

ОПЫТ РАЗРАБОТКИ ЗАПАСОВ НЕФТИ В ПЛОТНЫХ КОЛЛЕКТОРАХ СЕВЕРНОЙ АМЕРИКИ. ГОРИЗОНТАЛЬНЫЕ СКВАЖИНЫ И МНОГОСТУПЕНЧАТЫЙ ГИДРОРАЗРЫВ

Р.Р. Ибатуллин

*TAL Oil Ltd., Калгари, Канада
E-mail: ravil.r.ibatullin@gmail.com*

Активное развитие технологии горизонтального бурения в сочетании с многоступенчатым гидроразрывом пласта (МСГРП) расширило кондиционные условия добычи нефти из плотных коллекторов в Северной Америке. Представлены геолого-физические характеристики плотных коллекторов в Северной Америке, а также сопоставление геолого-физических свойств коллекторов Западно-Канадского осадочного бассейна и Волго-Уральского нефтегазоносной провинции, в частности, на территории Татарстана. Показана схожесть указанных бассейнов по условиям формирования и залегания.

Рассмотрены новые технологии в бурении горизонтальных скважин (ГС) и МСГРП. Бурение в плотных коллекторах ведется исключительно на растворах на углеводородной основе. Наиболее эффективны для условий, аналогичных плотным коллекторам в отложениях девона Татарстана, технологии МСГРП с применением «скользящих» шток, а также «скользящей» воды – маловязкого носителя для проппанта. Описаны налоговые стимулы, активно используемые для развития технологий ГС и МСГРП в Канаде.

Ключевые слова: Северная Америка, плотный коллектор, песчаник, карбонат, горизонтальные скважины, гидроразрыв пласта

DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.19.3.4>

Для цитирования: Ибатуллин Р.Р. Опыт разработки запасов нефти в плотных коллекторах Северной Америки. Горизонтальные скважины и многоступенчатый гидроразрыв. *Георесурсы*. 2017. Т. 19. № 3. Ч. 1. С. 176-181. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.19.3.4>

В последнее десятилетие бурно развивались новая техника и технологии в разработке нетрадиционных запасов углеводородов, таких как бурение горизонтальных и многоствольных скважин, а также технологии, техника и реагенты для многоступенчатого гидроразрыва пласта (МСГРП) в таких скважинах. Это открыло новые возможности эффективной промышленной разработки громадных ресурсов нетрадиционных запасов в плотных и сланцевых коллекторах.

Наиболее эффективно эти технологии применяются на территории Северной Америки, где залежи углеводородов в плотных и сланцевых коллекторах простираются на значительных площадях (Рис. 1).

Самыми бурно развивающимися среди них в США в последние два-три кризисных для нефтяников года являются объекты пермского бассейна (Permian Basin) на юге страны, где находится треть активных буровых станков США (более 300 станков) и около половины станков, бурящих на нефть. Месторождения пермского бассейна юга США расположены на глубинах 2500-3000 м в сланцах пористостью около 5%.

На территории Канады подобные ресурсы расположены в разрезе Западно-Канадского осадочного бассейна (Western Canadian Sedimentary Basin), краткая характеристика которых представлена в табл. 1.

Верхнедевонские отложения на западе Канады сформировались в основном в условиях мелководного прибрежного осадконакопления, включая рифовые отложения Leduc. Их расположение показано (Stacy et al., 2006) в центре, а также справа на подрисунке В (Рис. 2).

В 30-е годы прошлого столетия именно эти запасы положили начало нефтяному буму в Канаде, аналогично открытым в то же время рифовым отложениям сакмаро-артинского периода Ишимбайского месторождения Башкортостана. Аналогом этих карбонатных пластов в Татарстане по коллекторским характеристикам являются данково – лебедянские, заволжские и елецкие отложения южно-татарского свода (ЮТС) в осадочном разрезе юго-востока Татарстана (Табл. 2), а по песчанику Cardium – кыновские отложения девонского возраста (Табл. 3).

Разработка запасов нефти в плотных коллекторах и сланцах в США, а также на западе Канады в последние 5-7 лет резко активизировалась на базе новых высокоэффективных технологий разработки с применением горизонтальных скважин (ГС) с МСГРП.

Эти технологии создали новую инвестиционную политику с большими стартовыми инвестициями из-за роста кап. затрат, но и ускоренным возвратом их за счет большого начального дебита. Разница в динамике разработки плотных коллекторов при сопоставлении с обычными коллекторами объясняется появлением значимого краткосрочного влияния трещин ГРП в случае плотного коллектора. Следует отметить, что сопоставимые перепады давления будут располагаться: для плотного коллектора на расстояниях до десятка метров от трещины, а для обычных коллекторов на сотнях метров. Этим и объясняется наличие двух участков на кривых падения дебита в логарифмических координатах (Рис. 3). Начальная часть этой кривой описывает «реакцию» ближней зоны – трещин, а дальнейшая – влияние энергии контура питания

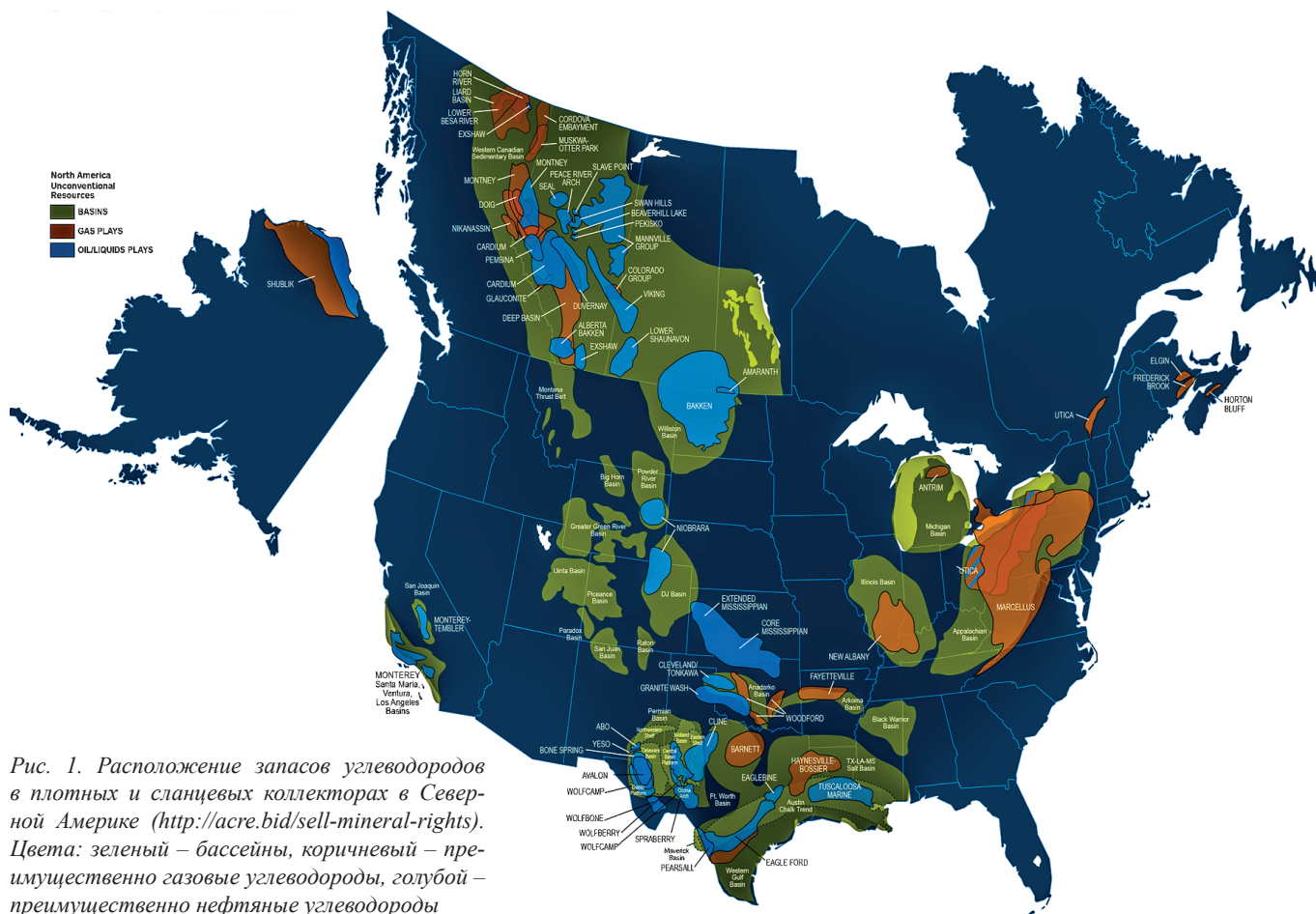


Рис. 1. Расположение запасов углеводородов в плотных и сланцевых коллекторах в Северной Америке (<http://acre.bid/sell-mineral-rights>). Цвета: зеленый – бассейны, коричневый – преимущественно газовые углеводороды, голубой – преимущественно нефтяные углеводороды

Отложения (Провинция на западе Канады)	Материал коллектора/возраст	Глубины, м
Bakken/Exshaw (Saskatchewan, Manitoba)	Песчаник/девон	900-2500
Cardium Formation (Alberta)	Песчаник/поздний меловой	1200-1600
Viking formation (Alberta, Saskatchewan)	Песчаник/ранний меловой	600-900
Lower Shaunavon (Alberta)	Известняк, смешанный со сланцем и небольшим количеством песчаника/среднеюрский	1300-1600
Montney/Doig (Alberta, British Columbia)	Песчаник/ранний и среднетриасовый	800-2200
Duvernay/Muskwa (Alberta)	Известняк /средний девон	2000+
Beaverhill Lake (Alberta)	Известняк /средний девон	2000-2900
Slave Point (Alberta)	Известняк /верхний девон	1200-1500

Табл. 1. Характеристика продуктивных отложений месторождений легкой нефти в плотных и сланцевых коллекторах Западно-Канадского осадочного бассейна (Western Canadian Sedimentary Basin)

(удаленная зона). Часто кривые падения применяются для оценки извлекаемых запасов нефти, использование в продолжении тренда лишь одной начальной зависимости при их определении (на графике показана сплошной линией) приведет к завышению запасов.

В последние годы в условиях низких цен на углеводороды в Северной Америке удалось достигнуть резкого снижения стоимости услуг при повышении технологической эффективности бурения ГС и применения МСГРП.

В связи с наличием, часто значительным, глинистых компонентов в плотных коллекторах в бурении используется только растворы на углеводородной основе (invert). Это позволяет существенно снизить осложнения при бурении, а также в ходе установки сложной компоновки при заканчивании скважины для последующего МСГРП.

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 явилось создание компанией NCS (Канада, США) технологии на основе «скользящих» шторок (sliding sleeves). Эта технология позволяет с помощью гибкой трубы и двухпакерной системы проводить с большой скоростью множественный ГРП (за 9-11 час. на 1500 м горизонтального ствола 30 разрывов – 20 мин. на один разрыв с закачкой до 50 т проппанта в каждый).

В случаях с исключением техники на гибкой трубе используется техника с последовательным открытием клапанов для ступеней ГРП с помощью шаров (ball valves). По окончании такого процесса необходимо проводить разбуривание шаров и седел клапанов. Для исключения этапа разбуривания сейчас разработаны материалы, контролируемо растворяющиеся в кислотах, а также, для бескислотных систем, разрушающиеся в солевых растворах и условиях высоких температур.

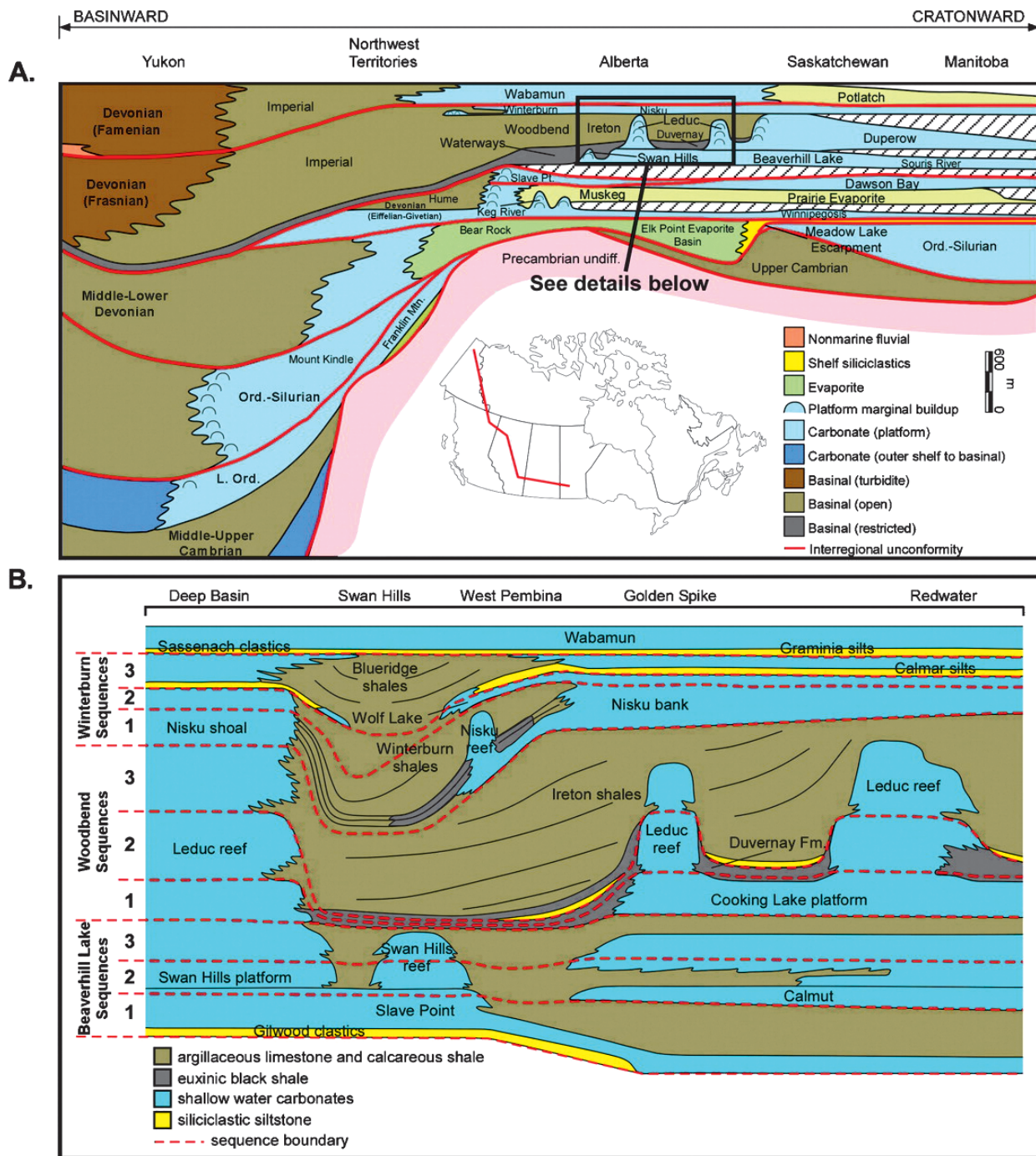


Рис. 2. Разрез отложений Западно-Канадского осадочного бассейна на территории Альберты (Stacy et al., 2006)

Месторождение	Red Earth и Sawn Lake	Отложения в разрезе девона Татарстана		
	Верхний, средний девон, отложения Beaverhill Lake	Заволжский надгоризонт	Данково-лебединский горизонт	Елецкий горизонт
Глубина залегания, м	1380	1100	1300	1500
Общая толщина, м	<30	< 93	< 200	< 138
Эффективная толщина, м	12-18			
Пористость, %	4-15	0,5-18,7	0,3-10,9	2,2- 15,5
Средняя пористость, %	6			
Проницаемость, мД	0,1-10	0,01-97,3	0,01-96,6	0,09-22,5
Водонасыщенность, %	35			
Пластовая температура, °С	34	25-29	25-35	30-31
Начальное давление, МПа	9-14	10-15	9,4-13,6	14,2-15,2
Плотность нефти, кг/м ³	840	859-942		

Табл. 2. Сравнение характеристик плотных карбонатных коллекторов Юго-Востока Республики Татарстан и Западно-Канадских отложений Red Earth и Sawn Lake

Месторождение	Pembina	Ромашкинское
Отдел, формация	Меловой, Cardium	Девон, кыновский
Глубина залегания, м	1200-1600	1700-1800
Общая толщина, м	<20	<20
Эффективная толщина, м	3-6	3-8
Пористость, %	5-15	< 15
Проницаемость, мД	0,1-5	< 200
Пластовая температура, °С	34	
Начальное давление, МПа	12-17	17-19
Плотность нефти, кг/м ³	830	

Табл. 3. Сравнение характеристик плотных коллекторов кыновских отложений девона Ромашкинского месторождения и Западно-Канадских отложений Cardium месторождения Pembina

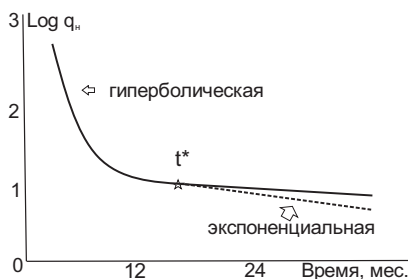


Рис. 3. Зависимость дебита ГС с МСГРП по нефти от времени в полулогарифмических координатах (пунктирная линия – гиперболическая зависимость, сплошная – экспоненциальная), t^* – время перехода с преимущественного влияния притока из трещин на преимущественный приток за счет энергии контура питания

Примером последних является спрессованный компаунд из стекловолокна, цианатовый эфир смолы и сшиватель.

Другой особенностью современных технологий ГРП для плотных коллекторов и сланцев является повсеместный переход на технологию жидкости разрыва «скользящая» вода (slick water). Вязкость жидкости разрыва снижена до 5 мПа*с, при этом сохраняются свойства удержания проппанта (песка) во взвешенном состоянии с помощью полимерного раствора низкой концентрации. На этой основе обеспечивается перенос песка по трещине на десятки метров с помощью стандартных технических средств по нагнетанию жидкости разрыва.

Опыт эволюции технологий многоступенчатого ГРП (МСГРП) показывает, что эффективность его для плотных, преимущественно гидрофобных коллекторов, росла хронологически в следующей последовательности технологий: гели на углеводородной основе, гели на водной основе, короткие трещины и ГРП с использованием «скользящей» воды (без заметного загущения). Широким промышленным опытом показано, что применение технологии «скользящей» воды при ГРП более эффективно для плотных коллекторов и сланцев.

Неустойчивость цен на нефть приводит к реализации все более «агрессивных» технологий ГРП, заключающихся в большем числе разрывов по длине ствола, а также к большим объемам нагнетаемого проппанта и расходу жидкости разрыва при ее нагнетании. Кроме того, уплотняется и сетка скважин.

Эксперимент по таким видам оптимизации, как

плотность ГРП, увеличение расхода проппанта на единицу длины ГС (Jaripatke et al., 2014), был проведен компанией Pioneer Natural Resources на объектах месторождения Eagle Ford в Техасе (Табл. 4, рис. 4). Глубины пласта около 3500 м, МСГРП производилось кластерами по методу пакерование + перфорация (Plug and Perf). Кластер – это группа перфораций, образованных одним перфорационным разрядником внутри одной ступени, проведенных для последующего трещинообразования через них.

Результаты пилотных испытаний МСГРП в ГС на объекте Б были обработаны по 4-м разным методам (Jaripatke et al., 2014):

1. Прямым счетом по нормализованной предыстории;
2. Кривым падения;
3. Кривой продуктивности (Rate Transient Analysis);
4. Гидродинамическому моделированию (ГДМ).

В таблице 5 сведены все результаты, полученные авторами после обработки результаты пилотных испытаний.

Продолжение работ в 2017 г. на этом объекте ведется по еще более «агрессивной» схеме. Расстояние между кластерами уменьшено с 15,2 м до 9,1 м, а расход проппанта увеличен с 810,8 кг/м до 1351,3 кг/м.

Площадь/параметры	Удельный расход проппанта, кг/м	Расстояние между кластерами, м	Комбинация (2)+(3)
1	2	3	4
А	4 скв.	4 скв.	4 скв.
Б	3 скв.	3 скв.	3 скв.
параметры ГРП базовый/пилотный	540,5 / 810,8	21,3 / 15,2	

Табл. 4. Параметры экспериментальных работ (число скважин) на месторождении Eagle Ford по оценке эффективности характеристик ГРП с использованием увеличения удельного расхода проппанта на единицу длины ГС сетки скважин, плотности трещин и расхода жидкости разрыва на кластер (базовый/пилотный)

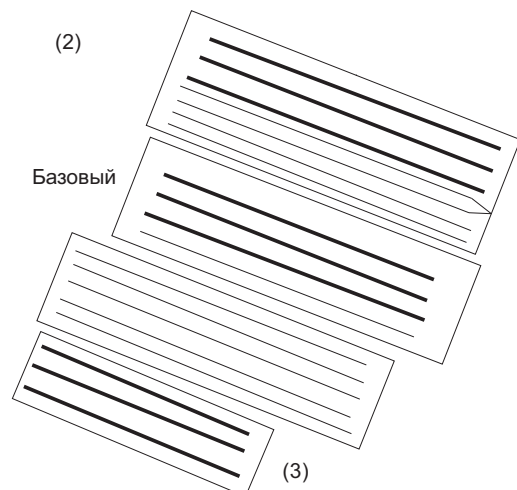


Рис. 4. Расположение пилотных групп ГС компании Pioneer на объекте Б месторождения Eagle Ford. Выделенные увеличенной толщиной проекции пилотных скважин по группам из табл. 4: (2) – увеличенный удельный расход проппанта (810,8 кг/м); базовый – удельный расход проппанта 540,5 кг/м, расстояние между кластерами – 21,3 м; (3) – увеличенный удельный расход проппанта (810,8 кг/м) и уменьшенное расстояние между кластерами 15,2 м

На объектах Permian Basin компания Pioneer Natural Resources вела активную работу по модификации метода ГРП и системы разработки с применением МСГРП. В целом эволюция параметров МСГРП по годам представлена в табл. 6 (Pioneer Natural Resources, 2017). Глубины пластов в нижнепермских отложениях Wolfcamp и Spraberry 1500-3000 м, МСГРП производилось по методу пакерование + перфорация (Plug and Perf).

Для того, чтобы реализовать такие интенсивные технологии применяется максимально производительная техника ГРП и коэффициенты использования дорогостоящего оборудования, снижая, тем самым, затраты времени на ожидание притоков из скважины. Сегодняшний куст ГС в ходе реализации процесса МСГРП похож на большой завод с высокой удельной концентрацией техники и оборудования ГРП с минимальными затратами времени на проезд и монтаж/демонтаж.

На ряде объектов плотных коллекторов эффективно применяется заводнение. Особенностью его в сравнении с классическим заводнением высокопроницаемых коллекторов в том, что реализуется преимущественно поддержание пластового давления, потому что низкая проницаемость не дает возможности вести прямое вытеснение из матрицы.

Важным фактором устойчивости нефтяной промышленности в Канаде является налоговое стимулирование новых технологий для ГС и ГРП, которое базируется на системе льготирования каждой конкретной скважины с помощью пониженных ставок роялти для добычи до достижения определенного покрытия затрат при бурении ГС и проведении ГРП. Величина льготной добычи зависит от глубины пласта, протяженности ГС и объемов проппанта, закачанного при ГРП.

С 1 января 2017 г. в провинции Альберта для нефти, добываемой в начальный период разработки новых ГС с

МСГРП, используется пониженная ставка роялти в 5% Расчетные уравнения определения величины предельной накопленной выручки при добыче из таких скважин следующие (Alberta Energy Regulator, 2106):

Для скважин на глубину до 2 км включительно:

$$C^*(\$) = ACCI * ((1170 * (TVD_{MAX} - 249)) + (Y * 800 * TLL) + (0.6 * TVD_{AVG} * TPP)) \tag{1}$$

Для скважин на глубину более 2 км:

$$C^*(\$) = ACCI * ((1170 * (TVD_{MAX} - 249)) + (3120 * (TVD_{MAX} - 2000)) + (Y * 800 * TLL) + (0.6 * TVD_{AVG} * TPP)) \tag{2}$$

где:

$C^*(\$)$ – предельная накопленная выручка для определения предела действия ставки роялти в 5%, канад. долл.;

$ACCI$ – Alberta Capital Cost Index, индекс стоимости, настраиваемый правительством Альберты ежегодно для поддержания конкурентоспособности инвестиций и роста эффективности бурения ГС и ГРП, принят на 2017 г. равным 1,0. На будущие годы оценочно предполагается снижать коэффициент на 3% в год;

TVD_{MAX} – максимальная глубина достигаемая скважиной, м;

TVD_{AVG} – средняя глубина для всех стволов при расчете для многоствольных скважин, м;

TLL – общая длина горизонтального участка (участков для многоствольных скважин), м;

TPP – общая масса закачанного проппанта, тонны;

TMD – общая пробуренная длина скважины (включая все стволы для многоствольной), м;

Y – коэффициент для настройки затрат для многоствольной скважины: $Y = 1$, если соотношение $TMD/TVD_{AVG} < 10$, в противном случае Y будет равняться большей из величин: 0,24 или $[1.39 - 0.04 * (TMD/TVD_{AVG})]$.

Для оценки величины поддержки провинцией Альберты технологий бурения ГС и МСГРП примем данные, характерные для современных ГС с МСГРП на месторождении Pembina (плотный песчаник Cardium). Проведем расчет по уравнению (1) для одноствольной горизонтальной скважины с 35 портами ГРП с закачкой 20 т проппанта в каждый, со следующими параметрами:

$TVD_{MAX} - 1600$ м;

$TVD_{AVG} - 1600$ м;

$TLL - 1600$ м;

$TPP - 700$ т;

$TMD - 3400$ м.

По результатам расчета получим величину выручки, до достижения которой действует льгота – 3,53 млн. кан. долл. При этом стоимость такой ГС с МСГРП составляет около 2 млн. кан. долл. Для того, чтобы получить указанную выручку при цене нефти 55 кан. долл./бар. (43,8 долл. США/бар. по курсу 15.07.2017) потребуется добыть около 64 тыс. бар. нефти, что достигается примерно за 2 года при среднем дебите 80-90 бар./сут. При операционных затратах 20 кан. долл./бар. чистая выручка составит 2,2 млн. руб. Это значит, что льготная ставка роялти позволяет обеспечить выручку, достаточную для полной окупаемости скважины.

После достижения предельной выручки для льготного налогообложения вступает в действие

Метод интенсификации ГРП	Методы анализа			
	Прямой счет	Кривые падения	Кривая продуктивности	ГДМ
Увеличение удельного расхода проппанта	За 6 мес. 7%	21%	13%	11%
	За 12 мес. 11%			
Увеличение удельного расхода проппанта и уменьшение расстояния между кластерами трещин	За 4 мес. 37%	42%	71%	49%

Табл. 5. Результаты пилотных испытаний методов интенсификации МСГРП в ГС, полученные после обработки результатов пилотных испытаний (прирост накопленной добычи в сравнении с базовым методом, %)

Параметры МС ГРП	Годы		
	2013-2014	2015-2016	2016-2017
Удельный расход проппанта на м длины ГС, кг/м	676	946	1149
Расход жидкости разрыва на м длины ГС, м ³ /м	15,64	18,76	26,05
Расстояние между кластерами трещин, м	18,28	9,14	4,57
Расстояние между ступенями ГРП, м	73,15	45,72	30,48

Табл. 6. Эволюция параметров МСГРП в ГС, проводимых компанией Pioneer Natural Resources на объектах Permian Basin с 2013 г.

шкала роялти в зависимости от дебита скважины и цены мирового рынка (предельная ставка для высоких дебитов и самой высокой цены – до 40%).

Аналогичный подход реализуется с 1 января 2017 г. и по отношению к проектам увеличения нефтотдачи пластов, а также проектам на залежах с высокими геологическими рисками.

Выводы

1. Высокая эффективность современных технологий разработки нетрадиционных запасов в Северной Америке наряду с экономическими стимулами позволяет придавать устойчивость процессам добычи таких малорентабельных ранее ресурсов даже в условиях низких цен на углеводороды.

2. Новые технологии МСГРП направлены на минимизацию затрат и достижение максимальных притоков в самое короткое время. Для этого, наряду с техническими решениями, проводится уплотнение трещин по стволу, а также увеличение удельных объемов нагнетаемого проппанта на единицу длины ГС с повышенным расходом жидкости гидроразрыва.

3. Система налогообложения добычи углеводородов в провинции Альберта позволяет достичь быстрой окупаемости проектов строительства ГС с МСГРП в условиях низких ставок роялти. Такой же подход принят и для проектов увеличения нефтотдачи, а также разработки запасов в сложных геологических условиях. Это позволяет

снизить риски и облегчить получение кредитов на развитие бизнеса.

4. Волго-Уральский нефтегазоносный бассейн содержит значительные ресурсы легких углеводородов в плотных коллекторах, что является важным резервом развития нефтегазовой промышленности.

Литература

Alberta Energy Regulator. About Royalties. 2016. <http://www.energy.alberta.ca/Org/pdfs/MRFCstar.pdf>

Jaripatke, O.A., Samandarli, O., McDonald, E., & Richmond, P. L. Completion Optimization of an Unconventional Shale Play: Implementation of a Successful Completion Design Optimization Plan and the Results. *Society of Petroleum Engineers*. SPE Paper 170764. 2014. doi:10.2118/170764-MS

Pioneer Natural Resources. Investor Presentations. <http://investors.pxd.com/phoenix.zhtml?c=90959&p=irol-presentations>

Stacy C. Atchley, Lawrence W. West, Jeff R. Sluggett. Reserves growth in a mature oil field: The Devonian Leduc Formation at Innisfail field, south-central Alberta, Canada. *AAPG Bulletin*. 2006. V. 90. No. 8 Pp. 1153-1169. doi:10.1306/03030605193

Сведения об авторе

Равиль Рустамович Ибатуллин – доктор тех. наук, профессор, директор, TAL Oil Limited
800, 350-7th Avenue SW Calgary AB Canada T2P 3N9
Тел: +1-(403)-705-1935, e-mail: ravil.r.ibatullin@gmail.ru

Статья поступила в редакцию 17.07.2017;

Принята к публикации 10.08.2017;

Опубликована 30.08.2017

IN ENGLISH

Experience in North America Tight Oil Reserves Development. Horizontal Wells and Multistage Hydraulic Fracturing

R.R. Ibatullin

TAL Oil Ltd., Calgary, Canada

Abstract. The accelerated development of horizontal drilling technology in combination with the multistage hydraulic fracturing of the reservoir has expanded the geological conditions for commercial oil production from tight reservoirs in North America. Geological and physical characteristics of tight reservoirs in North America are presented, as well as a comparison of the geological and physical properties of the reservoirs of the Western Canadian Sedimentary Basin and the Volga-Ural oil and gas province, in particular, in the territory of Tatarstan. The similarity of these basins is shown in terms of formation and deposition.

New drilling technologies for horizontal wells (HW) and multistage hydraulic fracturing are considered. The drilling in tight reservoirs is carried out exclusively on hydrocarbon-based muds. The multi-stage fracturing technology with the use of sliding sleeves, and also slick water – a low-viscous carrier for proppant is the most effective solution for conditions similar to tight reservoirs in the Devonian formation of Tatarstan. Tax incentives which are actively used for the development of HW and multistage fracturing technologies in Canada are described.

Key words: North America, tight oil, sandstone, carbonate, horizontal wells, multistage fracturing

For citation: Ibatullin R.R. Experience in North America Tight Oil Reserves Development. Horizontal Wells and Multistage Hydraulic Fracturing. *Georesursy = Georesources*. 2017. V. 19. No. 3. Part 1. Pp. 176-181. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.19.3.4>

References

Alberta Energy Regulator. About Royalties. 2016. <http://www.energy.alberta.ca/Org/pdfs/MRFCstar.pdf>

Jaripatke, O.A., Samandarli, O., McDonald, E., & Richmond, P. L. Completion Optimization of an Unconventional Shale Play: Implementation of a Successful Completion Design Optimization Plan and the Results. *Society of Petroleum Engineers*. SPE Paper 170764. 2014. doi:10.2118/170764-MS

Pioneer Natural Resources. Investor Presentations. <http://investors.pxd.com/phoenix.zhtml?c=90959&p=irol-presentations>

Stacy C. Atchley, Lawrence W. West, Jeff R. Sluggett. Reserves growth in a mature oil field: The Devonian Leduc Formation at Innisfail field, south-central Alberta, Canada. *AAPG Bulletin*. 2006. V. 90. No. 8 Pp. 1153-1169. doi:10.1306/03030605193

About the Author

Ravil R. Ibatullin – DSc (Engineering), Professor, Director, TAL Oil Ltd.

800, 350-7th Avenue SW Calgary AB Canada T2P 3N9
Tel: +1-(403)-705-1935, e-mail: ravil.r.ibatullin@gmail.ru

Manuscript received 17 July 2017; Accepted 10 August 2017;

Published 30 August 2017