



А.Н. Шандрыгин
д-р техн. наук
ООО НАЭН-Консалт
заместитель начальника управления
shan.alex2010@yandex.ru



И.В. Шпуров
канд. геол.-мин. наук
ФБУ ГКЗ
генеральный директор
ShpurovIV@gkz-rf.ru



В.Г. Браткова
ФБУ ГКЗ
отдел мониторинга,
анализа и методологии
начальник отдела
bratkova@gkz-rf.ru

Состояние и перспективы разработки месторождений сланцевой нефти

Ключевой фактор «сланцевой революции» – это создание и постоянное развитие технологии. Отработка технологий геологического изучения нефтяных сланцев и добычи из них нефти и эффект масштаба работ приводят к снижению затрат и повышению конкурентоспособности добычи углеводородов из сланцевых пород

A key factor in the «shale revolution» is the creation and constant development of technology. The technology geological survey oil shale and production of these oil and economies of scope lead to lower costs and increase the competitiveness of production of hydrocarbons from shale formations

Ключевые слова: сланцевая нефть; баженовская свита; запасы и ресурсы сланцевой нефти; технология извлечения нефти; себестоимость

Keywords: shale oil; Bazhenov formation; resources and reserves of shale oil; the technology of oil recovery; cost

В настоящее время, в условиях ухудшения в РФ ресурсной базы традиционных УВ, вовлечение в разработку запасов сланцевой нефти (СН) является чрезвычайно важной и актуальной задачей дальнейшего развития нефтегазодобывающего комплекса страны.

На территории нашей страны залежи СН приурочены к баженовской свите, доманиковому и хадумскому горизонтам. Наиболее значительные запасы СН в РФ содержатся в баженовской свите (БС), выявленной на территории около 1,2 млн км² в Западной Сибири. Свита образована морскими осадоч-

ными породами верхней юры – нижнего мела сложного минералогического состава, основными породообразующими компонентами являются: глинистые минералы (25–30%), кремнезем (35–60%), карбонатные минералы (8–12%) и твердое ОВ кероген (10–20%). Различными исследователями в отложениях БС выделяются до 4 основных типов пород и до 7 их разновидностей [1, 2]. К основным типам пород относятся:

- кремнистые разновидности или силициты, обогащенные аутигенным кремнистым биогенным материалом (60–90%);
- карбонатные породы, представленные плотными мелкозернистыми известняками, слабобитуминозными мергелями и доломитами с низким содержанием ОВ;
- массивные битуминозные слабоалевритистые аргиллиты с высоким содержанием кремнезема (55–65%) и ОВ (> 20%);
- листоватые аргиллиты, представленные переслаиванием тонкоотмученных битуминозных аргиллитов с микрослойками ОВ и алевритистыми аргиллитами.

По соотношению породообразующих компонентов выделяются (В.П. Сонич) следующие разновидности: силициты битуминозные; глины массивные кремнистые битуминозные; глины микрослоистые кремнистые битуминозные; глины тонкопелитовые и алевритистые; мергели; известняки кристаллические пелитоморфные с биогенной текстурой.

В баженовских отложениях традиционно выделяют три типа «коллекторов»: порово-трещинный, трещинный и трещинно-кавернозный. Порово-трещинный тип коллектора более развит в разрезе и приурочен, в основном, к микрослоистым керогеновым аргиллитам, трещинный тип связан с плотными кремнеземами и карбонатами, а трещинно-кавернозный – приурочен, в основном, к чистым карбонатным породам, подвергшимся интенсивному выщелачиванию. Матрица породы, представленная преимущественно битуминозными аргиллитами, содержащими генерирующую нефть ОВ, имеет невысокие фильтрационно-емкостные свойства. Одной из характерных особенностей аргиллитов БС во многих районах является тонкая (и микро-) плитчатость, слойчатость и листоватость.

Существенной особенностью строения пород БС является резкая латеральная и вертикальная неоднородность продуктивности отложений. Фильтрационные свойства породы БС, по мнению большинства изучающих свиту исследователей, обусловлены их трещи-

новатостью, хотя имеются отдельные исследования, в которых при макроскопическом изучении керна отмечалось редкое проявление вертикальных трещин [3, 4]. В качестве основного фактора образования трещинной системы в баженовских отложениях указывается генерация УВ из керогена, которая происходила в условиях увеличения температуры до 110–130 °С и выше. Из-за отсутствия оттока нефти это вело к формированию аномально высокого пластового давления (коэффициент аномальности – до 1,75) и возникновению микротрещиноватости в основном в горизонтальном направлении [5]. В то же время в некоторых зонах происходило образование вертикальных трещин высотой до 20–40 м, а также дробление пород толщиной до 1–4 м.

Другие значимые в РФ по запасам СН пласты связаны с **доманиковыми отложениями**, широко распространенными на территории Восточно-Европейской платформы. Доманикиты формировались в относительно глубоководных морских бассейнах в условиях низких скоростей седиментации и, помимо ОВ, основными породообразующими компонентами в этих породах являются карбонаты, кремнезем и терригенные составляющие (в отличие от пород баженовских в доманикидах значительную роль играют не глины, а карбонаты). В зависимости от относительного содержания отдельных компонентов доманиковая порода классифицируется как глинисто-кремнистый известняк или доломит, кремнистый аргиллит, кремнистый мергель, силицит [5].

Исходя из приведенной характеристики отложений нефтяных сланцев в понятие «сланцевая нефть», в общем виде, могут быть включены: 1 – «легкая» (свободная) нефть, содержащаяся как в гидродинамически связанной макротрещиной системе пластов, так и в изолированных друг от друга микротрещинах; 2 – та же «легкая» нефть, находящаяся в практически непроницаемой поровой матрице породы; 3 – высоковязкая битуминозная нефть, получаемая из керогена путем термического или иного воздействия.

Как указывается ниже, в настоящее время существует апробированная технология добычи свободной нефти из трещинной системы сланцевых пластов, а поиск возможных методов добычи СН двух других типов все еще продолжается. Ввиду этого основное внимание при изучении нефтяных сланцев уделяется не только количественной и качественной характеристике содержащегося в них ОВ,

а в большей мере определению фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) различных литотипов породы, а также объемных и фильтрационных параметров трещинной составляющей пустотного пространства пластов.

Проблемы и основные направления геологического изучения залежей сланцевой нефти

Основные проблемы геологического изучения отложений СН в первую очередь связаны с определением границ «сланцевых» пород, потенциально перспективных для добычи нефти, а также с количественным определением параметров ФЕС пластов по результатам керновых исследований и данных ГИС.

Дело в том, что, несмотря на выделение в «сланцевых» породах различных «типов коллекторов», для этих пород понятие «коллектор», как правило, отсутствует. Как показана

Сложившаяся в настоящее время структура запасов и ресурсов нефти в Российской Федерации, ряде других стран, да и в целом в мире указывает на необходимость уже в ближайшем будущем активного вовлечения в разработку запасов СН

ли исследования пород пласта Ю₀ баженовской свиты, проведенные в СибНИИП, ВНИГРИ и ЗапСибНИГНИ, общая пористость неэкстрагированных образцов изменялась от 3 до 16%, составляя, в среднем 10,5%. Диаметр пор и поровых каналов в образцах, не разбитых трещинами, колебался от 10 до 4000 Å° при средних значениях 40 Å°. Проницаемость пород пласта Ю₀ связана, в основном, с наличием трещин, и может составлять для коллекторов трещинного и трещинно-порового типа 0,01–0,02 мкм² при значениях трещинной емкости – 0,1–0,3%. При этом наиболее высокой проницаемостью – до единиц мкм² – обладают коллекторы трещинно-кавернозного типа; емкость пустот в них может достигать 2–4%, а проницаемость матрицы при отсутствии трещин не превышает доли 10⁻³ мкм². В целом же общая пористость сланцевых пород, как правило, не превышает 4–5%, а проницаемость по керну составляет

порядка 10⁻³–10⁻⁵ мД. На это указывают многочисленные данные керновых и гидродинамических исследований и история разработки таких залежей. К примеру, по данным работы [6] при средней проницаемости пластов Баккен 0,001–0,003 мД проницаемость матриц породы составляет порядка 0,00003 мД, и таким образом, увеличение проницаемости на два порядка обусловлено наличием системы микротрещин.

Аномально низкие фильтрационные свойства матрицы сланцевых пород вызывают сложности в проведении стандартных и специальных керновых исследований. В традиционный комплекс исследований керна сланцевых пород включаются определение минералогического состава, замеры пористости и проницаемости, определение распределения пор по размерам (зачастую с использованием ртутной порометрии), петрографические исследования на шлифах, дифракции рентгеновского излучения (XRD) и др. [7, 8]. В последнее время в силу ряда факторов (включая загрязнение керна буровыми растворами) уделяется внимание специальным методам определения пористости и проницаемости сланцевых пород на раздробленных образцах керна [9], а количества УВ и легкой нефти в матрице породы – путем перегонки ОВ размоленного образца в реторте.

Еще более существенным фактором, влияющим на достоверность результатов керновых исследований, является «сохранность» отобранного керна. При существующих технологиях отобранный керн ни в коем случае не показывает реальной картины ФЕС в пласте. Это объясняется тем, что ОВ в сланцевых породах является одним из цементирующих породу материалов, а для баженовских отложений характерным еще является аномально высокое пластовое давление. Сохранить керн с обеспечением свойств, характерных для пластовых условий, в этом случае не представляется возможным.

Таким образом, одной из насущных задач исследования ФЕС пластов сланцевой нефти представляется разработка технологий отбора «сохраненного» керна образцов сланцевых пород и разработка методов исследования керна, обеспечивающих требуемую точность определения ФЕС матрицы породы. Это должно стать одним из основных направлений ближайших исследований, поскольку керн является основой для изучения петрофизических связей и планирования оптимального комплекса ГИС, а также определения геомеханических характеристик породы.

Не менее важной представляется и сама проблема определения параметров сланцевых пород методами ГИС. В последнее время при проведении ГИС в нефтяных сланцах дополнительно к стандартным измерениям используются приборы дипольного акустического каротажа, ЯМК, микро-имиджа (FMI), гамма-спектрометрического каротажа и геохимического анализа [7]. По материалам акустического каротажа выделяются интервалы трещиноватых пород, а микро-имиджи дают возможность описывать естественные трещины в породе. Гамма-спектрометрический каротаж позволяет замерять отдельно содержание различных естественных радиоактивных элементов и используется при выделении литотипов пород. С помощью ЯМК определяют значения пористости, связанной подвижной жидкости и проницаемости. Однако, во многих случаях микротрещины, являющиеся основным источником свободной «легкой» нефти в сланцевых породах, приурочены к тонкослоистым карбонатным включениям, толщина которых составляет, как правило, несколько сантиметров. К сожалению, геофизические приборы имеют недостаточное разрешение для однозначного выделения прослоев такой толщины на каротажных диаграммах. Это еще более затрудняет оценку параметров для подсчета запасов в породах данного типа. Имеющиеся попытки создания методических основ, позволяющих выделить такие прослои (например, Ф.Я. Боркун и др., ФГУП ЗапСиб-НИИГГ), к сожалению, пока имеют опытный характер. Тем не менее, очевидны перспективы дальнейших работ в этом направлении.

Важнейшим элементом прогноза распространения и распределения макротрещин и микротрещин (квазиколлекторов) в сланцевых пластах является 3D-сейсмика и геомеханическое моделирование напряженного состояния пород. В числе ранее использованных сейсмических методов для прогноза трещиноватости баженовских пластов следует указать изучение естественной трещиноватости пород с помощью сейсмолокации бокового обзора [10] и динамический анализ волнового поля с целью прогнозирования геологического разреза [11].

Дополнительное понимание площади распространения перспективных трещиноватых сланцевых пород позволяет получить атрибутивный анализ сейсморазведки [12, 13], а также используемый подход к выделению потенциальных зон трещиноватости (на участках менее пластичных пород) на основе анализа модуля Юнга и коэффициента Пуассона с использованием данных сейсмики [14, 15].

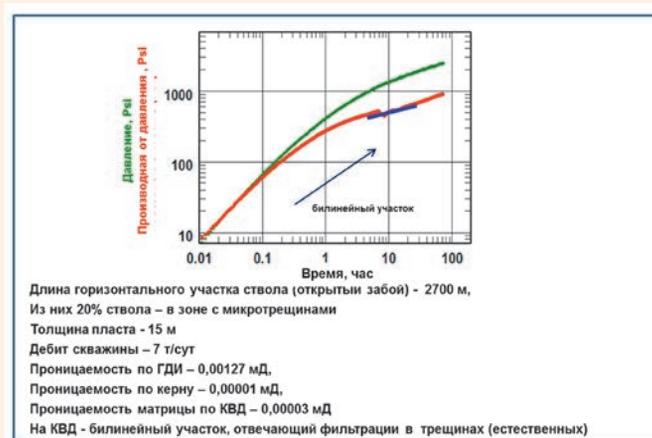


Рис. 1.

Результаты обработки данных КВД по горизонтальной скважине (без ГРП) [7]

Помимо геологических и геофизических методов для определения параметров ФЕС сланцевых пластов за рубежом широко используются гидродинамические методы исследования скважин и пластов. Стандартным подходом при этом является проведение следующих видов исследований:

- оценка притока к скважине и проницаемости пласта по данным мини-теста на буровых трубах в ходе строительства скважин;
- снятие КВД до проведения ГРП с целью оценки типов коллектора и определения проницаемости пласта, расчета проницаемости матрицы и трещинной системы, размеров матрицы и скин-факторов;
- снятие КВД после ГРП для определения параметров трещин разрыва.

Имеющиеся данные по сланцевым месторождениям нефти в Северной Америке явно указывают на существенную роль трещинной системы в процессах фильтрации нефти в пластах. Поведение кривых восстановления давления описывается в рамках моделей двойной пористости, а различие на 2 порядка проницаемости пласта и керна обусловлено микротрещиноватостью пласта [6, 16]. В качестве примера на **рис. 1** приведена типичная КВД в сланцевых пластах.

Дальнейшее развитие ГДИ применительно к нефтяным сланцам будет связано с разработкой новых более совершенных методик интерпретации данных гидродинамических исследований для оценки параметров трещин и матрицы размеров зоны дренирования пластов.

Запасы и ресурсы сланцевой нефти

Описанные особенности формирования и строения залежей СН неизбежно сказыва-

Накопленная добыча нефти на скважину, тыс. т	до 10	10–20	20–30	30–40	40–50	50–60	>100
доля в накопленной добыче, %	4,1	7,3	3,7	5,7	1,5	3,7	74,3
доля скважин, %	52,9	18,1	4,6	5,7	1,2	2,3	14,9

Таблица 1.

Распределение фонда добывающих скважин по накопленной добыче нефти на Салымском и Северо-Салымском месторождениях

ются на методах и точности подсчета запасов СН. Оценки величины запасов и ресурсов СН в РФ существенно различаются. Так, по данным отечественных авторов, БС содержит порядка 10–30 млрд т нефти. При этом на государственном балансе запасов на 1 января 2014 г. по категориям ABC_1+C_2 по всем вышеперечисленным пластам числится всего 533 млн т извлекаемых запасов нефти, что, по самым скромным оценкам, составляет примерно 5% от потенциала данных отложений.

Значительный разброс отмечается и в данных о запасах и ресурсах нефти в доманиковых отложениях. До 1 млрд т ресурсов нефти может приходиться на доманиковые отложения Тимано-Печорской провинции [17]. Ресурсы доманикового горизонта в Волго-Уральском регионе по данным различных источников могут составлять от 3 до 5 млрд т.

Большие перспективы в отношении СН также связаны в Восточной Сибири с верхнепротерозойскими и палеозойскими нефтематеринскими толщами древней Сибирской платформы. Примерами являются куонамская битумозно-сланцевая толща нижнего и среднего кембрия, а также турузовская, быстрианская, качергатская свиты, представленные чередованием аргиллитов и кремнистых пород. Общие ресурсы СН Восточной Сибири оцениваются величиной 30 млрд т.

Интересно отметить, как все эти оценки соотносятся с данными зарубежных исследователей. Не так давно Управление энергетической информации США выполнило прогноз технически извлекаемых запасов сланцевой нефти и газа в 42 государствах. Общие мировые запасы СН, согласно этому прогнозу, составляют 345 млрд баррелей, и почти половина ресурсов сосредоточена в трех странах: России (75 млрд баррелей или 9,7–9,9 млрд т), США (58 млрд баррелей) и Китае (32 млрд баррелей). Еще более оптимистические оценки по запасам и ресурсам СН в РФ выполнены Геологической службой США [18]. Согласно представленной этой службой информации ресурсы СН без учета баженов-

ской свиты составляют 35,4 млрд т, в том числе: в бассейне р. Оленек – 24 млрд т, Урало-Волжском регионе – 4,5 млрд т, Тимано-Печорском регионе – 0,5 млрд т, Вычегодском бассейне – 2,8 млрд т.

Разработка залежей сланцевой нефти. Состояние, технологии и проблемы

Первые попытки разработки залежей СН у нас в стране были предприняты еще в начале 1970-х гг. и были связаны с баженовскими пластами в Западной Сибири. История и проблемы опробования баженовских пластов и разработки баженовских залежей на различных месторождениях Западной Сибири описаны в литературе. Разработка залежей велась системами вертикальных скважин, в том числе и с ГРП, на истощение пластовой энергии. Основными проблемами разработки явились резкий разброс скважин по дебитам и существенная доля низкодебитных скважин, значительное снижение дебитов скважин во времени, и, как следствие, очень низкие величины накопленной добычи нефти, а также незначительный объем дренирования пластов, а, следовательно, и низкая нефтеотдача. Высокодебитные скважины были приурочены к зонам трещиноватости пластов, и поэтому основным направлением совершенствования системы разработки являлась локализация этих зон различными методами и «подключение» скважин к системе трещин с помощью ГРП.

В качестве классического примера, как правило, приводят историю разработки баженовских отложений Салымского месторождения. В период ОПР (1974–1978 гг.) добыча нефти из баженовского пласта на месторождении осуществлялась 6–7 действующими скважинами, при среднем их дебите 90 т/сут., при этом отмечался рост годовой добычи от 59 до 149 тыс. т. В ходе последующего разбуривания залежи (1979–1988 гг.) были достигнуты максимальные за историю разработки уровни годовой добычи – 230 тыс. т с последующим падением ее к концу этого

периода до 120 тыс. т. Действующий фонд скважин составил в среднем за период 30–33 ед., а средний дебит – около 22 т/сут. Последующее затем резкое падение добычи нефти до 6 тыс. т/год (в 1989–1995 гг.) объяснялось как остановкой в бурении скважин, так и снижением дебита скважин до 3 т/сут. (в среднем число скважин составляло 38–40 ед.). Некоторое увеличение годовых отборов нефти – до 30–35 тыс. т отмечалось в 1996–2004 гг. за счет увеличения дебита скважин до 7,6 т/сут. при уменьшении их числа до 15–16 ед. В дальнейшем за счет проведения ГТМ и вывода скважин из бездействия была достигнута стабилизация добычи нефти на уровне 60–70 тыс. т/год при средних дебитах скважин около 14 т/сут. В результате на 1 января 2014 г. было разбурено 34% площади с проектной плотностью сетки 100 га/скв. Накопленная добыча нефти составила более 3,2 млн т, а КИН – всего около 7%. Характерным оказалось распределение фонда добывающих скважин по накопленной добыче нефти (*табл. 1*): из 72 действующих на месторождении скважин 14,9% из них обеспечили $\frac{3}{4}$ накопленной добычи, тогда как более 50% фонда скважин дали всего 4% накопленной добычи.

Аналогичная динамика показателей разработки (или ОПР) баженовских залежей отмечается и по другим месторождениями Западной Сибири. В целом добыча нефти из залежей БС в данное время не превышает 500–600 тыс. т в год.

Таким образом, традиционные подходы к разработке залежей СН с использованием вертикальных скважин (даже в случае применения ГРП) оказались малоэффективными как в технологическом, так и в экономическом отношении.

Началом современного этапа промышленной разработки месторождений СН, так называемой «сланцевой революции», принято считать 2002 г., когда в США началось бурение на эти залежи горизонтальных скважин с проведением многостадийного ГРП (МСГРП). В настоящее время в США и Канаде активно разрабатываются более 10 нефтегазоносных комплексов плотных пород. При этом порядка 30% добываемой в США нефти из плотных пород в 2014 г. приходится на нефтегазоносный комплекс *Bakken*. И если 5 лет назад добыча нефти на *Bakken* составляла 60 тыс. барр./сут., то в середине 2014 г. она возросла до 900 тыс. барр./сут.

Основной механизм извлечения нефти из сланцевых залежей горизонтальными сква-

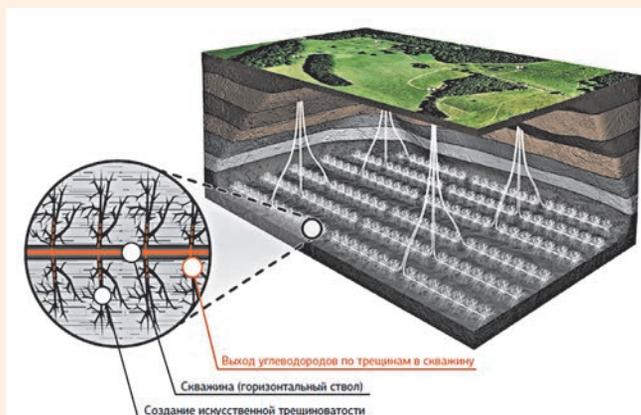


Рис. 2.

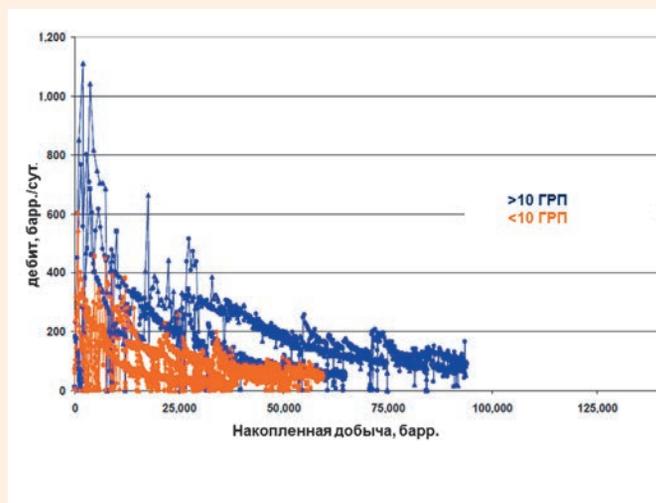
Схема добычи нефти с использованием горизонтальных скважин с многостадийным ГРП (<http://www.forexaw.com/>)

жинами с МСГРП заключается в увеличении площади контакта скважины с пластом, и, как следствие, дренировании значительных объемов пласта за счет соединения со скважиной трещинной системы сланцевых пород трещинами ГРП (*рис. 2*). Плотная, практически непроницаемая матрица сланцевой породы при этом частично дренируется за счет поступления нефти в систему микротрещин.

В настоящее время широко применяются многостадийные гидроразрывы пласта в открытом стволе скважины, что сокращает затраты на строительство таких скважин и ускоряет время работ. В свою очередь, это позволяет проводить значительное количество ГРП в скважине. Так, сегодня производят до 50 операций ГРП в одной горизонтальной скважине с длиной горизонтального ствола 1,5–

Рис. 3.

Типичная зависимость дебита нефти от накопленной добычи нефти для горизонтальной скважины с МСГРП для отложения *Bakken* [11]



2 км. Соответственно, увеличение числа ГРП в скважинах приводит к росту их дебитов. Особенностью процесса разработки залежей СН горизонтальными скважинами с МГРП являются высокие темпы падения дебитов скважин: в первые 12 месяцев их эксплуатации дебит снижается до уровня 50–60% от начального, а через 2 года – до 15–20%. Соответственно, дебиты скважин начинают резко уменьшаться уже после отбора 15–20% от возможных накопленных отборов нефти. На *рис. 3* в качестве примера приведены зависимости дебита скважин от накопленной добычи нефти, типичные для отложений *Bakken* [19]. Это связано с быстрым понижением пластового давления в зоне дренирования вокруг скважины в условиях невозможности его поддержания закачкой рабочего агента (воды).

В связи с быстрым падением дебитов важным фактором поддержания и роста добычи является объем бурения скважин и проведения МСГРП. При этом традиционный подход к детальному анализу свойств пластов и построению сложных геологических и гидродинамических моделей ранее практически не применялся. Использовался подход «коврового» бурения скважин с возможным поиском «лакомых» зон в пласте с повышенной трещиноватостью породы на основе сейсмических и геофизических методов. В последнее время все чаще начинают применять моделирование пластов в рамках теории сред с двойной пористостью. Тем не менее, на первый план по-прежнему выходит правильный выбор траек-

тории скважин и эффективность бурения, а также оптимизация технологии ГРП под свойства коллектора и тип породы (с учетом содержания кварца, карбонатов и глины). Под оптимизацией при этом в первую очередь понимают число операций ГРП, используемые реагенты и добавки, тип, размер и концентрацию проппанта, точки установки пакеров и размещения оборудования ГРП в компоновке колонны. При этом для типичной нефтяной скважины может потребоваться до 15 000 м³ воды и более чем 1000 т проппанта, а также десятки тонн химических реагентов.

Таким образом, следует признать, что уже **существует технология для извлечения из сланцевых пластов «легкой» нефти**, а именно разработка пластов на истощение системами горизонтальных скважин с МСГРП. В то же время следует указать на необходимость проведения широкомасштабных испытаний этой технологии для баженовских и доманиковых пластов.

Известно, что для характеристики сланцевых УВ используют ряд показателей. Общее содержание органического углерода ($C_{орг}$) – указывает на содержание органики в нефтематеринской породе. Термическая зрелость – представляет собой показатель потенциальной генерации УВ. Тип керогена – способность производить тот или иной вид УВС: тип 1 – нефть, тип 2 – нефть и газ, а тип 3 – уголь и газ.

По этим показателям сланцевые УВ баженовских и доманиковых отложений содержат кероген 2 типа, по термической зрелости относятся к «нефтяному окну», и имеют

Таблица 2.
Сопоставление параметров баженовских и доманиковых отложений с известными отложениями сланцевой нефти и газа

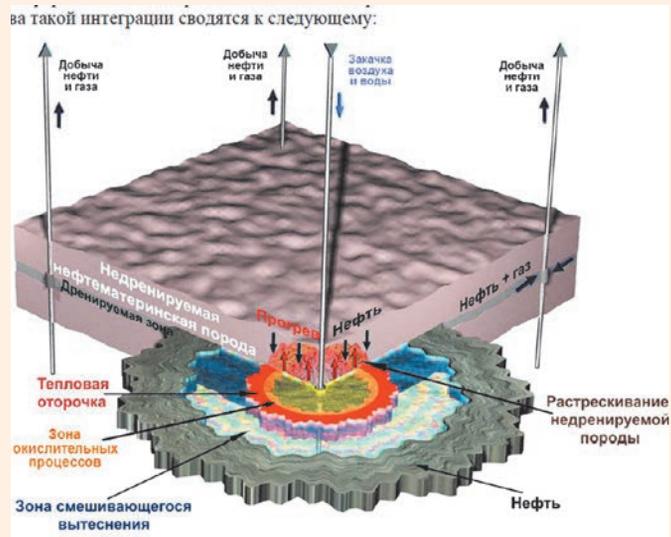
Отложения	Wolfcamp	Eagl Ford	Bakken	Marcellus	Haynesville	Бажен	Доманик
Глубина кровли, м	1760–2270	2120–4240	2575–3180	1210–2575	3180–4090	2685–2790	2790–3180
Эффективная толщина, м	120–260	45–90	3–45	15–60	60–90	20–60	100–200
$C_{орг}$, %	4–15	2–6	7–22	3–12	0,5–0,4	5,1 (9 – 15)*	3–24,5
Общая пористость, %	7–15	6–14	3–8	10	8–9	5–10	1–10
Содержание кварца, %	42	15	25	35	28	20–30	17–49
Содержание карбонатов, %	28	50	20	14	14	10	38–54
Содержание глин, %	24	18	40	31	39	н/д	5–9
* В центральной части бассейна							

Рис. 4.
Схема термогазового воздействия на пласты баженовской свиты [16]

высокие значения общего содержания органического углерода. Сопоставление параметров баженовских и доманиковых отложений с известными формациями сланцевой нефти и газа (табл. 2) указывает на определенное преимущество как баженовских, так и доманиковых отложений по отношению к некоторым из этих формаций с точки зрения добычи из них нефти.

Тем не менее, определенные отличия в строении и геолого-физических характеристиках этих пластов от известных сланцевых отложений (табл. 2) могут вызвать необходимость адаптировать технологию добычи нефти горизонтальными скважинами с МСГРП к условиям бажена и доманика. В настоящее время компания «Салым Петролеум Девелопмент» планирует проведение испытания этой технологии на Верхне-Салымском месторождении.

В ряду новых разрабатываемых технологий извлечения «легкой» нефти из сланцевых пород необходимо указать следующие: закачка CO₂ и углеводородных газов, растворение породы кислотами и щелочами с изменением смачиваемости породы, а также использование специальных рецептур ПАВ при проведении МСГРП. В частности, проблема использования CO₂ и углеводородных газов для вытеснения нефти из пластов сланцевой нефти рассматривалась в работе [20] применительно к формации *Bakken* бассейна *Williston*. Экспериментальные исследования по воздействию растворами HCl+KCl и NaOH+KCl на глины *Mancos* с целью увеличения нефтеотдачи представлены в работе [27]. Использование специальных рецептур ПАВ для повышения эффективности разработки залежей СН горизонтальными скважинами с МСГРП обсуждается авторами работы [21].

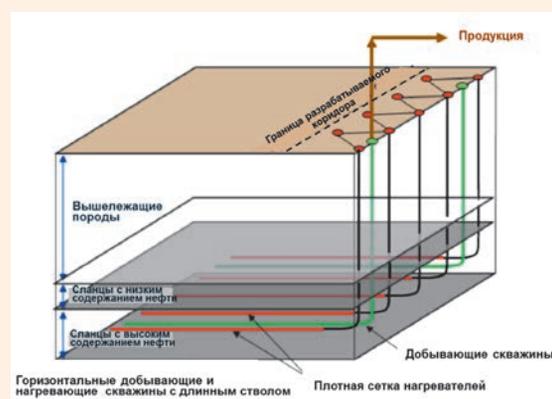
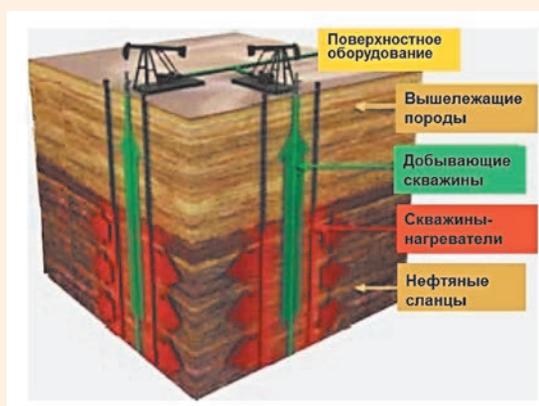


Основное предназначение ПАВ в этом случае – интенсификация процессов капиллярной пропитки на границе «микротрещины – матрица» и дополнительное извлечение нефти из плотной матрицы породы.

Что же касается другой составляющей запасов органического вещества в сланцевых породах – **керогена**, то к настоящему времени еще **не имеется апробированных технологий по добычи углеводородов из этого твердого органического вещества**.

Основные направления исследований в этой области связаны с термическим воздействием на керогеносодержащую матрицу пород с целью преобразования керогена в нефть. В числе испытываемых в настоящее время технологий по воздействию на залежи СН следует указать термогазовое воздействие [22, 23], представляющее собой разновидность хорошо известного метода *HPAI* – метода «закачки воздуха высокого давления». Метод

Рис. 5.
Схема внутрислоистой переработки керогена в нефть по технологии компании Shell [17, 18]



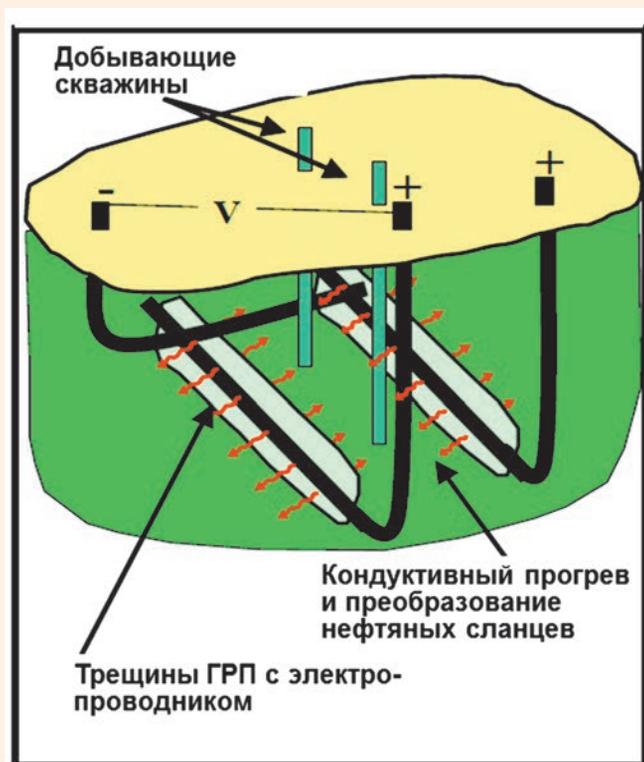


Рис. 6. Схема внутрипластовой переработки керогена в нефть по технологии компании Exxon Mobil – «электрофрак» [17]

и перемещение ее в пласте, смешивающееся вытеснение нефти образующимся газовым агентом (рис. 4).

Промысловые испытания термогазового воздействия на опытном участке Средне-Назымского месторождения были начаты компанией «РИТЭК» летом 2009 г. Первые результаты ОПР представлены в работе [23]. Закачка воздуха производилась в периодическом режиме и по состоянию на 1 января 2014 г. накопленная закачка воздуха составила 7 млн м³, а воды – 5,2 тыс. м³. Как отмечается авторами статьи, за счет воздействия дополнительно было добыто 20 тыс. т нефти, а анализ состава добывающих газов указывает на значительное увеличение в них доли азота (до 60%) и CO₂ (до 7%).

На наш взгляд, представленные результаты вызывают серьезные вопросы к эффективности термогазового воздействия на баженовские пласты. Быстрое появление продуктов горения (окисления) в добываемом газе указывает на их прорыв при очень незначительном охвате пласта воздействием. Одной из причин этого явления может быть повышенная трещиноватость пластов, которая еще более усиливается за счет разрушения керогеносодержащих матриц породы с образованием постоянно развивающихся трещин в направлении добывающих скважин.

В мире основные исследования по воздействию на кероген в сланцевых породах сейчас сосредоточены в области частичного внутрипластового ретортинга с дальнейшей переработкой в легкую нефть на поверхности, так называемые *in-situ* методы. Они позволяют вести экономически эффективную добычу нефти на относительно больших глубинах залегания пластов. В их числе следует указать способы внутрипластовой переработки керогена в нефть по технологиям компании Shell, ExxonMobil, Petro Probe/Earth Search Sciences и Schlumberger/Raytheon-CF [24, 25].

В технологии компании Shell предполагается бурение добывающих и «прогревающих пласт» скважин (рис. 5). Разогрев пласта осуществляется электронагревателями, разме-

НРАИ применялся в качестве МУН на нескольких месторождениях с терригенными коллекторами в США в 1990-х гг. Основной механизм воздействия на пласты – низкотемпературное окисление нефти и вытеснение нефти продуктами окисления (горения).

В случае с нефтекерогеносодержащими породами предполагается, что при их нагреве до 250–350 °С из микротрещиноватой породы извлекается нефть, объем которой сопоставим и даже может превышать количество легкой нефти, получаемое из макротрещиноватых пород. Считается, что при термогазовом воздействии в породах БС могут возникать следующие процессы: окисление керогена, создание в дренируемой зоне тепловой оторочки

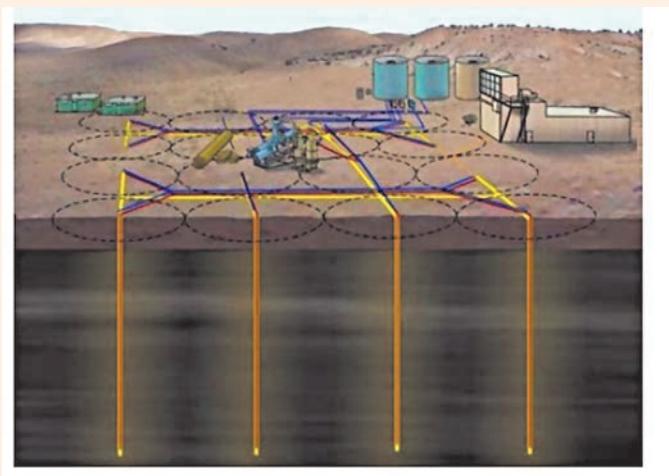


Рис. 7. Схема внутрипластовой переработки керогена в нефть по технологии компании Petro Probe/Earth Search Sciences [17]

ценными в «прогревающих» вертикальных (рис. 5а) или горизонтальных (рис. 5б) скважинах. В настоящее время осуществляется подготовка к ОНР данной технологии в Иордании компанией *JOSCO* на одном из месторождений СН по схеме, представленной на рис. 5б [25].

Технологией компании *ExxonMobil* предусматривается бурение добывающих вертикальных скважин и «прогревающих» скважин с МСГРП. Трещины ГРП заполняются электропроводящим материалом для объемного разогрева пласта электротоком (рис. 6) и преобразования керогена в межскважинном пространстве.

Основная идея технологии *Petro Probe/Earth Search Sciences* заключается в закачке в скважину с поверхности суперперегретого воздуха с контролируемым содержанием кислорода. При взаимодействии воздуха с керогеном образуются газообразные продукты, которые добываются в газообразном состоянии из скважины (рис. 7).

В технологии *Schlumberger/Raytheon-CF* предполагается использовать радиочастотное воздействие для нагрева сланцев до темпера-

туры пиролиза и закачку CO_2 в сверхкритическом состоянии для вытеснения жидкости и газов к добывающим скважинам (рис. 8).

Следует отметить, что все указанные технологии, за исключением технологии компании *Shell*, находятся еще в стадии разработки.

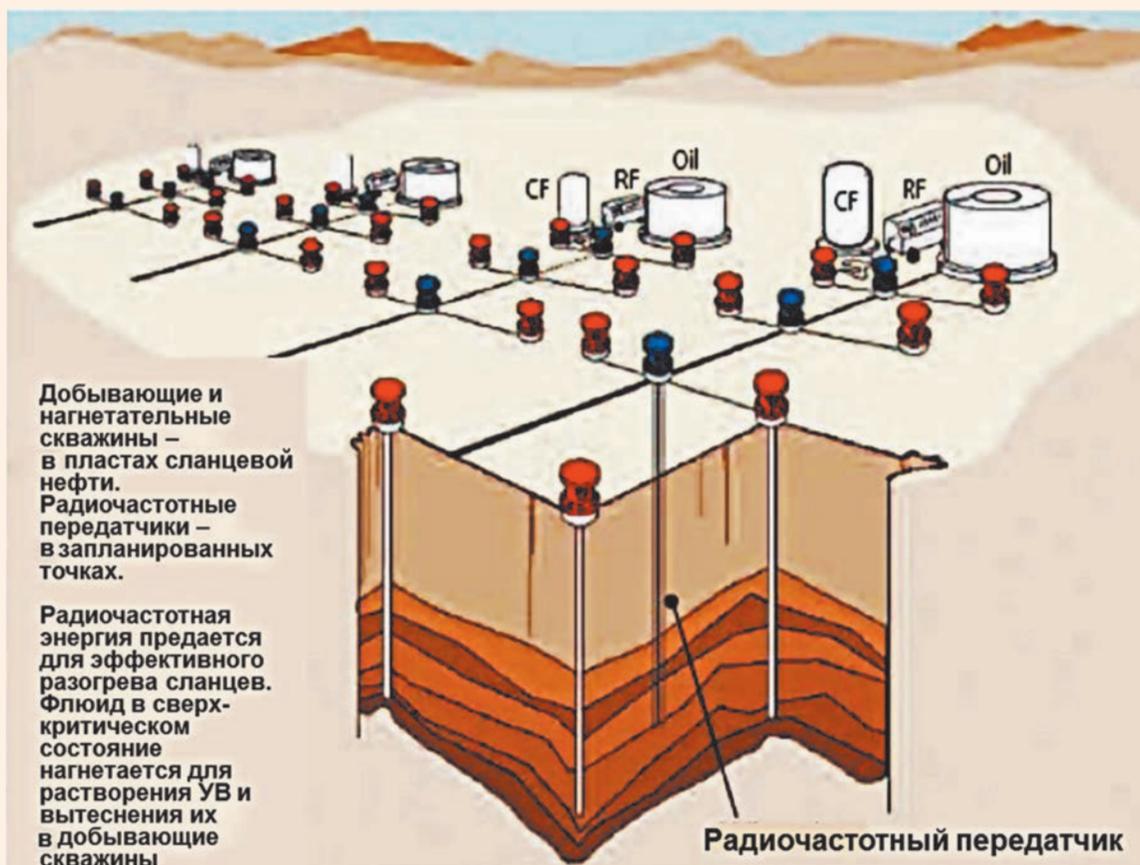
Экономические предпосылки к разработке залежей сланцевой нефти

Добыча СН связана с высокими геологическими рисками и требует принципиально новых технологических решений и значительных финансовых вложений. По оценке аналитической компании *Sanford C. Bernstein*, вовлечение труднодоступных ресурсов увеличило предельные издержки добычи компаний более чем на 13%, с \$92,3 за баррель в 2011 г. до \$104 в 2012 г., а за последнее десятилетие на 250%, что ограничивает рентабельность добычи. Норма чистой прибыли в нефтяном секторе находится на самом низком уровне за последнее десятилетие, подчеркивают аналитики *Sanford C. Bernstein*.

Опыт разработки месторождений СН в США показывает, что себестоимость СН во многом определяется сложностью ее добычи,

Рис. 8.

Схема внутрислоевого переработки керогена в нефть по технологии компании *Schlumberger/Raytheon-CF* [17]



которая, в свою очередь, зависит от расположения участка с отложениями СН, стадии разработки месторождения, расстоянием до нефтеперерабатывающих заводов, которые расположены в основном на побережье США, а также наличия средств транспортировки. К примеру, там, где на месторождениях есть вся инфраструктура и выкуплены права на землю, себестоимость СН зачастую оказывается ниже \$40 за баррель. В Техасе дополнительные издержки на транспортировку нефти трубопроводом на 150 км до НПЗ составляют несколько долларов за баррель, тогда как в Северной Дакоте, Колорадо или Вайоминге, где трубопроводных мощностей не хватает, нередко приходится платить \$10–15 за баррель нефти за перевозку ее в железнодорожных цистернах на расстояние более 1500 км. По оценке оператора трубопроводов и нефтехранилищ *Enterprise Products Partners*, средняя скважина на многих сланцевых участках нерентабельна при цене \$60 за баррель, но некоторые высокодебитные скважины в Техасе могут эксплуатироваться и при цене в \$30 за баррель.

С другой стороны, по оценке Международного энергетического агентства только 4% такой добычи в США нерентабельно при цене ниже \$80, а большая часть добычи на сланцевом месторождении *Bakken* в Северной Дакоте, крупнейшем в США, рентабельна при цене \$42 и ниже. «Себестоимость в округе Маккензи, наиболее производительном округе штата, – лишь \$28 за баррель», – говорится в отчете агентства.

Следует отметить, что падение нефтяных цен во второй половине 2014 г. неизбежно скажется на количестве осуществляемых проектов по разработке месторождений сланцевых УВ и на объемах добычи СН. Тем не менее, несмотря на первые банкротства среди компаний, занимающихся добычей СН и низкие цены на рынке, большинство из них еще продолжают поддерживать уровни добычи СН и даже пытаются их увеличить. Это вызвано несколькими причинами, в том числе, в первую очередь, структурой отрасли добычи газа и нефти плотных пород. Как указывают авторы работы [26], структура этой отрасли сильно фрагментирована, причем ключевую

роль играют не транснациональные, а независимые от *majors* компании, включая большое количество малых и средних региональных компаний. По подсчетам ряда аналитиков, СН сегодня в мире добывают 250 средних компаний и несколько тысяч мелких компаний. Это связано с тем, что на начальной стадии «сланцевой революции» *majors* выбирали более привлекательные альтернативные инвестиционные проекты по традиционному газу. Кроме того, этот бизнес больше напоминает конвейер, где на первое место выходит производственная эффективность и скорость принятия решений. Для добычи СН этими компаниями были взяты значительные по объему кредиты, и остановка добычи приведет к полному краху компаний. Указанная выше структура отрасли добычи нефти из сланцевых пород в еще большей степени осложняет преодоление ею кризиса.

Разразившийся в 2014 г. мировой «кризис» в нефтяной отрасли, безусловно, может вызвать падение интереса к добыче «сланцевой» нефти. Тем не менее, сложившаяся в настоящее время структура запасов и ресурсов нефти в Российской Федерации, ряде других стран, да и в целом в мире указывает на необходимость уже в ближайшем будущем активного вовлечения в разработку запасов СН. При этом, «нефтяной кризис» 2014 г. может стимулировать создание новых технологий добычи СН.

Дальнейшие направления исследований

Таким образом, ключевой фактор «сланцевой революции» – это не только создание, но и постоянное развитие технологии. Отработка технологий геологического изучения нефтяных сланцев и добычи из них нефти и эффект масштаба работ приводят к снижению затрат и повышению конкурентоспособности добычи УВ из сланцевых пород.

Именно на решение этих задач направлено создание полигона «Баженовский», где будет проходить ускоренная отработка отечественных технологий добычи трудноизвлекаемых углеводородов. Соответствующее соглашение подписали глава Минприроды России Сергей Донской и губернатор Ханты-Мансийского автономного округа – Югры Наталья Комарова.



Литература

1. Проблемы и перспективы освоения баженовской свиты/ В.П. Сонич и др.// Нефтяное хозяйство. 2001. № 9. С. 63–68.

2. Кузьмин Ю.А., Судат Н.В. Особенности геологического строения, оценки и учета в госбалансе запасов углеводородов в отложениях Баженовской свиты месторождений Ханты-Мансийского автономного округа-Югры//Вестник недропользователя Ханты-Мансийского округа. 2011. № 24.
3. Трофимук А.А., Карогодин Ю.Н. Баженовская свита – уникальный природный резервуар нефти//Геология нефти и газа. 1981. № 4. С. 29–33.
4. Халимов Э.М., Мелик-Пашаев В.С. О поисках промышленных скоплений нефти в баженовской свите//Геология нефти и газа. 1980, № 6. С. 1–9.
5. Доманиковые отложения Тимано-Печорского и Волго-Уральского бассейнов/Т.А. Кирюхина и др.//Геология нефти и газа. 2013. № 3. С. 76–87.
6. Kurtoglu B., Torcuk V., Kazemi H. Pressure Transient Analysis of Short and Long Duration Well Tests in Unconventional Reservoirs//SPE162473. The paper was presented at the SPE Canadian Unconventional Resources Conference held in Calgary, Alberta, Canada. 30 October – 1 November 2012.
7. Sandeep Ramakrishna and etc. Formation Evaluation in the Bakken Complex Using Laboratory Core Data and Advanced Logging Technologies//SPWLA 51st Annual Logging Symposium held Perth, Australia, June 19–23, 2010.
8. E. Perez and etc. Integrated Methodology for Laboratory Evaluation of Shale Plays Cores//SPE-169301. The paper was presented at the SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference held in Maracaibo, Venezuela. 21–23 May 2014.
9. Ali Tinniand etc. Shale Permeability Measurement on Plug and Crushed Samples//SPE-162235. The paper was presented at the SPE Canadian Unconventional Resources Conference held in Calgary, Alberta, Canada. 30 October – 1 November 2012.
10. Новые данные о нефтегазоносности баженовской свиты южных районов Тюменской области/О.В. Бакуеви др.//Нефтяное хозяйство. 2002. № 6. С. 8–10.
11. Топычканова Е.Б. и Ермакова С.А. Использование анализа динамических параметров для выявления зон продуктивных баженинов на Ульяновском месторождении//Нефтяное хозяйство. 2002. № 8. С. 61–62.
12. M. Prasad and etc. Acoustic Signatures, Impedance Microstructure, Textural Scales, and Anisotropy of Kerogen-Rich Shale//SPE-124840. The paper was presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition held in New Orleans, Louisiana, USA. 4–7 October 2009.
13. A. Koesoemadinata and etc. Seismic reservoir characterization in Marcellus shale//SEG San Antonio 2011 Annual Meeting ARMA 11-532.
14. Tutuncu A.N. The Role of Mechanical and Acoustic Anisotropies on Reservoir Characterization and Field Development in North American Fractured Unconventional Shale Reservoirs//The paper was prepared for presentation at the 46th US Rock Mechanics / Geomechanics Symposium held in Chicago, IL, USA, 24–27 June 2012.
15. Tutuncu A.N. and Mese A.I. Relationship between Permeability, Acoustic, Mechanical and Strength Anisotropies in Unconventional Reservoirs and Seal Shales//The paper was prepared for presentation at the 45th US Rock Mechanics / Geomechanics Symposium held in San Francisco, CA, June 26–29, 2011.
16. M. Torcuk and etc. Theory and Application of Pressure and Rate Transient Analysis in Unconventional Reservoirs//SPE-166147. The paper was presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition held in New Orleans, Louisiana, USA. 30 September – 2 October 2013.
17. Цветков Л.Д., Цветкова Н.Л. Сланцевая нефть России//Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих районов России до 2030 г.
18. Dyni, J.R. Geology and Resources of Some World Oil-Shale Deposits//Scientific Investigations Report 2005–5294. U.S. Geological Survey: 2006.
19. Rankin R. and etc. Improved Production and Profitability Achieved with Superior Completions in Horizontal Wells//SPE134595. The paper was presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition held in Florence, Italy. 19–22 September 2010.
20. Kegang Ling and etc. A Review of Enhanced Oil Recovery Methods Applied in Williston Basin//SPE-2014-1891560. The paper was presented at the Unconventional Technology Conference held in Denver, Colorado, USA. 25–27 August 2014.
21. Shuler P. and etc. Chemical Process for Improved Oil Recovery from Baken Shale//SPE147531. The paper was presented at the SPE Canadian Unconventional Resources Conference held in Calgary, Alberta, Canada. 15–17 November 2011.
22. Термогазовый метод увеличения нефтеотдачи. Повышение нефтеотдачи пластов/А.А. Боксерман и др. //Интервал. 2008. № 7. С. 26–33.
23. Результаты промысловых испытаний и перспективы развития термогазового способа разработки залежей баженовской свиты в ОАО «РИТЭК»/Кокарев В.И. и др.//SPE171172-RU. Доклад был представлен на Российской конференции и выставке SPE по разведки и добычи в Москве, Россия. 14–16 октября 2014 .
24. Crawford P. and etc. Advances in World Oil Shale Production Technology//SPE116570. The paper was presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition held in Denver, Colorado. 21–24 September 2008.
25. Meijssen T., Emmen J., Fowler T. In-situ Oil Shale Development in Jordan through ICP Technology//SPE172135. The paper was presented at the Abu Dhabi International Petroleum Exhibition and Conference held in Abu Dhabi, UAE. 10–13 November 2014.
26. Нетрадиционная нефть: станет ли бажен вторым баккеном? / Г.В. Выгон и др. //Обзор Энергетического центра Московской школы управления Сколково. 2013.
27. Morsy S., Gomma A., Sheng J. Improvement of Mancos Shale Oil Recovery by Wettability Alteration and Mineral Dissolution//SPE169033. The paper was presented at the SPE Improved Oil Recovery Symposium held in Tulsa, Oklahoma. 12–16 April 2014.