

Геологическое многообразие залежей нефти – основа технологического развития индустрии

Р.Р. Ибатуллин

TAL Oil Ltd., Калгари, Канада

E-mail: ravil.r.ibatullin@gmail.com

Глубокое изучение механизма и процессов разработки залежей битумов и тяжелой нефти, а также нефти в плотных и сланцевых коллекторах было проведено в условиях специальных полигонов в Северной Америке. Эти исследования послужили базой технологического скачка, который явился основой для перевода указанных ресурсов в разряд извлекаемых запасов. На базе развития новых технологий горизонтального бурения, много-ступенчатого гидроразрыва, парогравитационного метода в различных модификациях достигнуты коммерчески привлекательные результаты, которые позволяют устойчиво разрабатывать месторождения с нетрадиционными запасами в условиях низких цен на нефть. Маргинальные запасы в условиях глубокого кризиса являются главной причиной списания запасов и их перехода к крупным диверсифицированным компаниям.

Ключевые слова: Нетрадиционные запасы и ресурсы, битумы, тяжелая нефть, плотные коллектора, гидроразрыв пласта, парогравитационное воздействие

Для цитирования: Ибатуллин Р.Р. (2020). Геологическое многообразие залежей нефти - основа технологического развития индустрии. *Георесурсы*, Спецвыпуск, с. 28–31. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2020.SI.28-31>

Введение

Методам и техническим решениям по извлечению нефти неизбежно предшествует локализация резервуара, иными словами, геологические средства определения запасов и ресурсов.

В последние два десятилетия детально изученные ресурсы тяжелой нефти и битумов, а также запасы углеводородов в плотных и сланцевых коллекторах послужили основой технологического скачка, который перевел эти ресурсы в разряд извлекаемых запасов. Эти запасы, часто определяемые как нетрадиционные, стали существенным элементом современного рынка нефти (табл. 1). Особенности нетрадиционных запасов явилась их концентрация в формациях значительной толщины, достигающих до километра (в сланцах), а также громадные площади их распространения.

Как видно из табл. 1, доля нетрадиционных запасов нефти только в крупнейших нефтегазоносных провинциях превышает треть от общемировых, а добыча составляет около одной пятой от общемировой. Эти результаты были достигнуты за исторически короткие сроки благодаря новым технологиям, основанным на высокотехнологичных горизонтальных скважинах. Высокоточная навигация, геофизические исследования в ходе бурения, буровые растворы и долота явились важными составляющими этого успеха.

Добыча тяжелой нефти и битума

Современные технологические решения для добычи тяжелой нефти и битума в Канаде берут свое начало со строительства в 1984 г. недалеко от города Fort Mac Murrey (провинция Альберта) подземного испытательного стенда

	Доказанные запасы, млрд бар.	Добыча, млн бар/сут
Канада (тяжелая нефть и битумы)	161	4
Венесуэла	301	1.8
США – оценка (плотные коллектора и сланцы)*	200	8
Весь мир	1672	100

Табл. 1. Запасы и добыча нефти (оценка на конец 2018 г.) (Источник: <https://www.nrcan.gc.ca/science-data/data-analysis/energy-data-analysis/energy-facts/crude-oil-facts/20064>). *Wood Mackenzi, Pioneer Natural Resources

UTF (Undeground Test Facility), на котором была отработана в пилотных условиях технология парогравитационного метода (SAGD). Канадские специалисты в ходе работы по созданию UTF ознакомились и с опытом шахт Ярегского месторождения в Республике Коми. Финансирование проекта UTF велось в значительной мере при поддержке правительства провинции Альберта через AOSTRA (Alberta Oil Sands Technology Reserch Authority) совместно с крупнейшими компаниями-операторами.

На этом стенде были отработаны теория и практика парогравитационного метода, который в начале 2000-х гг. вышел на коммерческое применение (рис. 1). Современные решения, направленные на повышение эффективности SAGD, охватывают:

- комбинации пара с растворителями и неконденсируемыми газами,
- управление потоками в добывающей и нагнетательной скважинах (рис. 1а),
- размещение скважин на поверхности и в пласте (кустование, уплотнение сетки) и многие другие (рис. 1б).

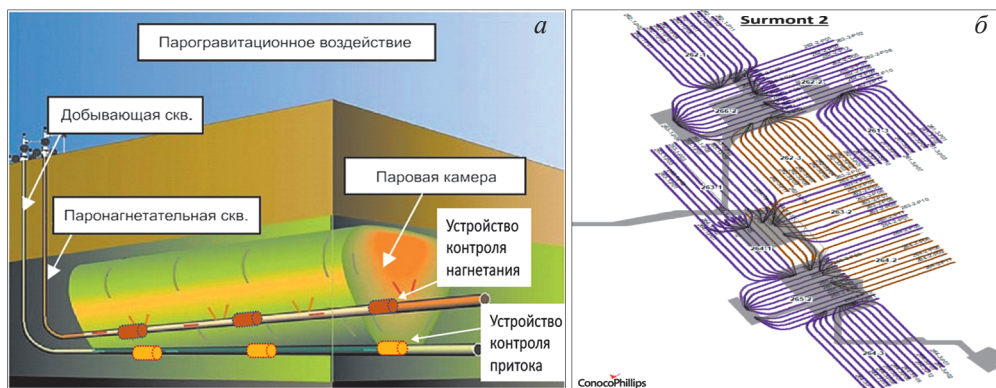


Рис. 1. Схема парогравитационного воздействия. Скважины оборудованы устройствами контроля потока (Flow Control Device) для добывающей и нагнетательной скважин (а). Схема кустования на канадском месторождении Surmont компании Conoco Phillips (б).

Многоступенчатый гидроразрыв пласта в горизонтальных скважинах

В последнее десятилетие бурно развивались новая техника и технологии для разработки нетрадиционных запасов углеводородов, таких как бурение горизонтальных и многоствольных скважин, а также технологии, техника и реагенты для многоступенчатого гидроразрыва пласта (МСГРП) в таких скважинах.

Технологии многоступенчатого гидроразрыва в пилотном режиме начали активно разрабатываться в конце 90-х годов прошлого века при активной поддержке Департамента энергетики США (Department of Energy – DOE) и к 2010 г. вышли на массовое промышленное применение. В 1997 г. пилотный проект государственно-частного партнерства DOE/Mitchell Energy по МСГРП вышел на коммерческие показатели в девонских сланцах.

В настоящее время существуют три основные модификации проведения МСГРП:

Перекрытие ствола на секции пакерами, перфорация и последующий ГРП (“plugandperf”);

Перекрытие ствола на секции пакером, с последующим открытием скользящих муфт (“slidingsleeves”) для доступа жидкости ГРП к заколонному пространству. Для открытия муфт ГРП существует два способа: сбрасыванием шаров

с последовательно увеличивающимся диаметром или с помощью устройства на гибкой трубе;

Использование разрывных муфт, которые основаны на разрушении при определенном давлении диска, изолирующего канал в муфте между колонной насосно-компрессорных труб (НКТ) и заколонным пространством.

Важным резервом сокращения затрат является также и удешевление технических средств и уменьшение времени использования дорогостоящего и дефицитного «флота» ГРП. Одной из последних инноваций в этой области явилась реализации более «агрессивных» технологий ГРП, заключающихся в большем числе разрывов на длине ствола, а также к большим объемам нагнетаемого пропанта. Кроме того, уплотняется и сетка скважин и коэффициент кустования. Например, канадская компания Енсана для объектов в Пермском бассейне в Техасе разработала технологию Cube Development (рис. 2а). Все это приводит к максимальной концентрации и коэффициенту использования дорогостоящего оборудования ГРП, снижая затраты времени на монтаж/демонтаж и переезды. Сегодняшний куст горизонтальных скважин (ГС) в ходе процесса МСГРП похож на большой завод с высокой удельной концентрацией техники и оборудования ГРП (рис. 2б).

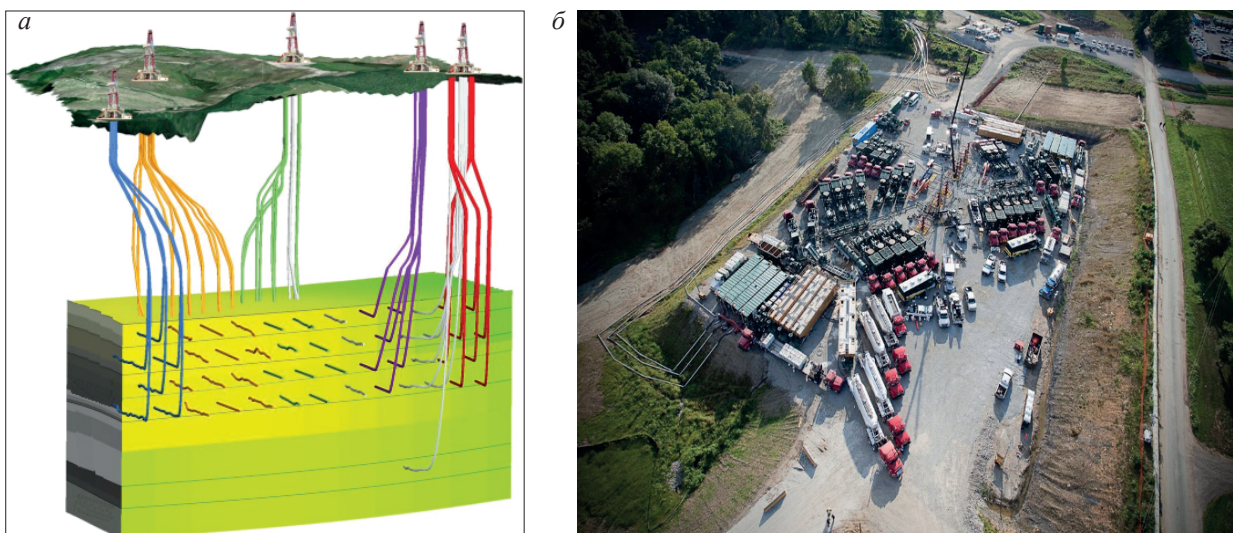


Рис. 2. Пример расстановки скважин и их траекторий по технологии Cube Development компании Енсана (а). Расположение техники ГРП на кусте скважин (б).

Сопоставление экономической привлекательности запасов тяжелой нефти и нефти в сланцах в Северной Америке

Результаты сопоставления скорости инновационного развития технологий SAGD и МСГРП в горизонтальных скважинах свидетельствуют об ускорении темпов технологического развития. Если для выхода SAGD на коммерческий уровень понадобилось около 15 лет, то для МСГРП тот же путь занял чуть более 10 лет.

С точки зрения экономической привлекательности запасов тяжелой нефти и нефти в сланцах в Северной Америке рассмотрим оценку затрат по их элементам (рис. 3). Для тяжелой нефти Канады в сравнении с американскими сланцевыми нефтями самой существенной долей затрат является скидка по качеству и транспортные затраты. При этом, в среднем, из всех рассмотренных объектов самыми низкими являются затраты для проектов скважинной добычи тяжелой нефти.

В то же время, для условий Западно-Канадского осадочного бассейна разработка запасов нефти в плотных коллекторах и сланцах показала большую эффективность (рис. 4).

Сложность разработки таких запасов заключается в том, что очень быстрое падение добычи нефти в плотных коллекторах и сланцах требует непрерывного инвестирования для строительства и обустройства новых скважин. В кризис, когда стоимость запасов, используемых для покрытия кредитов, падает, финансовые источники для капитальных вложений становятся или очень дорогими, или попросту недоступны. В таких ситуациях стабильная добыча на обустроенных объектах тяжелой нефти делает эти запасы более привлекательными, т.к. требует покрытия только операционных затрат.

Как показывает опыт канадских объектов тяжелой нефти и нефти в плотных коллекторах, большая часть финансовых потерь приходится на компании с добычей тяжелой нефти, у которых нет собственных перерабатывающих

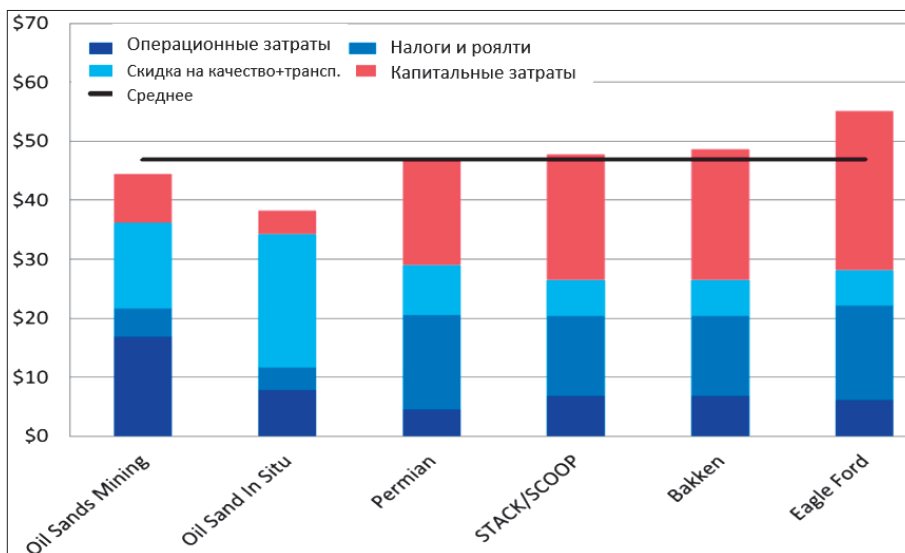


Рис. 3. Затраты по объектам разработки в USD/bbl, расчеты приведены к цене нефти WTI (Источник: <https://energynow.ca/2020/06/new-investment-report-counters-misconceptions-about-the-oil-sands-ccc/>). По горизонтальной шкале по порядку: карьерная добыча тяжелой нефти (Канада), скважинная добыча тяжелой нефти (Канада), сланцевая добыча (отложения Permian, США), сланцевая добыча (отложения STACK/SCOOP, Оклахома, США), сланцевая добыча (отложения Bakken, США), сланцевая добыча (месторождение Eagle Ford, США).

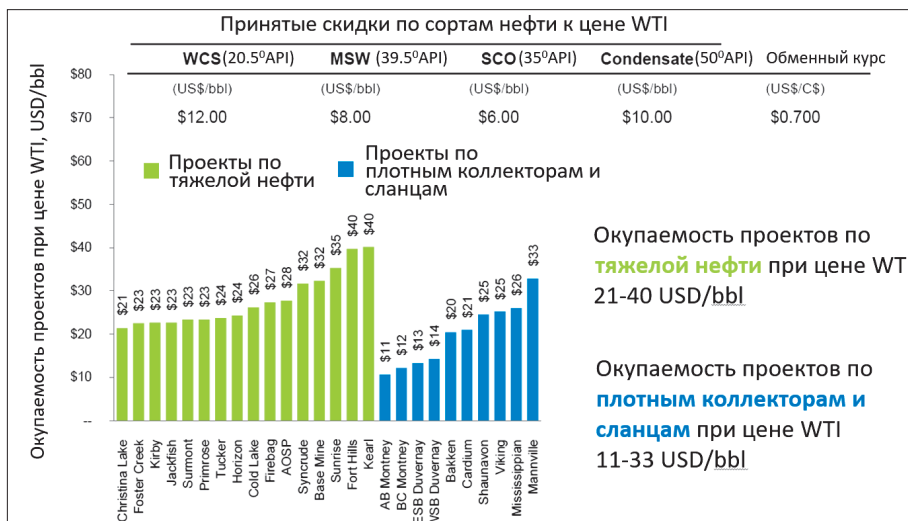


Рис. 4. Окупаемость канадских проектов добычи тяжелой нефти и легкой нефти плотных коллекторов и сланцев при ценах WTI, USD/bbl (BMO Capital Markets Equity Research, 2020)

мощностей, а продажа только сырой нефти быстро приводит к значительным убыткам. Малые и средние компании, владеющие нетрадиционными запасами, нередко банкротятся, а их активы переходят к крупным, более диверсифицированным компаниям.

В результате значительного падения цен на нефть в компаниях, владеющих нетрадиционными запасами, часто происходит списание значительной доли запасов. Например, по итогам 2-го квартала 2020 г. у компании Shell после снижения цен в прогнозе списано запасов на 4-6 млрд долл. США (преимущественно в Северной Америке и Бразилии), а у BP - на 8-10 млрд долл. США (преимущественно в Северной Америке и Арктических объектах России и Норвегии). В компании Shell сделали это пересмотрев и спрогнозировав следующие ценовые условия: Brent в 2021 г. – 40 долл. США/бар, в 2022 г. – 50 долл. США/бар, в 2023 г. – 60 долл. США/бар., а в компании BP приняли среднюю цену Brent в 55 долл. США/бар в период 2021-2050 гг. при прежней оценке в 70 долл. США/бар.

Выводы

Значительное влияние на ускорение процесса перевода нетрадиционных ресурсов в эффективные извлекаемые запасы оказала прямая государственная поддержка для разработки новой техники и технологий в виде государственно-частного партнерства.

На примере сопоставления развития новых технологий сланцевой добычи и добычи тяжелой нефти явно видно ускорение инновационного процесса при современных требованиях коммерческой реализации в условиях волатильности цен на углеводороды.

Несмотря на высокую эффективность современного сервиса и новых проектных решений, многие объекты нетрадиционных запасов подвержены значительному влиянию цен, что приводит к списанию маргинальной их части при ценовых кризисах. Это приводит к увеличению рисков инвестирования и возможному переходу таких запасов к более диверсифицированным компаниям.

Литература

<https://www.nrcan.gc.ca/science-data/data-analysis/energy-data-analysis/energy-facts/crude-oil-facts/20064>
<https://energynow.ca/2020/06/new-investment-report-counters-misconceptions-about-the-oil-sands-ccc/>
 BMO Capital Markets Equity Research May 07, 2020 <https://www.bmoadeals.com/uploads/pdf/BMO-CAD-AxD-Monthly-2020-05.pdf>

Сведения об авторе

Равиль Рустамович Ибатуллин – доктор тех. наук, профессор, директор TAL Oil Ltd.
 800, 350-7th Avenue SW Calgary AB Canada T2P 3N9
 E-mail: ravil.r.ibatullin@gmail.ru

*Статья поступила в редакцию 29.07.2020;
 Принята к публикации 10.08.2020; Опубликована 31.08.2020*

IN ENGLISH

Conference proceedings

The geological diversity of oil deposits is the basis for the technological development of the industry

R.R. Ibatullin

TAL Oil Ltd., Calgary, Canada
 E-mail: ravil.r.ibatullin@gmail.ru

Abstract. A deep study of the mechanism and processes of development of the bitumen and heavy oil deposits, as well as oil in tight and shale reservoirs, was conducted in the special test facilities in North America. These studies served as the basis for a technological leap for the transfer of these resources to the category of recoverable reserves. Based on the development of new technologies for horizontal drilling, multi-stage hydraulic fracturing, and the SAGD method in various modifications, commercially attractive results have been achieved, which allow stable development of fields with unconventional reserves at low oil prices. Marginal reserves in a deep crisis environment are the main reason for the write-off of reserves and their transition to large diversified companies.

Keywords: unconventional reserves and resources, bitumen, heavy oil, tight reservoirs, hydraulic fracturing, steam assisted gravity drainage

Recommended citation: Ibatullin R.R. (2020). The geological diversity of oil deposits is the basis for the technological development of the industry. *Georesursy = Georesources*, Special issue, pp. 28–31. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2020.SI.28-31>

References

<https://www.nrcan.gc.ca/science-data/data-analysis/energy-data-analysis/energy-facts/crude-oil-facts/20064>
<https://energynow.ca/2020/06/new-investment-report-counters-misconceptions-about-the-oil-sands-ccc/>
 BMO Capital Markets Equity Research May 07, 2020 <https://www.bmoadeals.com/uploads/pdf/BMO-CAD-AxD-Monthly-2020-05.pdf>

About the Author

Ravil R. Ibatullin – Dr. Sci. (Engineering), Professor, Director, TAL Oil Ltd.
 800, 350-7th Avenue SW Calgary AB Canada T2P 3N9

*Manuscript received 29 July 2020;
 Accepted 10 August 2020; Published 31 August 2020*