

**АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ
ГИДРАВЛИЧЕСКОГО РАЗРЫВА ПЛАСТА
В ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИНАХ
МЕСТОРОЖДЕНИЙ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ**

Ушаков А.С.

*Тюменский государственный нефтегазовый университет
email:fov@tsogu.ru*

Широкое применение скважин с горизонтальным окончанием на месторождениях Западной Сибири показал, что результаты отдельных операций носят неудовлетворительный характер, как с экономической точки зрения, так и с позиции оптимальной выработки запасов. В связи с чем возникает необходимость в проведении дополнительных исследований и определения оптимального комплекса геолого-технических мероприятий.

Ключевые слова: поинтервальный гидроразрыв пласта, горизонтальный ствол, горные напряжения, направленный гидроразрыв

Широкое применение скважин с горизонтальным окончанием (ГС) на месторождениях с различным геологическим строением Западной Сибири обусловило необходимость создания точных методик определения конструкции, длины, положения в пласте, потенциально возможных методов воздействия и достаточно точного и беспрепятственного исследования глубинными приборами. Созданные методики в большинстве случаев отвечают лишь конкретным условиям пласта и не могут быть использованы с большой долей успешности на объектах значительно отличающихся по своим геологическим характеристикам, что зачастую приводит к отрицательным результатам эксплуатации горизонтальных стволов. Для введения в эксплуатацию ГС с рентабельными показателями, возникает необходимость в проведении дополнительных исследований и определения оптимального комплекса геолого-технических мероприятия. Однако, несмотря на достаточно большое количество проведенных операций по интенсификации и увеличению нефтеотдачи, не достигнут ожидаемый суммарный эффект, так как результаты отдельных операций носят неудовлетворительный характер, как с экономической точки зрения, так и с позиции оптимальной выработки запасов.

Рассмотрим опыт проведения гидравлического разрыва пласта в ГС на месторождениях Западной Сибири крупнейших нефтедобывающих компаний. Ис-

пользуемый для анализа материал был опубликован специалистами компаний, непосредственно связанных с выполнением рассматриваемых работ. Например технология «слепого» ГРП на горизонтальных скважинах применялась практически всеми крупными нефтяными компаниями Западной Сибири. Результаты операций, опубликованные во многих известных изданиях, не дают однозначного ответа на вопрос успешности этой операции. В связи с чем, компаниями проводились работы по испытанию технологий, предлагаемых известными зарубежными сервисными компаниями.

В работе [1] описаны причины несоответствия дебитов ГС проектным значениям:

- высокая геологическая неоднородность и анизотропия;
- существенное изменение пластового давления по латерали, в районе скважины;
- искривление ствола в виде синусоиды, что приводит к образованию в нижних сегментах песчаных пробок, а в верхних сегментах – газа, что затрудняет движение пластового флюида по горизонтальному стволу;
- кольматация прискважинной зоны.

В большинстве случаев низкие дебиты ГС и боковых горизонтальных стволов на месторождениях компании ОАО «Сургутнефтегаз» обусловлены кольматацией прискважинной зоны в интервале входа горизонтального ствола в пласт по причине более длительного воздействия его в процессе бурения. Также при заканчивании скважины оставшиеся частицы фильтрационной корки бурового раствора, породы, разрыхленной при спуске хвостовика, оседают на нижней стороне ствола скважины, или закупоривают отверстия хвостовика. Это приводит к снижению эффективной площади вскрытого пласта, обеспечивающей приток, либо уменьшению эффективной площади притока перфорированного хвостовика. В этой связи скин-фактор трудно выразить количественно, так как нельзя достоверно определить эффективные участки нефтенасыщенной мощности, вскрытой горизонтальным стволом, равно как оценить кольматацию пласта. Кроме того, из-за высокого содержания глин и мелкодисперсных частиц в породе и двухфазного притока в призабойной зоне риск повреждения пласта, вызываемого движением мелких частиц, очень высок. Эта проблема может стать очень серьезной при

малой мощности продуктивного интервала, в который пробурен горизонтальный ствол. Зенитный угол, диаметр труб, свойства жидкости, межфазное трение, изменения характера потока, массы переносимых фаз играют решающую роль при определении фазовых скоростей, увеличивая или замедляя их.

В работе [2] представлены результаты термогидродинамических исследований горизонтального ствола скв. №3112Г Восточно-Сургутского месторождения, по результатам которых видно, что место образования трещины не было изначально определено, либо в процессе проведения ГРП контроль над созданием трещины был потерян. Из чего следует вывод о неуспешном результате операции, несмотря на существенный рост дебита по жидкости, который вызван образованием трещины в высокопроницаемом пропластке, и последующем быстром подтягивании подошвенной воды. Основными результатами, полученными в исследованиях, является определение работающих интервалов горизонтального ствола и определения места возникновения трещины.

Из представленной работы следует вывод лишь о возможности определения интервалов притока пластового флюида. Однако в настоящее время проведение подобных исследований на всех ГС нецелесообразно. В работе [1] доказано, что в наивысшей точке ГС при слепом ГРП инициируется трещина, так как там напряжение минимально. Для анализа эффективности операции ГРП в ГС на месторождения компании ОАО «Сургутнефтегаз» рассмотрим опубликованные результаты работ [3].

В описанной технологии интервал создания трещин определяется по данным ГИС, и посредством ГПП создаются каверны в направлении планируемого для создания трещины, технология опробована на 56 скважинах на 01.12.2008 г результаты представлены на табл. 1.

Технология селективного создания трещин при «струйном» ГРП состоит в предварительной гидропескоструйной резке колонны, последующем образовании серии каверн в заколонном пространстве, повышении в них давления и инициации разрыва пласта. При выполнении струйного ГРП энергия давления смеси жидкости и песка, движущейся в колонне НКТ, трансформируется в соплах насадок перфоратора в кинетическую энергию скоростной струи. В образованной полости скорость струи снижается, статическое давление возрастает и при опреде-

ленных параметрах струи и давления достигает значения, достаточного для инициации трещины. Получаемые из серии отверстий перфоратора трещины формируют общую трещину, поэтому путем соответствующего размещения перфорационных отверстий обеспечиваются возможность точного позиционирования интервала начала развития трещины и управление ее ориентацией [3].

Таблица 1

Результаты применения «струйного ГРП»

Месторождение	Пласт	Число скважин	% успешности	Кратность прироста дебита	Потенциальная доп. добыча, тыс.т
Биттемское	АС ₁₁	4	75	5,2	31,2
Быстринское	АС ₁₈₋₂₀	4	100	9,4	12,25
Быстринское	АС ₇₋₈	7	100	11,5	8,5
Вачимское	АС ₇₋₈	6	83	14	8,6
3. Камыньское	АС ₁₁	3	100	8,2	1,1
3. Сургутское	БС ₁₁	2	50	1,2	1,8
3. Чигоринское	АС ₁₂	1	100	1,3	21
Западно-Камыньское	АС ₁₁	2	50	-	0,7
Комарыньское	АС ₉	1	100	1,9	0,7
Конитлорское	БС ₁₀	4	75	3,6	8,9
Конитлорское	Ач	1	0	-	-
Лукьявинское	АС ₁₀	2	50	4,7	1,7
Лянторское	АС ₉	11	65	2,9	7
Маслиховское	ЮС ₀	2	0	-	-
Северо-Лабатьюганское	АС ₁₁	2	50	3,5	21,5
Хорлорское	АС ₁₀	2	0	-	-
Юкьяньское	АС ₉	2	50	4,9	9,8

Успешность проведенных операции составила 68,5 %, что связано с техническими проблемами. Безусловно, в технологии «струйного» ГРП гораздо больше преимуществ, перед «слепым» ГРП, таких как проведение ГРП в заданном интервале, теоретическая возможность создания трещины в наиболее благоприятном направлении.

В результате работ по проведению «струйного» ГРП получено 8,14 тыс. т дополнительно добытой нефти, эффект по ряду скважин продолжается. Однако

следует отметить невысокую информативность процесса проведения ГПП, так и в последующем проведении ГРП, так как их мониторинг осуществляется не на должном уровне. Не проводится определение значения давления разрыва породы, не обосновано заключение о прогнозировании направления трещины посредством создаваемых каналов при ГПП с учетом механических свойств горных пород, не определялись параметры пласта путем проведения мини-ГРП. Следует отметить мобильность и гибкость рассматриваемой технологии, при необходимом развитии и совершенствовании, результаты будут намного эффективнее, по сравнению с полученными.

В работе [4] представлен опыт проведения ГРП в ГС по технологии Surgi-Frac фирмы Halliburton и по стандартной технологии на Тарасовском месторождении НК ООО «РН-ПУРНЕФТЕГАЗ». По полученным результатам авторы делают вывод о высокой эффективности обеих технологий. Однако следует отметить, что предположение о создании продольной трещины незначительной высоты по всей длине ГС без проведения исследований, направленных на определение интервала и геометрии трещины не обосновано по причине отсутствия любых научных закономерностей этих выводов для реального пласта. В выводах авторы рекомендуют технологию «слепого» ГРП для условий пласта БП₁₄ Тарасовского месторождения, в направлениях «максимального» стресса. Таким образом утверждается, что скважина пробурена именно в этом направлении и успешность обусловлена созданием трещины по всей длине ствола в 295 метров по скв. №781 и в 30 м скв. №268.

Специалистами компании Halliburton [5], разработана технология, которая позволяет успешно провести гидроразрыв практически в любом месте горизонтального ствола. Например, при заканчивании скважины, множество мелких и больших трещин можно создать последовательно (или одновременно), начиная от конца и до начала горизонтального участка (рис. 1). На различных участках такого бокового ствола рациональным будет использование нескольких разных схем обработки, например, кислотного ГРП или ГРП с закачкой проппанта в смеси.

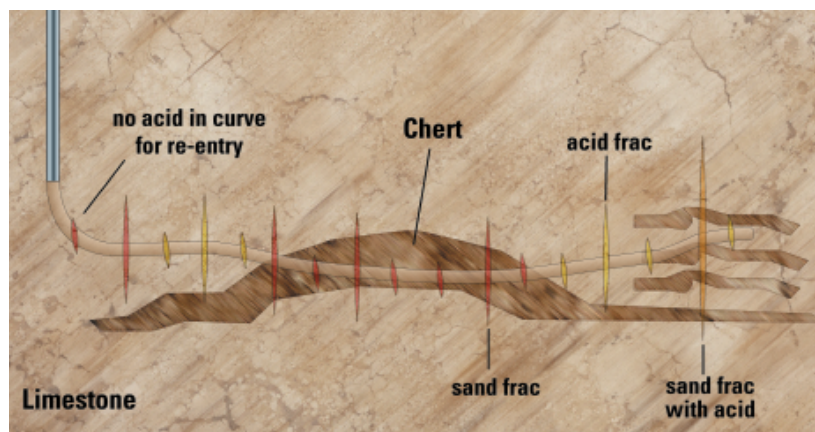


Рисунок 1. Возможность создания множества трещин в одном горизонтальном стволе с различным “дизайном” [5]

Для выполнения процесса *SurgiFrac* небольшой гидромониторный инструмент (рис. 2) размещается на конце колонны для обработки. Этот инструмент используется для создания сначала небольшой размывной полости (тоннеля) в пласте. Использование песка в низких концентрациях на стадии размыва позволяет также использовать данный инструмент для перфорирования хвостовика или зацементированной обсадной колонны.

Из-за увеличения давления, создаваемого в размывной полости постоянной закачкой через гидромониторную насадку, общее давление в полости всегда на несколько сотен Па выше, чем давление в стволе скважины (затрубное пространство); поэтому давление внутри ранее созданных трещин никогда не достигает величины, при которой они бы открывались повторно и снова увеличивались, и, таким образом, механическая изоляция интервала разрыва не требуется.



Рисунок 2а. Hydra-Jet™ – специальная гидромониторная насадка для проведения операции *SurgiFrac* [5]

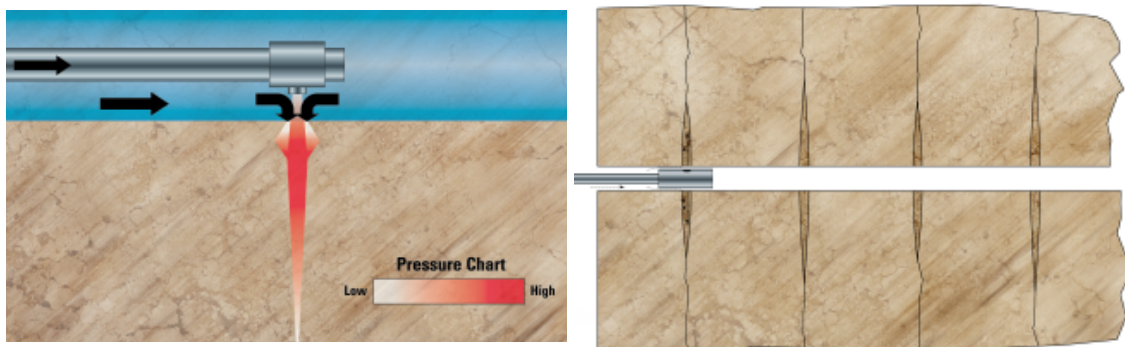


Рисунок 26. Создание трещин ГРП оборудованием Hydra-Jet™ [5]

Технология «*SurgiFrac*» обеспечивает контроль над процессом гидроразрыва пласта путем изменения концентрации проппанта, остановки возрастания трещин и повторного открытия трещин.

Контроль начала образования и увеличения трещин может обеспечить повторное вхождение в открытые горизонтальные стволы с помощью ГНКТ и точное образование трещин в неработающих или слабодренируемых зонах.

При проведении ГРП на Тарасовском месторождении по технологии *SurgiFrac*, т.е. поинтервальный разрыв, происходила эрозия насадок при создании трещины в первом же интервале, что затрудняло процесс создания трещин расчетного дизайна, однако результаты свидетельствуют о росте продуктивности скважины и стабильной работе в течение года с последующим продолжением эффекта.

Таким образом, по принципу воздействия на пласт технология «*SurgiFrac*» практически идентична технологии компании ОАО «Сургутнефтегаз». При сравнении полученных результатов, преимущество оказывается на стороне «*SurgiFrac*», так как в результате двух обработанных скважин получена доп. добыча в 12 тыс.т, без роста обводненности [4].

Рассмотрим результаты полученные на месторождениях НК ООО «Лукойл - Западная Сибирь» [6]. На месторождениях компании проведено более 40 операций гидроразрыва в ГС. Получен достаточно большой опыт проведения ГРП в различных геологических условиях, т.е. операцией охвачены почти все продуктивные пласты разрабатываемых месторождений компании. В работе авторы достаточно информативно описали технологию по которой был проведен гидроразрыв, как говорилось выше «слепой» ГРП. Несмотря на точное определение причин

низкой эффективности ГС, проведение стандартной операции было изначально нерентабельно, что и подтвердил экономический анализ специалистов компании.

Гидроразрыв пласта производился «вслепую» при установке пакера в вертикальной части ствола на расстоянии 60 - 800 м от верхних отверстий перфорации. В результате авторами выявлено:

«Слепой» ГРП можно рассматривать лишь как метод восстановления утраченной вследствие загрязнения продуктивности скважины, при этом прогнозирование эффективности ГРП затруднено. Цель операции гидроразрыва в данном случае состоит в том, чтобы достичь продуктивности, по крайней мере, такой же, как для неповрежденной горизонтальной скважины либо вертикальной скважины с ГРП.

Практика показала, что увеличение рентабельности обработок по технологии «слепого» ГРП возможно при сочетании метода со следующими мероприятиями:

— при зарезке боковых стволов, законченных щелевидным хвостовиком, на неоднородных объектах с низкими ФЕС, где в дальнейшем планируется проведение ГРП, ограничение горизонтального участка по длине первыми 100 м толщины коллектора;

— на горизонтальных скважинах, уже эксплуатирующих объект, реперфорация ближней части пласта, ограниченной 50 -100 м. Либо опробование технологии создания нескольких коротких интервалов перфорации, распределенных по всей длине хвостовика, что, как показывает зарубежный опыт, позволяет повысить охват пласта воздействием;

— проведение перфорационных работ с использованием ГМЦП.

— установка пакера в максимальной близости от верхних отверстий перфорации;

— для оптимизации операции по объему проппанта и достижения большего охвата пласта воздействием применение технологии многостадийных ГРП. Также этот метод может быть использован в случае риска подключения трещиной гидроразрыва подошвенной воды [6].

Однако с учетом сложности прогнозирования эффективности «слепого» ГРП следует отметить, что при бесконтрольном воздействии на протяженные пла-

сты с высокой расчлененностью и изменчивостью фильтрационных параметров прослоев, а также с наличием в разрезе водонасыщенных пропластков, существует риск преждевременного обводнения скважин после ГРП и, возможно, полной их потери для разработки. Для увеличения коэффициента успешности операций предлагается рассмотреть возможные альтернативы применяемому методу.

Опираясь на опыт ведущих мировых компаний, которые в настоящее время отходят от технологии неуправляемого ГРП, рекомендуется:

- на этапе проектирования и бурения предусматривать конструкцию скважин, позволяющую выполнять полный набор необходимых исследований и компоновку оборудования для проведения ГРП;

- при заканчивании горизонтальных стволов щелевидным хвостовиком опробовать технологию направленного поинтервального ГРП (SurgiFrac);

- проводить предварительные исследования для определения поля напряжений в породах (при отборе в процессе бурения направленного керна, по кавернометрии, при использовании наклономеров либо проведении микросейсмических исследований в процессе ГРП) с целью его дальнейшего учета при формировании систем разработки и проектировании трещин ГРП на горизонтальных скважинах;

- применять схемы заканчивания скважин с использованием хвостовиков с заколонными пакерами с последующей обработкой выделенных интервалов (StageFrac.), что максимально увеличивает продуктивный период эксплуатации скважины, позволяя селективно изолировать нежелательные интервалы [6].

Рассмотрим результаты работ на месторождениях компании ОАО «Газпромнефть - ННГ», описанные специалистами компании совместно с коллегами из компании Schlumberger [7].

В данной статье была показана успешность проведения операций ГРП на Романовском месторождении. После проведения ГРП индекс продуктивности снижается медленнее по сравнению с индексами продуктивности соседних вертикальных скважин после ГРП с использованием сходных жидкостей ГРП и пропантов. С другой стороны, в настоящее время не существует убедительных доказательств отношения увеличения индекса продуктивности и направления минимального горизонтального напряжения. В соответствии с вышеизложенным, неко-

торые сложившиеся операционные процедуры и определенный инженерный подход, позволившие добиться успешных результатов, не должны быть пренебрегаемыми при проведении подобных ГРП. В их числе: планировать использование ГНКТ для очистки и освоения горизонтальной секции ствола скважины от проппанта и пластовых частиц. Использование проппантных пачек – высокоэффективный метод для снижения потерь трения в призабойной зоне и изоляции микротрещин. Далее, температурный каротаж в какой-то мере эффективен для определения инициации трещины, но стандартная термометрия с использованием ГНКТ не обладает точностью, необходимой для определения числа и точной позиции гидравлических трещин. Новые технологии с использованием оптоволоконного кабеля на ГНКТ должны предоставить необходимое разрешение для определения числа и местоположения трещин. Это позволит получить необходимую информацию для дальнейшей оптимизации числа и размещения трещин ГРП и объемов проппанта, что является, по существу, сложноразрешимой задачей на текущий момент [7].

Таким образом, несмотря на то, что известны многочисленные примеры удачных крупномасштабных операций по гидроразрыву пласта, интенсифицирующие обработки скважин с горизонтальным стволом или большим зенитным углом оказываются успешными далеко не всегда по целому ряду причин, включая следующие:

- осложнения, связанные с потерей устойчивости ствола при необсаженном забое скважины с открытым стволом или фильтрами-хвостовиками с внешними пакерами;

- неясность в отношении эффективного метода изоляции зон на отдельных этапах обработки и целесообразности одновременной закачки расклинивающего материала в несколько трещин, созданных в пласте.

Очевидно, что неудача некоторых операций по гидроразрыву пласта, обусловленная тем, что не уделяли должного внимания уникальному напряженному состоянию пород в призабойной зоне. В ряде случаев при проведении таких обработок делали ошибочные предположения о том, что инициирование и распространение трещины будут такими же, как и в призабойной зоне вертикальной скважины. Направление образующейся трещины может отличаться от окончательного направления ее распространения (преимущественно перпендикулярно к плоско-

сти, в которой главное напряжение в пластовой породе минимально, если только не встретится локальное нарушение непрерывности). Следовательно, образующиеся трещины не обязательно будут плоскими; при иницировании их направление определяется динамическим взаимодействием между превалирующими условиями на стенке скважины и вязкостно-скоростными характеристиками жидкости, закачиваемой в процессе обработки, а направление распространения трещин перпендикулярно к составляющей тензора минимальных напряжений породы.

Таким образом, чрезвычайно важна взаимосвязь между зенитным и азимутальным углами, полем напряжения породы и геометрией трещины. При бурении новой скважины ее направление может быть выбрано таким, чтобы минимизировать проблемы, связанные с неустойчивостью ствола, и пересечь большинство естественных трещин в продуктивном пласте. Если же скважина уже пробурена или существуют ограничения, связанные с эксплуатационными или географическими условиями (например, при бурении с морских платформ), заранее определяющими конфигурацию скважин, то интенсифицирующие обработки могут проектироваться с учетом конкретных ситуаций.

Давление иницирования трещины, место, где трещина начинается, и начальная ориентация ее зависят от превалирующего напряжения на стенке скважины. В трехмерном пространстве могут существовать определенные направления, в которых иницирование и распространение трещин протекает при максимальных давлениях. Таким образом, это может отразиться на давлении, необходимом для гидроразрыва пласта, а также на возможности распространения трещин только в пределах тонких продуктивных зон.

Другой очень важный аспект касается наклона существующего следа трещины относительно оси ствола скважины. Иногда проявляется ошибочная концепция, заключающаяся в том, что для проектирования траектории в направлении, параллельном минимальному горизонтальному напряжению, являющемуся составляющей тензора напряжений в пластовых породах, вполне достаточно определить этот тензор. Затем в результате осуществления последовательных операций по установке изолирующих пакеров и созданию давления должна иницироваться серия поперечных трещин. Такое обобщение крайне рискованно. Упрощенные решения, базирующиеся на теории упругости, допускают, что вне зависи-

мости от ориентации и азимутального направления ствола скважины существует общая тенденция инициирования трещины вдоль стенки скважины при ее заканчивании с открытым стволом. В дальнейшем происходит переориентация этой трещины в направлении более благоприятном для ее распространения. Данное положение подтверждается промысловыми исследованиями. По мере распространения трещины дальше от ствола скважины она будет разворачиваться, чтобы занять положение, перпендикулярное к направлению действия минимального главного напряжения.

Литература

1. Ушаков А.С., Самойлов А.С. Анализ результатов ГРП в горизонтальных скважинах месторождений ОАО «Сургутнефтегаз» // Проблемы геологии и освоения недр: Тр. Междунар. симпозиума им. академика Усова, Томск, 2010. – С.337 - 341.
2. Мешков В.М., Шубенок Д.С. Оценка эффективности гидроразрыва пласта в горизонтальных скважинах на основе термогидродинамических исследований // "Нефтяное хозяйство", № 7, 2008. – С. 110 - 112.
3. Кочетков Л.М., Журба В.Н., Малышев Г.А., Желудков А.В. Применение «струйного» ГРП на месторождениях ОАО «Сургутнефтегаз» // Бурение и нефть, № 7, 2008. – С. 110 - 112.
4. Латыпов А.Р., Хайдар А.М., Вафин И.И., Кузнецов А.В. Испытание технологий гидравлического разрыва пласта в горизонтальных скважинах ООО «РН-Пурнефтегаз» // Нефтяное хозяйство, № 5, 2009. – С. 58 - 61.
5. SurgiFracSM Service – Fracture Stimulation Technique for Horizontal Completions in Low- to Medium-Permeability Reservoirs. Halliburton, 2005. H03392 5/05. http://www.halliburton.com/public/pe/contents/data_sheets/web/h/h03392.pdf
6. Кибирева А.С., Цыганова Э.Ф., Виноградова И.А. Опыт применения гидравлического разрыва пласта в горизонтальных скважинах на месторождениях ООО «Лукойл – Западная Сибирь» // Состояние, тенденции и проблемы развития нефтегазового потенциала Западной Сибири: Тр. Междунар. академ. конф., Тюмень, 2009. – С. 465 - 472.

7. Бровчук А.В., Дияшев И.Р., Липлянин А.В., Грант Д., Усольцев Д., Бутула К.К. ГРП в горизонтальных скважинах с открытым стволом на месторождениях Западной Сибири // SPE article 102417-RU. 2006 SPE Russian Oil and Gas Technical Conference and Exhibition held in Moscow, Russia, 3 - 6 October 2006.