

**Е.А. Гладков**

канд. геол.-мин. наук
Томский политехнический университет
доцент
gladkov1974@mail.ru
gladkovea@tpu.ru

**Е.Г. Карпова**

Томский политехнический университет
ассистент
karpovaeg@tpu.ru

О корректности 3D моделей месторождений углеводородов

Рассмотрены основные факторы, влияющие на создание корректных ГТМ месторождений УВ, а также динамика изменения фильтрационно-емкостных свойств пород-коллекторов в процессе выработки подвижных извлекаемых запасов УВ. Предлагается внести в действующую регламентную документацию поправки, которые позволили бы производить адаптацию 3-мерных компьютерных ГТМ месторождений УВ более корректно. Обосновывается целесообразность модификации первоначальных ОФП флюидов в результате изменения их свойств со временем

The main factors influencing the establishment of correct GTO hydrocarbon fields, as well as the dynamics of change of reservoir properties of reservoir rocks in the process of moving production of recoverable hydrocarbon reserves. Proposed changes in the existing routine documentation amendments that would make the adaptation of 3D computer GTO hydrocarbon fields more accurately. The expediency of modifying the original OFP fluids by changing their properties over time

Ключевые слова: геолого-технологические модели, 3D-моделирование, месторождения углеводородов
Keywords: geological and engineering models, 3D modeling, hydrocarbon deposits

Современное мировое развитие разработки месторождений углеводородов (УВ) основано на создании 3-мерных компьютерных геолого-технологических моделей (ГТМ), состоящих из 2 основных элементов – геологической (статической) и гидродинамической (фильтрационной) моделей. Однако исследования послед-

них лет [1, 2, 3 и др.] показывают наличие многочисленных проблем при сопоставлении геологической и гидродинамической моделей. Одно из ключевых несоответствий обусловлено схематичным подходом, не учитывающим изменение структуры пустотно-порового пространства пород-коллекторов и его объема в процессе разработки месторождений УВ.

Основная проблема, возникающая на этапе написания проектных документов, связана с расхождениями между статической (геологической) и фильтрационной (гидродинамической) моделями. Разногласия между различными специалистами (геологи, разработчики, петрофизики и т.д.) зачастую тормозят работу. В итоге спустя некоторое время после защиты проекта в центральной комиссии по разработке (ЦКР) даже «идеальная» ГТМ демонстрирует «ужасающее» несоответствие с реально действующим месторождением (залежью).

Цена ошибки при настройке модели может составлять десятки и сотни миллионов рублей. Автор настаивает на том, что действующие регламенты на создание цифровой ГТМ не могут, к сожалению, учесть анизотропию реальных пород-коллекторов. В настоящее время многочисленная «армия» разработчиков пытается всевозможными способами адаптировать геолого-технологическую (гидродинамическую) модель к истории разработки (месторождение/залежь/скважину – на определенную дату). Однако подавляющее большинство ГТМ при использовании первоначальных лабораторных данных не могут быть адаптированы корректно в принципе [1, 2, 3]. Приведем основные причины этого.

1. Сейсмическое изучение площади работ

В процессе проведения сейсмических исследований используются данные, полученные по сейсмопрофилям. Степень достоверности для глубин более километра – 5–10 м (при наличии очень опытного интерпретатора расхождение можно довести до 3 м). Таким образом, даже на самом первом этапе имеется погрешность, которую можно будет устранить только при бурении скважин, вскрывающих продуктивные отложения.

2. Разведочное и эксплуатационное бурение

Во время буровых работ часто закладывается нежелательное ядро «снежного кома» информационного искажения, влияющего на всю дальнейшую «судьбу» месторождения. В процессе бурения часто возникают осложнения: подвалы пород, газопроявления, прихваты инструмента, застревание геофизических приборов и т.д. Буровые бригады всеми способами пытаются избежать неприятных ситуаций, в том числе, нарушая технологию бурения, особенно при вскрытии зон с повышен-

ным содержанием газа, когда чрезмерно утяжеляется буровой раствор. Зона проникновения фильтрата бурового раствора при его утяжелении существенно увеличивается, что в конечном итоге искажает анализ проводимой скважинной геофизики. Особо стоит отметить техногенные аномалии, в частности техногенный водород [4], приводящий к искаженной интерпретации при геолого-технологических исследованиях в процессе бурения.

Практически не учитывается, что в процессе бурения буровая колонна претерпевает

Одно из ключевых несоответствий геологической и гидродинамической моделей обусловлено схематичным подходом, не учитывающим изменение структуры пустотного пространства пород-коллекторов в процессе разработки месторождений углеводородов

деформацию (скручивается, растягивается, сжимается). Например, в 2002 г. на Меритояхинском месторождении при бурении разведочной скважины автор лично зафиксировал сжатие бурильной колонны в вертикальной скважине на 6 м (!) при быстрой постановке на забой (глубина 3200 м). Еще большие искажения возникают в процессе бурения наклонно-направленных и горизонтальных скважин. Кроме упругих деформаций (сжатия и растяжения) ключевым фактором в этом случае является изгиб бурильных труб – расхождение замеренной и реальной глубины забоя иногда превышает 10 м! Можно с уверенностью утверждать, что подобные деформации характерны при бурении всех без исключения скважин.

Следовательно, даже используя забойную телеметрию (*MWD* или *LWD*), нельзя осуществить точную привязку к кровле и подошве пласта, расхождения в любом случае будут доходить до нескольких метров, что обусловлено искривлением ствола и деформацией бурильной колонны.

3. Геофизическое изучение скважин

Геофизическое изучение скважин без привязки к данным лабораторных исследований можно рассматривать только в качестве неинформативного набора цифр, потому что у каж-

дого месторождения есть свои особенности. Метод «по аналогии с подобными месторождениями» выглядит для этих целей весьма неубедительным. Тем не менее, из-за отсутствия лабораторных исследований многие разработчики вынуждены к нему прибегать.

Глубина проникновения геофизических приборов составляет в лучшем 1,5 м (табл. 1). Таким образом, при среднем расстоянии между скважинами в 300–500 м, неисследованными оказывается более 95–99% объема коллектора! А ведь анизотропия пласта порой бывает весьма неоднородна и противоречива! Но мы просто вынуждены не обращать внимания на неопределенность и заниматься корреляцией пластов, зачастую принимая их условно однородными. Лишь изредка интерпретаторы берут на себя смелость по каротажным данным отображать выклинивания и разрывные нарушения. Главная причина этого – точечные замеры, производимые в пределах внушительного объема пород.

В лучшем случае на основании каротажных диаграмм можно достоверно определить околоскважинные параметры в радиусе до 0,25 м и до 1,5 м по вертикали – для глинистости, в радиусе до 0,3 м и до 0,6 м по вертикали – для пористости, в радиусе и по вертикали до 1,5 м – для насыщенности. Очевидно, что для создания 3-мерных цифровых ГТМ данных параметров недостаточно. Тем не менее, многие специалисты полагают, что имея такую информацию, можно создать корректную ГТМ.

Разрешающая способность методов скважинной геофизики

Таблица 1

Методы	Глубинность, см	Вертикальное разрешение, см	Методы определения
ПС	10–25	100–150	Глинистость
ГК	10–15	30–40	Глинистость
НК	15–30	40–60	Пористость
АК	10–15	40–60	Пористость
ГГК-П	15–30	20–40	Пористость
ИК	100–150	100–150	Насыщенность
БК	30–80	30–80	Насыщенность
Микрозонды	2,5–5	10	Насыщенность

4. Лабораторное исследование керна и флюидов

Специфика исследования пластовых флюидов и керна обусловлена в первую очередь тем, что в лабораторных условиях нельзя точно воспроизвести PVT-условия,

существующие на глубине для коллектора в целом. В лучшем случае мы будем иметь качественные данные только в околоскважинном пространстве. Очевидно, что по межскважинному пространству не будет **никаких** данных. Характеристики насыщения, коэффициенты вытеснения, фазовые проницаемости и т.д. также определяются с некоторой степенью погрешности, что, в свою очередь, приводит к дальнейшему возрастанию ошибок.

5. Анализ и выявление петрофизических зависимостей

В процессе интерпретации первичных геофизических данных часто используются петрофизические зависимости для конкретных регионов, а порой и месторождений, которые не всегда позволяют достаточно уверенно выделить продуктивные интервалы. При вычислении петрофизических зависимостей не учитывается множество нюансов, которые могут существенным образом исказить интерпретацию. Основные искажения, унаследованные от предыдущих этапов, неизбежны и трудноустраняемы. В частности, скважинная геофизика, проведенная в скважине без отбора керна, может основываться только на известных закономерностях, выявленных для других месторождений. Однако каждое месторождение уникально по-своему, в самом месторождении всегда присутствует геометрическая неоднородность, как литологическая, так и петрофизическая, что позволяет автору сделать вывод о необходимости выделения большого количества петрофизических зависимостей для каждого месторождения (для каждой скважины индивидуально).

На практике ничего подобного не производится в силу большой трудоемкости и «современного подхода» к выполнению проектных документов.

6. Построение 3-мерной ГТМ

Наиболее ответственный этап – построение 3-мерной геологической (статической) модели. Геологическая модель строится на основе геофизической интерпретации и данных лабораторных исследований, в основе ее лежит *grid*, насыщенный свойствами. Однако, как показано выше, для создания

модели используются данные, полученные на предыдущих этапах изучения месторождений УВ. Таким образом, не изменяя параметры пласта (характеристику насыщения, эффективные и нефтенасыщенные мощности) при дальнейшем экспорте в гидродинамическую

модель, мы не сможем должным образом провести адаптацию. Как правило, несоответствие исторических и модельных значений по дебитам жидкости и нефти будет при этом характерно для большинства скважин. Чтобы избежать подобного несоответствия, **все** разработчики вынуждены идти на различные «ухищрения» для достижения хорошей адаптации. Однако всегда есть скважины, не поддающиеся адаптации. В чем причина?

Одна из причин, несомненно, кроется в различной конфигурации геологического и гидродинамического грида. На **рис. 1** скважины расположены в различных участках ячеек, размерность которых составляет 50×50 м. Однако зона проникновения скважинной геофизической измерительной аппаратуры ограничена радиусом не более 1–1,5 м от ствола скважины. Можно с достаточной степенью уверенности утверждать, что геометрия пространства (литологическая, петрофизическая и т.д.) между скважинами является величиной неизвестной. Иными словами, при построении геологических моделей мы имеем множество условных и неизвестных параметров. Точную геологическую модель мы можем получить только в радиусе нескольких метров от ствола скважины! При построении геологической модели свойства, полученные на основании геофизики, распределяются в ячейке

размером 50×50 м, а в ячейках без скважин распределение осуществляется по выбранному алгоритму (стохастика, гауссово и т.д.). Построения получаются слишком приближенными и доступными лишь для очень опытных специалистов.

Таким образом, законченная геологическая модель, экспортированная в гидродинамическую модель без использования истории разработки месторождения и тщательного анализа результатов промысловых исследований, **не может быть адекватна гидродинамической модели.**

При построении гидродинамической модели (как конечной модели, используемой при разработке месторождений) ошибки, накопленные на предыдущих этапах – «дамклов меч» для разработчиков. Большинство разработчиков, скорее всего, согласятся, что ни одно месторождение не удастся адаптировать без применения определенного набора модификаторов. На **рис. 2** видно, что в гидродинамической модели скважины расположены в центре ячеек (50×50 м). Несложно вычислить, что сама скважина при апскейлинге (*upscaling*) меняет свое местоположение, смещение в пределах рассматриваемой ячейки может достигать 20 м, что немаловажно, учитывая неопределенность межскважинного пространства. При адаптации модели весьма существенным является параметр проницаемости, который изменяется в гидродинамических, геофизических и лабораторных исследованиях в десятки раз [5]. Проблема фазовых проницаемостей обусловлена анизотропией геометрии пласта и не должна приниматься однотипной на все месторождение (за исключением регионов с собственными ОФП). Становится очевидным, что для каждой скважины необходимо знать индивидуальные фазовые проницаемости, что обусловлено не только анизотропией пласта, но и недостаточностью лабораторных данных для ряда скважин. Как правило, фазовые проницаемости принимаются для большинства скважин по «анalogии», однако движение многокомпонентного флюида весьма неоднозначно даже в интервале нескольких сантиметров по разрезу (по данным кернового исследования).

Таким образом, очевидно, что без использования модификаторов и изменения параметров пласта невозможно корректно адаптировать гидродинамическую модель. Изменение

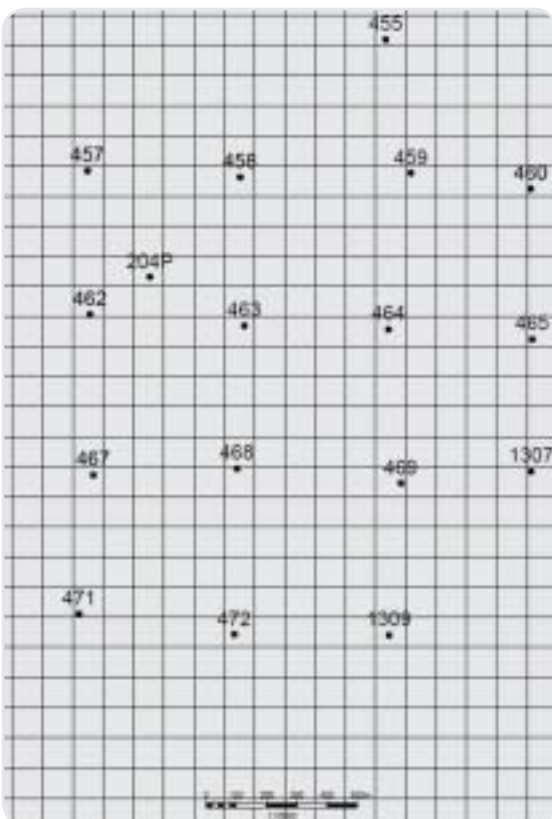


Рис. 1. Сетка геологического грида с расположением скважин

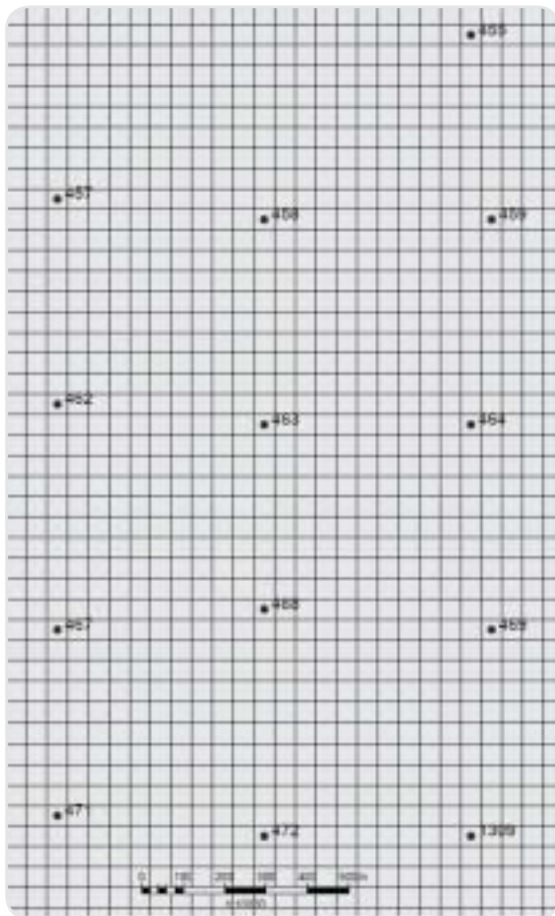


Рис. 2.

Сетка гидродинамического грида с расположением скважин

необходимо производить индивидуально для каждой скважины, таким образом, решая обратную задачу, можно уточнить геометрию пласта. Изменения геологической модели по результатам адаптации является многоитерационным процессом.

7. Изменение продуктивных отложений в процессе разработки месторождений УВ

В процессе разработки месторождений УВ жидкости и газы в пластовых условиях находятся под действием сил, способствующих перемещению флюидов к забоям эксплуатационных скважин или, наоборот, удерживающих их в пласте. К основным источникам энергии, проявляющей себя при движении подземных флюидов к забоям действующих скважин, по М. Маскету относятся: 1) сжимаемость нефти и воды в породах-коллекторах; 2) гравитационная энергия нефти в верхних слоях пласта по сравнению с энергией на его погружении; 3) упругость сжатого и растворенного газа в нефти и воде внутри продуктивного слоя или в зонах свободного газа, лежащих поверх горизонта, насыщенного нефтью; 4) упругое сжатие воды в пластах, сообщающихся с нефтяным резервуаром [6].

Эти виды энергии проявляют себя при эксплуатации скважин. Энергия расходуется на преодоление сопротивления породы течению жидкостей и газа, перемещающихся в области с более низким значением энергии и давления.

Другим источником энергии, который может играть некоторую роль в нефтеотдаче, является упругое сжатие самой породы. После снижения пластового давления может в какой-то мере произойти изменение объема порового пространства пород-коллекторов, связанное с воздействием горного давления. Однако этот процесс до последнего времени в достаточной мере еще не изучен [7]. Тем не менее, в последние годы ряд исследователей [8] получил фактические данные о влиянии деформационных процессов под действием эффективного давления, из-за уменьшения пластового давления, в условиях некомпенсированного отбора флюидов из продуктивных отложений. Доказано, что эти процессы приводят к изменению объема и структуры порового пространства, что влечет за собой, соответственно, и изменение проницаемости. Очевидно, что при изменении структуры порового пространства должны изменяться и относительные фазовые проницаемости (ОФП), поскольку уменьшение порового пространства приводит к изменению радиуса поровых каналов, что, как известно, ведет к изменению величины капиллярного давления. ОФП является одним из основных параметров продуктивных отложений, характеризующих течение флюидов при одновременном присутствии в поровом пространстве нескольких фаз.

ОФП пород-коллекторов позволяют определять методики, в большинстве случаев схожие. В основе они имеют уравнение Пурселля [9], в котором для расчета $K_{пр}$ используются контактный угол, поверхностное натяжение, коэффициент пористости, капиллярное давление, коэффициент водонасыщенности и литологический множитель, учитывающий отличие капиллярной модели от структуры порового пространства реальных горных пород. Характерной особенностью моделей ОФП, полученных на основе уравнения Пурселля, является их хорошая сходимость с экспериментальными результатами для смачивающей фазы [8], но для несмачивающей фазы эти же модели часто показывают неудовлетворительные результаты. Все это легко объясняется необходимостью проведения специализированных

сложных экспериментов с целью учета влияния на ОФП таких параметров, как извилистость поровых каналов, взаимосвязанность пор вмещающих пород, смачиваемость поверхности порового пространства и др.

Кроме деформационных процессов существенное влияние на изменение пустотно-порового пространства оказывают метасоматические процессы, происходящие при разработке месторождений углеводородов в процессе фильтрации пластового флюида к стволу либо от ствола скважины. Метасоматические преобразования продуктивных отложений, приводящие к образованию новых минералов на геохимических барьерах, изменению пустотно-порового пространства в результате выщелачивания, достаточно детально рассмотрены на многих месторождениях Западной Сибири [10]. Процесс выщелачивания является одним из основных при формировании пустотно-порового пространства. В частности, в пласте Ю13 Западно-Моисеевского участка Двуреченского нефтяного месторождения (Томская область) в результате растворения и выноса растворимых компонентов песчаники содержат невысокое количество малоустойчивых компонентов и практически мономинеральны по составу обломков (кварц). Возникновение дополнительной емкости связано с тектоническими процессами (с проработкой коллектора углекислотой, поступившей по разлому, в непосредственной близости от которого находится скважина) и влиянием растворенных продуктов окисляющейся на водонефтяных контактах нефти. В песчаных породах проявлены процессы растворения, пластичной катагенетической и жесткой наложенной деформации обломков, перекристаллизации, замещения одних минеральных фаз другими, синтез новых минеральных фаз из растворов [10].

Однако движение флюидов происходит постоянно, следовательно, и минеральный состав и фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС) продуктивных отложений также должны изменяться с течением времени. Автор предлагает рассматривать изменение первоначальных ФЕС пород-коллекторов как естественный процесс, происходящий постоянно и зависящий только от продолжительности эксплуатации месторождений УВ и динамики изменения вещественного состава пластовых флюидов. Следовательно, фазовые проницаемости пород необходимо модифицировать для корректной адаптации 3-мерных ГТМ.

Особенно актуально введение модификаторов для месторождений с обводненностью

более 50%, т.к. в таких коллекторах метасоматические изменения из-за влияния пластовых флюидов будут наиболее ярко выражены.

Таким образом, можно существенно упростить создание проектно-технической документации на разработку месторождений УВ и цифровых ГТМ [11–20].

Несмотря на увеличение разного рода исследовательских, проектных работ и объема затрат, в целом по-прежнему сохраняется главный недостаток прогнозов – расхождение фактических и расчетных технологических показателей

Интенсивность процесса возрастает при закачке в пласт воды (особенно поверхностной), в результате чего первоначальные ФЕС, коэффициент охвата, коэффициент вытеснения, ОФП со временем изменяются. Изменение ФЕС продуктивных отложений будет для различных скважин различным, что также осложняет процесс создания 3-мерных фильтрационных моделей [13, 14].

Выводы


Очевидно, что ГТМ дают только приближенное представление о реальных объектах. В частности, по мнению Э.М. Халимова (с которым автор полностью согласен), многолетний практический опыт проектирования и реализации проектов показал, что так и не удалось решить главную задачу – повысить точность получаемых результатов. «Несмотря на значительное увеличение разного рода исследовательских, проектных работ и объема затрат, в целом по-прежнему сохраняется существенный главный недостаток прогнозов – расхождение фактических и расчетных технологических показателей (текущей и конечной добычи нефти)» [19]. Поэтому недропользователь вынужден постоянно переписывать проекты разработки из-за систематического расхождения проектных и фактических технологических показателей разработки.

Кроме того, до сих пор не учитывается преобразование продуктивных отложений и вмещающих пород, происходящее при активном участии пластовых флюидов и вторичном минералообразовании.

Тем не менее, преобразование ФЕС залежей УВ в процессе разработки с учетом изменения структуры и объема их пустотно-порового пространства влияет на создание адекватной 3-мерной ГТМ [20–21].

В последние годы 3D моделирование стало неотъемлемым инструментом геологов и разработчиков, однако «слепое» моделирова-

ние хороших результатов дать не может, ведь самый важный фактор – человек с его знаниями и умениями.

Как показывает мировой опыт, высококлассный специалист не обязательно умеет пользоваться современными программными продуктами, т.к. его главное достоинство – **знания и опыт.** 

Литература

1. Гладков Е.А. Теоретическая и практическая невозможность построения детальной фильтрационной модели на основе геологической модели // Бурение и нефть. 2009. № 7–8. С. 22–23.
2. Гладков Е.А., Гладкова Е.Е. Трехмерная геолого-технологическая модель месторождения УВ на основе индивидуальной поскважинной адаптации // Газовая промышленность. 2010. № 5. С. 36–39.
3. Гладков Е.А., Гладкова Е.Е. Стандартные ошибки и их устранение при создании трехмерной геолого-технологической модели месторождений углеводородов // Горные ведомости. 2010. № 1. С. 48–53.
4. Гладков Е.А., Гладкова Е.Е. Влияние техногенного водорода на газопоказания при бурении с ЛБТ // Газовая промышленность. 2007. № 10. С. 77–78.
5. Гладков Е.А., Гладкова Е.Е. Неоднозначность геолого-технологической информации в процессе адаптации гидродинамической модели // Бурение и нефть. 2008. № 10. С. 40–41.
6. Маскет М. Физические основы технологии добычи нефти. М. 2003. 608 с.
7. Ханин А.А. Основы учения о породах-коллекторах нефти и газа и их изучение. М. 1965. 360 с.
8. Абасов М.Т., Алияров Р.Ю., Джалалов Г.И., Рамазанов Р.А. О методе оценки изменения относительной фазовой проницаемости пород-коллекторов в процессе разработки // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2010. № 4. С. 54–57.
9. Purcell W.R. Capillary pressure? Their measurement using mercury and calculation of permeability thereof. Petrol. Trans. Am. Inst. Min. Metallurg. Eng. 1949. P. 39–48.
10. Недолишко Н.М., Ежова А.В., Перевертайло Т.Г., Полумогина Е.Д. Роль дизъюнктивной тектоники в формировании пустотно-порового пространства в коллекторах пласта Ю13 Западно-Моисеевского участка Двуреченского нефтяного месторождения (Томская область). Известия Томского политехнического университета. Т. 308. 2005. № 5. С. 47–53.
11. Гладков Е.А. Влияние метасоматоза на разработку месторождений углеводородов // 1-й Российский Нефтяной конгресс. Москва, 2011. С. 90–93.
12. Гладков Е.А. Причины изменения фильтрационно-емкостных свойств коллекторов в процессе разработки месторождений углеводородов // Научно-практическая конференция «Современные вызовы при разработке и обустройстве месторождений нефти и газа Сибири». Томск, 2011. С. 44–45.
13. Гладков Е.А. Особенности разработки трещиновато-кавернозных коллекторов Восточной Сибири // Газовая промышленность. 2011. № 8. С. 36–38.
14. Гладков Е.А. Полигенное формирование трещиновато-кавернозных карбонатных коллекторов Восточной Сибири // Газовая промышленность. 2012. № 2. С. 8–11.
15. Гладков Е.А. О полигенной природе формирования углеводородосодержащих трещиновато-кавернозных карбонатных коллекторов // Георесурсы. Геоэнергетика. Геополитика. 2012. Выпуск 1. (Электронный ресурс: http://oilgasjournal.ru/vol_5/gladkov.html).
16. Gladkov E.A. Changing the Oil Recovery During Deformation and Metasomatic Deposits of Hydrocarbons // Geosciences: Making the most of the Earth's resources: Saint Petersburg, Russia. 2–5 April 2012 (<http://www.earthdoc.org/detail.php?pubid=57834>).
17. Гладков Е.А. Возможные ресурсы матричной нефти в Восточной Сибири // Инженер-нефтяник. 2012. № 2. С. 10–14.
18. Гладков Е.А. Учет деформационно-метасоматических преобразований при создании корректной геолого-технологической модели месторождений углеводородов // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2012. № 6. С. 40–45.
19. Халимов Э.М. Детальные геологические модели и трехмерное моделирование // Нефтегазовая геология. Теория и практика. 2012. № 3. <http://elibrary.ru/download/47734963.pdf> (дата обращения 19.10.2012).
20. Гладков Е.А. Учет деформационно-метасоматических преобразований в продуктивных пластах при разработке месторождений углеводородов // Фундаментальные проблемы разработки месторождений нефти и газа: материалы Всероссийской конференции с международным участием. Москва, 15–18 ноября 2011. М. 2011. С. 48–49.
21. Гладков Е.А., Гладкова Е.Е. Изменение фильтрационно-емкостных свойств залежей в процессе их разработки // Oil & Gas Journal Russia. 2011. № 9. С. 75–79.