

11.1. ОСНОВНЫЕ ПРИНЦИПЫ ПРОВЕДЕНИЯ ПРОЦЕССА

Гидравлический разрыв пласта (ГРП) – это метод образования новых трещин или расширение некоторых существующих в пласте вследствие нагнетания в скважину жидкости или пены под высоким давлением. Чтобы обеспечить высокую проницаемость, трещины наполняют закрепляющим агентом, например кварцевым песком. Под действием горного давления закрепленные трещины смыкаются не полностью, в результате чего значительно увеличивается фильтрационная поверхность скважины, а иногда включаются в работу и зоны пласта с лучшей проницаемостью.

Образование новых трещин или раскрытие существующих возможно, если давление, созданное в пласте при нагнетании жидкости из поверхности, становится больше местного горного давления. Заметим, что образование новых трещин характеризуется резким снижением давления в устье скважины на 3–7 МПа. Раскрытие существующих трещин происходит при постоянном давлении или его незначительном увеличении. В обоих случаях возрастает коэффициент приемистости скважины, который после ГРП должен увеличиться как минимум в 3–4 раза, что считают критерием возможности закрепления трещин песком.

Трещины ГРП в неглубоких (до 900 м) скважинах имеют горизонтальную ориентацию, а в глубоких – вертикальную, наклонную, близкую к вертикальной. Трещины развиваются в той плоскости, где отмечаются наименьшие силы сопротивления, т. е. наименьшее горное давление. Например, направление развития трещин на деформированных антиклинальных складках Предкарпатья преимущественно совпадает с направлением короткой оси.

ГРП применяют в любых породах, кроме пластичных сланцев и глин. Это метод не только восстановления природной продуктивности скважин, но и значительного ее увеличения.

Применяемые технологии обычных ГРП ньютоновскими жидкостями предполагают закрепление трещин (около 5–10 т песка при концентрации 50–200 кг/м³) и обеспечивают двух-трехкратное увеличение текущего дебита нефтяных, газовых или приемистости нагнетательных скважин в низкопроницаемых пластах с загрязненной призабойной зоной.

С увеличением количества песка до 20 т проводят глубокопроникающий гидравлический разрыв пласта (ГГРП), который содействует значительному увеличению фильтрационной поверхности, изменяет характер притока жидкости от радиального к линейному с подключением новых зон пласта, изо-

лированных вследствие макронеоднородности. Трещины такого ГРП достигают 100–150 м в длину при ширине 10–20 мм.

Технологии мощных ГРП (МГРП) осуществляются неньютоновскими жидкостями – гелями, которые обладают очень большой кажущейся вязкостью, меньшими гидравлическими потерями и высокой несущей способностью закрепляющего агента – керамического пропанта (до 1000 кг/м³), обеспечивают увеличение проводимости широких закрепленных трещин в несколько раз по сравнению с обычным ГРП. Увеличение проводимости трещин МГРП достигается за счет значительного повышения концентрации закрепляющего агента до 300–800 кг/м³ в гелях, а общее количество закрепляющего агента может оставаться на уровне 6–20 т. Продолжительность эффекта увеличения дебита скважин после МГРП обычно составляет 1,5–3 г.

В газоносных пластах проницаемостью до 0,001 мкм² применяют массивный ГРП высоковязкими гелями, во время которого развиваются трещины длиной до 1000 м, закрепленные пропантом в количестве до 300 т. Массивный ГРП – очень дорогостоящий, поэтому он предусмотрен в смете строительства скважины и увеличивает ее стоимость на 50 %.

При мощных и массивных ГРП используют дорогостоящую технику, при обычных ГРП могут применяться отечественные техника и материалы (жидкости, закрепляющие агенты, пакеры, оборудование устья).

Сравнение показателей эффективности обычных ГРП и МГРП, а также стоимости этих процессов свидетельствует, что, несмотря на значительно меньшую добычу нефти после обычных ГРП, экономически они вполне конкурентоспособны вследствие в несколько раз меньшей стоимости.

При обычных ГРП фильтрующей жидкостью развиваются глубокие (50–100 м) трещины небольшой ширины (3–5 мм) в глубь продуктивного пласта (а не вверх или вниз, как при МГРП гелями). При этом практически не возникают ситуации выпадания закрепляющего агента (“tip screen out”) или упаковки трещины, сопровождающейся ростом давления до допустимого (“frac pack”). После этого в стволе скважины остается большая пробка закрепителя. Таким образом, обычные ГРП фильтрующими жидкостями имеют хорошие технико-экономические показатели, осуществляются с меньшими осложнениями, и их следует применять в дальнейшем наряду с новыми технологиями.

Технология обычных ГРП осуществляется по следующей схеме.

Для проведения обычных ГРП в скважину на НКТ опускают пакер, который делит ее ствол на две части и защищает верхнюю часть эксплуатационной колонны от высокого давления. Устье скважины обустривают арматурой, например 2АУ-700, на рабочее давление до 70 МПа. Все насосные агрегаты (до 10) для нагнетания жидкостей ГРП, например 4АН-700, обвязывают с арматурой устья скважины через блок манифольда (1БМ-700). Жидкости для ГРП транспортируют автоцистернами вместимостью по 20 м³ либо сливают в стационарный резервуар (по 50 м³) общей вместимостью 100–300 м³. Вспомогательные насосные агрегаты (ЦА-320М) закачивают жидкость в пескосмеситель (4ПА), из которого центробежным насосом вначале только жидкость, а затем жидкость с песком направляется на выход насосных агрегатов (4АН-700) для нагнетания в скважину.

Чтобы провести ГРП, из скважины поднимают НКТ и другое глубинное оборудование (насосное, газлифтное), шаблонизируют эксплуатационную колонну, спускают пакер на НКТ и опрессовывают их. Процесс ГРП начинается с проверки приемистости скважины при наименьшем расходе жидкости

разрыва, которую постепенно увеличивают, например, от 250 до 450, 900, 1500 м³/сут, вплоть до значения, при котором обеспечивается закрепление трещин (2000–3000 м³/сут). Далее нагнетают жидкость-песконоситель, обычно концентрацией C_n песка 50–200 кг/м³. Концентрация зависит от вязкости жидкости. В завершение процесса необходимо вытеснить смесь жидкости с песком из ствола скважины в пласт продавливающей жидкостью и закрыть НКТ, пока давление в скважине не снизится до атмосферного. После поднимают НКТ с пакером и спускают глубинное оборудование для эксплуатации скважины. Обычные ГРП проводят ньютоновскими жидкостями. Для проведения обычных ГРП требуется закрепляющий агент (кварцевый песок) в количестве $Q_{пс} = 10 \div 20$ т, фракции 0,6...1 мм, жидкость разрыва пласта ($V_p = 10 \div 30$ м³), жидкость-песконоситель ($V_n = 100 \div 300$ м³), жидкость для продавливания в пласт ($V_{пр}$) песконосителя в объеме той части полости скважины, по которой поступают жидкости. Небольшую часть жидкости-песконосителя без закрепителя, нагнетаемую после жидкости разрыва для предварительного раскрытия трещин, называют буферной жидкостью. Жидкость разрыва пласта должна быть совместимой с пластовыми флюидами, хорошо фильтроваться в низкопроницаемую породу, не уменьшать ее проницаемости, не гореть, быть доступной, недорогостоящей, поэтому часто используют водные растворы ПАВ. Жидкость-песконоситель должна быть совместимой с пластовыми флюидами, иметь свойство удерживать песок, плохо фильтроваться сквозь поверхность трещин, не гореть, быть доступной и недорогостоящей. Для обычных ГРП применяют водные растворы с добавкой 0,1–0,3 % ПАВ и полимеров (ПАА, КМЦ, ССБ). Например, в Предкарпатье применение 0,4 %-водного раствора ПАА обеспечивает развитие и закрепление трещин песком в количестве до 10 т при концентрации $C_n = 100$ кг/м³, объеме жидкости 100 м³ и расходе 2000–3000 м³/сут с применением раствора 0,4%-ного ПАА. Возможно также проведение процесса поэтапно в течение двух-трех дней с закреплением трещин 24–72 т песка по технологии, осуществляемой в НГДУ “Долинанефть” (В.Г. Касянчук).

Для глубокопроницаемых ГРП по технологии ВНИИнефти (С.В. Константинов) применяют неньютоновские жидкости с динамической вязкостью 50–200 МПа·с при скорости сдвига 650–1100 с⁻¹ ($q = 2100 \div 3500$ м³/сут) и температуре 20° С не менее 8 ч, стабильные (2 ч) при пластовой температуре. Также ВНИИКРнефтью предложена рецептура на водной основе, содержащая 1–2,5 % КМЦ, 1–3 % хроматов, 0,2–0,7 лигносульфата, 0,75–2,1 % соли хлорноватой кислоты, которая применяется для пластовых температур 60–150 °С. Новые типы песконосителей разработаны на Украине. Продавливающая жидкость должна быть маловязкой и не гореть. Обычно применяют водные растворы с добавкой 0,1–0,3 % ПАВ. Для закрепления трещин в скважинах глубиной до 3000 м, как установлено практикой, пригоден кварцевый песок. В скважинах большей глубины, где обычно горное давление превышает 50–70 МПа, следует использовать более крепкие закрепители-пропанты.

11.2. ПРОМЫСЛОВЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ ПРОЦЕССА ГРП

11.2.1. ИССЛЕДОВАНИЕ ПРОФИЛЕЙ ПОГЛОЩЕНИЯ

При проектировании и для интерпретации результатов обработки призабойной зоны большой мощности на многопластовых месторождениях необходимо иметь представление о характере проникновения рабочих жидкостей в продуктивные пласты.

При исследованиях изменения профилей приемистости сводовых скважин Долинских месторождений с изменением давления нагнетания установлено, что с увеличением давления и расхода нагнетаемой жидкости происходит увеличение охвата разреза заводнением за счет увеличения эффективной мощности (расширения интервалов поглощения) и вследствие включения в работу новых интервалов. Подобное следует, очевидно, ожидать и при закачке кислоты с высокими расходами, поэтому с целью увеличения охвата разреза кислотным воздействием надо стремиться увеличивать расход и давление.

Исследование профилей поглощения до и после 8 гидроразрывов и 16 кислотных обработок, проведенных в 24 нагнетательных скважинах Долинского и Северо-Долинского месторождений методом термометрии и расходомером показало, однако, что после операций, как правило (79 % случаев), профиль приемистости не изменился (охват по мощности до 30 %), хотя приемистость отдельных интервалов значительно увеличивается. При этом успешность операций составила 90 %, а дополнительная закачка на одну обработку – 45,4 тыс. м³.

На рис. 11.1 приведены профили приемистости скв. 270 Д и 260 Д Долинского месторождения до ГРП и после него.

Скв. 270 Д, в интервале 2850–2950 м оборудованная фильтром, вскрыла выгодские отложения. Данные о ГРП приведены в табл. 11. 1.

Как видно из рис 11.1, основная трещина образовалась в интервале 2907–2913 м, поглощающем 155 м³/сут (47 % всей закачиваемой воды.) Одновременно произошло увеличение приемистости остальных поглощающих пластов в 3–4 раза, свидетельствующее об их очистке, а возможно, и об об-

Таблица 11.1

Параметры ГРП в нагнетательных скважинах

Номер скважины	Глубина, м	Толщина, м	Проницаемость, 10 ⁻³ мкм ²	Закачано воды, м ³	Закачано песка, т	Снижение давления, МПа	Градиент давления в начале снижения, МПа/м	Расход во время снижения, м ³ /сут	Приемистость, м ³ /сут		Продолжительность эффекта, мес
									до ГРП	после ГРП	
604 Д	1820	78	3,9	349	9,0	–	–	–	10	44	27
270 Д	2900	51	7,5	258	5,0	4,0	0,018	1800	46	85	63
203 Д	2950	69	3,5	414	1,7	5,4	0,0215	2100	45	105	26
505 Д	2250	50	3,0	92	–	2,0	0,021	1800	80	Не определены	
505 Д*	2250	50	3,0	214	–	3,0	0,0197	2800	80	211	37
549 Д	2950	16	1,5	457	10,5	6,0	0,0227	1800	50	150	13
282 Д	2925	60	0,7	270	1,7	7,0	0,0205	1800	Не принимала		–

* Повторно.

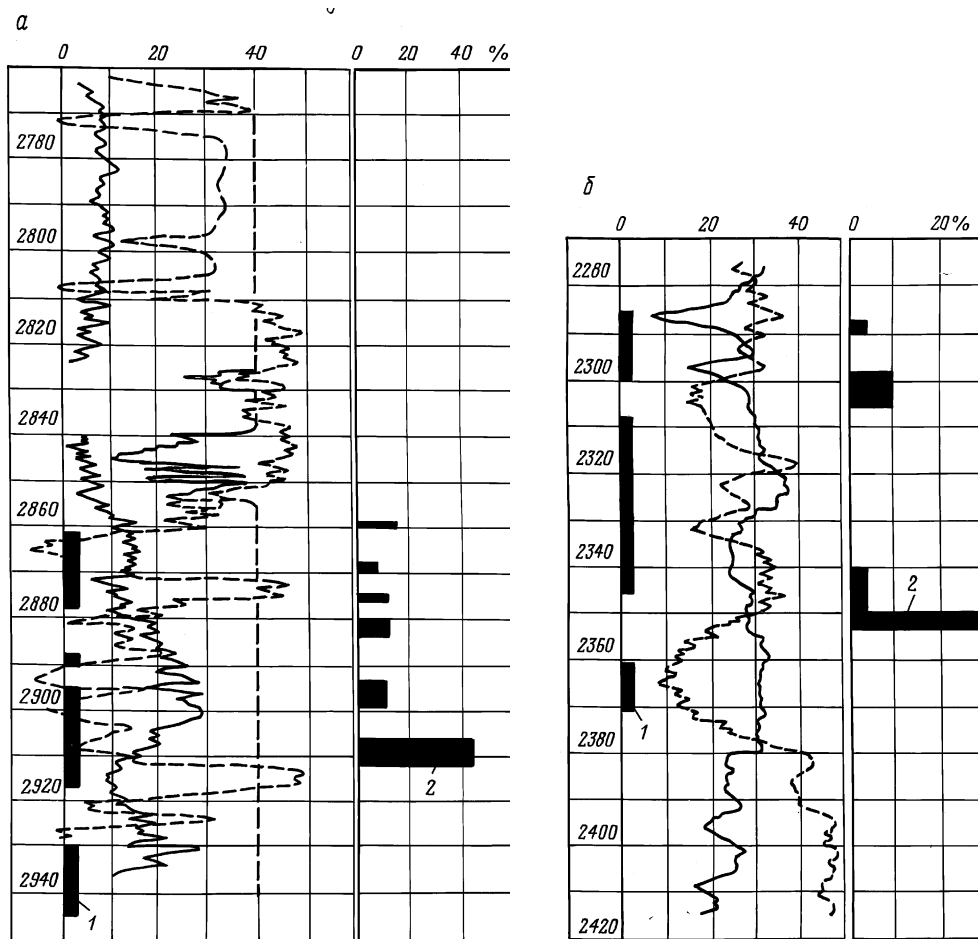


Рис. 11.1. Профили поглощения нагнетательных скважин до ГРП и после него:
a – скв. 270 Д; *b* – скв. 260 Д; 1 – по данным термометрических исследований до ГРП; 2 – исследование расходомером после ГРП

разовании неглубоких трещин. Следует отметить, что пласт в интервале 2905–2913 м состоит из прослоев песчаников и алевролитов, которые по геофизическим данным не характеризуются максимальной проницаемостью, равной здесь $(1,4 \div 3,4)10^{-3}$ мкм². В то же время в разрезе имеются пласты с большей проницаемостью $(5 \div 7)10^{-3}$ мкм² в интервалах 2892–2895 и 2897–2903 м, проницаемость которых значительно меньше. Такое большое увеличение проницаемости в интервале 2905–2916 м вызвано, очевидно, образованием высокопроницаемой трещины.

В скв. 260 Д, обсаженной фильтром в интервале 2260–2440 м, проведено два ГРП. При первом в пласт закачано 10,2 т песка, при втором – 7,2 т. После ГРП проницаемость увеличилась от 150 до 230–280 м³ сут и дополнительная закачка составила 75 тыс. и 176 тыс. м³ воды соответственно. Трещина образовалась в кровле пласта песчаника в интервале 2350–2353 м,

поглощающем около 50 % всей закачиваемой воды. Поскольку ниже, до 2376 м, простирается мощный пласт песчаника, то можно полагать, что трещина направлена вниз. Таким образом, даже при столь большой вскрытой мощности и многопластовости трещины образуются обычно в одном пласте.

Для выявления мест поступления кислоты и оценки эффективности охвата по мощности кислотным воздействием при градиентах давления 0,0144–0,0180 МПа/м в четырех скважинах были сняты термограммы через 2–3 ч после окончания закачки ее в пласт. В нефтяной скв. 74 СД термометрия проведена после закачки в пласты 11,4 м³ кислотного раствора при расходе 260 м³/сут и градиенте давления 0,0160 МПа/м. В нефтяных скважинах кислота поглощалась несколькими пластами общей мощностью 5–27 м, а в нагнетательных – после закачки кислоты профиль приемистости не изменился.

Обобщая результаты исследований, приходим к выводу о необходимости применения в данных условиях поинтервальных обработок.

11.2.2. ИССЛЕДОВАНИЕ ПРОЦЕССОВ РАСКРЫТИЯ И РАЗВИТИЯ ТРЕЩИН

Раскрытие трещин при нагнетании жидкости в скважину принято изучать по индикаторным кривым. Для нагнетательных скважин индикаторные кривые строят по результатам исследования при установившихся режимах. В процессе кислотной обработки и ГРП, когда закачка в скважину происходит всего в течение нескольких (2–4) часов, представляет интерес установление промежутка времени, достаточного для получения в рассматриваемых условиях квазиустановившегося режима поглощения. Многочисленные исследования приемистости в Предкарпатье показали, что при расходе 225 м³/сут это время обычно не превышает 8–15 мин, а с увеличением расхода в 2–4 раза может иногда возрастать. О плохой связи скважин с пластом можно судить по наблюдениям темпа снижения давления после прекращения закачки жидкости в скважину. Для перераспределения давлений требуется много времени, и поэтому темп снижения его в скважинах не высок. Например, в скв. 603 Д давление снизилось от 19 до 15 МПа за 30 мин, а в скв. 616 Д – от 21 до 20 МПа за 40 мин.

Многokратное, в 6–10 раз, увеличение коэффициентов приемистости при давлении на устье 19–21 МПа по сравнению с приемистостью при давлениях закачки 15 МПа свидетельствует о раскрытии трещин.

О поведении пластов при их эксплуатации можно судить, сопоставляя индикаторные кривые скважин Долинского месторождения, снятые при отборе и нагнетании, приведенные на рис. 11. 2.

Характер кривых, прямолинейных в области отборов ($-\Delta p$) и вогнутых к оси расхода при нагнетании ($+\Delta p$), свидетельствует о том, что пласт пористый в пластовых условиях, а имеющиеся в нем трещины сомкнуты и раскрываются при некотором избыточном давлении.

Приведенные примеры подтверждают мнение о низкой проницаемости пород призабойной зоны и незначительной фильтруемости в пласт маловязких жидкостей (воды) через стенки скважины и поверхности раскрывшихся трещин и указывают на возможность раскрытия трещин при кислотных об-

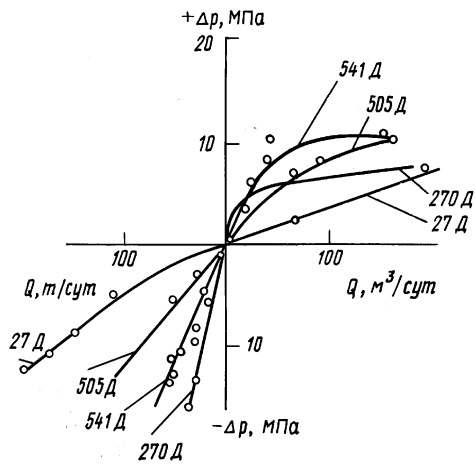


Рис. 11.2. Индикаторные кривые скважин Долинского месторождения, снятые при отборе и нагнетании:
 Q , т/сут – дебит при эксплуатации; Q , $m^3/сут$ – приемистость при нагнетании; $+\Delta p$ – репрессия на пласт; $-\Delta p$ – депрессия на пласт. Цифры у кривых – номера скважин

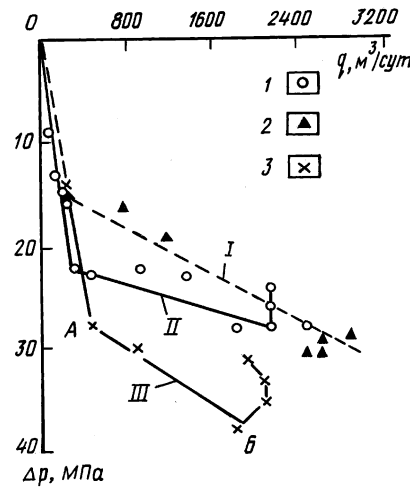


Рис. 11.3. Индикаторные кривые ГРП:
 I – скв. 604 Д; II – скв. 270 Д; III – скв. 203 Д; 1, 2, 3 – режимы, при которых производилась закачка песка в пласт; Δp – репрессия на пласт при ГРП; q – расход жидкости

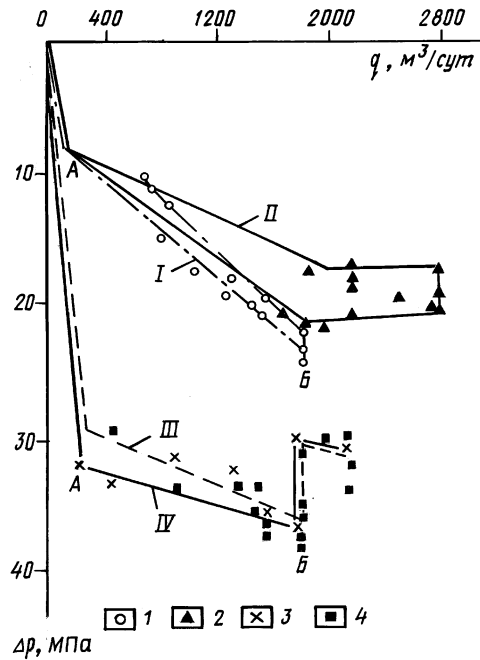


Рис. 11.4. Индикаторные кривые ГРП:
 I, II – скв. 505 Д; III – скв. 549 Д; IV – скв. 282 Д; 1, 2, 3, 4 – режимы, при которых производилась закачка песка в пласт; Δp – репрессия на пласт при ГРП; q – расход жидкости

обработках и ГРП, проводимых даже при невысоких (200–300 м³/сут) расходах.

Изменение приемистости скважин при высоких расходах можно проследить по индикаторным кривым ГРП, характерным для местных условий, приведенным на рис. 11.3 и 11.4 (см. также табл. 11.1), которые анализировали по данным 15 ГРП.

Анализ индикаторных кривых ГРП (кривые давление – расход) показывает, что изменение забойного давления происходит по-разному. В одних случаях на протяжении всего ГРП наблюдается только рост давления (см. рис. 11.3, кривая *I*), а в других – его снижение. Снижение давления иногда происходит медленно (см. рис. 11.3, кривые *II*, *III*; рис 11.4, кривая *II*), а в некоторых случаях очень быстро, скачком (см. рис. 11.4, кривые *I*, *III*, *IV*).

Параметром, с помощью которого управляли процессом ГРП, в рассмотренных случаях являлся расход. В связи с этим индикаторные кривые разделим на несколько областей, соответствующих определенным диапазонам расхода.

При изменении расхода в пределах первого диапазона (интервал *O – A*) происходит рост забойного давления до значения, достаточного для раскрытия естественных трещин. На рисунках этот участок кривой по причинам, вызванным величиной масштаба, показан условно прямым. Во втором диапазоне расхода (интервал *A – B*) дальнейшее его увеличение вызывает пропорциональный рост давления. В этом диапазоне раскрытия новых трещин и развития существующих, по-видимому, не происходит. Поэтому давление в точке *A* близко к давлению, при котором заканчивается процесс открытия естественных трещин в пласте.

Индикаторные кривые, на которых наблюдается только рост давления на протяжении всего ГРП, получены по большинству процессов, особенно (73 %) в скважинах, эксплуатирующих менилитовые и манявские отложения. В этих процессах среднее количество песка на одну операцию наибольшее, средний расход также высок по сравнению с другими типами процессов. Имелись случаи, когда в скважины закачивали 7–17 т песка (см. рис. 11.3, скв. 604 Д) без заметного повышения давления на устье, что возможно только при наличии очень развитой системы естественных трещин большой емкости. В то же время, несмотря на закачку столь больших объемов песка, показатели эффективности этих процессов очень низкие. По-видимому, это вызвано тем, что стенки трещин закупорены битумом и минеральным наполнителем, или раскрывались в аргиллитах, и поэтому малопроницаемы. Все это очень усложняет выбор эффективных методов интенсификации по названным залежам.

В ряде случаев на индикаторных кривых за участком кривой *A – B* наблюдается медленное снижение давления. Это отмечается при постоянном расходе без закачки песка (см. рис. 11.3, кривая *II*, скв. 270 Д; рис. 11.4, кривая *II*, скв. 505 Д), а также при наращивании расхода на скв. 203 Д (см. рис. 11.3, кривая *III*). Начало снижения давления наблюдалось, например, по скв. 270 Д на 40-й мин от начала процесса после закачки в пласт 60 м³ воды и 2 т песка при концентрации песка около 30 кг/м³ и расходе воды 1800 м³/сут. Снижение давления происходило в течение 50 мин. По скв. 203 Д снижение давления началось на 30-й мин от начала ГРП после закачки 30 м³ воды без песка. В конце этого процесса в пласт было закачено 1,7 т песка при расходе 2050 м³/сут и значительно меньшем давлении. Медленное

снижение давления происходило в шести операциях ГРП, из них в четырех после закачки 1,2–2,0 т песка и в двух во время закачки воды. Медленное снижение давления происходило после закачки в пласт больших объемов жидкости, преимущественно с песком, и при значительных расходах. Причиной этого, по-видимому, являются размыв и унос из уже открытых при данных давлениях трещин загрязняющего материала и их абразивная очистка. Одновременно происходит и закрепление трещин, что повышает эффективность процессов.

Интересно отметить, что медленное снижение давления в процессе ГРП отмечалось в основном в скважинах, проведенных на выгодские отложения, т. е. там, где коллекторские свойства пласта лучше и пласты более выдержаны по мощности.

В некоторых случаях в процессе проведения ГРП при достижении определенной величины расхода и давления наблюдается резкое падение давления при постоянном расходе после закачки в пласт небольшого количества жидкости без песка, т. е. происходит скачок давления. При этом, по-видимому, создаются новые трещины в результате разрыва или расслоения пласта.

Скачок давления после закачки незначительных объемов воды возможен только в том случае, если пропускная способность системы открывающихся в интервале расхода $O - A$ трещин очень ограничена. Действительно, в шести скважинах из восьми, по которым замечен скачок давления, до ГРП приемистость практически отсутствовала.

Почти во всех случаях, где наблюдались скачки давления, пропорциональный рост давления в интервале $A - B$ в итоге приводил к созданию на забое давления, достаточного для получения скачка (см. рис. 11.4, кривая IV). Но иногда забойное давление увеличивалось постепенно при постоянном расходе. Такая картина наблюдалась при закачке в пласт воды в процессе ГРП на скв. 505 Д (см. рис. 11.4, I), где давление возросло на 1 МПа при расходе $1800 \text{ м}^3/\text{сут}$ после закачки в пласт 14 м^3 воды. Скачок произошел при градиенте давления $0,021 \text{ МПа}/\text{м}$ (градиент давления определялся как частное от величины забойного давления, деленной на среднюю глубину залегания вскрытых продуктивных горизонтов). В дальнейшем производили снижение расхода, при котором было отмечено уменьшение забойного давления, что свидетельствовало об очистке трещин и приобщении новой площади фильтрации.

Интересно поведение этой скважины во время проводимого через четыре дня повторного ГРП (см. рис. 11.4, кривая II) при значительно больших расходах, который можно рассматривать как продолжение первого процесса. В этом процессе рост давления с увеличением расхода был меньшим, чем при первом ГРП. Максимально достигнутый градиент давления составил $0,0197 \text{ МПа}/\text{м}$. При этом градиенте давления в точке, соответствующей расходу $1800 \text{ м}^3/\text{сут}$, при котором ранее имел место скачок давления, теперь отмечается резкой изгиб кривой, а в точках, соответствующих расходу $2800 \text{ м}^3/\text{сут}$, наблюдается медленное снижение давления на 3 МПа. По-видимому, в процессе ГРП в скв. 505 Д наблюдалось создание трещин, а затем, при больших расходах, – их развитие и очистка.

Рост давления при постоянном расходе отмечался еще в нескольких операциях ГРП. Например, на скв. 269 Д после достижения расхода $1600 \text{ м}^3/\text{сут}$ давление стало повышаться и возросло на 3 МПа после закачки в пласт 22 м^3 воды.

Рост давления при постоянном расходе представляется возможным в том случае, если открытая ранее система трещин не в состоянии пропустить объем жидкости, закачиваемой при ГРП. Сопоставляя данные о прочности на разрыв пород, подвергаемых ГРП, с величинами наблюдаемых скачков давления, можно прийти к выводу, что там, где прочность породы и величина скачка давления одинакового порядка и составляют 6–8 МПа происходит собственно разрыв пласта, а там, где величина скачка давления значительно меньше (2–4 МПа) по сравнению с прочностью пород на разрыв (6–8 МПа), происходит расслоение пород по напластованию. Первое замечено по четырем процессам (например, в скв. 282 Д), второе также наблюдалось в четырех операциях ГРП (например, в скв. 505 Д).

Характерно, что среднемесячная дополнительная закачка по процессам, где произошел собственно разрыв пласта, составляет 1,22 тыс. м³ воды, а по процессам, где имело место только расслоение трещин, – 0,85 тыс. м³. Эффективность процессов со скачком и снижением давления значительно выше по сравнению с процессами, где отмечен только рост давления. Процессы со снижением давления происходили при наибольших расходах со скачком давления при наивысших давлениях.

В табл. 11.2 приведены сведения о давлениях начала раскрытия трещин и максимальных давлениях при закачке жидкостей, полученные на основе обобщения опыта гидравлических разрывов пласта и кислотных обработок, в процессе проведения работ в Долинском нефтепромысловом районе. Эти давления составляют 0,6–0,85 от полного горного давления, как и в Урало-Поволжье. Средние градиенты давления определены по 20–70 операциям каждого типа.

Таблица 11.2

Градиенты давления при закачке жидкости на месторождениях Предкарпатья

Наименование операции	Число обработок	Условия, при которых зафиксирован градиент давления нагнетания	Градиент давления нагнетания, 10 ⁻² МПа/м		Градиент пластового давления, 10 ⁻² МПа/м
			Пределы изменения	Среднее значение	
Гидравлический разрыв пласта нефтяных и нагнетательных скважин	61	$p = p_0$	1,21 – 2,19	1,59	0,90
		$p = p_1$	1,42 – 2,25	1,83	
		$p = p_2$	1,62 – 2,26	1,91	
То же, только по нефтяным скважинам	41	$p = p_0$	1,21 – 2,02	1,57	0,90
		$p = p_1$	1,42 – 2,16	1,82	
То же, только по нагнетательным скважинам	20	$p = p_0$	1,25 – 2,19	1,62	0,90
		$p = p_1$	1,52 – 2,25	1,85	
Кислотные обработки и разрывы пласта нефтяных скважин	76	$p = p_2$	1,17 – 2,20	1,56	0,91
То же, по нагнетательным скважинам	70	$p = p_2$	1,42 – 2,00	1,73	0,92

Примечания. 1. Условные обозначения: p_0 – давление, зафиксированное в начале раскрытия трещин при коэффициенте приемистости $K = K_0$ и расходе около 250 м³/сут; p_1 – давление при $K = 4K_0$; p_2 – наибольшее давление, зафиксированное при проведении операций. 2. Среднеквадратическое отклонение от среднего значения градиента давления нагнетания в указанных случаях составляет $(0,16 \div 0,25)10^{-2}$ МПа/м.

Градиент давления при кислотном воздействии, как видно из приведенных данных, изменяется в тех же пределах, что и градиент давления начала раскрытия трещин.

Обобщая изложенное, приходим к выводу, что при кислотном воздействии, осуществляемом даже при низких расходах, может происходить раскрытие трещин, обуславливающее проникновение кислоты в пласт не только через стенку скважины, но и через стенки трещин.

11.2.3. ОЦЕНКА ОРИЕНТАЦИИ ТРЕЩИН, ОБРАЗУЮЩИХСЯ ПРИ ЗАКАЧКЕ ЖИДКОСТЕЙ В ПЛАСТ

Так как достоверность выводов об ориентации трещин на основе геофизических измерений недостаточна и проведение непосредственных измерений для оценки ориентации трещин в данных условиях невозможно, были применены косвенные методы. При этом учитывалось следующее:

изменение давления раскрытия трещин с изменением пластового давления или сдвиг индикаторных кривых по методике Ю.П. Желтова;

характер изменения давления при развитии трещин с увеличивающимся или постоянным расходом;

сведения о форме структуры, условиях ее образования, характере нарушений, трещиноватости пород;

исследование давления раскрытия трещин, оценка горного давления.

Из приведенных на рис. 11.5 зависимостей видно, что при снижении пластового давления при повторных ГРП в тех же скважинах забойное давление уменьшается (скв. 31 Стр., 207 Д), а при повышении увеличивается (скв. 260 Д). При постоянном пластовом давлении давление нагнетания остается практически постоянным (скв. 505 Д). Такое изменение давления раскрытия трещин характерно, по Ю.П. Желтову, для образования вертикальных (наклонных) трещин.

Изучение изменения давления при постоянном и возрастающем во времени расходе при проведении ГРП позволило выявить в 19 случаях из 69

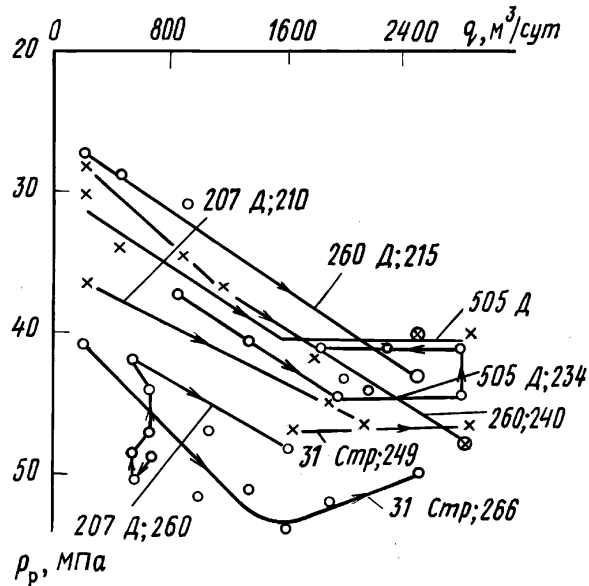


Рис. 11.5. Индикаторные кривые повторных ГРП при изменении пластового давления:
 p_z — давление на забое при ГРП; q — расход жидкости. Первая цифра у кривой указывает номер скважины, вторая — пластовое давление, МПа

обследованных процессов снижение давления, характерное для вертикальной ориентации трещин. После раскрытия трещин скважины поглощают при больших, до 3500 м³/сут, расходах без заметного увеличения давления на забое, что также характерно для случаев вертикальной ориентации раскрывающихся трещин. По кривому материалу в данных условиях преобладает направление естественной трещиноватости песчаников перпендикулярно напластованию, т. е. близко к вертикальному.

Формирование нефтеносных складок в Долинском нефтепромысловом районе происходило при горизонтальных перемещениях – надвиге их на тортоно-сарматские отложения Внешней зоны Предкарпатского передового прогиба. Складки разбиты многочисленными, в основном поперечными, нарушениями сбросового типа. В таких условиях, по теории Хабберта и Виллиса, наименьшее тектоническое напряжение направлено вдоль длинной оси складки, и тогда вероятная ориентация трещин параллельна направлению естественных сбросов, т. е. вертикальная или близкая к вертикальной. Таким образом, плоскость раскрывающихся при ГРП трещин перпендикулярна наименьшему горизонтальному напряжению, направленному здесь вдоль длинной оси складки, и совпадает с основным направлением сбросов.

Наконец, привлечем сведения о давлении раскрытия и развития трещин по фактическим данным (см. табл. 11.2), из которых видно, что давление разрыва всегда меньше горного давления и равно 0,60–0,85 от его расчетной величины, в среднем 0,71, т. е. близко к таковому в скважинах месторождений Татарии и Башкирии.

На основании изложенного можно судить о вертикальной или близкой к вертикальной ориентации трещин, раскрывающихся при нагнетании жидкости в продуктивные пласты Долинских месторождений.

Для накопления данных о влиянии пластового давления на давление раскрытия трещин при ГРП необходимы длительное время и проведение повторных процессов. Ниже приведена оценка взаимосвязи этих величин по данным ГРП в различных скважинах с использованием методов математической статистики.

Для этой цели используем методику Ю.П. Желтова, согласно которой в случае образования вертикальных (наклонных) трещин давление разрыва будет изменяться с изменением пластового давления.

$$\text{grad } \Delta p_p = (1 - \nu / (1 - \nu)) \text{ grad } \Delta p_{пл}, \quad (11.1)$$

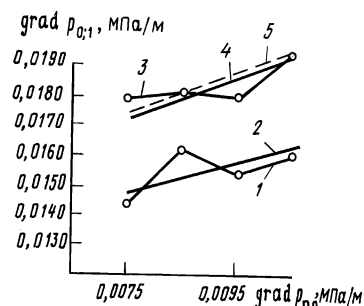
где $\text{grad } \Delta p_p$ – изменение градиента забойного давления при ГРП, МПа/м; $\text{grad } \Delta p_{пл}$ – изменение градиента пластового давления в скважине, МПа/м; ν – коэффициент Пуассона.

При сопоставлении давлений последовательно проведенных ГРП в скв. 207 Долинского месторождения выявлено, что изменение пластового давления на 6,6 МПа вызывало изменение фактического давления раскрытия трещин на 2,7 МПа. Снижение давления раскрытия трещин с падением пластового давления зафиксировано также в скв. 31 Стр. (Струтынь), 24 СД и др. (рис. 11.5).

На рис. 11.6 показаны зависимости средней величины градиента давления начала раскрытия трещин p_0 и градиента давления p_{p4} при четырехкратном увеличении коэффициента приемистости скважины от величины среднего пластового давления, по данным 60 ГРП нефтяных и нагнетательных скважин в Долинском нефтепромысловом районе. Следует отметить, что при исследовании тесноты связи между градиентами p_0 , p_{p4} и $p_{пл}$ установлена ве-

Рис. 11.6. Зависимость давления нагнетания при ГРП от пластового давления:

1 – по фактическим данным ГРП при давлении начала раскрытия трещин; 2 – эмпирическая кривая, $p_0 = 0,0107 + 0,53p_{пл}$; 3 – по фактическим данным ГРП при $K_1 = 4K_0$; 4 – эмпирическая кривая, $p_1 = 0,0122 + 0,68p_{пл}$; 5 – $p_1 = [1 - \nu / (1 - \nu)] p_{пл}$ при $\nu = 0,25$



личина коэффициента корреляции между указанными величинами, равная 0,34. Поскольку величина давления раскрытия трещин зависит еще от целого ряда факторов (тектонических сил, условий вскрытия и т. д.), здесь и в любых других условиях трудно надеяться на существование более тесных связей. Тем не менее в данном случае и вообще эти зависимости представляют значительный интерес для выявления тенденции изменения давления разрыва и, таким образом, подтверждают высказанную гипотезу о вероятном направлении трещин.

Из рис. 11.6 видно, что линия 4 зависимости $\text{grad } \Delta p_1 = 0,0122 + 0,68 \text{ grad } \Delta p_{пл}$, рассчитанная методом наименьших квадратов по опытным данным тех же 60 ГРП, и линия 5, рассчитанная по зависимости (11.1), практически совпадают, т. е. подтверждается вертикальная ориентация трещин, раскрывающихся в данных условиях. Подтверждением высказанного мнения может быть и то, что после раскрытия трещин, создаваемых при ГРП без заметного изменения давления на забое, скважины поглощают при очень высоких расходах (до 3500 м³/сут); такое явление согласно используемой теории ГРП должно наблюдаться и при вертикальной ориентации раскрывающихся трещин.

Таким образом, можно использовать зависимость (11.1) для оценки влияния пластового давления на давление разрыва. Например, при изменении градиента пластового давления на 0,002 МПа/м (в скважине глубиной 3000 м это соответствует изменению пластового давления $3000 \times 0,002 = 6$ МПа) фактически градиент давления разрыва изменится следующим образом:

$$\text{grad } \Delta p_p = \{1 - [0,25 / (1 - 0,25)]\} 0,002 = 0,00134 \text{ МПа/м.}$$

Следовательно, в скважине глубиной 3000 м при снижении пластового давления на 6 МПа забойное давление разрыва снижается примерно на 4 МПа, и, наоборот, в нагнетательной скважине после соответствующего повышения пластового давления забойное давление ГРП увеличивается.

Из исследований кернового материала известно, что в данных условиях встречаются зияющие трещины, а преобладающее направление естественной трещиноватости перпендикулярно напластованию, т. е. близко к вертикальному. Наличие зияющих трещин указывает на то, что процесс релаксации напряжений в данных условиях не закончился, и в таком случае боковое горное давление здесь должно быть меньше вертикального.

Поскольку направление нарушений сбросового типа, характерных для месторождений Предкарпатья вертикальное, то направление трещин, образующихся при ГРП, очевидно, также вертикально.

11.2.4. ОЦЕНКА РАЗМЕРОВ ТРЕЩИН

Оценка размеров вертикальных трещин, раскрывающихся при ГРП, с использованием фильтрующихся жидкостей, продавливания и кислотной обработки скважины выполнена по теории А.С. Христиановича и Г.И. Баренблатта.

Проведенные расчеты свидетельствуют о том, что при средних параметрах ГРП в пластах толщиной 9–18 м возможно образование двухсторонних трещин протяженностью 30–80 м и шириной 3–5 мм.

Практикой ГРП в Предкарпатье доказано, что при использовании больших (200–500 м³) объемов маловязких жидкостей (товарной нефти или воды) и высоких расходах (более 2000 м³/сут) в рассматриваемых условиях удается создавать трещины большой протяженности и ширины, достаточной для успешного закрепления 10–20 т песка при концентрации его в жидкости 40–60 кг/м³.

Ширина трещин, раскрывающихся при продавливании, т. е. при закачке в пласт нефти или воды одним-двумя насосными агрегатами с расходом до 0,5 м³/мин, незначительна – до 0,5–0,1 мм, а протяженность их намного меньше протяженности трещин, возникающих при ГРП. После снижения давления в скважине раскрывшиеся при продавливании трещины смыкаются.

Приведем оценку размеров трещин, раскрывающихся при нагнетании кислоты на примере скв. 74 СД, где эффективная мощность поглощающих песчаников со средней проницаемостью $2 \cdot 10^{-3}$ мкм² составляет 22,4 м в интервалах 2805 – 2820 и 2842 – 2857 м.

Предположим, что при кислотном воздействии в пласте, залегающем в интервале 2850,4 – 2856,6 м мощностью 6,2 м и проницаемостью $2,7 \times 10^{-3}$ мкм², раскрылась двухсторонняя вертикальная трещина. Расчетная длина трещины 2,7 м, а ширина 320 мк. С учетом растворяющего действия кислоты, по данным наших опытов на пластинках песчаника, после прокачки кислоты в течение 1 ч стенки трещин разложатся примерно на глубину 80 мкм. При совместном проявлении указанных факторов после снижения давления в скважине можно ожидать остаточного раскрытия трещин небольшой длины и ширины, влияние которых на приток (если только не произошло очистки трещины от загрязнения) будет незначительным.

Существенного результата следует ожидать от совместного проявления разлагающих свойств кислоты не только на стенки трещины, но и на окружающую пористую среду, т. е. благодаря искусственному созданию высокопроницаемой зоны в области проникновения активной кислоты.

В связи с этим наряду с выбором оптимальных параметров процесса при проектировании кислотной обработки необходимо внимание следует уделять, с одной стороны, разработке рецептов растворов, способных хорошо разлагать породы пласта, а с другой – удерживать продукты реакции в нейтрализованном растворе. Последнее необходимо для создания в околотрещинном пространстве высокопроницаемых зон, предназначенных для облегчения движения фильтрационных потоков к скважине в случае полного смыкания стенок трещин после снижения давления на забое.

В качестве примера рассмотрим влияние величины пластового давления и параметров на результат обработок при последовательных операциях на примере скв. 57, эксплуатирующей менилитовую залежь Долинского месторождения, и оценим размеры образующихся трещин.

Скважиной вскрыто 15 нефтеносных пластов мощностью 1,0–5,8 м в интервале 2414–2905 м, обсаженном фильтром. После вывода из бурения дебит ее составил 31 т/сут при депрессии 18 МПа. Через 2 года дебит снизился до 14 т/сут и проведена закачка нефти (ЗН) в количестве 30 м³ при расходе 225 м³/сут и градиенте давления 0,0160 МПа/м (на глубине 2700 м). Затем проведен ГРП при расходе 2520 м³/сут. В пласт закачано 50 м³ дегазированной нефти без песка при градиенте давления 0,017 МПа/м. Дебит скважины увеличился от 12 до 17 т/сут, и за 29 мес после ГРП дополнительно добыто более 4000 т нефти. Через 3 года скважина переведена в нагнетательные с приемистостью 36 м³/сут при давлении на устье 13,5 МПа. В скважине проведен ГРП с закреплением трещин, при котором в пласт закачано 5 т песка с корундом и 380 м³ воды при расходе 3400 м³/сут и градиенте давления 0,021 МПа/м. Приемистость скважины увеличилась до 70 м³/сут. Дополнительно закачано 3,7 тыс. м³ воды.

На рис. 11.7 показаны индикаторные кривые процессов на скв. 57. Последовательность изменения режимов закачки видна по порядковому номеру точки, а закачанные объемы (6 м³) указаны в скобках.

Из рис. 11.7 видно, что при ЗН после заполнения скважины давление в т. 1 (2) можно принять за давление начала раскрытия трещин, во всяком случае не выше его. Величина бокового горного давления определена по индикаторной кривой в точке начала раскрытия трещин при вертикальной ориентации их и равна 40 МПа. Рассчитанные значения длины и ширины трещин, раскрывшихся при ЗН и ГРП, равны соответственно (двухсторонняя трещина при мощности пласта 6 м) 3,4 м и 160 мкм, 15 м и 730 мкм.

Ширина остаточного раскрытия трещины после ЗН составляет 14 мкм и в данных условиях соизмерима с размерами пор и естественных трещин, поэтому после таких обработок, как это неоднократно подтверждалось на практике, не следует ожидать значительных приростов добычи нефти. После высокоскоростного ГРП, проведенного при больших давлениях, расходах и с закачкой большего объема нефти, ширина остаточного раскрытия трещин после снижения давления в скважине увеличилась до 68 мкм. Трещины такого размера уже могут оказать существенное влияние на прирост дебита.

Кроме того, рассчитанные при заданных условиях линейные скорости в трещине при ГРП были в 2,2 раза больше, чем при ЗН, и, таким образом, условия для струйного и абразивного размыва стенок обычно содержащимися

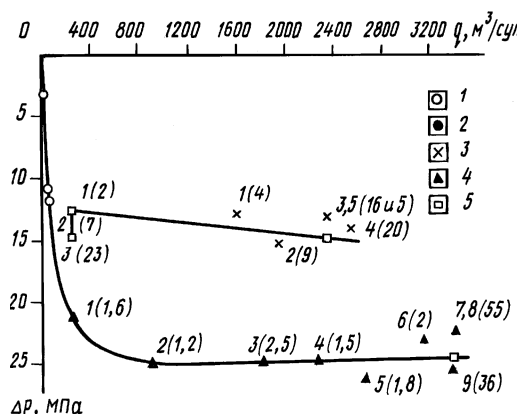


Рис. 11.7. Индикаторные кривые при закачке жидкости в скв. 57 Д:
1 – режимы закачки в скважины по данным исследования; 2 – то же при закачке нефти; 3 – то же при ГРП; 4 – то же при ГРП (повторном); 5 – режимы, принятые для расчета размеров трещин

в жидкости механическими примесями в первом случае были более благоприятными.

Указанные факторы действуют в одном направлении, поэтому остаточное раскрытие трещин большое и, следовательно, результат ГРП должен быть намного лучше результата ЗН. Итак, следует различать эти операции и отказаться от практикуемой на промыслах подмены ГРП малоэффективными закачками нефти при небольших расходах. После ГРП дебит увеличился в 1,4 раза.

Сопоставляя значения градиентов давлений при кислотной обработке нефтяных и нагнетательных скважин (табл. 11.2), можно заметить большое различие их при кислотном воздействии при практически одинаковом пластовом давлении. Замеченное различие может быть объяснено, на наш взгляд, существованием воронок депрессии в нефтяных скважинах и репрессии в нагнетательных, вызывающих изменение условий раскрытия трещин. При ГРП нефтяных и нагнетательных скважин разность градиентов давлений закачки значительно меньше, по-видимому, за счет того, что в большинстве случаев скважины подвергались ГРП сразу же при переводе под нагнетание до закачки больших объемов в пласт, когда воронки репрессии еще не сформировались.

Подтверждением этого предположения может быть замеченное при повторном ГРП на скв. 57 (уже как нагнетательной) значительное, примерно на 10 МПа, увеличение давления начала развития трещин после создания большой воронки репрессии на пласт.

Одновременно следует отметить, что повторный процесс раскрытия трещин протекает таким же образом, как при первом ГРП, ибо форма индикаторной кривой сохраняется.

11.2.5. МЕТОД ОПРЕДЕЛЕНИЯ ОЖИДАЕМОГО ДАВЛЕНИЯ ПРИ ПРОЕКТИРОВАНИИ ГИДРАВЛИЧЕСКОГО РАЗРЫВА ПЛАСТА В ПРЕДКАРПАТЬЕ

Величина ожидаемого давления раскрытия трещин и закрепления их песком при ГРП определяет выбор техники и технологию проведения процесса.

В результате обобщения опыта проведения ГРП на многих месторождениях выявлено, что с увеличением глубины залегания давление разрыва повышается, но в то же время даже при одинаковой глубине залегания и разных скважинах одного и того же месторождения оно различается на 10–20 МПа.

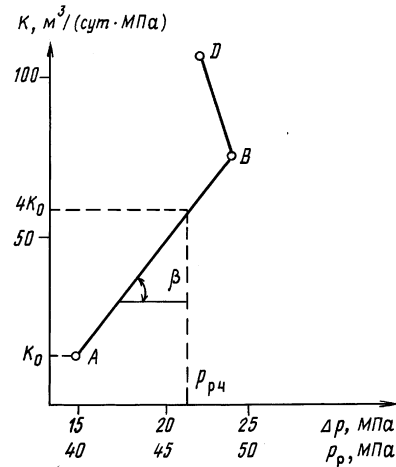
Исходя из этого, статистические методы оценки давления разрыва не могут здесь служить основой для расчета ожидаемых давлений; теоретические же методы применить невозможно ввиду отсутствия данных о величине горного давления и характеристиках пород в скважине.

В качестве критерия оценки возможности ввода небольших концентраций закрепляющего агента (до 250 кг/м³) в ньютоновских жидкостях в достаточно широко раскрытые естественные или созданные искусственно трещины в пласте независимо друг от друга Г.К. Максимовичем и Д.Н. Кузьмичевым принято четырехкратное увеличение коэффициента приемистости скважины по сравнению с его начальным значением K_0 .

Для определения давления раскрытия трещин Г.К. Максимович предложил достаточно точный способ, основанный на результатах исследования скважины, намечаемой для ГРП, на приемистость жидкостью разрыва при

Рис. 11.8. Изменение приемистости скважин, характерное для ГРП:

т. *A* соответствует приемистости K_0 при расходе q_0 и давлении на забое p_0 ; т. *B* – при $p_p = p_{p,m}$ – максимальном давлении, достигнутом при ГРП; т. *D* – при $K = K_m$ – максимальном коэффициенте приемистости



нескольких режимах закачки с возрастающим расходом, начиная от q_0 , p_0 и K_0 . Рекомендуется построить зависимость коэффициента приемистости от забойного давления (рис. 11.8). На оси ординат следует отложить точку K_0 , далее определить точку $K = 4K_0$, перенести ее на экспериментальную кривую и, опустив оттуда перпендикуляр на ось абсцисс, найти p_{p4} – давление при четырехкратном увеличении приемистости.

Д.Н. Кузьмичев изучал влияние забойного давления p_p на изменение коэффициента приемистости K . На рис. 11.9 показаны зависимости $K = f(p_p)$, построенные им для ГРП, проведенных в скважинах нефтяных месторождений Северного Кавказа.

Автором показано, что зависимости $K = f(p)$, могут быть аппроксимированы линейно, как показано на рис. 11.9, и описаны эмпирическим выражением

$$K = K_0 + A (p_p - p_0), \quad (11.2)$$

где $A = \operatorname{tg} \beta$ – тангенс угла наклона кривых к оси давлений; p_0 – давление, равное давлению в начале раскрытия трещин или несколько превышающее его при $K = K_0$.

Для составления плана работ в скважину необходимо осуществлять пробное нагнетание с целью определения A , K_0 , p_0 и по полученным данным рассчитывать ожидаемое давление по формуле

$$p = p_0 + (\eta/A)K_0, \quad (11.3)$$

где $\eta > 3$ – планируемая кратность увеличения коэффициента приемистости, обычно принимают $\eta = 4 \div 6$.

На рис. 11.10 приведены зависимости коэффициента приемистости от давления по данным 61 ГРП, проведенного на Долинском, Северо-Долинском, Спасском и Струтынском месторождениях Предкарпатья.

Давления начала раскрытия трещин при нагнетании жидкости в пласт на предкарпатских месторождениях, как правило, создают при расходах, меньших производительности одного агрегата на низшей скорости (после закачки в пласт до 3–10 м³ жидкости). Двух- и четырехкратный рост K происходит при расходе 600–1600 м³/сут, который можно создать двумя-четырьмя агрегатами после закачки в пласт в среднем 5–30 м³ маловязкой

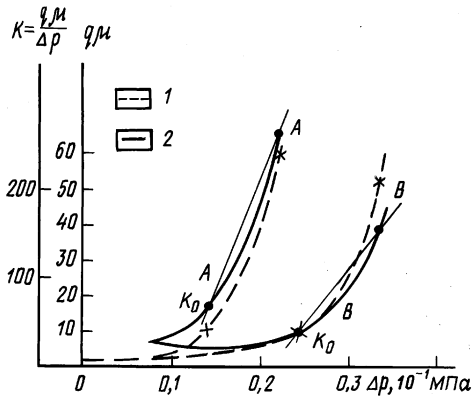


Рис. 11.11. Изменение коэффициента приемистости при моделировании ГРП (по Ю.П. Желтову, 1966):

1 – q_{μ} , произведение расхода жидкости на вязкость жидкости; 2 – коэффициент приемистости K с учетом вязкости жидкости

нефти или воды. Замечено, что с ростом давления нагнетания уменьшается тангенс угла наклона кривых K к оси давлений A и снижается K_0 .

Возникает вопрос, закономерны ли такие изменения и почему они происходят.

Рассмотрим результаты опытов по моделированию процесса ГРП, выполненные Ю.П. Желтовым (1966) на пористом проницаемом материале с предварительно созданной сомкнутой трещиной. На рис. 11.11 можно заметить изменение угла наклона кривых $q_{\mu} = f(\Delta p)$ при изменении давления.

По данным экспериментальных кривых Ю.П. Желтова $q_{\mu} = f(\Delta p)$ нами построены кривые приемистости $K = f(\Delta p)$ (см. рис. 11.11). При увеличении давления сжатия образца $p_{г.6}$, имитирующего боковое горное давление, $p_{г.6}(A) < p_{г.6}(B)$, кривые $K = f(\Delta p)$ еще больше реагируют на его увеличение. Приняв давление при постоянной величине $q_{\mu} = 10$, равным давлению начала раскрытия трещин, и рассчитав K_0 , p_0 и $K = 4K_0$ при $p_1 = p_{р4}$ (расчетные точки см. рис. 11.11), видим, что тангенс угла наклона кривых

$$A = (K - K_0) / (p_1 - p_0) \quad (11.4)$$

с ростом $p_{г.6}$ уменьшился. Снижился также начальный коэффициент приемистости $K_{0B} < K_{0A}$ при постоянном расходе. С ростом $p_{г.6}$ фильтрация жидкости через пористую среду через поверхность трещины происходит медленнее, а развитие трещин затрудняется.

Поскольку при моделировании процесса развития трещин кроме q_{μ} и $p_{г.6}$ из внешних условий изменялось только $p_{г.6}$, а $q_{\mu} = \text{const}$, естественно предположить, что причиной изменения характера $q_{\mu} = f(\Delta p)$ является снижение пористости и проницаемости среды в результате увеличения сжатия породы и возрастание сил, препятствующих раскрытию трещины под действием того же $p_{г.6}$.

Таким образом, физическая картина опытов на модели совпадает с картиной (см. рис. 11.9 и 11.10), наблюдаемой в промысловых условиях.

Отсюда целесообразно выявить закономерность изменения угла наклона кривых $K = f(p)$ к оси давления, т.е. найти зависимость $A = \text{tg } \beta = f(p_0)$ и по известным K_0 , p_0 в одной точке рассчитать ожидаемое давление раскрытия трещин до величины, достаточной для закрепления их песком по зависимости (11.3). Используем промысловый опыт ГРП и для каждой кривой (см. рис. 11.10) определяем по (11.4) значение A в интервале $K_0 - 4K_0$. Да-

лее строим корреляционную таблицу для выявления связи между $A = f(p_0)$. Значение коэффициента корреляции для ГРП месторождений Предкарпатья оказалось равным 0,55, а корреляционное отношение – 0,96. Результаты расчета свидетельствуют о наличии тесной криволинейной связи между указанными величинами.

На рис. 11.12 изображены фактическая и сглаженная кривые по найденной зависимости для месторождений Предкарпатья:

$$A = \operatorname{tg} \beta = 13\,650 (10 p_0)^{-1,235}. \quad (11.5)$$

Результаты расчетов ожидаемых давлений при ГРП по предлагаемой методике и сопоставление их с фактическими значениями давлений, зафиксированных в некоторых скважинах, приведены в табл. 11.3.

Отклонение расчетных данных от фактических, как видно из таблицы, не превышает ± 3 МПа, что свидетельствует о хорошем совпадении опытных и расчетных данных.

Используя формулу (11.5), можно не только выполнять расчеты ожидаемых давлений в области давлений, которые послужили основой для построения опытной кривой $A = f(p_0)$, но и экстраполировать эти значения. Это подтверждают расчеты (см. табл. 11.3) по скв. 9 Тянява, где глубина залегания продуктивных горизонтов составляет более 3700 м.

Применение разработанной методики открывает возможности для перспективного планирования технологии проведения ГРП в глубоких скважинах до 5000 м.

Пример применения методики. Описанный подход применен нами также для прогнозирования давления разрыва пласта в скважинах Самотлорского месторождения.

Надежные значения p_0 и K_0 могут быть определены только при псевдоустановившемся режиме закачки в пласт с постоянным расходом q_0 в течение времени, при котором давление на устье перестает увеличиваться. Для этого требуется, как установлено опытом, 5–15 мин закачки.

Если такие исследования не проводились или данные их вызывают сомнения, а в скважине уже проведен ГРП, то предлагается определить параметры p_0 и K_0 , задавшись $q_0 = 250$ м³/сут, из индикаторной кривой (рис. 11.13). Анализ индикаторных кривых ГРП показал, что при изменении расхода в пределах первого диапазона (ОА) происходит непропорциональный рост давления до величины, достаточной для раскрытия естественных трещин. Если быть точным, то процесс протекает, следуя кривой 5 (построенной с учетом точек 3). Однако эти данные обычно отсутствуют, ибо исследо-

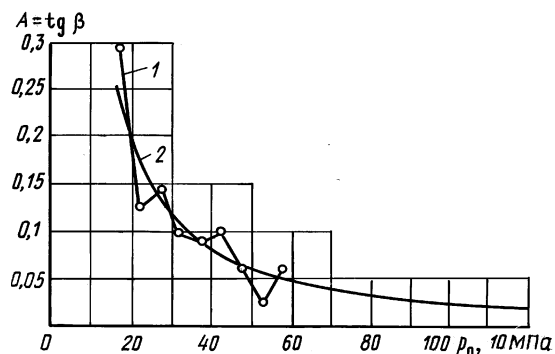


Рис. 11.12. Эмпирическая зависимость $A = f(p_0)$ для Предкарпатья: 1 – по фактическим данным; 2 – расчетная

Таблица 11.3

Фактические и расчетные давления при ГРП

Номер скважины	Месторождение	Обрабатываемый интервал, м	Фактическое значение			Расчетное значение p , МПа, по зависимости (11.3)	Отклонение фактических значений от расчетных, МПа
			K_0 , м ³ /(сут·МПа)	p_0 , МПа	p , МПа (при $K=4K_0$)		
83	Стругунь	2270–2310	14,5	37,7	440	42,4	+1,6
60	Северная Долина (менилитовая залежь)	2475–2637	11,0	46,1	52,8	50,8	+2,0
111	Северная Долина (эоценовая залежь)	3060–3108	22,0	40,4	44,9	47,9	-3,0
269	Долина (эоценовая залежь)	3000–3100	6,2	64,0	66,0	67,9	-1,9
9	Танява	3767–4092	12,0	63,0	72,7	70,5	+2,2

вания редко проводятся при $q < 250$ м³/сут, и участок ОА предполагается линейным.

Во втором диапазоне расхода (АВ) дальнейшее его увеличение вызывает пропорциональный рост давления. Можно полагать, что здесь раскрытия новых трещин не происходит, а наблюдается развитие существующих трещин. Поэтому давление в т. А близко к давлению, при котором заканчивается процесс раскрытия естественных трещин в пласте. Из рис. 11.13 видно, как можно получить т. А, опустив перпендикуляр из q_0 до пересечения с линией, проведенной по данным ГРП, а отсюда определить p_0 и K_0 .

По 19 ГРП выбраны доступные нам данные, после анализа которых выяснилось, что для расчетов ожидаемых давлений и расходов при ГРП можно использовать достаточно надежные данные, приведенные в табл. 11.4 только по девяти скважино-операциям.

Поскольку здесь приемистость зафиксирована при произвольном не-

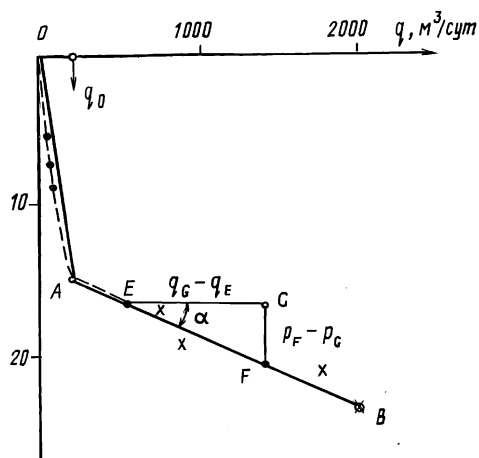


Рис. 11.13. Характерная индикаторная кривая ГРП:

1 – т. А, полученная построением; 2 – режимы ГРП; 3 – исследование на приемистость; 4 – режимы ГРП при закреплении трещин; 5 – изменение приемистости при исследованиях с наибольшим шагом измерения расхода, начиная с очень малых его величин

большом расходе q и давлении на устье p , а эти параметры по предлагаемой методике должны определяться при фиксированном расходе $q_0 > 250 \text{ м}^3/\text{сут}$ и соответствующем давлении p_0 , то для перехода к этим значениям используется предположение о линейном изменении давления с ростом расхода (см. рис. 11.13). При этом определяется угол наклона по формуле

$$\text{tg } \alpha = (p_v - p_0) / (q_v - q_0). \quad (11.6)$$

Результаты расчетов угла наклона приведены в табл. 1.14. Обработка приведенных данных позволила установить зависимость угла наклона от давления закачки на забое p_0 :

$$\text{tg } \alpha = 0,0093 - 109,4 \cdot 10^{-6} p_0 \quad (11.7)$$

(p_0 в МПа).

Используя зависимость (11.7), можем определить ожидаемое давление при закачке в скважину при максимальных или любых других расходах $q_0 < q_i \leq q_m$ по формуле

$$p_{p,m} = p_0 + \text{tg } \alpha (q_m - q_i), \quad (11.8)$$

где q_m – максимальный расход, достигнутый при ГРП.

В частности, в табл. 1.15 приведены расчетные значения давлений на забое p_0 при расходе $250 \text{ м}^3/\text{сут}$ и коэффициенте приемистости K_0 и $p_{p,m}$ – при максимальном расходе.

На рис. 11.14 приведены результаты анализа ГРП в скважинах Самотлорского месторождения по индикаторным кривым, которые построены путем расчета давления p_0 при приемистости q_0 (цифры у кривых – номера скважин).

Таблица 11.4

Исходные данные для расчета процесса ГРП в скважинах Самотлорского месторождения

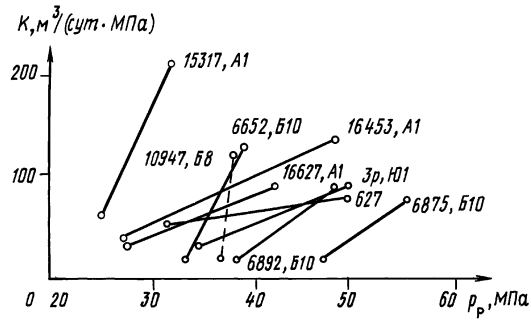
Номер скважины	Глубина скважин для ГРП, м	Приемистость при исследовании перед ГРП, $\text{м}^3/\text{сут}$	Давление, МПа			Коэффициент приемистости, $\text{м}^3/(\text{сут} \times \text{МПа})$	Максимальные параметры при ГРП		tg α
			на устье	на забое	пластовое		Давление на забое, МПа	Расход жидкости, $\text{м}^3/\text{сут}$	
627	2458	432	8	31,5	23,0	50,8	48,4	2016	0,01067
ЗР	2500	288	10	34,5	25	30,3	48,5	2160	0,00753
16627	1760	300	10	27,3	18	32,3	41,7	2160	0,00774
6875	2285	500	25	46,7	23	21,1	55,7	2592	0,00043
6652	2314	210	11	33,1	21,6	18,3	34,4	3168	0,00291
10947	2293	300	14	36,4	21,3	19,8	37,3	2376	0,00043
6892	2360	300	15	38,1	22,6	19,3	47,5	2592	0,0041
16453	1758	360	11	27,1	18,0	39,6	35	1872	0,00052
15317	1735	480	9	25,3	17,3	60	31,6	2160	0,00375

Таблица 11.5

Расчет процесса ГРП в скважинах Самотлорского месторождения

Фактические начальные параметры (ρ_0, K_0)				Фактические максимальные параметры				Расчетные параметры ГРП						
Номер скважины	Расчетное давление на забое, МПа	Репрессия на пласт, МПа	Коэффициент приемистости при расходе 250 м ³ /сут	Давление на забое, МПа	Репрессия на пласт, МПа	Расход, м ³ /сут	Коэффициент приемистости максимальный, м ³ /(сут × МПа)	Aq	tg β	Давление на забое, МПа	Отклонение фактических и расчетных давлений Δр, МПа	Относительная ошибка Δр, %	Расход, м ³ /сут	
													A _q = 4	A _{qm} = 5,4
627	29,6	6,6	37,9	48,4	25,4	2016	79,4	2,0	9,8	48,0	0,4	+7	–	–
ЗР	34,2	9,2	27,2	48,5	23,5	2160	91,9	3,4	8,1	47,6	0,9	+1,8	2459	3442
16627	26,9	8,9	28,1	41,7	23,7	2160	91,9	3,3	11,0	37,1	4,6	+11	2147	3005
6875	45,6	22,6	11,1	55,7	32,7	2542	79,3	7,1	5,6	53,5	2,2	+3,9	1354	1895
6652	33,2	11,6	21,6	39,4	17,8	3168	133,5	6,1	8,4	43,5	4,1	–10,4	1892	2649
10947	36,4	15,1	16,6	57,3	16,0	2376	117	7,0	7,5	45,3	8,0	–21,4	1594	2229
6892	37,8	15,2	16,4	47,5	24,6	2592	87,8	5,4	7,1	47,0	0,5	+1	1600	2240
16453	26,7	8,7	28,7	35,0	19,0	1872	136	4,7	11,2	37,0	2,0	–5,7	2181	3052
15317	24,7	7,4	33,8	31,6	14,3	2160	205	6,1	12,4	35,6	4,0	–12,6	2474	3464

Рис. 11.14. Изменение приемистости скважин при ГРП скважин Самотлорского месторождения (по Ю.Д. Качмару, 1991)



Кривые изменения коэффициентов приемистости с изменением забойного давления имеют тенденцию к уменьшению тангенса угла наклона с увеличением давления, как и в других регионах. Обработка имеющихся данных (см. табл. 11.5) методом наименьших квадратов позволила определить следующую зависимость изменения угла наклона кривых приемистости:

$$\operatorname{tg} \beta = 800 p_0^{-1,3} \quad (11.9)$$

(p_0 в МПа).

Определено расчетное давление p_{p4} при четырехкратном увеличении коэффициента приемистости по зависимости (11.3) для условий Самотлорского месторождения (см. табл. 11.5). Среднее отклонение фактических $p_{p.m}$ от расчетных p_{p4} составляет 8,3 %.

11.2.6. ОПРЕДЕЛЕНИЕ РАСХОДА ЖИДКОСТЕЙ ПРИ ГРП

Для разработки подхода к планированию расхода жидкости нами предложено обработать числовые данные об изменении расхода и давления по каждому ГРП с построением индикаторных кривых и кривых изменения коэффициентов приемистости (см. рис. 11.13 и 11.8). Исходя из этого определяются основные параметры процессов в характерных точках (A , B). Для прогнозирования ожидаемого расхода жидкости при четырехкратном увеличении коэффициента приемистости ($q = 4$) предложена зависимость

$$q_4 = A_q K_0 (p_{p4} - p_{пл}), \quad (11.10)$$

а для максимального расхода, обеспечивающего закрепление трещин (в среднем 10–20 т песка), зависимость (11.10) имеет вид

$$q_m = A_{qm} K_0 (A_p p_{p4} - p_{пл}), \quad (11.11)$$

где A_p – ожидаемое увеличение давления p_{p4} при максимальном расходе. Принимаем $A_{qm} = 5 \div 8$ и $A_p = 1,06$.

При значениях $A_{q4} = 4$ и $A_{qm} = 8$ прогнозирование ожидаемых расходов для ГРП в скважинах Предкарпатья надежно, так как средняя относительная ошибка определения q_4 составила 17 %, а $q_m = 11$ % при максимальных отклонениях расчетных и фактических данных не более 30 %. Обычно $q_m = 2000 \div 3000$ м³/сут.

Пример применения методики. Изложенная методика применена для прогнозирования расходов и давлений при проектировании ГРП в условиях Самотлорского месторождения.

Рассчитаны также значения максимальных коэффициентов приемистости K_m при наибольших расходах, достигнутых при уже проведенных ГРП, благодаря чему определено среднее значение увеличения коэффициента приемистости по сравнению с начальным: $A_q = K_m/K_0 = 5,4$ (без скв. 627, в которой при ГРП трещина раскрылась недостаточно и на забое выпал песок).

После этого определен ожидаемый расход для ГРП при раскрытии трещин применяемой жидкостью и их закреплении песком (при $A_q = 4$ и $A_q = 5,4$) для условий Самотлорского месторождения по зависимости

$$q_4 = 4K_0(p_{p4} - p_{пл}), \quad (11.12)$$

и максимальный расход при их развитии

$$q_m = 5,4K_0(A_q p_{p4} - p_{пл}). \quad (11.13)$$

Расчеты, выполненные по формулам (11.12) и (11.13), приведены в табл. 11.5. Сравнение расчетных и фактических данных, приведенных в таблице, показывает достаточную точность расчетов для практического прогнозирования расхода при ГРП (средняя ошибка 17,7 и 15,2 %). Очевидно, с накоплением опытных данных коэффициент A_q будет уточнен, желательно с дифференциацией по пластам, и возможно, с учетом свойств жидкостей.

11.3. МЕТОДИКА РАСЧЕТОВ ОСНОВНЫХ ПАРАМЕТРОВ ПРОЦЕССА

Давление разрыва пласта p_p – наиболее важный параметр ГРП. Установлено, что можно оценить давление разрыва пласта по значению вертикального горного давления $p_{г.в}$:

$$p_p = 0,8 p_{г.в}. \quad (11.14)$$

Поскольку p_p зависит от напряженного состояния пород, которое определяется не только глубиной их залегания, такая оценка очень ненадежна.

Метод определения ожидаемого давления разрыва пласта с учетом напряженного состояния пород, которое оценивается путем пробного испытания приемистости скважины, изложен в подразделе 11.2.5.

Для анализа используют индикаторные кривые ГРП (см. рис. 11.13).

Для каждой скважины, где планируется ГРП, необходимо определить давление на забое p_0 с наименьшим расходом жидкости насосного агрегата q_0 , равным 220–250 м³/сут, давление на забое p_{p4} , соответствующее четырехкратному увеличению коэффициента приемистости скважины, а также максимальное давление на забое $p_{p,m}$, достигнутое при ГРП.

Для Предкарпатского региона

$$p_{p4} = 1,15p_0; \quad (11.15)$$

$$p_{p,m} = 1,22p_0, \quad (11.16)$$

откуда

$$p_{p,m} = 1,06p_{p4}. \quad (11.17)$$

Для определения ожидаемого давления ГРП используют также понятие вертикального градиента давления $\text{grad } p$, являющегося отношением давления p_0 , p_{p4} , $p_{p,m}$ к глубине H залегания пласта в данной скважине в виде

$$\text{grad } p = p/H. \quad (11.18)$$

В условиях Предкарпатья среднее значение $\text{grad } p_0 = 0,0164 \pm 0,0027$ МПа/м, поэтому, например, для глубины $H = 2800$ м ожидается давление $p_0 = 46 \pm 7,6$ МПа, $p_{p4} = 53$ МПа и $p_{p.m} = 56$ МПа. Практическое применение зависимостей (11.15) и (11.16) свидетельствует о том, что коэффициент вариации определения давления разрыва равен 10 %.

Известен более точный, но и более трудоемкий способ определения p_{p4} с учетом начального коэффициента приемистости

$$K_0 = q / (p_0 - p_{пл}) \quad (11.19)$$

и тангенса угла $\text{tg } \beta$ кривых изменения коэффициента приемистости к оси давлений при условной линеаризации этой зависимости. Типичная картина изменения коэффициента приемистости от давления приведена на рис. 11.8. Расчетная формула имеет вид (12.3), причем для условий Предкарпатья найдена зависимость для $\text{tg } \beta$ (11.5).

Экспериментальный способ определения ожидаемого давления ГРП с использованием фактических данных проведенных ГРП на примере процессов в скважинах Самотлорского месторождения описан в подразделе 11.2.5.

Ориентация трещин. Из теории ГРП известно, что о вертикальности трещин свидетельствуют следующие особенности течения процесса: давление разрыва пласта меньше горного; увеличение объема нагнетаемой в пласт жидкости сопровождается снижением давления; пластовое давление влияет на давление разрыва пласта. Обнаружено, что в скважинах предкарпатских месторождений во время ГРП обычно давление разрыва составляет 0,7–0,8 горного; давление в устье скважины после достижения его максимального значения и при постоянном наибольшем расходе жидкости очень часто снижается на 3–7 МПа; влияние пластового давления на давление ГРП оценивается следующими экспериментальными зависимостями:

$$\text{grad } p_0 = 0,0107 + 0,53 \text{ grad } p_{пл}; \quad (11.20)$$

$$\text{grad } p_{p4} = 0,0122 + 0,68 \text{ grad } p_{пл}. \quad (11.21)$$

Таким образом, трещины, раскрывающиеся во время ГРП в скважинах Предкарпатья, имеют ориентацию, близкую к вертикальной.

Расход жидкости. Все методы расчета необходимого расхода жидкости во время ГРП базируются на лабораторных или промысловых экспериментальных данных.

Согласно модели G-D Ю.П. Желтова, используют аналитические решения, приведенные для расчета размеров трещины. Одновременно, дополнительно по формулам Гирстма и Де Клерка, учитывают потери жидкости в стенке трещины. Это аналитически сложный метод, требующий применения ПЭВМ.

Другой подход состоит в отдельном расчете расхода жидкости $q_{тр}$, необходимого для перенесения песка по трещине, и расхода жидкости для компенсации фильтрационных потерь жидкости через ее стенки. Следовательно, необходимый расход жидкости

$$q_{min} = q_{тр} + q_{ф}. \quad (11.22)$$

Для переноса песка по трещине необходимо, чтобы

$$q_{тр} = h\omega / 5\mu, \quad (11.23)$$

где $q_{тр}$ – расход по трещине, л/с; h и ω – высота вертикальной трещины и ее ширина, см; μ – вязкость жидкости-песконосителя, мПа · с.

Расход жидкости для компенсации количества отфильтрованной жидкости рассчитывают, используя данные лабораторного эксперимента. Определяют фильтрацию данной жидкости через единицу поверхности натурально-го образца породы, подвергающейся ГРП, а затем рассчитывают

$$q_{\phi} = 4hLq_{\phi 1}, \quad (11.24)$$

где q_{ϕ} – расход жидкости для компенсации фильтрационных потерь, л/с; $q_{\phi 1}$ – фильтрационные затраты на единицу поверхности (на две стороны) трещины, л/(с · см²); h и L – высота и полудлина трещины, м.

Известен также простой и надежный подход к планированию расхода жидкости во время ГРП с достаточной точностью. Для этого используют уже описанный способ исследования отдельной скважины на приемистость. Ожидаемый самый меньший и самый большой расход жидкости во время ГРП определяют с точностью до 20 % по зависимостям (11.10) и (11.11). Отметим, что $A_{qm} = 8$ применяют для жидкостей с вязкостью, близкой к вязкости пластовой жидкости, а $A_{qm} = 5$ для жидкостей с вязкостью, на два порядка большей.

Давление на устье скважины определяют для заданных диаметра НКТ, глубины их спуска, плотности жидкости и песка, концентрации песка в жидкости, вязкости жидкости и ее расхода.

Давление на устье скважины во время ГРП

$$p_{p,y} = p_{p,m} - p_{гст} + p_{пот}, \quad (11.25)$$

где $p_{пот}$ – потери давления во время нагнетания жидкости, расчет которых описан в разделе проектирования ГПП; $p_{гст}$ – давление гидростатического столба жидкости, которое определяют с учетом плотности жидкости.

Масса закрепителя трещин. Для скважин глубиной до 3000 м, как свидетельствует промышленный опыт сотен операций ГРП, проведенных в Предкарпаты, закрепителем трещин может быть кварцевый песок, соответствующий требованиям ТУ 39-982-84. Обычно применяют песок фракции 0,4–1,6 мм.

Расчет массы закрепителя (песка) целесообразно производить с учетом необходимой поверхности трещины ГРП и удельного распределения его на единицу поверхности. Известно, что принятые значения проводимости трещины ГРП наблюдаются при удельной концентрации закрепителя $m_{п} = 0,5$ кг/м², которая соответствует разреженному монослою. Концентрации, превышающие $m_{п} = 2,4$ кг/м², соответствуют многослойному размещению закрепителя. Рекомендуется применять $m_{п} = 5 \div 20$ кг/м².

Оптимальную полудлину вертикальной трещины можно определить по эмпирической зависимости

$$L = 143k^{0,27}, \quad (11.26)$$

где L – полудлина (одно крыло) двухсторонней вертикальной трещины, м; k – проницаемость породы, фм² (1 фм² = 10⁻³ мкм²).

Например, для $k = 0,01$ мкм² = 10 фм² необходимо значение $L = 76$ м, а для 1 фм² – значение $L = 143$ м.

Поверхность двух полудлин трещины

$$S_{тр} = 2Lh. \quad (11.27)$$

Здесь L определяют по формуле (11.26); h обычно равняется толщине пласта, подвергающегося ГРП, м.

Удельное распределение закрепителя (кг/м²) в трещине можно считать по эмпирической зависимости

$$m_n = 4 + 40(m - 0,09) \text{ для } m \leq 0,11, \quad (11.28)$$

где $0,07 \leq m \leq 0,20$ – пористость породы, доля единицы.

Масса закрепителя (песка), т, необходимая для закрепления трещин,

$$M_n = S_{тр} m_n / 1000. \quad (11.29)$$

Как следует из уравнений (11.28) и (11.29), в прочных породах малой пористости количество закрепителя (песка), необходимое для закрепления трещин, значительно меньше, чем в мягких породах с большей пористостью.

Объем жидкостей для ГРП и концентрация песка. Во время ГРП в скважину последовательно нагнетают ньютоновскую маловязкую жидкость разрыва пласта, буферную и жидкость-песконоситель, характеризующиеся одинаковыми свойствами, которые обычно обладают не только вязкостью, но и часто неньютоновскими свойствами. В завершение закачивают маловязкую продавливающую жидкость.

Объем маловязкой жидкости разрыва обычно $V_{ж.р} = 20 \div 30 \text{ м}^3$.

Объем буферной жидкости, поступающей перед жидкостью-песконосителем, должен обеспечивать раскрытие трещин на ширину, большую диаметра закрепителя (3–5 мм).

Приближенно объем буферной жидкости можно определить следующим образом:

$$V_{б.ж} = (0,1 \div 0,3) V_{ж.п}. \quad (11.30)$$

Объем жидкости-песконосителя

$$V_{ж.п} = 10^3 M_{пс} / C_{п}, \quad (11.31)$$

где $C_{п}$ – концентрация песка в жидкости-песконосителе, кг/м³.

Оптимальная концентрация песка в жидкости-песконосителе зависит от скорости падения зерен закрепителя u .

Зависимость скорости падения песчинок диаметром 0,8 мм от вязкости жидкости запишем в виде

$$u = 638 \mu^{0,73}, \quad (11.32)$$

где u – скорость падения, м/ч; μ – вязкость, мПа · с.

Например, для $\mu = 40 \text{ МПа} \cdot \text{с}$ имеем $u = 43 \text{ м/ч}$, для $\mu = 2 \text{ мПа} \cdot \text{с}$ имеем $u = 385 \text{ м/ч}$.

Концентрацию песка (кг/м³) определяют по формуле

$$C_{п} = 4000 / u. \quad (11.33)$$

По данным проведения ГРП на Предкарпатье применяли следующие концентрации песка в жидкости-песконосителе: в воде $C_{п} = 15 \text{ кг/м}^3$; в воде с 0,4 % ПАА с вязкостью $\mu = 40 \text{ мПа} \cdot \text{с}$ $C_{п} = 90 \text{ кг/м}^3$; в смеси гудрона с фильтратом веретенного масла с вязкостью $\mu = 150 \text{ мПа} \cdot \text{с}$ $C_{п} = 120 \div 200 \text{ кг/м}^3$; в жидкости ВНИИнефти (РД 39-0147035-236-89) около 200–300 кг/м³.

Объем, м³, продавливающей жидкости

$$V_{п.ж} = 0,785(H_T d_{в.т}^2 + (H - H_T) D_{в.к}^2), \quad (11.34)$$

где H_T – глубина спуска НКТ с пакером, м; H – глубина залегания пласта, подвергающегося ГРП, м; $d_{в.т}$ и $D_{в.к}$ – внутренние диаметры НКТ и эксплуатационной колонны, м.

Размеры трещин ГРП. Полуудлину вертикальной трещины рассчитываем по методике Ю.П. Желтова. Зависимость для расчета полуудлины одного крыла вертикальной двухсторонней трещины в случае фильтрующей жидкости имеет следующий вид:

$$L = (V_{ж.п} q_m \mu / 2\pi^2 H^2 m k p_{г.6})^{0,5}, \quad (11.35)$$

где L – полуудлина трещины, см; $V_{ж.п}$ – объем жидкости-песконосителя, см³; q_m – расход жидкости во время закрепления трещин ($q_{р4}$, q_m), см³/с; μ – вязкость жидкости, мПа · с; h – толщина пласта, см; m – пористость породы, доля единицы; k – проницаемость породы, см²;

$$p_{г.6} = (\Delta p_c + \Delta p_0) / 2, \quad (11.36)$$

$p_{г.6}$ – боковое горное давление, Па; $\Delta p_c = p_{р.м} - p_{пл}$; $\Delta p_0 = p_0 - p_{пл}$.

Боковое горное давление также оценивают по формуле

$$p_{г.6} = \nu / (1 - \nu) \cdot H \rho_n g 10^{-6}, \quad (11.37)$$

где $p_{г.6}$ – теоретическое боковое горное давление, МПа; ν – коэффициент Пуассона, обычно $\nu = 0,25$; H – глубина пласта в скважине, м; ρ_n – плотность породы, кг/м³; $g = 9,8$ м/с².

Считают, что образование трещины возможно, если перепад между давлением в скважине и пластовым давлением был больше, чем боковое горное давление: $\Delta p_c > p_{г.6}$.

Если вязкость жидкости-песконосителя близка к вязкости пластовой жидкости, тогда для получения приемлемых размеров трещины (для прикарпатских месторождений) в числитель формулы (11.35) вводим коэффициент условного увеличения вязкости, приняв

$$\mu_{усл} = 4\mu. \quad (11.38)$$

Ширину трещины рассчитывают по формуле

$$W = 4(1 - \nu)(1 + \nu)(\Delta p_c - p_{г.6})L / 3E, \quad (11.39)$$

где ν – коэффициент Пуассона для горных пород, $\nu = 0,25$; w – ширина трещины, см; E – модуль Юнга для горных пород, $E = (1 \div 8) 10^4$ МПа.

Число насосных агрегатов для ГРП определяют исходя из известных $p_{р.у}$, q_m , характеристики единого агрегата p_{a1} , q_{a1} и технического состояния агрегатов $K_{a1} \approx 0,5 \div 0,9$:

$$n_a = (p_{р.у} q_m) / (p_{a1} q_{a1} K_{a1}) + 1. \quad (11.40)$$

Продолжительность проведения ГРП приблизительно оценивают по следующей зависимости:

$$t = 1440(V_{ж.р} + V_{б.ж} + V_{ж.п} + V_{пр}) / q_m, \quad (11.41)$$

где t – продолжительность ГРП без подготовительно-завершающих работ, мин.

Технологическую эффективность ГРП с вертикальной трещиной в виде кратности роста дебита после ГРП оценивают по И.В. Кривоносову из условия притока к скважине с радиусом горизонтальной трещины $R_{тр} = 0,25L$, эквивалентным части ее полуудлины L :

$$\varphi = Q_{грп} / Q_0 = (\lg R_k / r_c) (\lg R_k / 0,25L), \quad (11.42)$$

где $Q_{грп}$ и Q_0 – соответственно дебиты после и до ГРП; R_k – радиус контура питания; r_c – радиус скважины.

Если скважина имеет загрязненную призабойную зону, принимаем за r_c приведенный радиус скважины $r_c = r_{пр}$.

Развитие технологии ГРП направлено на изучение фильтрационно-емкостных характеристик пластов, поля напряжений в пластах, размеров и формы трещин, их проводимости.

Для проектирования процесса применяют сложные расчеты на ЭВМ, дающие представление о динамике процесса развития трещин на фоне постоянного изменения свойств закачанной жидкости под влиянием температуры, скорости движения по трещине, инфильтрации в стенки трещины.

Расширяется спектр жидкостей для ГРП, совершенствуются примеси, снижающие инфильтрацию в стенки трещин. В промышленных масштабах применяют загущенные спирты и пены для ГРП в газовых скважинах.

Проблемным остается инициирование развития трещин в заданном интервале пласта и развитие их в определенном направлении, создание нетрадиционных конструкций насосных агрегатов высокой продуктивности, определение способов уменьшения гидравлических потерь в скважине.

11.4. ПРИМЕРЫ РАСЧЕТА ОСНОВНЫХ ПАРАМЕТРОВ ГРП

Задача 11.1

Рассчитать давление и расход жидкости во время ГРП. Оценить возможность ГРП в скважине с использованием оборудования предприятия.

Пример 11.1.1

Рассчитать ожидаемые давления и расход жидкости во время запланированного в скважине ГРП при следующих условиях: диаметр эксплуатационной колонны $D_k = 146$ мм; толщина стенки эксплуатационной колонны $\delta_k = 10,0$ мм; давление опрессовки эксплуатационной колонны $p_{опр} = 21$ МПа, глубина искусственного забоя $H_з = 2850$ м; глубина, на которой размещены верхнее и нижнее отверстия перфорации, $H_{в.п} = 2744$ м, $H_{н.п} = 2847$ м; толщина перфорированных пластов (без пропластков) $h_p = 35$ м, в том числе тех, которые подвергаются ГРП, $h = 12$ м; пластовое давление $p_{пл} = 26$ МПа; пластовая температура $T_{пл} = 75$ °С; текущий дебит жидкости $Q_n = 95$ м³/сут; текущая обводненность $W = 0$; приемистость агрегатом $q_0 = 250$ м³/сут при давлении $p_{0y} = 20$ МПа.

Для проведения ГРП спустить в скважину НКТ марки Е диаметром $d_T = 89$ мм на глубину 2490 м якорь с пакером ПВН.

При ГРП применяют следующие жидкости: жидкость разрыва и продавливающую жидкость – водный раствор 0,2 % неонола плотностью $\rho_{ж.р} = 1000$ кг/м³; буферную жидкость и песконоситель – водный 0,4 %-ный раствор ПАА вязкостью $\mu_{ж.п} = 40$ мПа · с и плотностью $\rho_{ж.р} = 1000$ кг/м³.

Насосные агрегаты УН1-630 × 700А (4АН-700) обладают максимальным рабочим давлением 70 МПа, но надежно работают только при давлении, не превышающем 60 МПа.

Решение

Определим среднюю глубину интервала перфорации:

$$H_p = (H_{в.п} + H_{н.п}) / 2 = (2744 + 2847) / 2 = 2795 \text{ м} \approx 2800 \text{ м}.$$

2. Рассчитаем давление на забое p_0 во время испытания скважины на приемистость при давлении на устье p_{0y} . Так как для этого применяют мало-вязкую жидкость (водный раствор ПАВ на устье) с небольшим расходом ($q_0 = 250 \text{ м}^3/\text{сут}$), то гидравлические потери незначительны – приблизительно $\Delta p_{\text{затр}} = 0,02 \text{ МПа}/100 \text{ м}$ в 89-мм НКТ:

$$p_0 = p_{0y} + 10^{-5} H_{\text{п}} \rho_{\text{ж.р}} - 0,01 H_{\text{т}} \Delta p_{\text{тр}};$$

$$p_0 = 20 + 10^{-5} \cdot 2800 \cdot 1000 - 0,01 \cdot 2500 \cdot 0,02 = 20 + 28 - 0,5 = 47,5 \text{ МПа}.$$

3. Находим начальный коэффициент приемистости скважины для известных значений q_0 и p_0 :

$$K_0 = q_0 / (p_0 - p_{\text{пл}}) = 250 / (47,5 - 26,0) = 11,6 \text{ м}^3 / (\text{сут} \cdot \text{МПа}).$$

4. Рассчитаем ожидаемое давление на забое во время ГРП при четырехкратном увеличении приемистости по формуле (11.3). Для этого вначале рассчитаем по (11.5)

$$\text{tg } \beta = 13650 / (10 p_0)^{-1,235} = 13650 / (10 \cdot 47,5)^{-1,235} = 6,75;$$

$$p_{p4} = 47,5 + 4 \cdot 11,6 / 6,75 = 47,5 + 6,9 = 54,4 \text{ МПа}.$$

Ожидаемое максимальное давление во время ГРП по (11.17)

$$p_{p,m} = 1,06 p_{p4} = 1,06 \cdot 54,4 = 57,8 \text{ МПа}.$$

5. Определим ожидаемый максимальный расход жидкости для ГРП по формуле (11.11), приняв $A_q = 6,7$ для жидкости вязкостью $\mu_{\text{ж.п}} = 40 \text{ мПа} \cdot \text{с}$:

$$q_m = 6,7 \cdot 11,6 (57,8 - 26) = 2472 \approx 2500 \text{ м}^3/\text{сут}.$$

6. Рассчитаем давление в устье скважины (на насосных агрегатах) во время нагнетания в пласты жидкости разрыва по уравнению (11.25)

$$p_{p,y} = p_{p,m} - p_{\text{гст}} + p_{\text{пот}}.$$

7. Гидравлические потери состоят из потерь в 89-мм трубах и потерь в 146-мм колонне. Рассчитаем их для турбулентного режима:
в трубах

$$p_{\text{пот.т}} = 0,01 H_{\text{т}} (6,02 \cdot 10^5 \rho_{\text{ж.р}}^{0,75} (q_m / 1440)^{1,75} \mu_{\text{ж.р}}^{0,25}) / (d_{\text{т}} - 2\delta_{\text{т}})^{4,75} =$$

$$= 0,01 \cdot 2500 \cdot (6,02 \cdot 10^5 \cdot 1000^{0,75} (2500 / 1440)^{1,75} \cdot 1^{0,25}) / (89 - 12)^{4,75} =$$

$$= 25 (6,02 \cdot 10^5 \cdot 177,8 \cdot 2,62 \cdot 1) / 77^{4,75} = 25 \cdot 2804,3 \cdot 10^5 / 9437,6 \cdot 10^5 =$$

$$= 25 \cdot 0,307 = 7,67 \text{ МПа};$$

в обсадной колонне

$$p_{\text{пот.к}} = 0,01 (H_{\text{п}} - H_{\text{т}}) [6,02 \cdot 10^5 \rho_{\text{ж.р}}^{0,75} (q_m / 1440)^{1,75} \mu_{\text{ж.р}}^{0,25}] / (D_{\text{к}} - 2\delta_{\text{к}})^{4,75} =$$

$$= 0,01 (2800 - 2500) [6,02 \cdot 10^5 \cdot 1000^{0,75} (2500 / 1440)^{1,75} \cdot 1^{0,25}] / (146 - 20)^{4,75} =$$

$$= (28 - 25) 2804,3 \cdot 10^5 / 94789 \cdot 10^5 = 3 \cdot 0,3 = 0,09 \text{ МПа}.$$

Следовательно, гидравлические потери

$$p_{\text{пот}} = p_{\text{пот.т}} + p_{\text{пот.к}} = 7,67 + 0,09 = 7,76 \text{ МПа}.$$

8. Сравнивая затраты на 100 м длины НКТ и колонны, а именно, 0,307 и 0,03 МПа/100 м, видим, что последние в десять раз меньше, поэтому в

приближенных расчетах давления во время ГРП их можно не учитывать. Но мы произведем точный расчет.

Таким образом, по формуле (11.25)

$$p_{ж.р.у} = 57,8 - 28 + 7,76 = 37,6 \text{ МПа.}$$

9. Определим давление во время нагнетания в пласт буферной жидкости. Для этого вначале рассчитаем гидравлические потери в НКТ и колонне по тем же формулам, как и во время нагнетания жидкости разрыва.

Анализируя расчеты п. 7 видим, что гидрпотери во время нагнетания вязкой жидкости с $\mu_{б.ж} = 40 \text{ мПа} \cdot \text{с}$ и $\rho_{б.ж} = 1000 \text{ кг/м}^3$ будут больше, чем при нагнетании воды, так как $(\mu_{б.ж})^{0,25} = 40^{0,25} = 2,515$.

Следовательно, затраты в НКТ будут увеличены в 2,515 раз, а именно:

$$p_{пот.т} = 25 \cdot 0,307 \cdot 2,515 = 25 \cdot 0,772 = 19,3 \text{ МПа;}$$

$$p_{пот.к} = 3 \cdot 0,03 \cdot 2,515 = 3 \cdot 0,075 = 0,226 \approx 0,2 \text{ МПа;}$$

$$p_{пот} = 19,3 + 0,2 = 19,5 \text{ МПа.}$$

Ожидаемое давление на устье во время нагнетания буферной жидкости

$$p_{б.ж.у} = 57,8 - 28 + 19,5 = 49,3 \text{ МПа.}$$

10. Давление во время нагнетания жидкости-песконосителя определяем с учетом влияния песка на гидравлические потери.

Для этого рассчитаем плотность и условную вязкость смеси жидкости с песком.

Плотность смеси

$$\rho_{см} = [C_{п}/(C_{п} + \rho_{п})](\rho_{п} - \rho_{б.ж}) + \rho_{б.ж};$$

где $C_{п} = 90 \text{ кг/м}^3$ – концентрация песка в жидкости; $\rho_{б.ж}$ – плотность буферной жидкости и жидкости-песконосителя, кг/м^3 .

Следовательно,

$$\begin{aligned} \rho_{см} &= 90/(90 + 2550) = (2550 - 1550) + 1000 = 0,034 \cdot 1550 + 1000 = \\ &= 1053 \text{ кг/м}^3. \end{aligned}$$

Условная вязкость смеси

$$\mu_{см} = \mu_{б.ж} \exp(3,18 \cdot 0,034) = 44,6 \text{ мПа} \cdot \text{с.}$$

Определим множитель увеличения гидрпотерь (расхода)

$$(\mu_{см})^{0,25} = (44,6)^{0,25} = 2,584.$$

Следовательно, потери давления в трубах и колонне

$$p_{пот} = 25 \cdot 0,307 \cdot 2,584 + 3 \cdot 0,03 \cdot 2,584 = 19,83 + 0,23 = 20,06 \text{ МПа.}$$

Ожидаемое давление на устье во время закрепления трещин песком

$$p_{ж.п.у} = 57,8 - 28 + 20,06 = 49,9 \text{ МПа.}$$

Таким образом, сравнивая максимальные ожидаемые давления на всех этапах ГРП ($p_{ж.р.у} = 37,6 \text{ МПа}$; $p_{б.ж.у} = 49,3 \text{ МПа}$ и $p_{ж.п.у} = 49,9 \text{ МПа}$), видим, что они меньше практически возможных для применяемых насосных агрегатов УН1-630 × 70А (4АН-700) давлений на 60 МПа. Поэтому ГРП в скважине имеющимися техническими средствами возможен.

Задача 11.2

Рассчитать объемы жидкостей для ГРП и массу закрепителя трещин (песка) для скважины, эксплуатирующей эоценовые залежи Долинского месторождения.

Пример 11.2.1

Основные исходные данные о скважине приведены в примере 11.1.1. Известно также, что пористость пород $m = 0,13$; средняя проницаемость $k = 0,01$ мкм²; толщина пласта, подвергающегося ГРП, $h = 2$ м.

Решение

1. Определим необходимую полудлину вертикальной трещины, которая должна обеспечить минимальный прирост дебита по формуле (11.26):

$$L = 143k^{-0,27} = 143 \cdot 10^{-0,27} = 143 \cdot 0,537 = 76,8 \text{ м.}$$

2. Поверхность фильтрации двух полудлин трещины по формуле (11.27):

$$S = 2Lh = 2 \cdot 76,8 \cdot 12 = 1843 \text{ м}^2.$$

3. Необходимое удельное распределение закрепителя в трещине по формуле (11.28)

$$m_{\text{п}} = 10 + 100(0,13 - 0,11) = 12 \text{ кг/м}^3.$$

4. Масса песка, необходимая для закрепления трещины, согласно (11.29)

$$m_{\text{п0}} = 1843 \cdot 12 / 1000 = 22,1 \text{ т.}$$

5. Объем жидкости разрыва рассчитываем соответственно с потребностью исследования на приемистость с возрастающим расходом жидкости и начальным раскрытием трещин. Обычно $V_{\text{ж.р}} = 20 \div 30$ м³ маловязкой жидкости.

6. Объем жидкости-песконосителя определяем исходя из необходимой массы песка и допустимой его концентрации.

По уравнению (11.33) с учетом формулы (11.32) рекомендуемая концентрация песка

$$C_{\text{п}} = 4000 / 638\mu^{0,73} = 6,27 \mu_{\text{ж.п}}^{0,73}.$$

Для $\mu_{\text{ж.п}} = \mu_{\text{б.ж}} = 40$ мПа · с находим

$$C_{\text{п}} = 6,27 \cdot 14,77 = 92,6 \text{ кг/м}^3.$$

Принимаем допустимую концентрацию песка $K_{\text{п}} = 90$ кг/м³. Объем жидкости-песконосителя определяем по зависимости (11.31)

$$V_{\text{ж.п}} = 10^3 \cdot 22,1 / 90 = 246 \text{ м}^3.$$

7. Объем буферной жидкости находим по условию

$$V_{\text{б.ж}} = 0,3V_{\text{ж.п}} = 0,3 \cdot 246 \approx 74 \text{ м}^3.$$

8. Объем продавливающей жидкости рассчитываем по формуле (11.34)

$$V_{\text{п.ж}} = 0,785[2500 \cdot 0,077^2 + (2800 - 2500)0,146^2] = 0,785(14,8 + 6,4) = 16,6 \text{ м}^3.$$

Таким образом, во время ГРП в скважину будут закачаны последовательно 30 м³ жидкости разрыва; 74 м³ буферной жидкости; 246 м³ жидкости-песконосителя; 16,6 м³ продавливающей жидкости и 22 т песка.

Задача 11.3

Рассчитать размеры трещин, образующихся при ГРП.

Пример 11.3.1

Основная исходная информация о скважине и процессе ГРП содержится в условиях и результатах задач 11.1 и 11.2. Известно также, что коэффициент Пуассона для пород $\nu = 0,25$, а модуль Юнга $E = 10^4$ МПа. Плотность пород $\rho_{\text{п}} = 2600$ кг/м³.

Решение

Полудлину одного крыла двухсторонней вертикальной трещины рассчитываем по зависимости (11.35).

Предварительно рассчитываем боковое горное давление по зависимости (11.36)

$$p_{\text{г.б}} = (\Delta p_{\text{с}} + \Delta p_0) / 2.$$

Находим значение Δp_0 – перепада давления между скважиной и пластом в начале раскрытия трещин, равное репрессии на пласт на острие трещины в глубине пласта:

$$\Delta p_0 = p_0 - p_{\text{пл}} = 47,5 - 26,0 = 21,5 \text{ МПа.}$$

Перепад давления между забоем скважины и пластом во время ГРП

$$\Delta p_{\text{с}} = p_{\text{р.м}} - p_{\text{пл}} = 57,8 - 26 = 31,8 \text{ МПа.}$$

Следовательно,

$$p_{\text{г.б}} = (31,8 + 21,5) / 2 = 26,7 \text{ МПа.}$$

Для идеально упругих пород из теоретических соображений боковое горное давление можно рассчитать по формуле (11.37)

$$p_{\text{г.б}} = [0,25 / (1 - 0,25)] 2800 \cdot 2600 \cdot 9,81 \cdot 10^{-6} = 23,8 \text{ МПа.}$$

Из определенных двух значений выбираем большее или

$$p_{\text{г.б}} = 26,7 \text{ МПа} = 26,7 \cdot 10^6 \text{ Па.}$$

Рассчитаем полудлину трещины, образующейся во время нагнетания жидкости разрыва при таких условиях: $V_{\text{ж.р}} = 30 \text{ м}^3 = 30 \cdot 10^6 \text{ см}^3$; $q = 2500 \text{ м}^3/\text{сут} = 2900 \text{ см}^3/\text{с}$; $\mu_{\text{ж.р}} = 1 \text{ мПа} \cdot \text{с} = 0,001 \text{ Па} \cdot \text{с}$; $h = 12 \text{ м} = 1200 \text{ см}$; $h^2 = 1,44 \cdot 10^6 \text{ см}^2$; $m = 0,13$; $k = 0,01 \cdot 10^{-8} \text{ см}^2$; по (11.38) $\mu_{\text{всл}} = 4\mu = 0,004 \text{ Па} \cdot \text{с}$.

Подставив значения в формулу (11.35), находим

$$L_{\text{ж.р}} = [30 \cdot 10^6 \cdot 29000 \cdot 0,004 / (2 \cdot 9,86 \cdot 1,44 \cdot 10^6 \cdot 0,13 \cdot 0,01 \cdot 10^{-8} \times \times 26,7 \cdot 10^6)]^{0,5} = 3480 \cdot 10^6 / (0,01 \cdot 10^6)^{0,5} = 590 \text{ см} = 5,9 \text{ м.}$$

Ширина такой трещины по (11.39) составляет

$$w_{ж.р} = [4(1 - 2 \cdot 0,25)(1 + 0,25)(31,8 - 26,7)/(3 \cdot 10^4)]590 = \\ = [(4 \cdot 0,5 \cdot 1,25 \cdot 5,1)/(3 \cdot 10^4)]590 = 0,25 \text{ см.}$$

Очевидно, трещины такой ширины практически невозможно закрепить песком. Для увеличения размеров трещины нагнетаем вязкую буферную жидкость без песка по условиям и расчетам задач 11.1 и 11.2, т.е. $V_{б.ж} = 74 \text{ м}^3 = 74 \cdot 10^6 \text{ см}^3$; $\mu_{б.ж} = 40 \text{ мПа} \cdot \text{с} = 0,04 \text{ Па} \cdot \text{с}$.

Остальные данные берут из предыдущего расчета.

Полудлина трещины, образующейся во время нагнетания вязкой буферной жидкости

$$L_{б.ж} = [74 \cdot 10^6 \cdot 29000 \cdot 0,04/(2 \cdot 9,86 \cdot 1,44 \cdot 10^6 \cdot 0,13 \cdot 0,01 \cdot 26,7 \cdot 10^6)]^{0,5} = \\ = [8584 \cdot 10^6/(0,01 \cdot 10^6)]^{0,5} = 2930 \text{ см} = 29,3 \text{ м.}$$

Ширина трещины

$$w_{б.ж} = [4 \cdot 0,5 \cdot 1,25 \cdot 5,1/(3 \cdot 10^4)]2930 = 1,24 \text{ см.}$$

Таким образом, после нагнетания буферной жидкости трещина раскрыта достаточно широко и развита глубоко.

Рассчитаем размеры трещины, которая образуется после поступления в пласт вслед за буферной жидкостью жидкости-песконосителя.

Дополнительные исходные данные:

$$V = V_{б.ж} + V_{ж.п} = 74 + 246 = 320 \text{ м}^3 = 320 \cdot 10^6 \text{ см}^3;$$

$$\mu_{ж.п} = 40 \text{ мПа} \cdot \text{с} = 0,04 \text{ Па} \cdot \text{с}.$$

Полудлина трещины

$$L_{ж.п} = [320 \cdot 10^6 \cdot 29000 \cdot 0,04/(2 \cdot 9,86 \cdot 1,44 \cdot 0,13 \cdot 0,01 \cdot 10^{-8} \cdot 26,7 \cdot 10^6)]^{0,5} = \\ = [371200 \cdot 10^6/(0,01 \cdot 10^6)]^{0,5} = 6093 \text{ см} \approx 61 \text{ м.}$$

Ширина трещины

$$w_{ж.р} = [4 \cdot 0,5 \cdot 1,25 \cdot 5,1/(3 \cdot 10^4)]6093 = 2,6 \text{ см} = 0,026 \text{ м.}$$

Ширина трещины, очевидно, в несколько раз завышена. Оценим объем трещины и сравним его с объемом закрепителя в количестве 22 т. Учитываем, что удельный объем песка в трещине равен $1,6 \text{ м}^3/\text{т}$. Объем песка, использованного во время ГРП,

$$V_{п} = M_{п}/1,6 = 22,1/1,6 = 13,7 \text{ м}^3.$$

Объем трещины

$$V_{тр} = S_{тр}w_{ж.п} = 2L_{ж.п}hw_{ж.п} = 2 \cdot 61 \cdot 12 \cdot 0,026 = 38 \text{ м}^3.$$

Таким образом, объем раскрывающихся трещин может вместить значительно больше песка, чем закачено с жидкостью-песконосителем.

Объем отфильтрованной в пласт жидкости при ГРП

$$V_{ф.пл} = V_{ж.р} + V_{б.ж} + V_{ж.п} - V_{тр} = 30 + 74 + 246 - 38 = 312 \text{ м}^3.$$

Задача 11.4

Рассчитать параметры процесса ГРП в скважине.

Пример 11.4.1

По условиям задач 11.1–11.3 изобразить таблично и графически изменение основных параметров во время проведения ГРП. Параметры режимов ГРП приведены в табл. 11.6

Решение

Для расчета параметров процесса ГРП задаемся возрастающим фиксированным расходом жидкости, отвечающим режимам работы насосных агрегатов 4АН-700, указанным ниже.

Номер режима	1	2	3	4
q_p , м ³ /сут	276	656	1313	1658
Число агрегатов	1	2	4	4
Скорость			1	
Частота вращения, об/мин	100	1200	1200	1500

Все остальные значения расхода зависят от q_m , определенного по формуле (11.11).

Время закачивания для режимов 1–6 фиксированное, на уровнях указанных в табл. 11.6, а для 7–10 – рассчитано как частное деления соответствующих объемов на расход жидкости.

Давление на забое во время изменения расхода от 276 м³/сут до 0,85 q_m можно определить по индикаторной кривой.

Давление на устье рассчитывают по схеме, описанной в задаче 11.1. Репрессию в пласте определяют как разницу $p_{oi} - p_{пл} = \Delta p_i$, а коэффициенты приемистости – по следующей зависимости:

$$K_{oi} = q_i / \Delta p_i.$$

Результаты расчетов, выполненных на ПЭВМ для условий нашей задачи, сведены в табл. 11.7.

Таблица 11.6

Параметры режимов ГРП

Номер режима	Расход жидкости q_i , м ³ /сут	Время закачки t_p , мин	Время от начала ГРП, мин	Объем жидкости V_i , м ³	Давление на забое p_p , МПа	Давление на устье p_y , МПа	Репрессия на пласт Δp_i , МПа	Коэффициент пористости K_{oi} , м ³ /(сут × МПа)
1	276	10	10	$q_i t_i$	p_{oi}	p_{oyi}	Δp_i	K_{oi}
2	656	5	15	$q_i t_i$	p_{oi}	p_{oyi}	Δp_i	K_{oi}
3	1313	5	20	$q_i t_i$	p_{oi}	p_{oyi}	Δp_i	K_{oi}
4	1658	5	25	$q_i t_i$	p_{oi}	p_{oyi}	Δp_i	K_{oi}
5	$0,7 q_m$	3	26	$q_i t_i$	p_{oi}	p_{oyi}	Δp_i	K_{oi}
6	$0,85 q_m$	3	31	$q_i t_i$	p_{oi}	p_{oyi}	Δp_i	K_{oi}
7	q_m	V/q_m	t_p	$V_{ж.п} = \sum q_i t_i$	$p_{ж.м}$	$p_{ж.п.у}$	$\Delta p_{ж.п}$	K_m
8	q_m	$V_{б.ж}/q_m$	$t_{б.ж}$	$V_{б.ж}$	$p_{ж.м}$	$p_{ж.п.у}$	$\Delta p_{б.ж}$	K_m
9	q_m	$V_{ж.п}/q_m$	$t_{ж.п}$	$V_{ж.п}$	$p_{ж.м}$	$p_{ж.п.у}$	$\Delta p_{ж.п}$	K_m
10	q_m	$V_{пр}/q_m$	$t_{пр}$	$V_{пр}$	$p_{ж.м}$	$p_{пр.у}$	$\Delta p_{пр}$	K_m

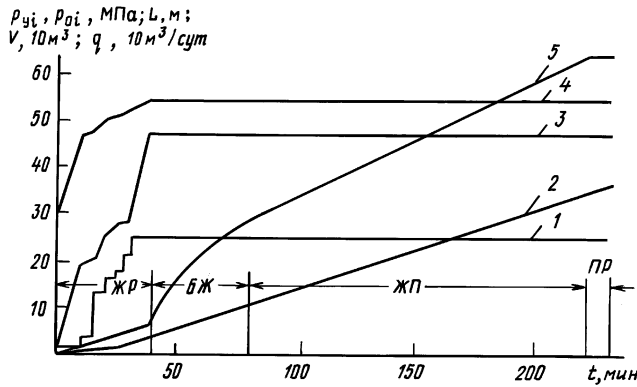


Рис. 11.15. Изменение основных параметров при ГРП:
 1 – расход жидкости q ; 2 – объем жидкости V ; 3 – давление на устье скважины p_{yi} , МПа; 4 – давление на забое p_{0i} ; 5 – полудлины трещины L , м; t – время от начала ГРП

Таблица 11.7

Режимы ГРП скважины

Тип жидкости	Время, мин	Сумма времени, мин	q_i , м³/сут	V_i , м³	ΣV_i , м³	p_{yi} , МПа	p_{0i} , МПа	K_{0i} , м³/(сут × МПа)	L , м
ЖР	10	10	276	1,9	1,9	46,5	18,67	13,89	0,6
ЖР	5	15	656	2,3	4,2	47,9	20,60	30,86	1,3
ЖР	5	20	1313	4,2	8,4	50,3	24,65	55,50	2,5
ЖР	5	25	1658	4,5	12,9	51,5	27,09	66,54	3,4
ЖР	3	28	1753	3,7	16,6	51,9	27,80	69,38	4,0
ЖР	3	31	2129	4,4	21,0	53,2	30,74	79,91	4,9
ЖР	8	39	2504	13,8	34,8	54,6	37,19	–	6,5
БЖ	42	81	2504	73,7	108,5	54,6	48,17	80,04	29,8
ЖП	141	222	2504	246	354,5	54,6	49,87	79,24	65,4
ПР	9	231	2504	16,3	370,8	54,6	48,17	–	–

На рис. 11.15 показано изменение основных параметров во время ГРП по результатам расчетов табл. 11.7.

11.5. ПРОЕКТИРОВАНИЕ ГРП НА ПЕРСОНАЛЬНЫХ ЭВМ

Мировой опыт проведения ГРП подтверждает, что применение ПЭВМ для проектирования процесса значительно повышает эффективность работ. В ЦОУЭНГ г. Ивано-Франковска разработаны математическая модель, алгоритм и программа проектирования ГРП на ПЭВМ с учетом ограниченной информации, имеющейся в распоряжении технолога. В модели использованы результаты теоретических и промышленных исследований процесса (см. подраздел 11.3). Проектируют технологические режимы, определяют потребность в материально-технических ресурсах, оценивают технико-экономическую целесообразность проведения ГРП.

11.5.1. ИСХОДНАЯ ВВОДНАЯ ИНФОРМАЦИЯ ДЛЯ ПРОЕКТИРОВАНИЯ ГРП

Описание информации, необходимой для проектирования ГРП, приведено в табл. 11.8.

Таблица 11.8

Вводная информация для проектирования ГРП

Номер по порядку	Параметры	Единица измерения	Номер по порядку	Параметры	Единица измерения
1	Предприятие	–	28	Температура пласта	°С
2	Месторождение	–	29	Приемистость насосного агрегата	м ³ /сут
3	Скважина	–	30	Давление на устье во время исследования	МПа
4	Пласт	–	31	Радиус контура питания	м
5	Дата начала эксплуатации	–	32	Радиус скважины	м
6	Дебит нефти: начальный	– т/сут	33	Плотность нефти	т/м ³
7	текущий	т/сут	34	Плотность воды пластовой	т/м ³
	Дебит воды:		35	Коэффициент гидродинамического совершенства (снижение давления перед ГРП)	доля единицы
8	начальный	т/сут	36	Глубина залегания пласта:	
9	текущий	т/сут		верх	м
10	Дебит газа: начальный	1000 м ³ /сут	37	Толщина перфорации	м
11	текущий	1000 м ³ /сут	38	Пористость прослойки	%
12	Пластовое давление: начальное	МПа	39	Тип коллектора	
13	текущее	МПа	40	Проницаемость пород	мкм ²
14	Способ эксплуатации (фонтанная ГЗП, ШГН)	–	41	Диаметр отверстий перфорации	мм
15	Диаметр штуцера (тип ШГН)	мм	42	Число отверстий	отв/мин
16	Давление буферное (длина хода)	МПа (м)	43	Диаметр НКТ для ГРП	мм
17	Давление затрубное (количество ходов)	МПа (1/мин)	44	Глубина спуска НКТ	м
18	Диаметр внешний эксплуатационной колонны	мм	45	Тип пакера	
19	Толщина стенки в интервале ГРП	мм	46	Давление опрессовки пакера	МПа
20	Давление опрессовки колонны	МПа	47	Давление опрессовки наземного оборудования и пакера	МПа
21	Диаметр внешний НКТ во время эксплуатации в скважине	мм	48	Допустимое давление в устье во время ГРП	МПа
22	Толщина стенки НКТ	мм	49	Коэффициент эксплуатации скважины	
23	Глубина спуска НКТ	м	50	Коэффициент ежемесячного изменения дебита	
24	Глубина забоя: искусственного	м	51	Время работы скважины после ГРП с увеличенным дебитом	мес
25	текущего	м	52	Цена 1 т нефти	руб.
26	Коэффициент нефтенасыщения	доля единицы	53	Цена 1000 м ³ /газа	руб.
27	Давление насыщения	МПа	54	Себестоимость 1 т нефти	руб.
			55	Себестоимость 1000 м ³ газа	руб.
			56	Затраты на проведение ГРП (по смете)	руб.

11.5.2. ЭТАПЫ ПРОЕКТИРОВАНИЯ ГРП

Этап 1. Исследовать скважину для определения ее дебита, коэффициента продуктивности, состояния призабойной зоны, профиля работы и приемистости q_0 и p_0 .

Определение $p_{р4}$ и $p_{р,м}$ по формулам (11.3) или (11.15) и (11.16); $q_{р4}$ и q_m – по уравнениям (11.10) и (11.11).

Этап 2. Выбрать диаметр и глубину спуска НКТ, пакер, тип жидкости, ее плотность и вязкость (при необходимости кажущуюся), тип закрепителя, диаметр его зерен и плотность.

Определить давление в устье $p_{р,у}$ по уравнению (11.25) и количество насосных агрегатов n_a по формуле (11.40).

Этап 3. Определить полудлину трещин по уравнению (11.35) и ширину – по формуле (11.39).

Этап 4. Найти массу песка M_p по формуле (11.29) и объем жидкостей $V_{ж,п}$ – по (11.31), $V_{пр}$ – по (11.34).

Этап 5. Определить ожидаемую кратность увеличения дебита после ГРП: φ – по формуле (11.42); объем дополнительной нефти ΔQ ; стоимость гидроразрыва пласта $Сm_{грп}$. Проверить экономическую целесообразность ГРП и принять решение относительно выполнения процесса или увеличения параметров M_p и $V_{ж,п}$ для расширения трещин, после чего повторно проверить экономическую целесообразность работы.

11.5.3. ОРГАНИЗАЦИОННО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ ПЛАН ПРОВЕДЕНИЯ ГЛУБОКОПРОНИКАЮЩЕГО ГИДРАВЛИЧЕСКОГО РАЗРЫВА ПЛАСТА (на примере скважины Самотлорского месторождения)

Скважина – 3333, куст – 33, пласт – БВ₁₀, месторождение Самотлорское. Эксплуатация – фонтанная.

1. Данные о скважине

1.1. Диаметр эксплуатационной колонны 146 мм.

1.2. Толщина стенки эксплуатационной колонны 9,0 мм.

1.3. Давление опрессовки эксплуатационной колонны 23 МПа.

1.4. Забой искусственный 2000 м.

1.5. Максимальный угол наклона градус на глубине _____ м.

1.6. Верхнее и нижнее отверстие перфорации, 1900–1950 м.

1.7. Толщина перфорированных пластов (без перемычек) 10 м.

1.8. Пластовое давление 20 МПа.

1.9. Пластовая температура 80 °С.

1.10. Текущий дебит жидкости 20,0 м³/сут.

1.11. Текущая обводненность 0 %.

1.12. Приемистость 300,0 м³/сут при давлении 14,0 МПа.

Ожидаемый градиент давления разрыва пласта 1,9 МПа/100 м.

2. Подготовка спецтехники и транспорта (СТиТ)

Провести профилактику и обеспечить наличие на скважине Стит (табл. 11.9).

Таблица 11.9

Название вида СТиТ	Тип спецтехники	Количество	Название вида СТиТ	Тип спецтехники	Количество
Агрегат насосный	АН-700	4	Паропередвижная установка Грузовые автомобили	ППУ	
Цементировочный агрегат	ЦА-320	5		ЗИЛ-131	
Пескосмесительный агрегат	УСП-50	1		“	Урал
Блок манифольда насосного агрегата	БМ-700			“	ГАЗ-66
Станция контроля цементирования	СКЦ-2М			“	МАЗ
Автоцистерны (емкость)	АЦ-10 (25 м ³)				

3. Подготовительные работы к ГРП

3.1. Спустить в скважину НКТ марки Е диаметром 89 мм (равнопрочные) на глубину 1800 м пакер типа ПВН на глубину 1790 м, якорь типа ЯГ. Опрессовать пакер на давление 47 МПа. Устье оборудовать арматурой 2АУ-700.

Примечание. Работы, указанные в ПЗ.1, выполняются в соответствии с планом на капитальный ремонт данной скважины.

3.2. Подготовить площадку для расстановки спецтехники и емкостей для технологических жидкостей.

3.3. Установить емкости и проложить трубопроводы от емкостей до мест расстановки спецтехники.

3.4. Расставить спецтехнику и обязать ее с устьем скважины и технологическими емкостями по типовой схеме.

3.5. Оборудовать устье скважины манометрами.

3.6. Опрессовать высоконапорные нагнетательные линии и арматуру на устье давлением 70 МПа. Составить акт опрессовки.

4. Приготовление технологических жидкостей и материалов

Приготовить и иметь на скважине до начала проведения ГРП рабочие агенты в указанных количествах (табл. 11.10).

Таблица 11.10

Расчет материалов для ГРП

Состав	Потребность				
	жидкости всего, м ³	реагентов			
		удельный расход, кг/м ³	всего, т	плотность, кг/м ³	вязкость, мПа·с
Жидкость разрыва	24,75	–	–	1,000	1,00
Вода техническая (основа)	–	–	24,686	–	–
ПАВ	–	3	0,075	–	–
Жидкость буферная	17,25	–	–	0,940	100,00
Вода техническая (основа)	–	–	11,007	–	–
Реагент 1	–	5	0,086	–	–
Нефть товарная	–	300	5,175	–	–
Жидкость-песконоситель	57,50	–	–	0,940	100,00
Вода техническая (основа)	–	–	36,690	–	–
Реагент 1	–	5	0,287	–	–
Нефть товарная	–	300	17,250	–	–
Жидкость продавочная	16,99	–	–	1,000	1,00
Вода техническая (основа)	–	–	16,994	–	–
Песок кварцевый	–	–	10,35	–	–

Приготовление технологических жидкостей производится в соответствии с РД 394-147035-236-89 “Инструкция по технологии глубокопроникающего гидравлического разрыва пласта” или другими руководящими документами.

5. Порядок проведения ГГРП

Процесс ГГРП осуществляется при следующих расчетных параметрах и режимах закачки (табл. 11.11).

Максимально допустимое давление на устье 47 МПа. Ожидаемое давление разрыва на устье при наибольшем расходе 33 МПа.

Последовательность работ по осуществлению процесса ГГРП следующая.

5.1. Испытать скважину на приемистость путем закачки 9 м³ жидкости разрыва на трех режимах.

5.2. Осуществить гидроразрыв пласта, для чего произвести закачку 18 м³ жидкости разрыва при постепенно нарастающем темпе, достичь раскрытия и развития трещин.

5.3. Для развития трещин закачать буферную жидкость объемом 17 м³.

5.4. Для закрепления трещин закачать жидкость-песконоситель объемом 58 м³, песка 10,3 т при дозировке песка 180,0 кг/м³.

5.5. Продавить жидкость-песконоситель в пласт, для чего закачать 17 м³ продавочной жидкости.

5.6. Если через 30 мин после окончания продавки давление на устье снизится до величины, меньшей, чем при испытании скважины согласно п. 5.1, необходимо испытать скважину на приемистость путем закачки 1–2 м³ продавочной жидкости.

5.7. Отсоединить агрегаты.

5.8. Оставить скважину на 16 ч для перераспределения давления в пластах, подвергнутых гидроразрыву, и смыкания трещины.

5.9. Составить акт о проведенных работах по ГГРП.

Таблица 11.11

Режимы ГРП

Число агрегатов 4АН-700	Номер передачи	Частота вращения вала, об/мин	Расход жидкости, м ³ /сут, мин	Длительность закачки, мин	Объем закачки	Ожидаемое давление на устье, МПа	Ожидаемый коэффициент приемистости, м ³ /(сут × МПа)
Жидкость разрыва							
1	1	1000	276; 0,2	10	2	16	15
2	1	1200	656; 0,5	5	2,5	19	32
4	1	1200	1313; 0,9	5	4,5	21	56
4	1	1200	1658; 1,2	5	6,0	24	66
4		1500	1900; 1,3	9	12,0	26	72
Жидкость-песконоситель							
4	–	–	1900; 13	43	575	32	72
Жидкость буферная							
4			1900; 1,3	13	17,0	33	72
Жидкость продавочная							
4			1900; 1,3	13	17,0	33	72

6. Заключительные работы

6.1. После спада давления извлечь из скважины подземное оборудование и замерить забой.

6.2. При наличии песчаной пробки промыть скважину до глубины 2000 м.

6.3. Произвести термокаротаж для установления профиля приемистости и места расположения трещины.

Спустить скважинное оборудование, освоить скважину и пустить в работу в соответствии с планом проведения КРС.

7. Ожидаемые технико-экономические показатели ГРП

7.1. Ожидаемый дебит жидкости после ГРП 34,7 м³/сут.

7.2. Ожидаемая дополнительная добыча нефти 2,2 тыс. т.

7.3. Продолжительность процесса ГРП (по п. 5 плана) 1,7 ч.

7.4. Стоимость ГРП (по п. 5 плана) 20,95 тыс. руб., а всего с учетом стоимости капремонта скважины 40,77 тыс. руб.

7.5. Ожидаемый экономический эффект 69,42 тыс. руб.

8. Ответственность за проведение работ и их безопасность

8.1. Мастер бригады по добыче нефти по п. 3.2.

8.2. Мастер бригады КРС по п. 3.1, 6.

8.3. Мастер бригады ГРП по п. 2, 3.3–3.6, 4, 5.

Ведущий инженер ЦКРС.

Ведущий геолог ЦКРС.

11.6. ОПЫТ ПРИМЕНЕНИЯ ГРП НА СКВАЖИНАХ ПРЕДКАРПАТЬЯ

Гидравлический разрыв пласта – наиболее эффективный и широко распространенный метод обработки призабойной зоны скважин. Однако на начальном этапе внедрения этого процесса встречается множество затруднений, обусловленных отсутствием в нефтепромысловой практике опыта проведения его в данных условиях. Поэтому необходимо уделять большое внимание промысловым исследованиям процесса, накоплению промысловых данных и их анализу.

Совершенствование и выбор оптимальных технологических схем ГРП целесообразно осуществлять на основе обобщения опыта вскрытия пласта, разработки залежей и с учетом анализа результатов предыдущих операций ГРП.

Большой опыт эффективного применения ГРП маловязкими жидкостями вязкостью от 1 до 200 мПа·с, такими как вода, вода с добавкой полимеров, водонефтяная эмульсия, загущенные жидкостями на нефтяной основе, накоплен на месторождениях Предкарпатья.

В рассматриваемых условиях успешно применяли ГРП с закреплением и без закрепления трещин.

Ниже обобщен опыт ГРП в Долинском нефтепромысловом районе, проведены сопоставления различных технологических схем и даны оценки влияния параметров процессов на их результаты.

11.6.1. ГИДРАВЛИЧЕСКИЙ РАЗРЫВ БЕЗ ЗАКРЕПЛЕНИЯ ТРЕЩИН

До последнего времени ГРП без закрепления трещин не нашел широкого применения, по-видимому, ввиду того, что на промыслах его часто смешивают с малоэффективными процессами, проводимыми при низких давлениях и расходах, – продавливанием водой или нефтью.

В соответствии с существующими представлениями при использовании процессов без закрепления трещин (продавливанием или ГРП) на забое должны создаваться давления, достаточные для раскрытия естественных трещин. Объемы и расходы нагнетаемой воды или нефти должны обеспечить создание в открывшихся трещинах скоростей, достаточных для переноса загрязняющего их материала внутрь пласта. Возможно также изменение формы поверхности трещин, предупреждающее полное смыкание их после снижения давления.

В качестве дополнительного фактора, способствующего успешности ГРП без закрепления трещин и предупреждающего полное смыкание их после снижения избыточного давления в скважине, следует учитывать необратимую деформацию горных пород.

По результатам лабораторных исследований установлено необратимое снижение (гистерезис) проницаемости песчаников Долинского месторождения вследствие неупругих деформаций при последовательном повышении и снижении внешнего давления сжатия, которое как бы имитирует горное давление. Поэтому выявление гистерезиса проницаемости при таких исследованиях, по-видимому, можно применять в качестве критерия, удобного для оценки возможности остаточного раскрытия трещин после снижения давления и успешного применения ГРП без закрепления трещин. Доказательством наличия остаточного раскрытия трещин после ГРП без песка может служить и то, что при последовательно проведенных на тех же скв. 278 Д и 602 Д ГРП без закрепления трещин песком и с закреплением установлено, что последние не способствовали увеличению дебита или приемистости скважин. В случае последовательного проведения на скв. 225 Д продавливания и ГРП с песком последний был эффективнее. Вместе с тем повторные ГРП без закрепления трещин малоэффективны.

На рис. 11.16 показано влияние параметров процессов на результат обработки без закрепления трещин по данным 130 ГРП и продавливаний.

Анализ влияния средних параметров на результат процесса показывает,

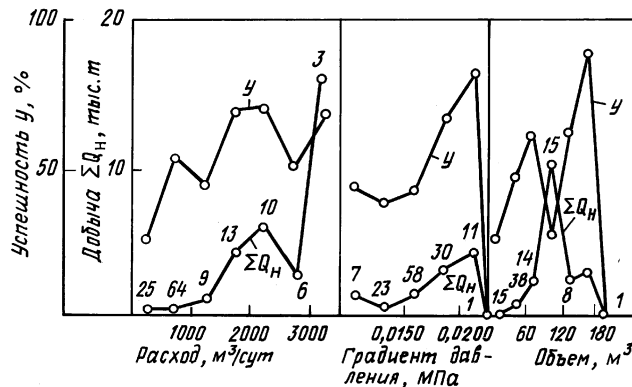


Рис. 11.16. Влияние параметров процессов на результаты ГРП без закрепления трещин:
 ΣQ_n – средняя дополнительная добыча на один успешный процесс. Цифрами обозначено количество ГРП (вес) на данном режиме

что увеличение расхода до 1750 м³/сут и градиента давления до 0,0185 МПа/м по сравнению с расходом 750 м³/сут и градиентом давления 0,0140 МПа/м вызывает десятикратное увеличение прироста добычи. Такое резкое изменение результатов воздействия на пласт можно объяснить только изменениями в призабойной зоне, которые имеют место при ГРП, но отсутствуют при продавливании. Поэтому значения параметров 0,0185 МПа/м и 1750 м³/сут, по-видимому, близки к минимальному пределу градиента давления и расхода при ГРП, обеспечивающему достаточное развитие трещин и их очистку в данных условиях. С дальнейшим ростом расхода и давления эффективность процессов еще больше возрастает. Что касается выбора оптимального объема жидкости для таких процессов, то нижним пределом его в Предкарпатье можно считать 100 – 120 м³.

Рассмотрение условий проведения успешных и неуспешных ГРП показало, что они практически не отличались. Следовательно, можно предположить, что на успешность процессов существенно влияют место расположения раскрывающихся трещин и степень ухудшения проницаемости в призабойной зоне.

Поэтому для повышения успешности процессов следует шире практиковать проведение поинтервальной обработки и обязательно исследовать состояние призабойной зоны.

Намного большее различие отмечается в результатах ГРП с закреплением и без закрепления трещин песком в нагнетательных скважинах. Последние были успешными только в скважинах с низкой начальной приемистостью. Причиной этого является, очевидно, то, что при закачке воды на Долинских месторождениях происходит раскрытие трещин, соизмеримое с величиной остаточного раскрытия их при снижении давления. Поэтому применение ГРП с закреплением трещин в водонагнетательных скважинах более эффективно.

Средняя стоимость ГРП без закрепления трещин в разные годы в 1,5 – 2,0 раза меньше стоимости ГРП с закреплением (2,0–3,0 тыс. руб).

11.6.2. ГИДРАВЛИЧЕСКИЙ РАЗРЫВ ПЛАСТА С ЗАКРЕПЛЕНИЕМ ТРЕЩИН

ГРП с закреплением трещин в Предкарпатье применяется 40 лет и является одним из основных способов увеличения производительности скважин.

На ранней стадии разработки месторождений ежегодно проводилось 40 – 50 ГРП в нефтяных скважинах. Средняя дополнительная добыча нефти составляла 4500 т на один ГРП при успешности 60 %. В 80-е годы обводненность продукции увеличилась и средняя дополнительная добыча на один ГРП снизилась до 1000 т, а в 90-е годы еще ниже – до 400 т на одну скважино-операцию. Таким образом, ГРП маловязкими жидкостями с песком наиболее эффективно применяли на ранней стадии разработки месторождений.

Основное внимание при исследовании ГРП с закреплением трещин уделялось изучению влияния количества песка, объема и расхода жидкости, а также давления закачки на результат процесса.

Результаты проведенных предварительных расчетов и анализ опыта ГРП с закреплением трещин показали возможность использования в скважинах с пластовым давлением, близким к гидростатическому, особенно в скважинах, выходящих из бурения, для создания трещин маловязких, хорошо фильтрующихся жидкостей – нефти или воды и загущенной нефти.

О значительных размерах трещин, раскрывающихся при ГРП с использованием маловязких жидкостей, можно судить по количеству закачанного песка. Например, в скв. 260 Д закачано при использовании воды в качестве жидкости-песконосителя при двух последовательных ГРП 17,9 т песка, в скв. 604 Д – 9,4 т, в скв. 602 Д – 7,1 т, в скв. 549 – 10,5 т и т.д. Радиус двухсторонней вертикальной трещины, закрепленной 10 т песка, будет достигать 50 м.

В 1985–1993 гг. проведено 37 ГРП, при которых в пласт вводили иногда 12–96 т песка. Установлено, что увеличение его количества более 24 т не привело к увеличению объема дополнительной добычи нефти.

При сравнении средних показателей эффективности ГРП в зависимости от количества закачанного в пласты песка отмечено, что при одинаковых количествах песка эти показатели оказались значительно лучшими для ГРП, в процессе которых замечено снижение давления. При этом по эффективным и неэффективным ГРП параметры процессов находятся в одних и тех же пределах, т.е. эффективность связана с раскрытием трещин в продуктивной части пласта.

Наибольшие приросты приемистости и количества дополнительно добытой нефти получены по ГРП, где количество закачиваемого песка составляет от 5 до 24 т. Дальнейшее увеличение количества закачиваемого песка не приводит к повышению этих показателей, но способствует росту числа эффективных оперативных операций. С повышением расхода показатели эффективности значительно улучшаются, однако величина градиента давления при этом не является определяющей.

В 1996–1998 гг. в Предкарпатье успешно внедряется новая технология мощных гидравлических разрывов пласта (НГРП) с применением комплекта насосного оборудования фирмы “Стюарт и Стивенсон” и гелей по рецептуре фирмы “Клеарвотэ”, а закрепление трещин осуществляется 5–7 т пропанта с концентрацией его в гелях до 500 кг/м³. Особенностью технологии, определяющей более высокую проводимость вертикальных закрепленных трещин, является их большая ширина и большее количество пропанта на единицу площади закрепленной трещины. Дополнительная добыча по некоторым МГРП по новой технологии в 3–4 раза больше, чем обычных ГРП в тех же условиях, и достигает 1,2–1,5 тыс. т на один процесс.

Проектирование и технология процессов МГРП значительно отличаются от описанных в этой главе и являются предметом отдельного исследования, которое мы намерены выполнить в дальнейшем.