

Пызыков В.Ф.

ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг», Когалым, Россия, Vladimir.Pyzykov@lukoil.com

ОПЫТ ПРИМЕНЕНИЯ ГИДРАВЛИЧЕСКОГО РАЗРЫВА В ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИНАХ НА УЧАСТКАХ НЕЭФФЕКТИВНОЙ ПРОХОДКИ ПО ПЛАСТУ

Общеизвестная проблема искажения показаний интегральных геофизических методов, используемых при геонавигации горизонтальных скважин, за счёт больших зенитных углов усугубляется в условиях продуктивных линзовидных пластов малой мощности, осложнённых тонкослоистым переслаиванием пород различного литологического состава.

При использовании традиционных подходов к определению эффективности проходки на основе граничных значений коэффициентов пористости и насыщения в горизонтальных секциях скважин образуются обширные участки «неэффективной проходки», в которые не принято размещать порты для гидравлического разрыва пласта. Между тем, такие интервалы в горизонтальной части могут быть связаны с проходкой вдоль маломощной глинистой перемычки или с её пересечением стволом скважины, что не представляет проблем для создания и закрепления трещины гидроразрыва в продуктивной части пласта. В некоторых случаях даже при значительном уходе от коллектора можно до него дойти трещиной и вовлечь в разработку.

На примере пласта ЮС₁¹ Тевлинско-Русскинского месторождения обосновывается применение гидравлического разрыва пласта на участках горизонтальных стволов, отнесённых на основе граничных значений коэффициентов пористости и насыщения к «неэффективной проходке». Приведены показатели эксплуатации скважин с проходкой по нескольким интервалам неколектора, которые в схожих геологических условиях работают не хуже других, где эффективность проходки по коллектору гораздо выше.

***Ключевые слова:** горизонтальная скважина, гидравлический разрыв пласта, неэффективность проходки, пласт ЮС₁¹ Тевлинско-Русскинского месторождения.*

Объект исследования

В разрезе верхнеюрских отложений Тевлинско-Русскинского месторождения сосредоточено 14% от суммарных начальных геологических запасов нефти всего месторождения. Пласт ЮС₁¹ в пределах месторождения распространён не повсеместно, а в виде отдельных залежей. Протяженность с севера на юг от самых удаленных залежей составляет 66 км.

Всего на пласт ЮС₁¹ пробурено и освоено с многостадийным гидравлическим разрывом пласта (МсГРП) 85 горизонтальных скважин (рис. 1А) со средней эффективностью проводки 56%. Фрагмент карты нефтенасыщенных толщин (рис. 1Б) демонстрирует, что проблема удержания горизонтального ствола в заданном целевом горизонте остаётся актуальной. Всего в пределах залежи 1 пробурены 23 горизонтальные скважины. По более чем половине скважин суммарная протяженность коллектора оказалась ниже 20%, а значит некоторые из

размещенных портов находились за пределами коллектора.

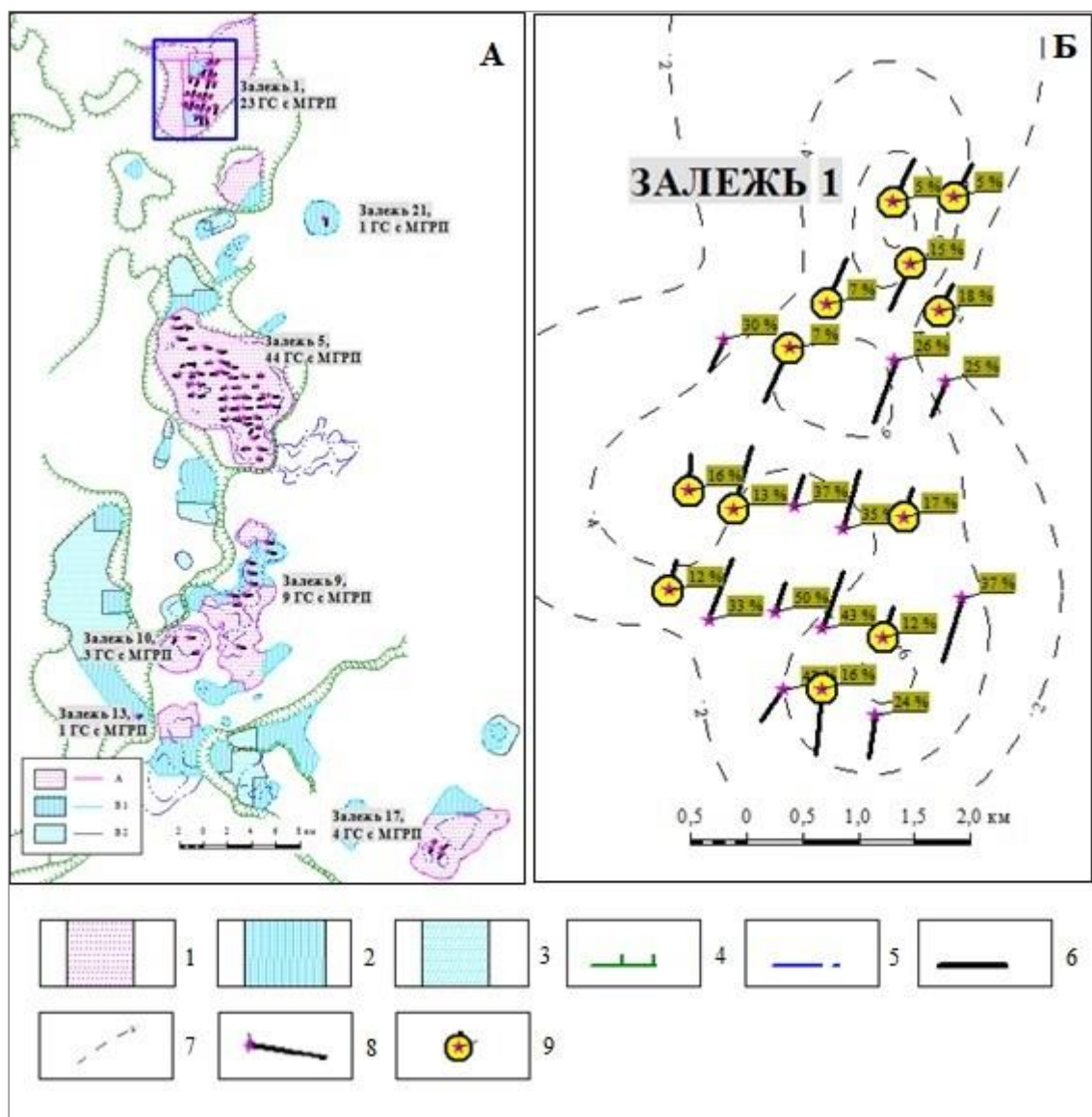


Рис. 1. Карты запасов пласта ЮС₁¹ с фондом горизонтальных скважин (А) и нефтенасыщенных толщин залежи 1 с показателями эффективности проходки по коллектору, % (Б)

Тевлинско-Русскинского месторождения

1, 2, 3 - контуры запасов по категориям А, В1, В2 соответственно; 4 - линия глинизации; 5 - линия водонефтяного контакта; 6 - расположение горизонтальной скважины; 7 - контур нефтенасыщенной толщины; 8 - направление горизонтального ствола; 9 - скважина с суммарной протяженностью коллектора менее 20%.

Рассматриваемые отложения пласта ЮС₁¹ Тевлинско-Русскинского месторождения представляют собой достаточно сложную, литологически изменчивую толщу часто чередующихся песчаных, алевролитовых и глинистых пород малой толщины. Имеющиеся прослой коллекторов в разрезе скважин выделяются с учетом качественных и количественных критериев, включая граничное значение проницаемости $0,3 \cdot 10^{-3}$ мкм². Доля коллектора в разрезе ЮС₁¹ составляет в среднем 50,4% и характеризуется низкими значениями основных

параметров: средняя эффективная нефтенасыщенная толщина – 4,2 м, песчаность – 44%, расчлененность – 6, пористость – 17%, проницаемость – $7,9 \cdot 10^{-3}$ мкм², нефтенасыщенность – 57%.

Из приведенных данных (табл. 1) видно, что на вводимых из бурения горизонтальных скважинах использованы различные подходы по протяженности горизонтальных стволов, количеству стадий гидравлического разрыва пласта (ГРП), массе пропанта.

Для горизонтальной скважины (ГС) с протяженностью 250-350 м закладывалось в среднем по три стадии ГРП. С увеличением длины соответственно росло и количество стадий. Выбор массы пропанта ограничивался в основном в пределах 40-60 т на стадию. Из сопоставления дебитов жидкости и нефти ($Q_{ж}$ и $Q_{н}$) не отмечается тенденции роста с увеличением суммарной массы закачанного расклинивающего агента. Судя по группам скважин внутри залежей не наблюдается связь дебита с эффективностью проводки и портами при отсутствии коллектора.

Таблица 1

Обобщенная информация по группам горизонтальных скважин

Число скважин	Средняя длина ГС, м	Число стадий ГРП	Масса пропанта на стадию, т	Эффективность проводки, %	Число стадий без коллектора, на скважину	Среднегодовой показатель	
						$Q_{ж}$, м ³ /сут	$Q_{н}$, т/сут
Залежь 1							
5	213	3	45	37	-	13	8
7	244	3	49	14	1-2	16	10
2	473	3	65	6	1-2	15	11
1	583	5	70	35	-	18	11
7	587	5	50	21	1-2	31	16
1	605	10	38	43	-	32	19
Залежь 5							
3	503	3	43	56	-	100	94
33	583	4-5	49	56	-	81	68
5	514	4-5	41	41	1-2	92	63
3	694	7-8	48	81	-	141	100
Залежь 9							
5	485	5	49	53	-	46	19
1	508	5	64	8	2	74	19
1	486	8	60	58	-	79	20
2	519	8	65	17	2-3	51	23
Залежь 10							
3	484	4	50	55	-	49	20
Залежь 13							
1	514	3	43	78	-	30	4
Залежь 17							
3	518	4	22	65	-	80	51
1	519	4	25	12	1	68	54
Залежь 21							
1	569	5	50	39	-	54	33

Продуктивность горизонтальной скважины зависит от целого комплекса геологических и технологических параметров, разделить которые по степени влияния не всегда представляется возможным. Принято выделять три основные составляющие, определяющие продуктивность горизонтальных скважин с многостадийными гидравлическими разрывами пласта: качество резервуара, качество бурения и качество заканчивания [Алексеев, 2018]. С помощью комплексного подхода с оценкой качеств резервуара, бурения и заканчивания становится возможным объяснить и прогнозировать работу отдельных участков горизонтального ствола и всего ствола в целом.

Качество резервуара

Выбор интервалов для размещения портов ГРП осуществляется на основе перспективности пласта, баланса между фильтрационными характеристиками пласта и трещины.

Анализ распределения проницаемости по объему пород-коллекторов продуктивного горизонта ЮС₁¹ в горизонтальных скважинах Тевлинско-Русскинского месторождения показал, что большая часть (34%) коллекторов представлена проницаемостью в диапазоне от 1 до $3 \cdot 10^{-3}$ мкм² (рис. 2). Около 18% объема пород-коллекторов характеризуется минимальной проницаемостью – до $1 \cdot 10^{-3}$ мкм². Вследствие неоднородного строения пласта отмечаются случаи отсутствия коллекторских свойств на протяженных участках горизонтального ствола.

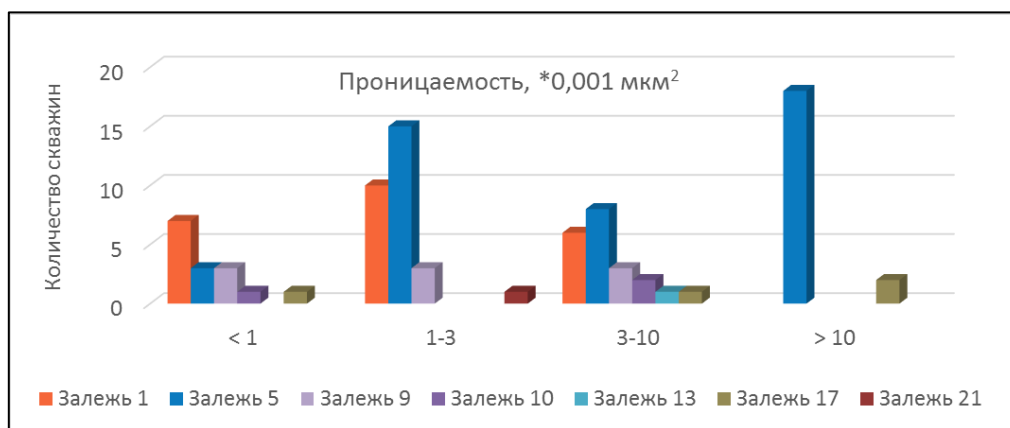


Рис. 2. Диаграммы распределения проницаемости по залежам ЮС₁¹ Тевлинско-Русскинского месторождения

Включение в разработку интервалов, не охарактеризованных насыщением по данным геофизических исследований скважин (ГИС), часто вызывает скептицизм даже в среде профессионалов. Дело в том, что с проницаемостью ниже граничной пластовый флюид из испытываемого керна не имеет возможности фильтроваться при перепаде давлений, достижимых в условиях пласта при разработке. При взаимодействии технологических

жидкостей на водной основе (например, разложившегося геля ГРП) с гидрофильными коллекторами с проницаемостью менее $0,3 \cdot 10^{-3}$ мкм² происходит впитывание воды за счет капиллярных сил. Жидкость оказывает воздействие на глинистые минералы, в результате чего порода набухает, и создается дополнительный барьер для фильтрации пластового флюида [Борхович и др., 2018]. После извлечения из созданных в процессе ГРП трещин заполнявшей их жидкости, достигаемой при разработке депрессии, на пласт оказывается недостаточно для разрушения возникшей водной блокады, которая образуется рабочими жидкостями при вторичном вскрытии и ГРП пород-коллекторов в пристенной зоне трещин [Мальшаков, Демяненко, Шаламова, 2018].

Отдельно необходимо рассматривать процесс изменения свойств пород под действием деформации в процессе разработки. Установлена зависимость давления пластической деформации от фильтрационно-емкостных свойств глинистых коллекторов. Необратимое изменение свойств низкопроницаемых терригенных коллекторов происходит при снижении пластового давления от первоначальных значений более чем на 5 МПа. Деформация пород тем больше, чем существеннее вклад в заполняющей промежутки между обломками пород глинистой составляющей [Вершинина, Виноградов, Гильманова, 2022].

С другой стороны, значительный прирост накопленной добычи в условиях тонкослоистого частого переслаивания можно обеспечить путём создания трещинами ГРП единого гидродинамически связанного объёма пласта. Маломощные глинистые прослои не представляют сложности для инициирования и закрепления трещин, и трещина всегда сможет дотянуться до продуктивной части ствола. В отдельных случаях это может работать даже при значительном уходе от коллектора, например, в случае, представленном на рис. 3.

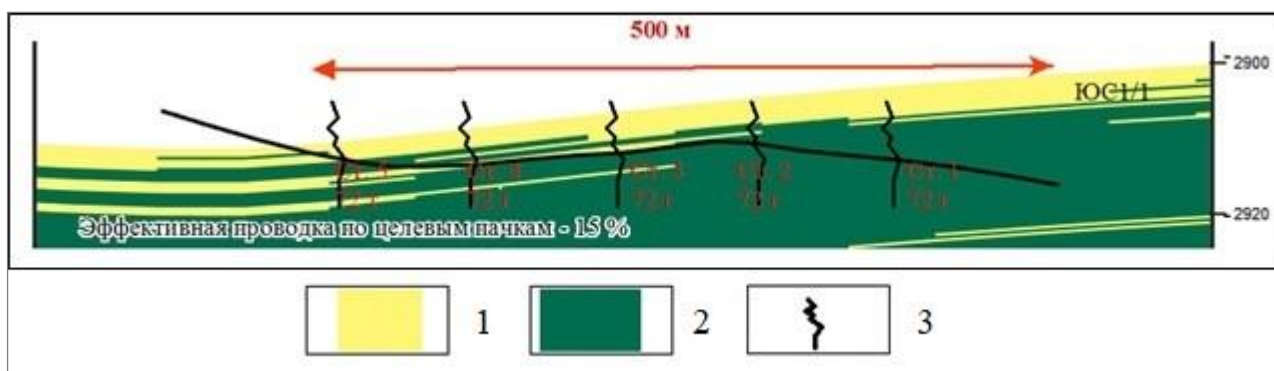


Рис. 3. Схема размещения трещин гидравлического разрыва пласта с преобладанием неколлекторов в разрезе

1 - коллектор; 2 - неколлектор; 3 - трещина ГРП.

Для разработки с помощью ГРП прежде всего важна та часть пластовых углеводородов, которая способна фильтроваться в системе искусственных трещин под действием реально

достижимого перепада давлений между пластом и скважиной. Ключевым свойством, которым при этом должны обладать пластовые углеводороды, является способность к фильтрации в системе техногенных трещин с учетом их геометрических характеристик, проводимости, а также наличие побочных продуктов ГРП. В зависимости от геологических условий и дизайна ГРП эффект от его применения может существенным образом отличаться, что необходимо учитывать при планировании разработки.

Относительно залежей ЮС₁¹ Тевлинско-Русскинского месторождения, можно сказать, что переслаивающийся тип разреза встречается часто (35%) с преобладанием коллектора над неколлектором (рис. 4). Для четвертого типа разреза (преимущественно неколлектора) характерны в основном краевые участки залежей в областях глинизации пласта.

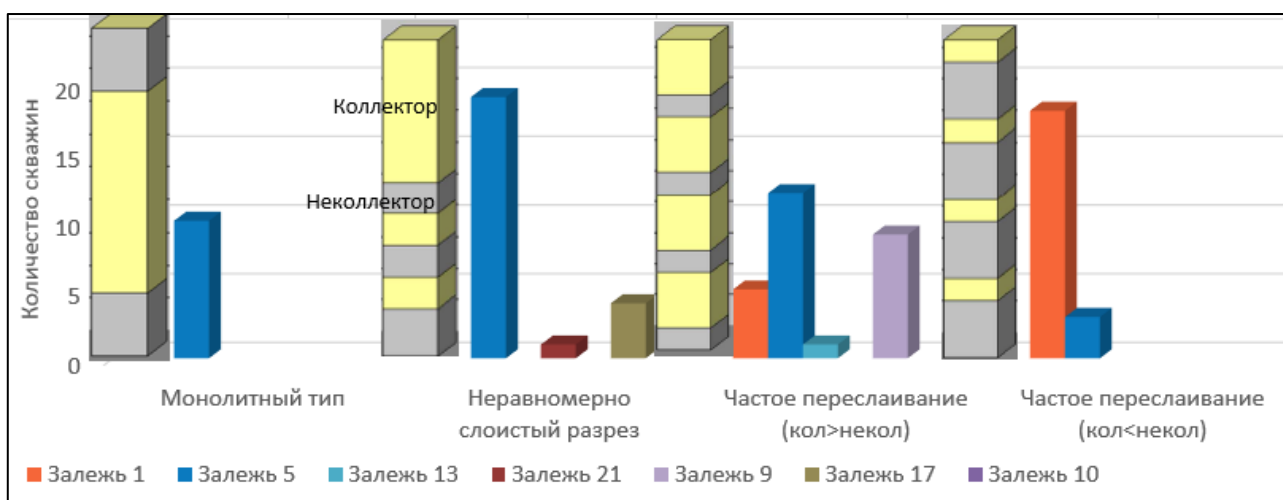


Рис. 4. Диаграммы распределения условных типов разрезов по долям коллекторов-неколлекторов по залежам пласта ЮС₁¹ Тевлинско-Русскинского месторождения

Качество бурения

При бурении ГС возникает ряд неопределённостей и рисков, оказывающих значительное влияние на эффективность проходки горизонтального ствола. Их можно разделить на две основные группы. Первая группа – это геологические факторы: неопределенности по углу залегания пласта, неопределенности с положением линии выклинивания пластов, а также неопределенности, связанные с фациальной изменчивостью пластов. На текущий момент не существует универсальной методики структурных построений, поэтому абсолютно любая структурная карта содержит ошибку прогноза положения структуры [Константинов, Лапина, Пухарев, 2021]. Вторая группа – это технические факторы: проблемы с инклинометрией (погрешности измерений), искажение показаний методов за счет влияния вмещающих пород при больших зенитных углах, неудовлетворительное качество или неполный комплекс геофизических исследований. Таким образом, эффективность проводки горизонтального ствола по пласту во многом зависит от принятия правильных решений в процессе

сопровождения бурения с учетом имеющихся геологических и технических неопределённостей.

Как правило, по реперным прослоям с контрастным обликом в показаниях геофизических методов кровельная часть верхнеюрских отложений достаточно надежно идентифицируется. Опираясь на результаты прогноза латеральной изменчивости свойств пласта и выдержанности реперных границ, можно составить идеальный плановый профиль будущей скважины, но на практике при бурении, несмотря на кажущуюся надежность прогноза, он, скорее всего, потребует внесения оперативных корректировок из-за небольшой толщины пласта-коллектора и его прерывистости в разрезе и по площади.

Неопределенности, связанные с невыдержанностью целевых пропластков, отразились на результатах проводки горизонтальных стволов по коллектору залежи 1. Приведенный пример демонстрирует пласт с неоднородным строением по площади в разрезе, ограниченном глинистыми толщами. При детальной корреляции выделяются три маломощных цикла осадконакопления, представленные отложениями песчаника (рис. 5).

При одних и тех же толщине пласта и песчаности расчлененность может быть различной, в связи с чем изменятся свойства проницаемых и непроницаемых пропластков (толщина, выдержанность по площади и площадь распространения), а, следовательно, и геометрия фильтрационных потоков при воздействии на пласт. С ростом расчлененности толщины пропластков коллектора уменьшаются, а более выдержанными в горизонтальном направлении становятся более мощные перемычки неколектора, вследствие чего вертикальная сообщаемость зон отборов и охват воздействием уменьшаются [Балин, Мохова, Синцов, 2016].

Первые две группы, связанные с качеством резервуара и качеством бурения, имеют очевидный предел влияния на продуктивность скважины. Проведение самых исчерпывающих исследований по оценке качества резервуара и расположение ствола в оптимальных условиях не обеспечивает прогресса в наращивании ресурсного потенциала без оценки охвата простимулированной зоны.

Различают несколько сценариев развития трещин, которые зависят от пластовых условий и режимов закачки, влияющих на охват пласта дренированием. Непредсказуемость поведения трещины сильнее возрастает в скважинах с нецементированными хвостовиками. В работе D. Gokaraju указывается на то, что изменение напряжений настолько сильно в пристволенной зоне вокруг трещин, что в некоторых случаях направления максимальных и минимальных горизонтальных напряжений меняются местами [Gokaraju, 2014]. Это означает, что любые новые трещины, образовавшиеся в этой области, могут быть продольными, прежде чем переориентироваться в сторону от ствола скважины.

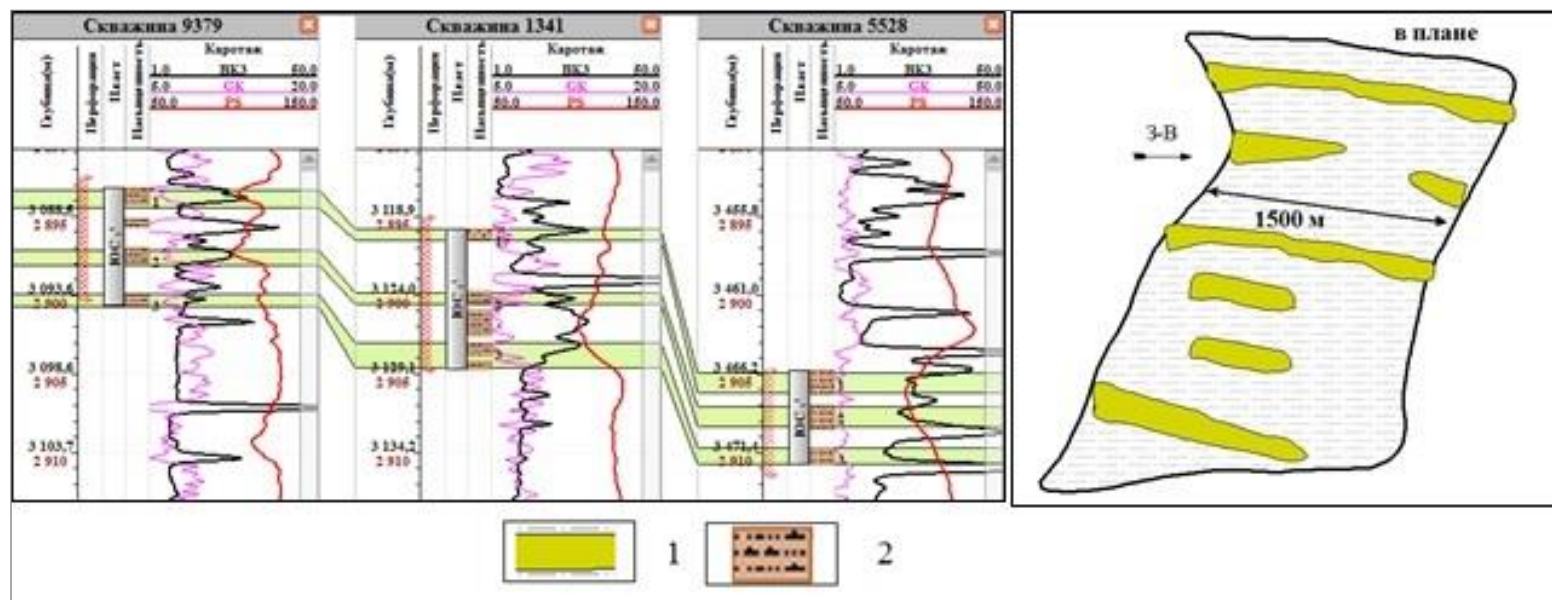


Рис. 5. Пример неоднородности пласта ЮС₁¹ на севере залежи 1

1 - ритм осадконакопления; 2 - нефтенасыщенный коллектор.

Если ГС пробурена перпендикулярно максимальному горизонтальному напряжению, то формируется поперечная горизонтальному стволу трещина. Поперечное распространение трещин относительно горизонтального ствола скважины покрывает бóльший объем коллектора, чем продольное [Economides, Oligney, Valko, 2002].

Продольные трещины распространяются вдоль горизонтального ствола и характерны для скважин, пробуренных в направлении максимального горизонтального напряжения. На плотность размещаемых портов непосредственно влияют коллекторские свойства, с уменьшением которых увеличивают массу закачиваемого расклинивающего агента, но с ограничениями до эффекта наложения напряжений [Dohmen, Zhang, Blangy, 2015].

Качество заканчивания

Под заканчиваем обычно понимают комплекс мероприятий по подготовке скважины к добыче. В заканчивание входят в том числе работы по производству операций многостадийного ГРП. Процесс совершенствования заканчивания скважин является непрерывным в виду постоянной актуальности повышения нефтеотдачи, что в условиях применения ГРП неразрывно связано с вопросами увеличения плотности сети трещин и охвата пласта

При оптимизации МсГРП остро стоит проблема учета влияния на геометрию трещин ГРП высокой неоднородности свойств песчаных тел.

Из зарубежных источников можно выделить несколько исследований, относящихся к данной тематике. Группой исследователей проведены расчёты по определению расстояния между трещинами для нескольких типов резервуаров для месторождения с неоднородным строением [He et al., 2015]. Отмечается широкий разброс значений между трещинами (от 48 до 136 м) для коллекторов с проницаемостью от 0,1 до $3 \cdot 10^{-3}$ мкм². В другой работе экспериментально выявлено увеличение совокупной добычи при сокращении расстояния между стадиями за счёт проведения ГРП на участках горизонтального ствола, не отнесенных по результатам интерпретации ГИС к пластам-коллекторам, содержащих углеводороды [Daneshy et al., 2012].

Выводы по определению оптимального расстояния между трещинами можно найти и в работах отечественных авторов. М.А. Черевко на примере пласта АС₁₂ Приобского месторождения выполнил многовариантные расчёты оптимального соотношения длины горизонтального участка и количества стадий МсГРП в зависимости от параметров трещины и объема закачки проппанта [Черевко, Янин, 2015]. Итогом его работы стало обоснование разработки пласта горизонтальными стволами длиной 750 м с полудлиной трещины 100 м и количеством стадий от 6 для коллекторов с проницаемостью более $5 \cdot 10^{-3}$ мкм² и до 8 с

проницаемостью менее $5 \cdot 10^{-3}$ мкм².

И.И. Родионовой с соавторами проведены более расширенные расчёты для низкопроницаемых объектов разработки АС₁₀-АС₁₂, ЮС₁-ЮС₂ ООО «РН-Юганскнефтегаз» системами горизонтальных скважин [Родионова и др., 2019]. Анализ показал, что увеличение прироста удельного коэффициента продуктивности при увеличении числа стадий ГРП больше, чем при росте длины горизонтальных стволов.

Приведенные исследования отражают тенденцию к сокращению расстояния между трещинами с уменьшением проницаемости пласта, что неизбежно влечёт необходимость размещения стадий ГРП на участках горизонтальных стволов, которые по критериям, основанным на граничных значениях коэффициентов пористости и насыщения, относятся к «неэффективной проходке». Наличие подобных участков в горизонтальных секциях скважин может быть обусловлено двумя основными причинами: искажениями методов ГИС при больших зенитных углах под влиянием вмещающих коллектор пород (или близостью к водонасыщенной части пласта) и проходкой по неколлектору. Для осуществления процесса ГРП первый из них никаких трудностей не представляет, для второго может потребоваться внесение существенных изменений в базовый дизайн закачки.

Что касается возможностей осуществления самого ГРП, то предел практически отсутствует. Его проводят на самые разные пласты, изменяя только применяемую технологию (дизайн закачки). Симуляторы ГРП способны учесть особенности развития трещин в породах с самыми различными геомеханическими свойствами. На практике основные ограничения упираются в индивидуальные технические характеристики имеющегося оборудования флота ГРП и скважины. Создание трещины из непроницаемой породы (плотного песчаника или аргиллита) потребует достижения большего давления гидроразрыва, чем для проницаемой, что увеличивает риск получения аварийной ситуации.

Для снижения риска получения осложнения при обработке интервалов неколлектора предпочтительно проводить информационный ГРП с пробной пачкой проппанта с целью сбора информации по давлению смыкания, эффективному давлению, условию входа в пласт (трения в околоскважинной зоне). С оценкой всех этих функций производится корректировка программы закачки основного ГРП. Как правило, по результату данного диагностического теста можно судить о приобщении трещиной выше- или нижележащих продуктивных пропластков. Можно сказать, что тестовая закачка необходима не только для уточнения параметров пласта и снижения риска получения осложнения, но и для понимания охвата трещиной продуктивных пород.

Отдельно рассматривается ситуация при использовании неравных интервалов, при которой возникает эффект наложения напряжений, приводящий к тому, что

близкорасположенные стадии интерферируют друг с другом. Это объясняется тем, что происходит несколько явлений: отклонение трещин от перпендикулярного направления за счет наложения напряжений, вызванных предыдущей стадией, и сокращение эффективной длины трещины за счет ее отклонения от первоначального направления [Чертенков, Котенев, 2017]. Подобные явления приводят к уменьшению эффективной длины трещины и, значит, к потерям в дебите жидкости.

Заключение

На примере пласта ЮС₁¹ Тевлинско-Русскинского месторождения обосновано применение гидравлического разрыва пласта на участках горизонтальных стволов, отнесённых на основе граничных значений коэффициентов пористости и насыщения к «неэффективной проходке». Приведены показатели эксплуатации скважин с проходкой по нескольким интервалам неколлектора, которые в схожих геологических условиях работают не хуже других, где эффективность проходки по коллектору гораздо выше. Обоснование предлагаемого подхода базируется на следующих основных аргументах:

1. Кроме общеизвестной проблемы искажения показаний геофизических методов, используемых при геонавигации ГС, за счёт больших зенитных углов и ошибок в определении структурного плана решающее значение имеет то обстоятельство, что в условиях применения многостадийных ГРП интервал порта следует рассматривать прежде всего как место создания трещины, а лишь потом как канал для гидродинамического сообщения скважины и пласта. В этой связи в участках «неэффективной проходки» горизонтального ствола можно и нужно размещать стадии ГРП.

2. В условиях пласта ЮС₁¹ Тевлинско-Русскинского месторождения участки неколлектора вдоль горизонтального ствола отделены от продуктивной части по вертикали ограничивающим непроницаемым барьером с толщиной, не превышающей в среднем пяти метров. Усилие, создаваемое мощными насосами ГРП, позволяет трещине из интервала неколлектора прорваться в продуктивную часть пласта, а ее закрепление пропантом обеспечивает сохранение гидродинамической связи на длительное время.

3. Проведение в ходе обработки непроницаемых участков ствола тестовых закачек с пробной пачкой пропанта для оценки гидродинамической связи и калибровки модели, как правило, показывает удовлетворительную связь с пластом, что позволяет провести основную операцию ГРП без осложнений и вовлечь в разработку его продуктивную часть.

4. На участках с высокой глинистостью коллектора за счёт капиллярных сил могут возникать процессы, приводящие к набуханию глин, что значительно уменьшает проницаемость в призабойной зоне пласта. Включение на заключительной стадии закачки

ГРП более крупного проппанта позволяет снизить влияние этого эффекта и увеличить проводимость трещин ГРП для пластового флюида через заглинизированную околоствольную зону.

Литература

Алексеев А.Д. Методы прогноза и оценки свойств пласта в условиях его разработки с помощью технологии ГРП // Российская нефтегазовая техническая конференция SPE (г. Москва, 15-17 октября 2018 г.), SPE-191679-RU, 2018.

Балин В.П., Мохова Н.А., Синцов И.А. Учет расчлененности пласта в расчетах коэффициента охвата воздействием // Нефтепромысловое дело. - 2016. - № 1. - С. 14-20.

Борхович С.Ю., Волков А.Я., Колода А.В., Волков К.А. Комплексный подход к проектированию гидроразрыва глинистых пластов нефтяных месторождений // Нефтепромысловое дело. - 2012. - № 3. - С. 42-46.

Вершинина И.В., Виноградов К.Э., Гильманова Н.В. Обзор применяемых подходов к гидродинамическому моделированию низкопроницаемых коллекторов // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. - 2022. - № 9. - С. 41-47.

Константинов К.В., Лапина Е.И., Пухарев В.А. Пути снижения рисков при бурении горизонтальных скважин // Нефтяная провинция. - 2021. - № 3. - С. 149-162.

Мальшаков Е.Н., Демяненко Н.А., Шаламова В.И. Возможные причины низкой эффективности гидроразрыва пласта при интенсификации притока в весьма низкопроницаемых коллекторах месторождений Западной Сибири // Нефтяное хозяйство. - 2018. - № 10. - С. 51-57.

Родионова И.И., Шабалин М.А., Мироненко А.А., Хабибуллин Г.И. Оптимизация проектных решений и систем заканчивания скважин при разработке сверхнизкопроницаемых и сверхнеоднородных пластов // Нефтяное хозяйство. - 2019. - № 10. - С. 72-76.

Черевко М.А., Янин К.Е. Первые результаты применения многостадийных гидроразрывов пластов в горизонтальных скважинах Приобского месторождения // Нефтяное хозяйство. - 2015. - № 2. - С. 74-77.

Чертенков М.В., Котенев Ю.А. Оптимизация направления и длины трещин многостадийного гидроразрыва пласта на основе модели минимальных напряжений // Нефтепромысловое дело. - 2017. - № 6. - С. 17-21.

Daneshy A., Au-yeung J., Thompson T., Tymko D.W. Fracture shadowing: A direct method for determining of the reach and propagation pattern of hydraulic fractures in horizontal wells // SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference (6-8 February, The Woodlands, Texas, USA), 2012. DOI: [10.2118/151980-MS](https://doi.org/10.2118/151980-MS)

Dohmen T., Zhang J.J., Blangy J.P. «Stress shadowing» effect key to optimizing spacing of multistage fracturing // The American Oil&Gas Reporter, September, 2015, p. 72-78.

Economides M.J., Oligney R., Valko P. Unified Fracture Design. Alvin, TX: Orsa Press., 2002. - 141 p.

Gokaraju D. Impact of fracture spacing and mechanical parameter anisotropy on fracture width in horizontal wells in shales. 2014. Masters Theses. 7253. https://scholarsmine.mst.edu/masters_theses/7253

He S., Deng Y, Guo J, Xiao Y, Zhao Z. Optimization of staged-fracturing in heterogeneous tight gas reservoirs of Western-Sichuan gas field / SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition. 2015. SPE-176145-MS.

Pyzykov V.F.

LLC «LUKOIL-Engineering», Kogalym, Russia, Vladimir.Pyzykov@lukoil.com

HYDRAULIC FRACTURING APPLICATION OF HORIZONTAL WELLS IN AREAS OF INEFFICIENT RESERVOIR DRILLING

The well-known problem of distortion of the indications of integral geophysical methods used in the geonavigation of horizontal wells, due to large zenith angles. The problem gets even more in conditions of productive formations of low thickness, complicated by layering of various lithological composition.

When using traditional approaches to determining the efficiency of drilling based on the boundary values of porosity and saturation coefficients, significant areas of "inefficient drilling" are formed in horizontal sections of wells, in which it is not habitual to place ports for hydraulic fracturing. Meanwhile, such intervals in the horizontal part can be associated with line along a low-thickness clay screen or with its intersection by the borehole. Low-thickness clay does not make problems for creating a hydraulic fracturing crack in the productive part of the formation. In some cases, even with a significant location from the collector, it is possible to "reach" it with a crack and involve it in working.

Using the example of the Upper Jurassic formation of the Tevlin-Russkin field, the application of hydraulic fracturing in areas without collector is justified. The indicators of the operation of wells with several non-collector intervals are given, which are comparable with the indicators of the operation of wells located in similar geological conditions.

Keywords: *horizontal well, hydraulic fracturing, inefficient drilling, Upper Jurassic formation of the Tevlin-Russkin field.*

References

Alekseev A.D. *Metody prognoza i otsenki svoystv plasta v usloviyakh ego razrabotki s pomoshch'yu tekhnologii GRP* [Methods for forecasting and evaluation of reservoir in the conditions of its development with the help of hydraulic fracturing technology]. Rossiyskaya neftegazovaya tekhnicheskaya konferentsiya (Moscow, 15-17 Oct 2018), SPE-191679-RU, 2018.

Balin V.P., Mokhova N.A., Sintsov I.A. *Uchet raschlenennosti plasta v raschetakh koeffitsienta okhvata vozdeystviem* [Accounting of a formation compartmentalization when calculating areal sweep efficiency]. Neftepromyslovoe delo, 2016, no. 1, pp. 14-20.

Borkhovich S.Yu., Volkov A.Ya., Koloda A.V., Volkov K.A. *Kompleksnyy podkhod k proektirovaniyu gidrorazryva glinistykh plastov neftyanykh mestorozhdeniy* [Complex approach to designing of hydro-fracturing of oilfields clay formations]. Neftepromyslovoe delo, 2012, no. 3, pp. 42-46.

Cherevko M.A., Yanin K.E. *Pervye rezul'taty primeneniya mnogostadiynykh gidrorazryvov plastov v gorizontol'nykh skvazhinakh Priobskogo mestorozhdeniya* [The first results of the application of multi-stage hydraulic fracturing in horizontal wells of Priob field]. Neftyanoe khozyaystvo, 2015, no. 2, pp. 74-77.

Chertenkov M.V., Kotenev Yu.A. *Optimizatsiya napravleniya i dliny treshchin mnogostadiynogo gidrorazryva plasta na osnove modeli minimal'nykh napryazheniy* [Optimization of the direction and length of fractures when conducting a formation multi-stage hydraulic fracturing based on the model of minimal stresses]. Neftepromyslovoe delo, 2017, no. 6, pp. 17-21.

Daneshy A., Au-yeung J., Thompson T., Tymko D.W. Fracture shadowing: A direct method for determining of the reach and propagation pattern of hydraulic fractures in horizontal wells. SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference, 6-8 February, The Woodlands, Texas, USA, 2012. DOI: [10.2118/151980-MS](https://doi.org/10.2118/151980-MS)

Dohmen T., Zhang J.J., Blangy J.P. «Stress shadowing» effect key to optimizing spacing of multistage fracturing. The American Oil&Gas Reporter, September, 2015, pp. 72-78.

Economides M.J., Oligney R., Valko P. Unified Fracture Design. Alvin, TX: Orsa Press., 2002,

141 p.

Gokaraju D. Impact of fracture spacing and mechanical parameter anisotropy on fracture width in horizontal wells in shales. 2014. Masters Theses. 7253. https://scholarsmine.mst.edu/masters_theses/7253

He S., Deng Y, Guo J, Xiao Y, Zhao Z. Optimization of staged-fracturing in heterogeneous tight gas reservoirs of Western-Sichuan gas field. SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition, 2015, SPE-176145-Ms

Konstantinov K.V., Lapina E.I., Pukharev V.A. *Puti snizheniya riskov pri burenii gorizontal'nykh skvazhin* [Reducing risk ways of horizontal wells drilling]. Neftyanaya provintsiya, 2021, no. 3, pp. 149-162.

Mal'shakov E.N., Demyanenko N.A., Shalamova V.I. *Vozmozhnye prichiny nizkoy effektivnosti gidrorazryva plasta pri intensivatsii pritoka v ves'ma nizkopronitsaemykh kollektorakh mestorozhdeniy Zapadnoy Sibiri* [Possible causes of low efficiency of hydraulic fracturing of a formation during inflow intensification into rather low-permeable reservoirs in the accumulations of the Western Siberia]. Neftyanoe khozyaystvo, 2018, no. 10, pp. 51-57.

Rodionova I.I., Shabalin M.A., Mironenko A.A., Khabibullin G.I. *Optimizatsiya proektnykh resheniy i sistem zakanchivaniya skvazhin pri razrabotke sverkh nizkopronitsaemykh i sverkh neodnorodnykh plastov* [Field development plan and well completion system optimization for ultra-tight and ultra-heterogeneous oil reservoirs]. Neftyanoe khozyaystvo, 2019, no. 10, pp. 72-76.

Vershinina I.V., Vinogradov K.E., Gil'manova N.V. *Obzor primenyaemykh podkhodov k gidrodinamicheskomu modelirovaniyu nizkopronitsaemykh kollektorov* [Review of the applied approaches to hydrodynamic modeling of low-permeable reservoirs]. Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdeniy, 2022, no. 9, pp. 41-47.

© Пызыков В.Ф., 2023

