

УДК 622.276.66:552.578.3:551.734.5/.735.1(73+71)

Прищепа О.М., Аверьянова О.Ю.

Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский нефтяной научно-исследовательский геологоразведочный институт» (ФГУП «ВНИГРИ»), Санкт-Петербург, Россия, omr@vnigri.ru, averyanova@ngtp.ru

Высоцкий В.И.

ОАО «ВНИИЗарубежгеология», Москва, Россия, Vlad.Vysotsky@vzg.ru

Морариу Д.

Эксперт по нефти и газу, Женева, Швейцария, morariu45@gmail.com

ФОРМАЦИЯ БАККЕН: ГЕОЛОГИЯ, НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ И ИСТОРИЯ РАЗРАБОТКИ

Описана нетрадиционная нефтегазосланцевая формация Баккен, расположенная в крупнейшем нефтегазоносном бассейне Уиллистон в Северной Америке. Представлены геологическая, геохимическая характеристики формации и нефтегазоносной системы Баккен-Лоджпол. Рассмотрена шестидесятилетняя история разработки формации Баккен. Благодаря внедрению в последнее десятилетие новых технологий горизонтального бурения с многостадийными гидроразрывами пласта добыча в низкопроницаемых низкопоровых коллекторах Баккена значительно возросла.

***Ключевые слова:** низкопроницаемый низкопоровый коллектор, нефтегазоносность, горизонтальное бурение, нефтегазоносная система, сланцы, формация Баккен.*

Основные геологические характеристики формации Баккен

В последнее время во многих добывающих странах используют опыт США по извлечению нефти и газа из сланцевых толщ, из низкопроницаемых низкопоровых коллекторов, так как США долгие годы успешно разрабатывают и осуществляют горизонтальное бурение и многостадийный гидроразрыв пласта, ежегодно увеличивая добычу УВ (рис. 1, 2).

В США к 2013 г. выявлено более 20 полей развития сланцевых формаций (shale formation), в различной степени перспективных для открытия в них углеводородов. Извлекаемая нефть сланцевых формаций США (48 штатов) оценивается геологической службой страны в 7,82 млрд. т, в том числе на долю основных разрабатываемых формаций приходится 4,6 млрд. т. Добыча нефти из плотных пород резко возросла в 2010 г. и связана главным образом с активной разработкой формации Баккен (Bakken Formation). В 2012 г. она составила 94,3 млн. т (около 30% всех добываемых в стране жидких углеводородов).

Согласно последнему прогнозу, подготовленному Управлением энергетической информации Министерства энергетики США в марте 2013 г., добыча нефти из сланцевых формаций вырастет к 2020 г. до 260 млн. т, а к 2030 г. – до 380 млн. т, что будет составлять соответственно 59% и 72% от добычи нефти страны.

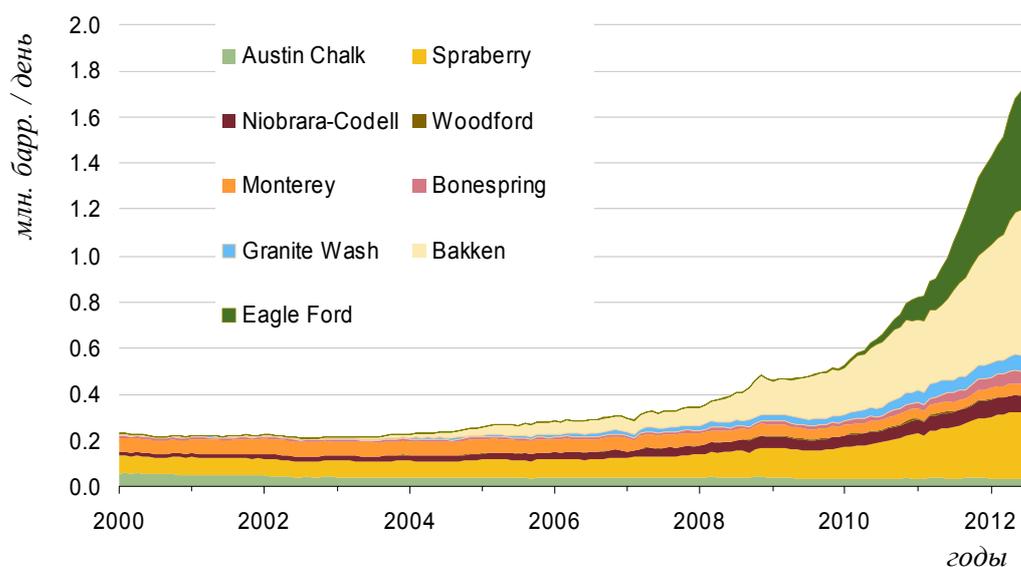


Рис. 1. Добыча нефти в США из плотных коллекторов некоторых формаций [EIA, 2013]

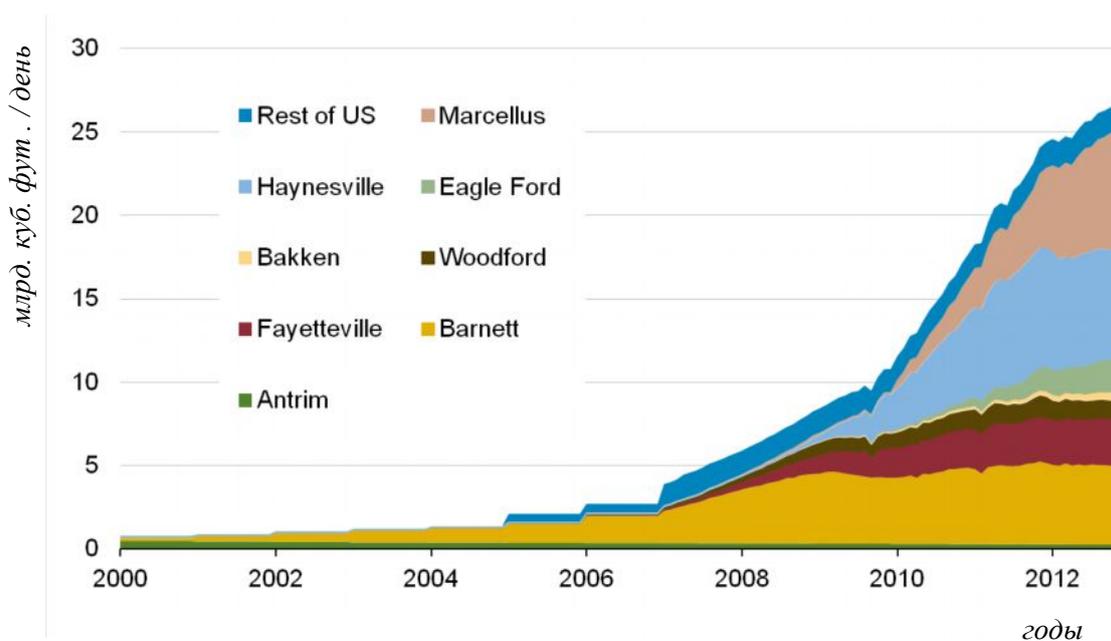


Рис. 2. Добыча газа в США из плотных коллекторов некоторых формаций [EIA, 2013]

Более 38% (36 млн. т) добытой в 2012 г. в США нефти из плотных пород приходится на долю формации Баккен. Последняя является частью бассейна Уиллистон (Williston), занимает около 520 тыс. кв. км территории США (штаты Монтана, Северная Дакота) и Канады (провинции Саскетчеван и Манитоба).

В нефтегазоносную систему Баккен-Лоджпол (Bakken-Lodgerole TSP) включены несколько стратиграфических подразделений – формация Баккен, выше залегающая толща

Лоджпол, ниже залегающие Саниш песчаники (Sanish sand) и отложения формации Три Форкс (Three Forks)¹ (рис. 3).

Формация Баккен (Bakken Formation) состоит из трех литостратиграфических единиц [DMR, 2007]:

1. Нижняя сланцевая часть (Lower shale member / Lower Bakken) – это материнская порода, богатые органическим веществом темно-серые до черных сланцы, являются частью нетрадиционного резервуара формации Баккен, из которого ведется добыча УВ. Пористость около 3,6%, проницаемость до 0,001 мД. Максимальная мощность - около 15 м.

2. Средняя песчаная часть (Middle sandstone member / Middle Bakken) – толща состоит из переслаивающихся песчаников, доломитизированных песчаников, доломитов, алевролитов, сланцев, постоянно изменяющая мощность, литологию, пористость и проницаемость (около 5% и 0,04-1мД) и др. петрофизические характеристики. Содержание орг. С - до 7%. В свою очередь Средняя часть большинством исследователей подразделяется на 5 крупных литофаций, хотя в литературе часто встречаются и более дробные деления. Максимальная мощность - около 40 м.

3. Верхняя сланцевая часть (Upper shale member / Upper Bakken) – литология близка к Нижней сланцевой части. Пористость около 3,6%, проницаемость до 0,001 мД. Максимальная мощность - около 26 м.

Исследователи пользуются термином сланцевая формация Баккен (Bakken shale Formation) для описания нижней и верхней сланцевой части формации Баккен.

Возраст формации Баккен – верхний девон – нижний миссиссипий (возрастной аналог европейского карбона).

На карте распространения литостратиграфических единиц формации Баккен видно, что их площадь увеличивается вверх по разрезу (рис. 4). Формация в разрезе имеет вытянутую корытообразную форму, истончающуюся к краям (рис. 5).

Эта сложно построенная формация снизу через маломощные песчаники Саниш и сверху достаточно герметично перекрыта плотными низкопроницаемыми известняковыми образованиями – снизу Три Форкс отложениями верхнедевонского возраста, сверху известняками Лоджпол нижнего миссиссипия (рис. 6).

¹ Принятая геологической службой США в 1995 г. нефтегазоносная система Баккен-Лоджпол в Северной Дакоте была выделена для подсчета перспектив нефтегазоносности региона для управления рисками, связанными с этими оценками.

SYSTEM	GROUP	GENERAL LITHOLOGY	FORMATION	USGS TOTAL PETROLEUM SYSTEMS (TPS)	
TERTIARY			FT. UNION	Coalbed Gas TPS	
CRETACEOUS	MONTANA		BELL CREEK	Shallow Biogenic Gas TPS	Cedar Creek Paleozoic Composite TPS
			FOX HILLS		
			BEARPAW		
			JUDITH RIVER		
			CLAGETT		
	COLORADO		EAGLE	Madison TPS	
			TELEGRAPH CREEK		
			NIOBRARA		
			UPPER COLORADO		
			GREENHORN		
IVAN KARA		GRANEROS	Madison TPS		
		NEWCASTLE			
		SKULL CREEK			
JURASSIC	ELLIS		FALL RIVER-DAKOTA	Madison TPS	
			FUSION		
			LAKOTA		
			MORRISON		
TRIASSIC			SWIFT RIVER	Madison TPS	
			PIPER		
PERMIAN			NESSON	Tyler TPS	
			SPEARFISH		
PENNSYLVANIAN	AMSDEN		MINNEKAHIA	Tyler TPS	
			DEPECHE		
			DEVILS POCKET		
MISSISSIPPIAN	MADISON		ALASKA BENCH	Madison TPS	
			TYLER		
			CHARLES		
			MISSION CANYON		
DEVONIAN	ELK POINT		LOGDEPOLE	Bakken-Logdepole TPS	
			BAKKEN		
SILURIAN	WINNIEPEG		THREE FORKS	Duperow TPS	
			BIRDBEAR (NISKU)		
			DUPEROW		
			SOURIS RIVER		
			DAWSON BAY		
			PRAIRIE EVAPORITE		
			WINNIPEGOSIS		
ORDOVICIAN	WINNIEPEG		ASHERN	Winnipegosis TPS	
			INTERLAKE		
			STONEWALL		
CAMBRIAN	WINNIEPEG		STONY MOUNTAIN	Red River TPS	
			RED RIVER		
			ROUGHLOCK		
			ICE BOX		
PRE-CAMBRIAN	WINNIEPEG		BLACK ISLAND	Winnipeg-Deadwood TPS	
			DEADWOOD		
			PRE-BELTIAN CRYSTALLINE		

Рис. 3. Схематическая стратиграфическая колонка осадочного бассейна Уиллистон (в штатах Монтана и Северная Дакота) с указанием общих нефтегазоносных систем (TPS)
 В части общей нефтегазоносной системы Баккен-Лоджпол литология пород не указана, обозначено несогласное залегание формации Баккен, песчаников Саниш и отложений Три Форкс [DMR, 1995].

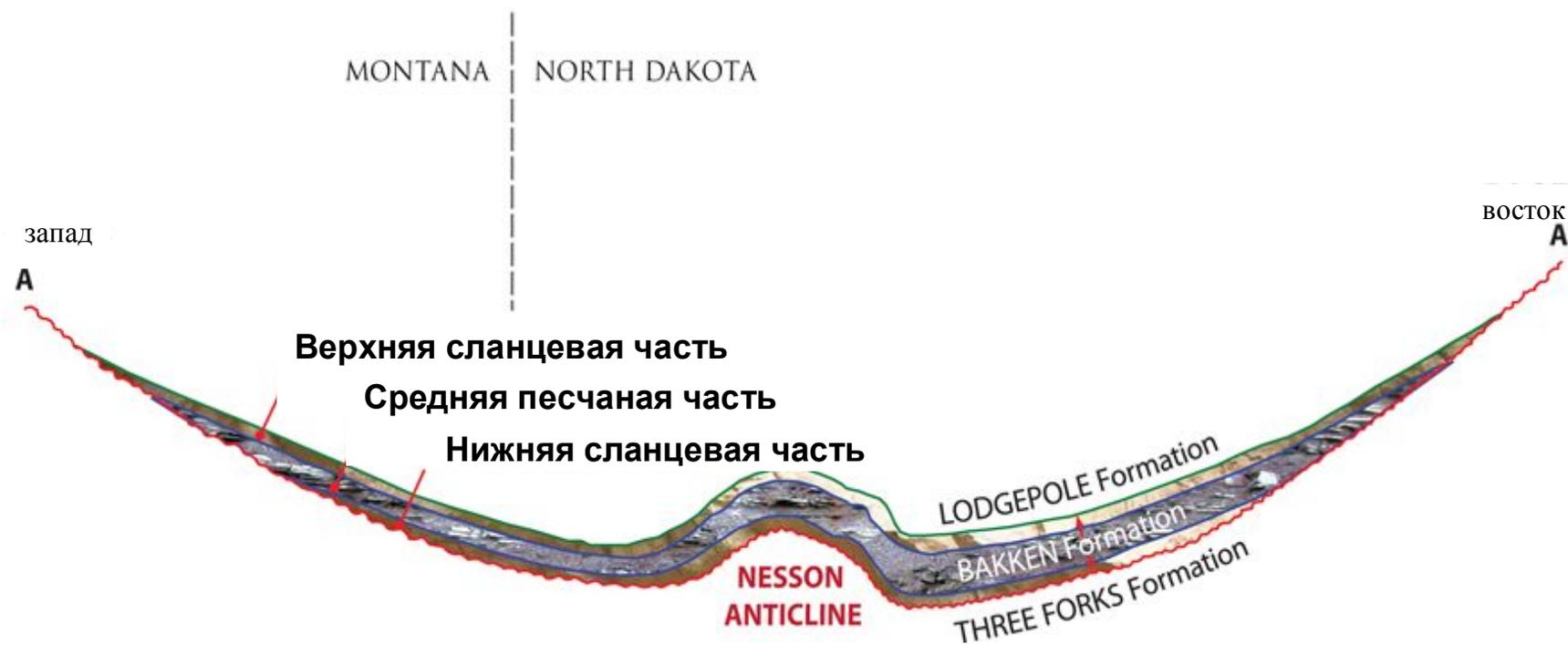


Рис. 5. Схематический разрез центральной части формации Баккен [UND EERC, 2013]



Рис. 6. Схематический стратиграфический разрез формации Баккен с указанием характера развития трещин в непрерывном коллекторе [Pollastro et al., 2011]

Кровля и подошва формации Баккен - Нижняя и Верхняя сланцевые части - хорошо прослеживаются по сейсмическим данным и четко обособляются по гамма-каротажу (рис. 7).

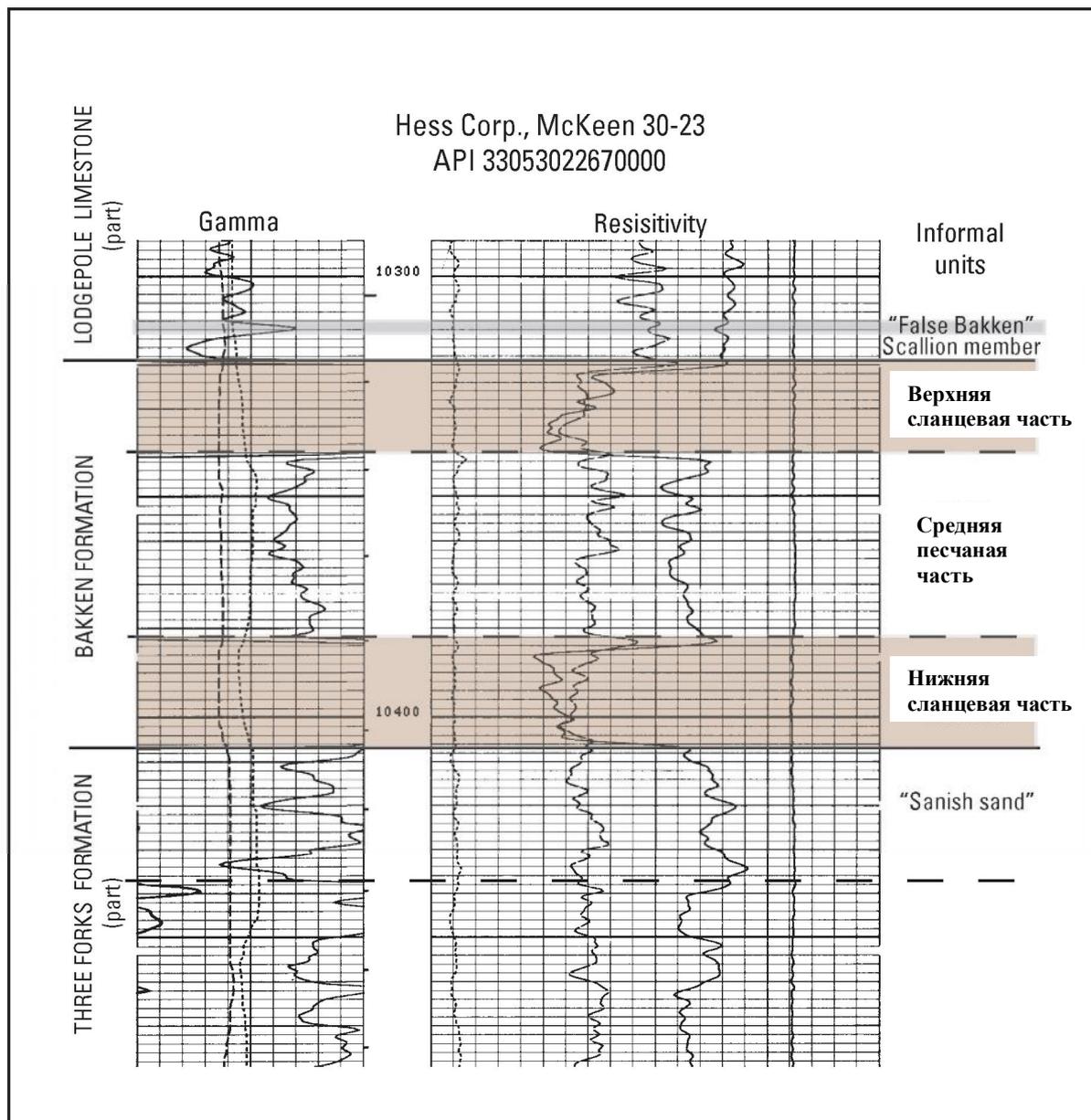


Рис. 7. Типичный каротаж для нефтегазовой системы Баккен-Лоджпол
Месторождение Антиллона (*Antelope field*) [Pollastro et al., 2011]

Основными резервуарами УВ (Tight Oil Play) являются алевролиты и доломиты Средней части формации Баккен и нижележащей формации Три Форкс со средней пористостью 5-8%, проницаемостью менее 0,05 мД, АВПД: Кан=1,35-1,58 (0,6-0,8 psi/ft), глубина составляет - 2400-3400 м. Нетрадиционными коллекторами в самой формации Баккен выступают Верхняя и Нижняя сланцевые части (термальнозрелые нефтематеринские породы) и комбинированный (традиционно-нетрадиционный) коллектор Средней песчаной части.

Согласно данным Sonnenberg (2011) породы формации Баккен имеют пористость от 0,5 до 7%. Clarc в 2011 г. оценил диагенетические изменения пористости и проницаемости Средней части Баккена, которые включают механическое уплотнение, наличие глинистых минералов, осаждение на ранней стадии кальцита и на поздней железистого доломита и аутигенного калиевого полевого шпата, что привело к сокращению оценки пористости в пределах от 16 до 1% (в среднем 5%), а проницаемости в пределах от 20 до 0 мД (в среднем 0,04мД).

Верхняя и Нижняя сланцевые части, по-видимому, накапливались в шельфовых, глубоководных, бескислородных условиях, с ограниченной циркуляцией воды. Органическое вещество в этих черных сланцах было получено, в основном, из планктонных водорослей. Обе сланцевые части богаты морским органическим веществом (до 35% по весу, в среднем 11,33%) и содержат аморфный сапропелевый кероген.

Согласно Rock-Eval T_{max} и R_o (расчетный показатель отражения витринита) Верхняя и Нижняя части формации Баккен считаются зрелой в американской части бассейна Уиллистон и незрелой/зрелой в канадской части, являются материнскими породами и непрерывными нетрадиционными коллекторами. Этот самодостаточный коллектор в истории захоронения находился и в настоящее время находится в пределах термального нефтегенерационного «окна».

Osadetz и Snowdon (1995) уточняют, что в канадской части бассейна Уиллистон для нижней части формации Баккен среднее содержание ТОС (общее содержание органического вещества) достигает 12%, а средний ТРР (общий потенциал нефтегазоносности) составляет 61,4 кг/т; для Верхней части формации Баккен ТОС варьирует от 17 до 63 %, а ТРР достигает 93,72 кг/т; для вышележащих пород Лоджпола ТОС не превышает 5%. Во всех случаях по водородному индексу предполагается преимущественно морское органическое вещество II типа.

Те же авторы считают, что термическая зрелость материнских пород в бассейне Уиллистон сильно зависит от повышенных тепловых потоков, в частности, вдоль антиклинали Нессон (Nesson) в Северной Дакоте, которая является основной структурой в центре данного бассейна (длина 176 км). Повышенная зрелость материнских пород наблюдается на гораздо меньшей глубине, чем ожидалось, - 2300 м.

Webster определил две зоны активной нефтегазогенерации, разнесенные латерально: одну на глубине 2740 м и другую - 3048 м, и связанных с этим термически зрелыми

породами при R_o примерно 0,53 и 0,56, когда появилась микронефть, но не начала мигрировать и еще не достигла максимума генерации [Webster, 1984].

Характеристика органического вещества формации Баккен показывает, что оно состоит, в основном, из керогена II типа (с небольшими зонами I типа), способного генерировать углеводороды на начальном уровне термической зрелости.

Нефть формации Баккен характеризуется соотношением пристана к фитану чуть больше 1 (по Кеннону-Кессоу используется для оценки окислительно-восстановительных условий в бассейне седиментации и степени катагенической зрелости), что, вероятно, свидетельствует о слабых восстановительных условиях раннего диагенеза нефтематеринских отложений, и что исходное органическое вещество в этих нефтях можно отнести к сапропелевому с небольшой долей гумусово-сапропелевого. Нефти, сгенерированные этим органическим веществом, относятся к категории легких (0,816-0,821 г/см³), малосернистых (0,13-0,16%).

Реконструкция истории захоронения показывает, что формация Баккен быстро погружалась в миссиссипианское время, затем произошло замедление. Как это видно из рис. 8, на начальной фазе погружения (370 млн. лет назад) для начала генерации нефти еще было не достаточно глубины. Во время интенсивной фазы погружения, которая началась около 100 млн. лет назад, была достигнута необходимая для нефтегенерации глубина и температура. Ранняя генерация нефти в формации началась только в верхнем мелу, самая поздняя – в нижнем палеоцене. Время пика нефтегазогенерации для сланцевой части формации Баккен оценивают примерно в 50 млн. лет назад (эоцен) во время максимального погружения формации [Pollastro et al., 2011].

Характеристика нефтегазоносной системы Баккен-Лоджпол, отражающая формирование её основных элементов в геологическом времени, представлена на рис. 9.

Трещинообразование в формации Баккен безусловно связано с тектонической активностью и региональным полем напряжений, которое создало трещины в основном северо-восток и юго-западной ориентации. Генерация углеводородов в сланцевых частях Бакена способствовала созданию горизонтальных трещин в пределах формации. При этом увеличивалась концентрация и плотность УВ, при одновременном их вертикально-горизонтальном распространении. Горизонтальные трещины содержат большую часть нефти и в Средней части формации Баккен.

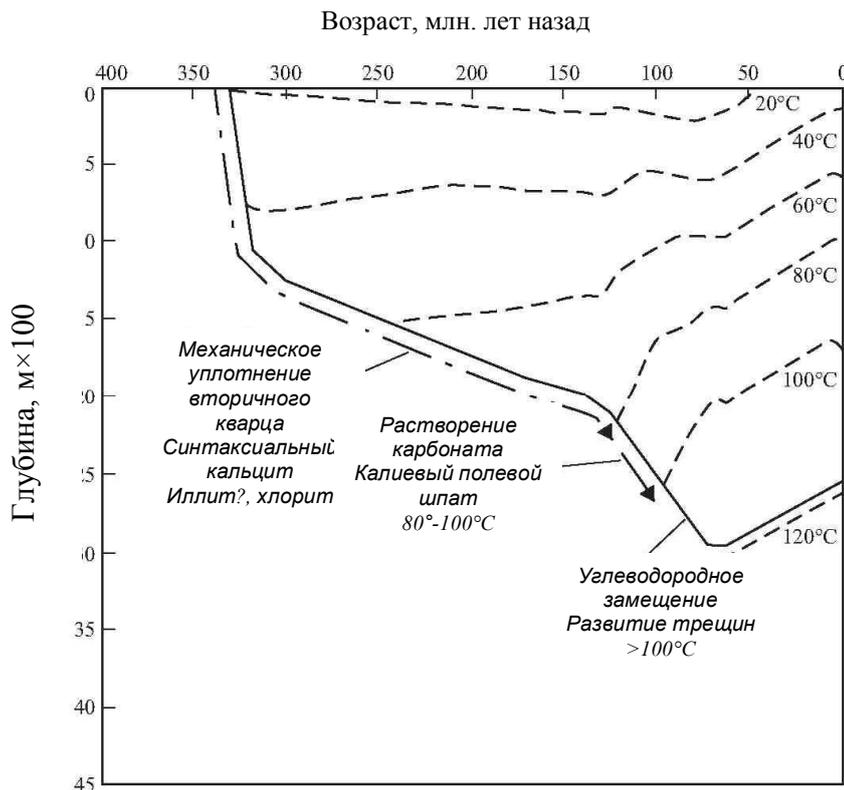


Рис. 8. Реконструкция захоронения и кривые термической истории формации Баккен, показывающие примерное время основных диагенетических событий в глубокопогруженной части бассейна Уиллистон

Текстурные особенности, наблюдаемые петрографически, и возраст генерации углеводородов ограничивают время диагенеза. Палеоизотермы изменены по Sweeney и др. (1992), температуры диагенетических событий взяты из Surdam и др. (1989) [Pitman et al., 2001]

542		488		444		416		359		318		299		251		200		145		65		0		GEOLOGIC TIME SCALE (Ma)	PETROLEUM SYSTEM EVENTS								
PALEOZOIC												MESOZOIC						CEN															
CAM			ORD			SIL			DEV			MIS			PEN			PER			TR					JUR			CRET			TERT	
																								SOURCE ROCK									
																								RESERVOIR ROCK									
																								SEAL ROCK									
																								OVERBURDEN ROCK									
																								TRAP FORMATION									
																								GENERATION-MIGRATION-ACCUMULATION									
																								GENERATION-MIGRATION-ACCUMULATION									
																								GENERATION-MIGRATION-ACCUMULATION									
																								COMMENTS									
																								GEOLOGIC TIME SCALE (Ma)									

PE, Precambrian; CAM, Cambrian; ORD, Ordovician; SIL, Silurian; DEV, Devonian; MIS, Mississippian; PEN, Pennsylvanian; PER, Permian; TR, Triassic; JUR, Jurassic; CRET, Cretaceous; TERT, Tertiary; CEN, Cenozoic; E., Early; M., Middle; L., Late; P, Paleocene; EO, Eocene; OI, Oligocene; MI, Miocene; PL, Paleocene; Ma, million years.

Рис. 9. Характеристика нефтегазовой системы Баккен-Лоджпол [Pollastro et al., 2011]

Увеличенные пористость и проницаемость являются следствием доломитизации известняков и растворения карбонатных минералов под действием органических кислот, образовавшихся во время образования углеводородов. Средняя часть формации Баккен считается лучшим коллектором, потому что породы содержат высокий процент доломита и самый низкий процент глины и карбоната [Clarc, 2011].

Породы формации Баккен находятся под избыточным давлением и при отсутствии путей миграции, углеводороды не поднимаются вверх, оставаясь на месте генерации. Там, где есть доступные пути миграции по трещинам или где давление генерации превышает порог трещиноватости, миграция, скорее всего, будет происходить вниз (из-за уплотнения пород и повышения градиента давления). Таким образом, нефти верхней части Баккена в отсутствии разломов, скорее всего, продолжают оставаться в разрезе Баккен или «сбрасываются» вниз в песчаники Саниш [Jarvi, 2001].

Латеральная миграция в пределах формации Баккен ограничена из-за низкой пористости и слабой проницаемости сланцев Баккен, хотя она вполне вероятна сквозь пески Саниш и другие проницаемые горизонты. Показательно, что добыча УВ ведется на больших расстояниях от очагов нефтегазообразования, что свидетельствует о значительных перемещениях макронепти (рис. 10).

Системы вертикальных разломов, расположенных в основном вдоль антиклиналей Нессон, Антилопа (месторождения нефти) и Биллинг (Billings), считаются наиболее вероятными путями миграции нефти из материнских пород формации Баккен [Pollastro et al., 2011].

Price с соавторами [Price et al., 1984] предположил, что сланцевая часть формации Баккен была способна генерировать в «термически зрелой» области с центром в Северной Дакоте и вытеснять от 271 до 503 млрд. барр. нефти, и в среднем 413 млрд. барр. легкой нефти. Price также пересчитал данные, ранее представленные другими исследователями [Schmoker, Hester, 1983; Webster, 1984], пересчитанные им величины также совпадают с интервалом, указанным выше. Однако, эти значения, а также идея о том, что нефть не мигрировала из Баккен до сих пор обсуждается. Price также предположил, что 50% этой нефти извлекаема (в среднем, 200 млрд. барр. нефти).

Другие исследователи произвели новые оценки количества углеводородов, генерированного в сланцах Баккен [Meissner and Banks, 2000; Flannery, Kraus, 2006], которые варьируют между 32 и 300 млрд. барр. нефти.

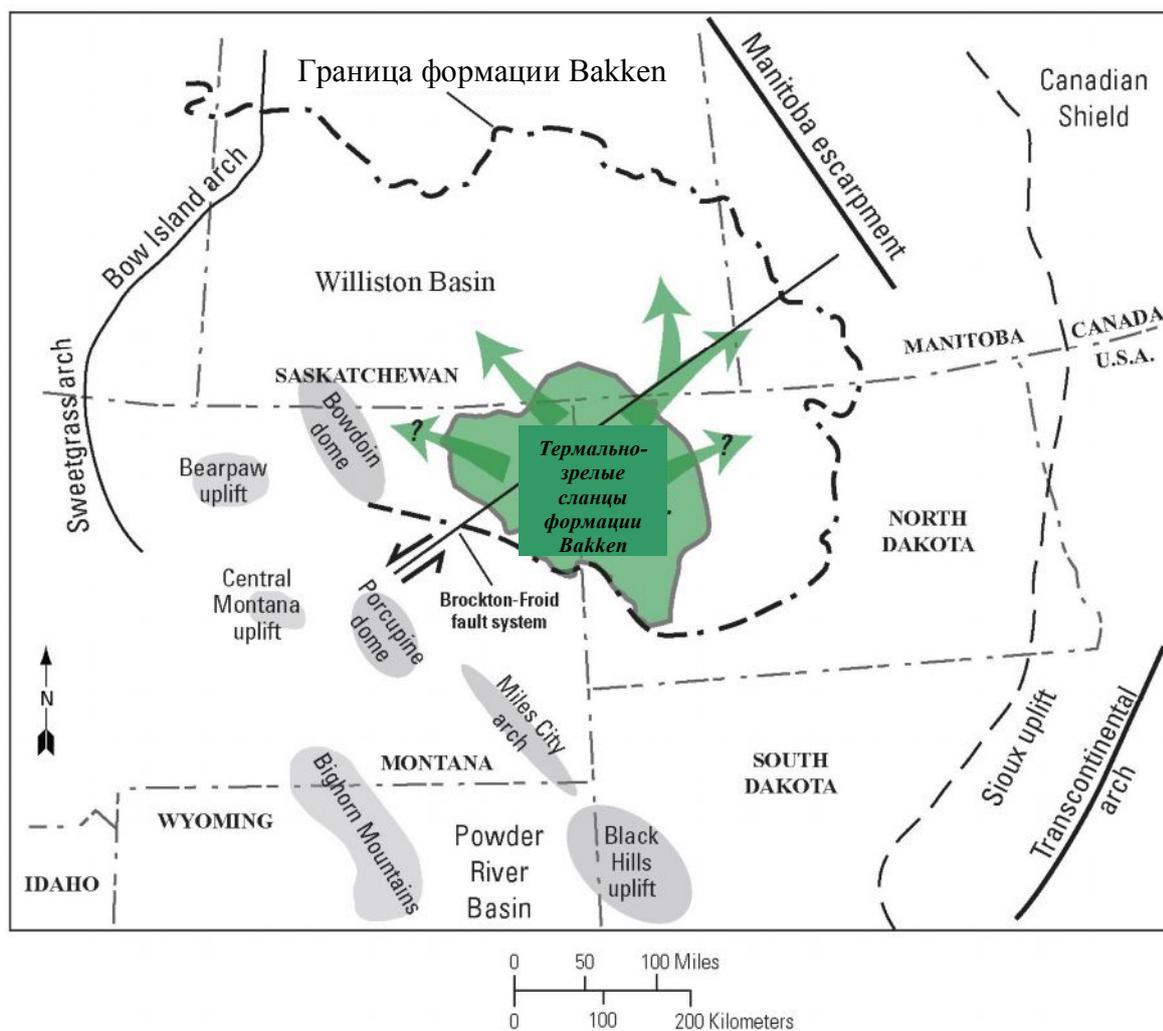


Рис. 10. Площадь распространения термически зрелых материнских пород, генерирующих нефть формации Баккен, и вероятные пути ее миграции в бассейне Уиллистон [Pollastro et al., 2011]

История освоения формации Баккен

Первые скважины в формации Баккен были пробурены в 1953 г. (табл. 2-3). На месторождении Антилопа в 1953 г. скважина давала 209 барр. нефти в день из Средней песчаной части формации.

По данным геологической службы Северной Дакоты добыча из вертикальных скважин была достаточна, но не высока – 100 тыс. барр./день в период с 1970 по 2000 г.

Внедрение горизонтального бурения, гидроразрыва пласта и повышение цен на нефть стали импульсом подъема производства (рис. 11).

В 1987 г. первая горизонтальная скважина в Верхней сланцевой части дала 258 барр. нефти в день. Новые технологии привели к открытию наиболее крупного скопления нефти в Средней песчаной части на площади Элм Кули (Elm Coulee). К 2012 г. на месторождении

Элм Кули было добыто свыше 7 млн. т нефти и около 1 млрд. м³ газа из более 400 горизонтальных скважин.

В Северной Дакоте в формации Баккен к 2011 г. добыча возросла до 500 тыс. барр./день (табл. 4). Использование многоступенчатого (от 24 до 28 стадий гидроразрыва пласта) горизонтального бурения сегодня позволяет протягивать стволы до 3,5 км.

Динамика добычи нефти из формации Баккен в Северной Дакоте представлена на рис. 12.

Таблица 2

Этапы освоения формации Баккен [UND EERC, 2013]

Год	Событие
1953	Геолог J.W. Nordquist впервые описал формацию Баккен
1953	Открытие месторождения Антилопа
1955	Добыта первая нефть в формации Баккен
1961	Открытие месторождения Elkhorn Ranch Field, которое доказывало, что в Верхней сланцевой части могут быть значительные запасы нефти
1976	Начало развития вертикального бурения в Верхней сланцевой части на месторождении Elkhorn Ranch Field
1987	Начало горизонтального бурения в Верхней сланцевой части в продуктивной области месторождение Elkhorn Ranch Field
1989	Распространение технологии горизонтального бурения
Начало 1990-х	Совершенствуется технология гидроразрыва в горизонтальных скважинах
1996	Скважина FLB2-33 открыла месторождение Элм Кули
Конец 1990	Массовое использование многоступенчатого гидроразрыва
2000	Пробурена первая горизонтальная скважина на Элм Кули. Более 600 горизонтальных скважин, покрывающих площадь 450 кв.миль, были разработаны с расчетной суммарной добычей 300 000-750 000 барр. нефти
2005	Показано, что комбинация горизонтального бурения и гидроразрыва может способствовать извлечению значительного объема нефти из Mountrail County в Северной Дакоте
2005	Среднее число буровых установок –25, средняя добыча 97 729 барр./день.
2006	Пробурены скважин Parshall 1-36 и Parshall 2-36 с начальным дебетом 500 барр./день
2011	Новые технологии разрыва пласта привели к уменьшению финансовых и временных затрат при введении скважин в эксплуатацию

Таблица 3

Технические показатели освоения формации Баккен [UND EERC, 2013]

Год	Среднее число буровых установок	Количество добывающих скважин	Средняя добыча, барр./день
2000	13	198	89 388
2005	25	219	97 729
2007	43	446	123 622
2008	75	868	171 989
2009	53	1 332	218 456
2010	126	2 064	309 679

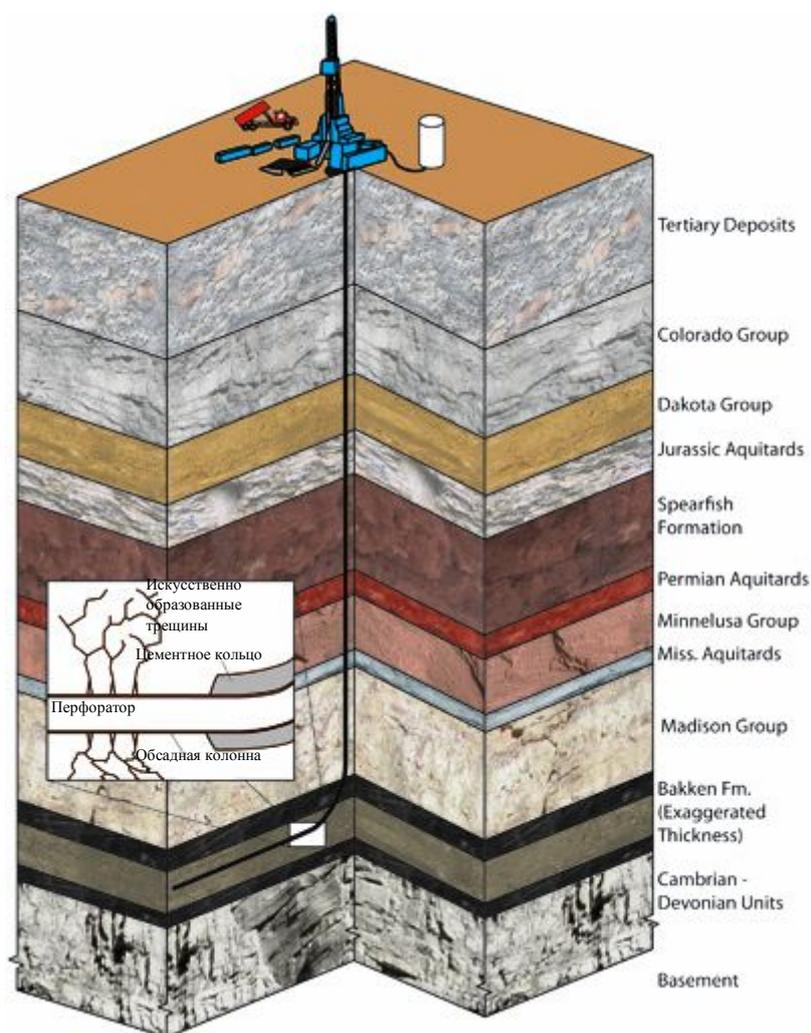


Рис. 11. Схема добычи в формации Баккен [UND EERC, 2013]

По статистике в формации Баккен в среднем в первый год эксплуатации из скважины извлекается 19% запасов (при КИН=10%), за пять лет – 46%, за десять лет – 64%. Жизненный цикл наиболее продуктивных скважин превышает 30 лет (рис. 13).

Следует отметить, что извлекаемые запасы нефти, приходящиеся на одну скважину как в формации Баккен, так и в других сланцевых формациях США, определяются, прежде всего, глубиной залегания продуктивной толщи. Максимальные значения (до 1 млн. барр.) характерны для глубин свыше 3500 м. Для меньших глубин (750-2500 м) запасы на скважину изменяются от 50 тыс. барр. до 300 тыс. барр. (рис. 14).

Таблица 4

**Статистические данные ежемесячной добычи нефти в формации Баккен*
на территории Северной Дакоты [DMR, 2013]**

Год	Месяц	Добыча нефти, барр.	Дневная добыча, барр./ день	Количество добывающих скважин	Добыча нефти на 1 скважину, барр.	Дневная добыча нефти на 1 скважину, барр./день
1953	Декабрь	5 429	175	1	5 429	175
1963	Декабрь	73 705	2 378	34	2 168	70
1973	Декабрь	9 252	298	14	661	21
1983	Декабрь	72 225	2 330	60	1 204	39
1993	Декабрь	214 782	6 928	254	8 46	27
2003	Декабрь	50 924	1 643	194	262	8
2004	Декабрь	28 458	1 886	189	309	10
2005	Декабрь	120 970	3 902	219	552	18
2006	Декабрь	314 478	10 144	289	1 088	35
2007	Декабрь	1 028 073	33 164	446	2 305	74
2008	Декабрь	3 496 311	112 784	868	4 028	130
2009	Декабрь	5 101 913	164 578	1 332	3 830	124
2010	Декабрь	8 488 083	273 809	2 064	4 112	133
2011	Декабрь	14 575 316	470 171	3 275	4 450	144
2012	Декабрь	21 854 103	704 971	5 047	4 330	140
2013	Февраль	20 024 182	715 149	5 312	3 770	135

* Включая Баккен, Саниш, Три Форкс

Количество завершенных скважин формации Баккен показано на рис. 15.

Прогноз добычи из формации Баккен только в Северной Дакоте к 2020 г. по 3 сценариям составляет 1 млн. барр./день, 1,5 млн. барр./день 2 млн. барр./день, который к 2045 г. будет поддерживаться работой соответственно 27000 скважин, 41000 скважин и 55000 скважин [Mason, 2012].

Серьёзная проблема состоит в том, выдержит ли эту нагрузку окружающая среда (рис. 16, 17).

В 2008 г. американская Геологическая служба оценила средний объем прогнозируемых извлекаемых запасов нефти нефтегазоносной системы Баккен-Лоджпол (штаты Монтана, Северная Дакота) в 3,65 млрд. барр. нефти (табл. 5).

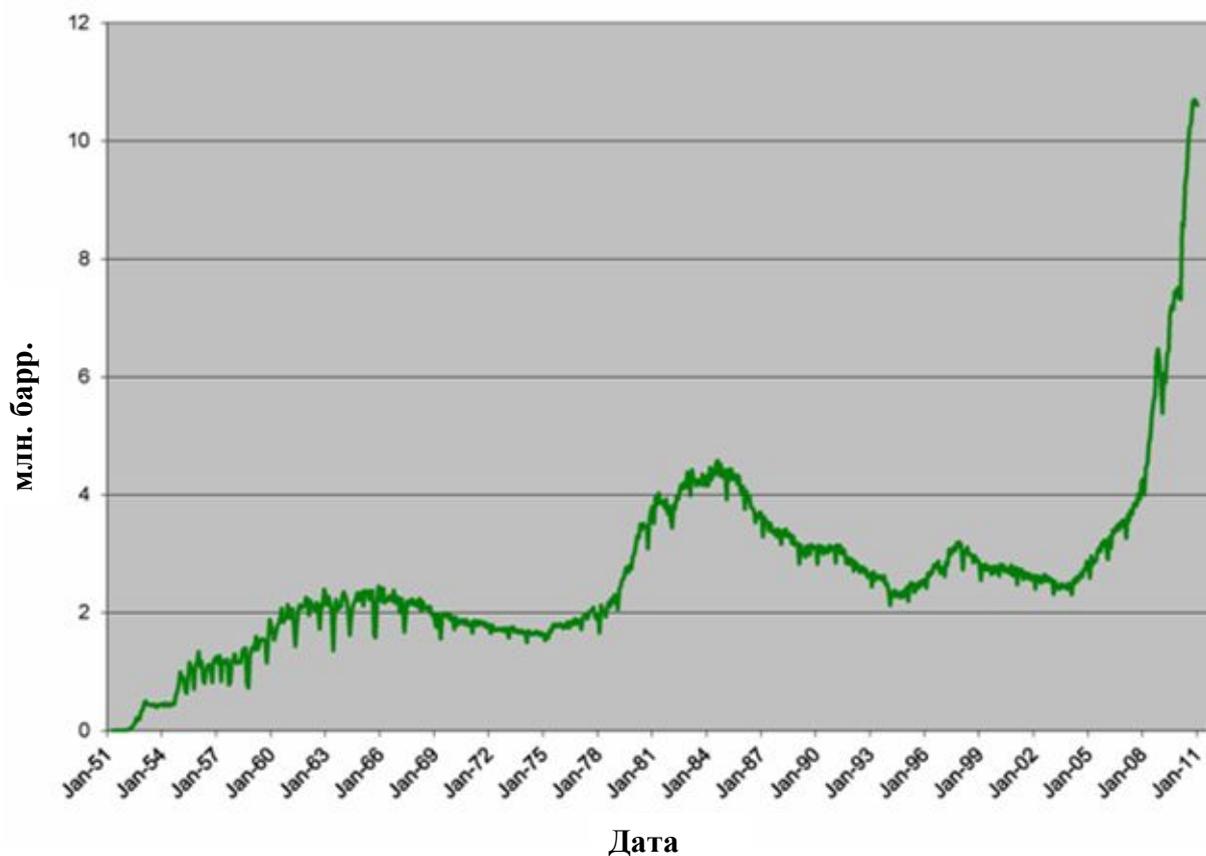


Рис. 12. Ежемесячная добыча нефти в Северной Дакоте [DMR, 2011]

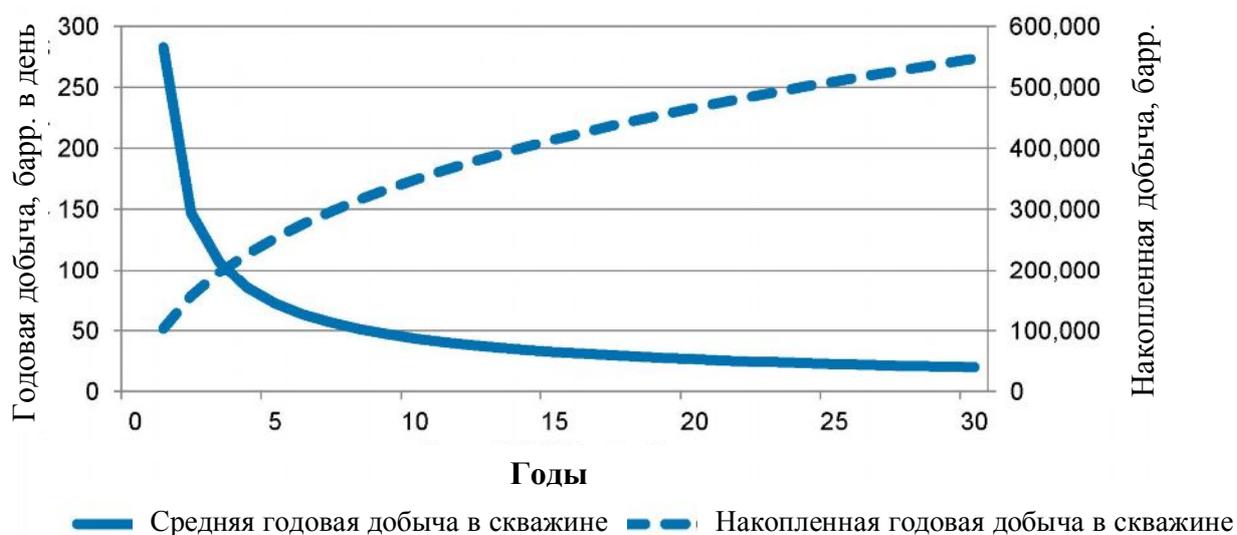


Рис. 13. Графики продуктивности скважин формации Баккен [Mason, 2012]

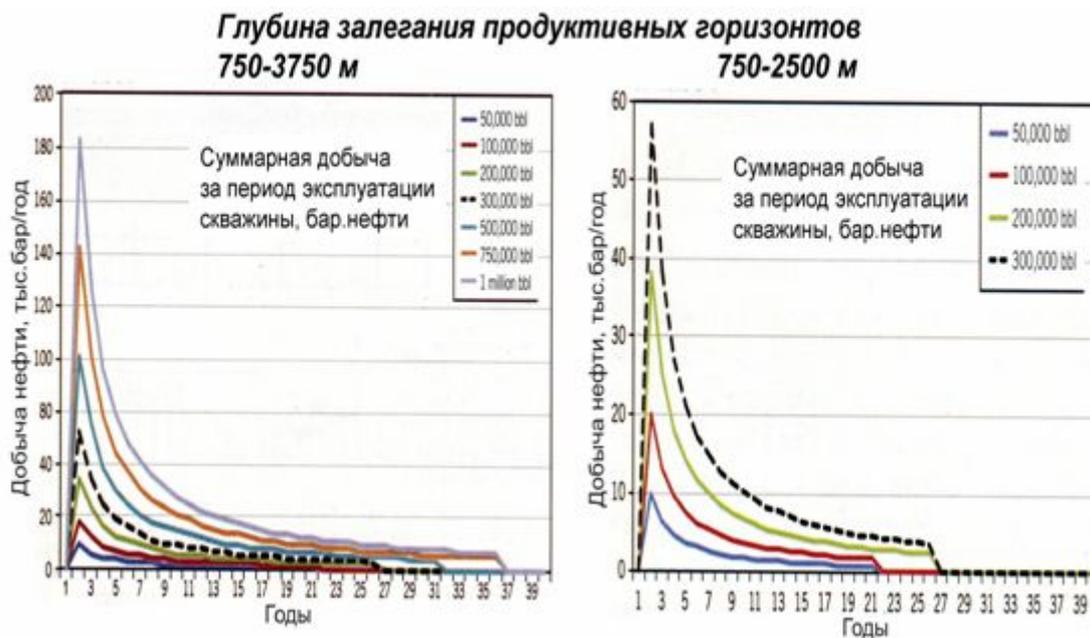


Рис. 14. Графики зависимости суммарной добычи от глубины разработки [Rogers Oil&Gas Consulting, March 2013]

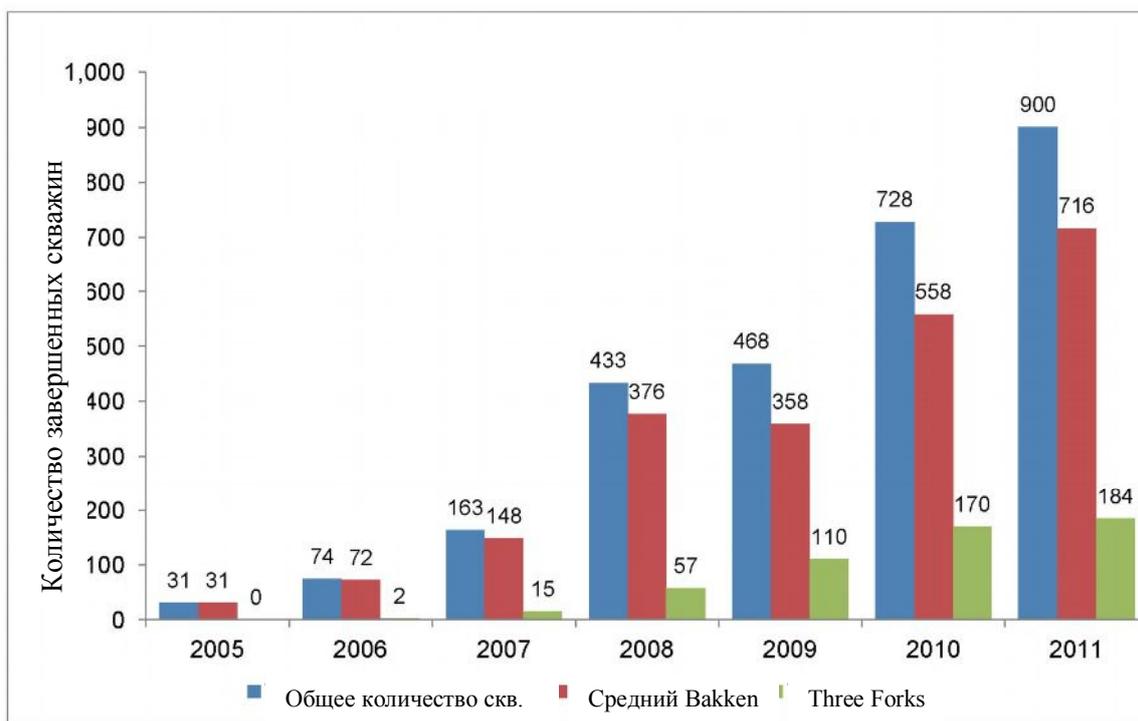


Рис. 15. Ежегодное количество завершенных скважин [Mason, 2012]

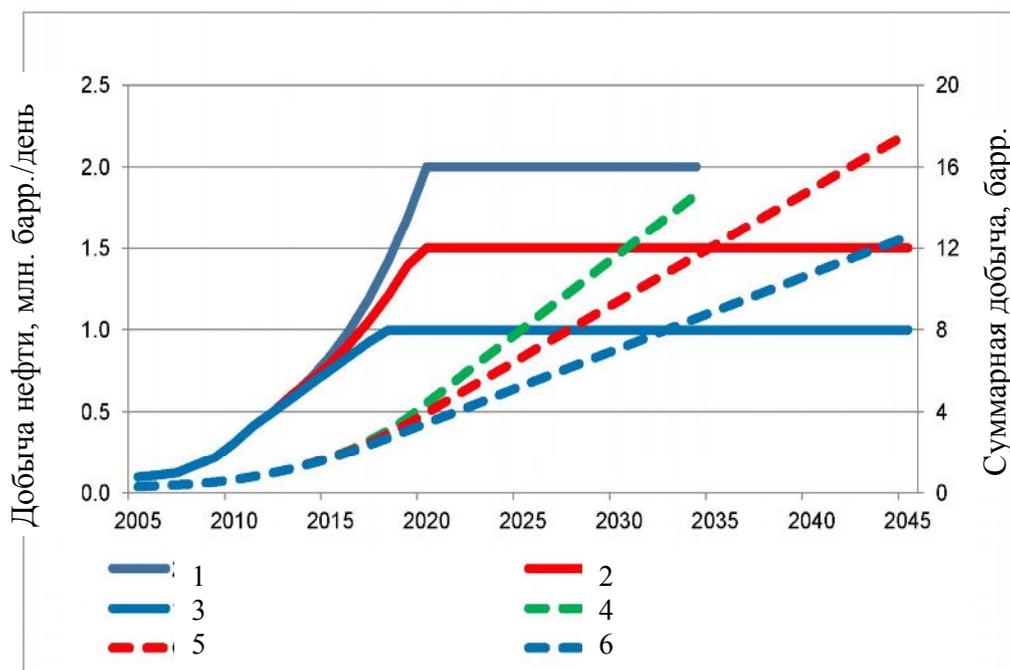


Рис. 16. Сценарии добычи в формации Баккен - 1,0, 1,5, и 2,0 млн. барр./день [Mason, 2012]
 1 – добыча нефти 2,0 млн. барр./ день; 2 – добыча нефти 1,5 млн. барр./ день; 3 – добыча нефти 1,0 млн. барр./ день; 4 - суммарная добыча для 2,0 млн. барр./ день; 5 - суммарная добыча для 1,5 млн. барр./ день; 6 - суммарная добыча для 1,0 млн. барр./ день.

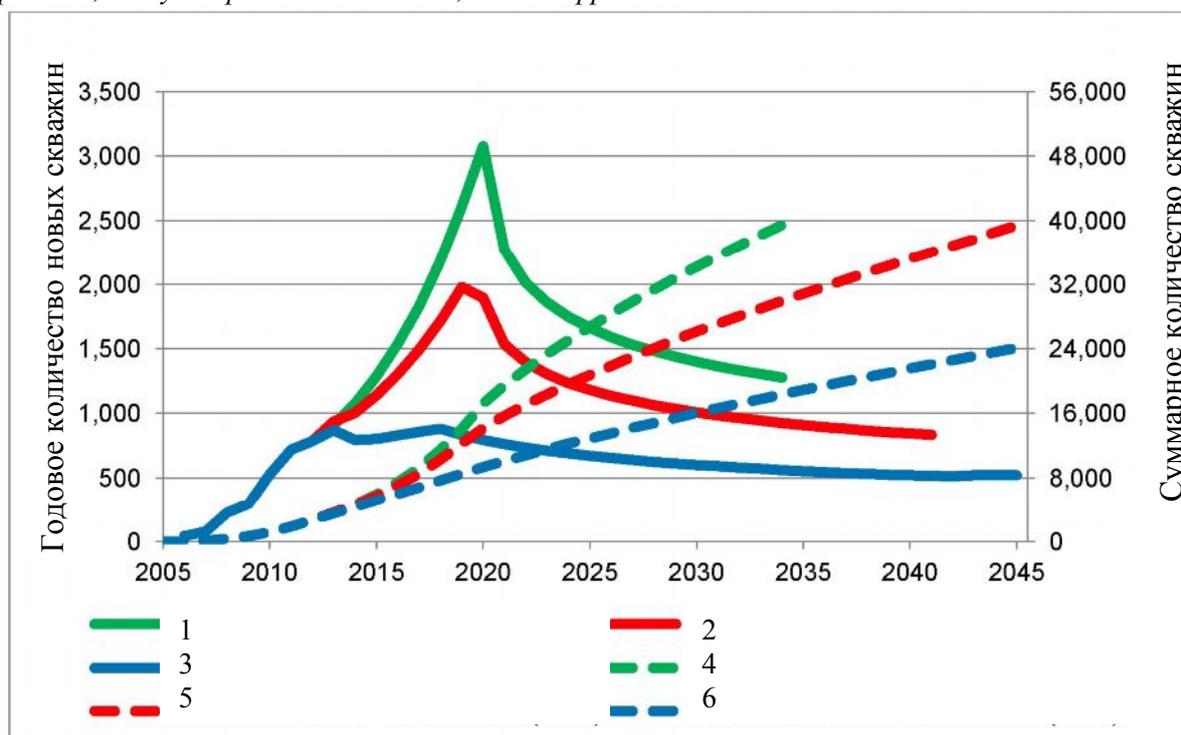


Рис. 17. Количество скважин, требуемое для поддержания трех сценариев добычи в формации Баккен [Mason, 2012]
 1 – годовое количество скважин – 2,0 млн. барр./день в 2020 г.; 2 – годовое количество скважин – 1,5 млн. барр./день в 2020 г.; 3 – годовое количество скважин – 1,0 млн. барр./день в 2018 г.; 4 – суммарное количество скважин - 2,0 млн. барр./день (2034 г.); 5 – суммарное количество скважин - 1,5 млн. барр./день (2045 г.); 6 – суммарное количество скважин - 1,0 млн. барр./день (2065 г.).

Таблица 5

Суммарное среднее количество нефти, газа и газоконденсата по оценке Геологической службы США в 2008 г. технически извлекаемых ресурсов формации Баккен, Монтана и Северная Дакота [USGS, 2008]

Нефтегазовая система и оцениваемые единицы	Тип месторождения	технически извлекаемые ресурсы		
		нефть (млн. барр.)	газ (млрд. куб.фут)	газоконденсат (млн. барр.)
		среднее	среднее	среднее
Нефтегазовая система Bakken-Lodgerole				
Запасы нефти в непрерывных скоплениях				
Elm Coulee-Billings Nose	Нефтяное	410	208	17
Central Basin-Poplar Dome	Нефтяное	485	246	20
Nesson-Little Knife Structural	Нефтяное	909	461	37
Eastern Expulsion Threshold	Нефтяное	973	493	39
Northwest Expulsion Threshold	Нефтяное	868	440	35
Всего запасов нефти в непрерывных скоплениях в формации Баккен		3,645	1,848	148
Традиционные запасы нефти				
Средняя песчаная часть	Нефтяное	4	2	0
Всего традиционных запасов в формации Баккен		4	2	0

К извлекаемым были отнесены все те запасы, которые могут быть извлечены с помощью имеющихся технологий отраслевой практики на момент оценки. Оценка была основана на построении геологических моделей и методологии, которая определяла различные единицы оценки типов накопления (обычный или непрерывный), структурный контроль, литологию и петрофизические свойства, толщины пластов, уровень термической зрелости ОВ, типы нефти, мощности пород и проч.

Итогом правительственной политики снижения зависимости страны от иностранных источников углеводородов и рационального использования имеющегося научно-исследовательского потенциала стала постановка геологоразведочных работ в бассейне Уиллистон в рамках общенационального проекта оценки нефтегазоносных бассейнов США с использованием стандартизированной методики.

С 2008 г. с этой целью в бассейне Уиллистон было пробурено 4000 скважин, что позволило не только обновить геологические данные, но и прирастить ресурсный потенциал за счет ресурсов Три Форкс, считавшейся ранее непродуктивной. Объем технически извлекаемых запасов из отложений Форкс были оценены в 3,73 млрд. барр. нефти, что в общей сложности с формацией Баккен дало оценку в 7,38 млрд. барр. нефти, с диапазоном достоверности в 4,42 млрд. барр. нефти при 5% успехе и в 11,43 млрд. барр. нефти при 95%.

Таким образом, было произведено двукратное приращивание извлекаемых запасов за счет включения в них нижележащих отложений.

На рис. 18 отчетливо видны несопоставимые масштабы добычи нефти и газа в бассейне Уиллистон на карте секций разработки нефтяных и газовых скважин. По газу и газоконденсату были произведены те же прогнозные расчеты. Обе формации оценены в среднем в 6,7 млрд. куб. футов неоткрытых, технически извлекаемых запасов природного газа и 0,53 млрд. барр. газоконденсата. Газ прогнозируется в диапазоне от 3,43 (при 5% успеха) до 11,25 (при 95% успеха) млрд. куб. футов; сжиженный газ – в диапазоне 0,23 (при 5% успеха) до 0,95 (при 95% успеха) млрд. барр. Эта оценка представляет собой так же почти трехкратное увеличение запасов природного газа и газоконденсата по сравнению с оценкой ресурсов 2008 г., благодаря включению формации Три Форкс. Так, формация Три Форкс стала перспективной целью подробного изучения и добычи.

По мнению специалистов геологической службы США основными источниками углеводородов для формаций Баккен и Три Форкс являются Нижняя и Верхняя части Баккена. Оценивали нефть как в самих нетрадиционных непрерывных скоплениях, в пределах которых осталась нефть, так и нефть, мигрировавшую недалеко от нефтематеринских пород.

Согласно последним данным управления энергетической информации США и Всемирного банка в Северной Дакоте из-за отсутствия газовых трубопроводов сжигается 30% попутного газа, что составляет 27,6% объема сжигаемого газа в США и 1% объема сжигаемого газа в мире (рис. 19).

Гигантский масштаб сжигаемых углеводородов привел к появлению в 2013 г. закона о налоговых льготах для операторов, изыскавших возможность альтернативного использования добываемого газа в формации Баккен.

Обсуждение

Во всем мире ресурсы традиционных нефтей, составляющих основу добывающей промышленности, неуклонно уменьшаются. Компенсация достигается за счет вовлечения в хозяйственный оборот нетрадиционных ресурсов. И если подходы к изучению, оценке и освоению тяжелых нефтей и битумов найдены и начинают успешно внедряться, в том числе и в России, то для таких нетрадиционных источников нефти и газа как «сланцевые» комплексы сегодня при имеющихся подходах, даже оценка их ресурсов представляет значительные трудности.

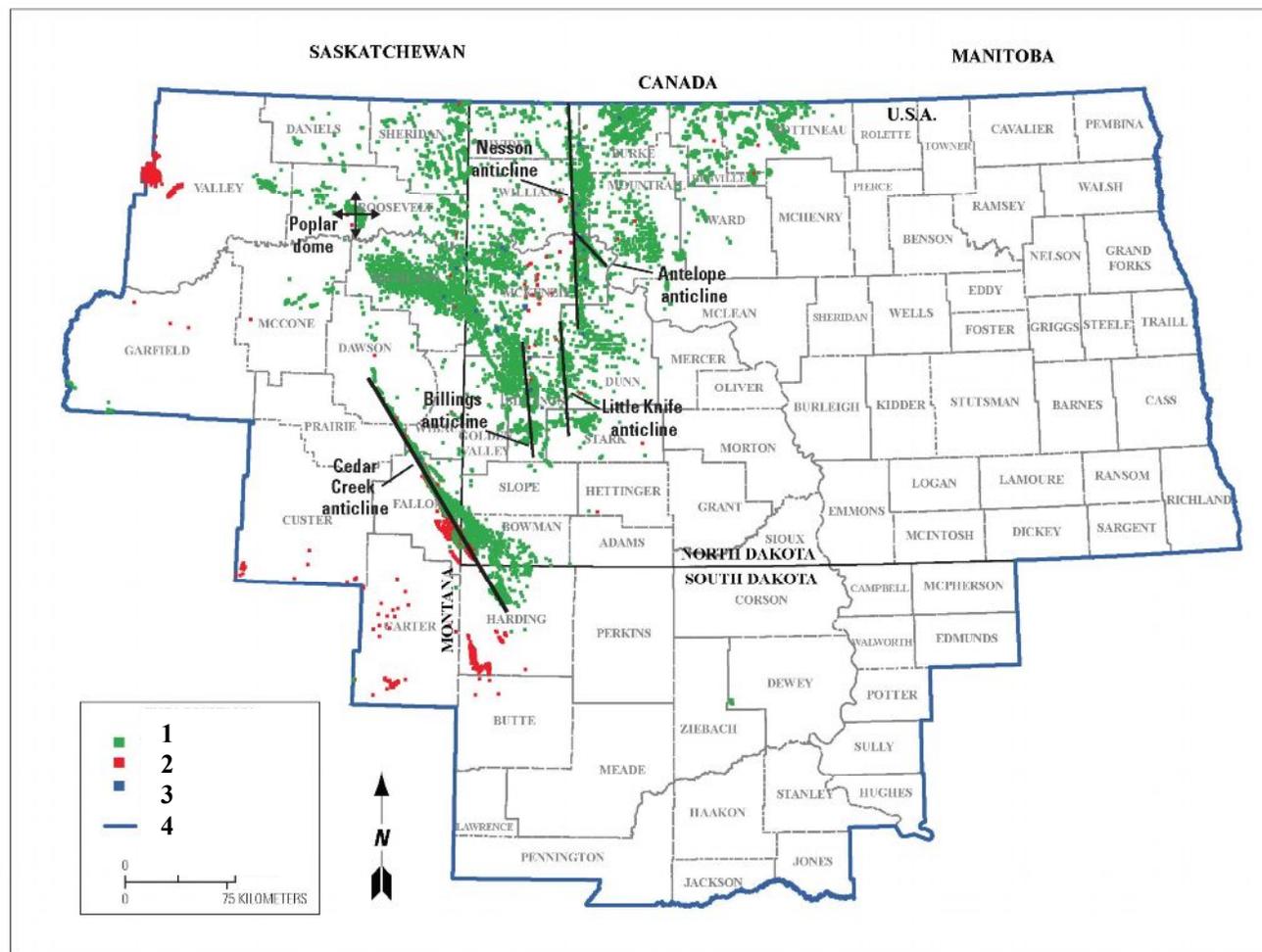


Рис. 18. Секции разработки нефтяных и газовых скважин в бассейне Уиллистон [IHS Energy Group, 2009]

1 - секция разработки нефтяных скважин; 2 - секция разработки газовых скважин; 3 - секции смешанной добычи нефти и газа; 4 - граница бассейна Williston

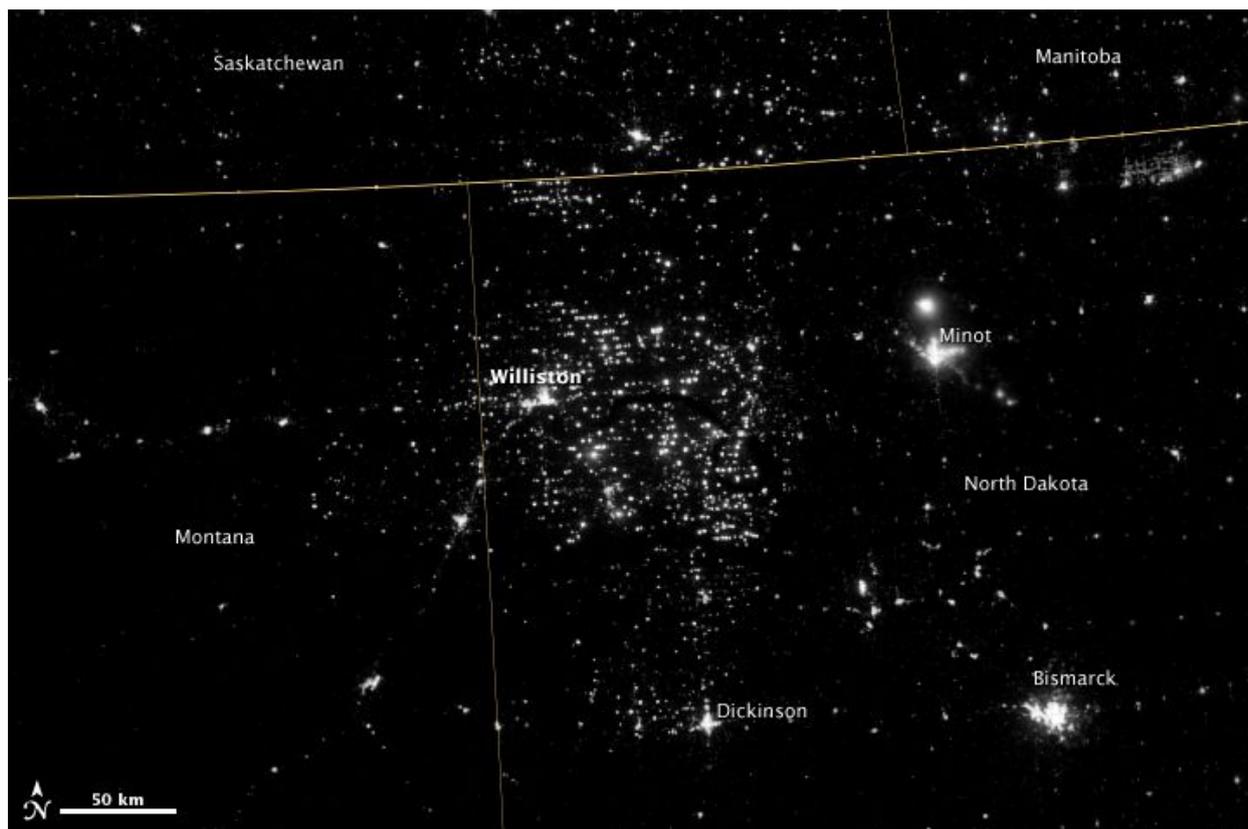


Рис. 19. Ночной космоснимок штата Северная Дакота – одного из самых малонаселенных штатов США – с яркими пятнами от горящих газовых факелов на скважинах бассейна Уиллистон [NASA, 2012]

Это связано как с неоднозначностью понятийной базы, непроработанностью нормативной базы, и, самое главное, отсутствием опыта изучения, направленного на достижение конкретного конечного результата в виде постановки на государственный учет, которые при современных технологиях могут представлять собой дополнительный резерв добычи [Прищепа, Аверьянова, 2013].

Безусловно, наиболее приемлемым и эффективным в этой связи является изучение мирового опыта, базирующегося на конкретных успешных примерах изучения, оценки и последующей эксплуатации. Полезным является и опыт изучения, заставляющий компании принимать решение о неперспективности тех или иных бассейнов и их участков. Наиболее значимые результаты по оценке нефтегазсланцевых бассейнов получены в США и в Китае. Но, если Китай еще только приступает к освоению первых оцененных скоплений, то США обладает богатым опытом.

Такой опыт лучше использовать при изучении объектов, имеющих значительную историю геологического переосмысления результатов в связи с прогрессом технологий, также рассматривать его для геологических объектов, которые в полной мере являются аналогами российских по схожести комплекса показателей, определяющимися при их

дифференциации и выявлении первоочередных для постановки масштабных опытных геологоразведочных работ.

Сегодня многие нефте- и газодобывающие компании в России предпринимают целенаправленные шаги по изучению потенциала и технических возможностей освоения «сланцевых» комплексов. Наибольшие усилия направлены на изучение баженовской свиты в Западной Сибири. Независимое исследование на территории России ведут и международные компании, имеющие значительный опыт в изучении подобных объектов.

Но, ни в том, ни в другом случае в ближайшие годы объективная информация, позволяющая сделать выводы о реальном потенциале нефтегазосланцевых формаций России, видимо, не будет доступной для формирования системы мероприятий и создания условий, обеспечивающих интересы государства в среднесрочной и отдаленной перспективе. Такая программа могла бы быть создана на базе масштабного изучения положительных и, к сожалению, многочисленных отрицательных результатов, под патронажем государства, начиная с обобщения опыта, сравнения характеристик бассейнов, с привлечением ведущих в этой области компаний-лидеров и их специалистов.

К одной из наиболее уникальных для изучения и переосмысления опыта относится формация Баккен, одна из крупнейших нефтегазоносных в США, в первую очередь, из-за открытых значительных объемов нефти и газа. Известная как нефтегазоматеринская толща, богатая органическим веществом, генерировавшая огромное количество углеводородов, часть которых мигрировала в коллекторы, которые расположены под и над материнскими породами, сегодня она оценивается и как объект успешной добычи не мигрировавших углеводородов.

До применения новых технологий горизонтального бурения и многостадийного разрыва пласта добыча нефти из сланцевых формаций не была экономически выгодной, и только благодаря использованию этих технологий произошла широко обсуждаемая «сланцевая революция» [Высоцкий, 2011].

Прогресс в возможностях добычи за несколько лет привёл к усилению геологоразведочных работ, направленных на доизучение нефтематеринских пород и выявление нетрадиционных коллекторов в рамках общегосударственной программы по оценке нефтегазоносных формаций США, и раскрыл огромный потенциал не только формации Баккен, но и нижележащей формации Три Форкс. Именно формация Три Форкс представляет в настоящее время особый экономический интерес и привлекает внимание операторов в связи с последней оценкой ее нескольких перспективных зон.

В 2007 г. Северная Дакота занимала 9 место по добыче нефти в США, в 2010 г. поднялась на 4-е, в июле 2012 г. ежемесячная добыча составляла 20,97 млн. барр., что вывело этот штат на 2 позицию в стране после Техаса. Если стоимость одного барреля нефти будет составлять 60 и более долларов, то добыча нефти в Северной Дакоте будет очень выгодна не только нынешнему поколению, но и последующему.

В настоящее время в формации Баккен «традиционная» нефть уже передала эстафету «нетрадиционной», и результаты отражают успешность этих знаменательных перемен. Сравнительный анализ с российскими условиями может позволить сделать более убедительными рассуждения о потенциале и возможностях «сланцевой» нефти в России уже в ближайшие годы.

Литература

Высоцкий В.И. Есть ли будущее у сланцевого газа в России? // Нефть и жизнь. – 2011. - №4(64). – С. 10-11.

Прищепа О.М., Аверьянова О.Ю. Роль нетрадиционных источников углеводородного сырья в минерально-сырьевой политике // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. - 2013. - №1 – С. 21-24.

Clarc D., 2011. Bakken Formation sourced Oils beneath Stratex leased land in Sheridan contry, Montana: Report Geoval Consulting, LLC. Дата просмотра 06.12.2013. URL: <http://content.stockpr.com/stratex/media/e7cb18b055f68e436032f0a6d5f98892.pdf>.

DMR - North Dakota Industrial Commission, Department of Mineral Resources, Oil and Gas Division. URL: <https://www.dmr.nd.gov/>

EIA - [U.S. Energy Information Administration](http://www.eia.gov/). URL: <https://www.eia.gov/>

Flannery, J., and Kraus, J., 2006, Integrated analysis of the Bakken Formation: U.S. Williston Basin: American Association of Petroleum Geologists Search and Discovery Article No. 10105.

IHS Energy Group, 2009, Petroleum Information/Dwights PetroROM, U.S. well production file on CD-ROM: Houston, Tex., IHS Energy Group.

Jarvie, D. M., 2001. Williston Basin Petroleum Systems: Inferences from Oil Geochemistry and Geology// The Mountain Geologist, Vol. 38, No. 1 (January 2001), p. 19-41.

Mason J. Oil Production Potential of the North Dakota Bakken // Oil & Gas Journal February 10, 2012.

Meissner, F.F. and Banks, R.B., 2000, Computer simulation of hydrocarbon generation, migration, and accumulation under hydrodynamic conditions – examples from the Williston and San Juan Basins, USA: American Association of Petroleum Geologists Search and Discovery Article #40179.

NASA дата просмотра 12.11.2012. URL: http://eoimages.gsfc.nasa.gov/images/imagerecords/79000/79810/bakken_vir_2012317.jpg.

Osadetz, K. G. and Snowdon, L. R., 1995. Significant Paleozoic petroleum source rocks, their distribution, richness and thermal maturity in Canadian Williston Basin, (southeastern Saskatchewan and southwestern Manitoba). Geological Survey of Canada, Bulletin 487, 60 p.

Pitman, J.R., Price, L.C. and LeFever J.A., 2001. Diagenesis and Fracture Development in the Bakken Formation, Williston Basin: Implications for Reservoir Quality in the Middle Member. USGS Professional Paper, Report #P 1653, 19 p.

Pollastro, R.M., Roberts, L.N.R., and Cook, T.A., 2011, Geologic assessment of technically recoverable oil in the Devonian and Mississippian Bakken Formation, chap. 5 of U.S. Geological Survey Williston Basin Province Assessment Team, Assessment of undiscovered oil and gas resources of the Williston Basin Province of North Dakota, Montana, and South Dakota, 2010: U.S. Geological Survey Digital Data Series DDS-69-W, 34 p.

Price, L.C., Ging, T., Daws, T., Love, A., Pawlewicz, M., and Anders, D., 1984, Organic metamorphism in the Mississippian-Devonian Bakken Shale North Dakota portion of the Williston Basin, *in* Woodward, J., Meissner, F.S., and Clayton, J.L., eds., Hydrocarbon source rocks of the greater Rocky Mountain region: Rocky Mountain Association of Geologists, p. 83-133.

Rogers Oil&Gas Consulting, March 2013 <http://www.bgrodgers.com/>

Schmoker, J.W., and Hester, T.R., 1983, Organic carbon in Bakken Formation, United States portion of the Williston Basin: American Association of Petroleum Geologists Bulletin, v. 67, p. 2165-2174.

Sonnenberg S.A, 2011. The Bakken Petroleum System of the Williston Basin: a Tight Oil Resource Play <http://denverpetroleumclub.com/2011-05-12-Sonnenberg.pdf>.

Surdam, R.C., Crossey, L.J., Hagen, E.S., and Heasler, H.P., 1989, Organic-inorganic interactions and sandstone diagenesis: American Association of Petroleum Geologists Bulletin, v. 73, p. 1-23.

Sweeney, J.J., Gosnold, W.D., Braun, R.I., and Burnham, A.K., 1992, A chemical kinetic model of hydrocarbon generation from the Bakken Formation, Williston Basin, North Dakota: Lawrence Livermore National Laboratory Report UCRL-ID-112038, 57 p.

University of North Dakota Energy & Environmental Research Center, 2013.

USGS. U.S. Geological Survey petroleum resource assessment of the Bakken Formation, Williston Basin Province, Montana and North Dakota. URL: <http://www.usgs.gov/>

Webster, R.L., 1984, Petroleum source rocks and stratigraphy of the Bakken Formation in North Dakota, *in* Woodward, J., Meissner, F.F., and Clayton, J.L., eds., Hydrocarbon source rocks of the greater Rocky Mountain region: Denver, Colo., Rocky Mountain Association of Geologists, p. 57-81.

Webster, R.L., 1987, Petroleum source rocks and stratigraphy of the Bakken Formation in North Dakota, *in* Peterson, J.A., Kent, D.M., Anderson, S.B., Pilatzke, R.H., and Longman, M.W., eds., Williston Basin; anatomy of a cratonic oil province: Denver, Colo., Rocky Mountain Association of Geologists, p. 269-286.

Prishchepa O.M., Averyanova O.Yu.

All-Russia Petroleum Research Exploration Institute (VNIGRI), Saint Petersburg, Russia, omp@vnigri.ru, averyanova@ngtp.ru

Vysotskiy V.I.

JSC «VNIIZarubezhgeologiya», Moscow, Russia, Vlad.Vysotsky@vzg.ru

Morariu D.

Petroleum Geologist, Geneva, Switzerland, morariu45@gmail.com

BAKKEN FORMATION: GEOLOGY, DEVELOPMENT HISTORY AND PETROLEUM POTENTIAL

The Upper Devonian and Lower Mississippian unconventional (continuous) oil resource – Bakken Formation, one of the most distinctive stratigraphic sequences in the Williston Basin (underlying parts of Montana, North Dakota, Saskatchewan and Manitoba) in USA and Canada is investigated. The geological and geochemical characteristics of the Bakken-Lodgepole section and its petroleum system are discussed. The development history of Bakken Formation is outlined. The production rate from tight reservoirs of Bakken Formation has increased significantly due to the implementation of new horizontal drilling technology with multy-stage formation hydraulic fracturing.

Key words: *tight reservoir, petroleum potential, horizontal drilling, petroleum system, shale, Bakken Formation.*

References

Clarc D., 2011. Bakken Formation sourced Oils beneath Stratex leased land in Sheridan contry, Montana: Report Geoval Consulting, LLC, available at: <http://content.stockpr.com/stratex/media/e7cb18b055f68e436032f0a6d5f98892.pdf> (retrieved 6th December 2013).

DMR - North Dakota Industrial Commission, Department of Mineral Resources, Oil and Gas Division, available at: <https://www.dmr.nd.gov/>

EIA - U.S. Energy Information Administration, available at: <https://www.eia.gov/>

Flannery, J., and Kraus, J., 2006, Integrated analysis of the Bakken Formation: U.S. Williston Basin: American Association of Petroleum Geologists Search and Discovery Article No. 10105.

IHS Energy Group, 2009, Petroleum Information/Dwights PetroROM, U.S. well production file on CD-ROM: Houston, Tex., IHS Energy Group.

Jarvie, D. M., 2001. Williston Basin Petroleum Systems: Inferences from Oil Geochemistry and Geology // The Mountain Geologist, Vol. 38, No. 1 (January 2001), p 19-41.

Mason J. Oil Production Potential of the North Dakota Bakken // Oil & Gas Journal February 10, 2012.

Meissner, F.F. and Banks, R.B., 2000, Computer simulation of hydrocarbon generation, migration, and accumulation under hydrodynamic conditions – examples from the Williston and San Juan Basins, USA: American Association of Petroleum Geologists Search and Discovery Article #40179

NASA дата просмотра 12/11/2012 http://eoimages.gsfc.nasa.gov/images/imagerecords/79000/79810/bakken_vir_2012317.jpg

Osadetz, K. G. and Snowdon, L. R., 1995. Significant Paleozoic petroleum source rocks, their distribution, richness and thermal maturity in Canadian Williston Basin, (southeastern Saskatchewan and southwestern Manitoba). Geological Survey of Canada, Bulletin 487, 60 p.

Pitman, J.R., Price, L.C. and LeFever J.A., 2001. Diagenesis and Fracture Development in the Bakken Formation, Williston Basin: Implications for Reservoir Quality in the Middle Member. USGS Professional Paper, Report #P 1653, 19 p.

Pollastro, R.M., Roberts, L.N.R., and Cook, T.A., 2011, Geologic assessment of technically recoverable oil in the Devonian and Mississippian Bakken Formation, chap. 5 of U.S. Geological Survey Williston Basin Province Assessment Team, Assessment of undiscovered oil and gas resources of the Williston Basin Province of North Dakota, Montana, and South Dakota, 2010: U.S. Geological Survey Digital Data Series DDS-69-W, 34 p.

Price, L.C., Ging, T., Daws, T., Love, A., Pawlewicz, M., and Anders, D., 1984, Organic metamorphism in the Mississippian-Devonian Bakken Shale North Dakota portion of the Williston Basin, in Woodward, J., Meissner, F.S., and Clayton, J.L., eds., Hydrocarbon source rocks of the greater Rocky Mountain region: Rocky Mountain Association of Geologists, p. 83-133.

Prishchepa O.M., Aver'yanova O.Yu. *Rol' netraditsionnykh istochnikov uglevodorodnogo syr'ya v mineral'no-syr'evoy politike* [Role of unconventional hydrocarbon resources in the mineral policy]. *Mineral'ne resursy Rossii. Ekonomika i upravlenie*, 2013, no. 1, p. 21-24.

Rogers Oil&Gas Consulting, March 2013 <http://www.bgroders.com/>

Schmoker, J.W., and Hester, T.R., 1983, Organic carbon in Bakken Formation, United States portion of the Williston Basin: American Association of Petroleum Geologists Bulletin, v. 67, p. 2165-2174.

Sonnenberg S.A., 2011. The Bakken Petroleum System of the Williston Basin: a Tight Oil Resource Play <http://denverpetroleumclub.com/2011-05-12-Sonnenberg.pdf>

Surdam, R.C., Crossey, L.J., Hagen, E.S., and Heasler, H.P., 1989, Organic-inorganic interactions and sandstone diagenesis: American Association of Petroleum Geologists Bulletin, v. 73, p. 1-23.

Sweeney, J.J., Gosnold, W.D., Braun, R.I., and Burnham, A.K., 1992, A chemical kinetic model of hydrocarbon generation from the Bakken Formation, Williston Basin, North Dakota: Lawrence Livermore National Laboratory Report UCRL-ID-112038, 57 p.

University of North Dakota Energy & Environmental Research Center, 2013

USGS. U.S. Geological Survey petroleum resource assessment of the Bakken Formation, Williston Basin Province, Montana and North Dakota. <http://www.usgs.gov/>

Vysotskiy V.I. *Est' li budushchee u slantsevogo gaza v Rossii?* [Is there a future of shale gas in Russia?]. *Neft' i zhizn'*, 2011, no. 4(64), p. 10-11.

Webster, R.L., 1984, Petroleum source rocks and stratigraphy of the Bakken Formation in North Dakota, in Woodward, J., Meissner, F.F., and Clayton, J.L., eds., Hydrocarbon source rocks of the greater Rocky Mountain region: Denver, Colo., Rocky Mountain Association of Geologists, p. 57-81.

Webster, R.L., 1987, Petroleum source rocks and stratigraphy of the Bakken Formation in North Dakota, in Peterson, J.A., Kent, D.M., Anderson, S.B., Pilatzke, R.H., and Longman, M.W., eds., Williston Basin; anatomy of a cratonic oil province: Denver, Colo., Rocky Mountain Association of Geologists, p. 269-286.

© Прищепа О.М., Аверьянова О.Ю., Высоцкий В.И., Морариу Д., 2013