

Развитие технологий ГРП на терригенных и карбонатных коллекторах Республики Беларусь

Development of Hydraulic Fracturing Technologies in Terrigenous and Carbonate Reservoirs of the Republic of Belarus

Н.А. Демяненко, К.В. Мироненко, А.В. Драбкин, Д.В. Ткачев

N. Demyanenko, K. Mironenko, A. Drabkin, D. Tkachev

АННОТАЦИЯ

В статье обобщен опыт проведения ГРП в Республике Беларусь (2007–2014 годы), где эта технология планомерно развивалась от «слепых» малообъемных ГРП на терригенных отложениях до современных технологических подходов (МГРП, ПГРП, КГРП с пропантом), способных вводить в рентабельную разработку коллекторы, на которых традиционные методы интенсификации не могут дать необходимого эффекта.

Ключевые слова: ГРП, КГРП, терригенные коллекторы, карбонатные коллекторы, многозонный ГРП, азотно-пенный ГРП.

ANNOTATION

The article summarizes the experience of fracturing in the Republic of Belarus (2007-2014), where this technology was gradually developing from «blind» low volume fracturing on terrigenous deposits up to modern technological approaches (multiarea fracturing, powerful fracturing, Superior Wall Miner with proppant) capable of viable collector development on sites, where the traditional intensification methods are not efficient.

Keywords: fracturing, Superior Wall Miner, terrigenous collector, carbonates collector, multiarea fracturing, foam nitrogen fracturing.

Единственным нефтегазоносным регионом в Беларуси является Припятский прогиб, добыча нефти в котором ведется уже более 40 лет. Подавляющая часть запасов нефти (93%) приурочена к залежам, представленным карбонатными коллекторами. Данные залежи представлены верхнедевонскими известняками и доломитами, в основном массивной текстуры, в разной степени кавернозными и трещиноватыми. Большинство залежей

разбито тектоническими нарушениями на отдельные блоки. В начальный период разведки в Беларуси были открыты самые крупные в регионе месторождения, выявляемые впоследствии залежи нефти относительно мелкие, их разработка зачастую малорентабельна или нерентабельна вовсе. В большинстве залежей гидродинамическая связь с законтурной зоной затруднена или вообще отсутствует, что существенно осложняет их разра-



ботку. Исследованиями кернового материала, а также анализом геофизических и промысловых данных установлена слоистая и зональная неоднородность залежей по фильтрационно-емкостным свойствам. Высокая геологическая неоднородность продуктивных пластов, сложное строение емкостного пространства пород-коллекторов определяют неравномерную выработку запасов как по площади, так и по разрезу залежей.

В настоящее время одной из основных задач является вовлечение в разработку трудноизвлекаемых запасов нефти, приуроченных к низкопроницаемым, карбонатным коллекторам, в которых сосредоточено более 50% остаточных извлекаемых запасов углеводородов, а также вовлечение запасов углеводородного сырья, сконцентрированного в карбонатных и терригенных породах-«полуколлекторах» Республики Беларусь.

На начальных стадиях разработки месторождений РБ для освоения и интенсификации залежей углеводородов применялись соляно-кислотные обработки в различных вариациях, однако постепенная выработка запасов диктовала необходимость применения более агрессивных технологий воздействия на околоствольную зону.

Так, с конца 2007 года на месторождениях РУП «Производственное объединение «Белоруснефть» широко началось внедрение КГРП и ГРП. На начальных стадиях ГРП проводился лишь на терригенных коллекторах, а в карбонатах применялся кислотный гидравлический разрыв.

Однако довольно скоро стало очевидно, что классические кислотные разрывы карбонатов далеко не на всех объектах в полной мере отвечают задачам, стоящим перед производственным объединением. Основными факторами, влияющими на успешность кислотных разрывов на месторождениях Беларуси, являются

характер емкостного пространства коллекторов («двойная пористость», порово-трещинно-кавернозная и порово-кавернозно-трещинная структура) и отношение пластового давления к гидростатическому. Первый фактор означает, что при поддержании системы ППД вытесняющая нефть вода с легкостью проходит по наиболее проводящим каналам – трещинам – и слабо вытесняет нефть, находящуюся в порах (матрице). В процессе же кислотного ГРП происходит еще большее травление трещин. Воздействие на поровую часть емкостного пространства минимально.

Что касается пластового давления, ярко выражена зависимость эффективности обработки от коэффициента отношения пластового давления к гидростатическому, выведенная по результатам оценок выполненных кислотных разрывов на различных месторождениях Беларуси. Так, при проведении операций по данной технологии на скважинах со значением коэффициента около 1,0 кратность прироста дебита достигает 3,5. При снижении коэффициента ниже 0,6 эффективность обработок падает в 1,5–2 раза при прочих равных условиях и не превышает двух единиц кратности. Величину отношения пластового давления к гидростатическому, равную 0,6, можно охарактеризовать как граничную для месторождений РБ, ниже которой проведение КГРП нецелесообразно. Это объясняется частичным закрытием («схлопыванием») созданных и протравленных кислотой трещин из-за низких пластовых давлений. В условиях низких пластовых давлений значительны эффективные давления на участки контакта стенок трещины, что приводит к их разрушению и снижению раскрытости.

Таким образом, для стимуляции карбонатных коллекторов с 2008 года начато применение гидравлического разрыва пласта с закреплением трещин расклинивающим агентом.



За время адаптации и широкого применения технологий ГРП/КГРП в РБ и по настоящие дни выполнено более 330 операций. Статистика объемов ГРП/КГРП по годам представлена на рис. 1. Снижение количества выполняемых операций в РБ в последние годы связано с широким привлечением специалистов и технических мощностей ГРП/КГРП в международные проекты по оказанию услуг в сфере проведения ГРП/КГРП.

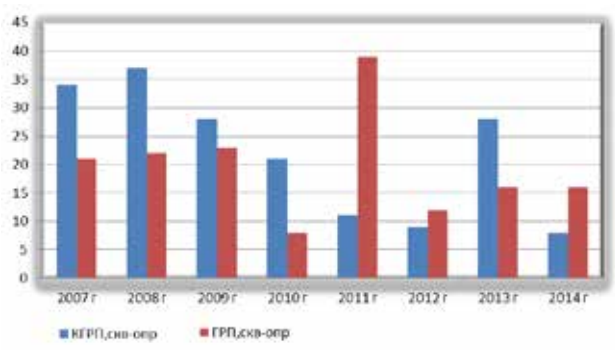


Рисунок 1 – Объемы ГРП/КГРП в Республике Беларусь

При проведении КГРП в зависимости от геологических условий и необходимости максимальной эффективности после воздействия применяются следующие технологические схемы проведения кислотного разрыва:

1. На обводненных объектах выполнялись КГРП с предварительной изоляцией водопритока с использованием углеводородных гелей. При этом проводилась порционная закачка водоизолирующих составов и растворов жидкостей травления.
2. На объектах, работающих безводной продукцией, в качестве жидкости разрыва использовались нефтекислотные эмульсии с последующей закачкой жидкости травления.
3. При обработке скважин нагнетательного фонда и скважин, переводящихся в нагнетательный фонд после выполнения КГРП, в качестве жидкости разрыва применялся главным образом гель

на водной основе.

4. На скважинах, вскрывающих терригенные отложения, на которых проведение проппантного ГРП невозможно по ряду геологических или технических причин, проводился КГРП с применением в качестве жидкостей травления фторкислотных растворов и растворов соляной кислоты с ПАВ. В этом случае в качестве буферной жидкости выступают гели на водной основе.
5. При проведении повторных КГРП для равномерного воздействия на неоднородный карбонатный коллектор применялись самоотклоняющиеся кислотные составы, а также азрированные азотом кислотные составы.

Количественное соотношение проводимых КГРП в Республике Беларусь в зависимости от применяемой технологии представлено на рис. 2.



Рисунок 2 – Количественное соотношение применяемых в РБ технологических подходов КГРП

Как видно из диаграммы, наиболее часто при проведении КГРП в качестве жидкости разрыва применяется нефтекислотная эмульсия.

Проведение КГРП на добывающих скважинах позволило на 01.10.14 дополнительно добыть более 195 тыс. т нефти.

Реализацию технологии ГРП можно разделить на два блока в зависимости от типа обрабатываемых коллекторов:

1. ГРП в терригенных коллекторах. На



месторождениях Беларуси по данной технологии проводились обработки в основном вертикальных и субгоризонтальных скважин с закачкой в пласт до 90 т расклинивающего материала. Средний прирост дебитов нефти за время эффекта после ГРП составил 3,53 т/сут, при этом средняя кратность прироста дебитов 2,6 ед.

2. ГРП в карбонатных коллекторах. По данной технологии проводятся обработки вертикальных, субгоризонтальных и горизонтальных скважин с многозонным ГРП. Закачиваемые массы проппант разнятся в пределах 15 т÷90 т (скин-ГРП÷МГРП). При этом средняя кратность прироста дебитов 6,9 ед., что является самым высоким показателем среди всех технологических схем и связано с обработкой в основном крайне низкодебитных скважин (часто менее 0,5 т/сут).

Процентное соотношение проводимых ГРП по литологическому составу подвергаемых разрыву коллекторов представлено на рис. 3.



Рисунок 3 – Процентное соотношение проводимых в РБ ГРП

История технологии ГРП в Республике Беларусь начиналась с проведения «слепых» и одноэтапных ГРП, при этом масса закачиваемого проппанта колебалась в пределах 20–25 т. Экономическая обстановка диктовала необходимость развития технологии, в связи с чем за последние несколько лет адаптированы, внедрены и в настоящее время широко

применяются такие технологии, как поинтервальные ГРП с выполнением перфорации, последующим ГРП и изоляцией обработанного интервала, переходом выше и проведению аналогичного цикла работ (Plug&Perf), ПГРП, МГРП, КГРП с закреплением протравленных трещин расклинивающим агентом, ГРП с созданием искусственных перемычек, ГРП на маловязких гелях.

По используемой жидкости разрыва и жидкости-проппантоносителя, применяемой при проведении ГРП в Республике Беларусь, можно выделить следующие виды технологий:

1. Применение в качестве жидкости разрыва и проппантоносителя сшитого геля на водной основе. В зависимости от геологических условий в качестве гелеобразующего элемента выступают гуары и его производные, для «сшивки» геля применяются боратные и циркониевые сшиватели. Данный вид жидкости наиболее часто применим при проведении ГРП в Республике Беларусь.
2. Применение в качестве жидкости разрыва и проппантоносителя линейных и маловязких гелей на водной основе. В зависимости от геологических условий и необходимого результата в качестве жидкости разрыва применяются линейные гели, а также водные растворы с вязкоупругими ПАВ.
3. Применение в качестве жидкости разрыва и проппантоносителя азотно-пенных систем. Применение подобного рабочего агента обусловлено геологическими условиями скважины.
4. Применение в качестве жидкости разрыва и проппантоносителя кислотных составов. Применяется при проведении кислотных разрывов с закреплением протравленных трещин расклинивающим агентом. В качестве жидкости разрыва и жидкости-проп-



Технологии добычи и использования углеводородов

пантоносителя выступают загущенные кислотные составы, в том числе и самоотклоняющиеся.

Структура применяемых рабочих агентов при проведении ГРП представлена на рис. 4.

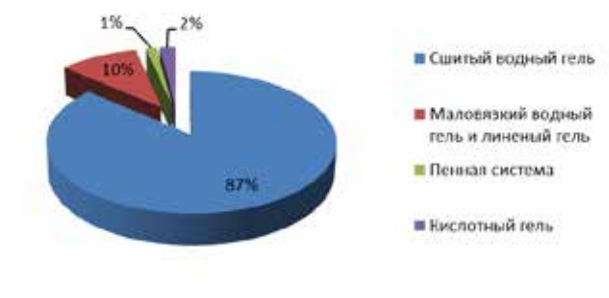


Рисунок 4 – Соотношение применяемых жидкостей при проведении ГРП

В настоящее время в РУП «Производственное объединение «Белоруснефть» внедрены: технологии азотно-пенного ГРП (ПГРП), многостадийного ГРП (МГРП), КГРП с закреплением протравленных трещин расклинивающим агентом и ГРП с созданием искусственных перемычек (рис. 5).

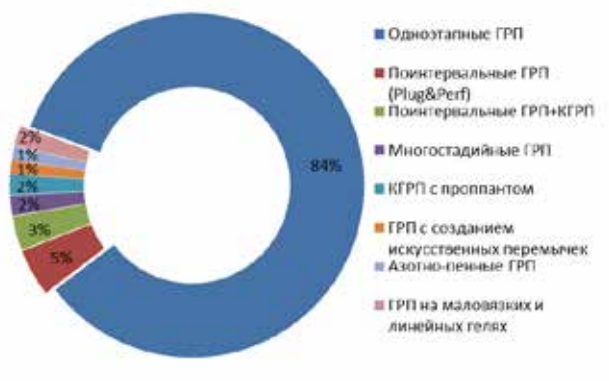


Рисунок 5 – Применяемые в РБ методы проведения ГРП

Технология ПГРП направлена на снижение остаточного загрязнения пласта полимерами, уменьшение коэффициента фильтрации жидкости разрыва по коллектору и ограничение доминирующего роста трещины по высоте. Данные преимущества азотно-пенного разрыва

перед классическим ГРП с применением водного геля весьма актуальны для карбонатных и терригенных залежей Республики Беларусь ввиду монолитности разреза и отсутствия пород-упоров для сдерживания роста трещины по высоте, а также для залежей с изначально низкими, либо «посаженными» за период эксплуатации пластовыми давлениями.

Наиболее успешной скважиной, где применялась пенная технология, стала скважина № 133 Вишанского н.м. На данной скважине технология пенно-азотного ГРП главным образом планировалась для ограничения роста трещины в высоту и минимизации вероятности получения обводненной продукции (расстояние от НДП до ВНК составляет 14 м). Скважина после освоения из бурения в 2003 году работала с обводненностью продукции 10%. После проведения операции среднесуточный дебит нефти увеличился в 3,5 раза, обводненность продукции варьируется в пределах 0–10%. При этом соседние скважины, на которых проводился ГРП по «классической» технологии, работают с меньшими показателями.

Технология КГРП с закреплением протравленных трещин проппантом направлена на травление кислотной композицией каналов и червоточин в массиве коллектора с последующим закреплением протравленных пустот расклинивающим агентом (рис. 6). Данная технология реализуется по двум схемам:

а) создание высокопроводящих каналов с закреплением в прискважинной зоне (рисунок 7-1);

б) создание каналов фильтрации и их равномерное закрепление (рисунок 7-2).

Данная технология находится на стадии опытно-промышленных работ и в настоящее время проведено три скважино-операции, однако уже подтверждена технологическая и экономическая эф-



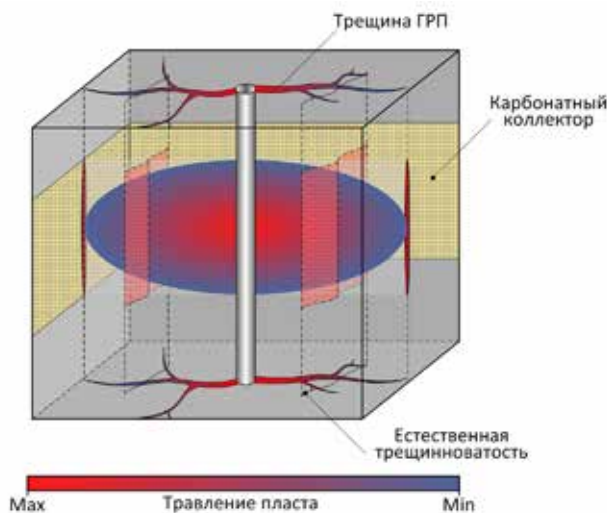


Рисунок 6 – КГРП с закреплением протравленных пустот проппантом

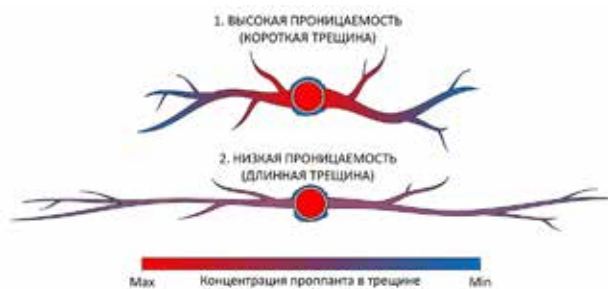


Рисунок 7 – Различные вариации КГРП с закреплением протравленных трещин проппантной набивкой

Технологии ГРП с созданием искусственных перемычек и ГРП на маловязких и линейных гелях схожи по своим целям – сокращению роста трещины по высоте. В первой из вышеназванных технологий подобный эффект достигается закачкой мелкодисперсного материала перед закачкой основного расклинивающего агента – для создания «подстилки». При проведении ГРП на маловязких и линейных гелях эффект ограничения роста трещины по высоте достигается за счет снижения вязкости жидкости разрыва.

В настоящее время в РУП «Производственное объединение «Белоруснефть» проходит стадию опытно-промысловых работ симбиоз двух вышеописанных методов – искусственная перемычка создается на линейном геле. По данной техно-

логии отработано 2 скважино-операции и на обеих скважинах получен необходимый эффект.

Технология заканчивания скважин многопакерными компоновками с последующим проведением МГРП в Республике Беларусь только набирает обороты. На данный момент работы выполнены на трех скважинах: 2 скважины с 5-портовой компоновкой и 1 скважина с 4-портовой компоновкой. При этом 2 из данных скважин вскрывали карбонатные «полуколлекторы», на которых до настоящего времени не представлялось возможным вести разработки ввиду отсутствия методов воздействия для получения экономически рентабельных дебитов нефти. В период с 2015 по 2016 год планируется бурение еще 6 скважин для освоения с МГРП на карбонатных и терригенных «полуколлекторах».

Таким образом, в течение 2007–2014 годов в РУП «ПО «Белоруснефть» накоплен определенный опыт проведения КГРП и ГРП на карбонатных и терригенных коллекторах глубокопогруженных низкопроницаемых залежах, с глубиной залегания до 5000 км. При этом технология ГРП планомерно развивалась от «слепых» малообъемных ГРП на терригенных отложениях и до современных технологических подходов (МГРП, ПГРП, КГРП с проппантом), способных вводить в рентабельную разработку коллекторы, на которых традиционные методы интенсификации не могут дать необходимого эффекта. По состоянию на 01.10.2014 дополнительная добыча от проведенных ГРП составляет более 130 тыс. тонн, при этом эффект по 80% скважин продолжается. Текущий эффект по проведенным операциям позволяет сделать вывод о целесообразности применения данных технологий на месторождениях Припятского прогиба. Более того, внедрение технологии ГРП в карбонатных пластах позволило ввести в рентабельную эксплуатацию ряд скважин, на которых традиционные технологии освоения не дали возможности запустить их в работу. ■