Нефтегазовое дело. 2021. Т. 19, № 5. С. 53–66. ISSN 2073-0128 (print)

Petroleum Engineering. 2021. Vol. 19, No. 5, P. 53–66. ISSN 2073-0128 (print)

Научная статья

УДК 622.376.6

doi: 10.17122/ngdelo-2021-5-53-66

ЭВОЛЮЦИЯ РАЗВИТИЯ ТЕХНОЛОГИЙ МНОГОСТАДИЙНОГО ГИДРОРАЗРЫВА ПЛАСТА НА СЛАНЦЕВЫХ ОБЪЕКТАХ США

Денис Вагизович Кашапов¹, Алексей Эдуардович Федоров¹,
Андрей Валерьевич Сергейчев², Юрий Вениаминович Зейгман^{1,3}

¹ООО «РН-БашНИПИнефть», Уфа, Россия

²ПАО «НК Роснефть», Москва, Россия

³Уфимский государственный нефтяной технический университет, Уфа, Россия

Автор, ответственный за переписку

Денис Вагизович Кашапов, KashapovDV@bnipi.rosneft.ru

Аннотация. Разработка сланцевых объектов в РФ начата относительно недавно и находится на стадии проведения опытно-промышленных работ (ОПР). Системная добыча из сланцевых залежей возможна благодаря двум основным технологиям: бурение горизонтальных скважин (ГС) и проведение многостадийного гидравлического разрыва пласта (МГРП). Данные технологии позволяют на порядок увеличить площадь контакта пласта со скважиной, тем самым увеличивая дебит и коэффициент извлечения нефти. США, являющиеся бесспорными лидерами в области технологий и объемов добычи углеводородов из коллекторов с трудноизвлекаемыми запасами (ТРИЗ) (2/3 от общей добычи нефти США ведется из ТРИЗ (6,5 млн барр./сут)), имеют огромный опыт проведения МГРП на сланцевых коллекторах. Использование опыта проведения МГРП в США позволит Компаниям в России минимизировать ошибки при разработке сланцевых залежей, существенно сократить как экономические, так и временные издержки.

В статье приведено описание подходов при проведении МГРП в США: динамика операций, использование материалов (химии и проппанта), влияние параметров МГРП на добычу нефти.

Для цитирования

Кашапов Д.В., Федоров А.Э., Сергейчев А.В., Зейгман Ю.В. Эволюция развития технологий многостадийного гидроразрыва пласта на сланцевых объектах США // Нефтегазовое дело. 2021. Т. 19, № 5. С. 53–66. <https://doi.org/10.17122/ngdelo-2021-5-53-66>.

Ключевые слова

разработка месторождений,
сланцевая нефть,
сланцевая революция,
гидравлический разрыв пласта,
технологии, проппант,
добыча нефти

Original article

EVOLUTION OF MULTISTAGE HYDRAULIC FRACTURING TECHNOLOGIES DEVELOPMENT AT US SHALE FACILITIES

Denis V. Kashapov¹, Aleksey E. Fedorov¹, Andrey V. Sergeychev², Yuri V. Zeigman^{1,3}

¹RN-BashNIPIneft LLC, Ufa, Russia

²Rosneft Oil Company, Moscow, Russia

³Ufa State Petroleum Technological University, Ufa, Russia

Corresponding author

Denis V. Kashapov, deniskashapov14@gmail.com

© Кашапов Д.В., Федоров А.Э., Сергейчев А.В., Зейгман Ю.В., 2021

Abstract. The development of shale objects in the Russian Federation has begun relatively recently and is at the stage of conducting pilot works. Systemic production from shale deposits is possible due to two main technologies: horizontal well drilling and multistage hydraulic fracturing. These technologies make it possible to increase the area of contact between the formation and the well by an order of magnitude, thereby increasing the flow rate and oil recovery factor. The United States, which are the undisputed leaders in the field of technologies and volumes of hydrocarbon production from reservoirs with hard-to-recover reserves (2/3 of the total US oil production is carried out from hard-to-recover reserves (6.5 million bbl/day)), has vast experience carrying out multistage hydraulic fracturing on shale reservoirs. Using the experience of multistage hydraulic fracturing in the United States will allow Companies in Russia to minimize errors in the development of shale deposits, significantly reduce both economic and time costs.

The article describes approaches to multistage hydraulic fracturing in the USA: dynamics of operations, use of materials (chemicals and proppant), influence of multistage hydraulic fracturing parameters on oil production.

For citation

Kashapov D.V., Fedorov A.E., Sergeychev A.V., Zeigman Yu.V. Evolyutsiya razvitiya tekhnologii mnogostadiinogo gidrorazryva plasta na slantsevykh ob'ektakh SShA [Evolution of Multistage Hydraulic Fracturing Technologies Development at US Shale Facilities]. *Neftegazovoe delo — Petroleum Engineering*, 2021, Vol. 19, No. 5, pp. 53–66 [in Russian]. <https://doi.org/10.17122/ngdelo-2021-5-53-66>.

Введение

Разработка нетрадиционных запасов нефти — один из важнейших вызовов для развития не только нефтяной отрасли, но и всей мировой энергетики. По различным оценкам, ресурсы сланцевой нефти почти пятикратно превышают запасы традиционной нефти, в связи с чем нефть сланцевых пород — новый вызов для нефтяной промышленности [1].

В начале 2010-х гг. добыча нефти из нетрадиционных сланцевых запасов увеличилась вследствие роста биржевых цен на нефть, развития и внедрения технологий глубокого бурения (ГБ) и МГРП.

Совокупная добыча нефти из нетрадиционных коллекторов в 2017 г. составила около 424 млн т, что соответствует 9 % от общего объёма мировой добычи жидких углеводородов. Стоит отметить, что большая часть этой добычи — свыше 350 млн т — пришлась на Северную Америку. Вторым по производству регионом стала Южная Америка с добычей 60 млн т нефти [1].

Прогнозы о количестве ресурсов нефти, содержащейся в низкопроницаемых породах, варьируются в широком диапазоне: от 200 до 600 млрд т, согласно данным US Geological Survey [2]. При этом более двух третей залежей нетрадиционных источников сосредоточено в Северной и Южной Америке.

Современные методы разработки нетрадиционных коллекторов нефти (ГС и МГРП), с учётом развитой инфраструктуры, наличия требуемых мощностей для подготовки и пере-

Keywords

field development, shale oil, shale revolution, hydraulic fracturing, technologies, proppant, oil production

работки нефти, а также государственной поддержки нефтяных Компаний в виде снижения налогов, позволили нефтяным компаниям США осуществить «сланцевую революцию».

Стоит отметить, что традиционно под «сланцевой» нефтью подразумеваются нефтематеринские сланцевые shale oil коллекторы и плотные tight oil коллекторы. Добыча в основном ведётся из tight oil коллекторов.

Динамика развития ГРП в США

Согласно коммерческой базе данных США HIS Energy [3], за период с 1947 г. по 2010 г. в США пробурено 986 тыс скважин и выполнено около 1,7 млн операций ГРП. За период с 2010 г. по 2018 г. количество операций ГРП [4] значительно увеличилось: так, в середине 2010-х гг. количество ГРП достигало уже полумиллиона операций в год, что в 5 раз больше, чем в начале 2010-х гг. и в 15 раз больше, чем в начале 2000-х гг. (рисунок 1).

В период бурного развития «сланцевой революции» с 2010 по 2020 гг. технологии ГРП сфокусировались на создании сети трещин — стимулированного объёма пласта (Stimulated Reservoir Volume — SRV, либо мультипланарных трещин). SRV представляет из себя сложную систему трещин, пример которой схематично показан на рисунке 2.

SRV позволяет многократно увеличить площадь соприкосновения техногенных трещин с пластом, а значит повысить как добычу, так и коэффициент извлечения нефти.

Рисунок 1. Динамика проведения операций ГРП в США [4]

Figure 1. Dynamics of hydraulic fracturing operations in the USA [4]

Рисунок 2. Создание сети множественных трещин для разработки сланцевых объектов [5, 6]

Figure 2. Creation of a network of multiple fractures for shale objects development [5, 6]

Для увеличения SRV компании-операторы проводят следующие мероприятия:

- бурение длинных горизонтальных стволов скважин для увеличения количества стадий МГРП. Так, в среднем за 10 лет длина горизонтальных стволов скважин ГС выросла в 1,5 раза (рисунок 3). Среднее число стадий МГРП увеличилось до 40, а расстояние между стадиями сократилось с 107 до 61 м (рисунок 4);

- увеличение объема закачки жидкости ГРП с 10 тыс. до 70 тыс. м³ на скважину и

проппанта с 1 тыс. до 10 тыс. т на скважину (рисунки 5, 6);

- использование меньших объемов химических добавок;

- использование технологии Slickwater, позволяющей значительно снизить загрязнение пласта остатками геля ГРП, что для условий сверхнизкопроницаемых сланцевых объектов является одним из определяющих факторов. Внедряются инновационные высоковязкие понизители трения с отличными песконесущими свойствами, позволяющими

Рисунок 3. Изменение длины ГС

Figure 3. Changing in HW length

Рисунок 4. Изменение количества стадий МГРП

Figure 4. Change in the number of stages of multistage hydraulic fracturing

Рисунок 5. Изменение массы пропанта на скважину

Figure 5. Change in proppant mass per well

Рисунок 6. Изменение объема жидкости на скважину

Figure 6. Change in fluid volume per well

транспортировать проппант на большие расстояния в глубь трещин;

- использование более дешёвого и менее качественного песка местных производств, расположенного в ближайших локациях к местам бурения скважин;

- изменение дизайна обработки: увеличение скорости закачки жидкости ГРП (скорости закачки увеличились в среднем с 7,4 до 13,2 м³/мин), что потребовало резко нарастить мощности флотов ГРП;

- изменение стратегии перфорирования путём применения технологии limited-entry для лучшего распределения трещин в горизонтальном стволе.

Для создания столь сложной системы трещин, помимо системы заканчивания скважин и определённых технологических параметров обработки, необходимо наличие «уникальных» геомеханических свойства пласта:

- высокие значения индекса хрупкости горных пород: низкие значения коэффициента Пуассона с высоким модулем Юнга — для возможности «растрескивания» породы;

- минимальные значения анизотропии напряжений — для возможности одновременного роста трещин ГРП во всех направлениях.

Таким образом, для создания SRV требуются следующие условия:

- использование маловязких жидкостей — Slickwater, для возможности «затекать» в микротрещиноватость пласта;

- использование малых типоразмеров проппанта для закрепления сложной сети трещин;

- использование большого объёма жидкости (относительно традиционного ГРП в 5–10 раз и более) для максимизации площади соприкосновения трещины ГРП с пластом;

- высокие расходы (от 10 м³/мин) для раскрытия естественной пластовой трещиноватости;

- системы заканчивания скважин, приводящие к росту нескольких трещин на стадию ГРП.

Жидкости и проппанты

На заре развития операций ГРП в 1950–1960 гг. в США преимущественным типом жидкости на большинстве месторождений являлись жидкости на нефтяной основе, так как считалось, что существуют высокие риски непоправимого экологического ущерба от применения жидкостей на водной основе. Однако

применение этих жидкостей ввиду высокой стоимости, пожарной опасности, высоких давлений обработки было недолгим и продолжалось до внедрения линейных, а затем сшитых жидкостей на водной основе (1968 г.).

Первые упоминания в литературе по применению низковязких жидкостей (Slickwater) относятся к началу 1950-х гг. Операции гидро-разрыва с использованием данной технологии проводились на месторождении Hugoton, расположенном на юго-западе Канзаса.

Жидкость ГРП состоит из обычной воды со специальной добавкой — понизителем трения. Добавление в жидкость понизителя трения способствует значительному снижению потерь на трение, а следовательно, снижает риски получения СТОПа вследствие высоких давлений обработки.

Важно отметить, что понизители трения могут быть чувствительны к высокой минерализации воды, и требуют дополнительной очистки воды от механических примесей и солей, что зачастую увеличивает затраты на повторное использование добытой после проведения операций ГРП воды.

К другому преимуществу Slickwater относится то, что при использовании маловязких жидкостей нет необходимости использования большого числа химических добавок, что приводит к снижению стоимости проведения операции ГРП, снижению логистических затрат на доставку специальной техники для подготовки сшитого геля.

Проппанты

На рисунке 7 показан «взрывной» рост применения проппанта для ГРП в США: в 2012 г. было использовано 35 млн т проппанта (в основном песок с полимерным покрытием и керамический песок), в последние годы объёмы проппанта при проведении ГРП превысили 100 млн т.

Если масса проппанта увеличивалась со временем, то использование более качественного проппанта (керамического, с полимерным покрытием) сокращалось. Это обусловлено тем, что компании сконцентрировались на применении более дешёвых и низкосортных песков. Считается, что в целом закачка больших объёмов песка компенсирует его низкое качество. Типичная скважина с МГРП имеет сотни трещин, проникающих в пласт, что компенсирует низкую проводимость трещины. Кроме того, начато применение

Рисунок 7. Масса применения пропантa при проведении операций ГРП на месторождениях США [7]

Figure 7. Mass of applicable proppant during hydraulic fracturing operations in US fields [7]

ние более мелкого по размеру песка. В первое время использовалась фракция 40/70, а с недавнего времени — 100+ меш. Это привело к использованию недорогого песка, добываемого в непосредственной близости от мест проведения операций ГРП.

Вызов классическим подходам к проведению операций ГРП

Есть несколько причин того, что нефтяная отрасль изначально в целом не признавала ГРП с применением технологии Slickwater и использования пропантных стадий малой концентрации — «slug» (рисунок 8), с последующей закачкой жидкости в объёме ствола скважины. Классическая теория ГРП утверждает, что в реальности нет смысла проводить ГРП таким образом, т.к. образуются гидродинамически-несвязанные участки пласта, что напрямую повлияет на дебит скважины.

Другое классическое установившееся убеждение — то, что при ГРП необходимо разместить в пласте большое количество пропантa. Имеется значительное количество публикаций, доказывающих, что чем больше пропантa закачивается, тем больше добыча нефти скважиной. В то же время в публикации [8] показано, что основной движущей силой увеличения добычи углеводородов в большей степени является закачанный объём жидкости, а масса закачанного пропантa — в меньшей степени. После нескольких лет испытаний, проведённых на тысячах скважин, можно предположить, что технология ГРП с применением жидкости Slickwater значительно отличается от классической теории ГРП.

Концепция о том, что при ГРП образуется двукрылая трещина, упакованная пропантом, не является истинной для ГРП, выполненного по технологии Slickwater. Средняя концентрация пропантa, использованная в 95 % работ по технологии Slickwater, не имеет ничего общего с понятием эффективной проводимости трещины. Все лабораторные тесты по проводимости пропантa, выполненные по API стандартам, показывают, что при концентрации пропантa $< 2,4 \text{ кг/м}^2$ проводимость пропантной пачки практически отсутствует. Единственный логический ответ на вопрос, почему при небольших объёмах закачки пропантa при ГРП с применением большого объёма жидкости Slickwater работы являются успешными, заключается в том, что трещины, создаваемые в пласте, имеют сложную геометрию.

В работе [7] показано, что добыча на скважинах с проведением ГРП по технологии Slickwater оказалась выше, чем добыча на соседних скважинах в радиусе 12 км с выполненным ГРП по обычной технологии (таблица 1).

Компания Whiting Petroleum Corporation [9], являющаяся одной из крупных добывающих компаний в США и контролирующая разработку таких нефтематеринских пород, как Three Forks на месторождении Bakken и др., выделяет несколько эволюционных этапов развития технологий заканчивания скважин и проведения ГРП (таблица 2 [10]). В таблице 2 также показаны особенности технологического развития различных поколений ГРП (Generation), проводимых в США.

Рисунок 8. Типовой план закачки на сланцевые объекты [5]

Figure 8. Typical Shale Injection Plan [5]

Таблица 1. Сравнение накопленной добычи нефти для ГРП по технологии Slickwater и с применением сшитого геля

Table 1. Comparison of cumulative oil production for hydraulic fracturing using Slickwater technology and crosslinked gel

Показатель	Ед. изм.	Slickwater	Другие виды ГРП
Среднее время добычи нефти	лет	11,5	8
Средняя накопленная добыча нефти	барр.	80 000	45 000
Примечание. Этапы развития технологий ГРП в 2010–2019 гг.			

Для технологий Generation 1, 2 характерно: применение нецементированных хвостовиков с набухающими пакерами;

- одна трещина ГРП за одну стадию;
- небольшая масса пропанта;
- небольшой объём используемой жидкости разрыва;

— низкий дренируемый объём пласта за счёт отсутствия сложной сети трещин ГРП.

На этапах реализации технологий Generation 4 и 5 применяемые типы заканчивания скважин и дизайны ГРП в США стали эффективнее вследствие:

- применения зацементированных хвостовиков;
- увеличения скоростей обработки в 1,5–2 раза;
- применения отклонителей;
- перфорации по технологии limited-entry с большим количеством перфорированных кластеров;
- размещения трещин в продуктивной зоне;
- создания большей площади контакта сети трещин с пластом;

— равномерного размещения пропанта в больших объёмах.

В целом, стоит отметить, что большинство компаний, занимающихся добычей нефти из сланцевых залежей в последние годы существенно изменили подходы к ГРП, прежде всего в части повышения «агрессивности» дизайнов (таблица 3), а также оптимизации стоимости и использования более дешёвых компонентов (таблица 4).

По мере того, как нефтегазодобывающая промышленность США быстро совершенствовалась и масштабировала технологии, проекты по ГРП становились глобальнее и эффективнее, скважины становились более продуктивными, а капитальные затраты на скважину снижались. Информация о последних изменениях в дизайнах ГРП, средней продуктивности скважин и экономической эффективности скважин представлена в таблице 4. Важно отметить, что с увеличением технологичности проводится системная работа над оптимизацией стоимости в каждом звене: бурении, заканчивании, ГРП.

Таблица 2. Обобщённая информация по поколениям Gen 1–5 (основные эволюционные изменения выделены цветом)**Table 2.** Generalized information on generations Gen 1–5 (main evolutionary changes are highlighted in colour)

Параметр	GEN1	GEN2	GEN3	GEN4	GEN5
Компоновка	Муфты	Гибрид. Муфты/Перф.	Гибрид. Муфты/Перф.	Перф.	Перф.
Изоляция ст.	Набухающие пакеры	Набухающие пакеры	Набухающие пакеры	Цемент.	Цемент.
Кол-во стадий	27	33	41	41	60
Расст-е между стадиями, м	120	90	75	60–90	60–80
Расст-е между кластерами, м	120	45	12,5	12,5	10–11
Уд. масса проп. на длину ГС, т/м	до 0,5	0,5–1	2	2,5	4
Масса проп. на скв., тыс. т	1,5	3	6	8	10
Уд. объем жид. на длину ГС, тыс. м ³ /м	4	5	13	20	40
Объем жид. на скв., тыс. м ³	10	15	40	60	80
Размер проп.	100М, 30/50, 20/40	100М, 30/50, 20/40	100М, 30/50, 20/40	100М, 30/50, 20/40	100М, 30/50, 20/40
Тип проп.	50/50 песок, пропп.	80/20 песок, керамический пропп.	100 % песок (white)	100 % песок (white)	100 % песок (white)
Тип жидкости	Xlink*/SW**	Xlink/SW	HVFR***	HVFR	HVFR
Ср. конц. проп., кг/м ³	170	160	140	130	120
Скорость закачки, м ³ /мин	6	6	6–7	8	10+
Тех. отклонения	Нет	Нет	PLA****	PLA	PLA
Тех. Limited entry	Нет	Нет	Нет	Нет	Да

Примечания:
 *XLink — высоковязкий гель на основе гуара;
 **Slickwater — вода с химической добавкой понизителя трения (Friction Reducer — FR);
 ***HVFR (High Viscose Friction Reducer) — это FR, который имеет повышенную вязкость и лучше несет проппант.
 Использование HVFR — попытка дешевле однокомпонентно улучшить несущую способность, но не прибегать к гуаровым линейным гелям;
 ****PLA (Polylactic Acid) — биоразлагаемый полиэфир, предназначенный для блокировки существующих трещин ГРП.

Таблица 3. Подходы компаний к ГРП в ГС в 2019 г. и начале 2020 г. по ряду сланцевых объектов [6]**Table 3.** Companies' approaches to hydraulic fracturing in horizontal wells in 2019 and early 2020 for a number of shale objects [6]

Оператор	Формация	Стадий ГРП на скважину	Масса проппанта на 1 скв., тыс. т
Slawson	midBakken BigBend	70 стадий	6
MRO	ThreeForks RBay	45 стадий	3,2
EOG	midBakken CCreek	60 стадий	9
EOG	midBakken Parshall	45 стадий	4,3
Hess	midBakken Manitou	60 стадий	4
Bruin	ThreeForks ASanish	55 стадий	6,4
Bruin	midBakken MGButtes	50–55 стадий	6,8
NinePointEnergy	midBakken Squries	60 стадий	4,5
CLR	ThreeForks ETree	80 стадий	7,3–9,1
CLR	midBakken Ravin	62 стадии	4,5–7,7
CLR	midBakken разные участки	51–68 стадий	2,7–7,3
Oasis	ThreeForks разные участки	40–50 стадий	1,8–4,5
BR	Three CCreek	31 стадия	4,5
BR	midBakken CCreek	32 стадии	4,1
Enerplus	ThreeForks MCreek	33 стадии	2,7
Enerplus	midBakken ASanish	42 стадии	4,5
Enerplus	TF1	43 стадии	7,3
Whiting	Pronghorn/TForks	45 стадий	2,3
LimeRockResources	mBakken Fayette	50 стадий	2,7

Таблица 4. Последние изменения в дизайне ГРП, средней продуктивности скважин и экономической эффективности скважин для shale/tight oil США [4]**Table 4.** Recent changes in hydraulic fracturing design, average well productivity and economic efficiency of wells for shale/tight oil USA [4]

Параметр	2012 среднее	2017 среднее	Изменение
Длина ГС, м	1700,8	2324,1	37 %
Количество стадий, шт.	19,3	38,6	100 %
Плотность стадий ГРП, м/ст.	90,2	63,4	–30 %
Масса проппанта, т	1590,1	5392,7	239 %
Масса проппанта на 1 м горизонтального ствола, т/м	93,6	225,6	141 %
Объем жидкости закачки, м ³	11831,1	38793,3	228 %
Объем жидкости на 1 м горизонтального ствола, м ³ /м	0,7	1,6	131 %
Средняя концентрация проппанта, кг/м ³	140,2	145	3 %
Максимальная скорость закачки, м ³ /мин	9,1	12,9	42 %
Максимальная скорость закачки на 1 м горизонтального ствола, м ³ /мин/м	0,0098	0,02	104 %
Накопленная добыча за год, барр.	61044	108209	77 %
Накопленная добыча за год на 1 м горизонтального ствола, барр./м	12,2	17,7	45 %
Накопленная добыча за год, БНЭ	91465	159942	75 %
Накопленная добыча за год к 1 м ГС, БНЭ/м	18,2	25,7	41 %
Стоимость скважины, млн долл. США	7,2	5,1	–29 %
Стоимость 1 барр. нефтяного эквивалента, долл. США/год	86	32	–63 %
Стоимость 1 м ³ нефти за год, долл. США/м ³ (год)	20,4	7,3	–64 %

Влияние технологий и параметров заканчивания ГС с МГРП на показатели добычи нефти

Динамика параметров заканчивания скважин с ГРП по годам, в частности увеличение технологической сложности (увеличение $L_{гс}$, $N_{гас}$, $M_{проп}$, $V_{жид}$), положительно сказалась на

показателях добычи нефти скважин, эксплуатирующих сланцевые формации США. Начальный дебит нефти скважин возрос с 2008 по 2020 гг. в среднем в 5 раз (с 30 до 150 м³/сут), а накопленная добыча нефти за первый год работы скважин — с 5 до 25 тыс. м³/скв. (рисунок 9).

Рисунок 9. Динамика накопленной добычи нефти за первый год эксплуатации ГС с МГРП по годам для различных формаций**Figure 9.** Dynamics of cumulative oil production for the first year of operation of HW with MHF by years for various formations

Несмотря на различие геологических свойств, прослеживаются определённые закономерности влияния технологических показателей ГРП на добычные характеристики скважин:

— начальный дебит ($\text{м}^3/\text{сут}$) соотносится с массой закачанного при ГРП проппанта (тыс. т) с переводным коэффициентом ~ 15 . Так, например, если масса проппанта составила 3 тыс. т, то начальный дебит нефти может составить 45;

— накопленная добыча (тыс. м^3) за первый год эксплуатации соотносится с массой закачанного при ГРП проппанта (тыс. т) с переводным коэффициентом ~ 3 . Так, например, если масса проппанта при ГРП составила 3 тыс. т, то накопленная добыча нефти в первый год может составить 9 тыс. м^3 .

Также наблюдается зависимость ожидаемых извлекаемых запасов нефти от объёмов закачанной в скважину жидкости ГРП с переводным коэффициентом 1–2. Иными словами, если при ГРП объём жидкости составил 25 тыс. м^3 , то извлекаемые запасы на скважину потенциально могут составить порядка 25–50 тыс. м^3 нефти.

Представленные коэффициенты являются условными и средними. Параметры скважин могут зависеть от комплекса различных факторов и изменяться от средних величин в широком диапазоне. Поэтому представленные коэффициенты могут восприниматься лишь как экспресс-оценка, при этом не стоит забывать, что они были получены для геологических особенностей северо-американских сланцевых формаций.

Подходы к оптимизации работ

Несмотря на то, что технологии разработки нетрадиционных сланцевых коллекторов в США с применением горизонтальных скважин продолжают развиваться, на сегодняшний день многие ключевые вопросы остаются без ответа. Это, например, оптимальное расстояние между стволами скважин, влияние интерференции основных и уплотняющих скважин, «правильное» определение размеров и объёмов проппанта, объёмов жидкости, оптимальная длина скважины, стадийности ГРП и стратегии по перфорации скважин [12].

В целом при планировании работ на сланцевых объектах компании могут принимать оптимизационные решения из порядка 40

ключевых вопросов, представленных в таблице 4 [11].

Микросейсмический мониторинг ГРП

Применение опыта исследований в процессе бурения, ГРП, эксплуатации скважин позволило уточнить параметры пласта или трещин для того, чтобы впоследствии учесть эту информацию для оптимизации дизайна и повышения эффективности работ. Так, для оценки геометрии трещины ГРП возможно применение микросейсмического мониторинга. Информация о форме, размерах и направлении развития трещин гидроразрыва имеет большое значение для оптимизации технологий добычи углеводородов, в частности добычи углеводородов из сланцевых формаций. При проведении микросейсмического мониторинга в настоящее время используются как скважинные, так и поверхностные системы наблюдений.

На рисунке 10 представлен пример образования стимулированного объёма после проведения многостадийного ГРП в бассейне Horn River. Компания ESG Solutions выполнила микросейсмический мониторинг в реальном времени в течение 43 дней на 8 горизонтальных скважинах. Бассейн Horn River расположен на северо-западе Канады, продуктивный пласт содержится в девонских отложениях. Глубина продуктивных формаций 2500–3000 м, эффективная толщина ~ 150 м. Сланцевые отложения этих формаций содержат большое количество кварца/кремнезема, что делает его более успешным для проведения ГРП, чем, например, Barnett Shale. При этом температура на некоторых участках может достигать 140°C .

Целью проведённого микросейсмического анализа 143 ГРП на 8 горизонтальных скважинах являлось – оценка асимметрии каждой из трещин, азимут их распространения и степень распространения по высоте. В частности, 144057 микросейсмических событий было выявлено с помощью множественных сенсоров, 40 858 из которых были использованы для микросейсмического анализа. Круглосуточный мониторинг позволил выявить картину в реальном времени по геометрии трещин и азимуту, инженеры могли использовать эти данные для уточнения модели ГРП для оптимизации последующих стадий ГРП на участке проведения работ [13].

Таблица 4. Задачи, требующие оптимизации, при планировании работ на сланцевых объектах [11]

Table 4. Optimization tasks when planning works at shale objects [11]

Переменные для оптимизации		Наблюдения
Геология	- Глубина размещения ствола ГС - Лучшие участки (Sweet Spots) - Геологические особенности	Автоматическая геонавигация помогает найти лучшие зоны позиционирования ствола ГС в реальном времени. Постоянное улучшение бассейнового моделирование, ежегодное выделение новых наилучших зон sweet spots. Например, расширенные геомодели участков при размещении скважин вокруг естественных трещин и барьеров.
Кустовые площадки	- Расстояние между скважинами - Дизайн куста - Ориентация стволов к стрессу - Zіpper-ГРП - Порядок заканчивания скважин	Комплексное использование данных для максимально охвата по площади стимулированным объемом. Например, две длинные скважины могут добыть больше нефти, чем три небольшие, с лучшей экономикой. Направление трещин можно сориентировать позиционированием стволов относительно SH-Max. Zіpper-ГРП — одновременное бурение и заканчивание соседних ГС для минимизации влияния друг на друга. Основываясь на данных детальной модели, выделяют приоритетность размещения скважин на кусту.
Стадии	- Plug&Perf или Муфты /Шары? - Размещение стадий - Последовательность стадий - Расстояние между стадиями - Изоляция стадий - Пятки	Повсеместное использование Plug&Perf, но некоторые видят потенциал в точечных ГРП (Муфты/Шары). Лучше, когда группированы по геологическим фациям (например по коэффициенту Пуассона). В среднем 50 стадий на скважину: возможно увеличение на 30 % при размещении каждой стадии согласно имеющимся данным по породе. В среднем 60 м. Больше стадий позволяет получить большую точность попадания в продуктивные зоны. Наблюдение для избегания утечек, препятствующих выполнению стадии ГРП, — продуктивность увеличивается на 50 %. Специальные дизайны и решения, чтобы избежать пропуска в возможных продуктивных зонах.
Перфорация	- Глубина перфорации - Геометрия размещения - Количество кластеров на стадию - Расстояние между кластерами - Течение на единицу кластера - Распределение зондирования	Технология limited entry вовлекает больше ресурсов, чем длинные трещины. Геометрические размещения кластера лучше, чем переменные кластера. В среднем 8 перфораций на стадию, некоторые используют более 15-ти. Некоторые исследования показывают + 50 % эффективности от двойного уплотнения расстояния. Кластеры со стороны пятки до сих пор имеют непропорциональный поток. Наблюдение за кластерами в реальном времени.
Жидкости ГРП	- Скорость закачки - Вязкость жидкости - Кислотность - ПАВы - Соленость - Стабилизатор глин - Взаимодействие с породой - Другие добавки	В среднем 18 м³/м при 0,2 м³/м/мин. Удвоение может удвоить продуктивность и накопленный отбор нефти. Низковязкие, с понизителем трения жидкости превосходят по продуктивности гелевые/гибридные. Комплекс: разрыхляет породу, изменяет смачиваемость, но также изменяет химический состав глин. + 15–30 % увеличение накопленной добычи от применения эмульсифицированных ПАВ. Достигается увеличение на 5–10 % (продуктивности) при нагнетании жидкости низкой солености. На 70 % увеличение — при избегании закачки материалов, пагубно влияющих на химический состав глин. На 20 % увеличение — при подборе жидкостей к минеральному составу пород. На 30–50 % увеличение — от добавок наномасштаба путем ионного обмена.
Проппант	- Концентрация - Размер - Прочность - Вариации - Конец стадии	В среднем 2,7 т/м. Каждая дополнительная тонна увеличивает типовую кривую на 15–20 %. Низкая стоимость проппанта 100 меш оправдывается его низкой прочностью на раздавливание. Керамический и обрезиненный проппанты часто экономически неэффективны. Мониторинг в реальном времени позволяет избежать СТОПы или избежать создание кластеров в нежелательных интервалах. Сохранение больших трещин с применением прочного и сферичного проппанта.
Отклонители	- Введение отклонителей - Ближняя/дальняя зона пласта - Типы отклонителей	Удвоение отклонителя блокирующее перф. отверстие снижает полудлину на 15 %: может быть увеличение конечной нефтеотдачи на 30 %. От размера самого отклонителя зависит расстояние, на которое он продвигается внутрь пласта. Отклонители, блокирующее перф. отверстие, превосходят способ применения песчаных стадий при ГРП.
Добыча	- Запускной дебит - Мониторинг работы насоса - Оптимизация насоса - Повторный ГРП - Увеличение добычи	Увеличение дебита на 15–30 % от размещения большего количества проппанта в пласте. Увеличение добычи на 5 % при диагностировании перебоев в работе насоса в реальном времени. Достигается увеличение добычи на 5 % посредством машинного обучения работы насосов. Увеличение добычи на 30–50 % при лучшем позиционировании повторного ГРП в пропущенных зонах. Увеличение добычи и конечной нефтеотдачи в 1,5–2 раза посредством huff'n'puff.

Основные пути оптимизации затрат

В сланцевой индустрии постоянно происходит привлечение и использование лучших практик и технологий, направленных на оптимизацию затрат с целью повышения эффективности нефтедобычи, в частности:

- применение собственных источников материалов и собственного сервиса, например:
  - песок, химия и жидкость бурения;
  - собственные проекты заканчивания скважин;
  - источники воды, сбор и переработка;
  - увеличение количества скважин на ку-сту;
  - уменьшение сдвижек буровой вышки;
  - сокращение потребности новых дорог, инфраструктуры и рабочих помещений;
  - применение более эффективных буровых установок (например шагающих буровых установок), привлечение опытного персонала;
  - применение новых скважинных штыцев, которыми специалисты могут управлять удалённо для оперативного регулирования потока для максимизации добычи, не перегружая чрезмерно коллектор добычи;
  - применение скважинных оптических волокон, которые позволяют операторам получать данные в реальном времени и оперативно принимать решения:

— датчики могут определить глубину проникновения трещины ГРП, что позволяет лучше планировать межскважинное расстояние;

— датчики и современное программное обеспечение (ПО) позволяют предсказать необходимость проведения техобслуживания оборудования, прежде чем оно выйдет из строя;

— применение датчиков, которые смогут заранее определить, сколько воды смешается с газом и нефтью. Более высокая скорость подачи насоса может перекачать больше воды и нефти. Но при имеющихся затратах на переработку и повторное использование воды операторы могут принять решение о том, чтобы не эксплуатировать скважины с высокой обводнённостью до того момента, когда цены на сырьевые товары не станут более благоприятными, или не будет создана дополнительная инфраструктура;

— усовершенствованная логистика, например применение песка из местных источников и рассмотрение вариантов доставки проппанта из ближайших мест;

— создание концептуальных геологических моделей продуктивных пластов с целью уточнения характеристик коллектора и улучшения разработки месторождений.

Рисунок 10. Расположение микросейсмических событий и результаты оценки стимулированного объёма после выполнения 143 стадий ГРП на 8 горизонтальных скважинах [13]

Figure 10. Location of microseismic events and the results of the stimulated volume estimation after performing 143 hydraulic fracturing stages in 8 horizontal wells [13]

Выводы

В условиях, когда на мировых рынках происходит снижение рыночных цен на углеводороды, нефтегазодобывающие компании США, ведущие разработку сланцевых коллекторов, стремятся оптимизировать затраты для повышения рентабельности добычи, адаптируясь

под существующие условия. Это заставляет искать альтернативные решения, дешёвые ресурсы и способы добычи, в результате чего кризис зачастую становится драйвером оптимизации технологий и повышения эффективности добычи нефти.

Считаем, что использование подходов США, описанных в статье: изменение параметров обработки (увеличение объемов жидкости и проппанта, расходов жидкости ГРП), изменение стратегии заканчивания скважин ГРП (уве-

личение длины ГС, количество стадий ГРП), оптимизации стоимости операций и пр., позволит минимизировать ошибки специалистов, занимающихся вопросами проектирования ГРП на сланцевых пилотных объектах РФ.

СПИСОК ИСТОЧНИКОВ

1. Галкин Ю., Грушевенко Д.А., Капустин Н.О., Кулагин В.А., Трошина Н. Нетрадиционная нефть: технологии, экономика, перспективы. М.: ИНЭИ РАН, 2019. 62 с.

2. World Shale Resource Assessments // U.S Energy Information Administration. URL: <https://www.eia.gov/analysis/studies/worldshalegas/> (дата обращения: 29.08.2021).

3. Gallegos T.J., Varela B.A. Trends in Hydraulic Fracturing Distributions and Treatment Fluids, Additives, Proppants, and Water Volumes Applied to Wells Drilled in the United States from 1947 Through 2010: Data Analysis and Comparison to the Literature. Reston, VA: US Geological Survey, 2015. 15 p. DOI: 10.3133/sir20145131.

4. Weijers L., Wright C., Mayerhofer M., Pearson M., Griffin L., Weddle P. Trends in the North American Frac Industry: Invention through the Shale Revolution // Hydraulic Fracturing Technology: Materials of SPE Conference and Exhibition. Woodlands, Texas, USA. 2019. SPE-194345-MS. DOI: 10.2118/194345-MS.

5. Огнева А.С., Фёдоров А.Э., Антонов М.С., Смолянец Е.Ф., Сергейчев А.В. Эволюция развития технологий разработки трудноизвлекаемых запасов нефти США // Нефтегазовое дело. 2020. Т. 18. № 2. С. 24-37. DOI: 10.17122/ngdelo-2020-2-24-37.

6. Perrin J. Horizontally Drilled Wells Dominate U.S. Tight Formation Production // U.S. Energy Information Administration. 06.06.2019. URL: <https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=39752> (дата обращения: 30.08.2021).

7. Ely J.W., Harper J., Nieto E.N., Kousparis D., Kousparis A., Crumrine C. Nine Plus Years of Production Show Value of Proper Design in Oil Window of Barnett Shale // Hydraulic Fracturing Technology: Materials of SPE Conference and Exhibition. Woodlands, Texas, USA. 2019. SPE-194365-MS. DOI: 10.2118/194365-MS.

8. Ely J.W., Fowler S.A., Tiner R.L., Aro D.J., Sicard G.R., Sigman T.A. Slick Water Fracturing and Small Proppant the Future of Stimulation or a Slippery Slope? // Materials of SPE Annual Technical Conference and Exhibition. Amsterdam, Netherlands. 2014. SPE-170784-MS. DOI: 10.2118/170784-MS.

9. Whiting Petroleum Corporation Announces Second Quarter 2019 Financial and Operating Results // ADVFN. URL: <https://www.advn.com/stock-market/NYSE/WLL/stock-news/80442681/whiting-petroleum-corporation-announces-second-qua> (дата обращения: 31.08.2021).

10. Abraxas Announces Borrowing Base Redetermination and Presentation at IPAA OGIS New York // Abraxas Petroleum Corporation. URL: <https://www.streetinsider.com/dr/news.php?id=15343005&gfv=1> (дата обращения: 31.08.2021).

11. West R. Prospects for US Shale Productivity Gains // Oxford Institute for Energy Study. 2019. URL: <https://www.oxfordenergy.org/publications/prospects-for-us-shale-productivity-gains/> (дата обращения: 29.08.2021).

www.oxfordenergy.org/publications/prospects-for-us-shale-productivity-gains/ (дата обращения: 29.08.2021).

12. Weijers L., Fisher K., Weddle P. Hydraulic Fracturing Trends. Data Illustrates Evolution Of Fracturing Designs In Resource Plays // The American Oil and Gas Reporter. 2019. URL: <https://www.aogr.com/magazine/cover-story/data-illustrates-evolution-of-fracturing-designs-in-resource-plays> (дата обращения: 30.08.2021).

13. Real-Time Microseismic Monitoring for Nexen's 143-Stage Multi-Well Horizontal Fracture Operation in the Horn River Basin // ESG Solutions. URL: <https://www.esgsolutions.com/technical-resources/case-studies/real-time-microseismic-monitoring-for-nexen-143-stage-multi-well-horizontal-fracture-operation-in-the-horn-river-basin> (дата обращения: 29.08.2021).

REFERENCES

1. Galkin Yu., Grushevenko D.A., Kapustin N.O., Kulagin V.A., Troshina N. *Netraditsionnaya neft': tekhnologii, ekonomika, perspektivy* [Unconventional Oil: Technologies, Economics, Prospects]. Moscow, INEI RAN Publ., 2019. 62 p. [in Russian].

2. World Shale Resource Assessments. *U.S Energy Information Administration*. Available at: <https://www.eia.gov/analysis/studies/worldshalegas/> (accessed 29.08.2021).

3. Gallegos T.J., Varela B.A. *Trends in Hydraulic Fracturing Distributions and Treatment Fluids, Additives, Proppants, and Water Volumes Applied to Wells Drilled in the United States from 1947 Through 2010: Data Analysis and Comparison to the Literature*. Reston, VA, US Geological Survey, 2015. 15 p. DOI: 10.3133/sir20145131.

4. Weijers L., Wright C., Mayerhofer M., Pearson M., Griffin L., Weddle P. Trends in the North American Frac Industry: Invention through the Shale Revolution. *Materials of SPE Conference and Exhibition «Hydraulic Fracturing Technology»*. Woodlands, Texas, USA, 2019, SPE-194345-MS. DOI: 10.2118/194345-MS.

5. Ogneva A.S., Fedorov A.E., Antonov M.S., Smolyanets E.F., Sergeichev A.V. *Evolutsiya razvitiya tekhnologii razrabotki trudnoizvlekaemykh zapasov nefti SShA* [Evolution of USA Tight Oil Fields Development Technologies]. *Neftgazovoe delo — Petroleum Engineering*, 2020, Vol. 18, No. 2, pp. 24-37. DOI: 10.17122/ngdelo-2020-2-24-37. [in Russian].

6. Perrin J. Horizontally Drilled Wells Dominate U.S. Tight Formation Production. *U.S. Energy Information Administration*. 06.06.2019. Available at: <https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=39752> (accessed 30.08.2021).

7. Ely J.W., Harper J., Nieto E.N., Kousparis D., Kousparis A., Crumrine C. Nine Plus Years of Production Show Value of Proper Design in Oil Window of Barnett Shale. *Materials of SPE Conference and Exhibition «Hydraulic Fracturing Technology»*. Woodlands, Texas, USA, 2019, SPE-194365-MS. DOI: 10.2118/194365-MS.

8. Ely J.W., Fowler S.A., Tiner R.L., Aro D.J., Siccard G.R., Sigman T.A. Slick Water Fracturing and Small Proppant the Future of Stimulation or a Slippery Slope? *Materials of SPE Annual Technical Conference and Exhibition*. Amsterdam, Netherlands, 2014, SPE-170784-MS. DOI: 10.2118/170784-MS.
9. Whiting Petroleum Corporation Announces Second Quarter 2019 Financial and Operating Results. *ADVFN*. Available at: <https://www.advfn.com/stock-market/NYSE/WLL/stock-news/80442681/whiting-petroleum-corporation-announces-second-qua> (accessed 31.08.2021).
10. Abraxas Announces Borrowing Base Redetermination and Presentation at IPAA OGIS New York. *Abraxas Petroleum Corporation*. Available at: <https://www.streetinsider.com/dr/news.php?id=15343005&gfv=1> (accessed 31.08.2021).
11. West R. Prospects for US Shale Productivity Gains. *Oxford Institute for Energy Study*. 2019. Available at: <https://www.oxfordenergy.org/publications/prospects-for-us-shale-productivity-gains/> (accessed 29.08.2021).
12. Weijers L., Fisher K., Weddle P. Hydraulic Fracturing Trends. Data Illustrates Evolution Of Fracturing Designs In Resource Plays. *The American Oil and Gas Reporter*. 2019. Available at: <https://www.aogr.com/magazine/cover-story/data-illustrates-evolution-of-fracturing-designs-in-resource-plays> (accessed 30.08.2021).
13. Real-Time Microseismic Monitoring for Nexen's 143-Stage Multi-Well Horizontal Fracture Operation in the Horn River Basin. *ESG Solutions*. Available at: <https://www.esgsolutions.com/technical-resources/case-studies/real-time-microseismic-monitoring-for-nexens-143-stage-multi-well-horizontal-fracture-operation-in-the-horn-river-basin> (accessed 29.08.2021).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Кашипов Денис Вагизович, главный менеджер отдела развития технологий заканчивания ТРИЗ, ООО «РН-БашиНИПИнефть», Уфа, Россия

Denis V. Kashapov, Chief Manager of the Department of Development of Completion Technologies for Hard-to-Recover reserves, RN-BashNIPIneft LLC, Ufa, Russia
KashapovDV@bnipi.rosneft.ru

Федоров Алексей Эдуардович, начальник управления развития инноваций и сопровождения ТРИЗ, ООО «РН-БашиНИПИнефть», Уфа, Россия

Aleksey E. Fedorov, Head of Innovations Development and HTR Maintenance Department, RN-BashNIPIneft LLC, Ufa, Russia
FedorovAEd@bnipi.rosneft.ru

Сергейчев Андрей Валерьевич, заместитель начальника управления повышения производительности резервуаров и геолого-технических мероприятий, ПАО «НК Роснефть», Москва, Россия

Andrey V. Sergeychev, Deputy Head of Directorate for Increasing Reservoirs Productivity and Geological Engineering Operations, Rosneft Oil Company, Moscow, Russia
a_sergeychev@rosneft.ru

Зейгман Юрий Вениаминович, доктор технических наук, профессор, заведующий кафедрой «Разработка и эксплуатация нефтяных и газонефтяных месторождений», УГНТУ; главный специалист аналитического отдела, ООО «РН-БашиНИПИнефть», Уфа, Россия

Yuri V. Zeigman, Doctor of Engineering Sciences, Professor, Head of Oil and Gas-Oil Field Development and Operation Department, USPTU; Chief Specialist of the Analytical Department, RN-BashNIPIneft LLC, Ufa, Russia
jvzeigman@yandex.ru

Статья поступила в редакцию 27.08.2021; одобрена после рецензирования 01.09.2021; принята к публикации 03.09.2021.

The article was submitted 27.08.2021; approved after reviewing 01.09.2021; accepted for publication 03.09.2021.