

Фактор цен на землю в добыче сланцевой нефти

П.С. Баринов

Институт проблем нефти и газа РАН
e-mail: petrbarinov@gmail.com

Аннотация. Ажиотажный спрос на ресурсы «сланцевой» нефти привел к многократному росту цен на продуктивные участки залежей углеводородов в США. Наиболее выражено он проявился в регионе (бассейне) Пермиан в штатах Техас и Нью-Мексико, где производство растет опережающими темпами, приближаясь к уровню половины добычи «сланцевой» нефти в США. До недавних пор издержки на добычу и поставку «сланцевой» нефти были схожи в своей структуре для различных нефтеносных бассейнов. Однако в самом крупном по запасам, самом продуктивном и самом быстрорастущем по объемам добычи регионе США доминирующее значение приобретает стоимость прав на земельные участки. Она растет много лет гораздо быстрее объемов добычи. При продолжении этой тенденции в какой-то момент неизбежно прекращение рентабельного извлечения «сланцевых» углеводородов. Парадокс состоит в том, что на текущем этапе рост стоимости прав на недропользование улучшает его осуществление, однако у этого фактора есть и обратная сторона.

Ключевые слова: «сланцевая» нефть, затраты на добычу, расходы на добычу, себестоимость добычи, Пермиан, недропользование.

Для цитирования: Баринов П.С. Фактор цен на землю в добыче сланцевой нефти // Актуальные проблемы нефти и газа. 2019. Вып. 1(24). <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2019-24.art13>

Регион Пермиан лидирует в добыче «сланцевой» нефти (light tight oil или LTO) в США. Доля Пермиана в поставках LTO стремительно росла все то время, пока в других регионах происходило снижение с локальными минимумами в 2016–2017 гг. (рис. 1). Не все «сланцевые» регионы смогли показать новый максимум за последние четыре года (в США таких насчитывают семь среди крупных), тогда как в Пермиане добыча за это время удвоилась. Доля Пермиана закрепились на уровне 45% от добычи LTO в США при том, что еще в январе 2015 г. она составляла лишь 30%. Ожидается, что в 2019 г. эта доля достигнет 50% и выше [1].

В 2018 г. добыча нефти в США превысила исторический рекорд 1970 г. и составила 10,7 млн барр./сут. В 2019 г. предполагается достижение 11,7–12,2 млн барр./сут., большей частью из Пермиана [1]. Это беспрецедентный рост добычи нефти в истории какой-либо страны в мире: 9 млн барр./сут. за 8 лет, а его развитие в последние 3–4 года в большей части обеспечивает регион Пермиан.

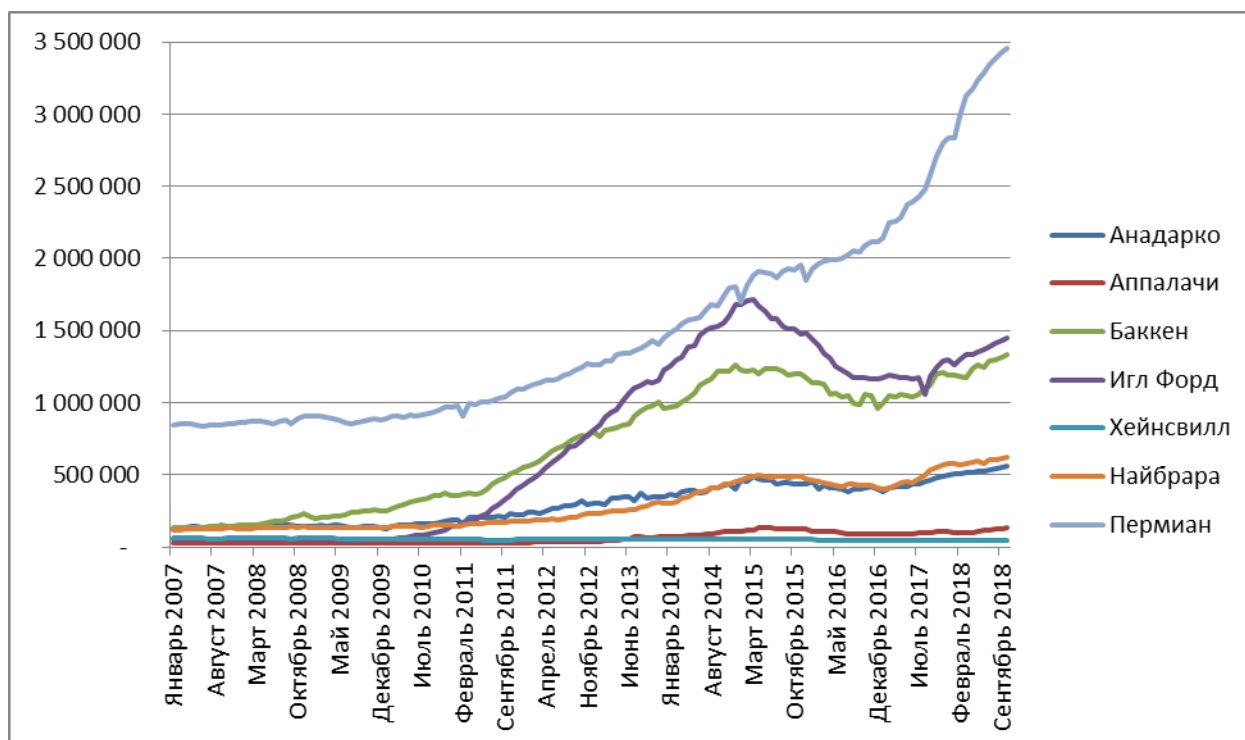


Рис. 1. Добыча LTO в основных регионах США, барр./сут.; Пермиан – верхняя восходящая кривая (источник: U.S. Energy Information Administration [2])

Пермиан – это гигантский по запасам нефтяной комплекс размерами 480 км с севера на юг и 400 км с запада на восток в штатах Техас и Нью-Мексико. По площади в десятки раз больше, чем супергигант Гавар в С. Аравии (крупнейшее месторождение традиционной нефти в мире). Если примерять на показатели целых государств, то Пермиан по объемам добычи уже примерно равен Ирану и значительно превосходит ОАЭ или Кувейт. Однако, по прогнозам Международного энергетического агентства (МЭА), добыча LTO в США будет расти до середины второй половины 2020-х гг., и в этом процессе роль региона Пермиан, как ожидается, будет первостепенной.

В 2017 г. Управление энергетической информации Минэнерго США (EIA) повысило значение запасов нефти с 80 до 105 млрд барр., однако, неопределенность в подсчетах настолько велика, что МЭА допускает удвоение этого значения в ближайшем будущем, в основном за счет Пермиана [3]. В этом случае МЭА прогнозирует «Сценарий низких цен на нефть», обусловленный тем, что *«больше нефти может быть добыто с низкими издержками»*.

Помимо этого фактора, для потенциально возможного снижения себестоимости поставок нефти существуют еще как минимум две гораздо более предсказуемые

предпосылки: во-первых, за счет устранения дефицита мощностей магистральных нефтепроводов в регионе (пока что наблюдается эффект «бутылочного горлышка»), а во-вторых, благодаря лучшему использованию попутного газа, значительная часть которого не могла быть продана из-за недостаточности инфраструктуры по его сбору, подготовке и транспорту [4; 5]. Утилизация попутного газа, в целом, образовывала финансовый нетто-отток, а в будущем, благодаря выпуску в оборот большего количества добываемого газа, выручка от его продажи превратится в растущий финансовый нетто-приток.

Однако, несмотря на позитивные ожидания, существуют и компенсирующие факторы. Помимо нехватки воды, так необходимой для гидроразрыва пластов (ГРП), в этой пустынной засушливой местности рост цен на земельные участки нефтеносного региона развивается стремительными темпами. Стоимость акра земли (0,4 Га) к началу 2017 г. по данным агентства Блумберг достигла 60 тыс. долл. [6]. На одну скважину требуется землеотвод примерно в 60–80 акров. Сверх того, 10–20% площади обычно не может быть использовано по техническим причинам из-за особенностей рельефа [7]. То есть, расходы на приобретение участков добавляют 4–5 млн долл. на одну скважину, что сопоставимо со всеми остальными инвестициями в ее строительство [7]. В 2010 г. акр в Пермиан в среднем стоил около 2 тыс. долл., а 2014 г. уже 25 тыс. долл. Объем добычи за этот период удвоился, а земля подорожала в 12 раз. С учетом того, что на начальном этапе оптовики скупали участки по 200–400 долл. за акр, их стоимость выросла за 7–8 лет в 150–300 раз [7]. Этот фактор опережающего роста капитальных расходов из-за роста цен на участки при дальнейшем развитии тенденции способен стать «ахиллесовой пятой» нового гиганта нефтедобычи, в буквальном смысле закопав в землю сотни миллиардов долларов инвестиций при изменении множества различных факторов, начиная от увеличения нефтяных запасов в других регионах США или странах мира и заканчивая снижением спроса на нефть.

Средние расходы на строительство скважины в Пермиане, согласно отчету EIA «Trends in U.S. Oil and Natural Gas Upstream Costs», варьировались в пределах 6,6–7,8 млн долл. В них включены разнообразные статьи, основной из которых является заканчивание скважины. Заканчивание включает расходы на воду и реактивы для ГРП (в Пермиане используют специальный гель для снижения трения), проппант (акроним от propping agent) – расклинивающие гранулы для образующихся в результате ГРП трещин, помимо этого, на весьма дорогостоящую аренду насосов ГРП, а также утилизацию

поступившей из пласта технической жидкости. Расходы на заканчивание превышают по стоимости все остальные, вместе взятые, работы и материалы при строительстве скважины в Пермiane [7].

Зависимость величины расходов на заканчивание скважины к эффективности добычи проявляется в том, что чем больше величина этих расходов, тем больше EUR (Estimated Ultimate Recovery или совокупный объем извлекаемой нефти). Специализированное аналитическое агентство Rystad Energy обобщило статистику эксплуатации нескольких тысяч скважин 13-ти наиболее активных операторов в регионе Пермian, учитывая их каждую пущенную с 2010 г. в эксплуатацию скважину [8]. Так, компании Cimarex Energy (лучший оператор в динамике увеличения EUR) в 2010–2017 гг. при среднем увеличении объема жидкости для ГРП на 573%, а проппанта на 452% удалось увеличить EUR на 343%. Лучший, но незначительно превосходящий результат показала Еххон, однако у этой компании меньше всех скважин. Схожая тенденция оказалась характерной и для всех остальных операторов, а компания Devon Energy показала худший результат [8].

Средняя новая скважина Cimarex Energy последнего поколения в Пермian способна добыть за расчетные 30 лет 1,88 млн баррелей нефтяного эквивалента (БНЭ). В эквивалент включают и добытый попутный газ, который из-за недостаточности инфраструктуры зачастую утилизируется, а его доля в добыче из разных скважин варьируется.

Дебит скважины (приток добываемой нефти на устье за единицу времени) стремительно падает в первые месяцы добычи, а операционные затраты остаются прежними или растут за счет механизированной добычи насосами и других издержек. Однако Rystad Energy в своем исследовании отталкивается от столь длительного срока эксплуатации скважины (30 лет) для расчета EUR. Пока что в Пермiane еще нет 30-летних скважин добычи ЛТО горизонтальными стволами в результате ГРП, так что этот расчет – гипотетический, а в реальности срок эффективной эксплуатации скважины может быть во много раз короче.

Средний EUR скважин первого поколения компании Devon Energy составил 287 тыс. БНЭ, а последнего – 788 тыс. БНЭ, однако для этого понадобилось меньше материалов и горизонтальные стволы скважин были короче, чем у самых эффективных скважин Cimarex Energy. Во всех случаях можно сделать один вывод: увеличивая

капитальные расходы на скважину можно извлечь из нее больше нефти, но рост расходов опережает темпом объем добычи. Каждая из компаний демонстрировала все больший EUR из расчета на фут горизонтального ствола скважины при увеличении длины горизонтальных стволов (табл. 1). Более того: все больший EUR достигается относительно небольшим увеличением длины горизонтальных стволов, что является значительным прогрессом в устройстве скважин для «сланцевой» добычи.

Таблица 1

Соотношение длин горизонтальных стволов к EUR скважин различных поколений Devon Energy и Cimarex Energy в регионе Пермиан, по данным Rystad Energy [Rystad, 2017]

Компания	EUR, тыс БНЭ	Длина горизонтальных стволов, футов	Длина горизонтальных стволов/EUR
Devon Energy	287	4460	15,54
Devon Energy	400	4886	12,22
Devon Energy	788	5221	6,63
Cimarex Energy	424	4218	9,95
Cimarex Energy	545	4616	8,47
Cimarex Energy	907	5145	5,67
Cimarex Energy	1880	7200	3,83

Однако в том, что касается наиболее капиталоемких статей расходов, а именно жидкостей для ГРП и проппанта, то их расход по большей части растет быстрее объема добычи (табл. 2). Растет и необходимое для ГРП давление, поэтому требуется все больше мощностей специальных нагнетающих насосов. Нефтедержащая порода растрескивается все больше и больше по мере развития технологий ГРП, что неизбежно повышает техногенные риски.

Таблица 2

Соотношение расхода материалов для ГРП к EUR скважин различных поколений Devon Energy и Cimarex Energy в регионе Пермиан, по данным Rystad Energy [Rystad, 2017]

Компания	EUR, тыс. БНЭ	Проппант, тыс. фунтов	Жидкость ГРП, тыс. барр.	Проппант, EUR	Жидкость ГРП, EUR
Devon Energy	287	1929	58	6,72	0,20
Devon Energy	400	3586	83	8,97	0,21
Devon Energy	788	7750	138	9,84	0,18
Cimarex Energy	424	2410	45	5,68	0,11
Cimarex Energy	545	2377	68	4,36	0,12
Cimarex Energy	907	5878	150	6,48	0,17
Cimarex Energy	1880	13297	303	7,07	0,16

Усовершенствование конструкции скважин имеет пределы с экономической точки зрения, взять хотя бы то, что рост расхода материалов опережает рост EUR. Иные пределы флуктуируют и зависят от текущих цен на нефть, тарифов на работы, операционных затрат при эксплуатации, фактора «удачи» (значительная неоднородность нефтенасыщенности породы проявляется на удалении в считанные метры и является малопредсказуемой), близости и загруженности магистрального нефтепровода, а также цен на участки. Отдельной проблемой является вода: летом она быстро испаряется в этом южном пустынном регионе, ее источников мало. Компания Continental скупает сточные воды в городе Odessa, очищает их и подает на промысел за многие километры.

Средние величины затрат примерно известны из отчета EIA в долларах 2016 г. [7]. Вот приблизительный расчет рентабельности лучшего результата EUR компанией Cimarex Energy при различных сценариях цен на нефть:

1. Длина горизонтальных стволов скважины: 7200 футов. Глубина вертикального ствола скважины: 9000 футов. Примерно 150 долл./фут – тариф на бурение. Итого: 2,43 млн долл. за бурение стволов скважины.
2. Заканчивание скважины (проппант, вода, гель и другие реактивы для ГРП, водоотвод вышедшей из пласта жидкости, аренда насосов, оплата бригады ГРП): примерно 550 долл./фут горизонтальных стволов. Итого: 3,96 млн долл.
3. Наземное обустройство и оборудование (земляные работы, дороги и подъезды, устьевое оборудование, резервуары для сбора и подготовки добытого флюида, устройства для механизированной добычи). Примерно 0,7 млн долл.
4. Затраты на списание, утилизацию, рекультивацию. Примерно 0,25 млн долл.
5. Стоимость акра земли: 60 тыс. долл., а участка в 80 акров: 4,8 млн долл. Да, вполне возможно, что большинство участков приобреталось заранее и не по таким высоким ценам, в таком случае эта сумма может быть учтена как косвенная издержка (можно продать участок по дорогой цене и не строить никакие скважины).
6. Операционные расходы (Operating Expenditures, OpEx) в Пермском регионе сильно различаются от оператора к оператору и по расчетам EIA варьируются в диапазоне от 13 до 34 долл./БНЭ. Они состоят из расходов на устье скважины (LOE, Lease Operating Expenditures), административных и управленческих расходов и транспорта. В LOE 75–82% приходится на механизированную

добычу. Однако, расчет OpEx EIA основан на реальных и коротких данных, а расчет EUR Rystad – на гипотетическом периоде в 30 лет, в котором доля расходов на механизированную добычу, вероятно, будет больше. Также должны сократиться расходы на транспорт благодаря уже согласованному или даже производящемуся строительству новых магистральных трубопроводов. Исходя из влияний указанных факторов автор предлагает взять среднее значение OpEx из данных EIA в 23,5 долл./БНЭ (это 44,18 млн долл. за 1,88 млн EUR).

Выручка от продажи составит 94 млн долл. при цене нефти 50 долл./барр. или 150 млн долл. – при 50 долл./барр., а расходы – 56 млн долл. без учета дисконтирования денежных потоков и налога на прибыль. Впрочем, при учете дисконтирования потоков следует иметь в виду, что и притоки и оттоки денег разнесены во времени весьма пропорционально, ведь и дебит скважины является наиболее крупным в первые месяцы после ГРП, то есть окупаемость обычной успешной скважины происходит в первые четыре-пять месяцев (пока нефтеносная горная порода отдает много нефти). Здесь не столько важен абсолютный финансовый результат или NPV, сколько отношение притоков к оттокам по периодам.

Чтобы реализовался негативный сценарий, а именно, убыточность проекта по добыче нефти в Пермiane, при цене нефти 50 долл./барр. цена за акр должна превысить 500 тыс. долл., то есть потенциал роста еще далеко не исчерпан. Таким образом, вероятнее всего, цены на участки еще могут вырасти на порядок или около того. Этому может способствовать развитие технического прогресса, вследствие чего будет повышаться средний EUR новых скважин, а вместе с ним и коэффициент извлечения нефти (КИН). Эта тенденция развивается в виде восходящей параболы на протяжении уже десятилетия или более того.

По всем сценариям МЭА (сценарий соблюдения всех соглашений устойчивого развития ООН или сценарий, когда технологии не будут развиваться) цены на нефть до 2030 г. в среднем будут расти [9]. Не исключаются локальные минимумы и стремительная волатильность с краткосрочными провалами, но за счет роста населения и повышения благосостояния тех, кто сейчас не вовлечен в использование двигателей внутреннего сгорания, в будущем до 2040 г. количество потребителей углеводородов может увеличиться примерно на 3 млрд человек.

Заключение

В обзоре World Energy Outlook за 2017 г. МЭА отказалось называть свои сценарии прогнозами, а предложило рассматривать их как «альтернативные реальности». Причиной этому были названы два класса возрастающих неопределенностей: политическая нестабильность и технический прогресс. На примере региона Пермиан роль второго фактора наглядно проявляется – с каждого акра с каждым годом добывается все больше нефти. Соревнование компаний за повышение EUR стимулируется в том числе и растущими ценами на земельные участки, а роль этого роста многогранна. Возможно, такой наглядный пример способен дать пищу для размышлений об альтернативном отношении к обороту содержащейся в недрах государств нефти. В России, до момента извлечения, нефть является собственностью государства, а в США собственностью владельца участка. Переоценка запасов нефти или повышение коэффициента извлечения увеличивают ценность участка. Рост в цене перспективного земельного актива стимулирует успешную геологоразведку на ранних стадиях, когда инвестиции в нее способны принести десятки тысяч процентов дохода за считанные годы, а могут потерпеть фиаско. В результате оборота прав на недра развивается и финансовый рынок, и инвестиционная активность, поскольку привлекательные нефтенасыщенностью земельные активы, вырастая в цене, становятся все более крупным обеспечением в целях проектного финансирования, способствуя развитию поиска и разведки новых залежей и разработке разведанных. В США рынок стимулирует увеличивать КИН, не образуя дихотомию с максимизацией прибыли. Это видно на примере стремительного роста EUR скважин в Пермиане.

Статья написана в рамках выполнения государственного задания (тема «Фундаментальный базис инновационных технологий нефтяной и газовой промышленности (фундаментальные, поисковые и прикладные исследования)», № АААА-А19-119013190038-2).

Литература

1. Murali D. Permian region is expected to drive U.S. crude oil production growth through 2019 // US Energy Information Administration (EIA) 23.08.2018. <https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=36936> (Дата обращения 27.02.2019).

2. Drilling Productivity Report // US Energy Information Administration (EIA). 10.2018. 11 p. <https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=36936> (Дата обращения 27.02.2019).
3. World Energy Outlook 2017 // International Energy Agency (IEA). 2017. 766 p. <https://www.iea.org/weo2017/> (Дата обращения 20.02.2019).
4. *Баринов П.С., Якубсон К.И.* Феномен «спящих» скважин на сланцевых месторождениях США // Актуальные проблемы нефти и газа. 2018. Вып. 1(20). <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2018-20.art31>
5. *Баринов П.С.* «Спящие» скважины в сланцевых формациях США // Фундаментальный базис инновационных технологий нефтяной и газовой промышленности: Материалы Всерос. науч. конф., посвященной 30-летию ИПНГ РАН. М., 2017. Р. 27–28.
6. *Carrol J.* At \$60,000 an Acre, the Permian Basin May Be Too Ritzy // Bloomberg. 10.02.2017. <https://www.bloomberg.com/news/articles/2017-02-10/at-60-000-an-acre-permian-may-be-too-ritzy-as-oil-prices-rise> (Дата обращения 27.02.2019).
7. *Fullenbaum R., Curtis S., Min R., Jing X.* Trends in U.S. Oil and Natural Gas Upstream Costs // EIA. 23.03.2016. 126 p. <https://www.eia.gov/analysis/studies/drilling/pdf/upstream.pdf> (Дата обращения 27.02.2019).
8. *Rystad J.* Comparing development of well performance in the Permian Basin // Shale newsletter Rystad Energy. 10.2017. <https://www.rystadenergy.com/newsevents/news/newsletters/UsArchive/shale-newsletter-october-2017/> (Дата обращения 27.02.2019).
9. *Мастепанов А.М., Баринов П.С.* МЭА и секретариат ОПЕК: два прогноза – два взгляда на перспективы развития глобальной энергетики // Бурение и нефть. 2018. № 6. Р. 4–13. <https://burneft.ru/archive/issues/2018-06/4> (Дата обращения 27.02.2019).

The factor of land prices in extraction of shale oil

P.S. Barinov

Oil and Gas Research Institute of the Russian Academy of Sciences
e-mail: petrbarinov@gmail.com

Abstract. The rush demand for shale oil resources has led to a multiple increase in prices for productive hydrocarbon deposits in the United States. It was most pronounced in the Permian region (basin) in the states of Texas and New Mexico, where mining is growing at an accelerating pace, approaching half the national level. Tight oil upstream costs in USA had a clear structure in which the ratio of different expenditures for deposits around the country was of a similar nature. However in the largest and most productive region of the United States a new cost factor, namely land rights, is of great importance. Their value has been growing for many years much faster than producing and has become the most capital-intensive item of capital expenditures. The paradox is that at the current stage, the increase in the value of rights to subsoil use has improved its quality and volume, but this factor has a limit at which its influence will turn into negative.

Keywords: shale oil, tight oil, production costs, supply costs, oil upstream costs, Permian, acreage.

Citation: *Barinov P.S.* The factor of land prices in extraction of shale oil // Actual Problems of Oil and Gas. 2019. Iss. 1(24). <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2019-24.art13> (In Russ.).

References

1. *Murali D.* Permian region is expected to drive U.S. crude oil production growth through 2019 // US Energy Information Administration (EIA) 23.08.2018. <https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=36936> (Accessed on 27.02.2019).
2. Drilling Productivity Report // US Energy Information Administration (EIA). 10.2018. 11 p. <https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=36936> (Accessed on 27.02.2019).
3. World Energy Outlook 2017 // International Energy Agency (IEA). 2017. 766 p. <https://www.iea.org/weo2017/> (Accessed on 27.02.2019).
4. *Barinov P.S., Yakubson K.I.* The phenomenon of «dormant» wells on the ГЫI shale plays // Actual Problems of Oil and Gas. 2018. Iss. 1(20). <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2018-20.art31> (In Russ.).
5. *Barinov P.S.* «Doormant» wells in the US shale strata // Fundamental base of innovative technologies in oil and gas industry: Reports of All-Russian scientific conference devoted to the 30th anniversary of OGRI RAS. Moscow, 2017. P.27–28. (In Russ.).

6. *Carrol J.* At \$60,000 an Acre, the Permian Basin May Be Too Ritzy // Bloomberg. 10.02.2017. <https://www.bloomberg.com/news/articles/2017-02-10/at-60-000-an-acre-permian-may-be-too-ritzy-as-oil-prices-rise> (Accessed on 27.02.2019).

7. *Fullenbaum R., Curtis S., Min R., Jing X.* Trends in U.S. Oil and Natural Gas Upstream Costs // EIA. 23.03.2016. 126 p. <https://www.eia.gov/analysis/studies/drilling/pdf/upstream.pdf> (Accessed on 27.02.2019).

8. *Rystad J.* Comparing development of well performance in the Permian Basin // Shale newsletter Rystad Energy. 10.2017. <https://www.rystadenergy.com/newsevents/news/newsletters/UsArchive/shale-newsletter-october-2017/> (Accessed on 27.02.2019).

9. *Mastepanov A.M., Barinov P.S.* IEA and the OPEC secretariat: two forecasts – two perspectives on the prospects for the development of global energy // *Burenie i nef't*. 2018. No. 6. P. 4–13. <https://burneft.ru/archive/issues/2018-06/4> (Accessed on 27.02.2019). (In Russ.).