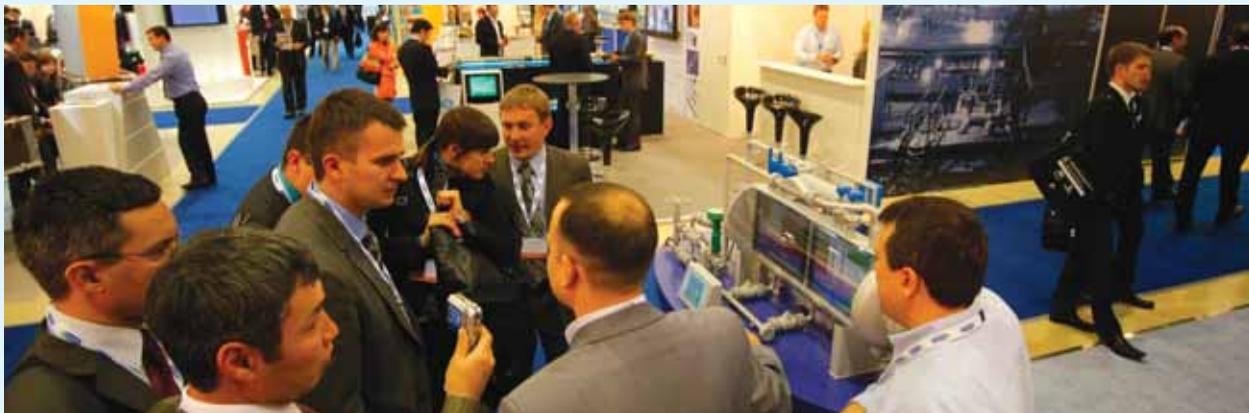


# НОВЕЙШИЕ МЕТОДЫ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ

Аналитическая служба «Нефтегазовая Вертикаль»  
(по итогам Российской технической нефтегазовой конференции и выставки SPE  
по разведке и добыче 2010 года)



Данный аналитический обзор статей с таблицами и графиками публикуется с разрешения правообладателя Society of Petroleum Engineer. Авторское право 2010 года. Дальнейшее использование данных материалов без разрешения SPE запрещено. Доступ к полному тексту статей можно получить на сайте <http://www.onepetro.org>

За последние 20 лет произошло резкое уменьшение средних размеров запасов новых нефтегазовых месторождений в четыре раза. С 15% до 10% снизилась доля крупных месторождений среди вновь открытых. Значительно ухудшились коллекторские свойства продуктивных горизонтов и качественный состав насыщающих их флюидов. В большинстве регионов углеводородные ресурсы уже разведаны до глубины 2500–3000 метров и многие из них давно эксплуатируются. Высокая выработанность запасов является неизбежным следствием обводненности добываемой продукции и снижением дебитов скважин. Именно поэтому применение традиционных технологий не только снижает конкурентоспособность экономики, но и лишает возможности воспользоваться нефтегазовыми запасами в будущем. Использовать лучшие новейшие мировые достижения в технике и технологии бурения, создавать собственные высокоэффективные технические и технологические решения — вот ключ к преодолению проблем российской нефтедобычи. Задача наращивания дебита скважин в условиях падающей добычи остро стоит для большинства нефтедобывающих стран мира. Именно поэтому арсенал применяемых техники и технологий повышения нефтеотдачи пластов и ввода в эксплуатацию остаточных запасов нефти постоянно совершенствуется.

**В** арсенале новейших методов повышения нефтеотдачи пластов, представленных на Российской технической нефтегазовой конференции и выставке SPE по разведке и добыче '2010, были химические методы, методы термогазового воздействия, методы электромагнитного воздействия, методы кислотного туннелирования, технология гидроразрыва пласта и другие МУН. Особое внимание было уделено специальным комплексам программ для моделирования процессов воздействия на пласт и оценки их эффективности.

## ИННОВАЦИОННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ

SPE-136328

### **ПРОЕКТ КОМПАНИИ «САЛЫМ ПЕТРОЛЕУМ» ПО ХИМИЧЕСКИМ МЕТОДАМ ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ (ПРОЕКТ EOR) — УСПЕХ МОЖЕТ БЫТЬ ДОСТИГНУТ ТОЛЬКО ИНТЕГРАЦИЕЙ**

**Х.Дайк, М.Баус, Я.Ньюверф, А.Узэрилл, М.Баутс, А.Кассим /SPE; Ф.Стойка/Shell International Exploration and Production B.V.; К.Космо/SPE, SalymPetroleum Development N.V.**

Проект EOR (Enhanced Oil Recovery — химические методы повышения нефтеотдачи) компании «Салым Петролеум Девелопмент Н.В.» (СПД) направлен на увеличение коэффициента нефтеотдачи более чем на

## График закачки при испытании ASP с помощью SWCT

Этап	Планируемый объем, м <sup>3</sup>	Фактический объем, м <sup>3</sup>	Приемистость/Дебит жидкости, м <sup>3</sup> /день	Примечания
Заводнение	1 500	1700	200–80	Приемистость падает из-за скин-эффекта и/или роста давления в пласте
Закачка индикатора	40	20	130	Объемы уменьшены для ограничения максимального времени работы насоса
Раствор для вытеснения индикатора	160	80	130	
Закрытие на 3,5 суток	–	–	–	Гидролиз индикатора (EtAc EtOH)
Добыча индикатора	300	187	120	Отбор проб через 15-30 минут
Предварительная закачка раствора KCl	70	45	120	Устранение Ca/Mg из призабойной зоны; буфер между раствором ASP и нагнетаемой воды
Закачка ASP	100	70	120–90	Объем уменьшен из-за снижения объема индикатора
Полимер/раствор воды для вытеснения ASP	100	70	90	Полимер исключен во избежание потенциальных проблем с приемистостью
Вытеснение обычным раствором воды	200	150	120–150	Приемистость улучшилась из-за вытеснения нефти из призабойной зоны
Закачка индикатора	40	40	175	По первоначальному плану
Раствор для вытеснения индикатора	160	160	175	По первоначальному плану
Закрытие скважины, 4 суток	–	–	–	
Добыча индикатора	320	320	120	Отбор проб через 20–60 минут

16% применением смеси щелочных, поверхностно-активных веществ и полимеров ASP (Alkaline Surfactant Polymer flood). Работа, на которой основывалось окончательное решение об инвестировании, включала в себя контроль химических индикаторов одиночной скважины, лабораторные испытания и запланированный опытный проект, введенный в эксплуатацию.

Опытный проект поможет оптимизировать разработку путем снижения рисков и себестоимости. Настоящий документ включает в себя как технические (изготовление опытных образцов, разработка проектных опций и решений), так и нетехнические аспекты (необходимость интеграции проекта, эксплуатации и вовлечения персонала поставщика), а также стратегическое соответствие.

Техническая работа на данный момент предполагает поэтапное внедрение, включающее в себя 4 этапа: предварительная закачка буферного раствора, закачка оторочки ASP, закачка раствора полимеров и последующая закачка воды. Деление на этапы дает возможность ограничить инвестиции в установки по отделению воды. Наиболее важным в данном подходе является выявление значимых неопределенностей в разработке пласта и подготовка опытных работ для их снижения, не выходя за рамки запланированного бюджета и времени.

Ключевыми вопросами, связанными с неопределенностью, для Западно-Сальымского месторождения являются приемистость скважины, способ эксплуатации, отложение солей, первичная переработка добываемой жидкости и рост трещины гидроразрыва при нагнетании. Наиболее важными неопределенностями являются эффективность химических реакций, охват заводнением, неоднородность пласта и подготовка товарной нефти.

Химические методы EOR являются высоко интегрированным бизнесом, включающим службу геологии, инженерную службу, группу химиков и компаний-поставщиков. Коммерческий успех требует недорогой химии и высокой эффективности метода.

## Первое испытание индикатором до закачки ASP. Данные имитационного моделирования нанесены в виде сплошных кривых



Теоретические соображения и экспериментальные данные показывают, что для нефти Западно-Салымского месторождения, которая имеет низкое кислотное число, но содержит поверхностно-активные компоненты с большим молекулярным весом в виде асфальтенов и смол, лучше всего подходят ПАВ с большими алкиловыми цепями.

Для западносалымской сырой нефти был разработан ПАВ на основе длинноцепного ПАВ семейства IOS, высокая эффективность которого была доказана при фазовых испытаниях и фильтрации на керне.

В ходе испытаний SWCT, выполненных на Западно-Салымском месторождении, были получены положительные результаты, которые показывают, что 90% остаточной нефтенасыщенности после заводнения было мобилизовано с помощью заводнения ASP. Это подтвердило, что ASP на основе длинноцепных ПАВ семейства IOS оказалась химически активной в пластовых условиях.

Планируется поэтапная реализация пилотного проекта ASP для оптимизации разработки месторождения снижением рисков и себестоимости.

**SPE-138091**

## **ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПАРОТЕПЛООВОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ПЛАСТЫ С ВЫСОКОВЯЗКОЙ НЕФТЬЮ**

**А.Шандрыгин, О.Динариев, Д.Михайлов/ SPE; М.Нухаев/ SPE, Schlumberger; А.Лутфуллин/ ГКЗ ФГУ «Роснедра»**

Периодические паротепловые обработки (ПТО) призабойных зон скважин (ПЗС) представляются наиболее широко применяемым тепловым методом разработки залежей высоковязких и тяжелых нефтей. Во многом это объясняется тем, что ПТО используются и как самостоятельный метод добычи высоковязких нефтей, и как метод воздействия на призабойную зону пласта в комбинации с площадной закачкой в пласты теплоносителя: пара или горячей воды.

В то же время это метод имеет также и ряд недостатков, и в первую очередь, ограниченность воздействия на пласт (по сути дела осуществляется обработка ПЗС) и снижение эффективности паротепловой обработки от цикла к циклу закачки пара.

### **Технологические показатели варианта разработки ПТО без СНОРС**

Параметр	Номер цикла									
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Длительность нагнетания пара, сут.	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14
Количество пара, нагнетаемого за сутки, м <sup>3</sup>	116,65	190,84	221,81	240,68	248,94	256,31	262,39	272,09	273,84	273,21
Время прогрева, сут.	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10
Длительность добычи нефти, сут.	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150
Количество извлеченной воды за цикл, м <sup>3</sup>	35,73	80,60	126,01	158,10	175,44	209,13	237,63	224,44	244,46	254,45
Количество извлеченной нефти за цикл, м <sup>3</sup>	1051,92	1312,90	1406,96	1456,37	1507,46	1512,12	1541,95	1591,79	1586,41	1615,60
Количество дополнительно извлеченной нефти за цикл, м <sup>3</sup>	181,92	442,90	536,96	586,37	637,46	642,12	671,95	721,79	716,41	745,60
Количество дополнительно добытой нефти к количеству закачанного пара, м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>	1,56	2,32	2,42	2,44	2,56	2,51	2,56	2,65	2,62	2,73

### **Технологические показатели варианта разработки ПТО + СНОРС**

Параметр	Номер цикла									
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Длительность нагнетания пара, сут.	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14
Количество пара, нагнетаемого за сутки, м <sup>3</sup>	336,6	376,3	392,7	412,9	423,5	429,52	435,5	443,3	448,6	455,9
Время прогрева, сут.	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10
Длительность добычи нефти, сут.	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150
Количество извлеченной воды за цикл, м <sup>3</sup>	96,8	178,0	169,5	220,6	235,0	294,94	343,4	359,5	438,1	429,2
Количество извлеченной нефти за цикл, м <sup>3</sup>	1 237,0	2 296,6	2 436,7	2 504,5	2 579,8	2 563,5	2 596,4	2 620,2	2 641,1	2 670,1
Количество дополнительно извлеченной нефти за цикл, м <sup>3</sup>	185,1*	983,7*	1 029,8*	1 048,2*	1 072,4*	1 051,4*	1 054,5*	1 028,4*	1 054,7*	1 054,5*
Количество дополнительно добытой нефти к количеству закачанного пара, м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>	0,55	2,61	2,62	2,5	2,53	2,45	2,42	2,32	2,35	2,31

\* Данная величина получена путем вычитания из количества дополнительно добытой нефти количества нефти, получаемой за тот же цикл парообработки, осуществляемой без «червоточин»

Соответственно при осуществлении ПТО как основного метода воздействия оказывается невозможным достичь высоких коэффициентов извлечения нефти из пластов даже при использовании горизонтальных и многозабойных скважин.

Одним из перспективных направлений устранения указанных недостатков ПТО и повышения эффективности паротепловых обработок представляется комбинирование ПТО со CHOPS — «холодной» добычей нефти с песком.

CHOPS широко применяется на многих месторождениях в мире как высокоэкономичный способ добычи высоковязкой и тяжелой нефти с одним, но существенным недостатком — низкой нефтеотдачей пластов. Известно, что этот метод предполагает поддержание на забоях эксплуатационных скважин значительных депрессий для разрушения плохо сцементированных коллекторов и создания в пласте так называемых «червоточин» — каналов течения к скважинам смеси нефти и песка.

Система «червоточин» у забоя скважин значительно улучшает фильтрационные свойства пластов и вызывает кратное (иногда и на порядок) увеличение дебитов скважин. В связи с этим возникает вопрос: не могут ли «червоточины» в ПЗС явиться тем необходимым элементом для повышения эффективности ПТО и увеличения как размеров зоны паротепловой обработки пласта, так и полноты извлечения нефти из этих зон?

В этом случае на начальной стадии процесса воздействия на залежь с высоковязкой нефтью может осуществляться добыча нефти с песком из добывающих скважин (CHOPS), а затем уже производится ПТО их призабойных зон.

Такое комбинированное воздействие может оказаться привлекательным как с технологической, так и с экономической точек зрения, поскольку может не только дополнительно увеличить продуктивность скважины и охват пласта процессом воздействия в ходе ПТО, но и привести к более быстрой окупаемости самого процесса за счет реализации «холодной» добычи CHOPS перед более затратным процессом теплового воздействия на пласт (ПТО).

Такое комбинированное воздействие может оказаться привлекательным, как с технологической, так и с экономической точек зрения, поскольку позволяет не только дополнительно увеличить продуктивность скважины и охват пласта процессом воздействия, но и привести к более быстрой окупаемости самого проекта разработки за счет добычи нефти еще перед осуществлением более затратного процесса теплового воздействия на пласт.

Дебиты и накопленная добыча нефти в этом случае значительно превосходят эти же значения при проведении ПТО в аналогичных условиях в широком диапазоне ФЕС пластов и свойств пластовых флюидов.

Основными факторами, влияющими на показатели процесса CHOPS + ПТО, являются параметры образующихся в ходе проведения CHOPS «червоточин» (их диаметр, плотность у забоя скважин и зависимость указанных параметров от расстояния и от скважины), а также фильтрационные процессы, проходящие в «червоточинах».

SPE-138086

## **СПОСОБЫ ИЗВЛЕЧЕНИЯ ВЫСОКОВЯЗКОЙ НЕФТИ И БИТУМА С ПРИМЕНЕНИЕМ ВЫСОКОЧАСТОТНОГО ЭЛЕКТРОМАГНИТНОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ**

**Л.Ковалева, А.Давлетбаев/ Башкирский государственный университет; Р.Миннигалимов/ ОАО «Татойлгаз»**

Вопросы применения воздействия высокочастотного (ВЧ) электромагнитного (ЭМ) поля для интенсификации добычи нефти в залежах тяжелых нефтей и природных битумов представляют большой практический интерес.

При этом необходимо исходить из того, что большинство материалов нефтяной промышленности — продуктивный нефтенасыщенный коллектор, пластовая жидкость, нефть, их компоненты (смолы, асфальтены, парафины, водонефтяные эмульсии, битумы, вязкие и сверхвязкие углеводороды) по своим электромагнитным свойствам относятся к немагнитным диэлектрическим материалам со слабой электропроводностью.

При взаимодействии таких веществ с электромагнитным полем имеют место электрогидродинамические явления в ЭМ поле. В такие материалы ЭМ поля проникают достаточно глубоко: от долей до нескольких десятков метров.

Были исследованы ЭМ воздействия на залежи высоковязких нефтей и природных битумов и осуществлено управление различными электрогидродинамическими процессами с целью применения ЭМ воздействия для интенсификации добычи. Также была исследована возможность нагрева нефтяного пласта мощным высокочастотным (ВЧ) электромагнитным (ЭМ) излучением в сочетании с закачкой растворителя с целью интенсификации нефтедобычи в залежах вязких и сверхвязких нефтей.

Технический результат при таком воздействии достигается за счет повышения охвата пласта вытесняющим агентом и его более глубокого прогрева.

Для повышения эффективности и рентабельности способа в добывающей скважине осуществляется воздействие, которое включает три этапа: на первом — перевод скважины в нагнетание с закачкой смешиваю-

щегося агента (растворителя) с одновременным ВЧ ЭМ излучением; на втором — «выдержка» скважины без какого-либо воздействия; на третьем — перевод скважины в режим добычи и отбор продукции из пласта.

Двухмерная математическая модель процесса трехэтапного комбинированного ВЧ воздействия с одновременной закачкой смешивающего агента в пласт с высоковязкой нефтью позволила установить, что метод повышает эффективность и рентабельность разработки залежей высоковязкой нефти; интенсифицирует нефтедобычу за счет повышения охвата воздействием на пласт нагревом и вытесняющим агентом в призабойной зоне пласта добывающих скважин; позволяет максимально использовать тепловую энергию с помощью дополнительного переноса тепла в пласт закачиваемым растворителем.

В результате математического моделирования получены оценки оптимального объема смешивающегося агента, длительностей этапов воздействия; показана эффективность и рентабельность технологии с точки зрения энергетического баланса.

**SPE-135989**

## **ПОТЕНЦИАЛ ПРИМЕНЕНИЯ ТЕХНОЛОГИИ КИСЛОТНОГО ТУННЕЛИРОВАНИЯ В КАРБОНАТНЫХ КОЛЛЕКТОРАХ ТИМНО-ПЕЧОРЫ**

**А.Ахкубеков/ ООО «НК «Роснефть-НТЦ»; В.Васильев/ ООО «ТНЦ»**

Нефтяная индустрия нуждается в недорогих и эффективных методах интенсификации добычи углеводородов. Значительная часть мировых запасов углеводородов сосредоточена в карбонатных коллекторах. Для интенсификации добычи в карбонатах используют как обычные, так и специфичные для них методы.

Бурение боковых стволов сопряжено с большими затратами денег и времени, так как требует установки буровой и подготовки бригады. Естественное свойство карбонатов растворяться в кислоте используется

**Матрица применения технологий**

Технология	Тип коллектора			
	I	II	III	IV
Бурение ГС/МЗБС	+	+	+	+
	Пересечение большого числа трещин Большая зона дренирования	Аналогично типу I	Аналогично типу I	Большая зона дренирования
ГРП/Кислотный ГРП	-	-	-	-
	Дорого Технически сложно	Аналогично типу I	Аналогично типу I	Аналогично типу I
Кислотные обработки	+	+	+	+
	Раскрывает имеющиеся трещины Преодоление скин-зоны	Аналогично типу I Увеличение эффективного радиуса скважины	Улучшает приток из матрицы Создает дополнительные каналы в матрице	Аналогично типу II
Кислотное туннелирование	-	-	-	-
	Дорого Неэффективно при сильной анизотропии	Аналогично типу I	Аналогично типу I	Аналогично типу I
Кислотные обработки	+	+	+	+
	Дешево	Аналогично типу I	Улучшает проводимость матрицы призабойной зоны	Улучшает проводимость матрицы призабойной зоны
Кислотное туннелирование	-	-	-	-
	Неэффективно ввиду малого радиуса обработки	Аналогично типу I	Аналогично типу I	Технические сложности в массивных залежах
Кислотное туннелирование	+	+	+	+
	Дешево Значительное увеличение эффективного радиуса скважины Пересечение большого числа трещин Преодоление призабойной зоны с ухудшенной проницаемостью	Аналогично типу I	Аналогично типу I Создает дополнительные каналы в матрице	Сравнительно дешево Преодоление загрязненной скин-зоны Увеличение эффективного радиуса скважины

при большеобъемных кислотных обработках и кислотных ГРП. Кислотные обработки малоэффективны в пластах большой мощности, приходится усложнять дизайн обработки для эффективного размещения кислоты в пласт.

Эффективность кислотного ГРП в карбонатном коллекторе сильно зависит от соотношения матричной и трещинной пористости и проницаемости, в чисто трещинном коллекторе кислотный ГРП малоэффективен.

Относительно новая технология интенсификации притока в карбонатах — кислотное туннелирование — была использована на карбонатных месторождениях Тимано-Печорского нефтегазового бассейна. Технология кислотного туннелирования представляет собой дешевую и эффективную альтернативу кислотным обработкам и ГРП для увеличения продуктивности скважин в карбонатах.

Она применима в необсаженных скважинах в известняковых и доломитовых коллекторах, использует гибкую трубу и не требует монтажа буровой, не имеет проблемы возврата флюида на поверхность и, как следствие, оказывает очень малое влияние на окружающую среду. В обсаженных скважинах дополнительные затраты связаны с удалением части колонны фрезой или долотом.

Технология кислотного туннелирования в карбонатных пластах позволит избежать многих недостатков традиционных технологий, а также использовать наиболее выраженные их достоинства.

Так, в сравнении с горизонтальными и многозабойными скважинами кислотное туннелирование требует меньших капиталовложений, обладает большим потенциалом к применению в массивных залежах, причиняет намного меньший урон призабойной зоне за счет использования естественного свойства растворимости в кислоте карбонатных пластов по сравнению с обычным бурением на репрессии.

Применение технологии кислотного туннелирования в качестве альтернативы гидроразрыву пласта позволит решить проблему развития искусственной трещины в направлении максимального горизонтального стресса, оптимизировать расход рабочего агента и затраты на операцию, точно воздействуя на продуктивные пропластки массивных карбонатных залежей.

## SPE-138077 ОБРАБОТКА ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ ПЛАСТА С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ТЕРМОЛИЗА МОНОТОПЛИВА

В.Грайфер, В.Кокорев, Г.Орлов, К.Бугаев/ ОАО «РИТЭК»

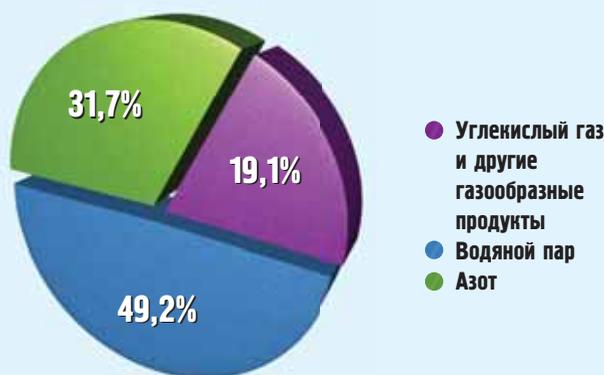
Обработка призабойной зоны пласта с помощью термолитиза монотоплива (МТ) относится к термогазохимическим методам увеличения нефтеотдачи. В ней успешно сочетается действие тепла и химических продуктов сгорания монотоплива, при комплексном действии которых наблюдается:

- улучшение фильтрационных свойств призабойной зоны за счет тепловой обработки и создания импульса давления, способствующих удалению асфальто-смолопарафиновых отложений (АСПО) и образованию трещин;
- снижение вязкости нефти под воздействием тепла и продуктов термолитиза МТ;
- снижение поверхностного натяжения на границе раздела вытесняемой и вытесняющей фаз и улучшение смачиваемости поверхности породы водой;
- разложение химических агентов под влиянием температуры с образованием газов и других веществ, повышающих эффективность вытеснения;
- образование водо-, газонефтяных эмульсий или пенных систем в зонах повышенной проницаемости, что способствует выравниванию фронта вытеснения и повышает охват неоднородных пластов процессом нефтеизвлечения.

Принципиально МТ представляет собой раствор горючих веществ и окислителей по общей схеме: «окислитель + горючее + растворитель». МТ имеет то преимущество, что не требует решения вопросов пропорциональной дозировки и позволяет более простыми методами регулировать тепловой и газовый эффекты.

Кроме того, существенно увеличиваются допустимые глубины нефтяных пластов, подлежащих обработке, за счет возможности закачки жидкого монотоплива насосами высокого давления. Схема закачки — однопоточная, что упрощает технологическую оснастку, количество и номенклатуру привлекаемого оборудования.

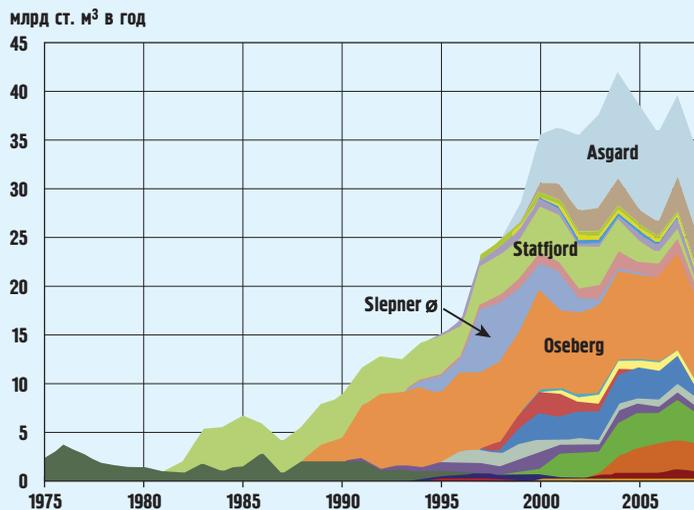
Продукты сгорания монотоплива в массовых долях



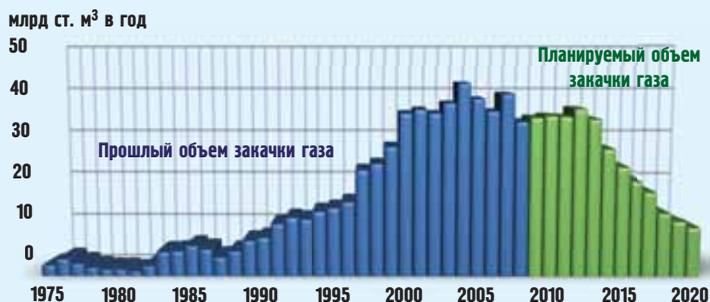
# ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ПОПУТНОГО НЕФТЯНОГО ГАЗА (ПНГ) — ОПЫТ НОРВЕГИИ

Л.Хиндеракер/ SPE; С.Ньё/ SPE, Норвежский нефтяной директорат

Накопленные данные по закачке газа на норвежском континентальном шельфе



Накопленные данные по закачке газа и утвержденные планы закачки газа в будущем



теми месторождениями, где такая закачка не применялась. Если существующие планы по дальнейшему применению закачки газа будут осуществлены, то общее увеличение будет в диапазоне от 320 до 360 дополнительных миллионов кубометров нефти и конденсата.

Целью любой нефтедобывающей страны является создание максимальной и долгосрочной социальной стоимости углеводородных активов. Для защиты интересов общества при разработке и эксплуатации нефтегазовых месторождений норвежское правительство определило структуру и правила для этого вида деятельности, предназначенные для того, чтобы заставить компании принимать решения, которые бы также шли на пользу общества в целом.

Норвежский нефтяной директорат имеет полномочия проводить мониторинг разработки нефтегазовых месторождений, следя тем самым за тем, чтобы добыча на них велась в соответствии с лучшей практикой, отраженной в нормативных документах, и в установленных рамках.

В том, что касается использования попутного газа, то здесь исключительную важность приобрели законодательные постановления, требующие правильного обращения с нефтегазовыми ресурсами. В постановлениях указывается, что сжигание углеводородов не допускается сверх объемов, необходимых для безопасного ведения операций.

Повышение нефтеотдачи было и остается предметом большой заботы для норвежских органов власти. Было предпринято несколько инициатив для оценки возможностей по улучшению нефтеотдачи пластов. Результаты закачки газа были рассмотрены вместе с другими методологиями улучшения нефтеотдачи.

Применение на норвежских нефтяных месторождениях закачки попутного газа для поддержания пластового давления оказалось очень успешным.

С начала промышленной добычи нефти на норвежском континентальном шельфе в 1971 году и до конца 2009 года было добыто в общей сложности свыше 3526 млн м<sup>3</sup> нефти и 2138 млрд м<sup>3</sup> газа. Подавляющая часть добытого газа экспортируется на европейский рынок. Часть газа используется в качестве топлива на платформах и для транспортировки, а также небольшие объемы потребляются внутри Норвегии как исходное сырье для нефтехимических заводов.

Благодаря строгим законодательным правилам и экономическим стимулам на факелах сжигается только небольшая часть газа. Однако есть отчеты, по которым 595 млрд м<sup>3</sup> были закачаны обратно в пласты для поддержания давления и улучшения нефтеотдачи. Средний коэффициент нефтеотдачи на тех месторождениях, где сегодня ведется добыча, по оценкам, составляет 46%.

Подсчитано, что обратная закачка газа к настоящему времени дала от 240 до 270 млн тонн дополнительной нефти и конденсата по сравнению с

Таким образом, с самого первого дня нефтяные компании должны были искать методы правильного использования попутного газа. В большинстве случаев газ транспортировался по трубопроводам и продавался на рынок, но там, где трубопроводы были недоступны, обратная закачка в пласт оказывалась единственным возможным решением.

SPE-135921

## ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ ДЛЯ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ, РАЗРАБАТЫВАЕМЫХ НА ПРЕДЕЛЕ РЕНТАБЕЛЬНОСТИ

Р.Ибатуллин/ ТатНИПИнефть, ОАО «Татнефть»; Ш.Тахаутдинов, Н.Ибрагимов, Р.Хисамов/ ОАО «Татнефть»

Выработанные запасы являются основным резервом добычи нефти в Волго-Уральском регионе на длительную перспективу. Рентабельная разработка месторождений ОАО «Татнефть» является сложнейшей задачей ввиду высокой выработанности базисных пластов основных месторождений, таких как Ромашкинское, Бавлинское, Сабанчинское, Ново-Елховское, Первомайское, Бондюжское.

Основными направлениями повышения эффективности компании в этих условиях являются управление разработкой, эффективный отбор запасов на выработанных, истощенных месторождениях. В настоящее время в ОАО «Татнефть» на основе масштабного анализа реализации выбраны и утверждены критерии применения до 50 различных МУН.

За счет управления заводнением, а также применения физико-химических технологий МУН ежегодная дополнительная добыча составляет более 11600 тыс. тонн нефти, в том числе за счет третичных методов 5100 тыс. тонн (около 20% общей добычи), гидродинамических — 6500 тыс. тонн (25%).

В условиях большой выработанности месторождений и увеличения доли трудноизвлекаемых запасов экономическая эффективность эксплуатации месторождений возможна только за счет новых технических и технологических решений в области добычи нефти.

Новым техническим и технологическим решением является одновременно-раздельная эксплуатация (ОРЭ), при которой одной скважиной осуществляется добыча нефти из разных пластов, вовлекая в разработку запасы по всей вертикали геологического разреза.

Объем применения этой технологии по ОАО «Татнефть» достиг 659 скважин. Накопленная дополнительная добыча составила по компании 1482 тыс. тонн. Как показывает анализ, дебиты скважин за счет подключения новых продуктивных горизонтов возрастают в два-три раза.

Кроме этого, разработаны технические средства для одновременно-раздельной закачки (ОРЗ) воды в нагнетательные скважины. С 2007 года технология реализована на 128 нагнетательных скважинах. Накопленный объем дополнительной добычи нефти от применения ОРЗ на начало 2010 года составил 170,2 тыс. тонн.

В 2010 году планируется на треть увеличить общее количество установок ОРЭ и ОРЭиЗ и на 70% установок ОРЗ. Разрабатываются новые решения для ОРЭ трех пластов. При применении ОРЭ важным вопросом является контроль за разработкой пластов. Для определения параметров работы объектов под пакером в установках с электропогружными насосами используется телеметрическая система.

Для раздельного подъема продукции используются полье штанги. При применении штанговых установок ОРЭ для определения забойных давлений разработаны глубинно-измерительные комплексы типа «Фотон», «Крот», «КАМТ». В настоящее время около 130 скважин оснащены такими комплексами.

В ОАО «Татнефть» был разработан и доведен до промышленного изготовления цепной привод (ЦП). Он потребляет почти на 60% электроэнергии меньше, чем ЭЦН аналогичной производительности (в диапазоне 80–120 м<sup>3</sup>/сут.) и на 25–30%, чем СКН. Наибольший эффект от их применения достигается на скважинах, осложненных высоковязкой нефтью, образованием водонефтяной эмульсии.

Выпускаемый ряд ЦП разнообразен, имеет разную длину хода плунжера — от 3 до 7 метров, грузоподъемность — от 6 до 12 тонн и позволяет вести добычу с глуби-

Динамика объемов дополнительной добычи от применения гидродинамических и физико-химических методов в ОАО «Татнефть»



ны до 3000 метров с возможностью регулирования объемов извлекаемой продукции. Объем применения ЦП в ОАО «Татнефть» достиг 1193 ед. На скважинах с цепными приводами межремонтный период с начала их внедрения возрос с 567 до 1071 суток.

На объектах опробована и стабильно работает технология разделения нефти и попутной пластовой воды непосредственно в стволе скважины с применением входных устройств (ВУ) — делителей фаз. Данное устройство имеет простое, но оригинальное решение. Его принцип работы основан на гравитационном методе разделения воды и нефти, который исключает факт образования стойких нефтяных эмульсий в глубинно-насосном оборудовании и негативного его воздействия на их безотказную работу.

Объем добычи жидкости, обеспечивающей заданные объемы добываемой нефти, за последние 10 лет удавалось поддерживать хоть и не на высоком, но на стабильном уровне. За этот период за счет внедрения инновационных и наукоемких технологий удалось снизить абсолютное потребление энергоресурсов на 33,4%, при росте объемов добычи нефти на 13,1%.

Наиболее показательным является технологический результат, выражающийся в снижении удельного расхода электроэнергии на добычу 1 тонны нефти, который по сравнению с 1998 годом снизился на 4,7% и в 2010 году составит около 119 кВтч/т.

SPE-135943

## УВЕЛИЧЕНИЕ КОЭФФИЦИЕНТА ИЗВЛЕЧЕНИЯ НЕФТИ ИЗ ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМЫХ ПЛАСТОВ

**А.Исаев/ ООО УК «Шешмаойл», Альметьевский государственный нефтяной институт; Р.Тахатудинов/ ООО УК «Шешмаойл»; К.Архипов/ Альметьевский государственный нефтяной институт**

Одной из наиболее важных тенденций, наблюдаемых в современном нефтедобывающем секторе России, является изменение структуры разрабатываемых запасов нефти не в лучшую сторону. Все больше месторождений вводятся в эксплуатацию с высокой вязкостью нефти, неньютоновскими параметрами, с низким пластовым давлением и низкопроницаемыми пластами, когда коэффициент извлечения нефти (КИН) и охват пласта (на естественном режиме) остается низким.

Для повышения эффективности эксплуатации скважин с трудноизвлекаемыми запасами нефти предлагается использовать закачку рабочего агента при одновременно-раздельной добыче установками винтовых штанговых насосов с наземными приводами (далее — УВШН с НП), которые хорошо зарекомендовали себя

в добыче тяжелой нефти, особенно на промысловых объектах Республики Татарстан.

Так, на четырех месторождениях ОАО «Шешмаойл» эксплуатируются 29 установок УВШН с НП (по состоянию на 01.01.10), а начиная с 2001 года они эксплуатировались на 73 скважинах.

Необходимо отметить, что в условиях добычи высоковязкой скважинной продукции широкого применения УВШН с НП в ОАО «Шешмаойл», так же как и в ОАО «Татнефть», не получили вследствие отрицательного опыта эксплуатации. Основные причины этого: неправильный подбор эластомера и покрытия ротора, добыча нефти осуществляется с различных горизонтов.

Очевидно, что пластовые условия и физико-химические свойства скважинной жидкости различаются, однако это обстоятельство не принималось во внимание, и во всех случаях применялся насос в одинаковом варианте исполнения, с хромированным ротором и эластомером типа HNBR — это несоблюдение правил монтажа оборудования, и главное, его эксплуатации.

Так, вследствие неправильной подгонки ротора произошло три ремонта (1,6%), а из-за эксплуатации с давлением на приеме винтового насоса ниже давления насыщения (что приводит к насыщению материала эластомера агрессивными газами) произошло 41 ремонт (21,8%). Снижение динамического уровня ниже величины 0,8-Нподв приводит к износу эластомера, насос начинает работать «всухую». Таких фактов зафиксировано на 101 внедренных УВШН с НП (59% от общего количества).

Распределение ремонтов скважин, оборудованных УВШН с НП



## ГИДРОРАЗРЫВ ПЛАСТА

SPE-136072

## КОМПЛЕКСНЫЙ ПОДХОД К ПРОВЕДЕНИЮ ГРП АЧИМОВСКИХ ПЛАСТОВ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

С.Марино/ SPE, Schlumberger; Е.Волокитин/ SPE; А.Хабаров/ Salym Petroleum Development N.V.; К.Маут/SPE; Т.Ишмеев, К.Муллин/ SPE; К.Бутула/ SPE, Schlumberger

С самого начала применения технологии ГРП в нефтяной отрасли гидравлический разрыв пласта стал одним из важнейших методов разработки месторождений, повышения нефтеотдачи пласта и продуктивности скважины.

Создание проводящего канала в пласте для повышения нефтеотдачи — это самый сложный процесс, требующий рассмотрения различных аспектов разработки пласта, включая особенности геологического строения, оценку петрофизических свойств пласта, различные аспекты технологии разработки, вопросы геомеханики и динамики течения флюидов.

Процесс проектирования гидроразрыва пласта и достижение требуемых размеров и ориентации трещины ГРП тесно связан с изучением механических свойств горных пород. При проектировании ГРП ачимовских отложений Западно-Салымского нефтяного месторождения была построена геомеханическая модель ачимовских пластов. Эти глубоко погруженные слоистые отложения, вероятно всего, перекрывают водоносные горизонты, поэтому решение вопросов стимуляции пластов становится технически чрезвычайно трудной задачей.

Проведенная работа включала различные аспекты геолого-геофизических исследований. Во-первых, при моделировании механических свойств пород потребовалось проведение стандартных скважинных замеров и акустического каротажа. Профиль минимальных горизонтальных напряжений был калиброван по результатам анализа данных смыкания трещины мини-ГРП, который проводился до основной операции гидроразрыва, и результатам интерпретации данных термометрии.

Затем, используя соответствующее программное обеспечение, было проведено моделирование роста трещины ГРП. Анализ данных моделирования основного ГРП был дополнен замерами забойного давления, записанными в память скважинного прибора. Смоделированное давление на забое может быть сравнено и сопоставлено с измеренным для калибровки модели трещины.

Наконец, картирование трещины ГРП методом дифференциального анализа анизотропии акустических свойств в обсаженном стволе позволило уточнить полученную модель трещины ГРП, включая геометрию и ориентацию (направление роста) трещины. Это уникальное сочетание скважинных исследований и при-

**Пластовое давление ( $P_{гвс}$ ), давление смыкания трещины ГРП ( $P_{сг}$ ) и постоянная Био-Савара ( $\alpha$ ), использованные для построения геомеханической модели на разных этапах моделирования гидроразрыва пласта**

	Проектирование (начальный этап)	Корректировка проекта (промежуточный этап)	Анализ данных (завершающий этап)
$P_{гвс}$	283 бар по кровле ачимовских отложений (по данным соседних скважин)	310 бар в интервале перфорации (по данным забойного давления)	295 бар в интервале перфорации (по данным забойного давления)
$P_{сг}$	406 бар по кровле ачимовских отложений (по данным соседних скважин)	389 бар на глубине точки А (по данным устьевого давления и температурных замеров)	400 бар на глубине точки А (по данным забойного давления и температурных замеров)
$\alpha$	0,96 в песчаных пластах 0,96 в песчаных пластах с карбонатным цементом 1 в глинах	0,77 в песчаных пластах 0,77 в песчаных пластах с карбонатным цементом 1 в глинах	0,86 в песчаных пластах 1 в песчаных пластах с карбонатным цементом 1 в глинах

**Полудлина расклиненной трещины ГРП ( $L_f$ ), высота расклиненной трещины ГРП в скважине ( $h_f$ ) и средняя ширина расклиненной трещины ( $w_f$ ), полученные на разных этапах моделирования гидроразрыва пласта**

	Проектирование	Корректировка проекта	Анализ данных 1	Анализ данных 2
$L_f$	110 м	113 м	129 м	155 м
$h_f$	68 м	80 м	78 м	56 м
$w_f$	1,4 мм	1,3 мм	1,3 мм	1,5 мм

**Эффективное давление в конце нагнетания ( $P_{нет}$ ) и эффективность жидкости ГРП (FE), полученные после мини-ГРП и по данным моделирования для анализа данных после ГРП**

	Мини-ГРП (данные устьевого давления)	Мини-ГРП (данные забойного давления)	Анализ данных 1 (моделирование)	Анализ данных 2 (моделирование)
$P_{нет}$	62 бар	53 бар	40 бар	54 бар
FE	62%	60%	60%	60%

мененных методов анализа полученных данных позволило провести детальный анализ параметров трещины ГРП, который можно применить на соседних скважинах.

Метод моделирования механических свойств пород доказал свою незаменимость в попытке прогнозирования роста трещины ГРП и оптимизации обработки пласта методом ГРП. Точность предварительного проектирования трещины ГРП позволила на раннем этапе выбрать наилучшее решение поставленной задачи.

Используя описанный подход, были получены точные сведения о состоянии пластовых напряжений в данных отложениях, а это окажет, несомненно, положительное влияние на процессы управления разработкой пласта и планирования разработки месторождения.

SPE-131729

## ПРОВЕДЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОГО ГИДРОРАЗРЫВА ПЛАСТА С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ПЛАСТОВОЙ ВОДЫ В ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

А.Федоров/ SPE; Д-К.Фу/ SPE; К.Муллен/ SPE; Л.Кочмар, Б.Лунгвитц/ SPE; М.Дессингер/ SPE, Schlumberger

Операция гидроразрыва является основным методом по интенсификации добычи нефти и газа в Западной Сибири, и качество данных работ непрерывно улучшается. Подобные обработки включают много операционных задач, такие как перемещение оборудования, смешивание больших объемов жидкостей и закачивание с ними проппанта.

Низкая температура, плохие дорожные условия и плохая вода — вот ряд негативных факторов, влияющих на успешность выполнения операционных задач. Одним из ключей успеха ГРП является использование качественной жидкости с хорошей температурной стабильностью и восстановлением после сдвига.

На сегодняшний момент в Западной Сибири используются два процесса, такие как предварительный замес и замес на лету. Для обычного предварительного замеса приготовленный гель может находиться в емкости более 6 часов, что не является необычным вследствие того, что бригаде ГРП нужно около двух дней для проведения операции.

В Западной Сибири средняя температура воздуха ниже 20°C в течение всего года и в зимний период достигает -40°C. Но требование к применению жидкости с температурой не менее 25°C накладывают серьезные операционные проблемы. В то же время вода, добываемая с сеноманских пластов с глубины 1100 до 1900 метров и с температурой от 35°C до 50°C, доступна во многих месторождениях Западной Сибири и является идеальным источником для приготовления жидкостей гидроразрыва.

Использование такой воды в сочетании с новым оборудованием и химическими добавками, специально разработанными для замеса на лету, дает блестящий результат по повышению эффективности проведения работ. Преимущество может включать более ранний ввод скважины в эксплуатационный фонд и использование более надежной жидкости для проведения ГРП. Также операция ГРП может быть проведена на удаленных месторождениях, не имеющих других источников воды.

Предыдущие попытки использования сеноманской воды были неудачными вследствие высокой минерализации и большой неоднородности. Так, химический анализ сеноманской воды показал, что вода содержит большое количество бора и солей кальция и магния.

Бор используется как сшиватель и является причиной раннего сшивания линейного геля, а также ухудшает контролирование времени задержки образования сшитого полимера. Вода, содержащая бор, не имеет достаточной вязкости при температурах более 60°C вследствие недостаточного количества бора для обеспечения температурной стабильности. Магний и кальций в щелочной среде выпадают в осадок, в результате pH уменьшается и температурная стабильность ухудшается.

### Сравнение проводимости

Сравнение проводимости 4,2 кг/м <sup>3</sup> (35 lbm/1,000 gal) для PSG полимерной жидкости с сухим сшивателем и 16/30 керамическим проппантом при 5,000 psi и 95°C		
	Сеноманская вода Проводимость, мД/фут	Речная вода Проводимость, мД/фут
3 мл/мин	9 272	9 309
6 мл/мин	9 189	9 404
9 мл/мин	9 235	9 488
Среднее	9 232	9 400
Сравнение проницаемости проппантной пачки с 4,2 кг/м <sup>3</sup> (35 lbm/1,000 gal) для PSG полимерной жидкости с сухим сшивателем и 16/30 керамическим проппантом при 5,000 psi и 95°C		
	Сеноманская вода Проницаемость, Дарси	Речная вода Проницаемость, Дарси
3 мл/мин	603	597
6 мл/мин	597	604
9 мл/мин	600	609
Среднее	600	603

Для устранения влияния этих факторов было предложено использовать комплексообразователь, который устраняет негативное влияние ионов, улучшает термическую стабильность. Количество комплексообразователя подбирается таким образом, чтобы обеспечить необходимое время задержки в формировании сшитого полимера после добавления сшивателя и хорошее восстановление после сдвига.

Использование воды с сеноманского горизонта и оборудования для непрерывного замеса линейного геля значительным образом улучшает эффективность операций и качество работ для операций ГРП в Западной Сибири. Время проведения одной операции уменьшено с двух дней до одного дня. В некоторых случаях проводятся две обработки за один день. С декабря 2008 года проведено более 500 операций ГРП с использованием сеноманской воды с более чем 94%-ным размещением проппанта в трещине.

Боратная система с использованием сеноманской воды показала высокую степень успешности работ. Результаты исследования проводимости проппантной пачки продемонстрировали, что проводимость системы, приготовленной с водой сеноманского горизонта, сопоставима с проводимостью системы, приготовленной с речной водой, и сравнение индексов добычи показывает сравнимые значения.

SPE-138068

## СТРАТЕГИИ РАЗРАБОТКИ ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМЫХ ЗАПАСОВ ТЮМЕНСКОЙ СВИТЫ (НА ПРИМЕРЕ МАЙСКОГО НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ)

Д.Наймушин, А.Попов, А.Климов/ Imperial Energy, ONGS Videsh; А.Мартынов/  
Schlumberger, DCS

Истощение стоящих на балансе нефтяных компаний запасов «классического» типа (разрабатываемых традиционным способом с применением регулярных сеток, заводнения в качестве метода поддержания давления и небольшого числа мероприятий по повышению

нефтеотдачи и интенсификации притока) поставило компании перед вызовом в виде необходимости вовлечения в разработку трудноизвлекаемых запасов, ранее не являвшихся областью их интереса.

Понятие «трудноизвлекаемых» запасов означает в данном контексте запасы, извлечение которых требует применения дополнительных, часто нестандартных и, как правило, дорогостоящих решений для достижения утвержденных коэффициентов нефтеизвлечения.

Примерами запасов такого типа могут служить запасы, содержащиеся в неоднородных коллекторах (с чередованием высоко- и низкопроницаемых пропластков); запасы подгазовых зон; запасы в пластах с вертикальной трещиноватостью, подстилаемых водой, и т.д. Однако наибольшая доля трудноизвлекаемых запасов приурочена к зонам крайне низких проницаемостей.

Для оценки экономической целесообразности реализации данной системы разработки для пластов тюменской свиты Майского месторождения был выполнен ряд расчетов на полное развитие с различным типом скважин, количеством стадий ГРП, длиной, профилем и типом заканчивания горизонтального участка. Также были рассмотрены варианты с горизонтальными нагнетательными скважинами.

Из рассмотренных вариантов наилучшим по совокупности технологических и экономических показателей получился вариант с применением горизонтальных добывающих и нагнетательных скважин с проведением на них многостадийного ГРП.

Расстановка скважин проведена в пределах плотности подвижных запасов, обеспечивающих рентабельность бурения. Добывающие скважины — горизонтальные длиной 550–600 метров с проведением на них трехстадийного ГРП (в начале, середине и конце горизонтального участка), нагнетательные скважины — горизонтальные длиной 400 метров с проведением на них двухстадийного ГРП (ближе к середине горизонтального участка).

Расстояние между рядами скважин одного типа — 400 метров, трещины в добывающих и нагнетательных скважинах расположены в шахматном порядке для избежания их соединения. Профиль ствола — горизонтальный, тип заканчивания — обсаженный хвостовик.

По сравнению с базовым (наклонно-направленные скважины с ГРП) данный вариант обладает значительным преимуществом с технологической и экономической точек зрения. Так, его реализация позволит сократить фонд к бурению в 1,7 раза, обеспечит прирост на 69% максимального уровня годовых отборов и 36% накопленной добычи нефти за 30-летний период (что обеспечит достижение проектного КИН). Разница в чистой прибыли за 30-летний период составит 3,5 млрд рублей при преимуществе варианта с горизонтальными скважинами.

Параметры трещин гидроразрыва пласта

Параметры	Обозначения	№№ трещин		
		1	2	3
Общая закрепленная высота трещины, м	$h_f$	47	47	52
Полудлина трещины, м	$X_f$	51	52	57
Средняя ширина трещины, см	$w_f$	0.39	0.65	0.32

SPE-133746

## **ПОВЫШЕНИЕ НЕФТЕОТДАЧИ НИЗКОПРОНИЦАЕМЫХ ПЛАСТОВ С ПОМОЩЬЮ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ МОДЕЛЕЙ НА БАЗЕ РЕЗУЛЬТАТОВ ПРОМЫСЛОВЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ**

**Д.Гуляев, А.Ипатов, Н.Черноглазова/ ООО «Газпромнефть НТЦ»**

В настоящее время все большее значение в нефтяной индустрии приобретают месторождения с низкими фильтрационными свойствами. Однако качество большинства создаваемых в России трехмерных цифровых моделей не позволяет достоверно описать резервуар и оптимизировать разработку таких месторождений. Данное обстоятельство является одной из причин сравнительно невысоких коэффициентов нефтеизвлечения на территории РФ.

Качество создаваемых моделей может быть значительно повышено благодаря более широкому применению при моделировании результатов исследований скважин при промыслово-геофизическом контроле. На основе достоверных моделей разработки мероприятия по повышению нефтеотдачи становятся гораздо более эффективными.

На примере построения модели одного из низкопроницаемых месторождений компании «Газпром нефть» показано, насколько применение результатов гидродинамических исследований при создании трехмерных моделей позволяет повысить достоверность моделирования, текущую добычу нефти и конечный коэффициент нефтеизвлечения.

Помимо этого, в процессе работы выявлено несколько интересных особенностей и разработаны новые подходы к решению проблем при моделировании низкопроницаемых залежей.

Описываемое месторождение находится в Западной Сибири. Запасы углеводородов относятся к трудноизвлекаемым, одним из наиболее эффективных мероприятий является гидравлический разрыв пласта. На всем фонде скважин месторождения, выводимых с бурения, проводятся гидроразрывы пласта (ГРП), поэтому варианты разработки предусматривают реализацию системы заводнения, адаптированную к направлению развития трещин ГРП. Наличие на скважинах трещин ГРП принципиально меняет характер и направление потоков флюидов в пласте.

Достоверное моделирование процессов разработки возможно только при представлении скважин с трещинами ГРП в качестве нелокальных объектов, описывающих геометрические и фильтрационные свойства трещин. Помимо этого, исследования показали, что велика неоднородность пластов, пропластки имеют клиноформное строение, зачастую выклиниваются и замещаются глинами. Все это влечет за собой значительные трудности при создании модели и разработке месторождения.

SPE-135679

## **БЫСТРАЯ ПОЛУАНАЛИТИЧЕСКАЯ СЛОИСТАЯ ГЕОМЕХАНИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ В ПРИМЕНЕНИИ К ПАРАМЕТРИЧЕСКОМУ ИССЛЕДОВАНИЮ ПЕРЕОРИЕНТАЦИИ ТРЕЩИН ГИДРОРАЗРЫВА НА МЕСТОРОЖДЕНИИ С ЗАВОДНЕНИЕМ**

**М.Чертов, Э.Сибритс, К.Бутула/ SPE, Schlumberger**

Математическая формулировка и реализация полуаналитической геомеханической модели на основе упрощения предположений о конфигурации и свойствах месторождения позволяют проводить быструю численную оценку изменений напряжений и деформаций на масштабе месторождения, вызванных его разработкой.

Созданная быстрая полуаналитическая модель была применена при параметрическом исследовании переориентации направлений трещин гидроразрыва на заводняемом месторождении в Западной Сибири.

Результаты исследования показывают, что при рассмотрении условий, типичных для данного месторождения, возмущений распределения порового давления в пласте, вызванных схемой разработки, достаточно для того, чтобы вызывать значительные повороты направлений трещин гидроразрыва. Угол поворота очень чувствителен к анизотропии начальных напряжений, в продуктивных пластах большей толщины получены более высокие значения углов поворота.

Разработанный программный инструмент характеризуется высокой скоростью расчета и небольшими временными затратами на подготовку численной задачи; в связи с этим он очень удобен для проведения быстрых предварительных оценок геомеханического поведения месторождения перед созданием его детальной трехмерной модели.

Высокая скорость программного инструмента делает его привлекательным для параметрических исследований, оптимизационных задач или при исследованиях чувствительности по параметрам, где тре-

буется выполнение большого количества пробных расчетов за разумное время.

Понимание и способность предсказать деформационное поведение горных пород и изменения напряжений в течение всего периода разработки углеводородного месторождения являются критическими для его эффективной эксплуатации. Неконтролируемые деформации и изменения напряжений способны, например, привести к различным проблемам, таким как повреждение обсадных колонн, обрушение скважин, вынос песка, снижение проницаемости пластов.

Информация об изменениях напряжений на частично выработанном месторождении также важна для планирования программ гидроразрывов пластов и заводнения, т.к. направления главных напряжений контролируют направления трещин гидроразрыва.

Наиболее точные предсказания геомеханического поведения разрабатываемого месторождения можно получить с использованием полномасштабного трехмерного упругопластического моделирования согласованного (связанного) с течением пластовых жидкостей, при условии, что численная модель основана на точных и надежно установленных данных высокого разрешения о месторождении.

К сожалению, получение полного набора данных, построение и численный обсчет подобного рода механической модели месторождения (Mechanical Earth Model, MEM) является очень трудоемким и дорогостоящим многостадийным процессом.

Для обозначения численного метода, реализующего слоистую геомеханическую модель, будем использовать аббревиатуру СГМ. Одним из способов определения распределения давлений в разрабатываемых слоях является использование широко распространенных конечно-разностных методов моделирования гидродинамики месторождения, способных вывести распределение давлений в каком-либо распространенном формате, например ECLIPSE.

В данной работе было решено использовать численный метод GREAT (Gas Reservoir Evaluation and Assessment Tool), поскольку данный метод отличается повышенной скоростью расчета и также основан на аналитических вычислениях. Связывание программных СГМ и GREAT позволяет создать быстрый полуаналитический метод с односторонней передачей данных, моделирующий поведение месторождения при разработке с учетом геомеханических эффектов.

Разработанный метод моделирования СГМ+GREAT применен к практической задаче по определению поворотов направлений главных напряжений, вызванных извлечением углеводородов и закачкой воды. Информация об ориентации главных напряжений является достаточно важной при планировании разработки месторождения, потому что эти направления определяют направления трещин гидроразрыва.

Вместо того чтобы пытаться как можно более детально воспроизвести геометрию и свойства месторождения, что является сложной задачей из-за ограниченного количества информации о рассматриваемом месторождении, было решено провести параметрическое исследование, чтобы определить основные факторы, контролирующие наблюдаемое явление поворотов направлений трещин гидроразрыва, и оценить типичные величины углов поворота.

Поскольку выполнение параметрического исследования требует проведения большого количества расчетов, чтобы проверить различные комбинации значений входных параметров, быстрый численный метод СГМ+GREAT является очень удобным инструментом для данного исследования.

Основным преимуществом предложенного полуаналитического связанного СГМ+GREAT численного метода моделирования на масштабе месторождения с передачей данных в одном направлении является его высокая скорость расчета по сравнению с классическими конечно-элементными (FE, Finite Element) и конечно-разностными (FD, Finite Difference) методами.

В дополнение к более быстрому проведению собственно расчетов предложенный полуаналитический метод требует значительно меньше времени на подготовку расчетной задачи, поскольку моделируемые задачи имеют более простую геометрию и значительно меньшее количество входных параметров.



SPE-138071

## **НОВЫЙ ПОДХОД ДЛЯ РЕАЛИСТИЧНОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ ТРЕЩИН ГРП И ТЕХНОГЕННЫХ ТРЕЩИН НА ПОЛНОМАСШТАБНЫХ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ МОДЕЛЯХ**

**К.Богачев, В.Шелков/ ООО «Рок Флоу Динамикс»**

Реалистичный учет влияния искусственных трещин, возникающих при проведении на скважинах мероприятий по гидроразрыву пласта и так называемых техногенных трещин, образующихся на нагнетательных скважинах при превышении давления закачки величины горного давления, остается одной из нерешенных проблем гидродинамического моделирования полномасштабных моделей месторождений нефти и газа.

Существующие программные продукты позволяют либо детально моделировать динамику поведения одиночных трещин с учетом реальной геометрии и высоким разрешением сетки, либо учитывать влияния трещин на большом количестве скважин в полномасштабных моделях с помощью задания отрицательных значений скин-фактора на скважинах.

При увеличении степени детализации гидродинамических моделей все чаще возникает ситуация, когда размеры трещин начинают превышать размеры ячеек сетки. В существующих пакетах гидродинамического моделирования реалистичное описание динамики больших трещин является наиболее проблематичным.

В отсутствие адекватных технологий моделирования инженеры вынуждены применять целый комплекс физически неоправданных приближений, приводящих к значительному искажению свойств моделей и фактически разрывающих их прогнозную силу.

Предлагаемая технология моделирования гидравлических трещин с помощью создания сети дополнительных «виртуальных» перфораций скважины в блоках сетки модели, через которые приходит предполагаемая трещина, позволяет реалистично моделировать динамику поведения крупных гидравлических трещин на сотнях скважин в полномасштабных гидродинамических моделях.

## **МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССОВ И ОЦЕНКА ИХ ЭФФЕКТИВНОСТИ**

**SPE-136034**

# **РАСПРОСТРАНЕНИЕ КОНЦЕПЦИИ ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНЫХ МЕТОДОВ ОСВОЕНИЯ МЕСТОРОЖДЕНИЙ В ОБЛАСТИ МЕТОДОВ ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ**

**Дж.Регтиен/ SPE, Shell International Exploration and Production**

За последние несколько лет компания «Шелл» и ее партнеры выступили инициаторами значительного количества проектов в области методов повышения нефтеотдачи, включающих применение химических реагентов, тепловое воздействие и нагнетание смешивающихся компонентов в широком разнообразии геологических условий и насыщения углеводородами.

Ключевым аспектом в снижении рисков и санкционировании этих проектов оказалось достижение существенно более детального понимания фундаментальных физических и химических свойств горных пород и флюидов, которые оказывают решающее влияние на увеличение суммарной добычи и повышение экономических показателей проекта.

В этой связи потребовалось существенное наращивание экспериментальных возможностей для измерения соответствующих свойств горных пород и флюидов, а также методов визуализации и моделирования процессов воздействия на пласт в различных геологических и временных масштабах.

Были построены современные экспериментальные установки для повышения качества визуализации и понимания процесса перетока в средах, а также для точного измерения физических и химических параметров.

Специально подготовленный комплекс программ для моделирования процессов в коллекторах был подвергнут модернизации, для того чтобы включить в него соответствующие процессы воздействия на пласт и процессы взаимодействия горных пород и флюидов с достаточной степенью детализации, в состав которых входят, в частности, внутрислоевое горение, нагнетание полимеров, программируемое заводнение (Designer Water™ flooding), нагнетание щелочных поверхностно-активных полимеров, газонефтяной гравитационный дренаж с тепловым воздействием (Thermally Assisted-Gas-Oil-Gravity-Drainage), повышение качества нефти непосредственно внутри пласта, применение широкого разнообразия растворителей и гибридных методов в различных масштабах в диапазоне моделирования от отдельных залежей до всего месторождения в целом.

Концепция высокоинтеллектуального освоения месторождений подразумевает постоянную оптимизацию ресурсной базы углеводородного сырья 24 часа в сутки и семь дней в неделю.

Эта оптимизация включает в себя локализацию и условия отбора углеводородного сырья, повышение параметров добывающих установок (скважин) в течение всего жизненного цикла освоения месторождения во временном масштабе, изменяющемся от нескольких секунд до полного срока эксплуатации месторождения.

Важной частью концепции высокоинтеллектуального освоения месторождения является замкнутый цикл контроля над разработкой залежи (Closed Loop Reservoir Management, CLRM), в котором обеспечивается использование данных, собранных на этапе эксплуатации, для по-



вышения качества моделей коллектора и организации более быстрого цикла в системе управления освоением месторождения.

Желаемым результатом является повышенная продуктивность скважин или надежная стратегия нагнетания, которые должны в свою очередь сохранять устойчивость относительно остающихся ключевых неопределенностей.

Наряду с достижением повышенного суммарного отбора нефти важными стимулами в развитии новых технологий стали рациональное использование энергии и снижение воздействия от выбросов CO<sub>2</sub>. Кроме того, за последнее время был достигнут целый ряд успехов, которые ведут к дальнейшему снижению удельных технологических затрат и степени воздействия на окружающую среду.

Распространение знаний, технологических потоков и опыта различных проектов привело в результате к развитию глобального подхода к методам повышения нефтеотдачи (МПНО), который позволяет сократить сроки отбора и анализа проектов, оценки технической реализуемости, усилия по разработке проектов, а также снизить потребность в проведении полевых испытаний и опытных работ, укорачивая время цикла внедрения в проектах МПНО.

**SPE-134742**

## **МЕТОДЫ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ: ВЫБОР И ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ**

**Л.Сургучев, Е.-М.Рейх, Р.Беренблум, А.Щипанов/ Международный исследовательский институт в Ставангере**

Для оценки эффективности методов повышения нефтеотдачи (МПН) пластов часто применяются аналитические модели и подходы скрининг выбора. Скрининг выбор МПН обычно основан на использовании промысловых данных и баз данных, обобщающих накопленный опыт применения МПН на месторождениях.

Аналитические методы предполагают принятие неких упрощенных представлений о характеристиках пластов и МПН. Однако аналитические решения являются точными, не подверженными влиянию численной дисперсии. Часто аналитические решения используются для проверки результатов численного моделирования.

Преимущества применения аналитических методов заключаются в их скорости и относительно небольшом объеме информации, необходимой для оценки эффективности МПН. Такой подход обоснован и практичен, когда проводится скрининг выбор и оценка применимости МПН для большого количества пластов или месторождений или когда решения принимаются по новому активу с ограниченным количеством промысловой информации.

Предлагается трехступенчатый подход к выявлению оптимальной стратегии по повышению нефтеотдачи.

На первой ступени метод скрининга позволяет дать быструю оценку применимости МПН в конкретных пластовых условиях. Оценка применимости основана на использовании интервалов критических параметров, многокритериальной модели и функций распределения. Затем применяется модель оценки коэффициента нефтеотдачи с использованием статистических данных по реализованным проектам МПН в мире.

На последней ступени используются аналитические методы для количественной оценки и расчетов профилей добычи основных методов разработки месторождений: Истощения, Заводнения, Циклического Заводнения, Полимерного, Мицелярного (ПАВ) и Полимерно/Мицелярного Заводнения, Смешивающегося и Несмешивающегося вытеснения нефти газом при нагнетании CO<sub>2</sub>, N<sub>2</sub> или углеводородного газа, Водо-Газового Воздействия (ВГВ), Закачки Пара.

Разработанная программа позволяет осуществлять быстрый и комплексный анализ методов разработки месторождений, быстро просчитывать различные варианты разработки и их чувствительность к критическим параметрам. Этот программный комплекс может быть сравним с «компасом», помогающим разработчикам и инженерам пласта определять и успешно реализовывать МПН на месторождениях.

**SPE-133477**

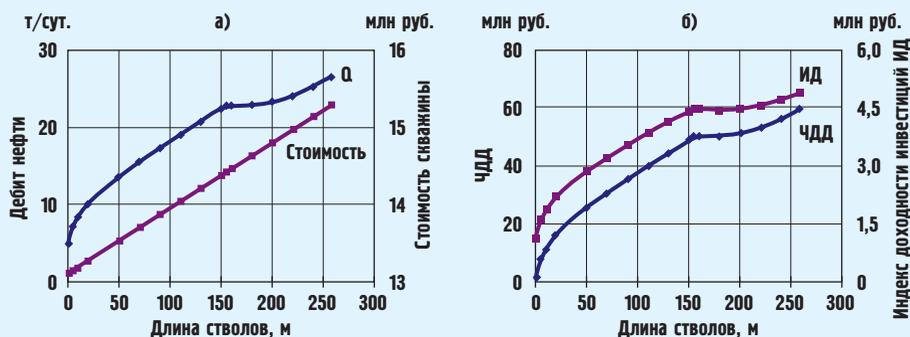
## **МЕТОДЫ РАСЧЕТА ПРОДУКТИВНОСТИ И ИНТЕРПРЕТАЦИИ КВД ДЛЯ СКВАЖИН СЛОЖНОЙ АРХИТЕКТУРЫ**

**В.Иктисанов/ ТатНИПИнефть, ОАО «Татнефть»**

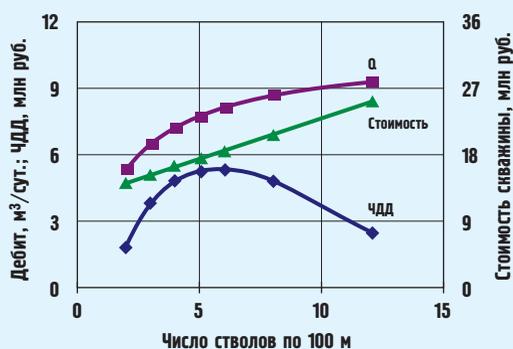
Для разработки низко рентабельных месторождений все большее распространение получают скважины сложной архитектуры (горизонтальные, многоствольные, вертикальные с каналами по технологии радиального вскрытия и др.). Строительство этих скважин позволяет снизить фильтрационные сопротивления, в результате чего достигается увеличение продуктивности скважины и снижение затрат на единицу добываемой продукции.

Для выбора наиболее эффективной архитектуры дренажа с учетом особенностей коллектора, рациональной эксплуатации этих скважин, определения фильтрационных параметров пласта и призабойной зоны необходимо располагать методиками расчета установившейся и неуставившейся фильтрации жидкости.

Результаты моделирования: а) дебита по нефти, стоимости скважины, б) чистого дисконтированного дохода, индекса доходности инвестиций от пробуренной длины по скважине №19970гр



Зависимость дебита, стоимости строительства и чистого дисконтированного дохода ЧДД от числа стволов модельных скважин



Известны немногочисленные работы в этом направлении. Однако аналитические методы расчета установившейся фильтрации справедливы только для однородного пласта с простейшей геометрической формой расположения стволов одинаковой длины. Для неустановившейся фильтрации существующие подходы позволяют учесть различную конфигурацию стволов, но используемые метод конечных элементов или полуаналитические решения являются трудоемкими для широкого практического применения.

Коммерческой программы для интерпретации КВД многоствольных скважин не существует. В связи с этим предлагаются простые методы расчета продуктивности и интерпретации КВД для скважин сложной архитектуры, проведенных в пластах малой толщины.

Суть методов заключается в суперпозиции фильтрационных сопротивлений для двух плоских задач. При этом траектория стволов скважины представляется набором вертикальных скважин или узлов, достаточно близко расположенных друг к другу.

Область питания скважины определяется траекториями стволов, а не представляет собой параллелепипед, как это предполагалось в аналогичных работах. Предлагаемый подход позволил установить область применения и ряд закономерностей, присущих скважинам сложной архитектуры.

В основе метода описания восстановления давления используются безразмерный профиль притока, полученный при моделировании установившейся фильтрации жидкости, и метод суперпозиций для восстановления давления в узлах. Для описания восстановления давления в узле применяется уравнение пьезопроводности в пространстве Лапласа и численный алгоритм Стеффеса.

Задача решается для порового и трещинно-порового коллектора. При моделировании неустановившейся фильтрации обнаружено, что в первое время после остановки скважины идет переток жидкости от центральных участков стволов к крайним. Результаты интерпретации свидетельствуют, что на КВД значительное влияние оказывает выделение работающих участков стволов.

## SPE-136393 ИНТЕГРИРОВАННЫЙ ПОДХОД К МОДЕЛИРОВАНИЮ СИСТЕМЫ ТРЕЩИН И ОЦЕНКЕ ЕЕ ВЛИЯНИЯ НА РАЗРАБОТКУ КАРБОНАТНОЙ ЗАЛЕЖИ С ВЫСОКОВЯЗКОЙ НЕФТЬЮ

С.Урсегов, Е.Тараскин/ ООО «ЛУКОЙЛ-ПечорНИПИнефть»; М.Чертенков/ ОАО «ЛУКОЙЛ»);  
П.Абиг/ Veicip-Franlab; А.Ранджан/ IFP MEC

На Усинском месторождении в Тимано-Печоре высоковязкая нефть добывается из трещиновато-кавернозных карбонатных пластов пермокарбонтовой залежи, которая разрабатывается уже более 30 лет преимущественно на естественном водонапорном режиме и на отдельных участках с использованием закачки горячей воды и пара.

Наличие природной трещиноватости пластов оказывает значительное влияние на процесс разработки залежи в целом и является одним из наиболее важных факторов, от которого зависит эффективность закачки пара на действующих и новых участках.

В данной работе представлен интегрированный подход к описанию и моделированию системы трещин и оценке ее влияния на процесс разработки юго-западного участка, где пробурено 82 скважины, включая горизонтальную скважину №1 ГС, и в ближайшее время планируется организовать несколько новых очагов закачки пара.

Рассматриваемый подход включает в себя детальный анализ имеющегося кернового материала, результатов FMI исследований, трехмерной сейсмоки, накопленных промысловых данных и результатов гид-

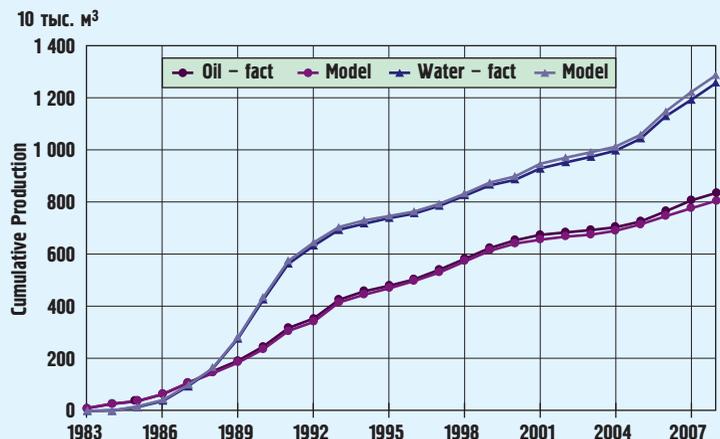
родинамических исследований скважин, интегрированных при помощи передовой технологии моделирования.

Полученные результаты позволили создать дискретную модель трещин юго-западного участка, учитывая как сейсмические разломы, так и несколько множеств тектонических трещин. Дискретная модель трещин юго-западного участка была откалибрована по фактическим результатам гидродинамических исследований скважин.

В итоге удалось получить трехмерные кубы эквивалентных параметров трещиноватости (проницаемости, пористости, размеров матричных блоков), пригодные для гидродинамического моделирования с использованием опции двойной пористости/проницаемости.

Полученные результаты численных расчетов подтвердили существенное улучшение процесса адаптации с использованием созданной модели трещиноватости, а также позволили выявить влияние системы трещин на эффективность процессов естественного заводнения и закачки пара на юго-западном участке.

Результаты адаптации модели трещиноватости



SPE-136373

## ОТБОР И КЛАССИФИКАЦИЯ КОЛЛЕКТОРОВ НА ОСНОВЕ ВЕРОЯТНОСТНОГО ГИДРОДИНАМИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ — ПРАКТИЧЕСКИЙ ПРИМЕР ВЫБОРА КАНДИДАТОВ НА ЗАВОДНЕНИЕ

Т.Граф/ SPE; Дж.Зангл, М.Хартлиб, Аль-Канани/ SPE, Schlumberger; Р.Май, Дж.Рандль/ SPE, Chevron

Заводнение является одним из самых старых и, наверное, наиболее экономичных способов повышения нефтеотдачи пласта, позволяющих продлить срок эксплуатации месторождения и увеличить суммарное извлечение нефти в сравнении с режимом естественного истощения.

Высокие цены на нефть заставляют компании подробнее изучать структуру запасов своих активов и искать новые возможности применения заводнения для повышения нефтеотдачи.

Глубина и точность такого изучения (скрининга) может быть ограничена временными и информационными рамками. Понятие времени отражает попытки охватить большое число продуктивных пластов для изучения применимости заводнения, а информационные рамки подразумевают наличие объема данных (согласованность прогнозных параметров и проведенных замеров), обеспечивающих получение необходимых знаний для принятия оптимальных решений по выбору системы разработки пласта.

В данной работе представлен новый подход к анализу большого числа продуктивных пластов, в котором используется широчайшее разнообразие входных данных и который учитывает целый ряд ограничений — физические параметры, финансовые вопросы, геополитические аспекты и человеческий фактор.

Анализ представляет собой процесс стохастического моделирования, который включает обратный вероятностный расчет свойств для неполных баз данных, создание вероятностных динамических прокси-моделей для большого интервала времени и методы вероятностного отбора, такие как Байесовские сети доверия.

По этой методике из большого числа продуктивных пластов проводился выбор потенциальных кандидатов для более детальной оценки; такой скрининг позволял на порядок уменьшить число продуктивных пластов, отобранных для детального изучения — от 1500 до 100.

В процессе численного моделирования создавались характеристические поверхности отклика, по которым определялись чувствительность модели и влияние неопределенности значимых входных параметров на результат. Параметры неопределенности пласта комбинировались с экспертными знаниями и параметрами окружающей среды и использовались в качестве прокси-моделей для задания целевых функций критериев отбора.

Входные параметры задавались в вероятностной форме, а результаты представлялись в виде ранжирования потенциальных кандидатов для заводнения. Преимуществом такого подхода является учет широкого ряда влияющих параметров и одновременное ускорение процесса отбора без потери качества конечного результата.

## ОПРЕДЕЛЕНИЕ ОСТАТОЧНЫХ ИЗВЛЕКАЕМЫХ ЗАПАСОВ В ОБВОДНЕННЫХ ЗОНАХ

Р.Кац/ SPE, Институт системных исследований РАН; Е.Волгин/ SPE, ТНК-ВР

Несмотря на высокую обводненность продукции скважин (90% и более), в пласте на отдельных участках могут сохраняться извлекаемые запасы нефти. Эти запасы характеризуются достаточно высокой (вплоть до начальной) нефтенасыщенностью. Выработка даже части таких запасов будет неплохим приростом добычи из месторождения.

Опыт разработки нефтяных месторождений показывает, что на поздней стадии коэффициент извлечения нефти может быть сравнительно небольшим. Проблема доизвлечения запасов иллюстрируется на примере Бавлинского эксперимента, проводившегося в течение 30 лет.

Эксперимент заключался в остановке высокообводненных скважин на продолжительный срок с последующим их вводом в работу. Эксперимент показал, что при повторном вводе часть скважин дала десятки тысяч тонн нефти. Кроме того, было установлено, что остаточные запасы могут локализоваться в определенных зонах.

Таким образом, необходимо решить проблему определения местоположения таких зон, не прибегая к столь крупномасштабным экспериментам. Если бы удалось это сделать, можно было бы снизить объем уплотняющего бурения на поздней стадии, избежав попадания скважин в промытые зоны.

В настоящее время проблема обнаружения зон с высокой нефтенасыщенностью решается, как правило, с помощью гидродинамического моделирования.

Проблема достоверности распределения нефтенасыщенности является исключительно важной для инженера-разработчика. Методика компьютерного моделирования процессов разработки нефтяных и газовых месторождений получила широкое распространение, но на сегодняшний день она не является достаточно обоснованной.

В общем случае для неоднородных сред невозможно предложить осредненные уравнения, для которых были бы научно обоснованы модифицированные фазовые проницаемости. Некорректность использования модифицированных фазовых проницаемостей проиллюстрирована результатами моделирования разработки неоднородного участка пласта.

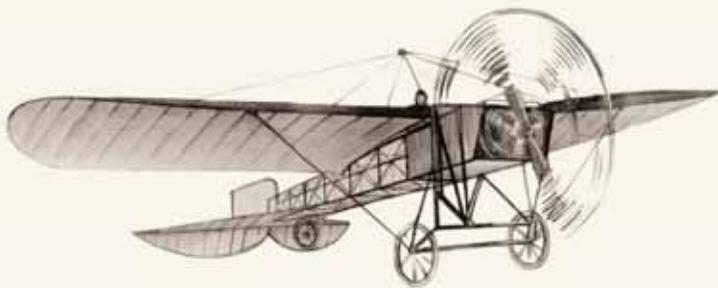
Использование модифицированных фазовых проницаемостей позволяет прогнозировать лишь интегральные технологические показатели разработки объекта. Что же касается качества прогноза полей насыщенности в процессе разработки, оно оказалось неудовлетворительным.



[www.pta-expo.ru](http://www.pta-expo.ru)

III Международная специализированная выставка

### Передовые Технологии Автоматизации ПТА-Сибирь 2011



• 13–15 апреля •  
г. Новосибирск

**Организатор:** Экспотропулка

**Новосибирск:** Тел.: (383) 230-27-25 • E-mail: [nsk@pta-expo.ru](mailto:nsk@pta-expo.ru)

**Москва:** Тел.: (495) 234-22-10 • E-mail: [info@pta-expo.ru](mailto:info@pta-expo.ru)

Это означает, что применяемые в настоящее время процедуры модификации относительных фазовых проницаемостей не позволяют достаточно уверенно идентифицировать местоположение целиков нефти, т.е. локализовать остаточные запасы. Предполагается обратить внимание на комплексирование всех современных методов исследования пластов.

В настоящее время единственным потенциально эффективным методом диагностирования неизвлеченных запасов нефти является комплексирование современных методов исследования пластов в сочетании с геолого-гидродинамическим моделированием.

SPE-136139

## **ЭКСПРЕСС МЕТОД ОЦЕНКИ ЦЕЛЕВОГО КИН НА ОСНОВЕ СТАТИСТИЧЕСКИХ ХАРАКТЕРИСТИК КОЛЛЕКТОРА**

**А.Рощектаев, А.Якасов/ ООО «РН-УфаниПИнефть»; В.Краснов, К.Торопов/  
ОАО «НК «Роснефть»**

Реальные нефтяные пласты геологически сложно построены. Продуктивная толщина, как правило, расчленяется на многочисленные пропластки разной проницаемости и мощности, выклинивающиеся или распадающиеся в различных направлениях.

От числа скважин, способа их расстановки, способов заканчивания этих скважин, режимов работы, свойств пластовых жидкостей зависит полнота охвата разработкой прослоев и участков нефтеносных пластов, а это напрямую связано со степенью выработки запасов, с коэффициентом извлечения нефти.

Выбор системы разработки производится при составлении технологической схемы или проекта разработки из условия достижения за рентабельный период максимального коэффициента извлечения нефти. Сложность задачи выбора системы разработки связана с тем, что принятие решения производится в условиях недостатка информации о строении залежи.

Геологические особенности строения нефтеносных пластов, оказывающие влияние на процесс разработки, выявляются по мере бурения скважин, местоположение которых должно быть указано при проектировании. В условиях недостатка информации расчет КИН может быть выполнен на основе учета степени неоднородности пласта, информация о которой может быть получена по ограниченному числу уже пробуренных скважин или на основе месторождений аналогов.

В работе предложен экспресс-метод расчета коэффициента извлечения нефти (КИН) при заводнении в зависимости от плотности сетки эксплуатационных скважин. Метод учитывает статистическую информацию о латеральной и вертикальной неоднородности пласта по данным разведочных скважин и пластов аналогов, схему расстановки скважин, способы их заканчивания (вертикальный ствол, трещина гидравлического разрыва), наличие осложняющих факторов (водоносный горизонт).

Определение оптимальной плотности сетки скважин является ключевой задачей при проектировании разработки. При малом количестве скважинных данных использование подхода, основанного на геолого-гидродинамическом моделировании, может оказаться малоэффективным, т.к. увеличение точности за счет применения физически содержательных моделей может быть полностью нивелировано неопределенностью в строении межскважинного пространства.

Предлагаемый метод основан на приближенных зависимостях, построенных на основе обобщения результатов серии численных экспериментов на гидродинамической модели пласта. Неоднородность распределения коллектора и его свойств учтена с использованием геостатистического моделирования.

Предложенные алгоритмы были апробированы на нескольких месторождениях. Для многопластовых систем оценка коэффициента извлечения нефти производилась для каждого пласта отдельно. Результаты расчетов сравнивались с проектными КИН.

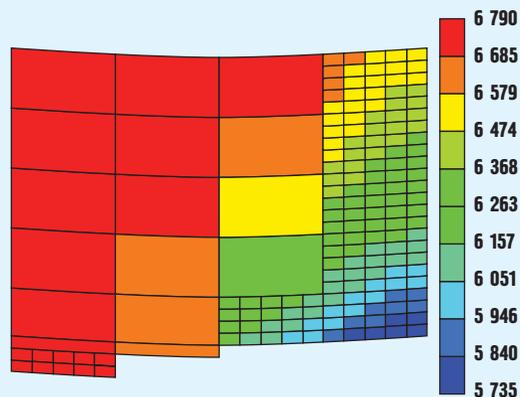
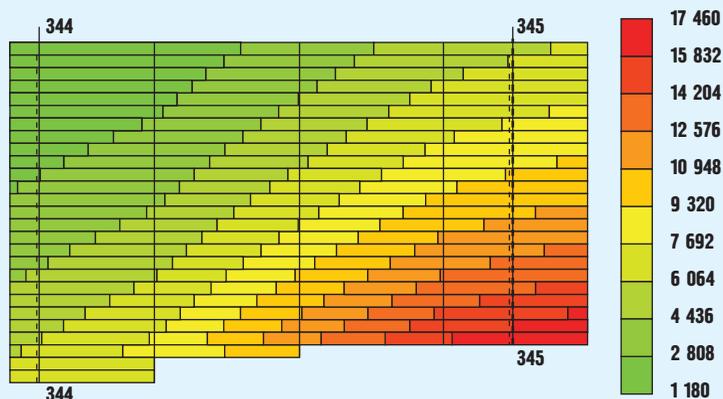
Кросс-плот показывает хорошее согласование полученных результатов (отклонение оценок от проектных значений не превышает 5% практически для всех расчетных случаев), при этом время выполнения оценки существенно меньше, чем при полноценном расчете КИН на этапе подготовки проекта.

SPE-136020

## **ЗАКАЧКА ВОЗДУХА НА МОРДОВО-КАРМАЛЬСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ: МОДЕЛИРОВАНИЕ И ОЦЕНКА ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТА**

**Е.Друганова/ ЗАО «Петек», Л.Сургучев/ ИПНГ РАН, IRIS; Р.Ибатуллин/ ТатНИПИнефть**

В настоящее время закачка воздуха находит широкое применение во многих странах как метод добычи тяжелой нефти. Метод основан на идее подземной газификации угля, выдвинутой в 1888 году Д.И.Менделеевым.



В 30-х годах прошлого века советские ученые А.Б.Шейнман и К.К.Дубровой сделали первые попытки инициирования внутрипластового окисления нефти на одном из месторождений Краснодарского края. В СССР устойчивый процесс внутрипластового горения был осуществлен в 1967 году на месторождении Павлова Гора в Краснодарском крае и на месторождении Сходница на Украине.

В Российской Федерации крупнейшими ресурсами природных битумов обладает Республика Татарстан (от 4 до 7 млрд тонн).

В последние годы значительное развитие получили методы численного моделирования закачки газа и тепловые методов воздействия на пласт. Для построения модели процесса экспериментально определяются реакционные параметры, какие реакции окисления, пиролиза, горения и с каким расходом кислорода происходят в пластовых условиях.

Планирование объемов закачки воздуха можно использовать для управления движением фронта горения и распространением газов горения в пласте. Процесс горения затрагивает конвекционные, диффузионные и дисперсионные потоки флюидов и фронтов, которые обычно представляют собой поверхности раздела



## КЛЮЧЕВОЕ МЕРОПРИЯТИЕ ОТРАСЛИ

### 12-13 апреля, Renaissance Moscow Hotel

Профессиональный конгресс руководителей ТЭК:  
«ЭФФЕКТИВНАЯ ЛОГИСТИКА В НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ»



**Актуальные вопросы:**

- Ключевые вопросы нефтегазовой логистики
- Трубопроводный транспорт
- Железнодорожный и автомобильный транспорт
- Водный транспорт
- Рынок бункерного топлива
- Хранение и перевалка нефтепродуктов

Профессиональные нефтегазовые конференции

[www.omt-consult.ru](http://www.omt-consult.ru)



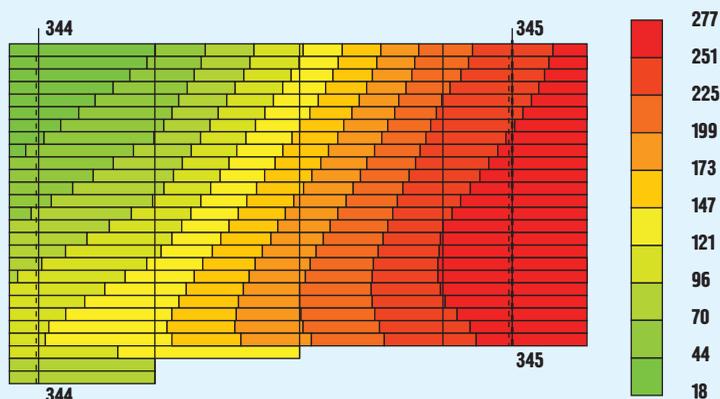
между подвижной нефтью (имеющей уже сниженную вязкость) и нефтью, еще не охваченной термическим процессом.

Области реакции и вытеснения нефти являются локальными, с быстропротекающими процессами. Их численное моделирование требует высокой точности и детальной сетки, что затруднительно при моделировании месторождения с трехмерными численными сетками большой размерности.

В рамках исследования создана численная модель участка внутрипластового горения на Мордово-Кармальском месторождении, описывающая протекающие в пласте процессы с целью ее дальнейшего использования для эффективного контроля за процессом закачки воздуха в пласт и прогноза параметров разработки месторождения.

Метод динамически меняющейся размерности численной сетки позволяет оставлять ячейки мелкими вблизи фронтов и увеличивать их размер вдали от скважин и областей со значительным изменением насыщенностей флюидов.

Пластовая температура через два расчетных месяца (°C)



**SPE-136256**

## ТЕРМОГИДРОДИНАМИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ В СКВАЖИНЕ ДЛЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ПАРАМЕТРОВ ПРИСКВАЖИННОЙ ЗОНЫ ПЛАСТА И ДЕБИТОВ МНОГООПЛАСТОВОЙ СИСТЕМЫ

**А.Рамазанов, Р.Валиуллин, А.Садретдинов/ Башгосуниверситет; В.Шако, В.Пименов/ Московский научный центр Schlumberger, SPE; В.Федоров, К.Белов/ ОАО «Сургутнефтегаз»**

Новый метод определения параметров прискважинной зоны пласта (распределения проницаемости) и оценки распределения дебитов нескольких работающих пластов основан на анализе распределения температуры в стволе скважины, обусловленного геотермическим полем и неизотермической фильтрацией в пласте.

Метод базируется на количественном анализе изменений температуры флюида в скважине, вызванных баротермическим эффектом в пласте. В стационарном случае баротермический эффект в пласте совпадает с дроссельным эффектом (эффектом Джоуля–Томсона), а при отсутствии фильтрации он сводится к адиабатическому эффекту.

В общем случае неустановившейся фильтрации изменение температуры пластового флюида складывается из нагрева в результате выделения тепла трения, охлаждения в результате расширения и нагрева при сжати. Определение количественных параметров пласта по данным термогидродинамических исследований (ТГДИ) основано на анализе этих температурных изменений.

Метод позволяет определить параметры прискважинной зоны (проницаемость и радиус зоны нарушения) и может стать хорошим дополнением к обычным методам ГДИ для однопластовой системы, а также позволяет оценить распределение дебитов между пластами для многопластовой скважины с использованием математических моделей и результатов численного моделирования для переходных процессов после пуска скважины в работу и при испытании пластов, включая метод, связанный с изменением дебита.

Для частных случаев переходных процессов в скважине (пуск в работу, изменение режима работы скважины, остановка скважины) получены аналитические решения для температуры при допущении несжимаемости флюида и пористой среды и пренебрежении процессом теплопроводности.

С целью учета сжимаемости флюида, произвольных изменений забойного давления и дебитов, а также теплопроводности разработана численная модель неизотермической фильтрации в пласте. Результаты численного моделирования сравниваются с экспериментальными данными.

Учет теплоемкости флюида в стволе скважины в зоне перфорации важен для правильной интерпретации начального участка кривой изменения температуры во времени. Предложен метод решения обратной задачи об определении параметров прискважинной зоны пласта по изменению температуры пластового флюида и изменению давления в скважине.

Метод включает предварительную оценку параметров на основе аналитических решений и уточнение найденных параметров методами нелинейной регрессии на основе численной модели для системы «скважина–пласт». Приводится пример интерпретации данных ТГДИ нефтяной скважины, демонстрирующий успешные применения новой технологии исследования пластов. 

8-я МЕЖДУНАРОДНАЯ ПРАКТИЧЕСКАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ И ВЫСТАВКА

# МЕХАНИЗИРОВАННАЯ ДОБЫЧА '2011

20-22 АПРЕЛЯ 2011г., ОТЕЛЬ «РЕНЕССАНС МОСКВА»



## ОСНОВНЫЕ ТЕМЫ:

- Анализ работы механизированного фонда скважин
- Развитие сервиса
- Новые технологии и оборудование для добычи нефти
- Энергосберегающие технологии
- Осложненные условия эксплуатации
- Интеллектуальные системы управления и оптимизации механизированной добычи нефти
- Эксплуатация, ремонт штанговых глубинных насосов, штанг, насосно-компрессорных труб
- Эксплуатация, ремонт винтовых насосов
- Оборудование системы поддержания пластового давления



## ОРГАНИЗАТОРЫ:

Журнал «Нефтегазовая Вертикаль» совместно с Экспертным советом по механизированной добыче

Тел./факс: (495) 510-57-24, [www.ngv.ru](http://www.ngv.ru); e-mail: [drilling@ngv.ru](mailto:drilling@ngv.ru)

