

# Особенности разработки сланцевых углеводородов США (на примере формаций Баккен, Игл Форд, Барнетт, Хайнесвилл, Файеттевилл, Марцеллус)

М.П. Юрова

Институт проблем нефти и газа Российской академии наук, Москва, Россия

Поступила в редакцию 20.01.2016

В статье даётся краткая характеристика основных сланцевых углеводородных формаций США. Приводятся методы освоения сланцевых полей: кустовое вертикально-горизонтальное бурение, многостадийный гидроразрыв с помощью раздувающихся пакеров. Показано влияние разработки сланцев на экологию среды. Отмечается важность дренажного объема гидроразрыва и плотности распределения запасов. С помощью кривых падения добычи определяются углеводородные запасы, как добытые, так и оставшиеся в пластах. С помощью параметра «продуктивность скважин» определяется необходимое количество дополнительных скважин для извлечения оставшихся запасов. Приводится средняя стоимость бурения и освоения скважин.

**Ключевые слова:** основные формации, способы разработки, цена скважин при кустовом вертикально-горизонтальном бурении и заканчивании скважин, кривые добычи, продуктивность скважин, технически извлекаемые запасы

DOI: 10.18599/grs.18.1.7

Окончание статьи З.С. Идиятуллиной, И.Н. Хакимзянова, Д.Т. Киямовой «Технология для эффективной эксплуатации скважины с горизонтальным окончанием...»

**Для цитирования:** Идиятуллина З.С., Хакимзянов И.Н., Киямова Д.Т. Технология для эффективной эксплуатации скважины с горизонтальным окончанием при признаках его преждевременного обводнения. *Георесурсы*. 2016. Т. 18. № 1. С. 33–38. DOI: 10.18599/grs.18.1.6

## Сведения об авторах

Зарина Салаватовна Идиятуллина – инженер

Ильгизар Нургизарович Хакимзянов – заведующий лабораторией, д. тех. н.

Диляра Талгатовна Киямова – инженер, к. тех. н.

Институт «ТатНИПИнефть» ПАО «Татнефть»

Россия, 423236, Республика Татарстан, Бугульма, ул.

Мусы Джалиля, д. 32

E-mail: khakimzyanov@tatnipi.ru

## Technologies for the Effective Operation of Wells with Horizontal End with Signs of Premature Flooding

Z.S. Idiyatullina, I.N. Khakimzyanov, D.T. Kiyamova

Tatar Oil Research and Design Institute (TatNIPIneft) PJSC Tatneft, Bugulma, Russia

Received December 31, 2015

**Abstract.** The paper presents technology for the efficient operation of wells with horizontal end with signs of premature flooding. When using the well with horizontal end in carbonate reservoirs within 3-5 years there is water breakthrough in nominally horizontal shaft. Therefore, when constructing these wells it is necessary to provide technology for consistent shutdown of sites. The use of innovative computer technologies, in particular geological and technological simulation, shows the effectiveness of this technology for the well with horizontal end. The paper concludes that technology of consistent shutdown of sites with nominally horizontal shafts increases oil production while reducing fluid production.

**Keywords:** well with horizontal end, geological and technological model, recovery factor, filtration flow line, development options, nominally horizontal shaft

## References

Khakimzyanov I.N., Khisamov R.S. et al. Nauka i praktika primeneniya razvetvlenykh i mnogozaboynykh skvazhin pri razrabotke neftyanykh mestorozhdeniy [Science and practice of branched and multilateral wells to develop oil fields]. 2011. 320 p.

Khakimzyanov I.N., Khisamov R.S. et al. Voprosy optimizatsii i povysheniya effektivnosti ekspluatatsii skvazhin s gorizontalmym okonchaniem na osnove matematicheskogo modelirovaniya mestorozhdeniy Tatarstana [Problems of optimization and efficiency of well operation with horizontal end on the basis of mathematical modeling of Tatarstan oil fields]. 2014. 240 p.

**For citation:** Idiyatullina Z.S., Khakimzyanov I.N., Kiyamova D.T. Technologies for the Effective Operation of Wells with Horizontal End with Signs of Premature Flooding. *Georesursy* [Georesources]. 2016. V. 18. No. 1. Pp. 33–38. DOI: 10.18599/grs.18.1.6

## Information about authors

Zarina S. Idiyatullina – Engineer

Ilgizar N. Khakimzyanov – Head of the Laboratory, Doctor of Science

Dilyara T. Kiyamova – Engineer, PhD

Tatar Oil Research and Design Institute (TatNIPIneft) PJSC Tatneft. Russia, 423230, Republic of Tatarstan, Bugulma, M.Jalil str. 32, e-mail: khakimzyanov@tatnipi.ru

Главными задачами дальнейшего освоения сланцевых углеводородов США остаются как повышение качества высокозатратных работ по горизонтальному бурению и технологиям многостадийного гидроразрыва пластов, так и способы защиты окружающей среды. Решение этих проблем позволит увеличить площади, ранее недоступные для бурения.

В настоящее время бурение и испытание скважин на сланцевые углеводороды (УВ) включает как вертикальные, так и горизонтальные скважины. Оба вида скважин предусматривают конструкции крепления и цементирования, позволяющие изолировать водоносные горизонты при гидроразрыве сланцевых пластов (Рис. 1). По расчетам специалистов, при добыче сланцевых УВ количество воды будет составлять 0.1 % от общего количества вод, используемых для хозяйственных целей в районе буровых работ (Modern Shale Gas, 2009).

С целью минимизировать объемы закачиваемой при гидроразрыве воды ее очищают и закачивают вторично.

Горизонтальное бурение способствует большему раскрытию формаций, чем вертикальное. Главное отличие современной разработки сланцевых УВ от добычи традиционных нефти и газа заключается в широком использовании горизонтального бурения и больших объемов гидроразрыва пласта. Кустовое бурение нескольких горизонтальных стволов с одной вертикальной скважины уменьшает воздействие на подземную и наземную окружающую среду, сокращает количество подъездных путей и дорог, облегчает обустройство территории и транспортировку сырья. Для того, чтобы не допустить утечки жидкости из скважины в почву и подземные воды, при гидроразрыве применяют различные способы гидроизоляции пластов: многоколонные конструкции скважин и сверхпрочные материалы в процессе цементирования.

В процессе добычи при многостадийном гидроразрыве индуцированные трещины заполняются пропантом, состоящим на 99.5 % из воды и песка, а также 0.5 % различных химических добавок, которые увеличивают эффективность работ по созданию трещин (Рис. 2).

Эффективным средством контроля за состоянием природной окружающей среды является экологический мониторинг, включающий тепловую, гамма-спектрометрическую, газовую и аэрозольную съемки, а также радиационный контроль (Modern Shale Gas, 2009).

Несмотря на огромные запасы природного газа в США, темпы потребления его значительно увеличиваются, поэтому нетрадиционные ресурсы (сланцевые УВ) могут существенно пополнить этот баланс.

Особенность горючих сланцев заключается, кроме того, в высокой плотности их запасов на единицу площади, которая может достигать 36 млн т/км<sup>2</sup> (Bunger, Growford, 2004).

Аналитики утверждают, что в последние годы рост запасов от 50 до 60 % будет связан с нетрадиционным газом (Рис. 3). Общие извлекаемые ресурсы газа из четырех сланцевых полей («плевес»): Хайнесвилл, Файеттевилл, Марцеллус, Вудфорд могут составлять 15.7 трлн м<sup>3</sup> (Modern Shale Gas, 2009).

Именно в этих районах имеется инфраструктура природного газа, и это облегчает задачу доставки сырья до потребителя. Однако, в общем случае, из резервуаров сланцевых УВ можно извлекать лишь 5-20 % запасов в

отличие от 50-90 % традиционных нефти и газа. С целью улучшения экономически и экологически эффективной добычи сланцевых углеводородов были разработаны новые технологии горизонтального бурения и завершения (испытания) скважин, такие как стадийный и множественный гидроразрывы.

Так, в формации Барнетт на стадии завершения скважин во вновь созданную (индуцированную) трещиноватость добавляют 3 %-ный НСІ для создания матричной трещиноватости, которая увеличивает притоки. Кроме того, становится общераспространенным проведение повторного гидроразрыва, который может значительно увеличить извлекаемые запасы газа.

Поскольку сланцы представляют собой тонкое пере-слаивание пород и часто сообщаются с помощью естественных трещин с выше- и нижележащими слоями, а гидроразрыв по латерали не всегда вскрывает всю мощность пласта, то необходимы такие методы ГИС, которые бы позволили кроме трещиноватости определять значения пористости, водонасыщенности, а также относительную проницаемость в каждом слое, чтобы оценивать возможные затраты на добычу.

В качестве новации для выяснения характера распространения индуцированной трещиноватости используют микросейсмические методы ГИС в горизонтальных скважинах, что позволяет выяснить характер и область распространения дренажа пласта после гидроразрыва. Микросейсмический мониторинг является методом отслеживания трещин гидроразрыва по мере продвижения по латерали пласта. Тонкие слои – не только хранилища нефти и газа, но и пути транспортировки УВ из сланца в скважину. Определение дренажного района (после гидроразрыва) в полях сланцевых УВ является одним из наиболее важных аспектов изучаемого «плея» и его сланцевых ресурсов. Параметр площади дренажа одной скважины будет определять количество скважин. Опыт работы в сланцах Барнетт показывает, что дренажный район после гидроразрыва составляет лишь 1/4 от предполагаемого объема распространения индуцированных трещин (Bunger, Growford, 2004).

Флюидный дренаж зависит от проницаемости сланцев, присутствия и распространения высокопроницаемых алевропелитовых слоев и эффективности индуцированного трещинообразования. Район дренажа вертикальных скважин на сланцевый газ обычно значительно меньше, чем при бурении горизонтальных скважин. Так, район дренажа сланцев Файеттевилл в Арканзасе, близких к сланцам Барнетт, составляет для вертикальных скважин 2-8 га, а в горизонтальных скважинах – от 7.2 до 24.8 га. В то же время при небольшой площади распространения продуктивной толщи в формации Антрим он еще больше и составляет 16-32 га (Bunger, Growford, 2004). Поэтому совершенствование методов бурения и завершения скважин в общем случае может увеличить извлечение флюида на одну скважину при той же площади дренирования.

В США разрабатываются 13 сланцевых формаций, 6 из них (Баккен, Игл Форд, Барнетт, Хайнесвилл, Файеттевилл, Марцеллус) являются основными поставщиками сланцевых нефти и газа в общем объеме добычи в США (Рис. 4).

На формации Баккен и Игл Форд приходится 75 % добытой в стране сланцевой нефти. 83 % сланцевого газа извлечено из четырех формаций: Барнетт, Файеттевилл,

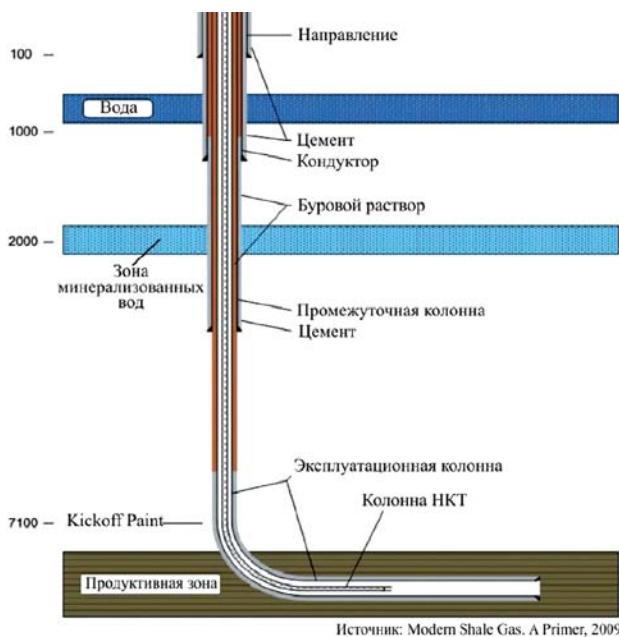


Рис. 1. Зоны крепления и цементирования скважин.

Хайнесвилл и Марцеллус. Самые большие запасы газа содержит формация Марцеллус. В 2013 г. из нее добыто 95.9 млрд м<sup>3</sup> газа, и добыча продолжает расти (Сандреа, Сандреа, 2015).

Кратко остановимся на основных характеристиках каждого фаворита добычи сланцевых нефти и газа.

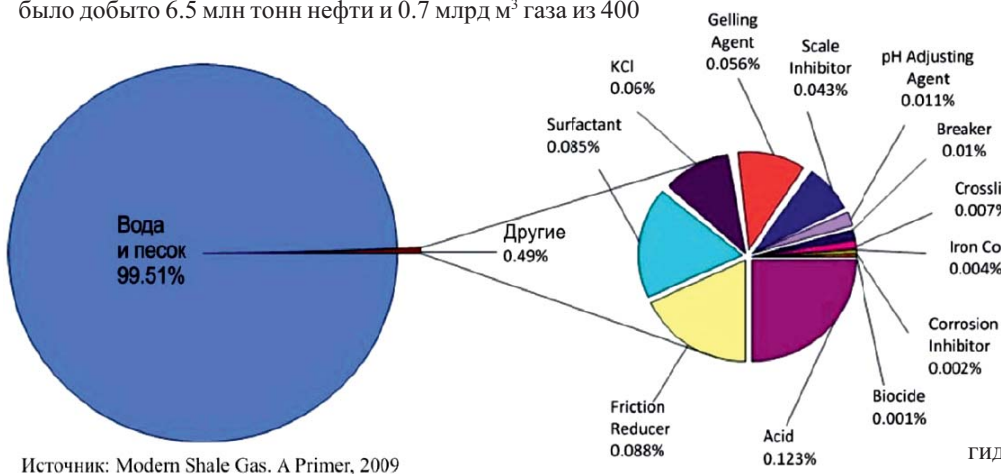
### Нефтяные сланцевые формации

1. **Формация Баккен** (Рис. 5) открыта на границе США и Канады. В США эта формация распространена на площади 300 км<sup>2</sup> (штаты Южная и Северная Дакота). Возраст формации: верхний девон – нижний карбон.

Состоит из трех пачек:

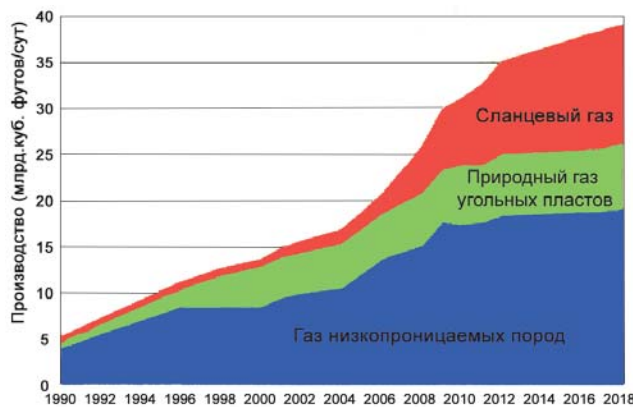
- Верхний Баккен – черные морские сланцы, мощность 7 м;
- Центральный Баккен – переслаивание доломитов, известняков, алевропелитов и аргиллитов, мощность 26 м;
- Нижний Баккен – черные морские сланцы, мощность 15.2 м.

Первые буровые работы на формации Баккен начались в 1953 г. на месторождении Антилоп. В 2000 г. был применен гидроразрыв. В 2010 г. на площади Элм-Кули было добыто 6.5 млн тонн нефти и 0.7 млрд м<sup>3</sup> газа из 400



Источник: Modern Shale Gas. A Primer, 2009

Рис. 2. Объемный состав флюида при гидроразрыве.



Источник: Modern Shale Gas. A Primer, 2009

Рис. 3. Состав нетрадиционного газа Соединенных Штатов.

горизонтальных скважин. В Северной Дакоте добыча нефти ведется из Центрального Баккена. В 2011 г. в Северной Дакоте пиковая добыча составила 144 барр./сутки (3275 скважин), в 2013 г. добыто 836 барр./сутки (6824 скважины). Для сохранения добычи в 2020 г. необходимо иметь 11208 скважин.

Гидроразрыв (до 40 стадий) осуществляется с помощью непрерывно раздувающихся пакеров. С целью повышения нефтеотдачи сланцевых пластов проводят эксперимент по закачке в пласт двуокси углерода и водяного пара. В 2011 г. компания «Славсон» осуществила 40 стадий гидроразрыва в течение двух суток (Paula Dittrick, 2011).

Сланцы Баккен – первооткрыватель сланцевой нефти и площадка для доказательства эффективности многостадийного гидроразрыва.

В 2008 г. Геологическая служба США оценила ресурсы формации Баккен в 580 млрд т. нефти, 53 млрд м<sup>3</sup> газа и 23.5 млрд тонн конденсата (Modern Shale Gas, 2009).

Судя по статистике штата Северная Дакота добыча нефти непрерывно увеличивалась от 4.4 млн тонн в 2008 г. до 8.0 млн тонн в 2009 г. и 13.6 млн тонн в 2010 г. По данным компании JHS за два года добыча нефти выросла до 20 тыс. тонн/сутки или 7.3 млн тонн/год (Nick Snow, 2011).

2. **Формация Игл Форд** (Рис. 6) открыта в 2008 г. на побережье Мексиканского залива. Запасы формации по данным компании JHS оцениваются в 0.32-1.43 млрд тонн нефти и конденсата, 1.14 трлн м<sup>3</sup> газа (EOG sees Eagle Ford Shale ..., 2010).

Сланцы Игл Форд залегают на глубине 3500 м и имеют высокую температуру. Толщина сланцев 30-100 м, в среднем 76 м. Пористость 9 %. Глубина залежи 3200.4 м. Давление в пласте 514.5 атм (Ursula Hammes et al., 2011).

Освоение формации началось с разработки скважины Бриско G-1Н. Глубина 2875 м, горизонтальный ствол 986 м, испытание 7 суток, 10 стадий гидроразрыва, стоимость скважины 5.2 млн долл. (бурение, отбор



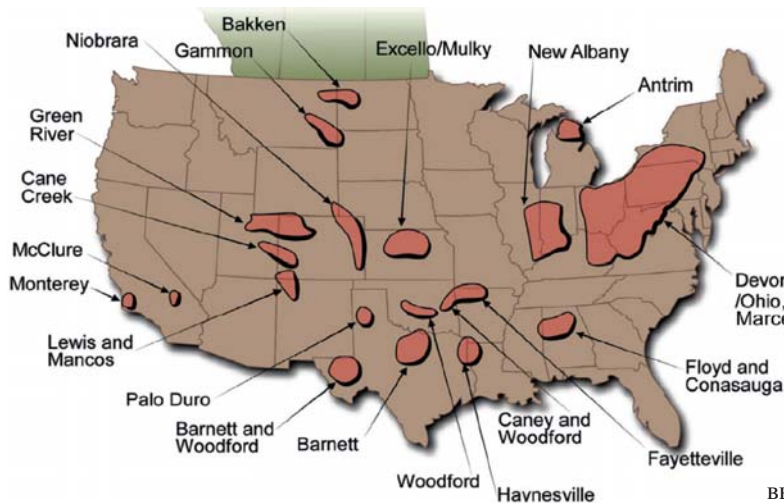


Рис. 4. Сланцевые формации США (Collins, 2008, с изменениями).

керна, проведение каротажа и микросейсмический мониторинг гидроразрыва) (Ursula Hammes et al., 2011).

### Газовые сланцевые формации

#### 1. Формация Барнетт (Рис. 7)

Эксплуатация осуществляется с 1981 г. вертикальными скважинами. Первая горизонтальная скважина была пробурена в 2002 г. Название формации связано с рекой Барнетт, где еще в XX веке были описаны черные сланцы, обогащенные органическим веществом, возраст которых был определен как позднемиссисиппийский (верхнепермское время). Особенностью формации является повышенная хрупкость, частично обусловленная высоким содержанием алевропелитовых и алевритовых прослоев. Глубина залегания от 1980 до 2590 м. Сланцы Барнетт черного цвета с повышенной радиоактивностью. Толщина 60-90 м (наиболее обогащены органическим веществом 15-30 м). Содержание  $C_{орг}$  1.0-4.5 %, пористость 1-6 %. Адсорбированный газ составляет около 20 %. Извлекаемые запасы оцениваются в 570 млрд  $m^3$  (Сандреа, Сандреа, 2015). В 2008 г. на сланцы Барнетт пробурили 7170 скважин. К 2010 г. их

число возросло до 11800 скважин. Площадь охвата гидроразрывом одной скважины от 32 до 64 га. Пластовое давление повышенное. Затраты на бурение и завершение одной скважины – 10 млн долл. (Modern Shale Gas, 2009).

Основная технология извлечения сланцевого газа – кустовое бурение вертикально-горизонтальными скважинами с многостадийным гидроразрывом при помощи раздувающихся пакеров, позволяющих проталкивать оборудование вдоль пласта.

#### 2. Формация Хайнесвилл (Рис. 8)

Черные сланцы Хайнесвилл распространены в штатах Техас, Луизиана и Арканзас. В ряде скважин формацию Хайнесвилл вскрывают совместно с вышезалегающими сланцами Босье. Сланцы образовались в позднеюрское время (позднекиммерийское). От сланцев Босье отличаются повышенными сопротивлениями и большей радиоактивностью. Запасы составляют 7.17-8.50 трлн  $m^3$  (крупнейшие в США и четвертые в мире) (Modern Shale Gas, 2009). Площадь распространения 23.3 тыс.  $km^2$ . Глубина залегания 3200-4115 м. Пластовое давление аномальное – 1400 атм. Толщина черных газоносных сланцев – 44-122 м. Содержание  $C_{орг}$  3-5 %. Отличаются высоким начальным дебитом 286-571 тыс.  $m^3/сут$ . Максимальный дебит составил 857  $m^3/сутки$  (Цветков, Цветкова, 2012). Первая скважина была пробурена в 2005 г., а первый значительный приток газа получен в 2008 г. В 2010 г. в этом регионе уже работало 1798 буровых установок. Стоимость скважины 7-10 млн долл. Благодаря кустовому бурению затраты сократились с 15.6 до 9.0 млн. олл. Один гидроразрыв охватывает площадь 32 га. Обычно применяют до 11 стадий гидроразрыва (компания «En Capa»). Совсем недавно выяснилось, что сланцы Хайнесвилл в Луизиане могут иметь коэффициент извлечения 30 % (Сандреа, Сандреа, 2015).

#### 3. Сланцы Файеттевилл (Рис. 9)

Распространены в бассейне Аркома в Северном Арканзасе и Восточной Оклахоме. Глубина залегания 305-2135 м. Возраст отложений – нижний карбон. Разработка началась в 2000-х годах. Использовался опыт разработки

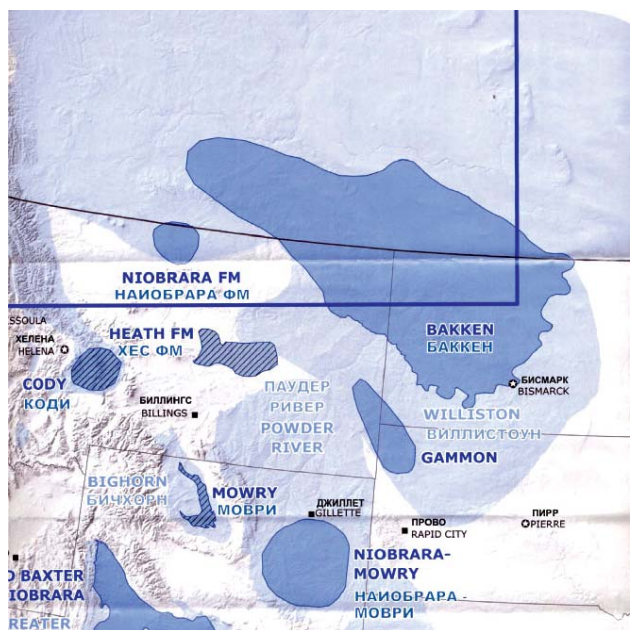


Рис. 5. Формация Баккен (Oil and Gas Journal, Sept. 5, 2011).

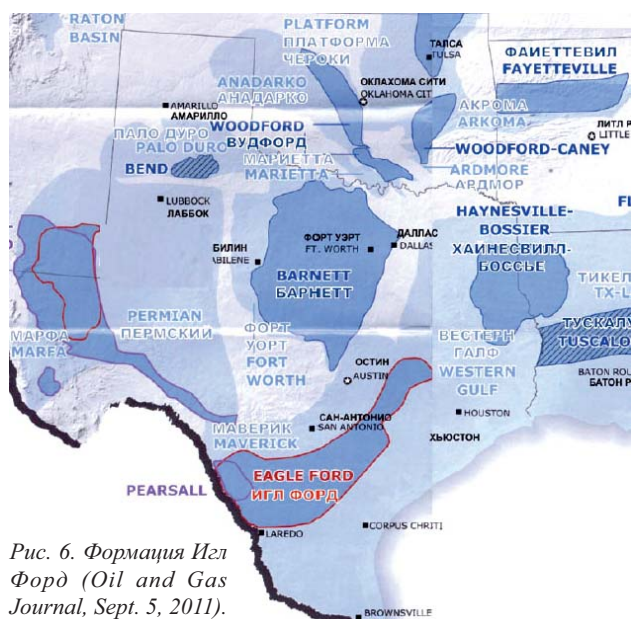


Рис. 6. Формация Игл Форд (Oil and Gas Journal, Sept. 5, 2011).



сланцев Барнетт. Площадь распространения сланцев Файеттевилл 9 тыс. м<sup>2</sup> (вдвое больше, чем у сланцев Барнетт). Содержание газа 1.7-6.3 м<sup>3</sup>/т меньше, чем у сланцев Барнетт (8.57-10.00 м<sup>3</sup>/т). С 2005 по 2014 гг. количество пробуренных скважин увеличилось с 49 до 761 скважины. Запасы сланцевого газа Файеттевилл по данным Техасского университета предполагались 330 млн м<sup>3</sup>/км<sup>2</sup> (Modern Shale Gas, 2009). На август 2014 г. их оценка составила 250 млрд м<sup>3</sup> (Сандреа, Сандреа, 2015).

4. **Формация Марцеллус** (Рис. 10)

Крупнейший объект для работ на сланцевый газ (Modern Shale Gas, 2009). Литологически это – переслаивание серых и черных сланцев. Общее содержание C<sub>орг</sub> в серых сланцах меньше, чем в черных. Трещиноватость черных сланцев выше, чем серых. Глубина залегания продуктивных пород меняется от 10 до 1524 м. Мощность 150-170 м. Общая пористость 2-5 %. Адсорбированный газ до 50 %. Используется опыт разработки сланцев Барнетт в Техасе. В 2005 г. началось бурение и был получен первый сланцевый газ. Общее содержание C<sub>орг</sub> 4.7 %, что говорит о его зрелости. В 2008 году была сделана прогнозная оценка запасов газа равная 143 трлн м<sup>3</sup>. Этот объем мог обеспечить снабжение газом США в течение 2 лет (Modern Shale Gas, 2009). В процессе разработки оказалось, что продуктивность серых сланцев в 3.5 выше, чем у черных за счет увеличения площади сбора (16-64 га). Сейчас сланцы Марцеллус вышли на первое место по добыче в США. В 2013 г. из них добыли 95.9 млрд м<sup>3</sup> газа (согласно EJA). Добыча постоянно растет. На конец 2014 г. число добывающих скважин составило 10369. EUR (сумма накопленной добычи и запасов, которые могут быть добыты за весь срок эксплуатации) на конец 2014 г. составляет 3964 млрд м<sup>3</sup> (Сандреа, Сандреа, 2015).

Несмотря на то, что «сланцевый бум» вывел США на первое место в мире по добыче природного газа, а добыча нефти с 2008 г. увеличилась с 250 до 400 млн тонн/год, инвестиции в энергетику за последние 10 лет были недостаточно высокими. По данным Оксфордского института, опубликованным в конце 2014 г., инвестиции сократились на 15 % (Сандреа, Сандреа, 2015). При инвестировании в сланцы прибыль инвесторы получают лишь на 3-4 год эксплуатации скважины. Однако инвесторы хотят знать

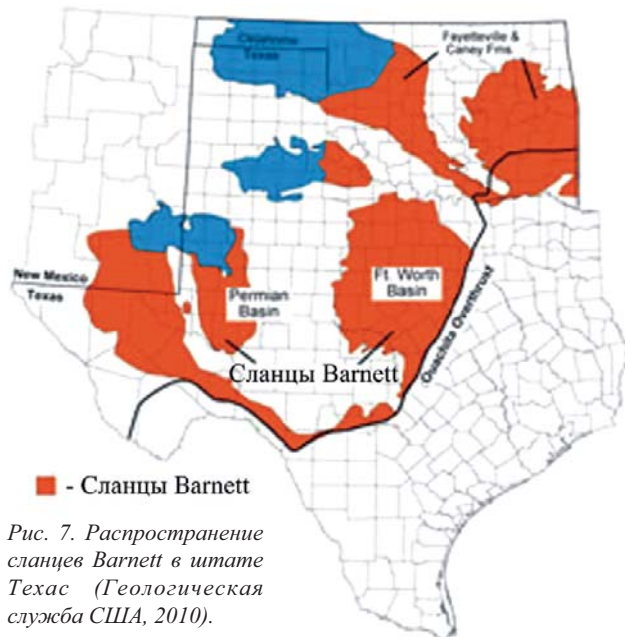


Рис. 8. Сланцы формации Haynesville в штатах Техас и Луизиана.

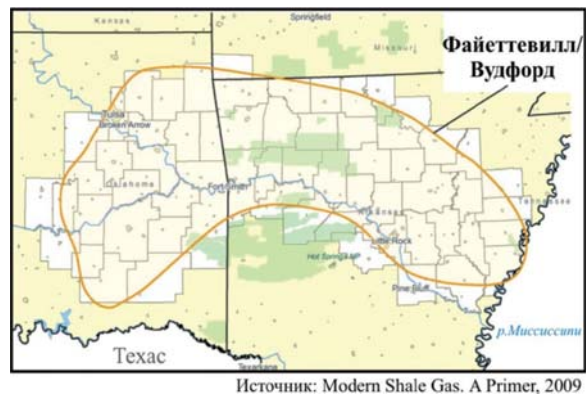
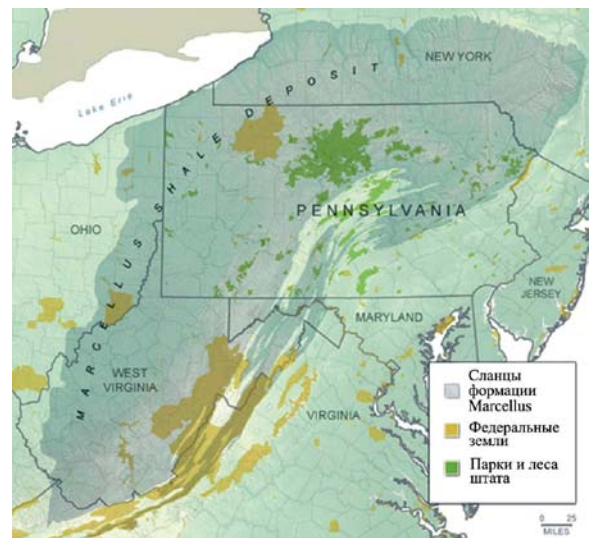


Рис. 9. Сланцы формации Fayetteville в бассейне Аркома.



прогнозные запасы формации уже на ранней стадии разработки, а это по одиночным скважинам трудноосуществимо. Поэтому данные по падению добычи сланцевых формаций помогают уточнить оставшийся период эксплуатации, а кривые продуктивности помогают определить необходимое количество дополнительных скважин на позднем этапе разработки.

На рис. 11, 12 показаны кривые добычи сланцевых нефти и газа из шести основных формаций США по состоянию на конец 2014 г. Самые большие запасы сланцевого газа, как говорилось выше, содержит формация Марцеллус. В 2013 г. из нее было добыто 95.9 млрд м<sup>3</sup> газа (Сандреа, Сандреа, 2015). Добыча сланцевого газа в формации Марцеллус стабильно растет и еще не достигла точки падения, как и добыча сланцевой нефти в США в целом.

С помощью анализа кривых падения добычи были получены обновленные оценки суммарных прогнозных технически извлекаемых запасов (EUR – сумма накопленной добычи + оставшиеся запасы, которые могут быть добыты за весь срок эксплуатации) для основных газовых и нефтяных сланцевых формаций США (Табл. 1, 2).

Как видно из табл. 1, по формациям Барнетт и Файетевилл, EUR составляет 556 и 255 млрд м<sup>3</sup>. Для формации Хай-

несвилл оценка запасов в 2012 г. составляла 1870 млрд м<sup>3</sup>, а в 2014 г. она упала согласно кривым падения добычи до 340 млрд м<sup>3</sup>. Добыча из сланцев Марцеллус была начата в 2008 г. и в декабре 2013 г. достигла 309 млн м<sup>3</sup>. Накопленная добыча пока невелика – всего 190 млрд м<sup>3</sup>, тогда как прогнозные технически извлекаемые запасы по данным EIA (US Energy Information Administration) 3960 млрд м<sup>3</sup>. Короткая история разработки не дает возможности использовать кривые добычи для переоценки EUR данной формации. По данным EIA коэффициент извлечения предполагается 9.3 %.

В результате переоценки прогнозных запасов были получены следующие коэффициенты извлечения: 1.7 % для Хайнесвилл 6.1% – для Барнетт и 11.2 % для Файетевилл (Табл. 1). Основную роль в продуктивности Хайнесвилл сыграл градиент порового давления (17-19.2 кПа/м), что почти в 2 раза больше нормального давления (9.7 кПа/м). Благодаря высокому давлению начальный дебит составлял 270 м<sup>3</sup>/сут, что в несколько раз (~ 5 раз) больше дебита скважин формации Барнетт. Однако, темп падения давления в скважинах формации Хайнесвилл составил 86 % в год, и добыча резко упала, за счет чего коэффициент извлечения оказался самым низким (1.7 %) по сравнению с другими формациями, имеющими большие запасы. Исходя из оценок EIA (Табл.1), технически извлекаемые запасы (3960 млрд м<sup>3</sup>) для сланцев Марцеллус должны составлять 9.3 %, что на 58 % выше средних значений коэффициента извлечения для трех формаций (Сандреа, Сандреа, 2015).

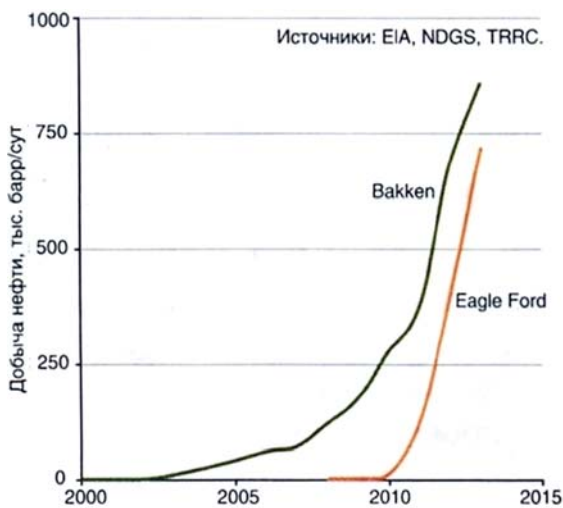


Рис. 11. Добыча сланцевой нефти в США. Основные формации.

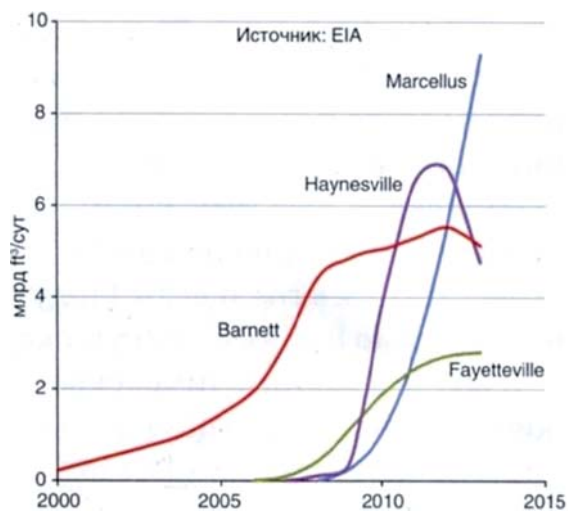


Рис. 12. Добыча сланцевого газа в США. Основные формации.

Показатель	Формации			
	Barnett	Fayetteville	Haynesville	Marcellus
Геологические запасы газа <sup>1</sup> , млн м <sup>3</sup> /км <sup>2</sup>	550	330	850	200
Дебит на конец 2014 года, млн м <sup>3</sup> /сут	150	81	110	309
Накопленная добыча, млрд м <sup>3</sup>	416	119	241	190
EUR <sup>2</sup> , млрд м <sup>3</sup>	566	255	340	3964
Коэффициент извлечения, %	6,1	11,2	1,7	9,3
Максимальная добыча <sup>3</sup> , млн м <sup>3</sup> /сут	160 (2011)	82 (2012)	198 (2011)	680
Пиковая продуктивность скважин, тыс. м <sup>3</sup> /сут/скв.	12,40 (2008)	23,59 (2010)	95,77 (2010)	–
Текущая продуктивность скважин в ноябре 2014 года, тыс. м <sup>3</sup> /сут/скв.	8,58	17,27	33,84	29,73
Число добывающих скважин на конец 2014 года	17 494	4704	3238	10 369
Дебит новых скважин в течение первых 180 дней, тыс. м <sup>3</sup> /сут	54	59	269	139
Скорость падения продуктивности скважин, % в год	7	10	35	–
EUR в расчете на скважину, млн м <sup>3</sup>	62	85	99	45
Ожидаемая продуктивность скважин в 2020 году, тыс. м <sup>3</sup> /сут/скв.	5,38	8,67	2,89	–
Глубина, м	1520–2440	300–2130	2930–4110	610–2590
Градиент порового давления, кПа/м	11,1–12,2	10,0	17,0–19,2	9,0–13,1

Табл. 1. Сланцевый газ в США. Показатели основных формаций. <sup>1</sup> Геологические запасы приведены согласно данным «Ежегодного прогноза по энергетике» за 2012 год EIA, за исключением формации Fayetteville, данные по которой взяты из результатов исследования Техасского университета (OGJ, 6 January, 2014). Содержание газа в Marcellus чрезвычайно низкое – 2.3 м<sup>3</sup>/т (по данным USGS), отсюда низкое значение геологических запасов – 200 млн м<sup>3</sup>/км<sup>2</sup>. <sup>2</sup> Данные получены с помощью анализа снижения добычи, за исключением данных по сланцам Marcellus, взятых из «Ежегодного прогноза по энергетике» за 2012 год EIA. <sup>3</sup> Приведены промысловые данные и год достижения, за исключением сланцев Marcellus, для которых данный параметр был получен на основе алгоритмических вычислений (OGJ, 6 January, 2014, p. 66 и OGJ, 4 August, 2014, p. 56). Источники: EIA, USGS, TRRC



После достижения пиковых значений добыча начинает либо падать, либо еще сохраняет свои значения какое-то время, поэтому этот параметр не всегда четко определяет дальнейший период разработки.

Параметр, позволяющий более точно определить пик продуктивности, – это отношение общего дебита пласта к количеству скважин, дающих продукцию, и называется «продуктивность скважин» (Сандреа, Сандреа, 2015). Этот параметр необходимо отличать от «коэффициента продуктивности скважины», означающий отношение дебита скважины к депрессии. Параметр продуктивности включает скважины, законченные в течение данного года и не включает скважины, эксплуатация которых была прекращена.

Таким образом, изучение графиков продуктивности скважин – простой и надежный способ определения количества скважин, которые необходимо пробурить, чтобы сохранить добычу на требуемом уровне. На рис. 13 показаны кривые падения продуктивности для основных нефтяных и газовых сланцевых «плевей». Пиковые значения продуктивности (144 тыс. барр/сут/скв) по формации Баккен достигнуты в 2011 г. Однако добыча продолжала расти и достигла в 2013 г. 836 тыс. барр/сут/скв). В настоящее время буровая активность (6824 скважины) обеспечивает рост общей добычи (Рис. 11). Чтобы сохранить добычу на уровне 2013 года, необходимо довести количество добывающих скважин до 11208, что почти в 2 раза больше, чем сейчас.

В сланцах Игл Форд добыча в 2013 г. выросла до 717 тыс. барр/сут/скв при неуклонном падении продуктивности с 270 барр/сут/скв в 2011 г. до 130 барр/сут/скв в настоящее время. Рост добычи был обусловлен бурением большого количества добывающих скважин с 480 в 2011 г. до 5493 скважин в 2013 году. Средняя стоимость скважины, пробуренной на сланцы Игл Форд 4.0-6.5 млн долл., на сланцы Баккен 5.5-8.5 млн долл. Слишком короткая история эксплуатации обоих пластов не позволяет использовать кривые падения добычи на месторождениях для уточнения запасов. Последняя оценка запасов формации Баккен

(7.4 млрд барр) сделана Геологической службой США (US Geological Survey, USGS) по аналогии с прилегающими формациями Саниш и Трифокс. Железнодорожная компания штата Техас (Texas Railroad Commission) оценила запасы нефти сланцев Игл Форд в 5 млрд барр (Табл. 2).

Предварительные оценки по этим двум формациям подтвердятся, либо будут опровергнуты лишь при накоплении достаточного количества данных по добыче и по кривым падения продуктивности, которые характеризуют основные критерии оценки запасов формаций.

## Выводы

Основным способом эксплуатации сланцевых углеводородов в США является вертикально-горизонтальное (кустовое) бурение и многостадийный гидроразрыв с использованием раздувающихся пакеров. Для изоляции водоносных пластов применяют многоколонные конструкции скважин и сверхпрочные материалы в процессе цементирования.

Эффективным средством контроля за состоянием природной среды является экологический мониторинг, включающий тепловую, гамма-спектрометрическую, газовую и аэрозольную съемку, а также радиационный контроль.

С целью выяснения характера распространения индуцированной трещиноватости используют микросейсмический мониторинг. Закачка 3%-ной HCL (формация Барнетт) в индуцированную трещиноватость, образованную при гидроразрыве, способствует созданию матричной трещиноватости пласта. Использование вторичного гидроразрыва (формация Барнетт) с целью увеличения притоков способствует дополнительному притоку углеводородов.

С целью повышения нефтотдачи сланцевых пластов проводят эксперименты по закачке двуокиси углерода и водяного пара (формация Баккен). Дренажный район после гидроразрыва составляет всего 1/4 объема воздействия (формация Барнетт). Район вертикального дренажа на сланцевый газ значительно меньше горизонтального (2-8 га для вертикальных скважин и 7,2-24,8 га для горизонтальных).

Показатель	Формации	
	Bakken <sup>1</sup>	Eagle Ford
Геологические запасы <sup>1</sup> , млн барр/км <sup>2</sup>	24	36
Добыча нефти на конец года, тыс. барр/сут	863	838
Накопленная добыча, млн барр	970	590
Запасы (EUR) <sup>2</sup> , млрд барр	7,4	5
КИН	1,8	1,7
Возможная добыча <sup>3</sup> , тыс. барр/сут	1075	838
Пиковая продуктивность скважин, барр/сут скв.	144 (2011)	270 (2011)
Продуктивность скважин в ноябре 2014, барр/сут/скв.	126	130
Число добывающих скважин на конец 2014 года	6824	5493
Дебит новых скважин в течение первых 30 дней, барр/сут	565	812
Скорость падения продуктивности скважин, % в год	6,7	36
EUR в расчете на скважину, тыс. барр	750	274
Ожидаемая продуктивность скважин в 2020 году, барр/сут/скв.	77	11
Глубина, м	940-3350	760-4570
Градиент порового давления, кПа/м	11,3	14,7

Табл. 2. Сланцевая нефть в США. Показатели основных формаций. <sup>1</sup>Значения продуктивности скважин и количества добывающих скважин, приведенные для сланцев Баккен, относятся к территории штата Северная Дакота. <sup>2</sup>Значения из «Ежегодного прогноза по энергетике» за 2012 год EIA. <sup>3</sup>Расчет по алгоритму (Sandrea, OGJ, 3 December 2012, p. 58). Источники: EIA, USGS, NDGS, TRRC

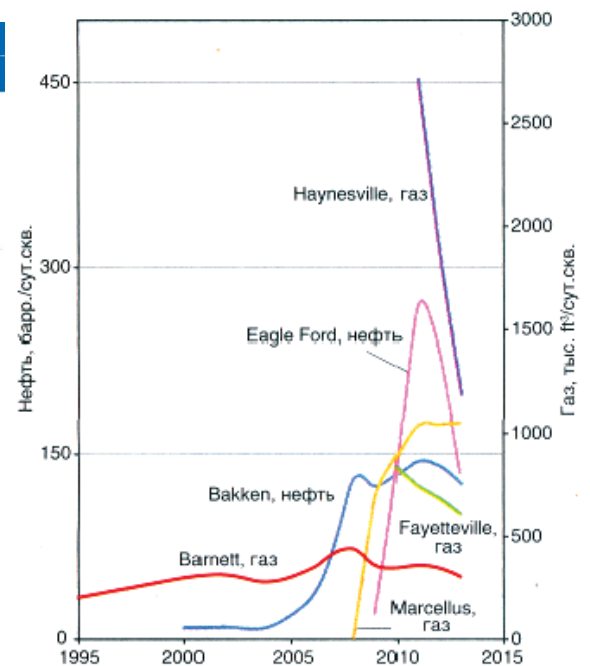


Рис. 13. Продуктивность скважин основных нефтяных и газовых сланцевых пластов.

Увеличение количества стадий гидроразрыва одновременно увеличивает и затраты, поэтому буровые компании пытаются сократить стоимость работ за счет уменьшения времени бурения и завершения (испытания) скважин.

Для определения технически извлекаемых запасов сланцевых формаций используют кривые добычи и продуктивности скважин. Кривые добычи позволяют определить обновленные оценки суммарных прогнозных извлекаемых запасов (EUR), равные сумме накопленной добычи + оставшиеся запасы, которые можно получить за весь срок эксплуатации. Параметр «продуктивность скважин», характеризующий все месторождение, способствует определению количества скважин, которые необходимо пробурить, чтобы поддержать добычу на требуемом уровне, а также уточнить суммарные прогнозные извлекаемые запасы на одну скважину.

Добыча нефти и газа из сланцевых углеводородов увеличивается за счет уплотнения сети скважин. Средний срок эксплуатации скважин на примере формации Барнетт составляет 7.5 лет (за счет скорости падения добычи и сложных методов заканчивания скважин в сланцевых пластах). Средняя стоимость вертикально-горизонтальной скважины на сланцевую нефть – 4.0-8.5 млн долл., на сланцевый газ – 6.0 млн долл.

## Литература

Bunger J.M, Growford P.M. Is oil shale America's answer to peak-oil challenge? *Oil & Gas Journal*. Aug. 9. 2004. Pp. 16-24.

EOG sees Eagle Ford Shale as major US oil discovery. *Oil & Gas Journal*. Apr. 19. 2010. P. 35.

Modern Shale Gas. Development in the United States: A Primer. 2009.

Nick Snow. USGS to update Bakken formation assessment, Salazar Saus. *Oil & Gas Journal*. June 6. 2011. Pp. 35-38.

Paula Ditrack. Sliding-sleeve fracs unlock more ND Bakken oil. *Oil & Gas Journal*. June 6. 2011. Pp. 35-38.

Rokosh C.D., Pawlowicz J.G., Berhane H., Anderson S.D. and Beaton A.P. What is shale gas? An introduction to shale-gas geology in Alberta. Energy Resources Conservation Board. *Alberta Geological Survey*. 2009. Pp. 34-41.

Ursula Hammes, H.Skott Hammlin, Tomas E. Ewing. Geologie and analysis of the Upper Jurassic Haynesville Shale in east Texas and west Louisiana. *AAPG Bulletin*. V. 95. № 10 (October 2011). Pp. 1643-1666.

Сандреа Р., Сандреа И. Новые данные о потенциале сланцевых формаций в США. *Oil & Gas Journal*. 2015. № 7. Pp. 46-52.

Использованные статьи (кроме Сандреа, Сандреа, 2015) взяты из Библиографического обзора Л.Д. Цветкова, Н.Л. Цветковой «Сланцевые углеводороды». Ярославль. 2012.

**Для цитирования:** Юрова М.П. Особенности разработки сланцевых углеводородов США (на примере формаций Баккен, Игл Форд, Барнетт, Хайнесвилл, Файеттевилл, Марцеллус). *Георесурсы*. 2016. Т. 18. № 1. С. 38-45. DOI: 10.18599/grs.18.1.7

## Сведения об авторе

*Маргарита Павловна Юрова* – к. геол.-мин. н., ведущий научный сотрудник Института проблем нефти и газа Российской академии наук. Россия, 119333, Москва, Губкина, д. 3. Тел: +7(499) 135-71-81, e-mail: mpyurova@mail.ru

# Distinctive Features of Shale Hydrocarbons Development in the United States (on the example of formations Bakken, Eagle Ford, Barnett, Haynesville, Fayetteville, Marcellus)

*M.P. Yurova*

*Oil and Gas Research Institute of the Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia*  
Received January 20, 2016

**Abstract.** The article provides a brief description of the major shale hydrocarbon formations in the US. The methods are shown to develop shale fields: multiple vertical horizontal drilling, multi-stage hydraulic fracturing using inflating packers. The influence of shale development on the environment is considered. The article emphasizes importance of the hydraulic fracturing drainage volume and density of reserves distribution. By means of production decline curves the authors define hydrocarbon reserves both extracted and remaining in the deposits. The 'productivity of wells' parameter determines the required number of additional wells to extract the remaining reserves. Average cost of drilling and development of wells is given.

**Keywords:** major formations, methods of development, well price for multiple vertical horizontal drilling and completion of wells, production curves, well productivity, technically recoverable reserves

## References

Bunger J.M, Growford P.M. Is oil shale America's answer to peak-oil challenge? *Oil & Gas Journal*. Aug. 9. 2004. Pp. 16-24.

EOG sees Eagle Ford Shale as major US oil discovery. *Oil & Gas Journal*. Apr. 19. 2010. P. 35.

Modern Shale Gas. Development in the United States: A Primer. 2009.

Nick Snow. USGS to update Bakken formation assessment, Salazar

Saus. *Oil & Gas Journal*. June 6. 2011. Pp. 35-38.

Paula Ditrack. Sliding-sleeve fracs unlock more ND Bakken oil. *Oil & Gas Journal*. June 6. 2011. Pp. 35-38.

Rokosh C.D., Pawlowicz J.G., Berhane H., Anderson S.D. and Beaton A.P. What is shale gas? An introduction to shale-gas geology in Alberta. Energy Resources Conservation Board. *Alberta Geological Survey*. 2009. Pp. 34-41.

Sandrea R., Sandra I. New data about the potential of shale formations in the United States. *Oil & Gas Journal*. 2015. № 7. Pp. 46-52.

Tsvetkov L.D., Tsvetkova N.L. Slantsevye uglevodorody [Shale hydrocarbons]. Yaroslavl. 2012.

Ursula Hammes, H.Skott Hammlin, Tomas E. Ewing. Geologie and analysis of the Upper Jurassic Haynesville Shale in east Texas and west Louisiana. *AAPG Bulletin*. V. 95. № 10 (October 2011). Pp. 1643-1666.

**For citation:** Yurova M.P. Distinctive Features of Shale Hydrocarbons Development in the United States (on the example of formations Bakken, Eagle Ford, Barnett, Haynesville, Fayetteville, Marcellus). *Georesursy* [Georesources]. 2016. V. 18. No. 1. Pp. 38-45. DOI: 10.18599/grs.18.1.7

## Information about author

*Margarita P. Yurova* – PhD, Leading Researcher, Oil and Gas Research Institute of the Russian Academy of Sciences. Russia, 119333, Moscow, Gubkin str. 3

Phone: +7(499)135-71-81, e-mail: mpyurova@mail.ru