

ТЕХНОЛОГИЯ МНОГОСТАДИЙНОГО ГИДРОРАЗРЫВА ПЛАСТА В ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИНАХ: ОПЫТ РАЗРАБОТКИ КОЛЛЕКТОРОВ SHALY CARBONATES В США И ВОЗМОЖНОСТЬ АДАПТАЦИИ ДЛЯ МЕСТОРОЖДЕНИЙ РЕСПУБЛИКИ ТАТАРСТАН

Р.С. Хисамов¹, В.В. Ахметгареев^{2}, С.С. Хакимов³, Ш.Ш. Кенжеханов³*

¹ПАО «Татнефть», Альметьевск, Россия

²Институт ТатНИПИнефть ПАО «Татнефть», Бузуйма, Россия

³IPES Energy, Денвер, США

В работе рассмотрена возможность эффективной разработки доманиковых отложений Республики Татарстан с использованием технологии многостадийного гидроразрыва пласта (МГРП) в горизонтальных скважинах на основе анализа опыта разработки наиболее близких по геолого-физическим характеристикам коллекторов Shaly Carbonates в США. Проведено моделирование в программном продукте GONFER трёх видов МГРП: пропантного, кислотного и комбинированного. Расчеты показали, что все виды МГРП с 5 стадиями практически не рентабельны. При 10 стадиях наиболее эффективными являются кислотный и комбинированный МГРП, чистый дисконтированный доход (ЧДД) на 5 год эксплуатации составляет 90-100 млн. руб. При 20 стадиях эффективны все три вида МГРП, наибольшим ЧДД 240-280 млн. руб. характеризуются кислотный и комбинированный МГРП.

Ключевые слова: Доманиковые отложения, многостадийный гидроразрыв пласта, горизонтальные скважины, кислота, пропант, чистый дисконтированный доход

DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.19.3.6>

Для цитирования: Хисамов Р.С., Ахметгареев В.В., Хакимов С.С., Кенжеханов Ш.Ш. Технология многостадийного гидроразрыва пласта в горизонтальных скважинах: опыт разработки коллекторов Shaly Carbonates в США и возможность адаптации для месторождений Республики Татарстан. *Георесурсы*. 2017. Т. 19. № 3. Ч. 1. С. 186-190. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.19.3.6>

1. Введение

В течение длительного времени считалось, что добыча углеводородов, залегающих в плотных и сланцевых коллекторах, экономически не рентабельна. Значительные усовершенствования технологий горизонтального бурения, заканчивания и стимулирования пластов привели к изменению данной точки зрения.

Последнее десятилетие интерес нефтедобывающих компаний США к сланцевым (shale) и плотным (tight) коллекторам интенсивно увеличивался, добыча достигла максимума в 2014 г. После кризиса и снижения цен на нефть в 2015 г., объемы добычи углеводородов из таких коллекторов значительно снизились. Тем не менее, после этого компаниям удалось снизить стоимость скважины с многостадийным гидроразрывом пласта (МГРП) в два раза, оптимизировать затраты. В 2016-2017 гг. при цене нефти порядка 50 долл./барр. нефтедобывающие компании США возобновили разработку сланцевых и плотных коллекторов. В настоящее время идет рост добычи из данных отложений, что обусловлено достаточно высокой экономической эффективностью их разработки. Ожидается, что нетрадиционные ресурсы углеводородов, особенно сланцевые и плотные, будут обеспечивать основной рост добычи нефти и газа, а также притягивать значительные инвестиции в их разработку.

Исследования ПАО «Татнефть» показывают, что нефтематеринские коллектора (сланцевые и плотные) распространены по всей территории Республики Татарстан (РТ),

их запасы значительно превышают запасы традиционной нефти. Поэтому, учитывая положительный опыт США, вызывает большой интерес вопрос аналогичной разработки нефтематеринских отложений в РТ с исключением предыдущих ошибок отечественных и зарубежных компаний.

Цель данной работы – показать, каким образом можно эффективно разрабатывать нефтематеринские доманиковые отложения РТ с использованием технологии МГРП в горизонтальных скважинах (ГС) на основе анализа опыта разработки наиболее близких по геолого-физическим характеристикам коллекторов Shaly Carbonates в США.

2. Геолого-физические характеристики доманиковых отложений и Shaly Carbonates

На рисунке 1 приведена схема трех основных типов пород – песчаника, известняка и сланца. В природе чаще встречается соотношение данных пород в различных пропорциях. Анализ характеристик различных типов пород показывает, что достаточно близкими к карбонатным доманиковым отложениям РТ являются коллектора Shaly Carbonates в США. Сравнение основных геолого-физических характеристик указанных коллекторов приведены в табл. 1. Основное отличие состоит в низкой в два раза температуре пласта и высокой в два раза вязкости нефти доманиковых отложений, что безусловно оказывает влияние на фильтрацию нефти и снижает темпы её отбора по сравнению с коллекторами Shaly Carbonates.

Наиболее крупные залежи нефти в коллекторах Shaly Carbonates в США относятся к провинциям Eagle Ford,

*Ответственный автор: Ахметгареев Вадим Валерьевич
E-mail: post02@tatnipi.ru



Рис. 1. Нефтяные и газовые провинции сланцевых и плотных коллекторов месторождений США

Utica, Haynesville (Рис. 2). Породы состоят в основном из известняка, доломита, глин, частично карбонатных алевролитов, кремнистых и известковых аргиллитов, иногда присутствуют примеси песка.

3. МГРП в горизонтальных скважинах

Существуют два фундаментальных и критических свойства нетрадиционных коллекторов – низкая проницаемость и чрезвычайно малые размеры пор по сравнению с традиционными коллекторами. Очень низкая проницаемость значительно затрудняет фильтрацию углеводородов внутри пластов. Это означает, что углеводороды можно извлечь только за счет естественного или искусственного разрушения пласта. Основным методом для этого – гидроразрыв пласта.

Параметр	Ед.изм.	Доманиковые отложения	Shaly Carbonates
Глубина залегания	м	1700-1800	1600-1700
Нефтенасыщенная толщина	м	7-35	9-21
Температура пласта	°С	35	70
Проницаемость	мД	0.001-1	0.001-0.2
Вязкость нефти в пластовых условиях	мПа*с	20-35	1.3-10
Градиент давления по глубине	МПа/м	0.0094	0.0094-0.01
Начальное пластовое давление	МПа	16-17	15-16
Начальная нефтенасыщенность	%	60-90	40-80
Пористость	%	6-15	6-10
T _{max}	°С	420-433	427-440
ТОС	%	2-20	4-12
Глинистость	%	2-18	4-25
Тип керогена	-	I, II	I, II

Табл. 1. Основные геолого-физические характеристики доманиковых отложений в PT и Shaly Carbonates в США

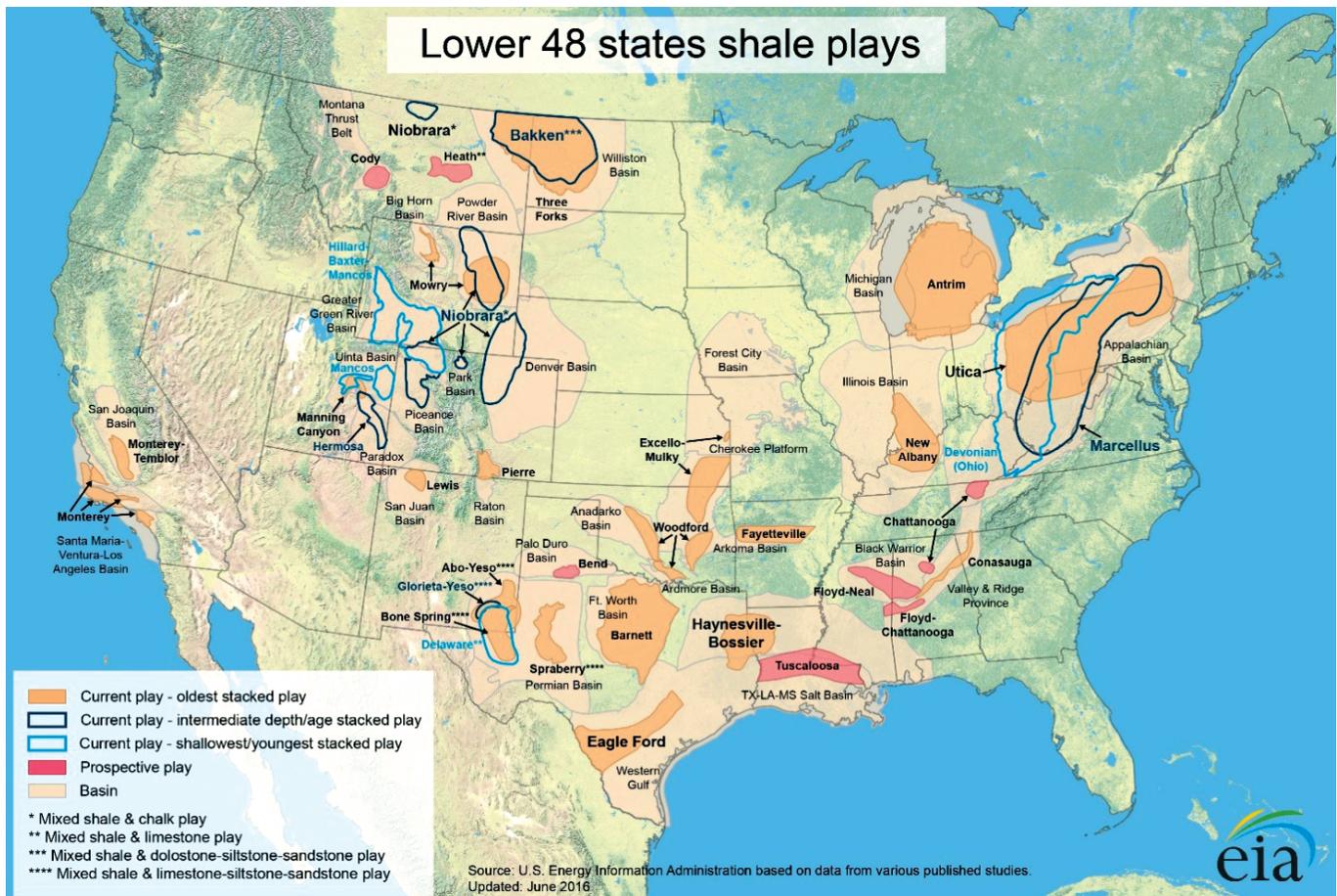


Рис. 2. Нефтяные и газовые провинции сланцевых и плотных коллекторов месторождений США (по данным Energy Information Administration – Агентства по сбору, анализу и распространению информации об энергии и энергетике)

Анализ работ, которые проводят в США перед моделированием и дизайном МГРП, показал, что стандартный набор исследований включает в себя следующее.

1. Электронный сканирующий микроскоп (SEM – Scanning Electron Microscopy). Определяют состав и структуру породы на уровне пор. Особое внимание уделяется глинистым включениям.

2. Тонкослойная петрография (Thin Section Petrography). Детальное описание текстуры, скелета породы, систем пор и минералов.

3. XRD (X-Ray Powder Diffraction). Определяют состав и структуру породы и включений.

4. Тест на содержание органического вещества (TOC – Total Organic Carbon).

5. Тест на определение отражательной способности витринита VRo (Vitrine Reflectance). Определяют зрелость керогена.

6. RCA (Routine Core Analysis). Измеряют свойства образцов керн и используют для построения петрофизических моделей.

7. Тест на вдавливаемость пропанта в породу (Proppant Embedment Test). Определяют наиболее эффективную фракцию и материал пропанта. Для пород с высоким содержанием глины используют более крупную фракцию пропанта.

8. Комплекс исследований миграции глинистых частиц и определения критической минерализации рабочих агентов (Critical Salinity Test, Capillary Suction Time Test, Roller Oven Shale Stability Test, Erosion Test). Необходимо для подбора оптимальных рабочих агентов для заканчивания скважины и ГРП, недопущения значительного снижения проницаемости коллектора.

9. Определение капиллярных давлений.

10. Определение триаксиального модуля Юнга, коэффициента Пуассона, вертикальных и горизонтальных стрессов пластов.

Помимо этого, возможно проведение специальных или дополнительных исследований.

В целом, комплекс указанных исследований, моделирования, дизайна МГРП, подбора рабочих жидкостей и оборудования позволяет значительно снизить технические и технологические риски, повысить экономическую эффективность проекта. Результаты работ, проведенных в США на коллекторах Shaly Carbonates впечатляют. При длине горизонтального ствола 1600-3200 м, 20-40 стадиях МГРП, получают начальный дебит нефти порядка 130-200 т/сут. Основной объем нефти добывается в первые

1,5 года. За это время стремительно падает пластовое давление и, соответственно, дебит нефти. Через 2,5-3 года проводят повторный МГРП, который позволяет продлить экономически рентабельный срок эксплуатации скважины еще на 2-2,5 года. Все это позволяет при затратах на бурение в размере в среднем 4 млн. долл. (около 240 млн. руб.) окупить капитальные затраты за 6-12 месяцев. При этом после 3-5 лет после ввода скважины в эксплуатацию индекс доходности затрат составляет 2,0-2,5 д.ед.

Сравнение данных показателей с МГРП, проведенном в 2015 г. на скважине 2917Г доманиковых отложений (данково-лебедянский горизонт) Бавлинского нефтяного месторождения, приведено в табл. 2. При длине горизонтального ствола 300 м, 4 стадиях МГРП, получили начальный дебит нефти 12 т/сут. Капитальные затраты на бурение, заканчивание скважины и проведение кислотного МГРП составили примерно 1,5 млн. долл. (около 90 млн. руб.), ожидаемый период окупаемости – 5-10 лет.

Таким образом, если пересчитать дебит нефти одной скважины в Shaly Carbonates на длину 270 м и 4 стадии МГРП, то получим 20-25 т/сут, что можно принять за потенциальный дебит скважины 2917Г для доманиковых отложений. Для достижения подобного дебита, возможно, требовалось использование больших объемов кислоты, а также применение пропанта, дополнительных исследований и тщательного подбора рабочих жидкостей. Однако, данный вопрос требует изучения.

Следует отметить, что несмотря на огромный опыт США в области МГРП в нефтематеринских отложениях, в России также проводятся опытно-промышленные работы (ОПР). Тем не менее, обзор литературы показывает, что большинство работ относятся к традиционным слабопроницаемым коллекторам (0,1-5 мД). Нефтяные компании ПАО «НК Роснефть», ПАО «Газпромнефть», ПАО «Лукойл», ОАО «Сургутнефтегаз», а также их подразделения с 2013 г. проводят в плотных коллекторах как кислотный, так и пропантный МГРП в среднем по 4-8 стадий на скважину. Сравнение с вертикальными нестимулированными скважинами показывает, что дебит нефти ГС с МГРП выше в среднем в 4 раза.

4. Численное моделирование МГРП в доманиковых отложениях РТ

Для оценки потенциала МГРП в доманиковых отложениях РТ проведено моделирование в программном продукте GONFER. За основу была взята скважина

Параметр	Ед.изм.	Доманиковые отложения (скважина 2917Г)	Shaly Carbonates (средние значения)
Длина горизонтального ствола скважины	м	270	1600-3200
Количество ступеней МГРП	шт.	4	20-40
Начальный дебит нефти	т/сут	12	130-200
Период основной добычи нефти	лет	-	1.5
Время, через которое проводят повторный МГРП	лет	-	2.5-3
Период работы скважины после повторного МГРП	лет	-	2-2.5
Общий период жизни скважины	лет	-	3-5
Капитальные затраты на 1 скважину (бурение + заканчивание + МГРП)	млн. \$	1.5	4
Период окупаемости	мес.	60-120	6-12
Индекс доходности затрат	д.ед.	-	2-2.5

Табл. 2. Сравнение показателей МГРП, проведенном на скважине 2917Г в РТ, и в среднем по отложениям Shaly Carbonates в США

Stoler-21-3H (Северная Дакота, США), вскрывающая отложения Shaly Carbonates. Коллектор обладает схожей минералогией, глубиной залегания, а также петрофизическими параметрами, содержит 30-45% известняка, 15% ангидридов, 35% доломитов, 1-10% глин. Средние геолого-физические характеристики соответствуют доманиковым отложениям в РТ (Табл. 1).

Было рассмотрено три вида МГРП: кислотный, пропантный, а также комбинированный, включающий закрепление трещин после кислотного МГРП пропантом. В каждом из трех видов МГРП рассчитано по три варианта, отличающихся количеством стадий МГРП и, соответственно, длиной горизонтального ствола скважины. Расстояние между ступенями МГРП принято 50 м. Для 5 стадий МГРП длина горизонтального ствола принята 300 м, для 10 стадий – 550 м, для 20 стадий – 1050 м. В качестве жидкости гидроразрыва использован Slick Water (жидкость с добавками для понижения трения) и Guar-20 (жидкость на основе гуаровой смолы). Керамический пропант использован низкой плотности, марок CARBOECONOPROP и CARBOLITE, фракцией 20/40 меш., концентрации 0.0275 кг/м². Кислоты применялись 15%HCl и 2%KCl. Результаты расчетов приведены в табл. 3.

Расчеты показывают, что практически все виды МГРП с 5 стадиями либо не рентабельны, либо находятся на грани рентабельности. При 10 стадиях МГРП наиболее эффективными являются кислотный и комбинированный МГРП, чистый дисконтированный доход (ЧДД) на 5 год эксплуатации составляет 90-100 млн. руб. При 20 стадиях эффективны все три вида МГРП, наибольшим ЧДД 240-280 млн. руб. характеризуются также кислотный и комбинированный МГРП.

5. Заключение

Учитывая существующие поправки в налоговом законодательстве РФ, которые освободили месторождения

баженовской, абалакской, хадумской и доманиковой свит от налогообложения по НДС на 15 лет, необходимо ускорить процесс изучения нефтематеринских коллекторов и ОПР технологией ГС с МГРП. Опыт зарубежных специалистов в этом может значительно снизить риски разработки таких коллекторов. Тем не менее, полностью скопировать все работы и операции технологии ГС с МГРП скорее всего не получится ввиду наличия некоторых отличительных черт доманиковых отложений в РТ и Shaly Carbonates в США. В первую очередь – это более низкая температура пласта и более высокая вязкость нефти. Поэтому для разработки доманиковых отложений необходимо создание собственной модификации технологии ГС с МГРП.

Основные рекомендации, которые можно извлечь из разработки Shaly Carbonates в США и которые можно рекомендовать для доманиковых отложений в РТ:

Использование пропанта. В США редко применяют МГРП с закачкой только кислоты, даже если это чисто карбонатные породы. Многие исследования ученых США показывают смыкание трещин МГРП через некоторое непродолжительное время. Если используют кислоту, то применяют закачку пропанта в образовавшиеся «червоточины».

Цементирование хвостовика. Статистика работ по заканчиванию скважин в нефтематеринских отложениях в США показывает, что количество скважин с открытым стволом ежегодно уменьшается, и в настоящее время основная часть новых скважин выполняется с цементированием и перфорацией.

Большая длина горизонтального ствола. Ряд исследований, проведенных для горизонтальных скважин РТ показывает, что эффективная длина горизонтального ствола значительно меньше фактической и бурить горизонтальные стволы длиной более 300-400 м может быть экономически не рентабельно. Однако, во-первых, данные исследования включают в основном скважины с

Параметр		Кислотный МГРП		Пропантный МГРП		Комбинированный МГРП	
		1 год	5 лет	1 год	5 лет	1 год	5 лет
Объем закачанной жидкости на 1 стадию МГРП, м ³	SlickWater	114		127		132	
	Guar-20	-		170		-	
	15%HCl	132		-		132	
	2%KCl	19		-		-	
	CMHPG#35	57		-		106	
Масса закачанного пропанта на 1 стадию МГРП, т	CARBOLITE	-		59		-	
	CARBOECONOPROP	-		-		21	
Начальный дебит нефти, т/сут	5 стадий	34.0		33.5		56.3	
	10 стадий	71.6		73.7		112.6	
	20 стадий	143.2		147.4		225.2	
Накопленная добыча нефти, тыс.т	5 стадий	1.7	4.1	1.2	2.1	1.8	4.9
	10 стадий	3.5	8.5	2.5	4.4	6.2	9.7
	20 стадий	7.0	17.1	5.1	8.8	8.9	19.4
Суммарные капитальные затраты, млн. руб.	5 стадий	151.6	151.6	135.2	135.2	163.7	163.7
	10 стадий	177.8	177.8	162.3	162.3	203.5	203.5
	20 стадий	255.0	255.0	217.8	217.8	283.6	283.6
ЧДД, млн. руб.	5 стадий	-41.8	-10.2	-40.9	-25.8	-49.0	16.1
	10 стадий	-10.2	91.4	-21.0	14.6	-2.4	104.1
	20 стадий	32.2	239.0	13.9	88.7	63.4	280.1

Табл. 3. Результаты расчетов численного моделирования МГРП в доманиковых отложениях РТ

открытым стволом, во-вторых, не включают скважины в плотных коллекторах. Поэтому необходимо проведение дополнительных исследований для доманиковых отложений бурения скважин более 1 км.

Большее количество стадий МГРП. Дебит нефти прямо пропорционален количеству стадий МГРП, которые, в свою очередь, зависят от длины горизонтального ствола. Поэтому в США редко применяют менее 20 стадий. Для доманиковых отложений основным препятствием к увеличению стадий является скорее техническая сторона – необходимость применения более дорогостоящего оборудования.

Применение химии и температуры. Вязкость нефти в пластовых условиях 20-35 мПа·с для традиционных коллекторов не является проблемой. Однако для доманиковых отложений со сверхнизкой проницаемостью фильтрация значительно осложняется. Поэтому рекомендуется проведение исследований и ОПР по применению закачки во время МГРП химреагентов, либо применение нагретых рабочих жидкостей.

Поддержание пластового давления (ППД). В США закачку воды применяют в коллектора с проницаемостью в основном до 1 мД. Для более низких проницаемостей в настоящее время ведутся исследования по закачке CO₂.

Таким образом, для успешной разработки доманиковых отложений в РТ с применением МГРП в ГС, необходимо проведение полномасштабных исследований, начиная от изучения специфики образования и строения месторождений данных коллекторов, исследований

геохимии, геофизики, геомеханики и пр., сбора и анализа всей геолого-геофизической информации, создания геологических, гидродинамических, геомеханических и пр. моделей, конструкции ГС и ее заканчивания, дизайна МГРП, до подбора рабочих жидкостей и оборудования для бурения, вскрытия и МГРП. Все это, согласно опыту США, позволяет свести к минимуму все риски и, соответственно, получить экономически эффективную добычу нефти из нефтематеринских отложений.

Сведения об авторах

Раис Салихович Хисамов – доктор геол.-мин. наук, профессор, Главный геолог – заместитель генерального директора, ПАО «Татнефть»

Россия, 423450, Альметьевск, ул. Ленина, 75

Вадим Валерьевич Ахметгареев – кандидат тех. наук, Заведующий сектором отдела разработки нефтяных месторождений, Институт «ТатНИПИнефть» ПАО «Татнефть»

Россия, 423230, Бугульма, ул. М. Джалиля, 32

Тел: +7 (85594) 78708, e-mail: post02@tatnipi.ru

Саттор Саттарович Хакимов – кандидат тех. наук, Генеральный директор, IPEC Energy

607 10th St STE 104, Golden, Colorado, US, 80401

Шакен Шунгисович Кенжеханов – кандидат тех. наук, Ведущий инженер, IPEC Energy

607 10th St STE 104, Golden, Colorado, US, 80401

Статья поступила в редакцию 11.07.2017;

Принята к публикации 10.08.2017; Опубликовано 30.08.2017

IN ENGLISH

Technology of Multistage Hydraulic Fracturing in Horizontal Wells: Development Experience of Shaly Carbonates in the US and Its Adaptation for the Fields of the Republic of Tatarstan

R.S. Khisamov¹, V.V. Akhmetgareev^{2}, S.S. Khakimov³, Sh.Sh. Kenzhekhanov³*

¹Tatneft PJSC, Almetьевsk, Russia

²Institute TatNIPIneft Tatneft PJSC, Bugulma, Russia

³IPEC Energy, Denver, USA

*Corresponding author: Vadim V. Akhmetgareev, e-mail: post02@tatnipi.ru

Abstract. The paper considers efficient development of Domanic reservoirs in Tatarstan using multistage fracturing technology in horizontal wells, based on the analysis of developing Shaly Carbonates in the United States, which are the closest in terms of geological and physical characteristics. Simulation in the software product GOHFER was carried out. Three types of multistage fracturing were considered: acid, proppant, and combined. Calculations show that practically all types of multistage fracturing with 5 stages are either not profitable, or are on the verge of profitability. Acid and combined multistage fracturing are the most effective at 10 stages; net discounted income for 5 years of operation is 90-100 million rubles. All three types of multistage fracturing are effective at 20 stages; acid and combined multistage fracturing are also characterized by the biggest net discounted income of 240-280 million rubles.

Keywords: Domanic reservoirs, multistage fracturing, horizontal wells, acid, proppant, net discounted income

For citation: Khisamov R.S., Akhmetgareev V.V., Khakimov S.S., Kenzhekhanov Sh.Sh. Technology of Multistage Hydraulic Fracturing in Horizontal Wells: Development Experience of Shaly Carbonates in the US and Its Adaptation for the Fields of the Republic

of Tatarstan. *Georesursy = Georesources*. 2017. V. 19. No. 3. Part 1. Pp. 186-190. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.19.3.6>

About the Authors

Rais S. Khisamov – DSc (Geology and Mineralogy), Professor, Deputy Director General, Chief Geologist

Tatneft PJSC

Russia, 423400, Almetьевsk, Lenin str., 75

Vadim V. Akhmetgareev – PhD (Engineering), Senior Reservoir Engineer, Institute TatNIPIneft Tatneft PJSC

Russia, 423236, Republic of Tatarstan, Bugulma, M.Dzhaliilya St., 32. Tel: +7 85594 78708

Sattor S. Khakimov – PhD (Engineering), General Manager, IPEC Energy

607 10th St STE 104, Golden, Colorado, US, 80401

Shaken Sh. Kenzhekhanov – PhD (Engineering), Leading Engineer, IPEC Energy

607 10th St STE 104, Golden, Colorado, US, 80401

Manuscript received 11 July 2017; Accepted 10 August 2017;

Published 30 August 2017