

УДК 622.276

**МЕХАНИЗМ РАЗГЕРМЕТИЗАЦИИ ЗАТРУБНОГО ПРОСТРАНСТВА СКВАЖИНЫ
ПРИ ПРОВЕДЕНИИ ГИДРОРАЗРЫВА ПЛАСТА**

А. М. Свалов

*Институт проблем нефти и газа РАН,
E-mail: svalov@ipng.ru, ул. Губкина, 3, 119333, г. Москва, Россия*

Представлены результаты математического моделирования особенностей формирования зон концентрации разрушающих напряжений в затрубном пространстве скважины при проведении гидроразрыва продуктивных пластов в вертикальных или близких к вертикальным скважинах. Установлено, что разрушение жесткой связи между цементной оболочкой и породой происходит из-за наличия между ними тонкой глинистой прослойки, что приводит к потере герметизации затрубного пространства скважины с осложнениями, в том числе и экологического характера. Для предотвращения потери герметичности затрубного пространства скважины при проведении гидроразрыва предложен способ, реализуемый в процессе бурения и заключающийся в расширении ствола скважины в области контакта продуктивного пласта и кровли с последующей установкой пружинного центратора на этом уровне.

Гидроразрыв пласта, дегазация угольных пластов, напряженно-деформированное состояние породы, разгерметизация затрубного пространства скважины, расширение ствола скважины, пружинный центратор

DOI: 10.15372/FTPRPI20210103

При проведении гидроразрыва нефте- и газонасыщенных пластов превышение гидродинамического давления ΔP в стволе скважины и ее приствольной зоне над пластовым давлением достигает 30–40 МПа и более. Это необходимо для преодоления бокового горного давления и прочности породы-коллектора с целью образования трещины разрыва, распространяющейся вдоль пласта. Перепад давления приводит к формированию сложного напряженного состояния породы в приствольной зоне, характеризующегося экстремально высокими значениями сдвиговых напряжений вблизи обсадной трубы. Стальная обсадная колонна представляет собой жесткое включение, препятствующее вертикальному смещению пласта под действием растущего пластового давления в приствольной зоне при проведении гидроразрыва.

В [1] показано, что сдвиговые напряжения вблизи жесткого элемента достигают максимума на границе продуктивного пласта и его непроницаемой кровли (подошвы). Они сопоставимы или даже превышают величину перепада гидродинамического давления и превышают прочность породы и цементной оболочки скважины на сдвиг. Отсюда следует, что при проведении гидроразрыва пласта в вертикальных или близких к вертикальным скважинах происходит раз-

рушение связи цементного камня с поверхностью обсадной трубы или разрушение связи цементного камня с поверхностью породы. Последнее усугубляется тем, что между цементным камнем и породой присутствует тонкий слой глинистых частиц, образующийся при промывке ствола глинистым буровым раствором в процессе бурения скважины. Наличие такой прослойки существенно снижает прочность сцепления цементной оболочки с поверхностью породы. Именно на этой поверхности наиболее вероятно разрушение связи цементной оболочки и породы, в результате чего при росте пластового давления в пристволенной зоне скважины происходит смещение пласта вдоль обсадной трубы и, как следствие, потеря герметичности затрубного пространства скважины. Разгерметизация затрубного пространства является причиной перетоков пластовых флюидов между продуктивным пластом и окружающими его водоносными породами. Это приводит к потерям нефти (газа) и обводнению продуктивного пласта при дальнейшей эксплуатации скважины, а также проблемам экологического характера, обусловленным проникновением токсичной жидкости гидроразрыва в вышерасположенные водоносные пласты.

Для анализа особенностей распределения разрушающих напряжений в пристволенной зоне вертикальной скважины приведены результаты математического моделирования напряженно-деформированного состояния этой зоны при осуществлении гидроразрыва в предположении упругого деформирования всех сплошных сред — стальной обсадной трубы, цементной оболочки и горной породы — как породы-коллектора, так и кровли пласта. Для упрощения расчетов упругие среды предполагаются изотропными. В рамках концепции эффективных напряжений в насыщенной пористой среде уравнения пороупругости имеют вид [1–3]:

$$\sigma_{r,r} + \tau_{rz,z} + \frac{(\sigma_r - \sigma_\varphi)}{r} = P_r(r)\lambda I + 2\mu u_{,r}, \quad \tau_{rz,r} + \sigma_{z,z} + \frac{\tau_{rz}}{r} = 0,$$

$$\sigma_r = \lambda I + 2\mu u_{,r}, \quad \sigma_\varphi = \lambda I + 2\mu \frac{u}{r}, \quad \sigma_z = \lambda I + 2\mu w_{,r} \tau_{rz} = \mu(u_{,z} + w_{,r}),$$

$$I = u_{,r} + w_{,z} + \frac{u}{r}, \quad \lambda = \frac{E}{\nu(1+\nu)(1-2\nu)}, \quad \mu = \frac{E}{2(1+\nu)}.$$

Здесь σ_r , σ_z , σ_φ — радиальные, вертикальные и угловые компоненты эффективных напряжений; τ_{rz} — касательное напряжение; r , z , φ — соответствующие координаты; λ , μ — параметры Ламе; E , ν — модуль Юнга и коэффициент Пуассона упругой среды; u , w — компоненты радиального и вертикального смещения среды. Знак “запятой” в нижнем индексе означает операцию дифференцирования по координате, следующей за этой запятой. Функция $P(r)$ определяет распределение порового давления в воронке репрессии в продуктивном пласте, вне продуктивного пласта эта функция принимается равной нулю.

На границах упругих сред с различными свойствами ставятся условия равенства смещений и напряжений этих сред. Исходное напряженно-деформированное состояние пород принимается за нулевой фон, соответственно на внешней границе, достаточно удаленной от продуктивного пласта по вертикали, принимается условие нулевых напряжений, на внешней границе, удаленной от ствола скважины, — условие нулевых касательных напряжений и горизонтальных смещений породы. На внутренней поверхности обсадных труб сжимающее радиальное напря-

жение приравнивается к перепаду давления ΔP между гидродинамическим давлением в стволе скважины и пластовым давлением (пластовое давление вдали от ствола скважины принимается за нулевой фон), касательные напряжения на этой поверхности считаются отсутствующими. Средняя линия продуктивного пласта считается линией симметрии, от которой отсчитывается вертикальная координата z .

Для упрощения расчетов пластовое давление при проведении гидроразрыва в достаточно большой окрестности ствола скважины принималось постоянным, равным перепаду давления ΔP . Схематично картина расположения обсадных труб, цементной оболочки в затрубном пространстве вертикальной скважины, продуктивного пласта и его кровли представлена на рис. 1а. Черным цветом обозначена стенка обсадной трубы 1, более светлым — цементная оболочка 2, продуктивный пласт 3 и его кровля 4. Стрелками указано растягивающее действие пластового давления в продуктивном пласте и действие касательных напряжений на внешних поверхностях обсадных труб и цементной оболочки. На рис. 1б изображена приствольная зона скважины с расширенным участком ствола 5.

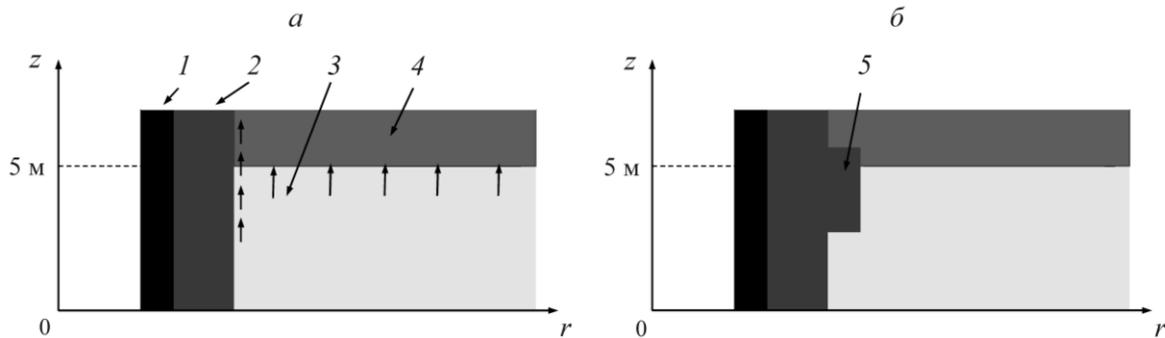


Рис. 1. Схематичная картина взаимного расположения: а — обсадной трубы, цементной оболочки скважины, продуктивного пласта и его кровли; б — то же с участком расширенного ствола скважины

В расчетах модуль Юнга стали принимался равным $2.2 \cdot 10^5$ МПа, в породе кровли пласта и цементном камне — 10^4 МПа, в породе-коллекторе — $5 \cdot 10^3$ МПа, коэффициент Пуассона стали — 0.3, в других упругих средах — 0.2, превышение пластового давления ΔP над его фоновым значением — 10 МПа (~ 100 атм). С учетом наиболее типичных значений параметров обсадных труб и эксплуатационных скважин [4, 5] внутренний радиус обсадной трубы брался равным 6.5 см, толщина ее стенки — 0.8 см, толщина цементной оболочки — 3.5 см, толщина продуктивного пласта — 10 м.

На рис. 2 приведены результаты численных расчетов системы уравнений пороупругости при указанных определяющих параметрах. Кривые 1–3 имеют четко выраженный максимум при $z \approx 5$ м, что соответствует поверхности контакта продуктивного пласта с его кровлей. Физически этот максимум объясняется тем, что такой значительно более жесткий элемент, как стальная труба, препятствует вертикальному смещению породы-коллектора под действием перепада давления ΔP и вследствие этого на поверхности трубы развиваются экстремально высокие касательные напряжения. Данный эффект проявляется и на контакте породы-коллектора с более жестким непроницаемым цементным камнем. Максимальные касательные напряжения на кривых 1 и 2 сопоставимы по величине (рис. 2).

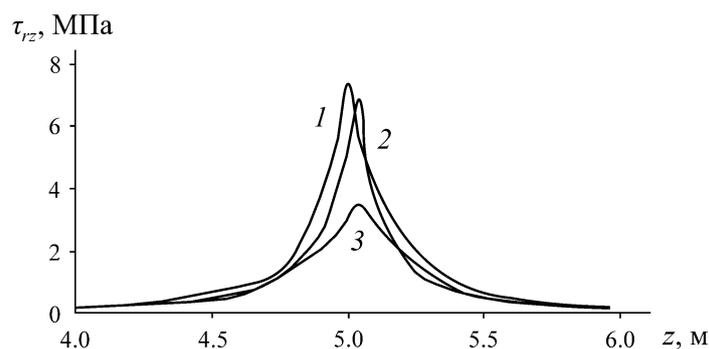


Рис. 2. Распределение касательных напряжений τ_{rz} вдоль вертикальной координаты z : 1 — на внешней границе обсадной трубы; 2 — на границе раздела цементной оболочки и породы; 3 — на поверхности, углубленной в породу на 2 см

Максимальные значения кривых на рис. 2 несколько ниже их истинных пиковых значений из-за осреднения на соответствующей расчетной ячейке. Тем не менее максимальные касательные напряжения свидетельствуют о том, что в приствольной зоне скважины в области контакта ($z = 5$ м) продуктивного пласта с кровлей при проведении гидроразрыва с учетом линейности задачи и того, что ΔP может достигать 30–40 МПа и более, происходит разрушение жесткой связи между цементной оболочкой и обсадной трубой и/или между цементной оболочкой и породой из-за превышения предельной прочности этой связи. Наиболее вероятно разрушение связи цементного камня с породой, поскольку между ними присутствует ослабляющая эту связь тонкая глинистая прослойка.

После образования трещины сдвига на поверхности контакта цементного камня с породой в окрестности точки $z = 5$ м происходит перераспределение напряжений в затрубном пространстве скважины, вследствие чего максимальные сдвиговые напряжения смещаются к вершине образовавшейся трещины, способствуя ее дальнейшему распространению по вертикали и росту области потери герметичности затрубного пространства скважины. Для предотвращения действия описанного механизма разгерметизации затрубного пространства скважины при проведении в ней гидроразрыва может быть предложен следующий способ.

До начала цементирования пробуренного ствола скважины необходимо в области контакта продуктивного пласта и его кровли (точка $z = 5$ м) расширить ствол скважины (рис. 1б). С помощью типовых расширителей диаметр ствола можно увеличить на 25% от его исходной величины [6]. Отметим, что согласно этой оценке кривая 3 (рис. 2) соответствует стволу скважины, расширенному по радиусу на 2 см.

При расширении ствола и его последующем цементировании произойдет некоторое перераспределение напряжений в приствольной зоне скважины, в том числе и касательных напряжений τ_{rz} . На рис. 3 представлены расчетные кривые распределения касательных напряжений (кривые 1 соответствуют внешней поверхности обсадной трубы; кривые 2 — поверхности контакта цементного камня с породой и ее продолжению в область расширенного ствола; кривые 3 — распределению касательных напряжений на поверхности согласно расширенному на 2 см по радиусу стволу). Максимум касательных напряжений в точке $z \approx 5$ м, соответствующей границе между продуктивным пластом и его кровлей, сохраняется на всех кривых 1–3, хотя и несколько снижается по величине. Максимальные значения кривых 1 и 2 в точке $z \approx 5$ м

близки по величине, более того, на кривой 2 формируется новый локальный максимум в точке, отвечающей нижней границе участка расширения ствола. Установлено, что при расширении ствола наиболее вероятным будет разрушение связи между цементной оболочкой и породой на вертикальной поверхности, соответствующей кривой 2, т. е. на поверхности раздела исходной цементной оболочки и породы.

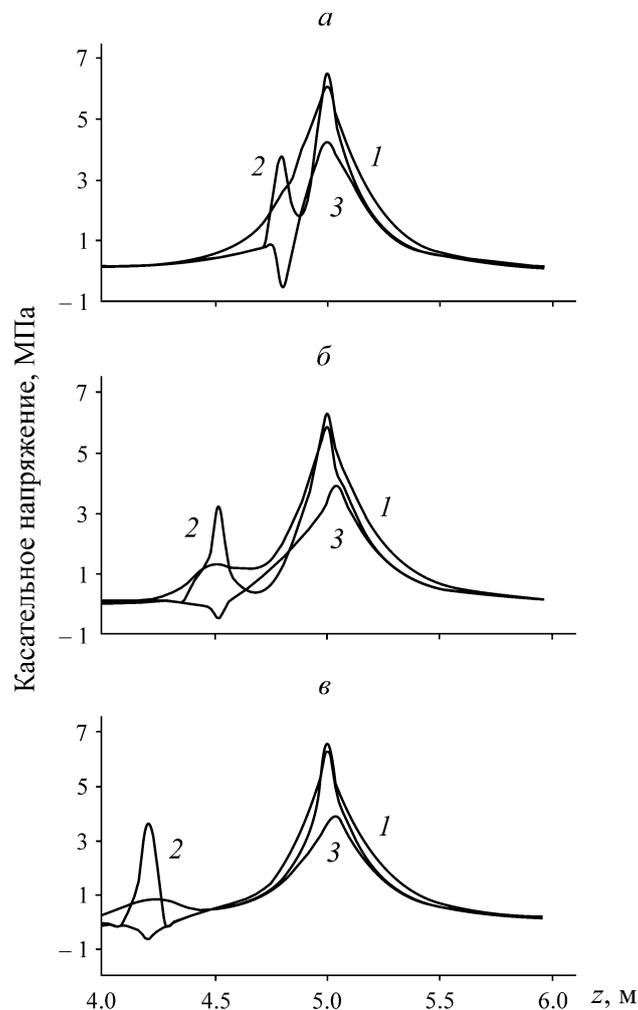


Рис. 3. Распределение касательных напряжений вдоль вертикальной координаты z при расширенном участке ствола скважины: a — глубина расширенного участка, отсчитываемая от кровли пласта, равная 20 см; $б$ — 50; $в$ — 80 см

Увеличение вертикальных размеров расширенного участка ствола не снижает максимальные значения кривой 2 (рис. 3). Если учесть, что перепады давления ΔP при гидроразрыве пласта достигают 30–40 МПа и более, то пиковым значениям кривой 2 на рис. 3, равным ~ 6 и $\sim 3-4$ МПа, рассчитанным при $\Delta P = 10$, при $\Delta P = 30-40$ МПа, будут соответствовать значения 18–24 и 9–16 МПа, что превышает пределы прочности на сдвиг как цементного камня, так и породы-коллектора. Таким образом, можно заключить, что с учетом ослабления связи цементной оболочки и породы из-за наличия глинистой прослойки как в исходном, так и в расширенном стволе скважины происходит потеря герметичности затрубного пространства вдоль поверхности раздела цементной оболочки и породы.

Предложен способ, кардинально снижающий вероятность разгерметизации затрубного пространства скважины при проведении в ней гидроразрыва пласта. Для более качественного цементирования скважины в компоновку колонны обсадных труб включают пружинные центраторы [4–6]. Они имеют диаметр, превышающий диаметр ствола пробуренной скважины, и при спуске колонны обсадных труб в ствол за счет действия упругих сил плотно прилегают к стенкам, обеспечивая высокое качество центрирования колонны обсадных труб в стволе скважины.

Если пружинный центратор установить в колонне обсадных труб на уровне, соответствующем границе продуктивного пласта и его кровли, и расширить ствол скважины, то диаметр пружинного центратора увеличится и центратор будет находиться в контакте со стенками скважины в расширенном участке ствола. После цементирования скважины металлический центратор будет представлять собой жесткий элемент с поперечными размерами, превышающими диаметр основного ствола и препятствующий смещению породы относительно колонны обсадных труб при проведении гидроразрыва пласта. Для вертикального смещения породы при наличии такого жесткого элемента должны разрушаться стенки скважины, что требует более высоких и недостижимых значений разрушающих напряжений в окрестности этого жесткого элемента.

Результаты проведенных исследований показали, что при проведении гидроразрыва продуктивных пластов в вертикальных или близких к вертикальным скважинах затрубное пространство неизбежно теряет свою герметичность, что может приводить к осложнениям технологического и экологического характера. Проникновение токсичной жидкости гидроразрыва в вышерасположенные водоносные горизонты особенно опасно при дегазации угольных пластов с применением технологии гидроразрыва при неглубоком залегании этих пластов [7–9].

В наклонно-направленных скважинах распределение избыточных напряжений вблизи кровли продуктивного пласта характеризуется снижением разрушающих напряжений. В горизонтально-направленных скважинах взаимное расположение ствола, трещины гидроразрыва и кровли пласта существенно отличается от вышеописанного, что обуславливает другие закономерности распределения напряжений при проведении технологии гидроразрыва. Учет анизотропии упругих свойств горных пород также приводит к некоторому отличию расчетных величин в случае изотропных пород, но механизм концентрации разрушающих напряжений в пристволенной зоне скважины вблизи границы с кровлей продуктивного пласта при проведении технологии гидроразрыва сохранится.

Важно отметить, что при сохранении жесткой связи между породой-коллектором и цементной оболочкой скважины существенно снижается и вероятность прорыва трещиной гидроразрыва кровли пласта. Максимальные растягивающие напряжения в верхнем носике трещины гидроразрыва достигаются в пристволенной зоне скважины, где давление жидкости гидроразрыва на берега трещины максимально и близко к гидродинамическому давлению в стволе скважины. Очевидно, что при потере связи между породой и цементной оболочкой скважины на носик трещины со стороны ствола, заполненного жидкостью с высоким гидродинамическим давлением, будет действовать дополнительное растягивающее напряжение, способствующее продвижению носика трещины вверх по кровле продуктивного пласта.

ВЫВОДЫ

Установлено, что при гидроразрыве продуктивных пластов в вертикальных или близких к вертикальным скважинах на внешней поверхности обсадных труб, а также на поверхности раздела цементной оболочки скважины и породы в области контакта пласта с его кровлей развиваются экстремально высокие сдвиговые напряжения. Вследствие этого происходит разрушение жесткой связи между цементной оболочкой и породой, что приводит к потере герметизации затрубного пространства скважины с осложнениями в виде перетоков пластового флюида (газа) между продуктивным пластом и соседними водонасыщенными пластами. Для предотвращения потери герметичности затрубного пространства скважины при проведении гидроразрыва может быть применен способ, реализуемый в процессе бурения скважины и заключающийся в расширении ствола скважины в области контакта продуктивного пласта с его кровлей с последующей установкой пружинного центризатора на этом уровне, что существенным образом снижает вероятность потери герметичности затрубного пространства скважины.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Свалов А. М. Анализ факторов, обуславливающих процессы разрушения призабойной зоны добывающей скважины // Газовая пром-сть. — 2004. — № 7. — С. 61–63.
2. Желтов Ю. П. Механика нефтегазонасыщенного пласта. — М.: Недра, 1975. — 216 с.
3. Баренблатт Г. И., Енгов В. М., Рыжик В. М. Движение жидкостей и газов в природных пластах. — М.: Недра, 1984. — 211 с.
4. Рабиа Х. Технология бурения нефтяных скважин. — М.: Недра, 1989. — 413 с.
5. Басарыгин Ю. М., Булатов А. И., Проселков Ю. М. Технология бурения нефтяных и газовых скважин. — М.: Недра-Бизнесцентр, 2001. — 679 с.
6. Башкатов А. Д. Прогрессивные технологии сооружения скважин. — М.: Недра-Бизнесцентр, 2003. — 556 с.
7. Трофимов В. А., Филипов Ю. А. Влияние изменения напряженного состояния пород кровли угольного пласта при развитии очистных работ на газовый режим залежи // ФТПРПИ. — 2019. — № 5. — С. 33–34.
8. Сердюков С. В., Курленя М. В., Рыбалкин Л. А., Шилова Т. В. Влияние гидроразрыва угля на фильтрационное сопротивление зоны дренирования дегазационной скважины // ФТПРПИ. — 2019. — № 2. — С. 3–13.
9. Свалов А. М. Анализ напряжений сжатия в трещине гидроразрыва // ФТПРПИ. — 2020. — № 5. — С. 49–54.

*Поступила в редакцию 05/XI 2020
После доработки 21/XII 2020
Принята к публикации 15/I 2021*