

# Газоносные сланцы США:

## комплексное воздействие для повышения дренирующей способности скважин

Сергей Веселков  
Валентин Гребенников

Особенностью разрабатываемых залежей газоносных сланцев США является низкая дренирующая способность эксплуатационных скважин. Для устранения этого эффекта предлагается комплексно воздействовать на продуктивные пласты посредством последовательного применения гидropескоструйной перфорации в призабойной зоне, ГРП и глинокислотной обработки с одновременным вибровоздействием на пласт. Причем для последнего этапа разработан новый реагент, обладающий повышенной растворяющей способностью. Следствием применения такого комплексного воздействия являются кратное увеличение дренирующей способности добывающих скважин и, как следствие, существенное повышение их производительности.

За последние несколько лет в США ведущими компаниями (Advanced Resources International Inc., Southwestern Energy, Newfield Exploration, ConocoPhillips, Chesapeake Energy Corp., Encana Corp., Alpine Inc., Dominion Black Warrior Inc., Energen Resources Corp., Range Resources Ltd., Bill Barret Corp., Questar Corp., Kodiak Oil and Gas Corp.) большое значение придается разработке перспективных залежей газа в отложениях сланца (Barnett, Woodford, Fayetteville, Conasauga, Big Canoe Creek, Marcellus – Appalachia, Baxter, Rocky Mountains и др.) [1]. Отличительной особенностью формаций этих газовых сланцев является сравнительно низкая дренирующая способность пробуренных скважин.

Принимая во внимание большой финансовый потенциал добычи газа из сланцевых пластов и учитывая необходимость поиска экономического обоснования добычи газа из данных пластов, компанией «Юнайтед Норд» создан проект разработки такого рода газовой залежи. Сущность этого проекта заключается в последовательном применении следующих технологий воздействия на газоносные сланцы:

1. Щелевая гидropескоструйная разгрузка пласта.
2. Гидроразрыв пласта по произведенной горной выработке.
3. Глинокислотная обработка (ГКО) с одновременным вибровоздействием на пласт.

Реализация такого рода комплексного воздействия на пласт, как сказано выше, обеспечивает кратное увеличение дренирующей способности скважины. В промышленной практике сервисных компаний как щелевая разгрузка пласта, так и его гидроразрыв достаточно востребованны и широко применяются.

### Щелевая разгрузка

Щелевая разгрузка продуктивного пласта производится с помощью гидropескоструйной перфорации за счет фиксированного перемещения специального перфоратора вдоль вертикальной оси скважины в интервале продуктивного пласта. В процессе работы вдоль оси скважины по обе стороны от ствола скважины в диаметрально противоположных направлениях на всю мощность продуктивного пласта создаются линейные горные выработки (щели), каждая шириной порядка 1 диаметра скважины и длиной – 7–10 диаметров скважины.

Сергей Веселков – д.э.н., профессор, председатель правления ЗАО «Управляющая компания «Юнайтед Норд».

Валентин Гребенников – д.т.н., заместитель стратегического директора, начальник научного отдела ЗАО «Управляющая компания «Юнайтед Норд».

Создаваемые щели преобразуют кольцевые сжимающие напряжения в прискважинной зоне в растягивающие напряжения. За счет этого происходит разгрузка прискважинной зоны, обеспечивающая улучшение ее коллекторских свойств (рис. 1). При этом площадь поверхности дренирования на 1 км составляет не менее 2,8 м<sup>2</sup>. Важно отметить, что при использовании корпусного кумулятивного перфоратора «4 Алка Джет» (Western Atlas) эта величина не превышает 0,5 м<sup>2</sup>.

Отличительной особенностью щелевой разгрузки пласта является создание линейных горных выработок в крест простирацию трещиноватости пород продуктивного пласта.

### ГРП

Последующий гидроразрыв пласта производится в направлении уже заложенных горных выработок.

В соответствии с дизайном проекта до и после комплексной обработки пласта проводится волновой акустический каротаж, что позволяет оценить образовавшуюся трещиноватость пустотного пространства и его газонасыщенность.

При глубоко проникающем гидроразрыве пласта с длиной трещины в пределах 60–300 м со средней раскрытостью трещины 5 мм достаточное количество проппанта на 10 м интервала перфорации будет находиться в пределах 50–300 т.

### ГКО с вибровоздействием

Наконец, глинокислотное вибровоздействие существенным образом позволяет вскрыть дополнительные резервы в увеличении продуктивности скважин. Для выбора состава глинокислотного раствора были проведены опыты по растворению образцов породы из продуктивного пласта скважины Radio 1–11 месторождения N.E. Union City.

В соответствии с данными рентгенофазного анализа образцы Shale из Well Radio 1–11 представляют собой смесь метаморфизированного бентонита натрия состава  $\text{NaAlSi}_3\text{O}_8$  и кальциевого алюмосиликата состава  $\text{CaAl}_2\text{Si}_2\text{O}_8$ . Точный процентный состав определить этим методом не удастся из-за частично перекрывания мажорных пиков рентгенограммы. Примеси, включая карбонаты, сульфаты, сульфиды и аморфную фазу, не превышают 2–3 %.

В опытах использовали следующие растворы, обладающие различными свойствами:

1.  $\text{HCl}$ , 23,5% +  $\text{HF}$ , 5% +  $\text{CH}_3\text{COOH}$ , 6%.
2.  $\text{HCl}$ , 11% +  $\text{NH}_4\text{F}$ \* $\text{HF}$ , 6% +  $\text{CH}_3\text{COOH}$ , 3,5%.
3. Новый порошкообразный глинокислотный состав.

Подготовку образцов для изучения их растворяющей способности в технологических растворах осуществляли следующим образом. Из кернов сланца были приготовлены образцы одинаковой кубической формы. Кроме того, для подготовки отдель-

ного ряда образцов керн был раздроблен и просеян через сито с ячейкой 1,8 мм. Образцы породы высушивали в термостате до постоянного веса при температуре 120–140 °С. Образцы обрабатывали в пластиковом стаканчике исследуемым раствором в статических условиях в продолжение различных отрезков времени. Растворяющую способность образцов сланца оценивали весовым методом по зафиксированным в ходе опытов потерям в весе. Результаты опытов приведены в табл. 1.

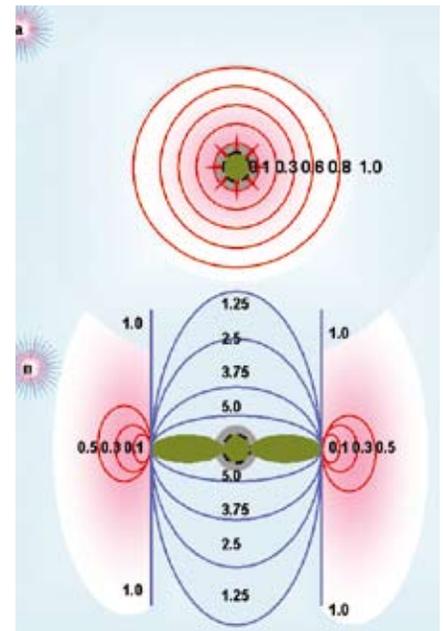
Таким образом, новый порошкообразный глинокислотный состав (№3 в табл. 1) обладает повышенной растворяющей способностью ко всем испытанным материалам. При этом не было получено вторичных осадков даже при повышенной температуре.

Лабораторными исследованиями также установлено, что максимальная концентрация растворенного вещества начинает выходить на плато уже при растворении 90% массы образца и что время для растворения оставшихся 10% при выходе на плато составляет не менее 30–40% от общего времени растворения.

Применение глинокислотной обработки с одновременным вибровоздействием на пласт сочетает физико-химическое воздействие и волновые эффекты, что существенным образом интенсифицирует процесс массопередачи между породой продуктивного пласта и технологическим раствором за счет диспергации сланцев, увеличения поверхности

**Рисунок 1**

Распределение проницаемости в продуктивном пласте до (а) и после (в) щелевой резки 1,0 – проницаемость ненарушенного массива



растворения твердой фазы, а также способствует ликвидации застойных зон в прискважинной зоне [2]. Необходимо отметить, что совмещение технологических операций с контролирующей позволяет достаточно надежно определить необходимое время окончания кислотного и вибровоздействия на пласт.

### Литература

1. Вело Куускраа, Давид Ристенберг, Роберт Фергусон. Нетрадиционный газ: новые залежи, ресурсы и перспективы // Oil&Gas Journal Russia. – 2008. – №1–2 (15), янв.-февр. – С. 48–55
2. Аксельруд Г.А., Лысянский В.М. Экстрагирование (система твердое тело – жидкость). – Л.: Химия, 1974. – С. 256

**Таблица 1**

Растворяющая способность образцов сланца в 3 типах технологических растворов

№ опыта	№ раствора	Условия опыта		Растворяющая способность, Р, %
		t, °С	Время реакции, ч	
Сланец раздробленный и просеянный				
1	2	20	1	4,4
2	2	20	24	5,89
3	3	20	1	17,1
4	3	20	24	27,64
Сланец из кубиков				
5	1	20	24	0,23
6	2	20	24	8,81
7	3	20	24	12,50