

Технология для освоения баженовской свиты

Концепция внутрипластового каталитического ретортинга

Олег Коломийченко, Анатолий Чернов

По мнению экспертов отрасли, на сегодняшний день ни в России, ни за рубежом не существует технологий комплексного освоения баженовской свиты, которые позволили бы начать ее экономически эффективное промышленное освоение. Однако, как считают авторы, технология, разработанная Инициативной группой «Концепция внутрипластового каталитического ретортинга» (ИГ КВКР), опровергает это, некогда справедливое утверждение.

Ключевые слова: баженовская свита, внутрипластовый ретортинг, кероген, гидропиролиз, утилизация ПНГ.

Ресурсный потенциал баженовской свиты весьма высок и относится в основном к керогену, но технологий, обеспечивающих промышленную разработку на сегодняшний момент, пока не существует. Реализуемые в настоящее время пилотные проекты по разработке промышленных технологий освоения баженовской свиты можно разделить на две основные группы [12]:

1. Испытания термогазовых методов («Сургутнефтегаз», «РИТЭК»).

2. Адаптация американского опыта применения МГРП в горизонтальных скважинах для залежей сланцевого газа и нефти плотных пород к российской практике («Сургутнефтегаз», «Роснефть», «Газпром нефть»).

В статье представлено альтернативное направление рентабельного освоения баженовской свиты — технология внутрипластового каталитического ретортинга. Ее отличительной особенностью является высокая степень технико-технологической зрелости, а основные компоненты уже освоены отечественной промышленностью.

Нефтеносные и нефтяные сланцевые плеи (формации)

Баженовская свита является уникальным, но все же нефтеносным сланцевым плеем (ННСП). Углеводороды в ее продуктивных пластах (ПП) присутствуют в двух формах:

- нефти низкопроницаемых пород (ННП) — S_1 ;
- керогена — S_2 , твердого органического вещества.

В баженовской свите преимущественно присутствует кероген II типа, нефтегенерационный потенциал которого реализован лишь частично, — от первых процентов и до половины от своего начального нефтегенерационного потенциала. Наряду с баженовской свитой наиболее известными представителями ННСП являются Bakken (США/Канада), Eagle Ford (США) и Vaca Muerta (Аргентина).

ННСП следует отличать от нефтяных сланцевых плеев (НСП), в которых углеводороды присутствуют только в форме незрелого керогена I типа; ННП в них отсутствует. Наиболее известными представителями НСП являются формации Green River (США), Shfela (Израиль) и Fushun (Китай). Всего в мире насчитывается около сотни относительно крупных НСП, находящихся на территории более 40 стран [1].

В самом общем виде сравнительная характеристика нефтеносных и нефтяных сланцевых плеев приведена в таблице 1.

Нефтеносные сланцевые плеи. Технологии S_1

Первые неудачные попытки начать добычу нефти низкопроницаемых пород из ННСП относятся к началу прошлого века. Но по-настоящему успешная история проектов по добыче на ННСП начинается лишь

Таблица 1

Сравнительная характеристика нефтеносных и нефтяных сланцевых плеев (ННСП и НСП)

Параметр	НСП (Oil Shale)	ННСП (Shale Oil)
Нефть низкопроницаемых пород (S_1)	Отсутствует	Присутствует
Кероген (S_2)	Преимущественно незрелый кероген I типа. Нефтегенерационный потенциал практически не реализован	Преимущественно частично зрелый кероген II типа. Нефтегенерационный потенциал реализован частично
Типичная глубина залегания	От поверхности до 1000 м (обычно от 100 до 500 м)	От 2500 до 3500 м
Внутренняя энергия пласта	Отсутствует или очень низкая	Высокая (АВПД)
Проницаемость	Предельно низкая — от 0,0001 до 0,01 мД	Низкая — от 0,01 до 1 мД

с появлением двух революционных технологий — горизонтального бурения длинностовольных горизонтальных скважин (ДГС) (3000 м и более) и многостадийного ГРП (МГРП). Так, например, согласно статистике, в мае 2015 года на Bakken (включая Three Forks) уже работало 9704 скважины, имеющих средний дебит 118 барр/скв/сут. Ежедневная добыча составляла 1,142 млн барр. нефти [2].

Именно благодаря агрессивному использованию этого технологического набора на двух основных североамериканских ННСП, таких как Bakken и Eagle Ford, обеспечивающих 80% добычи ННП в США, в общем-то, и удалось построить весьма прибыльный нефтяной бизнес, основанный на добыче исключительно ННП; кероген этих ННСП в активную разработку пока не вовлечен. При этом необходимо помнить и о том, что такой успех, конечно же, был предопределен во многом и самой природой продуктивных пластов Bakken и Eagle Ford, которые являются хрупкими, достаточно однородными и мощными. Последний фактор — мощность ПП — их значительная толщина, которая в «сладких зонах» достигает 80–90 м и позволяет за счет использования ДГС и МГРП сформировать в ПП Bakken и Eagle Ford огромный дренируемый объем — от 30 до 40 млн м³ на одну скважину. В подобной благоприятной ситуации коэффициент извлечения нефти (КИН) после проведения МГРП, равный в среднем 6%, является вполне достаточным для прибыльного преодоления проектной точки безубыточности, что, собственно, и доказала практика североамериканского «сланцевого бума».

Единственная неприятность во всей этой успешной истории — быстрое падение дебита скважин на ННСП (1-й год — на 69%, 2-й год на 39% по отношению к 1-му году и т.п. [3]). Именно поэтому уже в 2011 году ряд компаний-операторов инициировали исследовательские проекты, нацеленные на разработку технологий интенсификации добычи ННП из ННСП. Усилия исследователей были сконцентрированы на трех стратегически значимых направлениях:

1. закачка CO₂ в ПП ННСП: первая фаза проекта реализована в период с 2012 по 2014 год Центром исследований окружающей среды и энергоресурсов при Университете Северной Дакоты [4]. Прогноз — увеличение КИН после предварительно проведенного МГРП с 6 до 9–10%. Эффект роста КИН достигается за счет следующих факторов:

- разжижение ННП углекислым газом, находящимся в ПП в сверхкритическом состоянии,
- отжатие дополнительной ННП из некоторой части керогена, находящегося в связанных нанопорах, который при взаимодействии с CO₂ разбухает,
- увеличение пласта в объеме, что в некоторой степени, даже энергизировать ПП — повышает его внутрипластовое давление;

Олег Коломийченко — к.э.н., заслуженный экономист РФ. Начальник департамента по управлению антимонопольными рисками ОАО «Газпром нефть». Президент ИГ КВКР. Область профессиональных интересов — антимонопольная политика, экономика нефтегазовых проектов по извлечению ТРИЗ.

Анатолий Чернов — Заместитель генерального директора ООО «Новые Технологии». Руководитель ИГ КВКР. Область профессиональных интересов — тепловые методы увеличения нефтеотдачи, разработка ТРИЗ.

AN APPROACH TO IN SITU CATALYTIC RETORTING A METHOD TO DEVELOP THE BAZHEN SUITE

Oil and gas sector experts believe that the sort of technology needed for the complex development of the Bazhenov Suite and to begin its economically effective commercial exploitation does not exist in Russia or anywhere else as of today. But the authors consider that an in situ catalytic retorting concept (ICRC) method (ICRC No. 5), developed by an ICRC initiative group, disproves this once correct assertion.

Keywords: Bazhen Suite, in situ retorting, kerogen, hydrolysis, APG utilization.

Oleg Kolomiychenko, Anatoly Chernov

2. закачка поверхностно-активных веществ (ПАВ) в ПП ННСП: проект реализован в период с 2011 по 2014 год Высшей школой геологии и инженерной геологии им. Х.Хамма при Университете Северной Дакоты в рамках программы RPSEA [5]. Прогноз — увеличение КИН после предварительно проведенного МГРП с 6 до 15-17% [5]. Эффект роста КИН достигается за счет уменьшения степени интенсивности поверхностного натяжения;

3. углекислотный МГРП: прогноз — рост КИН с 6% до 12% и увеличение накопленной добычи ННП на 20–25%. Первый углекислотный МГРП должен быть проведен на Bakken совместно компаниями Statoil ASA (Норвегия) и Ferus LP (Канада) летом 2015 года [6]. Эффект роста КИН достигается за счет:

- уменьшения закачиваемой воды и проппанта (70-80% CO₂ + 20-30% воды и проппант),
- формирования более интенсивной макротрещиноватости,
- использования CO₂ в сверхкритическом состоянии (см. п. 1).

Для проведения одного углекислотного МГРП на Bakken требуется от 2500 до 4500 т сжиженного углекислого газа.

Условно все названные выше технологии, используемые на ННСП для добычи или интенсификации добычи нефти из низкопроницаемых коллекторов, можно объединить в группу Технологии S₁.

Нефтяные сланцевые плеи. Технологии S₂.

История развития проектов по добыче на ННСП более сложная и связана она прежде всего с тем, что ПП ННСП

не содержат подвижной нефти — весь их углеводородный потенциал сосредоточен в керогене, из которого при его пиролизации генерируются синтетические углеводороды (СУВ) — синтетическая нефть (СН) высокого качества и синтетические газы (СГ), включая синтетические углеводородные газы (СУВГ) $C_1 - C_4$.

Наземная пиролизация керогена известна и практикуется с незапамятных времен, но лишь в начале 1970-х годов был инициирован процесс развития Концепции внутрипластового ретортинга (КВР) — разработки различных технологий внутрипластовой генерации СУВ из керогена в результате его пиролизации непосредственно в ПП, без его извлечения на дневную поверхность.

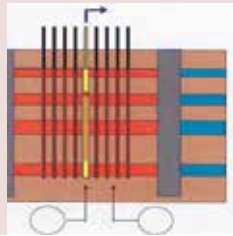
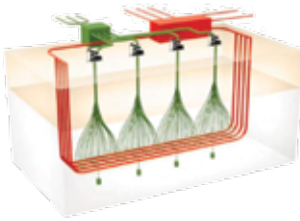
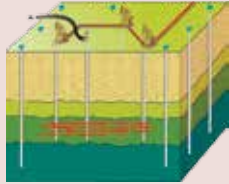
В рамках КВР за истекшие 40-45 лет были выполнены сотни предельно наукоемких исследований, реализованы тысячи лабораторных тестов и компаниями Shell и Exxon Mobil, реализованы два пилотных проекта на НСП Green River, результаты которых полностью подтвердили прогнозируемую комплексную эффективность КВР. Еще двумя активно реализуемыми сланцевыми проектами являются:

- а) пилотный проект компании Israel Energy Initiatives (IEI) Ltd на НСП Shfela (Израиль),
- б) полевое испытание технологии компании IEP Technologies (США) в штате Колорадо, США.

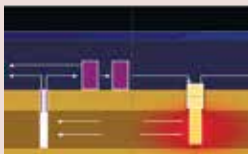
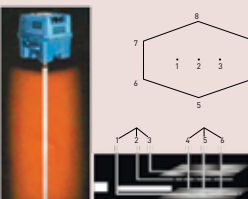
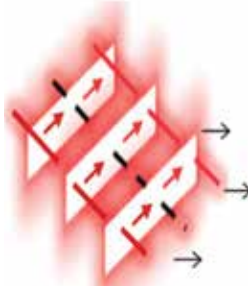
В результате этой грандиозной работы в рамках КВР или ее более совершенной разновидности, концепции внутрипластового каталитического ретортинга (КВКР), было разработано более десятка технологий добычи, наиболее значимые из которых кратко описаны в таблице 2 [7].

Конечной целью всех без исключения технологий КВР/КВКР является создание в продуктивном пласте некоторого прогретого до температуры пиролиза керогена ($370-450^\circ\text{C}$) объема — высокотемпературной внутрипластовой реторты, в которой, собственно, и осуществляется процесс внутрипластовой генерации СУВ из керогена. Различаются между собой технологии КВР/КВКР лишь

Таблица 2.
Технологии КВР/КВКР

№	Компания	Краткая характеристика технологий КВР/КВКР	Схема технологического процесса
1	Shell Frontier Oil and Gas, Inc.	In-Situ Conversion Process (ICP). Используется плотная сетка вертикальных нагревательных скважин с межскважинным расстоянием от 8 до 15 м. Нагрев осуществляется ТЭНами, введенными в нагревательные скважины.	
2	American Shale Oil, LLC (AMSO)	В технологии AMSO используется замкнутый контур, по которому циркулирует перегретый пар (красный цвет), генерируемый наземным парогенератором. Пар в ПП не нагнетается. Используется U-образная нагревательная скважина и плотная сетка многоствольных добычных скважин.	
3	Chevron	В технологии CRUSH в ПП предварительно проводится ГРП, а затем ПП разогревается за счет закачки в него высокотемпературного CO_2 .	
4	ExxonMobil Corporation	В технологии Electrofrac реализуется следующий процесс: (а) проведение ГРП, (б) насыщение трещин ГРП электропроводящим пропантом (кальцинированный кокс), (в) насыщение трещин, уже заполненных электропроводящим пропантом, специальным гелем (графит-цемент, имеющий название "Good Juice") с более высокой степенью электрической проводимости и, наконец, (г) электронагрев пласта.	
5	General Synfuels International	В технологии GSI реализуется следующий процесс (а) высокотемпературные топочные газы ($800-900^\circ\text{C}$), генерируемые на поверхности, нагнетаются в продуктивный пласт, где (б) реализуется процесс конверсии керогена в СУВГ (сингаз), которые (в) затем извлекаются на поверхность и (г) с использованием процесса GTL конвертируются в жидкое топливо.	

Продолжение таблицы 2

№	Компания	Краткая характеристика технологий КВР/КВКР	Схема технологического процесса
6	Independent Energy Partners	Технология GFC для внутрипластовой конверсии керогена использует модифицированные твердотопливные элементы, которые в процессе своей работы в скважине производят электрическую энергию, передаваемую на поверхность, и генерируют тепловую энергию, используемую для прямого нагрева ПП.	
7	Mountain West Energy	Технология MWE заключается в совмещении двух процессов в одной скважине: (а) процесса инжектирования высокотемпературных газов в пласт для генерации в продуктивном пласте СУВГ и (б) их отборе на дневную поверхность через ту же скважину. Скважинный интервал для закачки высокотемпературных газов отделен пакером от скважинного интервала отбора УВ газов, который находится выше скважинного участка закачки.	
8	Schlumberger и Phoenix-Wyoming, Inc.	Технологии обеих компаний для нагрева ПП используют либо высокие частоты (HF), либо радиочастоты (RF). Используются горизонтальные нагревательные скважины и вертикальные добычные скважины.	
9	Texas A&M University (TAMU)	Технология TAMU заключается (а) в предварительном фракционировании (ГРП) продуктивного пласта предполагаемой подземной реторты для повышения проницаемости ПП с (б) последующей закачкой в ПП с увеличенной проницаемостью перегретого пара. TAMU более эффективна, чем CRUSH за счет более высокой энтальпии перегретого пара по сравнению с CO ₂ при равных термобарических условиях.	

предложенными способами формирования такой высокотемпературной внутрипластовой реторты и, в частности, логистическими способами внесения энтальпии в ПП.

Условно все названные выше технологии, разработанные в рамках КВР/КВКР и нацеленные на внутрипластовую пиролизацию керогена, объединим в группу Технологии S₂.

Бажен vs Bakken

Бажен и Bakken (включая Three Forks) схожи лишь внешне, их сравнение представлено в таблице 3 [8].

Технологии S₁ и бажен

Попытаемся дать ответ на вопрос: возможно ли, используя Технологии S₁, организовать на баженовской свите экономически эффективные добычные проекты, основанные исключительно на извлечении нефти низкопроницаемых пород.

Для этого в первую очередь определим, сколько ННП, а заодно и керогена содержится в дренируемом объеме, который сегодня, исходя из технологических возможностей, может быть создан на бажене (табл. 4).

Дренируемый объем/объем внутрипластовой реторты: 1000 м x 100 м x 30 м = 3 млн м³. Данные по содержанию S₁ и S₂ в трех «сладких зонах» бажена взяты из источника [9].

В таблице 5 представлены сравнительные результаты прогнозируемой экономической эффективности применения Технологий S₁ на бажене и Bakken на основе определения операционного дохода (Operating Income, OI) в зависимости от КИН, который демонстрирует каждая из Технологий S₁. Они свидетельствуют о том, что применение всех Технологий S₁ на бажене убыточно, а на Bakken, напротив, их использование экономически выгодно.

Продуктивные пласты баженовской свиты недостаточно мощные, и это является основной причиной прогнозируемой убыточности добычных проектов на бажене в случае, если они будут нацелены на извлечение из ПП исключительно нефти низкопроницаемых пород. Факт высокой

Таблица 3
Сравнение продуктивных пластов бажена и Bakken

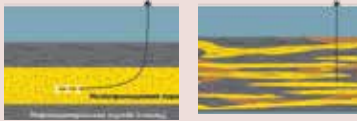
Разрез пласта	Bakken	Бажен
Глубина залегания, м	2500 - 3000	2500 - 3000
Проницаемость	Низкая	Низкая
Наличие в продуктивном пласте ННП	Да	Да
Наличие в продуктивном пласте керогена	Да	Да
Мощность/толщина, м («Сладкие зоны» /Sweet Spots)	90	40
Однородность/неоднородность	Однородный	Неоднородный
Хрупкость/пластичность	Хрупкий	Пластичный
Разрез пласта		
	«Сэндвич»	«Лазанья»

Таблица 4
Определение содержания S_1 и $S_1 + S_2$ в дренируемом объеме

Месторождение	S_1 , кг УВ/т породы	S_2 , кг УВ/т породы	$S_1 + S_2$, кг УВ/т породы	Дренируемый объем ПП/реторты, м ³	Запасы УВ ($S_1 + S_2$), т
Равенское	18,6	187,5	206,1	3 000 000	618 300
Самотлорское	22,7	182,2	204,9	3 000 000	614 700
Южно-Сургутское	19,4	142,3	161,7	3 000 000	485 100
Среднее содержание по трем месторождениям	20,2	170,6	190,9	3 000 000	572 700
Запасы УВ (S_1)	60 700 т				

Таблица 5
Сравнение величин операционного дохода (OI) применения Технологий S_1 на бажене и Bakken

Технологии S ₁	Запасы S ₁ , т	КИН, %	ТИЗ, S ₁ , т	Цена нефти, \$/т	Выручка, \$	Операционные расходы, \$60/т	OI, \$
Бажен: дренируемый объем ПП = 3 млн м³ (1000 м x 100 м x 30 м)							
МГРП	60 700	6,5	3 945	525	2 071 387	-236 730	-3 165 342
Закачка CO ₂	60 700	9,75	5 918	525	3 107 081	-355 095	-2 248 013
ПАВ	60 700	16	9 712	525	5 098 800	-582 720	-483 920
CapEx*	-\$5 000 000						
Bakken: дренируемый объем ПП = 35 млн м³ (3000 м x 75 м x 155 м)							
МГРП	708 166	6,5	46 030	525	24 166 187	-2 761 850	11 404 337
Закачка CO ₂	708 166	9,75	69 046	525	36 249 281	-4 142 775	22 106 506
ПАВ	708 166	16	113 306	525	59 486 000	-6 798 400	42 687 600
CapEx*	-\$10 000 000						

* Капзатраты (CapEx, \$) включают стоимость строительства горизонтальной скважины и проведения МГРП.

неоднородности и пластичности ПП бажена также не прибавляет оптимизма.

Из сказанного выше следует, что экономически эффективное освоение баженовской свиты, в силу ее качественного отличия от североамериканских ННСП, возможно только при условии вовлечения в активную разработку дополнительного ресурса — керогена. А это, в свою очередь, означает, что ПП бажена необходимо нагревать...

Технологии S_2 и бажен

Все без исключения тепловые Технологии S_2 , разработанные для НСП, не могут быть использованы на ННСП, включая баженовскую свиту. Обоснование такого утверждения приведено в таблице 6.

Но если абсолютно все Технологии S_2 по тем или иным соображениям не применимы на бажене, то это совсем не означает, что и КВР/КВКР также не применима. Ведь Технологии S_2 — это всего лишь различные способы реализации КВР/КВКР исключительно на НСП. Для реализации КВК/КВКР на бажене должна быть предложена новая технология, учитывающая свойственные только баженовской свите уникальные особенности.

Внутрипластовый ретортинг и бажен

За почти 45-летний период развития КВР/КВКР накоплен огромный массив знаний, которые лежат в основе и должны приниматься во внимание при разработке любой технологии КВР/КВКР как для НСП, так и для ННСП.

В самом общем виде наиболее значимые для баженовской свиты положения КВР/КВКР, следующие.

1. Состав рабочего агента. С композиционной точки зрения

лучшей средой или лучшим рабочим агентом для пиролиза керогена является следующий состав:

- а) вода в сверхкритическом состоянии (СК-вода),
- б) углекислый газ в сверхкритическом состоянии (СК- CO_2),
- в) углеводородные растворители в сверхкритическом состоянии (СК-УВР),
- г) наноразмерные катализаторы в молекулярной форме (например, ацетилоцетонат железа).

В отдельных случаях в состав рабочего агента может быть включена и кислота.

2. *Влага*. Присутствие СК-воды в составе рабочего агента является обязательным условием, так как она является отличным теплоносителем, обладает значительной диффузионной и растворяющей способностью, изменяет характер смачиваемости внутренней поверхности пор/флюидопроводящих каналов, а также переносит начало процесса коксообразования в область более высоких температур — с 410–420°C на новую температурную отметку 470–480°C.

3. *Давление и температура*. Более высокое давление (40–45 МПа) ускоряет процесс пиролиза керогена и в сочетании с высокой температурой (400–450°C); такая термобарическая комбинация является лучшей для наиболее эффективной внутрипластовой конверсии керогена в СУВ.

4. *Проницаемость*. В результате высокотемпературного теплового воздействия проницаемость ПП ННСП может вырасти до 5 раз за счет роста межгранулярной, органической и трещиноватой проницаемости, сопровождающейся увеличением пористости вмещающей горной породы и индуцированием новых флюидопроводящих каналов, в результате чего в ПП формируется, по сути, новая и более эффективная объемная и объединенная флюидопроводящая система на микро-, мезо- и макроуровнях. Суммарная поверхность новых пор/флюидопроводящих каналов, как правило, составляет от 30 до 35 млн $\text{м}^2/\text{м}^3$ ПП, а их суммарный объем — 20 тыс. $\text{см}^3/\text{м}^3$ ПП (+2%).

5. *Внутренняя энергия ПП*. Тепловое воздействие реэнергизирует ПП преимущественно за счет:

- а) теплового расширения ННП (при повышении внутрипластовой температуры на каждые 100°C объем ННП увеличивается на 6%. Таким образом, только за счет тепловой реэнергизации ПП в результате повышения температуры на 300°C из него может быть извлечено на 16–18% ННП больше, чем без повышения внутрипластовой температуры),
- б) роста газового фактора (при температуре ПП 300°C на каждый баррель нефти приходится примерно 30 м^3 газов),
- в) увеличения объема пиролизуемого керогена (в 3–4 раза),
- г) внутрипластовой генерации синтетической нефти,

д) испарения внутрипластовой воды,

е) расширения изначально присутствующих в ПП различных газов.

6. *Скорость нагрева и качество генерируемой синтетической нефти*. Чем медленнее скорость нагрева ПП/керогена, тем выше качество генерируемой СН. Так при высокой скорости нагрева, 10 000°C в сутки, качество сгенерированной внутри ПП СН соответствует 24° API (910 $\text{кг}/\text{м}^3$), а при медленном нагреве, 1°C в сутки, качество сгенерированной СН повышается до 32° API (885 $\text{кг}/\text{м}^3$).

7. *Скорость нагрева и температура пиролиза керогена*. Чем ниже скорость нагрева ПП/керогена, тем ниже температура пиролиза керогена. Так, при скорости нагрева 3°C в месяц полная конверсия керогена в СУВ завершается при температуре 300°C, а при скорости нагрева 3°C в сутки — при 350°C.

8. *Тепловое воздействие и выход углеводородов из ПП*. Тепловое воздействие на ПП, содержащие как ННП, так и кероген, инициирует следующие процессы:

- увеличение подвижности ННП при T до 150°C,
 - извлечение «захваченных» структурами керогена ННП и газов:
- а) низкотемпературный процесс S_1 — физический, $T = 150–180^\circ\text{C}$,
 - б) высокотемпературный процесс S_{2a} — химический, $T = 240–320^\circ\text{C}$, а также
 - процесс генерации СУВ из керогена при пиролизе S_{2b} , $T > 320^\circ\text{C}$ (рис. 1 [10]).

Технологии $S_1 + S_2$

Существует всего два способа разогреть продуктивный пласт.

1. Организовать внутрипластовое сжигание/окисление части углеводородов, содержащихся в ПП.

2. Внести энтальпию в ПП путем принудительной закачки в него высокотемпературного рабочего агента.

Технология термогазового воздействия (ТГВ), развиваемая компанией «РИТЭК», использует модифицированную версию первого способа. Сейчас мы

Рисунок 1

Пики выхода углеводородов при нагреве пласта ННСП

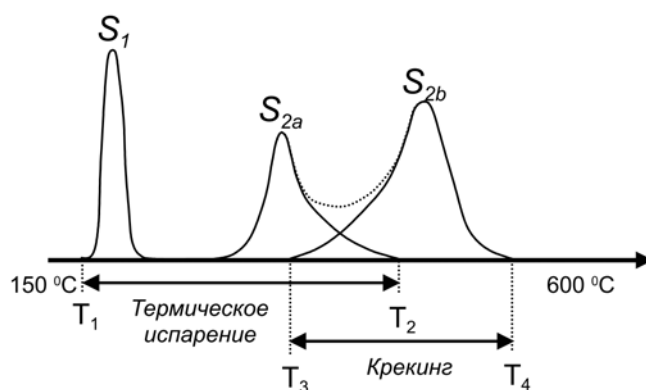
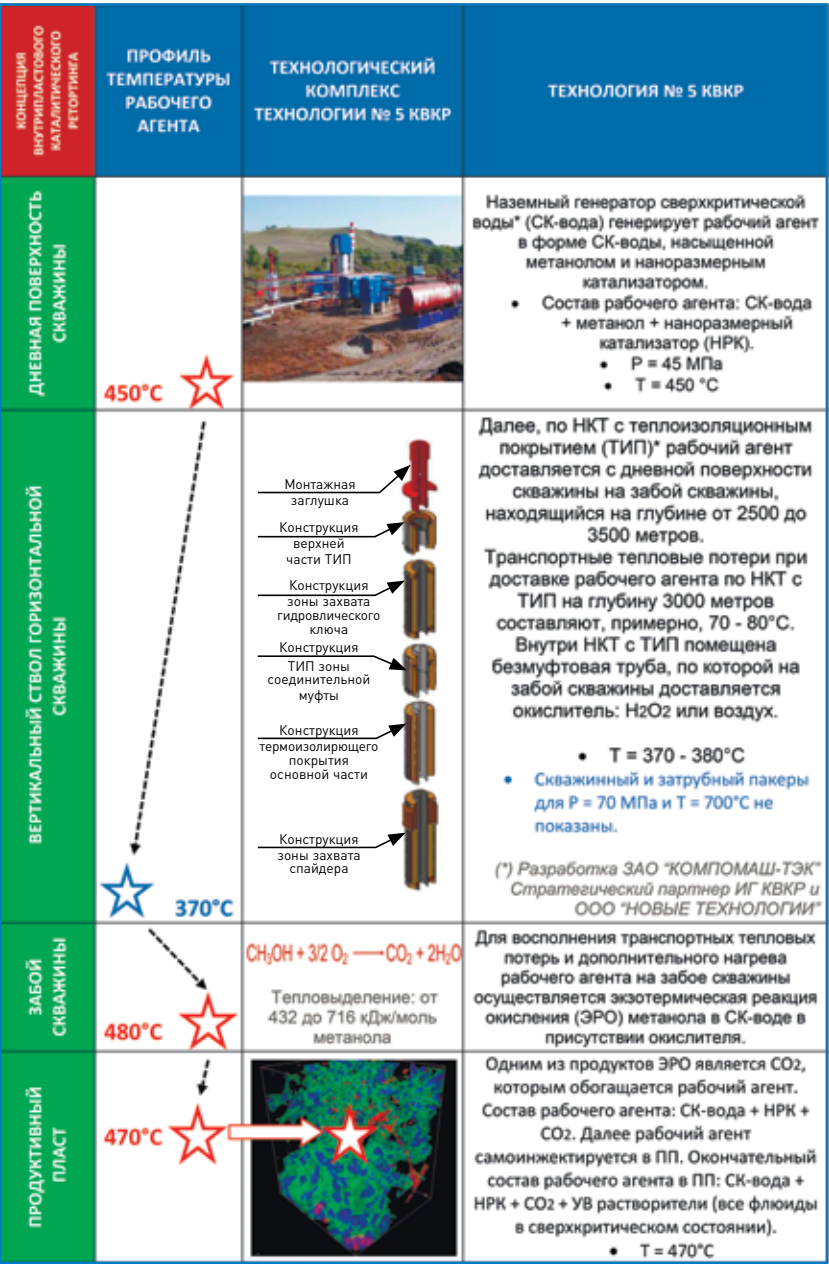


Рисунок 2
Концепция Технологии № 5 КВКР



не будем комментировать технологию ТГВ, так как формат статьи не позволяет провести ее детальный и аргументированный анализ. Промысловые испытания технологии ТГВ также еще не завершены, и в конечном счете только будущая практика нефтедобычи покажет, насколько эта технология окажется полезной для промышленного освоения баженовской свиты.

После нескольких лет работы Инициативной группой КВКР для комплексного освоения баженовской свиты и других глубоких месторождений ТРИЗ (тяжелые и битуминозные нефти) была разработана и предложена Технология № 5 КВКР, предпочитающая второй способ нагрева ПП первому.

Формула и концепция Технологии
№ 5 КВКР

Технология № 5 КВКР позволяет в необходимом объеме формировать и доставлять в ПП рабочий агент, имеющий наиболее эффективный композиционный состав и требуемые термобарические характеристики, при этом, одновременно увеличивать проницаемость продуктивного пласта, генерировать СУВ из керогена и улучшать качество ННП, и таким способом интенсифицировать добычу ННП улучшенного качества и сгенерированных внутри ПП СУВ за счет их отбора через зону с увеличенной проницаемостью.

Концептуально Технология № 5 КВКР представлена на рисунке 2.

В состав Технологического комплекса Технологии № 5 КВКР также входят разработанные ИГ КВКР скважинный и затрубный пакеры, способные эффективно функционировать в экстремальных термобарических условиях — при температурах до 700 °C и давлениях до 70 МПа. Эти изделия отличаются низкой стоимостью, простотой конструкции и высокой эксплуатационной надежностью.

Проблема, решенная Технологией
№ 5 КВКР

Основная проблема современных тепловых методов увеличения нефтеотдачи (ТМУН) заключается в отсутствии технологий, позволяющих доставлять высокотемпературный рабочий агент на большие глубины. Так, например, в случае использования высококлассных и очень дорогих термокейсов класса «Е» (0,006 > λ ≥ 0,002

Вт/м°C; P < 20 МПа и T < 350 °C) ТМУН могут быть использованы на глубине до 1400 м. Более бюджетные термокейсы класса «В» (0,06 > λ ≥ 0,04 Вт/м°C; P < 40 МПа и T < 400 °C) позволяют доставлять рабочий агент на глубину 1500 м.

В Технологическом комплексе Технологии № 5 КВКР используются уникальные НКТ с теплоизоляционным покрытием (λ = 0,0408 Вт/м°C), разработанные ЗАО «Компомаш-ТЭК» (Россия), которые за счет меньшего погонного веса могут быть использованы на глубине до 3500 м. Но и их частное применение не решает логистической проблемы, так как при доставке рабочего агента на забой скважины, находящийся на глубине 3000 м, температура рабочего агента в силу

Таблица 6

Невозможность использования Технологий S_2 на Бажене

Компания (Технологии S_2)	Основные причины
Shell Frontier Oil and Gas, Inc. American Shale Oil, LLC (AMSO) ExxonMobil Corporation Independent Energy Partners	Стоимость строительства скважины увеличивается с возрастанием глубины по экспоненте. Именно поэтому любые технологии, которые предполагают использование на дренируемый объем/внутрипластовую реторту более одной скважины, применены на Бажене быть не могут. Все технологии указанных компаний предполагают использование двух и более скважин на один дренируемый объем/внутрипластовую реторту.
General Synfuels International Mountain West Energy	Технологии предполагают внутрипластовую генерацию СУВГ с их последующей конверсией в жидкие углеводороды с использованием процесса GTL. Для Бажена такая концепция не приемлема. Более того доставка на глубину 3000 м высокотемпературного рабочего агента (700–800°C) сегодня технологически не осуществима.
Schlumberger Phoenix-Wyoming, Inc.	Технологии, использующие электромагнитный нагрев ПП, находятся на очень раннем этапе развития и появятся на промыслах не ранее, чем через 10–15 лет.
Chevron (CRUSH)	В качестве рабочего агента технология CRUSH использует высокотемпературный углекислый газ. В Западной Сибири отсутствует объем углекислого газа, необходимый при промышленном применении этой технологии. Более того, теплосодержание углекислого газа значительно меньше, чем у сверхкритической воды или перегретого пара и, поэтому для достижения одинакового теплового эффекта углекислого газа требуется в разы больше, чем воды. Так, например, при $P=45$ МПа; $T=450^\circ\text{C}$ энтальпия CO_2 равна 891 кДж/кг, а H_2O , - 2377 кДж/кг.

неизбежных тепловых транспортных потерь снижается на 70–80°C.

Таким образом, рабочий агент, доставленный на забой скважины, например, на глубину 3000 м, необходимо донагревать и также компенсировать потери давления рабочего агента на трение. Более того, желательно донагреть рабочий агент до более высокой температуры (480°C) по сравнению с той, которую он имел на дневной поверхности скважины (450°C) до начала процесса его транспортировки на забой.

В Технологии № 5 КВКР эта основополагающая проблема современных ТМУН решена за счет организации на забое скважины, в ее подпакерном объеме, экзотермической реакции окисления (ЭРО) органических соединений в СК-воде в присутствии окислителя. Конкретно, в качестве органического соединения используется метанол, а в качестве окислителя — пероксид водорода или воздух. В результате ЭРО метанола в СК-воде в присутствии, например, перекиси водорода образуются CO_2 , которым допол-

нительно обогащается рабочий агент и H_2O , а также выделяется тепло, которое расходуется на донагрев рабочего агента и, соответственно, на повышение его давления до заданных технологией термобарических величин (см. рис. 2).

Технология № 5 КВКР, несмотря на ее молодость, характеризуется высокой степенью технико-технологической зрелости, так как комбинаторно сформирована из нескольких известных технологий, давно и хорошо освоенных российской промышленностью, а ее научной основой является весь тот массив знаний, который был накоплен за истекшие десятилетия формирования КВР/КВКР.

Отраслевая значимость

Основной углеводородный потенциал бажена сосредоточен в керогене (рис. 3 [8]), и если предположить, что его освоение начато с использованием североамериканских технологий, то при КИН=6% из ПП баженовской свиты технологически может быть извлечено 1,32 млрд т ННП, а стоимость актива бажена при цене \$60/барр составит примерно \$600 млрд.

В случае же использования Технологии № 5 КВКР при факторе конверсии S_2 в СУВ, равном 40%, и КИН, равном 25%, стоимость актива бажена возрастет до \$18 трлн, а технологиче-

ски извлекаемые запасы составят 40,33 млрд т.

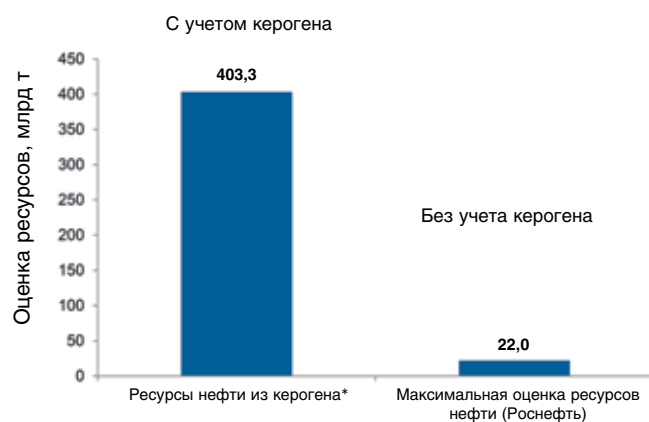
Также не будет лишним отметить и то, что используемый в Технологии № 5 КВКР наземный генератор СК-воды (разработка «Компомаш-ТЭК») для производства СК-воды использует попутный нефтяной газ (ПНГ) а в целом примерно 90% всей тепловой энергии, используемой в Технологии № 5 КВКР, генерируется именно за счет утилизации ПНГ.

Вместо заключения

В силу того, что в рамках Технологии № 5 КВКР разработана субтехнология индуцирования новой макротрещиноватости за счет организации внутрипластовых тепловых взрывов в процессе осуществления термохимического воздействия на продуктивный пласт, то ее успешная реализация на бажене не нуждается в предварительном проведении МГРП. Более того, так называемый, «водный» МГРП, оставляя после себя в пласте значительное количество воды, которую затем предстоит нагреть, понизит эффективность самой Технологии № 5 КВКР.

Рисунок 3

Углеводородный потенциал Бажена



* - Источник: [11]

Пользу в качестве способа, повышающего эффективность Технологии № 5 КВКР, в силу понятных причин, может принести только углекислотный МГРП. И, по всей видимости, именно на развитии технологии углекислотного МГРП и следует сделать акцент в программе импортозамещения; он будет полезен не только на бажене, но и на других месторождениях с ТРИЗ. 💧

Литература

1. Geology and Resources of Some World Oil-Shale Deposits. U.S. Geological Survey: 2006.
2. ND Monthly Bakken Oil Production Statistics. June, 2015.
3. Drill, Baby, Drill. J. Hughes. Post Carbon Institute. 2013.
4. Subtask 1.10 – CO₂ Storage and enhanced Bakken recovery research program. EERC. University of North Dakota. 2014.
5. Enhanced Oil Recovery from the Bakken Shale using Surfactant Imbibition Coupled with Gravity Drainage. PREEC Team. University of North Dakota. 2014.
6. Statoil, Ferus plan CO₂-based Bakken completion project. The Bakken Magazine. April 22, 2015.
7. Secure Fuels from Domestic Resources. INTEK, Inc. 2011.
8. Г. Выгон. Возможна ли сланцевая революция в России? 2013.
9. Ю. Вертиевец. Геологическое обоснование освоения трудноизвлекаемых запасов нефти кероген-глинисто-силицитовых пород баженовской свиты района красноленинск-го свода. 2011.
10. Баталин О.Ю., Вафина Н.Г. Формы захвата свободных углеводородов керогеном. Институт проблем нефти и газа РАН. 2013.
11. Брехунцов А.М., Нестеров И.И. Нефть битуминозных глинистых, кремнисто-глинистых и карбонатно-кремнисто-глинистых пород//Вестник ЦКР Роснедра. №6, 2010 г.
12. С. Клубков. Стимулирование разработки ТРИЗ поможет поддержать уровень добычи нефти в России// Oil&Gas Journal Russia, №7 2015. С. 6-11.

Реклама 1_2