Поднятие столба жидкости идет до тех пор, пока энергия взрыва не будет израсходована, после чего столб начинает падать. Однако прежде чем столб жидкости начнет подниматься, произойдет следующее. Ударный импульс от взрыва зарядов в скважине приводит к сжатию низа столба скважинной жидкости, в результате этого по столбу жидкости побежит волна

сжатия. И пока эта волна не достигнет верхней границы жидкого столба, а затем уже в виде волны разгрузки не вернется к нижней границе столба жидкости, жидкость будет оставаться на месте. При этом если вначале сжатие идет со сверхзвуковой скоростью, то уже на расстоянии нескольких десятков сантиметров этот процесс замедляется и в последующем идет со звуковой в данной среде скоростью. Это явление аналогично процессу соударения твердых тел.

Время τ до начала движения столба жидкости (время задержки) можно оценить по формуле

$$\tau \approx 2H/C_0,$$

где C_0 – скорость звука в скважинной жидкости.

Тогда для времени задержки движения столба скважинной жидкости получаем при $C_0 \approx 1350$ м/с следующие оценки: $\tau \approx 1,5$ и $3,0$ с при $H = 1000$ и 2000 м соответственно.

Учет сжатия столба скважинной жидкости и времени задержки перед его поднятием газообразными продуктами взрыва очень важен при разработке средств и способов защиты скважин от действия ударных нагрузок.

Итак, подъем столба жидкости в скважине газообразными продуктами взрыва будет происходить не ранее чем через время задержки τ .

Если за модель поднятия, а затем и падения столба жидкости взять поведение этого столба на упругом газовом пузыре («пружине»), то уравнение движения столба жидкости можно записать в виде

$$\frac{d^2x}{dt^2} + 2\delta \frac{dx}{dt} + \omega_0^2 x = 0, \quad (1)$$

где x – смещение столба жидкости от положения равновесия (от уровня сжатия); δ – диссипативный параметр; ω_0 – собственная частота колебаний столба жидкости, $\omega_0 = (K/m)^{1/2}$; K – упругость пузыря из газообразных продуктов взрыва; m – масса столба жидкости, $m = \rho \pi g H R^2$; R – его радиус.

Решая это уравнение, получим для смещения столба следующее:

$$x = h_0 e^{-\delta t} \sin \sqrt{\omega_0^2 - \delta^2} t, \quad (2)$$

где h_0 – высота максимального поднятия столба жидкости. Это решение показывает, что движение столба описывается затухающими колебаниями с частотой $\omega \approx \omega_0$ при $\delta \ll \omega_0$ и аperiодическими колебаниями, если $\delta \geq \omega_0$.

Для определения частоты колебаний столба жидкости необходимо знать величину упругости газового пузыря K . Ее можно оценить из тех соображений, что вес падающего столба жидкости сжимает «газовую пружину» на величину $h_0 - h_1$. Здесь h_1 – предельная высота газового пузыря, сжатого упавшим столбом жидкости. Тогда $K = mg/(h_0 - h_1)$.

Отсюда для собственной частоты колебаний столба жидкости имеем

$$\omega_0 = (K/m)^{1/2} = [g/(h_0 - h_1)]^{1/2}. \quad (3)$$

Величину h_1 найдем из адиабатического сжатия газового пузыря ударным воздействием падающего столба жидкости. Ударное действие столба будет определяться суммой гидростатического давления и давления гидроудара p_G . Поскольку давление в газовом пузыре перед падением столба жидкости определялось лишь давлением веса¹ этого столба жидкости, можем записать следующее уравнение:

$$\frac{mg}{S}(Sh_0)^\gamma = (\rho gH + p_G)(Sh_1)^\gamma.$$

Здесь S – площадь сечения обсадной колонны; γ – показатель адиабаты, $\gamma \approx 1,33$.

Отсюда получим выражение для h_1 :

$$h_1 = h_0 \sqrt[\gamma]{\frac{\rho gH}{\rho gH + p_G}}. \quad (4)$$

Высота поднятия и частота колебаний столба скважинной жидкости, а также упругость газового пузыря зависят как от вида перфоратора, так и от количества сработавших зарядов n .

Отсюда период колебаний столба скважинной жидкости $T = 2\pi/\omega$ меняется, как показывают оценки, от 6 до 7 с для $n = 10$ и $H = 500, 2500$ м и от 16 до 17 с для $n = 60$ и $H = 500, 2500$ м. Эти результаты близки к наблюдаемым значениям периода колебаний столба скважинной жидкости при термогазохимическом воздействии [4].

¹ Давление в газе будет меньше, так как конечную часть пути столб движется по инерции.

Наряду с медленными колебаниями, такими как движение столба жидкости, существуют еще и быстрые колебания. Это движения звуковой (ударной) волны по столбу скважинной жидкости, период колебаний которых определяется временем задержки, т.е. $T \approx 2H/C_0$. Причем эти колебания наблюдаются как в движущейся, так и в неподвижной, зумпфовой, части столба скважинной жидкости. Медленные и быстрые колебания взаимодействуют между собой. В результате этого ударное давление может или увеличиться при сложении волн в одинаковых фазах, или же уменьшиться в противном случае.

Пульсирующие движения столба жидкости в скважине приводят к тому, что наряду с давлением взрыва появляются еще и давления гидроударов. Поскольку амплитуда колебаний столба жидкости затухает со временем, то наиболее сильное воздействие на скважину оказывает первый гидроудар, и отсюда значение диссипативного параметра δ в уравнениях (1) и (2) не конкретизируется. Это давление гидроудара p_G можно определить из выражения [5]

$$\begin{aligned} p_\Sigma &= \rho gH + p_G = \rho gH + \rho C_0 V = \\ &= \rho gH + \rho C_0 \omega h_0, \end{aligned} \quad (5)$$

где p_Σ – результирующее давление в интервале перфорации; V – скорость падения столба жидкости, $\omega = (\omega_0^2 - \delta^2)^{1/2} \approx \omega_0$.

Итак, даже такая грубая модель движения столба жидкости позволяет при наличии связи между h_0 , h_1 , K , ω_0 с числом сработавших зарядов n произвести оценку частоты колебаний жидкого столба при его движении под действием продуктов взрыва, а также возникающих при падении столба жидкости величин давлений гидроударов.

Оценка величины гидроударов

Оценим величину гидроударов в зависимости от числа зарядов и высоты столба жидкости. Если на совершение полезной работы по созданию каналов, связывающих пласт и скважину, расходуется 20–30 % энергии взрыва [6], то остальная же часть энергии идет на поднятие столба жидкости и нагрев среды.

Высоту поднятия h столба скважинной жидкости в результате взрыва n зарядов можно определить из выражения

$$mgh = (1 - \eta)n \cdot \varepsilon_0 - \Delta p_T S \cdot h, \quad (6)$$

где η – КПД взрыва; ε_0 – энергия от взрыва одного заряда; Δp_T – потери давления на трение жидкости о стенки скважины, $\Delta p_T = \lambda \rho H V^2 / 4R$; λ – коэффициент сопротивления [7], $\lambda = 0,11(k/2R + 68/Re)^{1/4}$; k – шероховатость обсадной колонны; Re – число Рейнольдса.

Точно такое же уравнение запишется и для кинетической энергии поднимающегося столба жидкости. Отсюда получаем для связи скорости движения столба жидкости и высоты его поднятия следующее выражение:

$$V = (2gh)^{1/2}.$$

Подставляя это соотношение в уравнение (6), получим для высоты поднятия столба жидкости

$$h + \lambda \frac{h^2}{2R} = \frac{(1 - \eta)n\varepsilon_0}{\rho g S H}. \quad (7)$$

Решая это уравнение, найдем

$$h = -\frac{R}{\lambda} + \sqrt{\frac{R^2}{\lambda^2} + \frac{2(1 - \eta)n\varepsilon_0 R}{\lambda \rho g S H}}. \quad (8)$$

После того как энергия взрыва израсходована и столб жидкости поднимается на высоту h , он начинает падать под действием собственного веса. Его потенциальная энергия переходит в кинетическую энергию падающего столба.

Скорость падающего столба жидкости можно определить из выражения

$$\begin{aligned} \frac{mV^2}{2} &= mgh - \frac{\lambda \rho S H h V^2}{4R} = \\ &= mgh \left(1 - \frac{\lambda}{2R} \frac{V^2}{2g} \right). \end{aligned} \quad (9)$$

Из выражения для потенциальной энергии (6) находим, что

$$mgh \left(1 + \frac{\lambda}{2R} \frac{V^2}{2g} \right) = (1 - \eta)n\varepsilon_0. \quad (10)$$

Подставляя в уравнение (9) mgh из уравнения (10), получим для V следующее уравнение:

$$\begin{aligned} V^4 + \left(\frac{4Rg}{\lambda} + \frac{2(1 - \eta)n\varepsilon}{m} \right) V^2 - \\ - \frac{8Rg(1 - \eta)n\varepsilon_0}{\lambda m} = 0. \end{aligned} \quad (11)$$

Решая это уравнение, рассчитаем для скорости падения столба скважинной жидкости уравнение вида

$$\begin{aligned} V = \left(\left(\frac{4g^2 R^2}{\lambda^2} + \frac{12Rg(1 - \eta)n\varepsilon_0}{\lambda m} + \right. \right. \\ \left. \left. + \frac{(1 - \eta)^2 n^2 \varepsilon_0^2}{m^2} \right)^{1/2} - \left(\frac{2Rg}{\lambda} + \frac{(1 - \eta)n\varepsilon_0}{m} \right) \right)^{1/2}. \end{aligned} \quad (12)$$

Подставляя значения скорости падения столба жидкости в уравнение (5), получим для ударного давления p_Σ в интервале перфорации следующее:

$$p_\Sigma = \rho g H + \rho C_0 V. \quad (13)$$

На рис. 1, а, б приведены кривые высоты поднятия столба жидкости и величины ударного давления при различных значениях высоты столба скважинной жидкости. Кривые построены для различного числа зарядов. Радиус обсадной колонны $R = 0,065$ м; плотность жидкости $\rho = 1150$ кг/м³; скорость звука в жидкости $C_0 \approx 1500$ м/с; КПД взрыва равен 0,3; кинематическая вязкость жидкости $\nu = 1,31 \cdot 10^{-6}$ м²/с; шероховатость обсадной колонны $k = 0,0003$; масса заряда из гексагена – 21,5 г; энергия от взрыва одного заряда $\varepsilon_0 \approx 118$ кДж [8].

Как хорошо видно из графика, приведенного на рис. 1, а, высота подъема столба жидкости тем больше, чем меньше высота столба жидкости, что вполне естественно.

Разрушающее действие ударной нагрузки определяется импульсом давления i или полным импульсом I , равным [5]

$$i = \int_0^{\tau} p(t) dt = \langle p \rangle \tau_p$$

или

$$I = \int_0^{\tau} S p(t) dt = \langle p \rangle S \tau_p.$$

Здесь $p(t)$ – давление; $\langle p \rangle$ – среднее давление за время τ_p ; τ_p – время действия импульса давления; S – площадь, на которую воздействует ударный импульс.

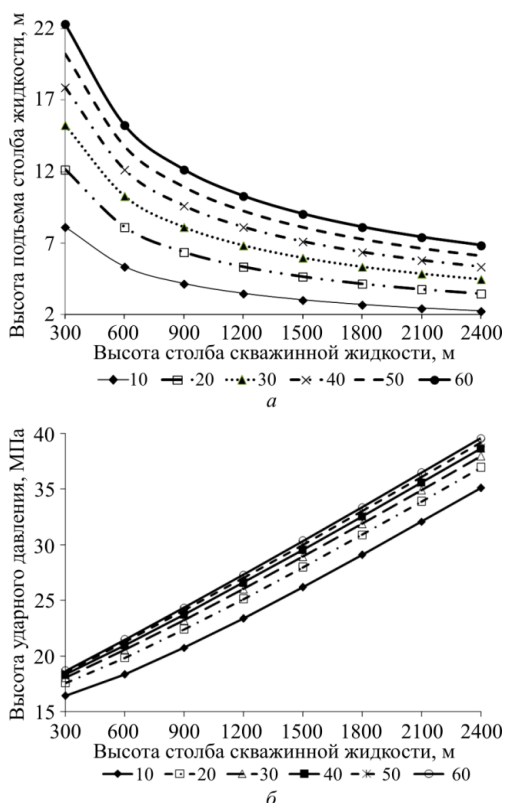


Рис. 1. Высота подъема жидкого столба (а) и величина ударного давления (б) в зависимости от числа зарядов и высоты столба скважинной жидкости

Оценим время воздействия взрывного и гидроударного импульсов τ на обсадную колонну.

Как известно, скорость детонации уже на расстоянии 2–3 радиусов от заряда тормозится настолько, что становится равной скорости звука в данной среде, отсюда расширение взрывной газовой полости будет происходить со скоростью звука в скважинной жидкости $C_0 \approx 1500$ м/с. Само же время детонации заряда, равное в зависимости от массы взрывчатого вещества 10^{-6} – 10^{-5} с [8], учитываться не будет.

Максимальная скорость падения столба скважинной жидкости также будет определяться скоростью звука, но уже в газовой среде, т.е. $C_{\Gamma} \approx 350$ м/с.

Время действия взрывного давления на обсадную колонну найдем из следующих соображений. При взрыве зарядов возникает газовая полость с давлением взрыва, которая расширяется со скоростью звука в жидкости, и давление в ней падает. Наступает момент, когда давление в газовой полости становится

равным давлению веса столба скважинной жидкости. Тогда разумно предположить, что это время расширения газовой полости и есть время воздействия взрывного давления на крепь скважины.

Отсюда найдем время действия взрывного давления τ_B и гидроударного действия τ_{Γ} из уравнений

$$\tau_B = V_{\Gamma}/(SC_0), \quad \tau_{\Gamma} = V_{\Gamma}/(SC_{\Gamma}). \quad (14)$$

Здесь V_{Γ} – объем газовой полости (без учета потерь на перфорацию пласта), который связан с количеством газа V_0 , получаемого при сгорании взрывчатого вещества при нормальном давлении p_0 , следующим выражением:

$$p_0 V_0^{\gamma} = \rho g H V_{\Gamma}^{\gamma}.$$

Отсюда следует, что $V_{\Gamma} = V_0 \sqrt[p_0 / \rho g H]{}$.

Сравнивая между собой C_0 и C_{Γ} в уравнении (14), видим, что τ_{Γ} больше τ_B как минимум в четыре раза. В действительности же τ_{Γ} во много раз больше τ_B , поскольку значение величины давления взрыва уже на первых сантиметрах от заряда снижается в сотни раз.

Временные оценки степени воздействия давлений, появляющихся в процессе перфорации, показывают, что взрывные давления к моменту создания связи пласта с колонной частично или полностью теряют свою мощность. Гидравлические удары возникают после образования перфорационных каналов и воздействуют как на колонну, так и на призабойную зону продуктивного пласта. Поскольку гидроудары возникают после сообщения пласта с колонной, а их ударный импульс может быть выше импульса взрыва, можно предположить, что именно они оказывают наибольшее влияние на степень гидродинамического совершенства вскрытия продуктивного пласта.

Отсюда следует, что защита крепи скважины должна осуществляться как при взрыве зарядов, так и при падении столба скважинной жидкости. Поскольку следующий за взрывом гидроудар внедряет в пласт жидкость вскрытия, то необходимо позаботиться и о специальных жидкостях, взрывная перфорация в которых не нарушала бы коллекторские свойства пласта. Хороший обзор по специальным жидкостям приведен в работе [9].

Методы защиты скважин при взрывных работах

Анализ вышеприведенного показывает, что уменьшить влияние взрывного давления на крепь скважины можно, если 1) заставить взрыв совершить дополнительную работу, уменьшающую энергию взрыва, но не влияющую на крепь скважины; 2) стравить давление какой-нибудь емкостью; 3) рассеять взрывную волну; 4) увеличить диссипацию энергии при движении столба скважинной жидкости; 5) разработать безопасные перфораторы.

Конечно, эти возможности взаимно дополняют друг друга.

1. При изучении работы скважин во время взрывных и других воздействий на скважину или пласт было установлено, что даже такое повышение давления, которое возникает при опрессовке колонны обсадных труб, может привести к нарушению герметичности затрубного пространства скважины. Отсюда для обеспечения длительной и бесперебойной эксплуатации скважины к ее конструкции должны быть предъявлены новые требования, исключающие возможность появления в затрубном цементном кольце растягивающих напряжений.

В связи с этим была разработана, изготовлена и испытана новая конструкция обсадной трубы [10, 11]. Те функции, которые в обсадной трубе обычного типа выполняла единственная стенка, контактировавшая с цементным кольцом и воспринимавшая внутрискважинное давление, в новой конструкции выполняют две разные стенки, разделенные воздушным промежутком [12]. Преимущество новой обсадной трубы состоит в том, что ее внешняя поверхность, контактирующая с цементным камнем, остается неподвижной при изменении давления в скважине.

Обсадная труба с двумя стенками (ОТДС) представлена на рис. 2 в собранном виде, она готова к спуску в скважину в составе колонны обсадных труб обычного типа. Наружный диаметр ОТДС на участке с двойной стенкой близок к диаметру муфты труб обычного типа, а на концевых участках равен диаметру труб обычного типа. Для захвата и вращения ОТДС при спуске в скважину используются только концевые участки.

Новая обсадная труба, предназначенная для спуска в составе 146-миллиметровых обсадных труб обычного типа, была изготовлена из труб

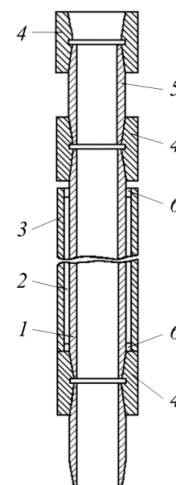


Рис. 2. Продольный разрез обсадной трубы в сборе:
1 – внутренняя труба (основная); 2 – воздушный промежуток; 3 – наружная труба (кожух); 4 – муфта; 5 – патрубок; 6 – герметизирующий узел

диаметром 146×10,7 мм марки Е (внутренняя труба) и труб размером 168×7,3 мм марки Д (кожух). Труба была спущена в составе 146-миллиметровых эксплуатационных колонн в 24 добывающие и нагнетательные скважины Пермской области в 1992–1996 гг. В большинстве скважин одна ОТДС размещалась на 2–3 м ниже намечаемого интервала перфорации с подстилающей водой, что снизило обводненность нефтяных скважин. Вероятнее всего, это связано с уменьшением перетока воды по цементному кольцу.

Для оценки эффективности применения ОТДС были выбраны две сопоставимые по геолого-техническим данным группы скважин Павловского месторождения. Это шесть опытных скважин, где крепление эксплуатационных колонн проводилось с использованием ОТДС, и 24 базовые скважины, в которых крепление осуществлялось по стандартной технологии. Результаты работ представлены в табл. 1, из которой видно, что средняя обводненность n базовых скважин заметно выше, чем опытных: в ноябре 1994 г. – в 2,24 раза, а в ноябре 1996 г. – в 1,48 раза. Наименьший эффект от применения ОТДС наблюдается в тех подгруппах скважин, где расстояние от интервала перфорации до водяного пласта $L < 8$ м. При $L = 12–34$ м эффект наибольший. Результаты сравнения подтверждают эффективность внедрения ОТДС, расположенных в водонефтяной зоне добывающих скважин.

Эти амортизационные, или демпфирующие, вставки в обсадную колонну могут защитить крепь скважины не только во время взрыва в

скважине, например при кумулятивной перфорации, но и от следующих за этим гидроударов, если, конечно, при этом не

произойдет необратимой деформации вставки. Однако этот метод можно применять лишь во вновь строящихся скважинах.

Таблица 1

Эффективность перфорации скважин, оборудованных и не оборудованных ОТДС [10]

Скважина (объект)		L, м	Накопленная суммарная добыча, т					
Подгруппа	№		нефти на		воды на		n, %, на	
			ноябрь 1994	ноябрь 1996	ноябрь 1994	ноябрь 1996	ноябрь 1994	ноябрь 1996
1 (Бш)	2052, 2085, 2337 2112*	12–15	806 899	3882 899	722 141,6	3198 141,6	47,2 13,6	45,17 13,6
2 (Бш)	2051, 2053, 2080, 2086, 2302, 2342 2042*	7–8	3830 376	8727 1651	3736 84	7170 1052	49,3 18,8	45,1 38,9
3 (Т)	855, 856, 993, 1014 963*	5–8	8236 1107	15901 1648	1724 317	4292 708	17,3 22	21,25 30,04
4 (Т)	957, 958, 986, 1019 984*	21–27	7113 605	9202 2673	3266 186	8497 639	31,4 23,5	46,04 19,29
5 (Т)	918, 1018, 1030, 1045 1007*	4–5	9614 461	11197 932	9118 216	10461 993	48,6 31,9	48,3 51,57
6 (Т)	1047, 957, 2150 1011*	21–27	9793 395	14694 395	14250 29	17917 29	59,1 6,8	54,94 6,84
Итого по скважинам базовым			39392	63803	32816	51535	45,29	44,68
опытным			3843	8198	973,6	3562,6	20,2	30,29

Примечание: * – опытные скважины, использующие ОТДС. Сква. 2112 и 1011 в 1995 г. переведены под нагнетание.

2. Сравнение результатов вторичного вскрытия перфораторами разных типов показало, что гидродинамическое совершенство скважин, вскрытых корпусными перфораторами, выше, чем у скважин, вскрытых бескорпусными, более мощными перфораторами [13, 14].

Так, были рассмотрены данные кустового информационно-вычислительного центра по трем группам скважин Рассветного месторождения с продуктивными карбонатными коллекторами. С целью выявления закономерностей данные по скважинам приведены к единому началу эксплуатации и построены графики удельной добычи нефти на 1 м вскрытой эффективной нефтенасыщенной мощности по средней скважине каждой группы (рис. 3).

Из представленных графиков видно, что наибольший темп отбора нефти получен из скважин, перфорированных перфораторами ПК-103. В скважинах двух других групп, перфорированных бескорпусными перфораторами ПКС-80, различие наблюдается по истечении четырех месяцев эксплуатации.

Анализ причин такого различия в результатах вскрытия показал, что эффект от использования корпусного перфоратора обусловлен частичным сравнением взрывного давления в окружаю-

щей среде вследствие разгерметизации корпуса перфоратора при срабатывании его зарядов. Следовательно, меньшее взрывное давление воздействует на обсадную колонну, на меньшую высоту поднимается столб жидкости и, как следствие, меньше величина гидравлического удара.

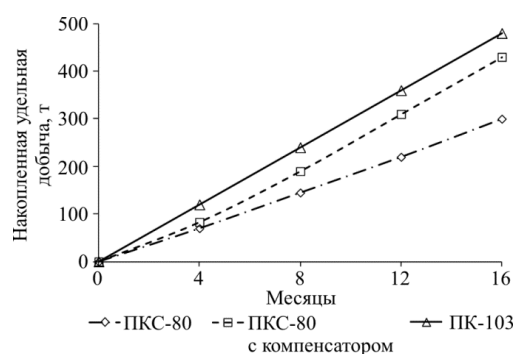


Рис. 3. Изменение удельной добычи нефти в скважинах, вскрытых перфораторами разных типов

Таким образом, напрашиваются решения по защите крепи скважин при взрывных работах. Это удаление скважинной жидкости из интервала перфорации, тем самым исключение гидроудара или создание полостей, которые бы вскрывались при взрывных работах в скважине и уменьшали бы действие взрыва на крепь скважины.

Так, например, в работе [15] предложено устройство, состоящее из двух взрывных пакеров, герметичной полости с клапаном и кумулятивного заряда (перфоратора).

Пакеры располагаются выше и ниже кумулятивного заряда. Электродетонаторы пороховых шашек пакеров и кумулятивного заряда соединены последовательно, причем электродетонатор кумулятивного заряда является электродетонатором замедленного действия.

При спуске устройства в заданный интервал подавался электрический импульс. Срабатывая, пакеры герметизировали участок скважины. Открывался клапан, и скважинная жидкость перетекала из зоны расположения кумулятивного заряда в свободную, герметичную до этого момента полость аппарата. Затем срабатывал кумулятивный заряд.

Такая компоновка позволяла повысить пробивную способность прострелочно-взрывной аппаратуры.

Близким, по сути, к этому устройству является бескорпусный перфоратор обычного типа (например ПКС-80), помещенный в оболочку из водонепроницаемой эластичной пленки [16]. Верхний конец оболочки закреплен на баллоне со сжатым газом. Нижний конец оболочки открыт, и к нему прикреплен груз из разрушающегося материала (например из слабого бетона), все устройство опускают в скважину. Баллон с газом снабжен клапаном с дистанционным управлением, открываемым каким-либо известным способом по сигналу, подаваемому по кабелю. Снаряженный перфоратор крепится к баллону и помещается в оболочку, диаметр которой несколько больше внутреннего диаметра обсадной колонны в интервале прострела. Верхний конец оболочки крепится так, чтобы исключить просачивание газа в месте крепления. Все устройство опускают в скважину. При установке устройства в интервале перфорации подается напряжение на механизм открытия клапана. Он открывается, и сжатый газ из баллона поступает в оболочку, вытесняя из нее жидкость, надувая и прижимая ее к стенкам обсадной трубы.

После заполнения оболочки газом включается ток в цепи взрывателя, происходят взрыв и пробивание отверстий, после чего баллон (уже без газа) извлекается на поверхность. Оболочка и груз в результате взрыва разрушаются и повторно не используются.

Из-за трудоемкости выполнения работ эти способы перфорации не нашли широкого распространения.

Остался простой и надежный путь – стравливание давления дополнительными полостями. В качестве такой полости 4 (рис. 4) в «ПермНИПИнефть» А.М. Руцким было предложено использовать корпус 1 от корпусного перфоратора. Необходимо было только закрыть гнезда 2 в местах, где ранее устанавливались кумулятивные заряды, предохранительными элементами, которые могут быть выполнены или в виде разрушаемых мембран 3, или в виде подпружиненных клапанов. Прочность разрушающихся мембран и величина сжатия пружин клапанов при установке в корпус принимались

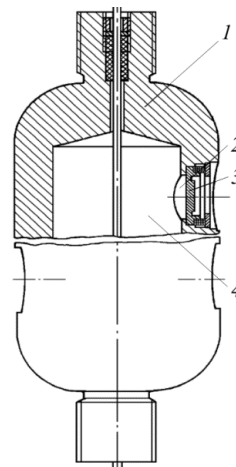


Рис. 4. Компенсатор взрывных давлений на базе корпусного перфоратора

такими, чтобы обеспечивалось герметичное перекрытие отверстий 2 под давлением, несколько превышающим давление столба скважинной жидкости в интервале перфорации [17].

На рис. 4 изображен продольный разрез этого компенсатора с разрушающимися мембранами.

С целью защиты крепи скважины от разрушения этот компенсатор давлений располагался выше или ниже перфоратора.

Простота в использовании устройства и жесткий корпус позволяли многократное его применение. Единственное, что нужно было сделать, так это подобрать опорные диски (мембраны или диафрагмы) необходимой прочности и установить их в отверстия корпуса (рис. 5). Подбор опорных дисков нужной прочности производился исходя из условия, что диск должен разрушаться при давлении, превышающем статическое в интервале

перфорации² на 5–10 МПа. Соблюдение данного условия гарантировало защиту от преждевременного срабатывания компенсатора в процессе его спуска в скважину и обеспечивало разрушение дисков при минимальных взрывных давлениях, что важно для более полного гашения давления взрыва.

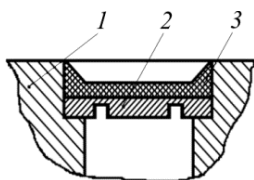


Рис. 5. Схема герметизации окон диафрагменного компенсатора: 1 – корпус; 2 – диск с проточкой; 3 – резиновая пробка

После установки опорных дисков 2 отверстия корпуса 1 компенсатора герметизировались с помощью резиновых пробок 3.

Оценка величины гашения взрывных давлений производится по показаниям крешерных приборов.

Оценка сохранности цементного камня вне интервала перфорации осуществляется путем сопоставления результатов акустического цементомера до и после перфорационных работ.

Для оценки гидродинамического совершенства вскрытия продуктивного пласта сравнивали результаты работы анализируемой скважины и группы скважин, пробуренных в равных геологических условиях и перфорированных традиционным способом.

Внедрение компенсаторов в ПО «Пермнефть» началось в 1984 г. на Кокуйском месторождении. В работе [18] приводится анализ результатов их использования. Оценено влияния гашения давления на время безводной эксплуатации скважин T и отбор безводной нефти Q . Для анализа выделялись скважины, вскрывшие продуктивные объекты в сходных горно-геологических условиях, в частности, с равными расстояниями H от нижних отверстий фильтра до водонефтяного контакта (ВНК) (воды подошвенные) с одинаковым расположением глинистых или плотных пропластков-экранов (естественных водоупоров) выше ВНК.

Из анализа исключались скважины, обводняющиеся пресной нагнетаемой водой, а также те, которые обводнились подошвенной

водой после работ по интенсификации притоков нефти (обработки HCl). Анализируемые скважины в 44–57 % случаев вскрывали отложения башкирского яруса, представленные известняками (эксплуатационные объекты Бш₁, Бш₂, Бш₃). Их освоение производилось частично (43–54 %) компрессорным способом со снижением уровня жидкости до 650–1000 м, частично – глубинно-насосным способом. Методика вскрытия и освоения продуктивных пластов на месторождении была во всех случаях совершенно одинакова.

В итоге было выбрано 13 скважин, где при перфорации применялись компенсаторы взрывных давлений, и 16 скважин, где компенсаторы не использовались. Тип перфоратора оставался постоянным – ПКС-80, плотность отстрела варьировалась от 12 до 20 отверстий на 1 погонный метр длины фильтра.

Результаты анализа для скважин, где при перфорации использовались или не использовались компенсаторы, приведены на рис. 6.

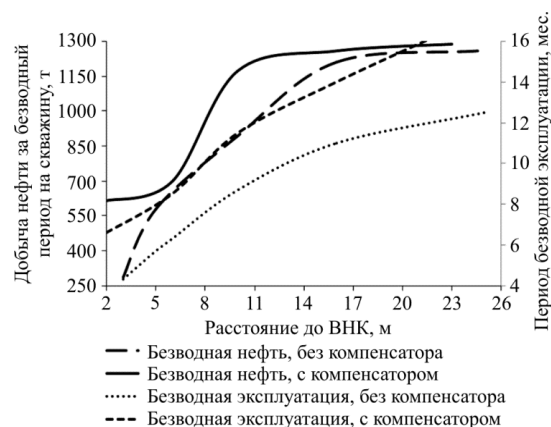


Рис. 6. Работа скважин, перфорированных с компенсаторами взрывных давлений и без них [18]

Наблюдается вполне закономерная зависимость: удаление нижних отверстий фильтра от ВНК приводит к удлинению периода безводной эксплуатации и тем самым к увеличению отбора безводной нефти. При расстояниях до ВНК, соответственно равных 16 и 25 м, значения Q и T для этих двух групп скважин весьма близки, что вполне объяснимо: трудно представить себе образование при перфорации вертикальных трещин длиной 16 м и более.

Период безводной эксплуатации при перфорации с компенсаторами увеличивается от 2,8 до 4,1 мес., отбор безводной нефти – от 35 до

² Чем меньше давление разрушения мембраны, тем более полно гасится давление взрыва.

329 т за счет лучшей сохранности крепи скважин. Обращает на себя внимание скв. 1403³, где нижние отверстия фильтра (1387 м) отстоят от ВНК лишь на 1 м. При обычной кумулятивной перфорации получить с таких отметок приток безводной нефти практически невозможно. Однако после перфорации с гашением взрывных давлений скважина дала приток безводной (со следами воды) нефти, причем период безводной эксплуатации длился 10 мес. За этот период было отобрано 700 т нефти. Но вопрос об эффективности применения компенсаторов для гашения взрывных давлений при значительных расстояниях до ВНК (свыше 20 м) еще требует своего решения.

Из вышеприведенных примеров видно, что гашение взрывных давлений при кумулятивной перфорации эффективно увеличивает продолжительность безводного периода эксплуатации скважин, количество отбираемой безводной нефти и в конечном итоге делает разработку нефтяных месторождений более рациональной. Весьма целесообразно применение компенсаторов при перфорации в водонефтяных зонах пластов с подошвенной водой (на 2–5 м выше ВНК). Это позволит более длительное время добывать из них безводную или мало обводненную нефть, соответственно располагая нижние отверстия фильтра ближе к ВНК, и, как следствие, увеличить нефтеотдачу водонефтяных зон. Кроме того, за счет сохранения герметичности крепления скважин при перфорации с гашением взрывных давлений возможно резкое уменьшение темпов обводнения скважин подошвенной водой [19].

Темпы обводнения изучались при содержании воды в продукции скважин больше нуля и меньше 50 %.

В табл. 2 приведена зависимость темпов обводнения (времени эксплуатации T с тем или иным содержанием воды n) от расстояния H между нижними отверстиями фильтра и ВНК и добычи нефти при данной обводненности Q для скважин, в которых перфорация проводилась без применения гашения взрывных давлений или с использованием компенсаторов взрывных давлений.

Наблюдается вполне очевидная зависимость: удаление интервала перфорации от ВНК приводит к уменьшению темпов обводнения

скважин подошвенной водой. При $H = 16–25$ м значения T практически совпадают. Однако наблюдаются существенные отличия: применение компенсаторов для гашения взрывных давлений приводит к весьма значительному торможению темпов обводнения на уровне $0 < n < 50$ %. Особенно ярко это выражается при $H = 2–3$ м: при гашении взрывных давлений $T = 18$ мес. и $Q = 2634$ т/скв., без гашения соответственно 10 мес. и 1235 т/скв. При значительных расстояниях от нижних отверстий фильтров до поверхности ВНК (23–25 м) эффект выражен слабее (соответственно T возрастает на 4 мес., Q – на 478 т/скв.).

Таблица 2

Влияние удаления интервала перфорации скважины от ВНК на темп их обводнения [19]

H , м	N^*	T при $0 < n < 50$ %, мес.	Q , т/скв.
<i>Перфорация без использования компенсаторов</i>			
3	3	10	1235
5	2	25	2837
10	3	30	3373
16	2	36	4032
25	6	38	4322
<i>Перфорация с использованием компенсаторов</i>			
2	3	18	2634
6	4	31	3679
9,5	3	38	4764
23	3	42	4800

Примечание: * N – число скважин в группе.

Оценки эффективности применения компенсаторов взрывных давлений можно найти и в других работах, таких как [13, 14, 20–22 и др.].

В работе [14] (см. рис. 3) показано, что темп отбора нефти в скважинах, вскрытых ПКС-80 с одним компенсатором, ниже, чем у скважин, перфорированных ПКС-103 без компенсатора взрывного давления. Однако все меняется, если устанавливать компенсатор давлений одновременно и снизу, и сверху перфоратора. Это так называемая щадящая технология перфорации, которая позволяет уменьшить взрывные давления одновременно выше и ниже интервала перфорации до 30–50 МПа на расстоянии 0,5–0,7 м, не снижая при этом эффективности бескорпусных перфораторов. Данная технология практически не вносит изменений в производство перфорационных работ и позволяет не только значительно

³ Так называемый щадящий режим перфорации.

ослабить разрушающее действие взрывных давлений, но и существенно снизить величину гидравлических ударов, возникающих в результате падения поднятого взрывом столба скважинной жидкости.

Эксплуатация этого (см. рис. 4) так называемого диафрагменного компенсатора (КВД) показала его недостатки, которые обуславливались большим количеством отверстий в корпусе. Эти отверстия позволяли, с одной стороны, быстро стравить давление, а, с другой стороны, разгерметизация хотя бы одного отверстия при его спуске в скважины исключала возможность компенсации давления взрыва. В связи с этим были предложены и другие варианты компенсирующих устройств, не имеющие единой сплошной полости.

Например, устройство для локализации действия взрыва в скважине было предложено институтом геофизики им. С.И. Субботина АН Украинской ССР [23]. В нем взрывное давление гасится вакуумной камерой, а давление гидроудара снижается за счет гидравлического демпфирования. В дальнейшем для гашения взрывных давлений разработчики этого института стали предлагать гидравлические демпферы.

Близким по характеру гашения давления является и устройство для снижения послевзрывного давления в перфораторе фирмы «Шлюмберге» [24].

В «ПермНИПИнефть» усовершенствовали существующий компенсатор, разделив гасящую полость на несколько независимых полостей. В результате этого появился компенсатор без объединяющей все диафрагмы полости (на рис. 7 [25]), который показал при испытаниях как высокую надежность, так и высокую гасящую способность.

Следующий, еще более простой, компенсатор [26], где вместо сквозного радиального канала 2 (см. рис. 7) используется небольшая выемка, также показал прекрасные результаты. Здесь компенсация давления обусловлена рассеиванием ударной волны препятствиями (выемками).

Изучение процессов компенсации взрывных давлений показало, что необходимо удлинять время их стравливания. Это привело к созданию компенсаторов типа «матрешка», т.е. состоящих из нескольких последовательно соединенных друг с другом [27] или находящихся в друг в друге [28] компенсаторов.

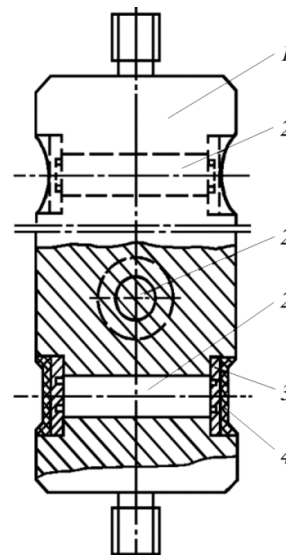


Рис. 7. Компенсатор: 1 – корпус; 2 – сквозной радиальный канал; 3 – диск с проточкой; 4 – резиновая пробка

Аналогичного результата можно достичь и тем, что компенсатор необходимого размера будет отстоять от перфоратора на соответствующем расстоянии [29].

Наряду со специально сконструированными компенсаторами давления использовались также простые трубчатые компенсаторы. Они представляют собой отрезок трубы, заваренный с обоих концов. Простота этих компенсаторов способствовала проведению ряда экспериментов, например, таких, как влияние объема компенсатора на его эффективность. На отдельных скважинах эксперимент показал, что увеличение объема компенсатора не изменяет нижнее остаточное давление. Расчет показал, что это обусловлено гидравлическим ударом, величина которого была выше скомпенсированного давления.

3. Из вышесказанного следует, что компенсатор гасит давление взрыва не только тем, что стравливает давление в своих полостях, но и тем, что разрушающиеся диафрагмы и радиальные каналы приводят к дифракции и рассеиванию взрывной волны, чем и усиливают ее гашение.

Кроме того, часть взрывной волны отражается от днища или верха корпуса установленных компенсаторов, что уменьшает прохождение взрывной волны из интервала перфорации. Отраженные от верха и низа корпуса компенсаторов ударные волны

взаимодействуют между собой в перфорированной области скважины и тем самым также гасят друг друга⁴.

Эти соображения были положены в основу изобретения [30], в котором установка металлического диска (экрана) над пороховым зарядом усиливает действие взрыва в обрабатываемой зоне пласта за счет взаимодействия падающей и отраженной волн. В работе [31] в качестве такого экрана использовалась «пробка» вязкого состава с малой акустической жесткостью. Малая акустическая жесткость вязкого состава способствует уменьшению прохождения доли взрывной волны из области перфорации и отражению ее обратно в область перфорации. Аналогичные экраны (или завесы) рассматривались в работе [32].

В работе [33] гашение ударных волн обеспечивается дифракцией на полостях, находящихся в корпусе хрупкого компенсатора.

В «ВолгоградНИПИнефть» в качестве устройств, снижающих действие взрывных давлений, используются гасители, состоящие из набора плоских тарелок различного размера. Они также включаются в компоновку кумулятивных перфораторов [34, с. 33].

Не следует также забывать о таком достаточно сильном эффекте гашения ударных волн, как расширяющиеся каналы [35–37]. Действительно, наличие компенсатора в обсадной колонне приводит к местному сужению живого сечения колонны и последующему за компенсатором расширению сечения обсадной колонны.

4. Сравнивая результаты расчетов ударного давления, приведенных на рис. 1, б, с результатами работы [21], где расчет проводился без учета трения скважинной жидкости о стенки обсадной колонны, видим, что трение уменьшает величину гидроудара на одну треть при малом количестве сработанных зарядов и почти в два раза – при большом количестве зарядов.

Влиять на трение о стенки скважины, как это рассматривалось в работах [38, 39], практически невозможно, кроме как через ускорение старения скважины, ибо обработки неингибированной кислотой и отложение солей на стенках обсадной

колонны увеличивают ее гидросопротивление. Однако можно повлиять на гидросопротивление скважины, установив на геофизическом кабеле (рис. 8) или насосно-компрессорных трубах (НКТ) тормозящие элементы [40, 41]. В качестве тормозящих элементов могут выступать любые устройства – от диска и шара до отрезков шнека. В работе [40] предлагается равномерное распределение этих устройств по высоте скважины на расстояниях, исключающих взаимодействие между собой этих гидросопротивлений, а в работе [41] тормозящие элементы устанавливаются на спущенные в скважину НКТ. Эти демпфирующие элементы, выполненные в виде жестких колец, располагаются с определенным шагом на внешней поверхности НКТ с одной или двух сторон прострелочно-взрывной аппаратуры.

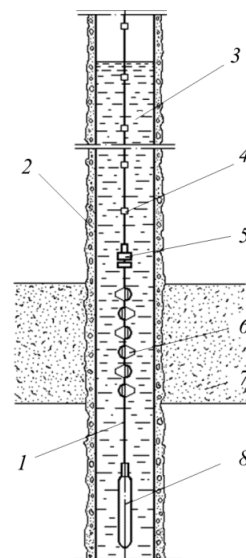


Рис. 8. Схема проведения перфорационных работ: 1 – кабель; 2 – крепь скважины; 3 – жидкость; 4 – тормозящий элемент; 5 – кабельная головка; 6 – снаряженный перфоратор; 7 – пласт; 8 – груз

Покажем влияние числа тормозящих элементов (местных сопротивлений) на величину гидроудара.

Учет наличия тормозящих элементов приводит к тому, что работа сил вязкого трения в уравнениях (6) и (9) переписывается в виде

$$\Delta p_{\text{тр}} Sh = \frac{1}{2} \left(\frac{\lambda H}{2R} + \zeta_M \right) \rho Sh V^2. \quad (15)$$

Здесь ζ_M – коэффициент местного сопротивления. Если местные сопротивления не

⁴ Здесь важно расстояние между компенсаторами и зумпфом скважины.

взаимодействуют между собой, т.е. находятся на расстоянии $L \sim 30a$ друг от друга, где a – характерный размер местного сопротивления (например радиус или длина), то [42]

$$\zeta_M = \sum_{i=1}^N \sigma_M^{(i)},$$

где N – число местных сопротивлений. Для одинаковых местных сопротивлений $\zeta_M = N\sigma$.

Подставив диссипацию энергии из выражения (15) в уравнение (6) и учитывая, что скорость движения V столба скважинной жидкости и высота поднятия столба жидкости h или, что то же самое, скорость падения столба жидкости и высота поднятия жидкого столба связаны соотношением $V = (2gh)^{1/2}$, получим для высоты поднятия столба скважинной жидкости следующее уравнение:

$$h^2 + \frac{h}{\frac{\lambda}{2R} + \frac{N\sigma}{H}} - \frac{(1-\eta)n\epsilon_0}{\left(\frac{\lambda}{2R} + \frac{N\sigma}{H}\right)mg} = 0. \quad (16)$$

Решая это уравнение, получим для высоты поднятия столба скважинной жидкости h следующее:

$$h = -\frac{1}{2\left(\frac{\lambda}{2R} + \frac{N\sigma}{H}\right)} + \sqrt{4\left(\frac{\lambda}{2R} + \frac{N\sigma}{H}\right)^2 - \frac{(1-\eta)n\epsilon_0}{\left(\frac{\lambda}{2R} + \frac{N\sigma}{H}\right)mg}}. \quad (17)$$

Естественно, что при $N = 0$ уравнение (17) переходит в уравнение (8).

Для скорости падения столба скважинной жидкости V из выражения (9) с учетом потерь энергии (15) получим

$$V^4 + 2\left[\frac{g}{\left(\frac{\lambda}{2R} + \frac{N\sigma}{H}\right)} + \frac{(1-\eta)n\epsilon_0}{m}\right]V^2 - \frac{4g(1-\eta)n\epsilon_0}{m\left(\frac{\lambda}{2R} + \frac{N\sigma}{H}\right)} = 0. \quad (18)$$

Решая уравнение (18), получаем для скорости падения столба скважинной жидкости следующее выражение:

$$V = \left(\left(\frac{g^2}{\left(\frac{\lambda}{2R} + \frac{N\sigma}{H}\right)^2} + \frac{6g(1-\eta)n\epsilon_0}{m\left(\frac{\lambda}{2R} + \frac{N\sigma}{H}\right)} + \frac{(1-\eta)^2 n^2 \epsilon_0^2}{m^2} \right)^{1/2} - \left(\frac{g}{\frac{\lambda}{2R} + \frac{N\sigma}{H}} - \frac{(1-\eta)n\epsilon_0}{m} \right) \right)^{1/2}.$$

Чтобы определить скорость падения столба скважинной жидкости, следует знать величину коэффициента местного сопротивления σ . В качестве оценки σ можно использовать значения местного сопротивления в виде сужения поперечного сечения обсадной колонны из-за установленного в ней тормозящего элемента (диафрагмы). Тогда коэффициент местного сопротивления определится из формулы [43]

$$\sigma = \left(\frac{1}{\frac{S_T}{S_0} \epsilon - 1} \right)^2, \quad (19)$$

где S_T – площадь щели между тормозящим элементом и площадью поперечного сечения обсадной колонны; S_0 – площадь поперечного сечения обсадной колонны; ϵ – коэффициент. При $S_T/S_0 \approx 0,3$ $\epsilon = 19,9$ имеем $\sigma = 0,693$.

Можно также воспользоваться результатами работы [44], в которой приведен качественный эксперимент по определению потерь давления при обтекании упруго и жестко закрепленного гидросопротивления (шара), где было обнаружено, что потери давления при обтекании упруго закрепленного сопротивления превосходят величину потерь давления при его жестком закреплении.

Поскольку потери давления при движении жидкости в свободной от тормозящего элемента трубке составляют от 0,0004 до 0,0030 атм при изменении скорости жидкости от 0,4 до 1,3 м/с (что существенно меньше величины потерь, приведенных на рис. 9), то можно утверждать, что кривые рис. 9 соответствуют потерям давления на местном сопротивлении – жестко или упруго закрепленном шаре.

В этом случае значение коэффициента местного сопротивления найдется из соотношения $\sigma = 2\Delta p/\rho V^2$. Этот расчет дает значения коэффициентов местного сопротивления шарообразного тормозящего элемента, равные

10,1 при жестком закреплении и 13,6 при его упругом закреплении. Очевидно, что эта величина зависит как от радиуса трубы (обсадной колонны), так и от радиуса (площади) тормозящего элемента. Правда, эти значения получены для чисел Рейнольдса, равных 10^4 – $4 \cdot 10^4$, в то время как число Рейнольдса при движении жидкости в скважине находится в интервале от $3 \cdot 10^6$ до $2 \cdot 10^7$. Поскольку, как правило, величина гидросопротивления падает с увеличением скорости движения (числа Рейнольдса) жидкости, естественно ожидать, что значение величины σ будет находиться в интервале $1 \leq \sigma \leq 10$.

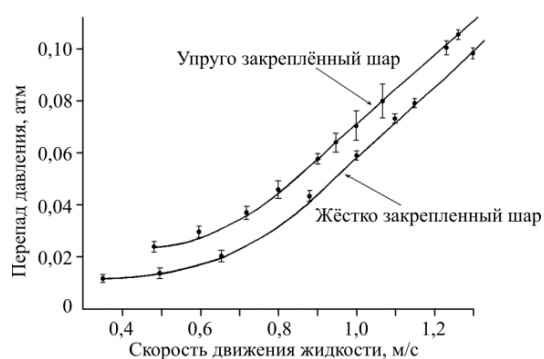


Рис. 9. Потери давления на обтекаемом жидкостью шаре

На рис. 10 приведен график зависимости величины ударного давления от количества тормозящих элементов, установленных на геофизическом кабеле. Расчет приведен для случая, когда трение о стенки обсадной колонны не учитывается (т.е. $\lambda = 0$). Высота столба жидкости в скважине равна 2400 м. Значение коэффициента местного сопротивления $\sigma = 5$.

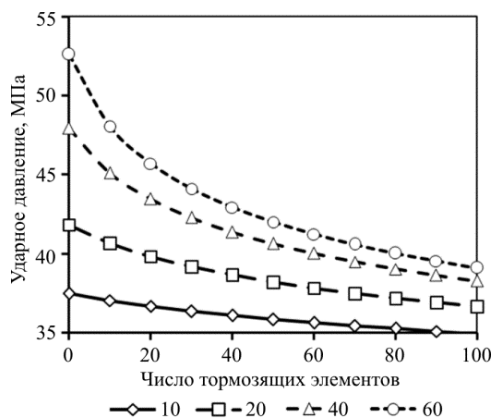


Рис. 10. Зависимость ударного давления от числа зарядов и числа тормозящих элементов

Используя тормозящие элементы другой конфигурации, можно сильнее уменьшить величину ударного давления. Если же при этом упруго закрепить тормозящие элементы, потери давления вырастут еще больше.

Действительно, обтекание жидкостью упруго закрепленного гидросопротивления приводит к возбуждению его колебаний около положения равновесия с частотой ω . В результате этого скорость движения жидкости вблизи сопротивления также приобретает пульсации этой же частоты, т.е.

$$V = V + \Delta V \sin(\omega t).$$

Учитывая, что потери давления Δp на гидросопротивлении пропорциональны V^2 , получаем для усредненных во времени потерь давления следующее:

$$\langle \Delta p \rangle = \langle \frac{\rho V^2}{2} \rangle = \frac{\rho V^2}{2} + \frac{\rho V^2}{4}. \quad (20)$$

Здесь скобки $\langle \rangle$ соответствуют усреднению во времени. Из выражения (20) следует, что прирост потерь давления не зависит от средней скорости движения жидкости, а определяется лишь квадратом амплитуды пульсирующей составляющей скорости движения жидкости, что и подтверждается результатами эксперимента, описанного в работе [44] и приведенного на рис. 9.

5. Как уже говорилось выше, вскрытие пласта корпусным перфоратором меньше вредит крепи скважины, и, естественно, появились работы по совершенствованию корпусных перфораторов. Недостатки корпусных перфораторов связаны с тем, что встречная струя жидкости, заполняющая корпус перфоратора при срабатывании зарядов и разгерметизации корпуса, вызывает расфокусирование кумулятивной струи заряда, что приводит к уменьшению пробивной способности. Поскольку невозможно исключить это явление для корпусного перфоратора, то его усовершенствование было направлено на то, чтобы, с одной стороны, усилить эффект компенсации взрывного давления, а с другой стороны, очистить перфорационные каналы от продуктов взрыва.

Так появились модификации перфораторов [45–50], у которых присутствуют имплозионные или депрессионные камеры (по сути

компенсаторы давления), расположенные выше и ниже перфоратора. При соответствующей величине объема этих камер возможна еще и очистка перфорационных каналов.

Совершенствованию бескорпусных перфораторов посвящено мало работ. В одной из них приведено описание бескорпусного перфоратора [51], у которого кумулятивные заряды находятся на пустотелых оболочках, разрушаемых при взрыве зарядов. Как показали проведенные исследования, перфоратор обеспечивает хорошее качество вскрытия пластов, присущее используемым типам зарядов,

причем значительно сокращается вредное фугасное воздействие взрыва зарядов на элементы конструкции скважины.

Заключение

Итак, имеется отработанная технология, позволяющая производить вторичное вскрытие пласта мощными перфораторами без ущерба для скважины.

Благодарность

Автор благодарит д-ра геол.-мин. наук С.О. Денка за интерес к работе и ее обсуждение.

Список литературы

1. Гайворонский И.Н. Эффективность вскрытия пластов перфорацией // Каротажник. – 1988. № 43. С. 16–22.
2. Оценка качества первичного вскрытия продуктивных пластов по промысловым и геофизическим данным / В.И. Азаматов, Н.И. Крысин, В.Д. Спасибко [и др.] // Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений. – 1989. – № 10 (30). – 44 с.
3. Krueger R.F. Advances in completion and stimulation during JTP's first quarter century // J. Petrol. Technol. – 1973. – Vol. 25. – P. 1447–1462.
4. Термогазохимическое воздействие на малодобитные и осложненные скважины / Г.А. Чазов, В.И. Азаматов, С.В. Якимов, А.И. Савич. – М.: Недра, 1986. – 150 с.
5. Пановко Я.Г. Введение в теорию механического удара. – М.: Наука, 1972. – 234 с.
6. Прострелочные и взрывные работы в скважинах / Н.Г. Григорян, Д.Е. Пометун, А.А. Горбенко, С.А. Ловля. – М.: Недра, 1980. – 263 с.
7. Справочник по гидравлическим расчетам / под ред. Г. И. Киселева. – М.: Энергия, 1974. – С. 33.
8. Баум Ф.А., Станюкович К.П., Шехтер Б.И. Физика взрыва. – М.: Госуд. изд-во физ.-мат. лит-ры, 1959. – 800 с.
9. Новая технология вторичного вскрытия продуктивных пластов / И.Б. Хейфец, А.В. Бачериков, Р.С. Яремичук, А.Т. Левченко. – М.: ВНИИОЭНГ, 1989. – 40 с.
10. William L.H. Method and system for wellbore protection when explosively stimulating earth formation: pat. US, № 3718188, E 21B 43/26 (166-299).
11. Руцкий А.М., Ильясов С.Е., Южанинов П.М. Обсадная труба новой конструкции для крепления скважин // Нефтяное хозяйство. – 1998. – № 9. – С. 18–20.
12. Обсадная труба для крепления скважин: пат. Рос. Федерация № 2044861 / Руцкий А.М., Южанинов П.М., Колесников Г.Ф., Опалев В.А.; опубл. 27.09.1995.
13. Мальцев А.В., Неволин В.Г., Завальнюк И.А. Оценка давлений при перфорации кумулятивными перфораторами различных типов // Техника и технология добычи нефти и обустройство нефтяных месторождений. – 1991. – Вып. 10. – С. 20-23.
14. Мальцев А.В., Терентьев Ю.И., Неволин В.Г. Влияние гашения давлений при перфорации на результаты эксплуатации нефтяных скважин // Пути интенсификации добычи нефти: сб. науч. тр. – Уфа.: БашНИПИнефть, 1989. – Вып. 80. – С. 15–20.
15. Способ удаления скважинной жидкости при ведении прострелочно-взрывных работ в скважинах: АС СССР № 205750 / Рафалович И.М.; опубл. в БИ № 24. 1967.
16. Бескорпусный кумулятивный перфоратор: АС СССР № 240623 / Черняков А.Т.; опубл. в БИ № 13. 1969.
17. Устройство для перфорации зацементированных обсадных колонн: пат. № 1066254 Рос. Федерация / Руцкий А.М., Терентьев Ю.И., Опалев В.А., Капралов В.И., Гаврилов В.В., Молочников З.И.; опубл. в БИ № 1. 1994.
18. Денк С.О. Увеличение продолжительности безводного периода эксплуатации добывающих скважин за счет гашения взрывных давлений при перфорации // Нефтепромысловое дело. – 1992. – Вып. 1. – С. 2–6.
19. Денк С.О. Снижение темпов обводнения добывающих скважин Кокуйского месторождения за счет гашения взрывных давлений при кумулятивной перфорации // Нефтепромысловое дело. – 1992. – Вып. 3. – С. 1–3.
20. Влияние гидроударов при перфорации ПКС-80 на эффективность эксплуатации скважин / А.В. Мальцев, В.Г. Неволин, И.М. Ноздрачев, А.М. Паклин, В.И. Зотиков // Техника и технология добычи нефти и обустройство нефтяных месторождений. – 1990. – Вып. 5. – С. 6–9.
21. Неволин В.Г., Мальцев А.В. Выбор оптимальных условий проведения перфорационных работ // Разработка нефтяных месторождений и методы повышения нефтеотдачи. – 1990. – Вып. 8. – С. 10–14.
22. Мальцев А.В. Эффективность применения щадящего режима перфорации кумулятивными перфораторами ПКС-80 // Нефтяное хозяйство. – 1991. – № 4. – С. 13–14.
23. Устройство для локализации действия взрыва в скважине: АС СССР № 823571 / Михалюк А.В., Лысюк Н.А., Вовк А.А., Писарев Ю.А., Черный Г.И., Гошовский С.В.; опубл. в БИ № 15. 1981.
24. Способ и устройство для снижения послевзрывного давления в перфораторе (варианты): пат. Рос. Федерация № 2299975 / Гроув Б.М., Берман Л.А., Уолтон Я.С., Нейлз Ф., Вернер Э.Т.; опубл. 27.10.2006.
25. Компенсатор давлений для взрывных работ в скважине: пат. Рос. Федерация № 2029076 / Мальцев А.В., Неволин В.Г.; опубл. в БИ № 5. 1995.

26. Компенсатор давления для взрывных перфорационных работ в скважине: АС СССР № 1593329 / Мальцев А.В., Терентьев Ю.И., Неволин В.Г., Ноздрачев И.М., Рущий А.М.; опублик. 15.01.1994.
27. Компенсатор давлений для взрывных работ в скважине: пат. Рос. Федерация № 2068944 / Неволин В.Г., Мальцев А.В.; опублик. в БИ № 31. 1996.
28. Компенсатор давлений для взрывных работ в скважине: пат. Рос. Федерация № 2068945 / Мальцев А.В., Неволин В.Г.; опублик. в БИ № 31. 1996.
29. Способ проведения взрывных перфорационных работ в скважинах: пат. Рос. Федерация № 2001249 / Неволин В.Г., Мальцев А.В.; опублик. в БИ № 37-38. 1993.
30. Способ гидроразрыва пласта давлением пороховых газов: АС СССР № 1029673 / Шишлянников А.Н., Остапенко А.И.; опублик. 10.05.1999.
31. Способ проведения прострелочно-взрывных работ в скважине: пат. Рос. Федерация № 2017943 / Санасарян Н.С., Иваненко В.В., Замахаев В.С., Королев И.П., Слюзберг Р.А.; опублик. в БИ № 15. 1994.
32. Quenching of shock waves by barriers and screens / S.M. Frolov, B.E. Gelfand, S.P. Medvedev, S.A. Tsyganov // Current topics in shock waves. – Bethlehem: Amer. Phys. Soc., 1989.
33. Устройство гашения ударных волн: АС СССР № 1751302 / Чуриков В.А., Михалюк А.В., Колодий В.И., Кукшин В.Д.; опублик. в БИ № 28. 1992.
34. Влияние качества строительства скважин на возникновение осложнений при эксплуатации и ремонте / С.А. Рябоконт, С.В. Усов, В.И. Дадька [и др.]. – М.: ВНИИОЭНГ, 1991. – 55 с.
35. Chisnel R.F. The motion of a shock wave in a channel with applications to cylindrical and spherical shock waves // J. Fluid Mech. – 1957. – Vol. 2. – P. 286.
36. Rosciszewski J. Calculations of the motion of non-uniform shock waves // J. Fluid Mech. – 1960. – Vol. 8. – P. 337.
37. Rosciszewski J. Propagation of waves of finite amplitude along a duct of non-uniform cross-section // J. Fluid Mech. – 1960. – Vol. 8. – P. 625.
38. Гашение ударных волн в каналах. Шероховатые трубы: препринт / Б.Е. Гельфанд, С.М. Фролов, С.П. Медведев, С.А. Цыганов; АН СССР, ОИХФ. – Черногловка, 1990. – 29 с.
39. Фролов С.М. Эффективность ослабления ударных волн в каналах различными способами // ПМТФ. – 1993. – № 1. – С. 34–39.
40. Способ проведения взрывных работ в скважине: пат. Рос. Федерация № 2002044 / Неволин В.Г., Мальцев А.В., Опалев В.А., Балакирев Ю.А.; опублик. в БИ № 39-40. 1993.
41. Способ ведения прострелочно-взрывных работ в скважинах (варианты): пат. Рос. Федерация № 2002036 / Гайворонский И.Н., Крощенко В.Д., Павлов В.И., Санасарян Н.С., Грибанов Н.И., Залогин В.П.; опублик. в БИ № 10. 2003.
42. Möbius H. Experimentelle Untersuchung des Widerstandes und der Geschwindigkeit – Keitsverteilung in Rohrer mit regalmäßig angeordneten Rauigkeiten bei turbulenter Strömung // Phus. Z. – 1940. – Н. 41, № 8. – S. 202–225.
43. Примеры расчетов по гидравлике / А.Д. Альтшуль, В.И. Калицун, Ф.Г. Майрановский, П.П. Пальгунов. – М.: Стройиздат, 1977. – С. 237.
44. Неволин В.Г. Потери давления при обтекании упруго закрепленного гидросопротивления // Нефтепромысловое дело. – 1994. – № 2. – С. 32–33.
45. Устройство и способ вторичного вскрытия продуктивных пластов: пат. Рос. Федерация № 2183259 / Корженевский А.Г., Корженевский А.А., Корженевская Т.А., Краснов А.Е., Хисамов Р.С., Миннуллин Р.М.; опублик. 10.06.2002.
46. Устройство для депрессионной перфорации скважин: пат. Рос. Федерация № 2194848 / Чесноков В.А., Хасанов М.М.; опублик. 20.12.2002.
47. Способ перфорации и обработки призабойной зоны скважины и устройство для его осуществления: пат. Рос. Федерация № 2072421 / Кузнецов А.И., Иванов А.И., Мещеряков Л.В., Мухаметдинов Н.Н.; опублик. в БИ № 3. 1997.
48. Способ перфорации и обработки призабойной зоны скважины и устройство для его осуществления: пат. Рос. Федерация № 2162514 / Падерин М.Г., Кулак В.В., Исаков И.А., Газизов Ф.М., Рудаков В.В., Ефанов Н.М., Падерина Н.Г.; опублик. 27.01.2001.
49. Способ перфорации и обработки призабойной зоны скважины и устройство для его осуществления: пат. Рос. Федерация № 2178065 / Падерин М.Г., Кулак В.В., Исаков И.А., Ефанов Н.М., Падерина Н.Г., Жариков В.Г.; опублик. 10.01.2002.
50. Способ перфорации и обработки призабойной зоны скважины и устройство для его осуществления: пат. Рос. Федерация № 2298086 / Падерин М.Г., Падерина Н.Г.; опублик. в БИ № 12. 2007.
51. Бескорпусный кумулятивный перфоратор: АС СССР № 1157208 / Вольницкая Э.М., Ловля С.А.; опублик. в БИ № 19. 1985.