

МЕТОДЫ ПОВЫШЕНИЯ ПРОДУКТИВНОСТИ ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ СКВАЖИН, НАПРАВЛЕННЫЕ НА УМЕНЬШЕНИЕ ИЛИ ПРЕДОТВРАЩЕНИЕ НАКОПЛЕНИЯ КОНДЕНСАТА В ПРИЗАБОЙНЫХ ЗОНАХ



А. Н. Шандрыгин,
эксперт ГКЗ, советник по разработке месторождений регионального технологического центра компании «Шлюмберже» в России,
д-р техн. наук

Публикуемая ниже статья является второй в цикле обзорных статей, посвященных одной из наиболее трудноразрешимых проблем разработки месторождений природных углеводородов и рационального использования недр – проблеме повышения конденсатоотдачи газоконденсатных месторождений. Первая статья цикла – «Воздействие на газоконденсатные пласты закачкой рабочих агентов» – была опубликована в № 3 нашего журнала за текущий год.

Все применяемые сегодня методы увеличения коэффициентов продуктивности газоконденсатных скважин направлены или на увеличение фильтрационных характеристик пласта у забоев скважин, или на уменьшение насыщенности призабойной зоны пласта ретроградным конденсатом. Для уменьшения насыщенности призабойной зоны конденсатом могут быть использованы две группы методов: направленные на предотвращение накопления конденсата или на его удаление из призабойной зоны. В настоящей статье рассматриваются методы первой из указанных групп. Методы второй группы, т. е. удаления ретроградного конденсата из призабойной зоны, будут описаны в следующей статье.

Анализ мирового опыта разработки газоконденсатных месторождений показывает, что в настоящее время мероприятия по повышению продуктивности газоконденсатных скважин рассматриваются не только как средство интенсификации добычи газа и конденсата, но и как способ увеличения конденсатоотдачи (КИК) пластов. Увеличение коэффициентов продуктивности скважин позволяет уменьшить локальные и «глобальные» воронки депрессии в пластах и, как следствие, снизить выпадение в них ретроградного конденсата. Кроме того, это позволяет уменьшить давление забрасывания, соответствующее концу разработки залежей.

Одной из основных причин снижения продуктивности скважин в га-

зоконденсатных пластах является накопление конденсата в их призабойных зонах с образованием так называемых конденсатных банок – зон пласта с высокими значениями насыщенности коллектора конденсатом. Многочисленные примеры снижения продуктивности скважин из-за блокирования их «конденсатными банками» приведены в работах отечественных и зарубежных авторов и довольно подробно описаны в работах [1–4]. В зависимости от фильтрационно-емкостных характеристик пластов, РВТ-свойств пластовых систем и технологических режимов эксплуатации скважин может отмечаться снижение продуктивности скважин от десятков процентов до нескольких раз.

Механизм накопления конденса-

та в призабойной зоне скважин описан во многих работах (обзор их приведен в [1, 5]) и может быть объяснен процессом «динамической конденсации», который происходит в условиях резкого изменения термобарических условий и фильтрации больших объемов пластового газа через относительно небольшую зону вокруг скважины. Высокая насыщенность коллектора жидкостью вызывает снижение фазовой проницаемости по газу, приводя тем самым к уменьшению дебита скважины по газу. Поскольку насыщенность жидкой фазой может превышать критическое значение, то в пласте вокруг скважины возможно образование двух или трех концентрических зон: с течением только газа (в одно- или двухфазном состоянии) и с двухфазным

потоком газа и конденсата. При этом дебит скважин по конденсату определяется дебитом газа, а также значением конденсатоголового фактора, отвечающим среднему пластовому давлению. Соответственно с уменьшением дебита газа снижается и дебит конденсата.

Наряду с образованием «конденсатных банок» снижение продуктивности газоконденсатных скважин может быть обусловлено некоторыми другими факторами, проявляющимися

характеристиками пласта и его «повреждениями», и гидродинамический скин, возникающий из-за накопления конденсата в призабойной зоне пласта. Трещина разрыва создает вокруг скважины зону со значительно более высокими, чем природные, фильтрационными характеристиками и обеспечивает отрицательные значения «механического» скин-фактора. В то же время эта трещина, вызывая перераспределение давления в пласте вокруг скважины, обеспечивает

более низкие депрессии на скважине при тех же значениях ее дебита. Более пологие воронки давления вокруг скважин обуславливают меньшее накопление конденсата у ее забоя. На рис. 1 в качестве примера показано распределение конденсатонасыщенности вокруг скважины для двух вариантов: без ГРП и с ГРП. Все параметры пласта и флюидов в обо-

Ghawar, South Ghawar и Jauf в Саудовской Аравии [9, 10], Saih Rawl в Омане [11].

Проиллюстрировать воздействие ГРП на обе составляющие скин-фактора газоконденсатных скважин могут, например, данные по двум месторождениям: Ямбургскому и Ghawar. Так, по неокомским отложениям Ямбургского газоконденсатного месторождения с относительно невысоким содержанием конденсата в газоконденсатной системе (текущий газоконденсатный фактор на момент проведения работ по ГРП составлял 95–100 г/м³) не отмечалось катастрофического накопления «конденсатных банок» у забоя скважин. Поэтому повышение продуктивности скважин и их дебитов, проведенное на нескольких кустах скважин (в таблице приведены данные для одного из этих кустов – 211-го), было в первую очередь обусловлено улучшением фильтрационных свойств призабойной зоны пласта, а не снижением «гидродинамического» скин-фактора [6, 7]. Примером воздействия как на механический, так и на «гидродинамический» скин-факторы может служить месторождение Ghawar [9]. На рис. 2 приведено сопоставление нормализованных дебитов скважин без ГРП и с ГРП для одного из объектов месторождения с «тяжелой» газоконденсатной смесью (газоконденсатный фактор – 750 г/м³). Нормализованный дебит представляет собой соотношение между дебитом скважины после и до

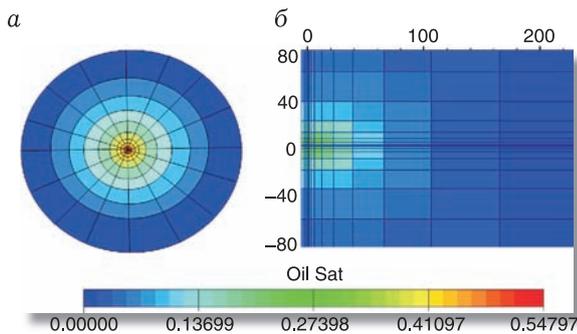


Рис. 1. Распределение конденсатонасыщенности вокруг скважины:
 а – без ГРП; показана область вокруг скважины радиусом 80 м; б – с ГРП; показана половина расчетной области размером 150×200 м, в которой находится трещина разрыва с полудлиной крыла 60 м, направленная вправо от точки с координатами (0,0)

в случае разработки других месторождений природных углеводородов: нефтяных или газовых. Поэтому все применяемые методы увеличения коэффициента продуктивности газоконденсатных скважин направлены или на увеличение фильтрационных характеристик пласта у забоев скважин, или на уменьшение насыщенности призабойной зоны пласта ретроградным конденсатом. Для уменьшения насыщенности призабойной зоны конденсатом могут быть использованы методы, направленные или на предотвращение накопления конденсата, или на его удаление из этой зоны.

Общепризнанно, что одним из наиболее эффективных способов увеличения продуктивности скважин является *гидроразрыв пласта* (ГРП), который позволяет увеличить коэффициент продуктивности за счет воздействия на обе составляющие скин-фактора: механический скин, обуславливаемый фильтрационными ха-

рактеристиками пласта и его «повреждениями», и гидродинамический скин, возникающий из-за накопления конденсата в призабойной зоне пласта. Трещина разрыва создает вокруг скважины зону со значительно более высокими, чем природные, фильтрационными характеристиками и обеспечивает отрицательные значения «механического» скин-фактора. В то же время эта трещина, вызывая перераспределение давления в пласте вокруг скважины, обеспечивает более низкие депрессии на скважине при тех же значениях ее дебита. Более пологие воронки давления вокруг скважин обуславливают меньшее накопление конденсата у ее забоя. На рис. 1 в качестве примера показано распределение конденсатонасыщенности вокруг скважины для двух вариантов: без ГРП и с ГРП. Все параметры пласта и флюидов в обо-

их вариантов – одни и те же. Как видно из этого рисунка, наличие трещины у забоя скважины в значительной степени уменьшает конденсатонасыщенность в этой зоне, а следовательно, приводит и к уменьшению «гидродинамического» скин-фактора. Вполне естественно, что в случае более «тяжелых» газоконденсатных систем (с высоким содержанием компонентов C_{5+}) воздействие ГРП на «гидродинамический» скин-фактор более сильное из-за возможности частично ликвидировать более крупные по размерам «конденсатные банки».

Гидравлический разрыв пласта с успехом применяется на многих газоконденсатных месторождениях: Ямбургском (валланжинские отложения) в Западной Сибири [6, 7], Angsi в Малазии [8],

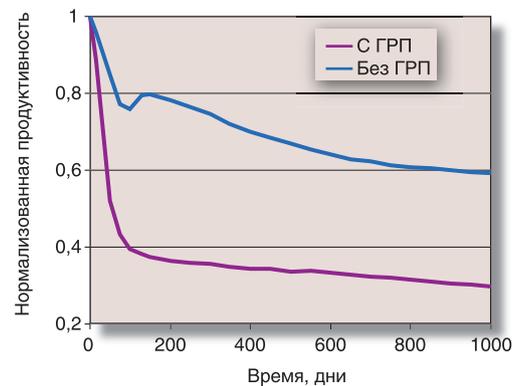


Рис. 2. Изменение во времени нормализованной продуктивности скважин для одного из объектов месторождения с «тяжелой» газоконденсатной смесью

Результаты проведения ГРП по неоккомским пластам Ямбургского месторождения

Скважина	Пласт	Дополнительное перфорирование в интервале	Расчетный дебит без проведения ГРП, тыс. м ³	Дебит после проведения ГРП, декабрь 2003 г., тыс. м ³
21101	БУ ₈₋₂	БУ ₆₋₃	240	529
21102	БУ ₆₋₃		200	835
21103	БУ ₆₋₃	–	120	936
21104	БУ ₈₋₂	БУ ₆₋₃	250	784
21105	БУ ₈₋₁	БУ ₆₋₃ ; БУ ₈₋₀ ; БУ ₈₋₂	100	294
21106	БУ ₈₋₂	БУ ₈₋₀ ; БУ ₈₋₁	100	707
21107	БУ ₈₋₁₋₂	БУ ₈₋₁ ; БУ ₈₋₂	80	Факел
21108	БУ ₈₋₁	БУ ₈₋₁ ; БУ ₈₋₂	130	241
21109	БУ ₈₋₂	–	130	713

ГРП. Из рисунка видно, что за счет ГРП дебит не только увеличивается в 3,5–4 раза, но и более медленно снижается во времени. Следует отметить очень важную особенность проведения ГРП в газоконденсатных пластах: дизайн трещины-разрыва должен учитывать не только геолого-физические характеристики пластов, но и особенности фазового поведения газоконденсатных систем.

Горизонтальные скважины также рассматриваются как один из важнейших элементов системы разработки газоконденсатных месторождений, интенсификации добычи и увеличения КИК. Основным эффектом от применения горизонтальных скважин заключается в их более высокой продуктивности вследствие большего контакта ствола скважин с продуктивным пластом. В мировой практике в последнее время даже появился новый термин – «метод обеспечения максимальной площади контакта скважины с пластом». Все более широкое распространение горизонтальные скважины получают при разработке нефтяных и газоконденсатных месторождений на Ближнем Востоке, особенно для залежей с трещиноватыми коллекторами. Следует отметить, что в газоконденсатных пластах, как и в случае ГРП, происходит существенно меньшее накопление конденсата у забоев горизонтальных скважин, чем у забоев вертикальных, что также обуславливается более пологими воронками давления вокруг скважин. В результате значительно возрастает продуктивность скважин, а следовательно, и дебиты

газа и конденсата. Более того, за счет меньших депрессий на пласт и более равномерного снижения в пласте давления возможно достижение более высоких КИК. В качестве примера на рис. 3 приведено сопоставление расчетной накопленной добычи

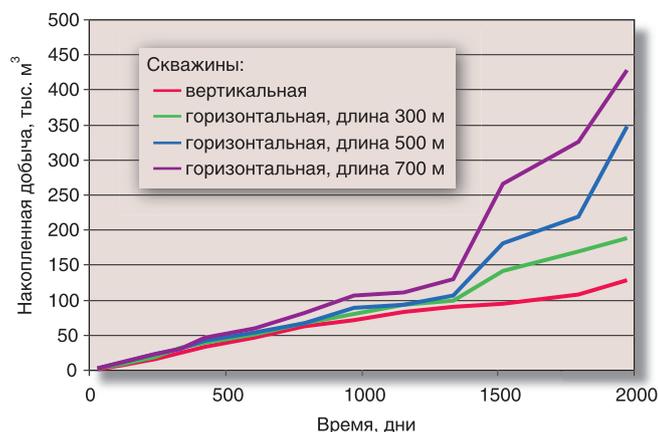


Рис. 3. Сопоставление расчетной накопленной добычи конденсата на одну вертикальную и одну горизонтальную скважину с различными длинами стволов для месторождения Djebel Bissa в Алжире

конденсата на одну вертикальную и одну горизонтальную скважину с различными длинами стволов для месторождения Djebel Bissa в Алжире [12]. Авторами [12] рассматривались варианты эксплуатации неоднородного пласта с увеличивающейся во времени депрессией на пласт. Пласт общей эффективной толщиной 15 м состоял из 6 прослоев с проницаемостью по пропласткам, различающейся в несколько раз. Как видно из рисунка, с увеличением длины ствола в неоднородном коллекторе достигаются более высокие накопленные отборы конденсата на скважину. Аналогичные примеры могут быть приве-

дены и по другим газоконденсатным месторождениям и регионам.

Зачастую бурение горизонтальных скважин рассматривают как альтернативу ГРП, однако в последнее время значительное внимание начинает уделяться проведению в горизонтальных скважинах ГРП для более значительного увеличения продуктивности скважин. В частности, принципиальная возможность осуществления такого рода мероприятий была продемонстрирована на примере одного из газоконденсатных месторождений в Северной Африке [13]. Как видно из рис. 4, на этом месторождении при создании трещины разрыва в направлении, перпендикулярном к направлению горизонтального участка скважины, ее продуктивность существенно возрастает даже по сравнению с исполь-

зованием открытого ствола. Особенно эффективным такой вид воздействия может оказаться для низкопроницаемых плотных коллекторов.

Еще более значительный эффект может дать современная технология поэтапного ГРП (multi-stage fracturing) горизонтальных скважин [14], которая развивается в настоящее время. Она позволяет создать несколько распределенных по длине горизонтального ствола трещин разрыва, тем самым существенно увеличив продуктивность скважины.

Наряду с перечисленными выше к перспективным методам повышения продуктивности газоконденсат-

ных скважин следует отнести *изменение смачиваемости коллектора* в призабойной зоне пласта для уменьшения накопления конденсата. В отличие от описанных выше технологий, этот метод не предполагает увеличения фильтрационно-емкостных свойств пласта или площади контакта между пластом и скважиной. Это направление интенсификации добычи газа и конденсата основано на модификации свойств пласта для изменения фазовых про-

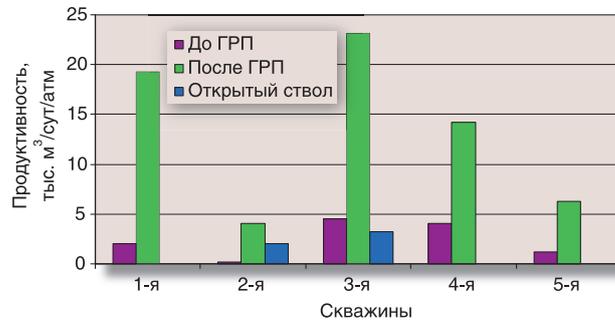


Рис. 4. Влияние ГРП, проведенного в горизонтальных скважинах, на их продуктивность на примере одного из газоконденсатных месторождений Северной Африки

за рубежом. Обзор многочисленных уже выполненных лабораторных исследований с использованием раз-

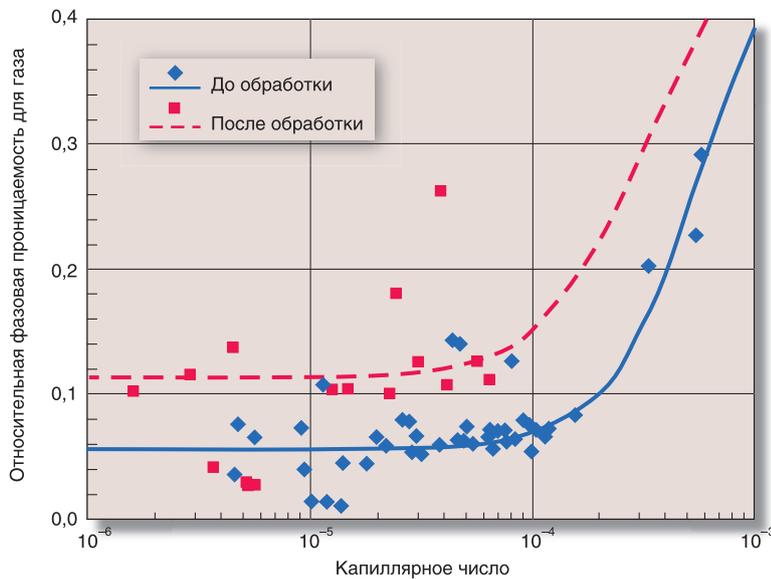


Рис. 5. Фазовая проницаемость образцов для газа при различных капиллярных числах

ницаемостей коллектора с целью обеспечения лучшего выноса конденсата в скважину и тем самым уменьшения размера «конденсатной банки» у ее забоя. Следует отметить, что модификация фазовых проницаемостей пористых сред в качестве метода увеличения продуктивности скважин рассматривалась еще несколько десятилетий назад. Так, в качестве рабочего агента для изменения смачиваемости пласта у забоя газоконденсатных скважин в монографии [15] использовались различные поверхностно-активные вещества (ПАВ). Значительный интерес в последнее время к проблеме модификации смачиваемости коллектора газоконденсатных пластов проявляется

личных химических реагентов представлен в работе [16]. В качестве примера на рис. 5 приведены резуль-

таты экспериментов по модификации кернов песчаника полимерным ПАВ Novac FC4430, выполненных авторами работы [16]. Как видно из рисунка, за счет изменения смачиваемости породы можно существенно увеличить фазовую проницаемость по газу в широком диапазоне капиллярного числа, имеющего вид $N_c = \frac{v}{\mu/\sigma}$ и выражающего соотношение вязкостных и капиллярных сил (в приведенной формуле: v – скорость фильтрации; μ – вязкость; σ – поверхностное натяжение). Таким образом, модификацией смачиваемости коллектора можно добиться увеличения фазовой проницаемости и в отдаленных зонах газоконденсатного пласта (где скорости фильтрации невысоки), и у забоев скважин (в зоне относительно высоких скоростей).

Следует отметить, что к настоящему времени технологии модификации смачиваемости коллектора в призабойных зонах газоконденсатных пластов еще не нашли практического применения вследствие быстрого исчезновения эффекта от модификации смачиваемости. Резкое исчезновение эффекта объясняется тем, что через призабойную зону пласта фильтруется газ в объеме сотен поровых объемов этой зоны, тогда как ПАВ с обработанной поверхности породы «сдирается» газом уже после его фильтрации в количестве нескольких десятков поровых объе-

Methods of gas condensate well stimulation aimed at the reduction or prevention of condensate accumulation in the near-wellbore zones

A. N. Shandrygin

The article is the second one in the review series dealing with the most hard-to-solve problems of natural hydrocarbon field development and sustainable underground resources management, namely, the problem of the stimulation of gas condensate wells in hydrocarbon fields. The first article of the series "Stimulation of gas condensate formations by injection of various working agents" was published in the issue No 3, 2008.

All methods of well flow factor enhancement in gas condensate fields are aimed at the stimulation of filtration properties near well bottom or at the reduction of pore saturation in the near-wellbore zone with retrograde condensate. To reduce the saturation of the wellbore zone with condensate, use can be made of two groups of methods: those aimed at the prevention of condensate accumulation or the ones aimed at the removal of gas condensate from the near-wellbore zone. The article describes the methods of the first above mentioned group, namely, hydraulic fracturing, drilling of horizontal holes, variation of the wettability of a reservoir in the near-wellbore zone. The methods of the second group, such as, removal of retrograde condensate from the near-wellbore zone will be discussed in the forthcoming article.

мов. Тем не менее технологии модификации смачиваемости коллектора остаются довольно перспективными в связи с активным поиском реагентов, обеспечивающих длительную устойчивость обработанной поверхности пород.

В настоящей статье описаны основные методы повышения продуктивности газоконденсатных скважин, направленные на предотвраще-

ние или уменьшение накопления конденсата у забоев скважин. Методы другой группы повышения продуктивности скважин, основанные на удалении конденсата из призабойной зоны пласта газообразными или жидкими растворителями будут описаны в следующей статье цикла. Дополнительным средством повышения продуктивности скважин и КИК в случае эксплуатации многопластовых газо-

конденсатных месторождений могут являться так называемые интеллектуальные скважины, позволяющие рационально «истощать» каждый из эксплуатируемых пластов и тем самым обеспечивать более полную их выработку. Этим технологиям также будут посвящены специальные материалы, касающиеся мониторинга и управления процессом разработки газоконденсатных залежей. ■■■



Список литературы

1. Методы повышения производительности газоконденсатных скважин / А. И. Гриценко, Р. М. Тер-Саркисов, А. Н. Шандрыгин, В. Г. Подюк. – М.: Недр, 1997.
2. Production Performance of Retrograde Condensate Reservoir: A Case Study of Arun Field / D. Afidick et al // Paper SPE28749 presented at the SPE Asia Pacific Oil&Gas Conference, Melbourne, Australia, 1994, November 7–10.
3. Hichman S. B., Barree R. D. Productivity Loss in Gas Condensate Reservoir // Paper SPE 14203 presented at the 1955 SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Las-Vegas, Nevada, USA, September 22–25.
4. Experimental Evidence for Improved Condensate mobility at Near-Wellbore Flow Conditions / W. Boom et al // Paper SPE30776 presented at the 1995 SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Dallas, Texas, USA, October 22–25.
5. Руденко Д., Шандрыгин А., Зырянова А. Почему модели двойной среды неприменимы для моделирования призабойной зоны газоконденсатной скважины в трещиновато-пористых коллекторах // Доклад SPE 117370, представленный на Российской нефтегазовой технической конференции и выставке в Москве 28–30 октября 2008 г.
6. Analysis of Production Enhancement Related to Optimization of Propped Hydraulic Fracturing in Gasprom's Yamburgskoe Arctic Gas Condensate Field, Russia / K. K. Butula, J. Maniere, A. Shandrygin et al // Paper SPE94727 presented at the 2003 SPE European Formation Damage Conference, Scheveningen, The Netherlands, May 25–27.
7. Анализ работ по гидроразрыву пласта на Ямбургском газоконденсатном месторождении компании «Газпром» / Ж. Маньер, К. К. Бутула, А. Н. Шандрыгин и др. // Нефть и капитал ТЕК, сентябрь, 2005.
8. Fracture Design, Execution and Evaluation in Retrograde Condensate Reservoirs: Case History of the Angsi Field, Offshore Malaysia / M. Murrey et al // Paper SPE84395 presented at the 2003 SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Denver, USA, October 5–8.
9. Ahmed M., Al-Qahtani M. Y., Zillur R. Quantifying Production Impairment Due To Near-Wellbore Condensate Dropout and Non-Darcy Flow Effects in Carbonate and Sandstone Reservoir With and Without Hydraulic Fractures in the Ghawar Field, Saudi Arabia // Paper SPE77552 presented at the 2002 Annual Technical Conference and Exhibition, San Antonio, Texas, 19 September – 2 October.
10. Development and Application of Improved Reservoir Characterization for Optimizing Screenless Fracturing in the Gas Condensate Jauf Reservoir, Saudi Arabia / M. Al-Qahtani et al // Paper SPE 77601 presented at the 2002 Annual Technical Conference and Exhibition, San Antonio, Texas, 19 September – 2 October.
11. Comprehensive Fracture and Production Analysis Leads to Optimized Fracture Stimulation Strategy in a Laminated Gas/Condensate Reservoir in Oman / J. Shaoul et al // Paper SPE82209 presented at the 2003 SPE European Formation Damage Conference, Scheveningen, The Netherlands, May 25–27.
12. Performance of Horizontal Wells in Gas-Condensate Reservoirs, Djebel Bissa Field, Algeria / A. Dehane et al // Paper SPE65504 presented at the 2000 SPE/Petroleum Society of CMI International Conference on Horizontal Well Technology, Calgary, Canada, November 6–8.
13. Optimization of Gas Condensate Reservoir Development by Coupling Reservoir Modeling and Hydraulic Fracturing Design / A. Aly et al // Paper SPE68175 presented at the 2001 SPE Middle East Oil Show and Conference, Bahrain, March 17–20.
14. The Relationship Between Fracture Complexity, Reservoir Properties and Fracture Treatment Design / C. Cipolla et al // SPE 115769 presented at the 2008 Annual Technical Conference and Exhibition, Denver, USA, September 21–24.
15. Кондрат Р. М. Газоконденсатотдача пластов. – М.: Недр, 1992.
16. Chemical Stimulation of Gas/Condensate Reservoirs / V. Kumar et al // Paper SPE 102669 presented at the 2007 Annual Technical Conference and Exhibition, San Antonio, Texas, September 24–27.