Обзорная статья УДК 622.243.2

РОЛЬ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН ПРИ РАЗРАБОТКЕ НИЗКОПРОНИЦАЕМЫХ, НЕОДНОРОДНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ

М.П. Юрова
Институт проблем нефти и газа РАН, Москва, Россия
E-mail: mpyurova@mail.ru

Широкое применение горизонтального бурения в последние годы показало, что горизонтальные скважины могут успешно применяться как на начальной, так и на поздней стадиях разработки. Это связано с тем, что горизонтальные скважины, в отличие от вертикальных, контактируют с большей площадью продуктивного пласта, при этом увеличиваются поверхность дренажа нефтенасыщенной толщи, производительность скважин за счет образования трещин, а также воздействие на маломощные пласты и т д. Одним из методов воздействия на пласт является паротепловой метод. Основное преимущество применения тепловолнового метода в горизонтальных скважинах – это значительное повышение дебита скважин, уменьшение обводненности пласта, снижение вязкости нефти, повышение приемистости нагнетательной скважины и увеличение притока в добывающих скважинах. В результате суммарного эффекта получается значительное увеличение добычи по всей залежи. Повышение нефтеотдачи пласта при закачке пара достигается за счет снижения вязкости нефти, охвата пласта паром, перегонки нефти и экстрагирования растворителем. Всё это повышает коэффициент вытеснения.

Одним из наиболее эффективных способов повышения нефтеотдачи на поздней стадии эксплуатации месторождений является зарезка боковых стволов в аварийных, высокообводненных и низкодебитных скважинах. При этом происходит довыработка остаточных запасов в слабодренируемых зонах пластов с существенным увеличением продуктивности скважин в низкопроницаемых коллекторах. Такой подход предполагает, что начальное разбуривании скважин является как бы «пилотным» этапом, предваряющим довыработку запасов нефти на поздних стадиях разработки залежи.

На месторождениях Западной Сибири усовершенствован многократный гидроразрыв пласта (МГРП) за счет специального стингера в подвеске хвостовика многопакерной установки, который исключает влияние высоких давлений на эксплуатационную колонну при МГРП. Сотрудники БелНИПИнефть РУППО «Белоруснефть» разработали оборудование и технологии создания сети глубокопроницаемых радиальных каналов фильтрации под торговой маркой «СКИФ», которая базируется не просто на МГРП, а на гидроразрыве в каждом из пропластков, создающем сеть глубоко проникающих радиальных каналов фильтрации (ГПРКФ). Расчёты показывают, что технология ГПРКФ значительно увеличивает дебиты по сравнению с технологией МГРП. В Китае и других странах осуществляется эксплуатация глубокозалегающих, низкопроницаемых карбонатных коллекторов с применением на заключительной стадии бурения в открытых горизонтальных стволах кислотного ГРП с двумя технологическими новшествами: переориентацией трещины и отклонением флюида.

Ключевые слова: горизонтальные скважины, многократный гидроразрыв, наклонно-направленные скважины, боковые стволы, паротепловое воздействие, сеть каналов фильтрации, новое оборудование для гидроразрыва, кислотный гидроразрыв низкопроницаемых карбонатных пластов

DOI: https://doi.org/10.18599/grs.19.3.10

Для цитирования: Юрова М.П. Роль горизонтальных скважин при разработке низкопроницаемых, неоднородных коллекторов. *Георесурсы*. 2017. Т. 19. № 3. Ч. 1. С. 209-215. DOI: https://doi.org/10.18599/grs.19.3.10

Широкое применение в последние годы горизонтального бурения показало, что горизонтальные скважины могут успешно применяться как на начальной, так и на поздней стадиях разработки (Муслимов и др., 1998). Это связано с тем, что горизонтальные скважины, в отличие от вертикальных, контактируют с большей площадью продуктивного пласта, то есть увеличивается поверхность дренажа нефтенасыщенной толщи, увеличивается производительность скважин за счет образования трещин, увеличивается воздействие на маломощные пласты. Иными словами, повышается рентабельность разработки низкопроницаемых и истощенных пластов, а также залежей высоковязкой нефти и природных битумов.

Одним из наиболее эффективных методов воздействия на пласт в горизонтальных скважинах является паротепловое воздействие.

Сущность комплексного воздействия тепловым и волновым полями заключается в том, что тепловой носитель подается в пласт через излучатель колебаний давления, установленный в горизонтальной скважине. В излучателе 4-10 % потенциальной и кинетической энергии преобразуется в энергию акустических колебаний. В качестве теплоносителя используется как сжимаемая жидкость (парогаз, воздух и др.), так и несжимаемая (вода, водные растворы и т.д.). При формировании волнового поля в колебательное движение приходит не порода пласта (скелет пласта), а жидкость в порах, капиллярах и трещинах породы. Горизонтальная скважина в продуктивном пласте является линейным источником тепловой и волновой энергии. Воздействие волновой энергии наиболее эффективно в случае, когда волны распространяются перпендикулярно кровле или подошве продуктивного пласта. Многократно отражаясь от кровли и подошвы, эти волны затухают, не покидая объема пласта, ограниченного длиной скважины (Гатауллин и др., 2007).

Основным фактором при разработке залежей любой

нефти, особенно тяжелой, является нагрев пласта и содержащихся в нем флюидов. Традиционный способ паротеплового воздействия заключается в поставке определенного объема теплоносителя через нагнетательные скважины для создания тепловой оторочки и последующего продвижения ее по пласту в сторону добывающих скважин с помощью холодной воды. Таким образом, тепловая оторочка, повышая температуру пласта, понижает вязкость нефти, плотность и межфазные соотношения, а упругость паров повышается, что способствует увеличению нефтеотдачи.

Вязкость нефти резко снижается с увеличением температуры в интервале от 20 до 80°С. Поскольку дебит нефти обратно пропорционален вязкости, то производительность скважины увеличивается в 10-30 раз и более, особенно в начальном периоде. При достижении определенной температуры вязкость снижается. Высоковязкие нефти с большой плотностью остывают быстрее (Байбаков, Гарушев, 1988).

Обычно в качестве теплоносителей используются горячая вода или перегретый пар. Однако наиболее эффективным агентом является перегретый пар. Объем закачиваемого пара может быть в 25-40 раз больше, чем объем горячей воды, что позволяет вытеснять с помощью пара почти 90% нефти из пористой среды (Гатауллин и др., 2007). Нагнетание горячей воды применяют в случаях, когда нагнетание пара неприемлемо (в глубоких скважинах, при наличии разбухающих глин и т.д.).

При вытеснении нефти паром образуются три зоны вытеснения (Рис. 1):

- зона вытеснения нефти паром;
- зона горячего конденсата, где нефть вытесняется водой в неизотермических условиях;
- зона, где нефть вытесняется водой пластовой температуры.

Выделенные зоны взаимодействуют друг с другом.

Основными преимуществами применения тепловолнового воздействия на продуктивные пласты в горизонтальных скважинах являются: многократное повышение нефтеотдачи скважины, уменьшение обводненности пласта, снижение вязкости нефти, повышение приемистости нагнетательной скважины и притока к добывающим скважинам. В результате суммарного эффекта по всем скважинам получаем значительный эффект в добыче по всей залежи. Увеличение нефтеотдачи пласта при закачке пара достигается за счет снижения вязкости нефти, что способствует охвату пласта воздействием за счет увеличения объема нефти, перегонки ее паром и экстрагирования растворителем, что повышает коэффициент вытеснения (Гатауллин и др., 2007).

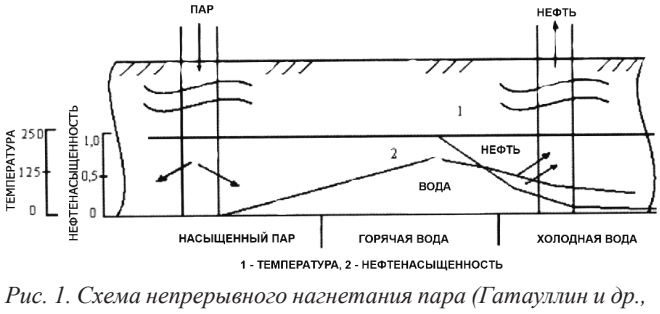


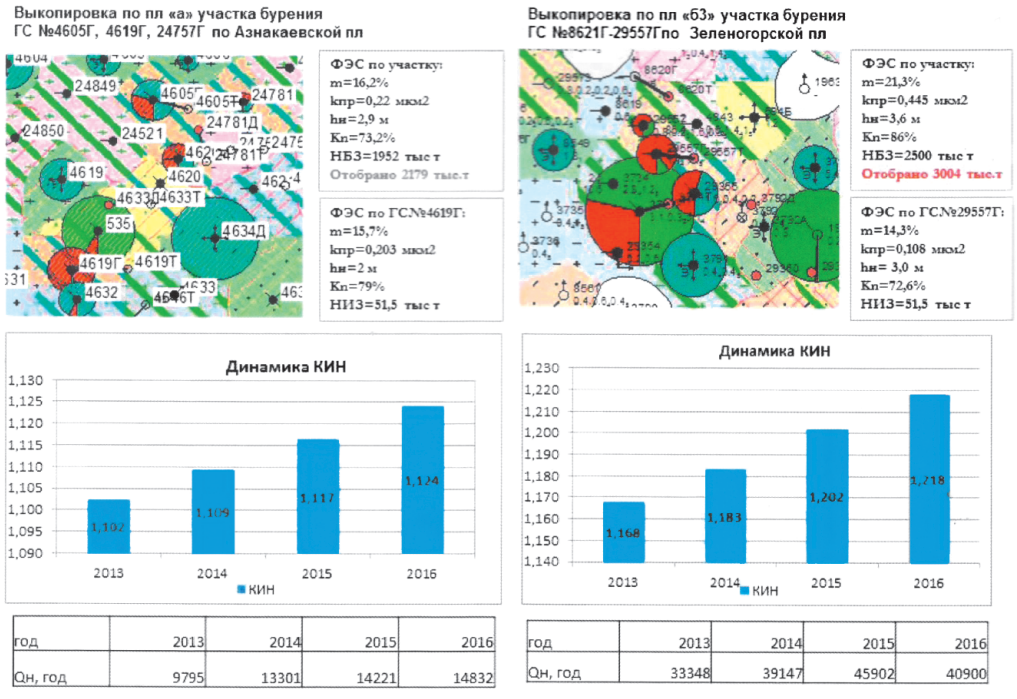
Рис. 1. Схема непрерывного нагнетания пара (Гатауллин и др., 2007)

Одним из наиболее эффективных способов повышения нефтеотдачи на поздней стадии эксплуатации месторождений является зарезка боковых стволов в аварийных, высокообводненных и низкодебитных скважинах. При этом происходит довыработка остаточных запасов в слабо дренируемых зонах пластов с существенным увеличением продуктивности скважин в низкопроницаемых коллекторах. Такой подход предполагает, что начальное разбуривании скважин является как бы «пилотным» этапом, предваряющим довыработку запасов нефти на поздних стадиях разработки залежи (Нуряев и др., 2007). Так, в ОАО «Сургутнефтегаз» применяются 7 типов боковых стволов (наклонно-направленные одноствольные, горизонтальные одноствольные, горизонтальные многоствольные и т.д.), которые позволяют провести:

- постепенный полный переход к боковым стволам при депрессии на пласт в низкопроницаемых пластах;
- разработку эффективных технологий совместно-раздельной эксплуатации многоствольных скважин с возможностью контроля режимов эксплуатации по каждому стволу и другие мероприятия, с помощью которых можно значительно повысить добычу нефти на всех типах залежей на различных стадиях их разработки (Нуряев и др., 2007).

Интересен опыт НГДУ «Азнакаевскнефть», которое объединяет 6 площадей Ромашкинского месторождения (Таипова, 2016). Выработка запасов нефти из низкопроницаемых заглинизированных пластов традиционными методами малоэффективна. Извлечение нефти из таких пластов требует новых технологий. В 30% вновь построенных наклонно-направленных скважинах за последние 6 лет выявлены заколонные перетоки. Чтобы восстановить эти скважины, необходимы значительные вложения. В связи с этим предложено решение по строительству скважин с адресным горизонтальным окончанием. Первая скважина с 10 разветвленными стволами была построена в 1953 году на Карташовском месторождении в Башкирии. Расстояние между забоями было 322 м, а самый длинный горизонтальный ствол был 168 м. Дебит этой горизонтальной скважины составил 120 т/сутки против 7 т/сутки в вертикальных скважинах.

Впоследствии все было сосредоточено на методах и технологиях повышения продуктивности: площадное заводнение, химическое воздействие на пласт, освоение лишь высокопродуктивных залежей. Только в 2012 г. НГДУ «Азнакаевскнефть» начало бурить направленную горизонтальную скважину № 194521. В результате бурения была выявлена значительная зональная неоднородность продуктивного пласта: пористость менялась от 9 до 23%, проницаемость от 15 до 650 мД, нефтенасыщенность от 52 до 80%. Средний дебит по скважине составил 20,5 т/сут., что в 5 раз больше дебита соседней вертикальной скважины. Прогнозный срок окупаемости наклонно-направленной скважины в 2,5 раза меньше, чем в соседней вертикальной скважине. Благодаря технологии бурения горизонтальных скважин, стало возможным наращивание запасов нефти в межскважинном пространстве вертикальных скважин. Результаты бурения горизонтальных скважин по Азнакаевской и Зеленогорской площадям приведены на рис. 2. Горизонтальное бурение позволяет повысить эффективность выработки верхних горизонтов,



год	2013	2014	2015	2016
Qн, год	9795	13301	14221	14832

год	2013	2014	2015	2016
Qн, год	33348	39147	45902	40900

Рис. 2. Динамика КИН по участкам бурения горизонтальных скважин (ГС) с «забалансовой» выработкой запасов (Таипова, 2016)

эксплуатируемых возвратным фондом вертикальных скважин. Опыт изучения горизонтальных скважин в НГДУ «Азнакаевскнефть» показал, что без применения технологий горизонтального бурения ожидать устойчивого развития невозможно (Таипова, 2016).

Сотрудники БелНИПИнефть РУППО «Белоруснефть» разработали оборудование и технологии создания сети глубокопроницаемых радиальных каналов фильтрации под торговой маркой «СКИФ» (Демяненко и др., 2017). Проведенные исследования показали, что при строительстве горизонтальных скважин в трудноизвлекаемых, значительно неоднородных, сильно расчленённых низкопроницаемых пластах более эффективно заканчивать не многократным гидроразрывом пласта (МГРП), а выполнять гидроразрыв в каждом из пропластков, то есть необходимо создать сеть глубоко проникающих радиальных каналов фильтрации (ГПРКФ). При значительной неоднородности пласта (проницаемость 0,001-0,0001 мкм^2) в пределах одной зоны горизонтального ствола выполняются до 5-стадийных ГРП, то есть создаётся система сбора пластового флюида, состоящая из 5 каналов (трещин), которые направлены в противоположные стороны от ствола скважины. Этот эксперимент проведен в скв. 204 и 310 Речицкого месторождения (Рис. 3).

В скв. 204 Речицкая породы-коллекторы по ГИС вообще не выделены. В указанных скважинах в пределах горизонтального ствола длиной 500-800 м выполнены 5-стадийные ГРП, создавшие 5 каналов (трещин) пластового флюида, направленные в противоположном направлении от ствола скважины. Расчёты показывают, что создание технологии ГПРКФ значительно увеличивает дебиты по сравнению с технологией МГРП (Демяненко и др., 2017).

Многократный гидроразрыв пласта на поздней стадии разработки с целью вовлечения трудноизвлекаемых запасов ачимовских отложений Вынгаяхинского и Еты-Пуровского месторождений филиала «Муравленковскнефть» проведен путем бурения горизонтального окончания ствола с последующим осуществлением многостадийного гидроразрыва пласта. Технология проведения МГРП предусматривает спуск в скважину специального хвостовика, разобщающего горизонтальный ствол скважины на отдельные участки, в которых поочередно происходит гидроразрыв пласта (Широков и др., 2013). Технология МГРП с использованием разобщающих набухающих пакеров и специальных циркуляционных муфт широко распространена на территории Западной Сибири. Впервые такой вариант

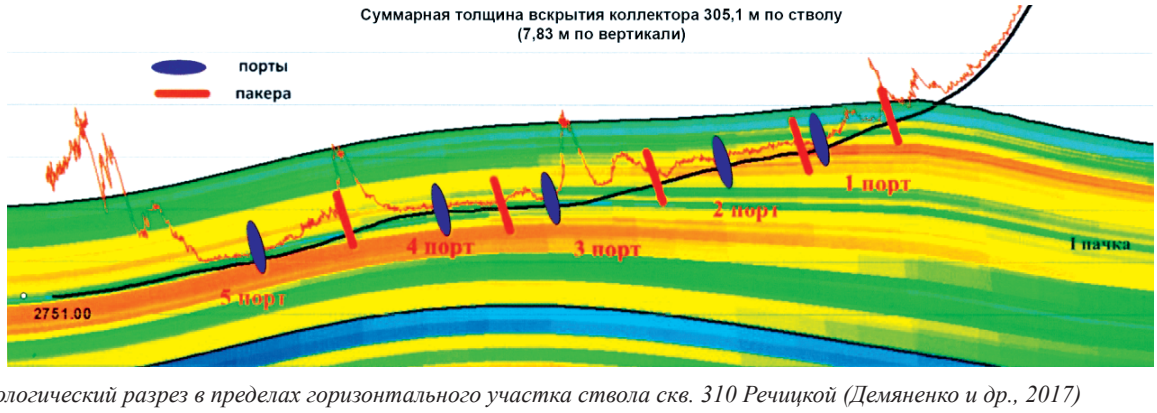


Рис. 3. Геологический разрез в пределах горизонтального участка ствола скв. 310 Речицкой (Демяненко и др., 2017)

МГРП был проведен в филиале «Муравленковснефть» на скважине, пробуренной на пласт $БП_{16}$ Вынгаяхинского месторождения (Рис. 4).

Особенности внутрискважинного оборудования при проведении МГРП заключается в том, что на колонне НКТ устанавливается специальное устройство – стингер, который герметично фиксируется в подвеске хвостовика многопакерной компоновки и, таким образом, исключает воздействие высокого давления на основную эксплуатационную колонну (Рис. 5в).

Технологически процесс МГРП отличается от стандартного ГРП необходимостью сброса шаров в процессе выполнения операции по стимуляции. Момент запуска шара фиксируется металлическим шумом на устье скважины. Шар должен запускаться в сшитую полимерную систему для снижения амплитуды колебания во время закачки и только после этого завершается стадия продавки. Для следующей стадии МГРП можно сразу начинать нагнетательный тест через открывшуюся циркуляционную муфту (Широков и др., 2013) .

В отличие от стандартных операций ГРП проведение МГРП не предусматривает применение проппанта со специальным покрытием РЦП, которое спекается под действием температуры пласта и предотвращает вынос проппанта в ствол скважины после окончания операции. Результат сравнительного анализа данных добычи показал, что эффективность проведенного МГРП на горизонтальной скважине выше в 2,5 раза, чем эффективность на наклонно-направленной с проведением стандартной операции по ГРП (Рис. 6.).

Чрезвычайно интересен опыт разработки сложных карбонатных коллекторов Китая (Табл. 1), где успешно осуществлены два новых способа заканчивания скважин, которые решают проблемы кислотного ГРП в открытых горизонтальных стволах. С помощью этих методов была увеличена добыча в Таримском, Сычуаньском, Ордосском нефтегазоносных бассейнах (Рис. 7) (Го Цзянь-Чунь и др., 2015).

Коллекторы этих месторождений обладают:

- низкой пористостью и сверхнизкой проницаемостью;
- крайне неоднородны из-за случайного распределения трещин, полостей и пор растворения;
- глубины залегания этих пород 5000-7000 м;
- пластовая температура достигает 160°С;
- пластовое давление до78 МПа.

Для увеличения дебита таких скважин необходимо бурение горизонтальных скважин перпендикулярно к естественным трещинам для того, чтобы охватить максимально возможное пространство со скоплениями углеводородов (полости, поры растворении и трещины). С целью создания сетки сообщающихся трещин, соединяющих места скопления и пути фильтрации углеводородов,

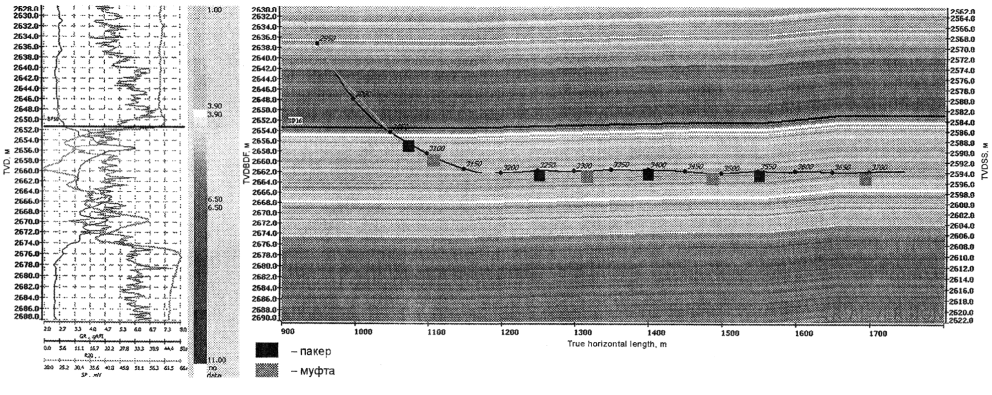


Рис. 4. Фактический профиль горизонтального ствола скважины Вынгаяхинского месторождения (пласт $БП_{16}$) для проведения четырехстадийного МГРП (Широков и др., 2013)

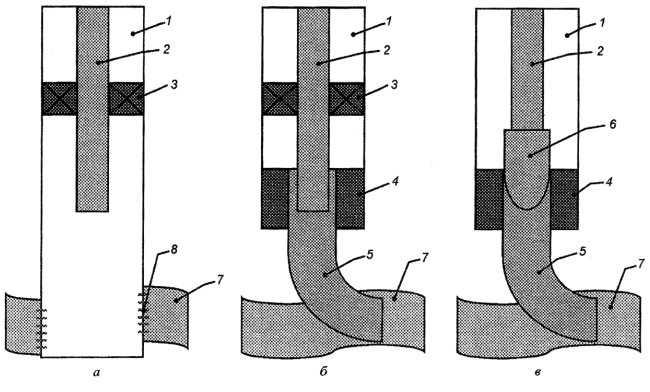


Рис. 5. Схема спуска подземного оборудования для проведения стандартного ГРП на наклонно-направленной скважине (а), стандартного ГРП на горизонтальной скважине (б) и МГРП на горизонтальной скважине (в). 1 – основная эксплуатационная колонна; 2 – колонна НКТ; 3 – пакер ГРП; 4 – подвеска хвостовика; 5 – хвостовик; 6 – стингер; 7 – пласт; 8 – интервал перфорации (Широков и др., 2013).

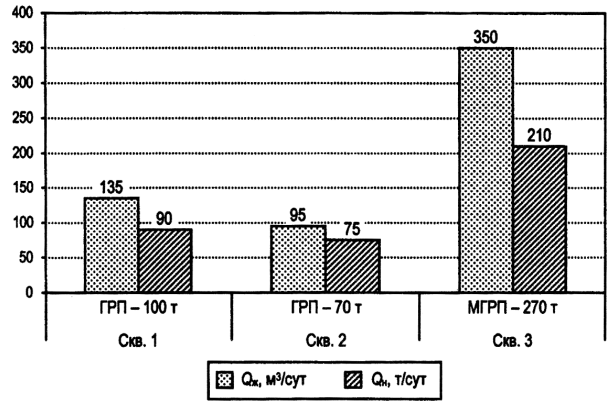


Рис. 6. Сравнительные результаты стандартного ГРП и МГРП по дебитам жидкости и нефти: скв. 1 – наклонно-направленная скважина с проведенным стандартным ГРП объемом 100 т проппанта; скв. 2 – наклонно направленная скважина с проведенным стандартным ГРП объемом 70 т проппанта; скв. 3 – горизонтальная скважина с проведенным многостадийным ГРП суммарным объемом 270 т проппанта (Широков и др., 2013).

Показатель	Таримский бассейн	Сычуаньский бассейн			Ордосский бассейн
Газовое месторождение	Tazhong	Yuanba	Puguang	Moxi-Anyue	Daniudi
Продуктивная формация	Ордовик	Пермь	Триас	Кембрий	Ордовик
Глубина, м	5100–6600	6710–7500	4350–5200	4600–4800	3000–3600
Мощность, м	120–270	10–75	102–411	80–120	90–120
Давление, МПа	65,68–68,1	66,33–69,23	55–57	78	31,68
Температура, °С	150–160	145–159	120–134	144,8	90–120
Пористость, %	0,001–0,8	0,62–24,65	0,94–25,22	2,0–8,0	0,58–14
Проницаемость, мД	0,001–19,67	0,002–2385,5	0,002–3354	0,01–10	0,011–5,89
Пластовый флюид	Нефть, газ, вода, H_2S, CO_2, N_2	Газ, вода, H_2S, CO_2	Газ, вода, H_2S, CO_2	Газ, вода, H_2S	Газ, вода
Содержание H_2S, %	6,2	3,71–6,61	15,16	2	–
Содержание CO_2, %	4,65	3,33–15,51	8,64	0	–
Литология	Псаммитовый известняк	Известняк, доломитит	Доломитит	Псаммитовый доломитит	Известняк

Табл. 1. Характеристика карбонатных коллекторов Китая (Го Цзянь-Чунь и др., 2015)

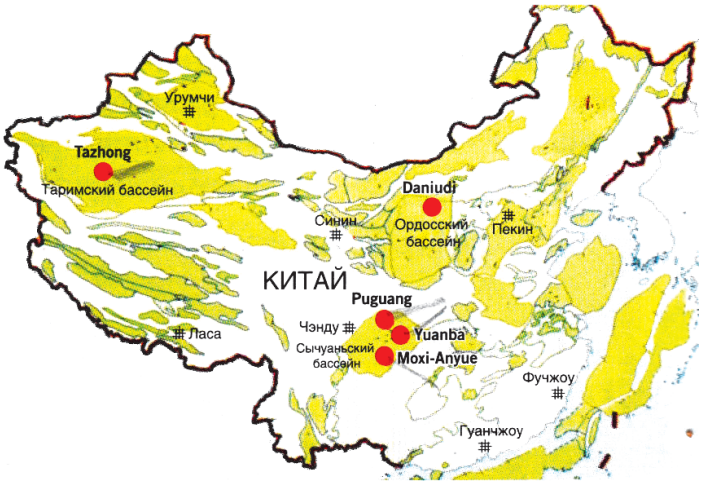


Рис. 7. Недавно открытые газовые месторождения в Китае (Го Цзянь-Чунь и др., 2015)

необходим многостадийный кислотный ГРП. Однако, из-за трех причин это невозможно:

1) обычный кислотный ГРП не эффективен в неоднородных коллекторах с прерывистыми трещинами и порами. Обычная трещина кислотного ГРП контролирует лишь несколько зон скоплений углеводородов (Рис. 8а);

2) как правило, в низкопроницаемых карбонатных коллекторах используют гелеобразные кислоты, однако при высоких пластовых температурах их вязкость падает до 10 МПа/сек. Этот фактор способствует большему расходу

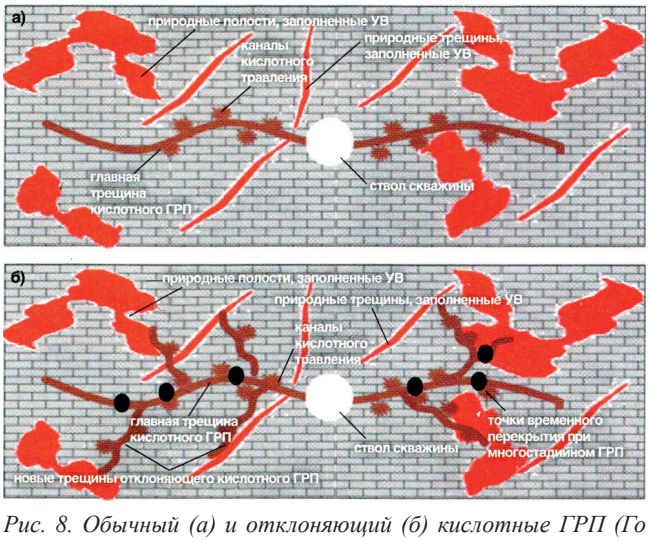


Рис. 8. Обычный (а) и отклоняющий (б) кислотные ГРП (Го Цзянь-Чунь и др., 2015)

кислоты, уменьшает длину трещины кислотного травления, снижает продуктивность скважины после обработки;

3) при высоких температурах и давлениях карбонатных залежей Китая кислотные обработки ГРП способствуют выделению большого количества газов (сероводорода и двуокиси углерода), которые вызывают коррозию оборудования и другие осложнения.

Для преодоления перечисленных трудностей были внедрены две новые технологии, которые сочетаются в отклоняющем кислотном ГРП. Такой подход включает переориентацию трещины и отклонение флюида, что позволяет соединять каналами большее количество скоплений углеводородов, чем обычным способом (Рис. 8б).

Чтобы уменьшить скорость реакции кислоты с породой и снизить объем утечки кислоты, применяют сразу два типа кислот TCA и SDA, которые позволяют минимизировать сопротивление трения потока и обеспечить кислотную обработку и защиту пласта в глубокозалегающих, высокотемпературных и сложных карбонатных коллекторах. Кислота TCA имеет низкую вязкость при закачке, что благоприятно за счет большей подачи и меньших потерь на трение. Однако в скважине её вязкость повышается до 220 МПа/сек., что приводит к отклонению потока кислоты и увеличению длины трещин. При отработке вязкость её падает, и она свободно выносится (Рис. 9).

Кислота SDA (свежая) содержит вязкоупругие поверхностно-активные вещества в виде одиночных молекул, её легко закачивать. После закачки в пласт её вязкость увеличивается до и более 350МПа/сек. Это связано с уменьшением концентрации кислоты и с увеличением концентрации ионов кальция и магния в процессе реакции кислоты с породами пласта. При этом формируется

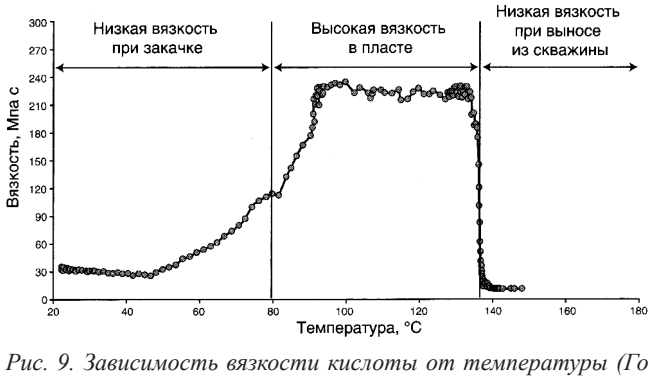


Рис. 9. Зависимость вязкости кислоты от температуры (Го Цзянь-Чунь и др., 2015)

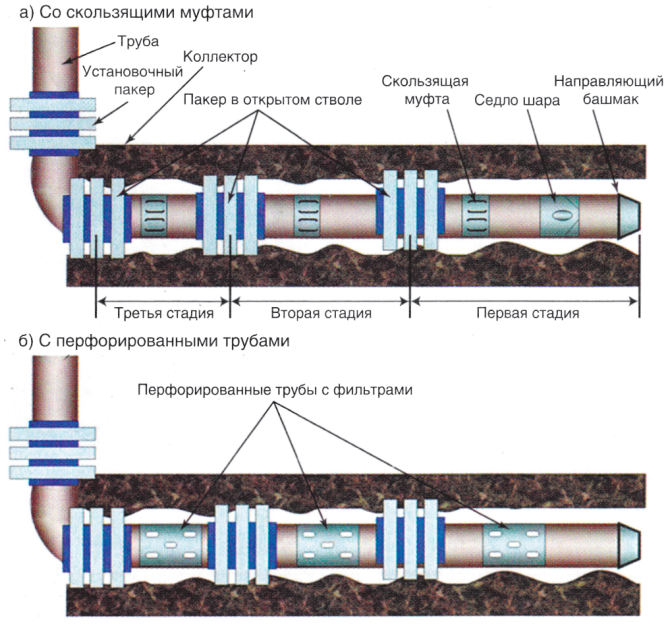


Рис. 10. Способы раздельного заканчивания ГС при кислотном ГРП в открытом стволе (Го Цзянь-Чунь и др., 2015)

Рис. 11. Область применения новых технологий заканчивания ГС с кислотным ГРП (Го Цзянь-Чунь и др., 2015)

сетка вязкоупругих поверхностно-активных веществ. После обработки структура сетки разрушается углеводородами, вязкость её уменьшается и она легко выносится из скважины. Для раздельного заканчивания сложных горизонтальных скважин при кислотном ГРП карбонатных коллекторов в Китае используются специальные скважинные инструменты (Рис. 10).

Первый вариант наиболее популярен. Компоновка заканчивания состоит из установочного пакера, подъёмной трубы, пакеров в открытом стволе, скользящей муфты и седла шара (Рис. 10а). Этот способ обеспечивает до 15 стадий заканчивания в длинных горизонтальных скважинах.

Второй способ компоновки заканчивания состоит из установочного пакера, подъёмной трубы пакеров в открытом стволе, перфорированных труб с фильтрами и седла шара (Рис. 10б).

Эти новые технологии были применены в 677 горизонтальных скважинах карбонатных пластов Китая в Таримском, Сычуаньском и Ордосском нефтегазоносных бассейнах, а также в Бохайском заливе, обеспечив увеличение добычи. Такие же успешные результаты были получены и в других странах (Рис. 11).

Таким образом, горизонтальные скважины решают следующие задачи в низкопроницаемых неоднородных пластах:

- повышают продуктивность скважин за счет увеличения площади фильтрации низкопроницаемых, неоднородных пластов малой толщины,
- продлевают период безводной эксплуатации,
- повышают эффективность закачки воды в пласт,
-осваивают труднодоступные участки нефтегазовых залежей,
- увеличивают нефтеотдачу скважины за счет снижения вязкости нефти и увеличения коэффициента вытеснения при воздействии паром,
- способствуют извлечению углеводородов из глубокозалегающих низкопроницаемых карбонатных коллекторов при кислотном ГРП и т.д.

Оборудование горизонтальных скважин постоянно совершенствуется,что способствует уменьшению аварийности и более безопасному извлечению углеводородов из недр .

Литература

Байбаков Н.К., Гарушев А.Р. Тепловые методы разработки нефтяных месторождений. М.: «Недра». 1988.

Гатауллин Р.Н., Марфин Е.А., Коханова С.Я. Тепловые потери энергии при интегрированном воздействии на пласт в условиях горизонтальных скважин. *Мат. Межд. научно-практической конф.«Повышение нефтеотдачи пластов на поздней стадии разработки нефтяных месторождений и комплексное освоение высоковязких нефтей и природных битумов»*. Казань.2007. С. 162-166.

Го Цзянь-чунь, Гоу Бо, Юй Тин. Кислотный многостадийный ГРП в открытых горизонтальных стволах. Новые способы заканчивания повышают добычу. *OIL&Gas JOURNAL.RUSSIA*. 2015. №7[95]. С. 66-70.

Демяненко Н.А., Серебренников А.В., Повжик П.П. и др. Эффективность заканчивания горизонтальных скважин в весьма неоднородных низкопроницаемых пластах с применением МГРП и пути увеличения эффективности работ. *Недропользование XXI век*. 2017. № 1. С.76-85.

Муслимов Р.Х., Сулейманов Э.И., Фазлыев Р.Т. и др. Проектирование и применение горизонтальной технологии на месторождениях Татарстана. Разработка нефтяных месторождений горизонтальными скважинами. *Материалы семинара-дискуссии*. Альметьевск. 1996. Казань: Новое знание. 1998. С. 3-18.

Нуряев А.С., Медведев Н.Я., Сулима С.А. и др. Боковые стволы – высокоэффективный метод доразработки остаточных запасов нефти на месторождениях ОАО «Сургутнефтегаз». *Мат. Межд. научно-практической конф. «Повышение нефтеотдачи пластов на поздней стадии разработки нефтяных месторождений и комплексное высоковязких нефтей и природных битумов»*. Казань. 2007. С. 472-476.

Таипова В.И. Применение горизонтальных технологий для извлечения трудноизвлекаемых запасов. *Мат. Межд. научно-практической конф. «Инновации в разведке и разработке нефтяных и газовых месторождений»*. Казань. 2016. С. 66-73.

Широков А.Н., Азаматов М.А., Артамонов А.А.Основные особенности проведения многостадийного гидроразрыва пласта на горизонтальных скважинах. *Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений*. 2013. №5. С. 46-51.

Сведения об авторе

Маргарита Павловна Юрова – кандидат геол.-мин. наук, ведущий научный сотрудник, Институт проблем нефти и газа РАН

Россия, 119333 Москва, ул. Губкина, 3

Тел: +7 (499) 135-71-81, e-mail: mpyurova@mail.ru

Статья поступила в редакцию 17.07.2017;
Принята к публикации 10.08.2017; Опубликована 30.08.2017

IN ENGLISH

The Role of Horizontal Wells when Developing Low-Permeable, Heterogeneous Reservoirs

M.P. Yurova
Oil and Gas Research Institute of the Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia

Abstract. The widespread use of horizontal drilling in recent years has shown that horizontal wells can be successfully used both at the initial and late stages of development. This is due to the fact that horizontal wells, in contrast to vertical wells, contact a larger area of the productive formation, while the surface of drainage of the oil-saturated layer, productivity of the wells due to the formation of cracks, and also the influence on thin layers increases. One of the methods of impact on the reservoir is the steam-thermal method. The main advantage of the use of the heat wave method in horizontal wells is a significant increase in the well production rate, a decrease in the water cut of the reservoir, a decrease in the oil viscosity, an increase in the injectivity of the injection well, and an increase in the inflow in producing wells.

As a result of the total effect, a significant increase in production is obtained throughout the entire deposit. Enhanced oil recovery from the injection of steam is achieved by reducing the viscosity of oil, covering the reservoir with steam, distilling oil and extracting with a solvent. All this increases the displacement coefficient. One of the most effective ways to increase oil recovery at a late stage of field operation is sidetracking in emergency, highly watered and low-productive wells. This leads to the development of residual reserves in weakly drained zones of reservoirs with a substantial increase in well productivity in low-permeable reservoirs. This approach assumes that the initial drilling of wells is a 'pilot' stage, which precedes the development of oil reserves in the late stages of deposit development.

In the fields of Western Siberia, multiple hydraulic fracturing of the reservoir has been improved due to a special stinger in the liner hanger of multi-packer installation, which excludes the influence of high pressures on the production column under the multiple hydraulic fracturing. Employees of BelNIPIneft RUPPO Belorusneft have developed equipment and technologies for creating a network of deep permeable radial filtration channels under the SKIF trademark, which is based not just on multiple hydraulic fracturing of a formation, but on hydraulic fracturing in each of the interlayers creating a network of deeply penetrating radial channels. The calculations show that the technology of deeply penetrating radial channels significantly increases the production rates in comparison with the multiple hydraulic fracturing technology. In China and other countries, deep-seated, low-permeability carbonate reservoirs are operated with the use of an acid fracturing in open horizontal trunks with two technological innovations at the final stage of drilling: reorientation of the fracture and retraction of the fluid.

Keywords: horizontal wells, multiple hydraulic fracturing, controlled directional wells, lateral trunks, steam-thermal action, filtering channels network, new equipment for hydraulic fracturing, acid fracturing of low-permeable carbonate layers.

For citation: Yurova M.P. The Role of Horizontal Wells when Developing Low-Permeable, Heterogeneous Reservoirs. *Georesursy = Georesources*. 2017. V. 19. No. 3. Part 1. Pp. 209-215. DOI: https://doi.org/10.18599/grs.19.3.10

References

Baibakov N.K., Garushev A.R. Thermal methods for the development of oil fields. Moscow: Nedra. 1988. (In Russ.)

Gataullin R.N., Marfin E.A., Kokhanova S.Ya. Thermal energy losses during integrated impact on the reservoir in horizontal wells. *Mat. Mezhd. nauchno-prakticheskoi konf. «Povyshenie nefteotdachi plastov na pozdnei stadii razrabotki neftyanykh mestorozhdenii i kompleksnoe osvoenie vysokovyazkikh neftei i prirodnykh bitumov»* [Proc. Int. Sci. and Pract. Conf. "Enhancement of oil recovery in the late stage of development of oil deposits and the complex development of high-viscosity oils and natural bitumen"]. Kazan. 2007. Pp. 162-166. (In Russ.)

Guo Jian-chun, Gou Bo, Yu Ting. Novel completions increase horizontal well production. *OIL&Gas JOURNAL*. 2015. April, 6. http://www.ogj.com/articles/print/volume-113/issue-4/drilling-production/novel-completions-increase-horizontal-well-production.html

Demyanenko N.A., Serebrennikov A.V., Povzhik P.P. et al. The efficiency of completion of horizontal wells in highly nonuniform low-permeability reservoirs with multi stage hydraulic fracturing and ways of increase in efficiency of works. *Nedropol'zovanie XX1 vek* [Subsoil use]. № 1, February 2017, Pp.76-85. (In Russ.)

Muslimov R.Kh., Suleimanov E.I., Fazlyev R.T. et al. Design and application of horizontal technology in the fields of Tatarstan. Development of oil fields by horizontal wells. Materialy seminara-diskussii [Proc. Seminar-Discussion]. Almetyevsk. 1996. Kazan: Novoe znanie Publ. 1998. Pp. 3-18. (In Russ.)

Nuryaev A.S., Medvedev N.Ya., Sulima S.A. et al. Side tracks – a highly effective method of additional development of residual oil reserves at the fields of OJSC "Surgutneftegas". *Mat. Mezhd. nauchno-prakticheskoi konf. «Povyshenie nefteotdachi plastov na pozdnei stadii razrabotki neftyanykh mestorozhdenii i kompleksnoe osvoenie vysokovyazkikh neftei i prirodnykh bitumov»* [Proc. Int. Sci. and Pract. Conf. "Enhancement of oil recovery in the late stage of development of oil deposits and the complex development of high-viscosity oils and natural bitumen"]. Kazan. 2007. Pp.472-476. (In Russ.)

Shirokov A.N., Azamatov M.A., Artamonov A.A. The main features of multistage fracturing in horizontal wells. *Geologiya,geofizika i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdenii = Geology, Geophysics and Development of Oil and Gas Fields*. 2013. No. 5. Pp.46-51. (In Russ.)

Taipova V.I. The use of horizontal technologies for extracting hard-to-recover reserves. *Mat. Mezhd. nauchno-prakticheskoi konf. «Innovatsii v razvedke i razrabotke neftyanykh i gazovykh mestorozhdenii»* [Proc. Int. Sci. and Pract. Conf. "Innovations in exploration and development of oil and gas fields"]. Kazan. 2016. Pp.66-73. (In Russ.)

About the Author

Margarita P. Yurova – PhD in Geology and Mineralogy, Leading Researcher

Oil and Gas Research Institute of the Russian Academy of Sciences

Russia, 119333, Moscow, Gubkin str., 3

Phone: +7(499)135-71-81

E-mail: mpyurova@mail.ru

Manuscript received 17 July 2017;
Accepted 10 August 2017;
Published 30 August 2017