

6

ВТОРИЧНОЕ ВСКРЫТИЕ ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ

Вскрытие продуктивных пластов проводится дважды: первичное – в процессе бурения, вторичное – перфорацией после крепления скважины обсадной колонной. Вскрытие пласта перфорацией в обсаженных скважинах – одна из наиболее важных операций при их строительстве, поскольку от нее зависит дальнейший успех испытания и получения притока пластового флюида.

В общем случае при вторичном вскрытии пластов перфорацией необходимо преодолеть слой скважинной жидкости (5–10 мм), стенку стальной трубы (6–12 мм), толщину цементного камня (в зависимости от фактического диаметра скважины 25–50 мм и более), а также толщину зоны призабойной закупорки коллектора, которая в зависимости от типа коллектора и влияния на него отрицательных факторов вскрытия бурением может находиться в пределах от 40–50 до 100–150 мм и более. Таким образом, главное предназначение процесса перфорации – преодолеть указанные препятствия и установить гидродинамическую связь со скважиной, а также обеспечить эффективность проведения различных мероприятий по интенсификации притоков и увеличению проницаемости призабойной зоны. Для перфорации используют стреляющие и гидропескоструйные перфораторы. За последние годы находят все более широкое применение сверлильные перфораторы и различные прорезающие приспособления, позволяющие образовывать в обсадных колоннах и цементном камне разные щели. В практике находят применение химическое растворение алюминиевых или медных втулок, устанавливаемых в той части обсадной колонны, которая размещается в интервале залегания продуктивных отложений.

6.1. ПУЛЕВАЯ ПЕРФОРАЦИЯ

Пулевые перфораторы представляют собой короткоствольные пушечные системы, в которых пули разгоняются по стволу за счет энергии расширения пороховых газов и, получив достаточную кинетическую энергию на выходе из нее, пробивают препятствие. В перфораторах типа АПХ, ПБ, ППМ, еще недавно применявшихся, оси стволов направлены перпендикулярно оси перфоратора, а следовательно, и скважины. В этих перфораторах длина ствола, в котором пули разгоняются под давлением пороховых газов, очень ограничена, поэтому кинетическая энергия пули на выходе из отверстия ствола недостаточна для получения в породе каналов большой длины. Новыми среди пулевых перфораторов являются перфораторы с вертикально-криволинейными стволами типа ПВН, в которых пули разгоняются по ство-

лам значительной длины, размещенным вдоль оси корпуса. При такой конструкции длина ствола увеличивается до 400–500 против 60–70 мм в перфораторах с горизонтальным размещением стволов, а скорость пули на выходе из дула достигает 900–1000 м/с. Поскольку масса пули в перфораторах типа ПВН в 4–5 раз выше массы пуль, применяемых в перфораторах типа АПХ, ПБ, ППМ, то кинетическая энергия, которую получает пуля на выходе из ствола, больше в 10 раз и достигает 4000 кН. Поэтому указанные перфораторы имеют пробивную способность, которую можно сравнить с пробивной способностью кумулятивных перфораторов такого же поперечного размера при отстрелах в породах средней прочности.

Для вторичного вскрытия применяются пулевые перфораторы залпового действия с вертикально-наклонными стволами ПВН90, ПВН90Т, ПВТ73, ПВК70 (диаметры 90, 73, 70 мм), которые могут спускаться в обсадную колонну с минимальным внутренним диаметром 117,5 и 98 мм. В перфораторах типа ПВН в двух взаимно перпендикулярных плоскостях попарно расположены четыре ствола. Для взаимного уравновешивания сил реакции парные стволы идут от общих пороховых камер навстречу друг другу.

Перфоратор ПВТ73 отличается двухствольной конструкцией, в которой пули разгоняются по противоположным направлениям. В одноканальном многосерийном перфораторе ПВК70 ствол проходит вдоль оси перфоратора и в нем используются пули с увеличенными диаметром и массой.

Длина канала, пробиваемого пулей в породе средней прочности, составляет 140 мм для ПВН90 и ПВН90Т, 180 мм для ПВТ73 и 200 мм для ПВК70. Учитывая, что пробивная способность пуль в значительно большей степени зависит от прочности породы, чем у кумулятивных струй, длина каналов в породах низкой и средней прочности, создаваемых пулевыми перфораторами, больше длины каналов, создаваемых кумулятивными перфораторами, а в породах выше средней прочности (50 Мпа) – наоборот, меньше. Поэтому целесообразнее применять пулевые перфораторы для вскрытия пластов, составленных слабощементированными, непрочными породами. Кроме того, благодаря интенсивному трещинообразованию при вхождении в породу пули эффективность вскрытия будет во многом зависеть от количества и длины трещин. С этой точки зрения большее предпочтение пулевым перфораторам следует отдавать при вскрытии сыпучих пород. Поскольку воздействие пулевого перфоратора на обсадную колонну несколько больше кумулятивного корпусного, применение его нежелательно при качественном цементировании обсадной колонны, при наличии близких водоносных горизонтов. Следует также учесть, что продуктивность работ с пулевыми перфораторами несколько ниже, чем с кумулятивными, так как за один спуск они могут вскрыть лишь до 2–3 м пласта с плотностью до пяти отверстий на 1 м.

6.2. КУМУЛЯТИВНАЯ ПЕРФОРАЦИЯ

Механизм образования кумулятивной струи следующий. При взрыве вещества в виде цилиндрического заряда происходит почти мгновенное превращение его в газоподобные продукты, которые разлетаются во все стороны в направлениях, перпендикулярных поверхности заряда. Суть эффекта кумуляции в том, что газоподобные продукты детонации части заряда, называемые активной частью и движущиеся к оси заряда, концентрируются в мощный поток, который называется кумулятивной струей (рис. 6.1). Если

углубление в заряде облицовано тонким слоем металла, то при детонации заряда вдоль ее оси образуется кумулятивная струя, состоящая не только из газоподобных продуктов, но и из размягченного металла, который выделяется из металлической облицовки. Имея очень высокую скорость в главной части (6–8 км/с), при ударе о твердую перепонку струя развивает такое давление, под воздействием которого наиболее прочные материалы разрушаются. Для большинства зарядов давление кумулятивной струи на перепонку составляет 20–30 ГПа, в то время как граница прочности горных пород в 400–600 раз меньше.

По гидродинамической теории кумуляции (М.А. Лаврентьев и Г.И. Покровский) длина пробитого канала в перепонке l_k не зависит от механической прочности материала перегородки, а определяется только соотношением плотностей материала струи ρ_c и перегородки ρ_n :

$$l_k = l_c \left(\frac{\rho_c}{\rho_n} \right)^{1/2}, \quad (6.1)$$

где l_c – длина кумулятивной струи, для большинства зарядов равна длине образовавшегося кумулятивного углубления.

Н.Г. Григорян уточнил эту формулу и привел ее к виду

$$l_k = l_c \left(\frac{\rho_c}{\rho_n} \frac{2\sigma_d}{\rho_n v_c^2} \right)^{1/2}, \quad (6.2)$$

где σ_d – динамическое значение прочности перепонки; v_c – скорость встречи струи с перепонкой.

Таким образом, длина канала в перегородке при проникновении в нее кумулятивной струи почти не зависит от прочности перегородки, благодаря чему кумулятивные перфораторы могут применяться для вскрытия пластов с наиболее прочными породами.

Формирование перфорационных каналов в пласте носит следующий характер. При разрушении металлической облицовки от детонации заряда в

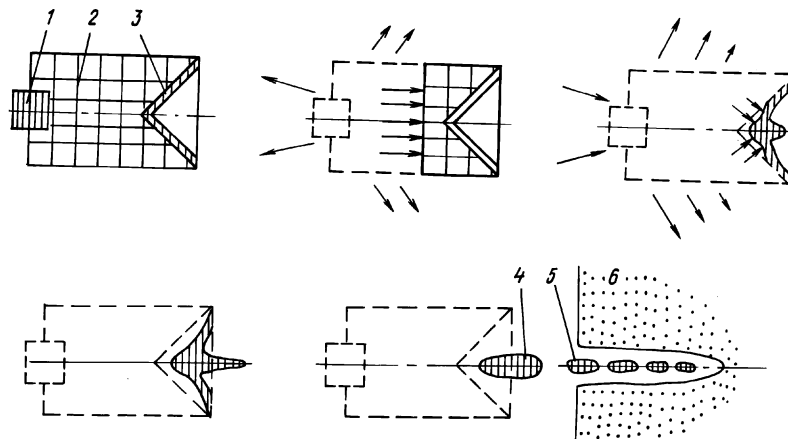


Рис. 6.1. Схема распределения кумулятивной струи:
1 – заряд; 2 – продукты детонации; 3 – металлическая облицовка; 4, 5 – кумулятивная струя; 6 – порода

кумулятивную струю переходит лишь 10 % ее массы. Остальная ее часть формируется в стержне сигароподобной формы, который называется пестом и движется со скоростью около 1000 м/с. Обладая меньшей кинетической энергией и большим диаметром, чем главная часть струи, пест может застрять в уже образовавшемся канале и частично или даже полностью закупорить его. Лабораторные эксперименты показывают, что около 15 % всех перфорационных каналов полностью закупорены застрявшим в обсадной колонне пестом. При проникновении струи в перепонку расширение канала происходит за счет бокового давления и инерционного движения среды от оси канала. Поэтому диаметр канала обычно больше диаметра собственно струи. Но за счет этих процессов происходит изменение структуры порового пространства породы в зоне вокруг перфорационного канала. При этом в зависимости от свойств породы и условий в скважине в момент перфорации может иметь место как уплотнение породы вокруг канала, так и его разрыхление. Это объясняется тем, что после прохождения волны сжатия в породе происходит смыкание порового пузыря в образовавшемся перфорационном канале. Вследствие этого обратная волна (волна растяжения) может вызвать зону разрушения породы, которая значительно превышает первичный размер канала, если прочность породы на растяжение мала. Так, при отстрелах по слабосцементированным песчаникам при среднем диаметре отверстия в породе 10 мм зона разрушения породы может достигать 20–35 мм. В случаях, когда порода имеет большой предел прочности на растяжение, происходит уплотнение породы вокруг канала с той или иной степенью уменьшения прочности.

Хотя кумулятивная струя имеет высокую температуру (900–1000 °С) плавления горной породы не происходит из-за чрезвычайно короткого времени образования канала (менее 100 мкс). Поэтому стенки канала не имеют следов плавления.

Для образования кумулятивной струи при взрыве заряда необходимое условие – отсутствие в кумулятивной полости заряда любой жидкости, иначе от взрыва заряда вместо кумулятивного эффекта будет иметь место фугасное действие. Поэтому кумулятивные заряды перфораторов изолируют от скважинной жидкости путем размещения их в индивидуальные герметические оболочки (бескорпусные перфораторы) или в общие герметические корпуса (корпусные перфораторы).

Корпусные кумулятивные перфораторы обеспечивают наименьшее нежелательное воздействие на обсадную колонну и затрубное цементное кольцо, так как основную часть энергии взрыва заряда воспринимает на себя корпус перфоратора. При этом в зависимости от особенностей корпуса перфораторы делятся на корпусные многоразового (ПК) и корпусные одноразового (ПКО) использования. В перфораторах типа ПК корпус воспринимает не только гидростатическое давление, но и многократные взрывные нагрузки, поэтому толщина его должна быть больше, чем в перфораторах типа ПКО. Это приводит к тому, что при одних и тех же габаритах перфоратора в ПК масса заряда меньше, чем в ПКО. Из перфораторов типа ПК наиболее распространены перфораторы ПК105ДУ, ПК85ДУ, ПК95Н, а из перфораторов типа ПКО – перфораторы ПКО89, ПКО73.

Бескорпусные кумулятивные перфораторы с зарядами в индивидуальных оболочках позволяют значительно ускорять проведение прострелочно-взрывных работ, так как за один спуск перфоратора может быть вскрыто 30 м пласта. Малогабаритными бескорпусными перфораторами можно вы-

полнять вторичное вскрытие пластов, спуская их внутрь насосно-компрессорных труб. Однако степень действия этих перфораторов на обсадную колонну и цементное кольцо значительно больше, чем при использовании корпусных перфораторов. Кроме того, после взрыва зарядов на забое остаются обломки от корпусов заряда и соединяющих деталей, которые позже могут привести к осложнениям при эксплуатации скважины.

Из корпусных полуразрушающихся перфораторов на промыслах наиболее распространены перфораторы в стеклянных оболочках ПКС80, ПКС105, ПКС65, из разрушающихся – перфораторы с зарядами в вылитых алюминиевых оболочках КПРУ65, ПР54.

Размеры перфорационных каналов, которые образуются при отстреле зарядов наиболее распространенных кумулятивных перфораторов в поверхностных условиях и при давлении 30 МПа по одинаковым целям с породой прочностью на одноосное давление 45 МПа, показаны на рис. 6.2.

В табл. 6.1–6.3 приведены классификация типов кумулятивных перфораторов, области применения стреляющих перфораторов и комплекс стреляющих перфораторов, рекомендуемых для вскрытия пластов.

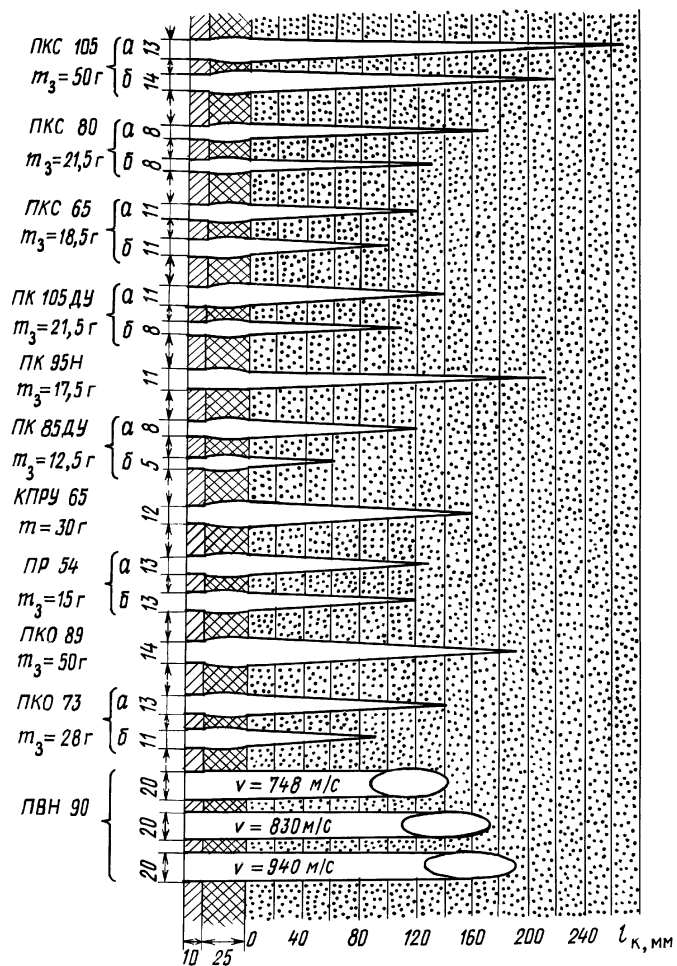


Рис. 6.2. Размеры перфорационных каналов при давлении атмосферном (☒) и 30 МПа (•)

Таблица 6.1

Классификация кумулятивных перфораторов

Класс	Тип	Марка	Особенности
Корпусные	Многоразового использования	ПК	С зарядами в бумажных оболочках
		ПК-10×4	Четырехстороннего действия
		ПКДУ	С повышенной термобаростойкостью
		ПКН	С зарядами повышенной пробивной способности и проходимости в цинковых оболочках
	Одноразового использования	ПКО	Секционные с корпусной трубой
		ПКОТ	С опорными трубами и повышенной термобароустойчивостью
		ПКОС	С опорными втулками
		ПКН	Спускаются на НКТ
Бескорпусные	Частично саморазрушающиеся	ПКС	То же с повышенной термобаростойкостью С зарядами в стеклянных оболочках
		Ленточные	ПКС-Т
	Штанговые	ПРВ	Для водяных скважин большого диаметра
		ПРГ	То же для газовых скважин
	Полностью разрушающиеся нераскрываемые	КПРУ	С зарядами в алюминиевых оболочках, усовершенствованные
		ПР	То же с вмонтированной системой детонации, спускаются через НКТ или бурильные трубы с минимальным внутренним диаметром 50–62 мм
	Полностью разрушающиеся раскрываемые	ПКР	

Таблица 6.2

Области применения стреляющих перфораторов

Класс	Тип	Шифр	Области и условия применения
Корпусные кумулятивные перфораторы	Многоразового использования	ПК, ПКДУ, ПКН, ПК-10×4	Вскрытие пластов: 1) сравнительно небольшой толщины на средних глубинах; 2) при угрозе недопустимого повреждения обсадной колонны и затрубного цементного камня; 3) когда нежелательно оставлять в скважине остатки от перфоратора и зарядного комплекта; 4) при высоких температурах и давлениях, при которых бескорпусные кумулятивные перфораторы не применяются
		ПКО	Вскрытие пластов: 1) при угрозе недопустимого повреждения обсадной колонны и затрубного цементного камня; 2) когда нежелательно оставлять в скважине остатки от перфоратора и зарядного комплекта; 3) при высоких температурах и давлениях, при которых бескорпусные кумулятивные перфораторы не применяются
	Одноразового использования	ПКОТ, ПКОС	Вскрытие пластов большой толщины на средних глубинах Вскрытие пластов на больших глубинах при значительных давлениях
		ПКОС-38, ПКОС-48	Прострел бурильных, обсадных или насосно-компрессорных труб при необходимости восстановления циркуляции жидкости в скважине

Продолжение табл. 6.2

Класс	Тип	Шифр	Области и условия применения
		ПНК, ПНКТ	Вскрытие пластов при созданной депрессии на пласт и герметизированном устье скважины (без применения кабеля и лубрикаторов)
	Многоразового использования с зарядами четырехстороннего действия	ПК103-10×4 ПК85×10×4	Прострел густой сетки отверстий в обсадной колонне при проведении изоляционных работ в скважине
Бескорпусные кумулятивные перфораторы	Частично разрушающиеся: ленточные штанговые	ПКС, ПКС-Т ПРВ, ПРГ	Вскрытие пластов: 1) мощных, когда допускаются деформации (без разрушения) обсадной колонны и затрубного цементного камня; 2) под колонной НКТ или при герметизированном устье скважины (с лубрикатором); 3) при искривлении, слипании узких проходных разрезов в колоннах труб; 4) с низкими температурами и давлениями
	С поднимающимся каркасом	ПКС, ПКС-Т	Вскрытие пластов: 1) мощных; 2) когда нежелательно оставлять в скважине стекла оболочек, зарядов и другие детали перфораторов
	Полностью разрушающиеся: нераскрывающиеся раскрывающиеся	 КПРУ, ПР ПКР	 Вскрытие пластов: 1) мощных, когда допускаются деформации (без разрушения) обсадной колонны и затрубного цементного камня; 2) под колонной НКТ или при герметизированном устье скважины (с лубрикатором); 3) при искривлении, слипании узких проходных разрезов в колоннах труб; 4) с низкими температурами и давлениями Прострел бурильных, обсадных и насосно-компрессорных труб с целью восстановления циркуляции жидкости в скважине
Пулевые перфораторы	С вертикальнокриволинейными стволами	ПВН, ПВК, ПВТ	Вскрытие пластов: 1) представленных малопроницаемыми породами ниже средней прочности; 2) с сильно загрязненной призабойной зоной
	С горизонтальным размещением стволов	АПХ, ППМ ПБ	Вскрытие пластов: 1) представленных слабосцементированными песчанками, через одну колонну труб при нормальной толщине затрубного цементного камня (при отсутствии заполненных цементом каверн); 2) вскрытие после прострела стенок скважины кумулятивными перфораторами пластов, представленных породами средней твердости, особенно перед ГРП, солянокислотной обработкой, так как дополнительная стрельба пулями может привести к образованию в породе трещин, которые объединят каналы, созданные пулями и кумулятивными струями
Торпедные перфораторы	С горизонтальным размещением стволов залпового действия	ТПК, ТПМ	Вскрытие пластов, составленных малопроницаемыми породами средней прочности, в которых целесообразно создать каверны и трещины с целью повышения проницаемости прискважинной зоны пласта

Таблица 6.3

Основные технические характеристики стреляющих перфораторов, рекомендуемых для вскрытия пластов

Параметры	Кумулятивные перфораторы								Пулевые перфораторы ПВКТ70, ПВТ73
	Корпусные				Бескорпусные				
	ПК85ДУ, ПК105ДУ	ПК80Н, ПК95Н	ПНКТ73, ПНКТ89	ПКО73, ПКО98	ПКОТ73, ПКОТ879	ПКСУЛ80, ПКСУЛ80-1, ПКС105У	ПР43, ПР54	КПРУ65	
Максимальное гидростатическое давление, МПа	80	120	100	45(сталь Е") 70	120 (сталь Е")	50; 80	80	80	100
Максимальная температура, °С	180; 200	200	170	180; 200	180; 200	100; 150	150	150	200
Минимальное гидростатическое давление в скважине, МПа	-	-	10	20(ЗПКО73) 10(ЗПКО73Е) 20(ЗПКО89) 10(ЗПКО89Е)	40 50	10 10	-	-	-
Минимальный внутренний диаметр обсадной колонны (или НКТ) для малогабаритных перфораторов, мм	98 118	96 118	96 118	96 118	96 118	96 118	50 62	76	98
Число труб в интервале перфорации	$\frac{1}{1-2}$	1-3	1-3	1-3	1-3	1-3	$\frac{1}{1-2}$	1-2	1-3
Репрессия ("+")	+	-	-	+	+	+	-	-	+
Депрессия ("-")	-	+	+	-	-	-	+	+	-
Максимальное число зарядов, отстреливаемых на спуск	20	20	250*	60(100 °С) 20(100 °С)* 45(100 °С)* 15(100 °С)	40(100 °С) 20(100 °С)* 30(Т 100 °С)* 15(Т 100 °С)	100*	100	300	12 10
Максимальная плотность за спуск, отверстие/м	12	12	6	10 6(ЗПКО89) *10(ЗПКОО89Е)	10	6 11 6 275	10	8	2
Полная длина** канала в комбинированной мишени при твердости породы (не менее) 700 МПа, мм	95 145	185 255	155 250	155 250	155 250	165 165 275	120 150	200	
Средний диаметр канала, мм (не менее), при твердости породы 700 МПа	3 8,5	10 12	11 12	11 12	11 12	8 8 12	8 10	9	25 20

*Максимальное число зарядов, отстреливаемых за спуск, для перфораторов типа ПКСУЛ, ПКС, ПНКТ, ПКО и ПКОТ должно устанавливаться в зависимости от геолого-технических условий в скважине, состояния колонны и цементного камня, качества корпусов и средств взрывания. При минимально допустимых зазорах между перфоратором и обсадной колонной и (или) низком качестве корпусов и средств взрывания максимальное число одновременно отстреливаемых зарядов должно быть уменьшено и устанавливается в каждом конкретном случае.

**Комбинированная мишень состоит из стальной (ст. 3) пластины толщиной 10 мм, цементного камня толщиной 20 мм и искусственного песчаника с твердостью по штампу не менее 700 МПа.

6.3. ПЕРФОРАЦИЯ ПРИ ДЕПРЕССИИ НА ПЛАСТ

Эта перфорация является сегодня наиболее прогрессивным способом вторичного вскрытия пласта, так как в момент создания перфорационных каналов под воздействием больших градиентов давлений возникает интенсивный приток нефти или газа из пласта в скважину, вследствие чего происходит самоочистка перфорационных каналов и породы в призабойной зоне. Одновременно процесс вторичного вскрытия пластов совмещается с процессом вызова притока нефти или газа. Эта перфорация сегодня совершается по двум вариантам.

По первому варианту применяют перфораторы типа КПРУ65, ПР54, ПР43. До спуска перфоратора скважину оборудуют колонной НКТ, а на устье монтируют фонтанную арматуру. На месте буферного патрубка устанавливается лубрикатор – устройство, позволяющее спускать и поднимать в работающей скважине любые приборы при наличии давления на устье.

Снижением уровня раствора в скважине, заменой на более легкий раствор, полным удалением раствора из скважины и заполнением ее воздухом, природным газом или азотом создается необходимый перепад между пластовым и забойным давлениями. В скважину через лубрикатор необходимой длины (максимальное число кумулятивных зарядов перфораторов, спускаемых одновременно, не должно превышать 150–300) на каротажном кабеле спускают малогабаритный перфоратор с установкой его напротив интервала, который надо перфорировать (рис. 6.3). После срабатывания перфоратора пласт начинает сразу же себя проявлять и происходит интенсивный процесс очищения перфорационных каналов и породы пласта вокруг скважины. В высокопродуктивных нефтяных и особенно в газовых добывающих скважинах по мере заполнения ствола скважины пластовым флюидом происходит интенсивный рост давления на устье. Конструкция лубрикатора позволяет вывести каротажный кабель из скважины, а при необходимости можно опять спустить его в скважину для дострела необходимого интервала.

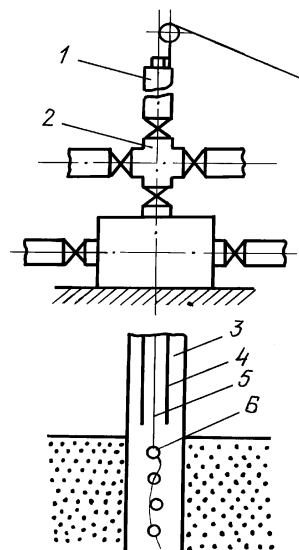
При использовании малогабаритных перфораторов кумулятивной струе приходится преодолеть большое расстояние до удара с перегородкой – обсадной колонной (табл. 6.4), причем известно, что длина канала зависит и от толщины слоя жидкости (рис. 6.4). Поэтому наибольший эффект получают от применения таких перфораторов в газовой среде.

Так, на месторождениях Северного Кавказа вследствие вскрытия при депрессии в газовой среде перфораторами ПР54 обеспечивается увеличение дебитов скважин в 2–3 раза и сокращение времени освоения скважин в среднем на 8 сут по сравнению с вскрытием пластов при репрессии даже намного более мощными перфораторами типа ПК и ПКО. Аналогичные результаты с использованием перфораторов типа ПР получены на Украине.

Недостатком разрушающихся перфораторов яв-

Рис. 6.3. Схема спуска в скважину малогабаритного перфоратора:

1 – лубрикатор; 2 – крестовина; 3 – обсадная колонна; 4 – НКТ; 5 – кабель; 6 – перфоратор



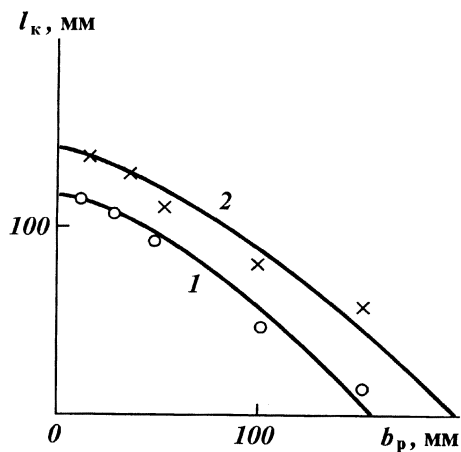


Рис. 6.4. Зависимость длины кабеля l_k от толщины слоя жидкости b_p :
1 – в воде; 2 – в газовой среде

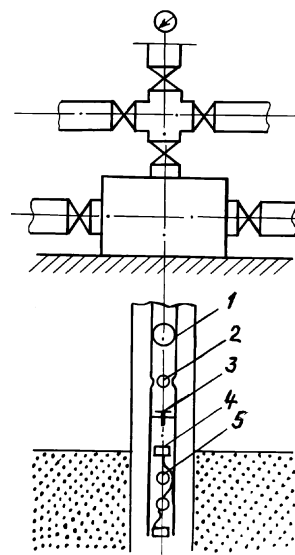


Рис. 6.5. Схема выполнения работ перфоратором, спускаемым по трубам (типа ПНК):
1 – резиновый шар; 2 – циркуляционный клапан; 3 – ударно-накольный механизм; 4 – приспособление инициирования зарядов; 5 – перфоратор

ляется то, что они засоряют забой стеклами оболочек заряда обойм, плотность которых (пластмассовых – 1400 кг/м^3 , алюминиевых – 2700 кг/м^3) сравнима с плотностью утяжеленных буровых растворов, с использованием которых иногда выполняется вскрытие. Это приводит к тому, что они могут остаться в зоне перфорации, создать пробку в НКТ или забить устьевой штуцер. Так, только 1 м перфорации приводит к тому, что обсадная колонна с внутренним диаметром 125 мм заполняется стеклами на высоту 120–140 мм. Поэтому необходимо иметь зумпф в скважине или специально удалять из скважин продукты разрушения перфораторов.

По второму варианту перфорации используются перфораторы, спускаемые в скважину на НКТ. Это корпусные перфораторы одноразового действия типа ПКО, срабатывающие от механизма ударного действия при нажиме на него резинового шара, вбрасываемого в колонну труб с поверхности и даль-

Таблица 6.4

Минимально допустимые зазоры между стреляющим перфоратором и стенкой обсадной колонны

Тип перфоратора	Диаметр или поперечный габарит перфоратора, мм	Плотность жидкости в скважине, кг/м^3	Минимальные зазоры, мм
ПК	800–105	<1300	13
		1300–1500	15
ПКО, ПКОТ	73–89	$\leq 1500 > 1500$	22
		1500/23	23
			25
ПО	43–54	≤ 1000	7–8
КПРУ	65	>1000	11
ПВКТ, ПВТ	70–73	800–2300	23

ше движущегося вниз под воздействием потока жидкости. Такие перфораторы имеют шифр ПНКТ89 и ПНКТ73. Эти перфораторы снабжены приспособлениями для передачи детонации от секции к секции, что позволяет соединять их друг с другом для одновременного вскрытия пласта толщиной 50 м и более. После срабатывания перфоратора и создания гидродинамической связи пласта и скважины отстрелянный корпус перфоратора остается в скважине, если она работает фонтанным способом. Схема проведения работ таким перфоратором изображена на рис. 6.5.

Таким образом, перфорация совершается в следующем порядке. В скважину, заполненную промывочной жидкостью, спускают колонну НКТ, в нижней части которой напротив продуктивной части пласта размещен перфоратор ПНКТ.

Устье скважины оборудуют фонтанной арматурой на необходимое давление. Путем удаления части жидкости из скважины или заменой ее на более легкую создают заранее выбранную депрессию на пласт, при этом давление на забое должно быть не менее 5 МПа. Через устьевую задвижку внутрь НКТ бросают резиновый шар, который потоком жидкости, подаваемой в трубы, двигается в НКТ до механизма ударно-накольного действия, от которого срабатывает приспособление инициации зарядов. После перфорации нефть или газ из пласта поступает в колонну НКТ через отверстия в корпусе ПНКТ, образовавшиеся после срабатывания зарядов, или через специальные циркуляционные окна, размещенные выше перфоратора.

Таким образом, эти перфораторы являются единственными, для спуска которых в скважину не используется кабель. Их целесообразно применять в скважинах с большим углом наклона ствола, где спуск перфоратора на кабеле затрудняется. В частности, в горизонтальных скважинах это один из наиболее реальных и эффективных методов перфорации.

Указанные перфораторы очень эффективны и в том случае, когда надо выполнить вторичное вскрытие в условиях многоколонных конструкций, где требуется повышенная пробивная способность зарядов.

На Украине имеется большой опыт использования этих перфораторов. Так, на скв. 13р Новомыколаевка с песчаника на глубине 2751–2746 м после его вскрытия перфоратором ПКС105 при репрессии в среде обычного бурового раствора не был получен приток из пласта. После перфорации при помощи ПНКТ89 при депрессии получен фонтанный дебит газа 95 тыс. м³/сут.

В скв. 117 Уренгойская (Тюменская область) из пласта сеноманского яруса, перекрытого двумя колоннами, получен приток газа около 1,5 млн. м³/сут после перфорации при помощи ПНКТ при депрессии, в то время как при использовании других перфораторов установить связь пласта со скважиной не удавалось. На скв. 749 и 903 (Западная Туркмения) после проведения перфорации ПНКТ коэффициенты продуктивности скважин оказались в 2 раза больше, чем в аналогичных скв. 190, 191 и 192, которые вскрывались с применением серийной технологии перфораторами типа ПКО. Перфораторы ПНКТ рекомендуются для вскрытия части пласта любого размера, независимо от искривления скважин, качества цементной оболочки и аномальности пластового давления. Запрещается применять перфораторы типа ПНКТ в следующих случаях:

если после перфорации необходимо спускать в скважину глубинные приборы через НКТ в интервал перфорации;

если в процессе вызова притока ожидается вынос песка из пласта или больших объемов твердой фазы;

при вскрытии пластов, вмещающих в себя нефть с агрессивными компонентами (углекислый газ, сероводород).

Перфораторы типа ПР и КПРО нецелесообразно применять в следующих случаях:

при вскрытии приконтактных зон (газонефтяных, водонефтяных);

при наличии двух колонн в интервале перфорации;

при заполнении интервала перфорации буровым раствором с твердой фазой;

при вскрытии пластов, вмещающих вместе с нефтью агрессивные компоненты (углекислый газ, сероводород).

6.4. ПЕРФОРАЦИЯ ПРИ РЕПРЕССИИ НА ПЛАСТ

При репрессии следует вскрывать объект, пластовое давление в котором равно гидростатическому или выше него независимо от местонахождения интервала перфорации, в том числе и в приконтактных зонах (ВНК, ГНК), а также при наличии в нефти агрессивных компонентов.

При вскрытии пластов под репрессией необходимо обеспечить безопасность проведения работ и предупреждение проникновения жидкостей из скважины в пласт. Гидростатическое давление столба жидкости, заполняющего скважину, должно превышать пластовое на следующую величину:

10–15 % для скважин глубиной до 1200 м, но не более 1,5 МПа;

5–10 % для скважин глубиной до 2500 м (в интервале от 1200 до 2500), но не более 2,5 МПа;

4–7 % для скважин глубиной более 2500 м (в интервале от 2500 до проектной глубины), но не более 3,5 МПа.

Перед проведением перфорации в скважину спускают НКТ с промывкой до искусственного забоя. Устье скважины оборудуют противовыбросовым оборудованием.

Таблица 6.5

Породы	Проницаемость, мкм ²	Плотность перфорации, отверстие на 1 м	
		при депрессии	при репрессии
Слабоуплотненные песчано-алевролитовые породы с глинистым цементом	0,1	6	12
	0,1	10–12	12–18
	0,001	18–20	18–20
Уплотненные песчано-алевролитовые породы с кварцевым и карбонатно-глинистым цементом	0,001	18–20	20–24
	0,01	18–20	18–20
Карбонатные породы, аргиллиты и другие, в которых отсутствует трещиноватость	0,01	18–20	18–20
Сильно уплотненные песчаники, алевролиты, известняки, доломиты, мергели, другие породы с развитой трещиноватостью	0,01	20–24	20–24
Тонкослоистые	–	20	20–24

Перфорацию следует проводить не более чем двумя спусками перфораторов в один и тот же интервал. В зонах ВНК и ГНК перфорацию разрешается выполнять только раз. Оптимальная плотность перфорации должна обеспечивать максимально возможную гидростатическую связь скважины с продуктивным пластом, а также сохранение обсадной колонны и цементного кольца за пределами зоны перфорации.

Оптимальная плотность перфорации определяется фильтрационно-емкостными свойствами пласта, его однородностью и прочностью, расстоянием от ВНК и ГНК, а также способом перфорации.

Рекомендуемая плотность перфорации зарядами ЗПК105, ЗПКС80 приведена в табл. 6.5.

При использовании перфораторов с повышенной пробивной способностью, соответствующих ПКО-89, плотность перфорации может быть уменьшена на 50 %.

6.5. ВЫБОР ТИПОРАЗМЕРА ПЕРФОРАТОРА

Типоразмер перфоратора выбирают на основании ведомостей о состоянии цементной оболочки эксплуатационной колонны, обсадных труб, свойств жидкостей, заполняющих скважину, наличии препятствий в трубах, положении ВНК и ГНК относительно объекта, который предполагается перфорировать, количестве колонн, перекрывающих пласт, термобарических условиях в скважине и толщине пласта.

Сначала выбирают группу перфораторов, которая может быть применена в данных термобарических условиях в скважинах (см. табл. 6.2, 6.3). Из выбранной группы последовательно исключают перфораторы, которые не рекомендуют по следующим причинам:

- неудовлетворительного состояния цементной оболочки, близкого размещения ВНК или ГНК;

- недостаточных зазоров между перфоратором и стенкой обсадных труб (см. табл. 6.4);

- большого угла наклона скважины (все перфораторы, спускаемые на кабеле, имеют малую проходимость при значении угла искривления скважины больше 0,7 рад);

- содержания в пластовом флюиде агрессивных компонентов (углекислого газа, сероводорода);

- необходимости спуска глубинных приборов в интервал перфорации без поднятия НКТ после проведения прострелочно-взрывных работ;

- возможности выноса из пласта больших количеств песка, твердой фазы бурового раствора.

Из оставленных перфораторов выбирают наиболее продуктивные и с большой пробивной способностью с учетом следующих особенностей:

- в случае неудовлетворительного состояния цементной оболочки и при вскрытии приконтактных зон могут быть использованы корпусные перфораторы типа ПНКТ, ПК, ПКО, ПКОТ (см. табл. 6.3);

- при вскрытии пластов, насыщенных агрессивными флюидами, перфорация обыкновенными перфораторами может выполняться только при репрессии;

- для некоторых перфораторов существует минимальное значение гидростатического давления, начиная с которого они могут применяться;

пулевые перфораторы с вертикально-криволинейным стволом ПВКТ70, ПВТ73 образуют повышенный диаметр канала, вследствие чего улучшается вскрытие в коллекторах, представленным чередованием плотных пород;

бескорпусные перфораторы (ПКС) обеспечивают высокую продуктивность и могут применяться в случаях, когда требуется полное сохранение колонн и цементной оболочки за пределами интервала перфорации;

нефтеносные, продуктивные пласты, отдаленные от водоносных и газоносных пластов и от ВНК и ГНК менее чем на 10 м, вскрываются корпусными перфораторами плотностью не более 12 отверстий на 1 м.

Особенности применения перфораторов типа ПНК и ПР изложены выше.

6.6. СПЕЦИАЛЬНЫЕ ЖИДКОСТИ ДЛЯ ПЕРФОРАЦИИ СКВАЖИН

Кольматация перфорационных каналов значительно влияет на гидродинамическую связь скважины с продуктивным пластом. Однако сегодня на месторождениях в странах СНГ более 90 % объема работ по вторичному вскрытию пластов проводится кумулятивной перфорацией в условиях превышения давления на забое скважины над пластовым. При этом по ныне действующим техническим правилам ведения буровых работ перед перфорацией требуется заполнять эксплуатационную колонну таким буровым раствором, который применялся при первичном вскрытии пластов, что приводит к необратимому загрязнению призабойной зоны пластов. За рубежом давно уже отказались от проведения перфорационных работ в среде бурового раствора и используют для этих целей специальные растворы (СР) без твердой фазы или жидкости, вмещающие в себя кислоторастворимые наполнители.

Технология вторичного вскрытия пластов путем кумулятивной перфорации в наше время прошла три этапа развития.

На первом этапе кумулятивную перфорацию проводили в среде бурового раствора. Данные исследований однозначно свидетельствуют, что в этих условиях имеет место кольматация глинистыми частицами перфорационных каналов, вследствие чего их пропускная способность уменьшается в 2 раза и более. Однако такая технология сегодня применяется на большинстве месторождений, чем наносится значительный ущерб народному хозяйству.

Второй этап развития технологии вторичного вскрытия характеризуется использованием в качестве перфорационной среды специальных растворов без твердой фазы. Из таких жидкостей наиболее широкое применение нашли водные растворы солей, полимерные соляные растворы на углеводородной основе (РУО) и некоторые другие.

При использовании СР при вторичном вскрытии пластов получают более позитивный результат по сравнению с перфорацией в среде глинистого раствора. Однако при этом не исключается кольматация пласта взвешенными частицами, которые попадают в СР во время его приготовления, транспортирования и закачивания в скважину.

Основные источники загрязнения СР при закачке их в скважину – остатки бурового раствора в колонне, манифольде, задвижках и других элементах циркуляционной системы. Значительное количество нерастворенных твердых частиц находится в технической воде и солях, которые используются для приготовления СР. В частности, концентрация взвешенных частиц

в воде поверхностных источников, используемых на нефтепромыслах, колеблется от 50 мг/л (маломутные воды) до 250 мг/л и более (мутные). Как показали анализы проб, концентрация твердых частиц в СР после заполнения в скважину достигает 1000–2000 мг/л. При таком загрязнении СР добиться положительного эффекта при вскрытии пласта невозможно. Об этом наглядно свидетельствуют данные зарубежных исследований (рис. 6.6), по которым видно, что при концентрации твердых частиц в СР, составляющей 485 мг/л, резко ухудшаются коллекторские свойства пород.

Поэтому дальнейшее усовершенствование технологии вторичного вскрытия пластов требует решения вопросов глубокой очистки СР от взвешенных частиц. Это является третьим этапом технологии вторичного вскрытия пластов. Суть такой технологии – введение дополнительного комплекса работ по снижению концентрации взвешенных частиц. Это предусматривает замену бурового раствора в скважине на СР в несколько этапов:

замену бурового раствора водой в эксплуатационной колонне;

отмывку ствола скважины от остатков бурового раствора путем циркуляции воды с добавками спиртов и поверхностно-активных веществ (ПАВ) по закрытому циклу: емкость – насос – фильтр; для удаления вымытых твердых частиц: скважина – емкость;

замещение воды отфильтрованной перфорационной жидкостью.

Для изъятия из воды вымытых твердых частиц и очищения СР используются фильтры разных конструкций: сетчатые, с фильтрующими элементами в виде пластин, заполненных кварцевым песком, и др. Такие фильтры позволяют снизить концентрацию взвешенных частиц до 2 мг/л, хотя практика подтверждает, что фильтрование снижает эту концентрацию только до 10 мг/л.

Продолжительность работ по очистке скважины СР может составлять 10 сут в зависимости от объема фильтрующих жидкостей и пропускной способности фильтров. За рубежом такая технология считается экономически целесообразной.

В нашей практике такие работы не проводятся.

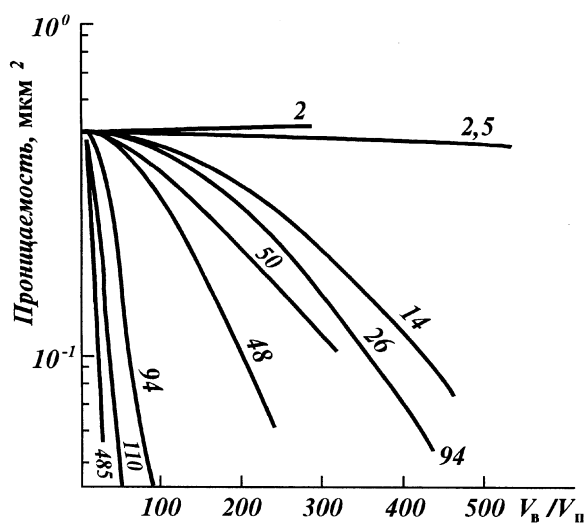


Рис. 6.6. Зависимость ухудшения проницаемости от концентрации в специальных жидкостях твердых частиц.
Шифр кривых – концентрация, мг/л

Не менее важен выбор типа СР для конкретных горнотехнических условий. В связи с тем, что под воздействием избыточного давления происходит фильтрация перфорационной среды из скважины в пласт, его проницаемость может значительно ухудшиться вследствие вторичного изменения коллекторских свойств в зоне проникновения фильтрата СР.

По степени заполнения эксплуатационной колонны технологией предусмотрено заполнение скважины СР полностью (для этого готовят 50–60 м³ перфорационной среды для 1 скважино-операции) или заполнение СР только зоны перфорации. Конечно, более экономичным кажется второй вариант, в котором для создания необходимой репрессии на вскрываемый продуктивный пласт верхняя часть эксплуатационной колонны заполняется буровым раствором соответствующей плотности, а только нижняя часть – СР.

Однако при порционном заполнении СР загрязняется и смешивается с буровым раствором, которым заполнена скважина. Это сводит на нет целесообразность применения СР, если не использовать буферные разделители, которые предупреждают смешение в скважине перфорационной среды и бурового раствора при многоразовых спусках перфораторов, геофизических приборов, обеспечивают свободный проход всех приборов к забою, при контакте с СР не ухудшают ее свойств вследствие загрязнения собственными компонентами.

При выборе типа СР для заполнения зоны перфорации необходимо руководствоваться правилами, регламентирующими требования к фильтрату бурового раствора на стадии первичного вскрытия. При этом необходимо учитывать и свойства фильтрата, который проник в пласт во время первичного вскрытия. Последнее условие в наше время практически не учитывается. Так, иногда промыслово-геологические службы рекомендуют применять растворы на углеводородной основе, в то время как при первичном вскрытии используют буровые растворы на водной основе. Для оценки взаимодействия СР с коллекторами на основании моделирования поэтапного воздействия на коллектор фильтрата бурового раствора при первичном вскрытии, тампонажного раствора при цементировании и перфорационной жидкости при вторичном вскрытии О. Бачериковым разработана методика, оценивающая также и вытеснение этих фильтратов в обратном порядке при вызове притока. По критерию оценки взят коэффициент восстановления проницаемости, который определяется как отношение проницаемости ядра после обработки технологическими жидкостями k_1 к его первичной проницаемости k_0 :

$$\beta = k_1 / k_0.$$

Опыты проводились с использованием природных кернов длиной 5 см проницаемостью 0,1–0,3 мкм², которые после экстрагирования последовательно насыщались моделью нефти (80 %) и пластовой водой (20 %). Результаты этих опытов показали, что эффективность применения СР в значительной степени зависит от условий первичного вскрытия пластов (табл. 6.6). Если при разбуривании пласта использовался раствор на водной основе, то применение в качестве перфорационной среды раствора СаСl₂ обеспечивает коэффициент $\beta = 0,58$, в то время как применение инвертно-эмульсионного раствора (ИЭР) позволяет получить $\beta = 0,34$.

Таблица 6.6

Состав фильтрата, попадающего в керн		Температура проведения опытов, °С	β
при первичном вскрытии	при вторичном вскрытии		
С учетом условий первичного вскрытия			
0,3 %-ный водный раствор КМЦ	20 %-ный водный раствор CaCl ₂ . Фильтрат ИЭП	20	0,62
		80	0,58
		20	0,39
		80	0,34
0,4 %-ный раствор эмульгала в дизельном топливе	20 %-ный раствор CaCl ₂ . Фильтрат ИЭП	20	0,48
		80	0,44
		20	0,78
		80	0,73
Без учета первичного вскрытия			
–	20 %-ный раствор CaCl ₂ . Фильтрат ИЭП	20	0,72
		20	0,9

Причина низкой эффективности применения РУО в том, что при использовании противоположных по природе смачивания бурового раствора на водной основе и перфорационной жидкости на нефтяной основе в коллекторе появляется новая зона углеводородного контакта, созданная фильтрами этих систем. При этом создается благоприятная среда для образования в призабойной зоне пласта (ПЗП) вязких водонефтяных эмульсий и для блокирования части поровых каналов водным фильтратом. Кроме того, при указанном соединении СР и бурового раствора в зоне их контакта происходит двухфазная фильтрация, о чем свидетельствует образование второго максимума на графике функции $\Delta p_T / \Delta p_0$ (рис. 6.7, кривая 1). Как видно из графика, максимальное значение функции $\Delta p_T / \Delta p_0$ в 2,4 раза больше, чем в случае использования в качестве СР соляного раствора (рис. 6.7, кривая 3). Отмеченное снижение фазовой проницаемости затрудняет очистку ПЗП, требует создания повышенной депрессии для вызова притока, что приводит к увеличению времени освоения и уменьшает дебит скважины.

Если при первичном вскрытии пластов применяли РУО, то аналогичные системы стоит использовать и в качестве перфорационной среды. Применение в этих случаях водных СР приводит к увеличению перепадов давления при вытеснении фильтратов из коллектора и значительному снижению его нефтепроницаемости (рис. 6,7, кривые 2, 4).

В наше время в большинстве нефтепромысловых районов России и стран СНГ при разбуривании пластов используются растворы на водной основе. Поэтому исследовались различные типы СР: разные солевые растворы, полимерные солевые растворы без твердой фазы, а также ИЭР. Исследования показали, что водные растворы солей NaCl, KCl, CaCl₂ характеризуются коэффициентом восстановления проницаемости $\beta = 0,54 \pm 0,61$. Полимерные растворы с содержанием 0,3–0,5 % полиакриламида (ПАА) и 20 % CaCl₂ характеризуются коэффициентом $\beta = 0,39 \pm 0,46$. Причинами тому являются проникновение макромолекул полимера в коллектор и адсорбция их на поверхности фильтрационных каналов. Наиболее низкие значения $\beta = 0,31 \pm 0,35$ получены при использовании ИЭР (32,5 % дизельного топлива + 1,5 % эмульгала + 6 % СМАД + 60 % воды).

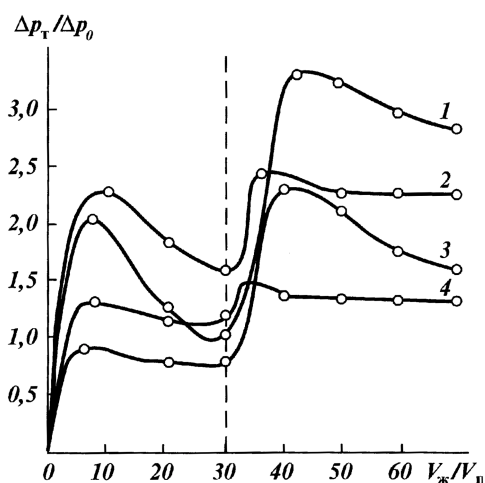


Рис. 6.7. Характер изменения $\Delta p_{\tau}/\Delta p_0$ при двухфазной фильтрации в пласт

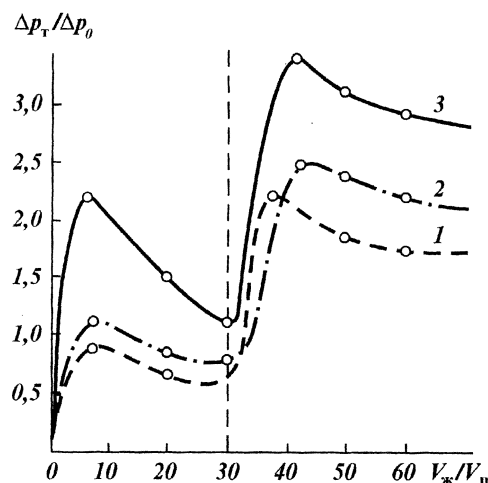


Рис. 6.8. Характер изменения $\Delta p_{\tau}/\Delta p_0$ при использовании солевых растворов: 1 – 10 %-ный раствор KCl; 2 – 0,3 %-ный раствор ПАВ + 20 %-ный раствор CaCl₂; 3 – ИЭР

Применяемые в процессе испытаний СР существенно отличаются и по легкости вытеснения фильтратов из коллектора. Максимальные значения $\Delta p_{\tau}/\Delta p_0$ при использовании солевых и полимерных растворов значительно меньше, чем в случаях ИЭР (рис. 6.8), т.е. удаление фильтрата из ПЗП происходит при более высокой депрессии.

Таким образом, при всех остальных условиях минимальное загрязнение коллектора достигается в случае использования при первичном вскрытии и перфорации растворов с аналогичной природой смачивания. Сопоставление эффективности применения различных СР на водной основе при перфорации показывает, что полимерные растворы уступают чистым соляным растворам как по степени вытеснения фильтратов, так и по значению коэффициента β .

Таким образом, к наиболее перспективным СР в условиях первичного вскрытия пластов с использованием водных растворов следует отнести различные по плотности растворы солей Na^+ , K^+ и Ca^{2+} . Для приготовления солевого раствора плотностью до 1400 кг/м^3 следует использовать хлорид кальция, а для получения более тяжелого СР – бромид кальция.

6.7. БУФЕРНЫЕ РАЗДЕЛИТЕЛИ

При порционном заполнении зоны перфорации СР важен выбор буферного разделителя между буровым раствором и СР. Этот буферный раствор должен предупреждать смешение перфорационной среды с буровым раствором как во время заполнения скважины, так и во время следующих нескольких суток при многократных спусках перфораторов или других геофизических приборов. При этом буферный разделитель должен иметь прочную структуру и создавать возможность свободного прохода сквозь него перфоратора. Для предупреждения процесса смешения рекомендуется применять инверт-

Таблица 6.7

Номер рецептуры	Буферная жидкость			Контролируемые показатели свойств			Максимальная температура на применение, °С
	Компонент	Объемная доля, %	Плотность, кг/м ³	Условная вязкость, с	Статическое напряжение сдвига через 1/10 мин, дПа	Напряжение электропробоя, В	
1	Дизельное топливо	28–28	920–940	100–150	15–35 / 20–55	140–180	90
2	Эмультал	2	960–1200	120–180	15–40 / 25–70	150–200	90
	Пресная вода	60–70					
3	Дизельное топливо	28–38	960–1160	130–135	18–20 / 30–35	180–250	90
	Эмультал	2					
	Водный раствор CaCl ₂ *	60–70					
4	Сырая нефть	38	960–1200	110–170	15–35 / 20–60	250–350	150
	Эмультал	2					
	Водный раствор CaCl ₂ *	60					
	Дизельное топливо	27–37					
	Эмульгатор “Нефтехим”	3					
	Водный раствор CaCl ₂	60–70					

*Плотность 1020–1380 кг/м³.

ную эмульсию, в которой буферная жидкость противоположна по природе смачивания обоим разделяемым жидкостям. Одним из типов такой буферной жидкости, разделяющей водный буровой раствор и СР на базе солевых растворов, является инвертная эмульсия следующего состава: дизельное топливо – 48,5 %, эмультал – 1,5 %, вода – 50 %. Повышение плотности такой эмульсии достигается за счет ввода в нее мела или барита. В табл. 6.7 приведены некоторые рецептуры буферных жидкостей.

Рассмотрим очищение перфорационной среды от взвешенных частиц.

Одним из надежных методов очистки СР является метод отстоя его под воздействием сил гравитации. Для этого СР обрабатывают на поверхности флокулянта, доставляют его в зону перфорации с изоляцией от бурового раствора буферным разделителем, а позже отстаивают СР на забое до выпадения взвешенных частиц в зумпф. Исследования показали, что высокая интенсивность осаждения взвешенных частиц достигается при обработке СР анионным полимером ПАА. При обработке концентрированных солевых растворов ПАА наблюдаются следующие основные закономерности флокуляции: образование агрегатов частиц и осаждение их с максимальной скоростью при определенных дозах полимера (рис. 6.9). Снижение скорости осаждения происходит как при недостаточном количестве флокулянта для образования значительных хлопьев, так и за счет эффекта стабилизации при его повышенных дозах. Содержание ПАА, обеспечивающее минимальное время очистки T_0 , зависит от концентрации твердой фазы C_T в солевом растворе. По рис. 6.9 видно, что оптимальные условия достигаются при вводе в СР 0,005–0,007 % ПАА с широким диапазоном загрязнения твердыми частицами от 500 до 5000 мг/л. Лабораторные исследования и промышленный опыт подтвердили, что процесс осветления СР высотой 300 м по времени не превышает подготовительных работ до перфорации и, следовательно, не требует дополнительных затрат времени.

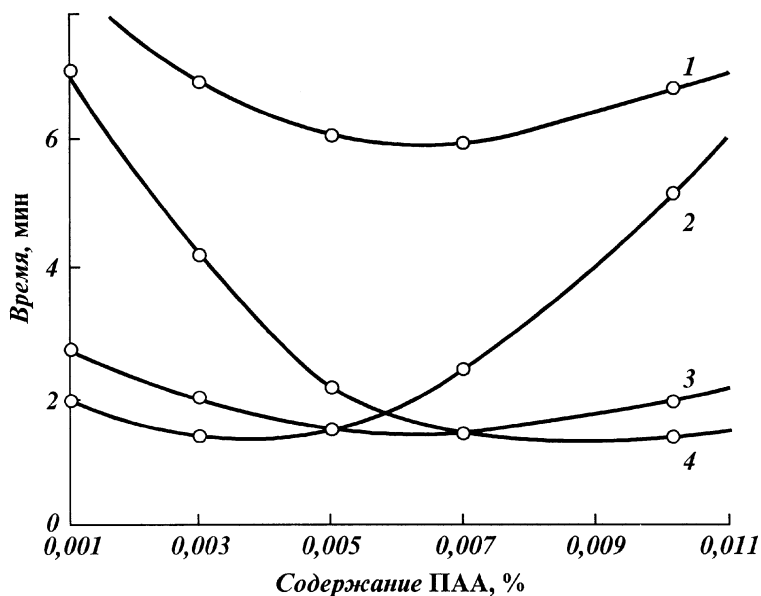


Рис. 6.9. Характер флокуляции частиц при различном содержании полимеров:
 1 – 10 %-ный раствор NaCl, $C_T = 2000$ мг/л; 2 – 10 %-ный раствор CaCl₂, $C_T = 500$ мг/л; 3 –
 10 %-ный раствор CaCl₂, $C_T = 2000$ мг/л; 4 – 10 %-ный раствор CaCl₂, $C_T = 5000$ мг/л

6.8. ТЕХНОЛОГИЯ ЗАПОЛНЕНИЯ СКВАЖИНЫ СПЕЦИАЛЬНОЙ ЖИДКОСТЬЮ

В верхней части скважины используется буровой раствор, применявшийся при первичном вскрытии продуктивных пластов. Этот раствор должен обладать хорошей седиментационной устойчивостью для предупреждения выпадения утяжелителя и накопления его на границе с буферной жидкостью, что может создать трудности для прохождения перфоратора. Ниже бурового раствора размещается порция буферной жидкости-разделителя. Для предупреждения перемещения жидкостей под воздействием гравитационной силы необходимо, чтобы плотность растворов, заполняющих скважину, увеличивалась в направлении сверху вниз не менее чем на 20–40 кг/м³. Рецепт и показатели технологических свойств инвертных эмульсий, рекомендуемых для применения в качестве буферных разделителей, приведены в табл. 6.7.

Ниже буферного разделителя размещается СР – перфорационная среда. Солевой раствор, применяемый в качестве перфорационной среды, должен вмещать не менее 2 г/л катионов Ca²⁺ (коагулянт) и 0,005–0,007 % ПАА (флокулянт). Объем порции солевого раствора рекомендуется определять из расчета на перекрытие нижней части ствола скважины до уровня, размещенного на 50–100 м выше верхних перфорационных отверстий. Солевой раствор и буферная жидкость готовятся в глиномешалке или в мерных емкостях цементирующего агрегата ЦА. В последнем случае для затаривания соли используется дополнительная емкость объемом 0,5–1 м³. Готовить СР и инвертную эмульсию наиболее рационально централизованно с доставкой на буровую автоцистернами. Обработка раствора флокулянт (ПАА), а также

добавка при необходимости коагулянта (CaCl_2) выполняется непосредственно в емкости ЦА при перемешивании в процессе циркуляции по закрытому циклу на протяжении 15–30 мин.

При использовании специальных жидкостей для вторичного вскрытия пластов дебит скважины возрастает на 25–30 % при сокращении времени освоения на 25–40 %.

6.9. ОБОСНОВАНИЕ ПРОЕКТНОГО ЗНАЧЕНИЯ КОЭФФИЦИЕНТА ГИДРОДИНАМИЧЕСКОГО СОВЕРШЕНСТВА СКВАЖИНЫ ПО ХАРАКТЕРУ ВСКРЫТИЯ ПЛАСТА ПЕРФОРАЦИЕЙ

Скважины, сооруженные буровыми предприятиями, преимущественно являются гидродинамично несовершенны.

Совершенство по характеру вскрытия пласта оценивается коэффициентом φ_c . Оно обусловлено притоком пластовых флюидов в ствол скважины не через всю его поверхность, а через перфорационные отверстия в зацементированной обсадной колонне. *Несовершенство по качеству вскрытия пласта* φ_s вызвано изменением фильтрационного состояния пород в призабойной зоне за счет загрязнения ее твердыми частицами и фильтратом бурового и цементного растворов, их физико-химического взаимодействия с породами и пластовым флюидом, изменением напряженного состояния пород в этой зоне, т.е. характеристикой неоднородности в радиальном направлении. *Несовершенство по степени раскрытия пласта* характерно для пластов, в которых вследствие бурения открыта лишь часть сечения.

При исследовании скважины гидродинамическими методами, построив кривые притока и восстановления давления, можно определить коэффициент ее гидродинамического совершенства φ :

$$\varphi = \varphi_c \varphi_s. \quad (6.3)$$

Известными методами исследований невозможно найти отдельно каждую составную этого произведения. Однако, зная тип перфоратора, его заряд, определив по данным стендовых испытаний размеры каналов и вероятность их образования, можно рассчитать φ_c : по зависимости АзНИИ ДН (1968) коэффициент гидродинамического совершенства скважины

$$\varphi_c = \frac{\ln(r_k / r_c)}{\ln\left(\frac{\chi r_k}{l_{пл}}\right) + \frac{1}{l_{пл} n_y n_k} \ln\left(\frac{1}{2\pi r_{пл} n_y}\right)}, \quad (6.4)$$

где r_k – радиус контура питания, м; r_c – радиус скважины, м; $l_{пл}$ и $r_{пл}$ – длина и радиус канала в пласте за цементным кольцом, м; n_k – число каналов в горизонтальной плоскости; n_y – число ярусов каналов в одном линейном метре вертикальной плоскости; $\chi = 4; 2; 1,86; 1,76$ соответственно при $n_k = 1; 2; 3; 4$.

Если плотность отверстий перфорации известна, то коэффициент совершенства можно определить по графику рис. 6.10.

При помощи (6.3) находят коэффициент φ_s

$$\varphi_s = \varphi / \varphi_c.$$

Таким образом, исследовав скважину после перфорации, можно определить, какая часть несовершенства обусловлена технологией перфорации

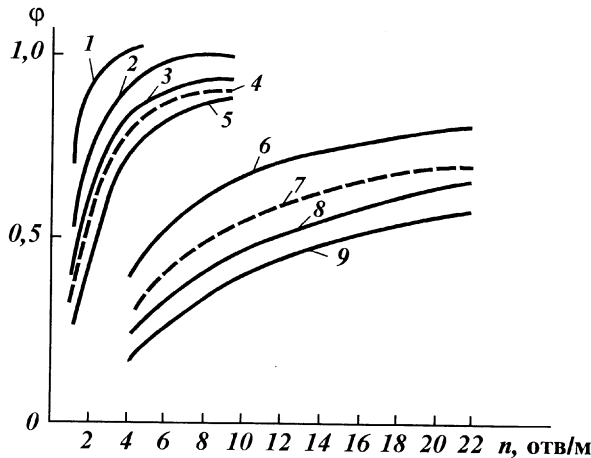


Рис. 6.10. Изменение коэффициента гидродинамического совершенства скважин по характеру вскрытия пласта в зависимости от размеров канала и плотности перфорации (первая цифра — номер кривой; вторая — длина каналов, мм; третья — радиус каналов, мм): ГПП: 1 — 300, 45; 2 — 200, 38; 3 — 150, 75; 4 — 125, 22; 5 — 100, 19; КП: $\sigma_{сж} = 37$ МПа; 6 — ПКС 105 (120, 8); 8 — ПКС 80 (80, 35); 9 — ПКС 103 (67, 3); $\sigma_{сж} = 97$ МПа; 7 — ПКС 105 (90,5). Вероятность образования канала КП — 50 %; $R_k = 100$ м; $r_c = 0,1$ м, что означает, что число выстрелов перфоратора разделено на два для расчета по (6.4)

скважины, а какая — технологией раскрытия пласта и его цементирования. Это дает возможность предложить обоснованные меры относительно увеличения продуктивности пласта и дебита скважины.

Предварительно приближенная оценка качества раскрытия незагрязненного пласта КП с 50 %-ной вероятностью образования полноценного канала произведена по формуле (6.4) с учетом размеров канала и плотности КП: $n = n_a n_k$.

Графики (см. рис. 6.10) построены для реальных размеров по данным стендовых испытаний с учетом плотности каналов ГПП и КП в породах определенной прочности. Например, чтобы достичь $\varphi_c = 0,6$, нужно перфорировать колонну при помощи ПКС-103 с плотностью размещения 20 отверстий на 1 м или ГПП с плотностью 2 отверстия на 1 м при длине каналов не менее 125 мм. После формирования каналов при помощи ГПП с плотностью 3 отверстия на 1 м и длиной 150 мм можно повысить качество раскрытия пласта до $\varphi_c = 0,78$, а длиной 200 мм — до $\varphi_c = 0,88$.

Если выполнить первоначальную перфорацию способом ГПП, то ожидаемый коэффициент гидродинамического несовершенства можно определить, исходя из размеров каналов и их плотности по формуле (6.4) тогда, когда давление на устье изменяется только в пределах естественных колебаний, обусловленных неравномерностью нагнетания жидкости приплунжерными насосами агрегатов (± 2 МПа). Если АП свободно свисает на конце НКТ и давление на устье медленно понижается на 10–15 МПа, то вырабатывается эллипсообразная щель. Одновременно условия ГПП становятся открытыми. Размеры полуосей эллипсообразного отверстия в породе обозначим соответственно $a/2$ и $b/2$, тогда формула (6.4) будет иметь вид

$$\varphi = \frac{\ln(r_k/r_c)}{\ln\left(\frac{\chi r_k}{l_{пл}}\right) + \frac{1}{l_{пл} n_a n_k} \ln\left(\frac{1}{\pi n_a (a+b)}\right)}, \quad (6.5)$$

где a и b — соответственно высота и ширина щели отработанных ГПП, $a = 4 \div 10$ см, $b = 2 \div 3$ см.

Проектное значение $\varphi_{гп} = \varphi_c$ принимают только на основании технико-экономической оценки результатов ГПП, где имеются две составные: дополнительная добыча нефти и газа и экономическая эффективность процесса.

6.10. ПРОЕКТИРОВАНИЕ ГИДРОПЕСКОСТРУЙНОЙ ПЕРФОРАЦИИ

6.10.1. ОСНОВНЫЕ ПРИНЦИПЫ ПРОВЕДЕНИЯ ПРОЦЕССА

Гидропескоструйная перфорация (ГПП) – это метод, по которому образующиеся каналы проходят через колонну труб, цементное кольцо и углубляются в породу под действием кинетической энергии потока жидкости с песком, сформированного в насадках.

Каналы, образованные вследствие действия кинетической энергии сформированного в насадках потока жидкости с песком в породах прочностью на сжатие $\sigma_{сж} = 100 \div 20$ МПа, имеют длину $l = 10 \div 30$ и поверхность фильтрации $S = 200 \div 500$ см². Поскольку поверхность фильтрации таких каналов в несколько десятков раз больше поверхности каналов, возникших в результате кумулятивной перфорации, то ГПП особенно полезна при вторичном вскрытии трещинных коллекторов.

Для образования каналов ГПП, больших, чем получаемых при КП, применяют интенсивные параметры проведения процесса. Длина канала увеличивается на 30 % при использовании насадок диаметром $d = 6$ мм вместо 4,5 мм, на 30–50 % – при разгазировании жидкости азотом, на 40 % – при возрастании перепада давления в насадках Δp от 20 до 40 МПа.

Если время формирования канала t увеличить от 20 до 60 мин, то его длина будет медленно возрастать на 20 %, а поверхность фильтрации – на 400 % (очень быстро). При одновременном применении упомянутых средств длина канала может увеличиваться в 2–3 раза. Однако не следует забывать, что ГПП технологически сложный и дорогостоящий процесс. Например, ГПП с плотностью 2 отверстия на 1 м в несколько раз дороже, чем КП зрядами ПК-103 при плотности 20 отверстий на 1 м.

Технологические возможности ГПП в добыче нефти могут быть эффективно использованы только в результате рационального планирования этого процесса с учетом ожидаемой дополнительной добычи продукции скважин и затрат на его проведение.

ГПП применяют преимущественно в разведочных скважинах с многоколонной конструкцией, с трещиноватыми коллекторами, а также при капитальном ремонте, особенно после изоляционных работ, для повторной перфорации.

Технологическая схема. Для проведения ГПП в скважину (рис. 6.11) на НКТ спускают пескоструйный аппарат, в корпусе которого размещены две-четыре насадки диаметром 4,5 или 6 мм из абразивостойкого материала. Для точной установки АП напротив перфорированных пластов над НКТ размещают толстостенную муфту длиной до 50 см с толщиной стенки 10–15 мм. В АП предусмотрено два гнезда для клапанов. Верхний большой шаровой клапан закидывают временно для опрессовки НКТ, потом его поднимают обратным промыванием. Нижний, меньшего диаметра, – закидывают на время образования каналов. Герметизацию затрубного пространства для отведения потока проводят при помощи самоуплотненного сальника.

Последовательность работы. Перед процессом ГПП опрессовывают НКТ, после чего обратным промыванием поднимают верхний шаровой клапан и определяют гидравлические затраты давления $p_{затр}$. Малогабаритным прибором исследуют геологический разрез скважины ГК (НГК), чтобы на-

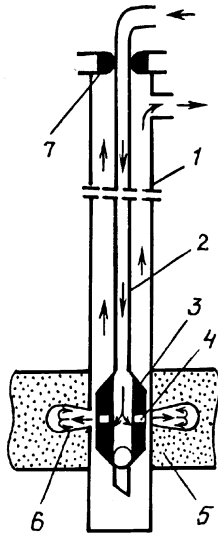


Рис. 6.11. Схема перфорации в скважине гидропескоструйным методом:
 1 - обсадная колонна; 2 - НКТ; 3 - АП; 4 - насадка; 5 - пласт; 6 - каналы ГПП; 7 - сальник

править АП к пластам, уточняют длину труб, учитывая их собственный вес. После этого закидывают нижний шаровой клапан и в НКТ закачивают жидкость с абразивным материалом. Преимущественно это песок Франции размером 0,8–1,2, реже 2 мм. Смесь жидкости с песком поступает с расходом 8–16 л/с, при этом давление на насосных агрегатах составляет 25–45 МПа. При таких условиях скорость потока на выходе из насадок составляет 160–240 м/с.

Давление на манометрах агрегатов во время образования каналов должно быть постоянным, например 35 МПа. На выходе из насадки потенциальная энергия давления жидкости переходит в кинетическую энергию потока, которая во время ударов песчинок о перегородку (трубы, породы) разрушает их. Частицы разрушенной породы выносятся из канала перфорации в затрубное

пространство и вымываются на поверхность. Если аппарат с насадками зафиксирован якорем на конце труб неподвижно, то образованный канал будет иметь грушевидную форму. Такие условия образования канала называют закрытыми. Если аппарат не зафиксирован (что бывает наиболее часто), то он в конце НКТ получает обратно-поступательное движение, и канал принимает форму вертикальной выемки длиной 5–10 см. Движение аппарата обусловлено произвольным колебанием давления ($\pm 2-3$ МПа) на агрегатах. При незафиксированном аппарате из пласта выносятся части породы (чаще до 10 мм), а условия образования канала называют открытыми. Механизм образования канала объясняется по рис. 6.12. Рассмотрим плоское сечение потока, вытекающего из насадки диаметром d_0 с начальной скоростью u_0 и образующего канал. Скорость u_0 сравнивается на расстоянии от насадки $l_0 \leq 5d_0$, которую называют начальным участком потока; далее скорость резко снижается, потому что с удалением от насадки внешние границы турбулентного потока расширяются за счет захвата частиц жидкости из окружающей среды.

Вследствие увеличения массы осевая скорость потока снижается от u_0 до u_x . Например, на расстоянии $x = 40 d_0$ она уменьшается до $u_x = 0,1 u_0$, а сталкиваясь с дном канала, $u_x = 0$. Поскольку скорость твердых частиц (песка) больше скорости потока, то более тяжелая твердая частица резко ударяется о перегородку (металл колонны, породу), преодолевает силы сцепления материала перегородки и разрушает его. Обсадная колонна должна находиться в пределах начального участка потока, так как тогда процесс образования отверстия в колонне длится лишь 1–2 мин. Остальное время резания затрачивается на образование канала в цементном кольце и породе.

Схема образования канала в скважине изображена на рис. 6.13.

Глубина канала, формирующегося за цементным кольцом, определяется по уравнению

$$l_{пл} = R_{ап} + l_a + l_t - r_c, \quad (7.6)$$

где $R_{ап}$ - радиус аппарата, м; r_c - радиус скважины (по показателям кавер-

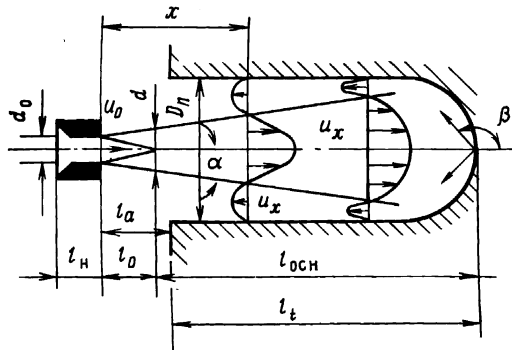


Рис. 6.12. Схема вытекания потока в канал

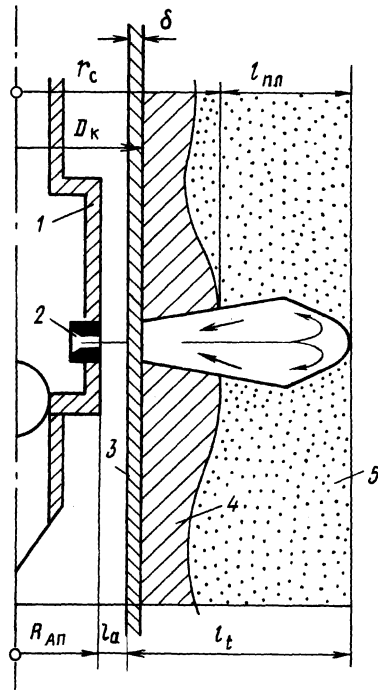


Рис. 6.13. Схема формирования канала ГПП в скважине: 1 – гидроструйный аппарат; 2 – насадка; 3 – колонна; 4 – цементное кольцо; 5 – пласт

номера в интервале формирования отверстий ГПП), мм; l_t – глубина канала, сформированного ГПП, мм; l_a – расстояние от торца насадки до эксплуатационной колонны, мм.

Рекомендуется выбрать $R_{ап}$, для которого $l_a = 10 \div 20$ мм.

Если в зоне образования канала имеются большие каверны, то действие потока не может выйти за границы цементного кольца, и ГПП будет неэффективной. В этом случае следует идентифицировать формирование канала.

Проектирование ГПП проводят для обеспечения заданного качества сообщения скважины с пластами путем образования необходимого количества каналов определенных размеров.

Во время проектирования необходимо обосновывать выбор скважины; выбрать рецептуру жидкости для ГПП, тип абразивного материала, его фракционный состав и концентрацию в жидкости; рассчитать основные параметры процесса, подобрать глубинное, устьевое и наземное оборудование, оценить технологическую и экономическую эффективность спроектированного процесса.

Обоснование выбора скважины производят на основании данных параметров работы, сравнения ее продуктивности с соседними скважинами того же пласта, данных гидродинамических исследований, по которым определяют фактическое значение коэффициента гидродинамического совершенства скважины φ .

ГПП наиболее целесообразно применять в скважинах, гидродинамически несовершенных по характеру раскрытия пласта. Если такое несовершенство не обнаружено (например, после кумулятивной перфорации $\varphi_c = \varphi_{кн}$), то принимают большее по сравнению с ним значение коэффициента гидро-

динамического совершенства скважины после ГПП, которое необходимо достичь.

Жидкости для ГПП не должны существенно снижать проницаемость продуктивных пластов и содействовать очищению призабойной зоны от загрязнения. Для ГПП преимущественно применяют водные растворы ПАЖ на пресной технической или минерализованной пластовой воде. ПАЖ выбирают по таким же принципам, как и продвигающие и вытесняющие жидкости для кислотных обработок. Целесообразно, кроме того, использовать рецептуры таких жидкостей для глушения скважины перед текущим или капитальным ремонтом.

Абразивный материал – это обычно кварцевый песок с небольшим содержанием глины (до 0,5 %), фракционный состав песка 0,5–1,2 мм. Наибольшие частицы не должны быть более 2 мм, так как иначе они могут закрывать отверстия насадок АП. Оптимальная концентрация песка составляет 30–50 кг/м³ (3–5 %). С возрастанием концентрации песка обычно увеличивается объем канала ГПП при той же глубине.

Прочность породы на сжатие значительно влияет на длину канала. Начальная скорость разрушения породы, от которой зависит длина канала ГПП, является функцией квадратного корня значения ее прочности на сжатие $u_{оп} = f(\sqrt{\sigma_{сж}})$. Например, при одинаковых условиях длина канала в породе с прочностью на сжатие 20 МПа составляет 185 мм, а с прочностью 60 МПа – 125 мм.

Форма и диаметр насадки также значительно влияют на длину канала ГПП. Наиболее эффективные насадки с коноидальным входом и конусной проточной частью, диаметр которых выбирают, исходя из гидравлической мощности применяемых насосных агрегатов, равным 4,5 или 6 мм. Увеличение диаметра насадки в 2 раза при прочих равных условиях увеличивает длину канала почти вдвое.

Перепад давления в насадке – один из параметров процесса, который обуславливает увеличение глубины канала ГПП, и его наиболее трудно поддерживать постоянным. Начальная скорость потока является функцией квадратного корня из перепада давления $u_0 = f(\Delta p^{0,5})$, и именно она линейно влияет на длину образующегося канала. Например, увеличение перепада давления от 17 до 32 МПа содействует возрастанию длины канала от 9 до 13 см при прочих равных условиях.

Рассмотрим трудности, обусловленные нестабильностью работы насосных агрегатов во времени (процесс ГПП длительный, не менее 30–60 мин для каждого резания). Далее, во время ГПП, постоянно разрушается входная часть насадки, а также ее сечение. Насадки из сплава ВК-6 после 10–15 резаний АП следует менять, так как их диаметр увеличивается на 1,0–1,5 мм. Давление на уровне АП в затрубном пространстве нестабильно. В затрубном пространстве может содержаться жидкостно-песчаная (большей плотности) смесь, при помощи которой происходит процесс, или чистая жидкость (меньшей плотности) в начале процесса резания в данном интервале или после его завершения, когда промывают скважину для приподнятия АП в новый интервал.

Давление на устье скважины принимают стабильным, но таковым оно не является.

По данным Г.Д. Савенкова (1968), изменение давления относительно заданной величины (обычно 20–40 МПа) составляет ± 2 –3 МПа. На уровне

АП такое изменение давления вызвано движением плунжеров насосных агрегатов. Например, в скважине глубиной около 3000 м в результате изменения давления в устье на 1 МПа АП, а следовательно, и насадки перемещаются почти на 3 см. Поэтому в обсадной колонне обычно образуется не отверстие диаметром 20–25 мм (как при первоначальной перфорации с защемлением АП в стендовых условиях), а щель длиной приблизительно 10 мм. Это дает два преимущества для ГПП с незакрепленным АП: 1) длина образующегося канала возрастает на 20–30 %; 2) не возникает избыточное давление в канала перфорации за обсадной колонной, а следовательно, не разрушается цементное кольцо и не забиваются поры породы на поверхности образующегося перфорационного канала. Возрастает качество раскрытия пласта ГПП в отличие от кумулятивной перфорации.

Время образования канала – контролируемый параметр процесса, который не зависит от других факторов. Канал образуется интенсивнее в первые минуты резания потоком, после 30 мин рост глубины канала значительно замедляется. Здесь следует различать условия резания с зафиксированными и незафиксированными НКТ с АП. В первом случае имеем так называемые закрытые условия образования канала, а во втором – открытые. В закрытых условиях расширение канала усложняется, так как много энергии затрачивается во встречных потоках круглого отверстия, образовавшегося в эксплуатационной обсадной колонне и имеющего размер 3–4 d_0 диаметра насадки. В открытых условиях, когда отверстие в колонне овальной формы и большая ось его близка к 20 d_0 , поток, вытекая из канала, не встречает сопротивления и глубина канала увеличивается. Открытые условия свойственны для ГПП в зоне фильтра или без колонны. Известно, что увеличение канала ГПП можно записать как функцию времени:

$$l_t = f(\sqrt[3]{t}). \quad (6.7)$$

Эта функция описывает увеличение канала за ограниченное время, например, до 100 мин от начала резания.

ГПП с использованием глинистых растворов применяют в скважинах с высоким пластовым давлением. Особенности технологии заключаются в использовании глинистых растворов плотностью 1,5–1,8 г/см³ с абразивным материалом. Во время проведения возрастают вязкость и статическое напряжение сдвига, несколько уменьшается водоотдача. Это объясняется диспергированием глинистых и абразивных частиц во время резания.

Для проведения ГПП с использованием глинистого раствора готовят раствор бентонитовой глины плотностью 1,14–1,18 г/см³. Потом на поверхности производят 5–6 циклов циркуляции всего раствора с перепадом давления 25–30 МПа, направляя поток на металлический предмет. В этот момент диспергируются частицы глины, и раствор становится более стабильным. Благодаря диспергированию затраты глинопорошка уменьшаются вдвое. Далее добавляют к приготовленному раствору абразивный материал – барит, гематит, кварцевый песок. В этом ряду абразивность возрастает от барита к песку. Длительная работа агрегатов обеспечивается в том случае, если диаметр частиц абразива находится в пределах 0,4–0,8 мм. В раствор вначале добавляют 5 % абразивного материала. После 2–3 циклов циркуляции через насадки АП раствор обрабатывается, и поэтому необходимо заменить абразивный материал новым (также 5 %). Остальные параметры и технология остаются без существенных изменений.

ГПП с газовой фазой (азотом) целесообразно производить в скважинах с низким пластовым давлением. Особенности технологии связаны с применением двух азотных газификационных установок АГУ-8к, которые перевозят жидкий азот и газифицируют его под давлением 22 МПа с расходом 6 м³/мин. Газ поступает в жидкость через эжектор, и поэтому давление газожидкостной смеси с газосодержанием потока $\varphi = 0,2$ (вычисленным при гидростатическом давлении жидкости на уровне АП в скважине) достигает на устье 30 МПа, если давление на насосных агрегатах составляет 40 МПа. В остальном технология существенно не отличается от технологии обычной ГПП. Следует четко придерживаться правил техники безопасности во время проведения работ.

Таким образом, при использовании ГПП с газовой фазой глубина канала возрастает на 30 %, а его объем – на 200 %. Возникает дополнительный перепад давления на насадках и уменьшается противодействие на пласт. К недостаткам следует отнести трудности, связанные с транспортировкой жидкого азота на скважины, и его высокую стоимость.

ГПП с созданием перекрестных каналов предлагается для тонкослоистых пластов. Для проведения перфорации насадки размещают под углом обычно меньше 45° к горизонту. Для ГПП применяют конструкции (Г.Д. Савенкова) часто с автоматическим перекрытием части насадок и продолжением образования тех каналов, которые не перекрыты. Обратный поток частично сбрасывается в канал, образованный перекрытой насадкой.

ГПП с аппаратами для образования вертикальных или горизонтальных надрезов пласта впервые предложено ВНИИ (Москва) для инициирования щелей ГРП, улучшения связи скважины с пластами и т.п.

ГПП с выдвиганием насадки в пласт применяют для образования глубоких каналов. Существуют различные конструкции аппаратов с одной насадкой на гибкой трубке, которая входит в пласт, а также конструкции ЦНДЛ АТ “Укрнафта” (г. Ивано-Франковск), института “Сирка” (г. Львов).

6.10.2. МЕТОДИКА РАСЧЕТА И ПРИМЕРЫ РЕШЕНИЯ ЗАДАЧ

Проектирование ГПП проводят поэтапно:

оценивают технологическую и экономическую эффективность применения ГПП;

определяют допустимые значения основных параметров резания, необходимых для образования каналов ГПП на проектной глубине;

рассчитывают основные параметры резания и необходимые материальные ресурсы для проведения работ.

Принимаем практическое значение коэффициента гидродинамического совершенства φ , определяем дополнительную добычу нефти и газа, а также оцениваем стоимость ГПП и ее эффективность.

Задаваясь длиной и плотностью каналов ГПП, требуемых для достижения проектного значения коэффициента φ , оцениваем, какие режимы резания необходимы для образования каналов, и проверяем, достижимы ли они при возможном давлении на устье скважины. Если давления превышают возможные, то уменьшают число насадок, а если и это не помогает, то уменьшают проектное значение φ . Используя результаты первых этапов, рассчитываем параметры резания каналов и режимы работы насосных

агрегатов и их качество; колонну НКТ из труб, имеющихся на предприятии; длительность ГПП, определяем потребность в материалах. На основе полученной информации можно точнее рассчитать стоимость ГПП и определить ее экономическую эффективность.

Задача 6.1

Рассчитать эффективность ГПП.

Методика

Рассмотрим варианты применения ГПП для вскрытия пласта.

1. Первичную ГПП всей эффективной мощности, которую должны испытать на приток, применяют в основном в разведывательных скважинах для испытания притока из маломощных объектов (толщиной менее 25 м).

Ожидаемый дебит нефти рассчитываем из формулы

$$q_n = \varphi_{гп} q_n \rho_n (100 - \omega_{об}) / 100, \quad (6.8)$$

где q_n – дебит нефти после ГПП, т/сут; $\varphi_{гп}$ – гидродинамическое несовершенство после ГПП, $\varphi_{гп} = \varphi_c$ и рассчитывается по формуле (6.4) или (6.5); q_n – потенциальный дебит скважины, полученный, например, по данным исследований пластоиспытателем после бурения, или ожидаемый дебит, определенный из геолого-промысловой характеристики данной скважины, м³/сут; ρ_n – плотность нефти, т/м³; $\omega_{об}$ – обводненность продукции скважины, %.

Дебит газа определяем следующим образом:

$$q_g = q_n G_0, \quad (6.9)$$

где G_0 – газовый фактор, м³/т.

Ожидаемую дополнительную добычу нефти после первичной перфорации зацементированной обсадной колонны всех продуктивных пластов, которые используют, находим по формуле

$$\Delta Q_n = \sum_1^j q_n K_c^j t,$$

или

$$\Delta Q_n = q_n K_e t \sum_1^j K_m^j, \quad (6.10)$$

где ΔQ_n – дополнительная добыча нефти, т; K_m – безразмерный коэффициент месячного изменения дебита; K_e – безразмерный коэффициент эксплуатации скважины; j – месяцы после ГПП, в том числе месяц проведения ГПП; $j = 1$ и так далее до конца текущего года (или $j = 12$, если результаты ГПП определяют за календарный год); t_j – календарное время каждого последующего месяца в сутках (в среднем можно принять $t_j = 30,5$).

Дополнительную добычу газа определяем по известным годовым факторам:

$$\Delta Q_g = \Delta Q_n G_0 / 1000, \quad (6.11)$$

где ΔQ_g – дополнительная добыча газа, тыс. м³.

Экономическую эффективность ГПП находим по формуле

$$\mathcal{E} = (C_n - C_n)\Delta Q_n + (C_r - C_r)\Delta Q_r - \mathcal{Z}_{гп}, \quad (6.12)$$

где C_n – отпускная цена нефти, руб/т; C_n – себестоимость 1 т нефти, руб/т; C_r – цена 1000 м³ газа, руб/1000 м³; C_r – себестоимость газа, руб/1000 м³; $\mathcal{Z}_{гп}$ – стоимость ГПП вместе с затратами на все виды ресурсов для проведения процесса, а также стоимость контрольного ремонта, руб.

Если $E > 0$, то применение ГПП целесообразно, поскольку процесс экономически выгоден.

2. Вторичную ГПП всего интервала перфорации, который до того вскрыт кумулятивной перфорацией, применяют преимущественно в разведочных скважинах, когда имеются данные промысловых исследований, которые свидетельствуют о недостаточном качестве кумулятивной перфорации.

Дебит нефти и газа после ГПП рассчитывают по уравнениям (6.8) и (6.9). Увеличение дебита нефти, т, можно оценить также, используя зависимость

$$\Delta q_n = (\varphi_{гп} - \varphi_{кп})q_n \rho_n(1000 - \omega_0)/100, \quad (6.13)$$

где $\varphi_{кп}$ – гидродинамическое совершенство после КП, которое определяют по формуле (6.4) или по графику рис. 6.10.

Прирост дебита газа, тыс. м³/сут,

$$\Delta q_r = \Delta q_n G_0 / 1000. \quad (6.14)$$

Оценивать увеличение дебита после ГПП можно и таким образом:

$$\Delta q = q_n - q_{ф}, \quad (6.15)$$

где q_n – определяют по формуле (6.8); $q_{ф}$ – фактический дебит нефти перед ГПП, т/сут.

Ожидаемая дополнительная добыча нефти может определяться из зависимости

$$\Delta Q_n = \Delta q_n K_e t_j \sum_1^j K_m^j. \quad (6.16)$$

Дополнительную добычу газа определяют по формуле (6.11). Экономическую эффективность рассчитывают из уравнения (6.12).

3. Первичную ГПП дополнительного интервала в скважине (дострел) осуществляют, если часть пласта уже была перфорирована иным способом или обсажена фильтром.

Дебит из дополнительного интервала перфорации можно определить, как и для первичной ГПП всей мощности, по формулам (6.8) и (6.9), учитывая, что дебит q_n известен только для нового интервала, который будет подвержен ГПП. Ожидаемая дополнительная добыча нефти и газа определяется по формулам (6.10) и (6.11). Таким образом, дополнительная добыча нефти и эффективность ГПП рассчитываются аналогично, как и для первого варианта.

Полный дебит скважины равен сумме дебитов

$$q_{н.скв} = q_n + q_{ф}. \quad (6.17)$$

Но эффективность ГПП определяем только в связи с дебитом дополнительного интервала и приростом добычи нефти за его счет.

4. Вторичная ГПП части разреза, вскрытого до того КП, в скважине с однородным пластом.

Для расчета эффективности ГПП применим условную гидропроводность каждого перфорированного пласта E_i в разрезе скважины:

$$E_i = k_{0i} h_{пл i}, \quad (6.18)$$

где k_{0i} – проницаемость пласта, мкм²; $h_{пл i}$ – толщина пласта, м.

Находим суммарную условную гидропроводность всех пластов скважины:

$$\varepsilon_{скв} = \sum_1^j k_{0i} h_{пл i}. \quad (6.19)$$

Относительную гидропроводность каждого пласта $\varepsilon_{от i}$ находим из формулы

$$\varepsilon_{от i} = \varepsilon_i / \varepsilon_{скв i}. \quad (6.20)$$

Потенциальный дебит каждого пласта

$$q_{пн i} = q_n \varepsilon_{от i}, \quad (6.21)$$

где $q_{пн i}$ – потенциальный дебит i -го пласта, м³/сут.

Коэффициенты гидродинамического совершенства пластов, которые подвергаются КП или ГПП, рассчитывают по формулам или определяют по графикам.

Зная потенциальный дебит скважин с однородным пластом и значения $\varphi_c = \varphi_{кп}$ или $\varphi_{гп}$ легко определяем ожидаемый дебит жидкости каждого из пластов после КП или ГПП по формуле

$$q_{п(кп, гп)i} = q_{п.нi} \varphi_{с(кп, гп)}. \quad (6.22)$$

Дебит скважины перед ГПП рассчитывают как сумму дебитов всех пластов после КП. После ГПП для части пластов вычисляют новый дебит этих пластов, который вместе с дебитом остальных пластов после КП в сумме будет составлять новый дебит скважины.

Дебит нефти каждого пласта определяют по известному дебиту жидкости после КП или ГПП по формуле

$$q_{п(кп, гп)i} = q_{п(кп, гп)i} \rho_n 100 \omega_0 / 100. \quad (6.23)$$

Ожидаемый прирост дебита из i -го пласта

$$\Delta q_{нi} = q_{н(кп, гп)} - q_{н.кпi},$$

а для нескольких пластов

$$q_{н.гп} - q_{н.кп} = \sum_1^j \Delta q_{ни}. \quad (6.24)$$

Тогда прирост добычи нефти определяем по зависимости

$$\Delta Q_n = (q_{н.гп} - q_{н.кп}) K_e t_j \sum_1^j K_m^j. \quad (6.25)$$

Прирост добычи газа рассчитываем по формуле (6.11), а экономическую эффективность проведения ГПП – по уравнению (6.12).

Рассматривая значения технологической и экономической эффективности ГПП, принимаем решение о целесообразности ее проведения.

5. Вторичная ГПП для части интервала, раскрытого уже КП, в скважине с неоднородным пластом.

Для расчета эффективности ГПП вначале определим условную гидропроводность и потенциальный дебит каждого перфорированного пласта по формулам (6.18) – (6.21). Аналогично вычисляем фактический текущий дебит каждого пласта $\Delta q_{н.ф_i}$ по следующей формуле:

$$q_{н.ф_i} = q_{ф} \varepsilon_{от_i}, \quad (6.26)$$

где $q_{ф}$ – фактический дебит скважины после раскрытия пласта КП, м³/сут.

Находим значение коэффициента гидродинамического несовершенства скважины и каждого пласта

$$\varphi = \varphi_i;$$

$$\varphi = \varphi_i = q_{ф} / q_{п}. \quad (6.27)$$

Коэффициенты гидродинамического несовершенства однородных пластов по характеру их раскрытия после проведенной кумулятивной перфорации проектируемой ГПП определяем по формулам или по графикам и рассчитываем на их основе ожидаемый дебит каждого однородного пласта $q_{п.кп_i}$ и $q_{п.гп_i}$. Сравнивая значения фактических дебитов неоднородных пластов с рассчитанными дебитами однородных пластов после КП, можно увидеть, что последние гораздо больше. Следовательно, прогнозирование дебита неоднородных пластов после вторичной их ГПП также дает значительно завышенные результаты. Поэтому, определив φ или φ_i по формуле (6.27) для скважины с загрязненным пластом, рассчитать $\varphi_c = \varphi / \varphi_{с(кп, гп)}$, используя значение $\varphi_{с(кп, гп)}$ однородного пласта, невозможно.

Дебит скважины с неоднородными пластами после ГПП определяем как и эффективность ГПП, поскольку $\varphi = \varphi_{гп}$ близко к единице. Отметим, что и тогда ожидаемый дебит будет несколько завышенным:

$$\varphi_{г} = \frac{\ln(r_{к} / r_{с})}{\ln(r_{к} / r_{усл})}, \quad (6.28)$$

где $\varphi_{г}$ – отношение дебитов скважины с неоднородными пластами до и после ГПП; $r_{усл}$ – радиус условной скважины,

$$r_{усл} = r_{с} + l_{пл}. \quad (6.29)$$

Ниже приведены расчетные значения $\varphi_{г}$ для $r_{к} = 200$ м, $r_{с} = 0,1$ м и изменяющегося значения $l_{пл}$ после ГПП:

$r_{усл}$, м	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6	0,7
$\varphi_{г}$	1,10	1,17	1,22	1,27	1,31	1,35

Ожидаемый дебит скважины (или части ее сечения) с неоднородным пластом после ГПП

$$q_{ф.гп} = q_{ф} \varphi_{г}. \quad (6.30)$$

Тогда прирост добычи жидкости рассчитываем по формуле

$$\Delta q_{ф} = \sum_1^j q_{ф.гп_i} - \sum_1^j q_{ф.кп_i}. \quad (6.31)$$

Прирост дебита нефти вычисляем по уравнению

$$\Delta q_n = \Delta q_{\phi} \rho_n (100 - w_0) / 100, \quad (6.32)$$

прирост дебита газа – по формуле (6.14), дополнительную добычу нефти и газа – по уравнениям (6.16) и (6.11), экономическую эффективность ГПП – по формуле (6.9), а потом делаем вывод о целесообразности ГПП.

Пример 6.1.1

Вскрыть в интервале 2160–2185 м ($h_{\text{пл}} = 25$ м) пласт, обсаженный зацементированной колонной $D_k = 146$ мм с толщиной стенки $\delta = 10$ мм.

Цементное кольцо с $(r_c - D_k/2) = 77$ мм, поскольку напротив продуктивного горизонта имеются каверны. В таких условиях целесообразно применять ГПП. Размеры проектируемых каналов ГПП в породе $< \sigma_{\text{сж}} = 50$ МПа за цементным кольцом: $l_{\text{пл}} = 150$ мм, $r_{\text{пл}} = 35$ мм. Число ярусов каналов в горизонтальной плоскости одного яруса $n_k = 1$. Радиус контура питания $r_k = 100$ м, радиус скважины $r_c = 0,1$ м. Пласт с незагрязненной призабойной зоной: $\varphi = \varphi_c$. Потенциальный дебит скважины $q_n = 20$ м³/сут; плотность нефти $\rho_n = 0,84$ т/м³; заводненность продукции $w_0 = 0$; газовой фактор $G_0 = 160$ м³/т. Цена 1 т нефти $Ц_n = 150$ руб., цена 1000 м³ газа $Ц_{\text{г}} = 100$ руб. Себестоимость 1 т нефти $С_n = 50$ руб., себестоимость 1000 м³ газа $С_{\text{г}} = 40$ руб.; коэффициент ежемесячного изменения дебита $K_m = 0,96$; коэффициент эксплуатации скважины $K = 0,97$; рассчитанная длительность эксплуатации скважины после ГПП 6 мес, так как работу выполняют в июне и $t_j = 30,5$ сут. Стоимость ГПП вычисляют по известной нормативной стоимости изготовления одного отверстия ГПП $Ц_o = 1000$ руб. Поэтому стоимость ГПП 25 м пласта плотностью $n = n_{\text{я}} n_k = 3 \cdot 1 = 3$ отв./м, $С_{\text{см}} = 25 \cdot 3 \times 1000 = 75\,000$ руб.

Решение

1. Рассчитываем ожидаемый коэффициент гидродинамического совершенства скважины после ГПП по формуле (6.4)

$$\varphi = \frac{\ln(100/0,1)}{\left(\frac{4 \cdot 100}{0,150}\right) + \left(\frac{1}{0,150 \cdot 1 \cdot 3 \cdot 1}\right) \left(\frac{1}{2 \cdot 3,14 \cdot 0,0035 \cdot 1 \cdot 3 \cdot 1}\right)} = 0,78.$$

Напомним, что по условиям задачи $\varphi = \varphi_{\text{тп}}$.

2. Дебит нефти после ГПП определяем по уравнению (6.8):

$$q_n = 0,8 \cdot 20 \cdot 0,84 \cdot (100 - 0) / = 13,1 \text{ т/сут.}$$

3. Дополнительную добычу нефти после ГПП, которая будет произведена на 25–30 июня текущего года, рассчитываем по формуле (6.10):

$$\Delta Q_n = 13,1 \cdot 0,97 \cdot 30,5 \cdot (0,96^1 + 0,96^2 + 0,96^3 + 0,96^4 + 0,96^5 + 0,96^6) = 2015 \text{ т.}$$

4. Прирост добычи газа вычисляем по уравнению (6.11):

$$\Delta Q_{\text{г}} = 2015 \cdot 160 / 1000 = 322 \text{ тыс. м}^3.$$

5. Экономическую эффективность работ вычисляем по (6.12) без сравнения с КП, которую здесь применять нецелесообразно в связи с большим диаметром каверны:

$$\Xi = (150 - 50)2015 + (100 - 40)322 - 750\,000 = 145\,820 \text{ руб.}$$

Следовательно, проведение ГПП экономически выгодно.

Пример 6.1.2

Скважиной раскрыт пласт толщиной $h_{пл} = 10$ м, потенциальный дебит которого $q_n = 10$ м³/сут с обводненностью $w_0 = 30$ %. Толщина цементного кольца 25 мм. В скважине возможна КП с зарядами ПК-103, плотностью 20 отверстий на 1 м с глубиной каналов в пласте $l_{пл} = 67$ мм и радиусом каналов $r_{пл} = 2,6$ мм или ГПП плотностью $n = n_я n_к = 3 \cdot 1 = 3$ отверстия на 1 м, глубиной каналов $l_{пл} = 150$ мм и $r_{пл} = 35$ мм. Остальные данные см. пример 6.1.1. Оценить технологическую целесообразность проведения ГПП стоимостью $Ст_{гп} = 10 \cdot 3 \cdot 1000 = 30\ 000$ руб.

Решение

1. Оценим ожидаемый коэффициент гидродинамического совершенства скважины после КП по формуле (6.4), сравнив $n_{кп}$ и $0,5 n_{кп}$:

$$\varphi = \frac{\ln(100/0,1)}{\left(\frac{4 \cdot 100}{0,067}\right) + \left(\frac{1}{0,067 \cdot 20 \cdot 0,5}\right) \left(\frac{1}{2 \cdot 7,0 \cdot 0,0026 \cdot 20 \cdot 0,5}\right)} = 0,61.$$

2. Прирост дебита нефти после ГПП сравнительно с ожидаемым КП рассчитываем по формуле (6.13), используя известное значение $\varphi_{гп} = 0,78$ из примера 6.1.1:

$$\Delta q_n = (0,78 - 0,61)10 \cdot 0,84(100 - 30)/100 = 1,0 \text{ т/сут.}$$

3. Дополнительную добычу газа вычисляем по уравнению (6.16)

$$\Delta Q_n = 1,0 \cdot 0,97 \cdot 30,5 \cdot 5,2 = 154 \text{ т.}$$

4. Дополнительную добычу газа рассчитаем по формуле (6.11)

$$\Delta Q_r = 169 \frac{154}{1000} = 26 \text{ тыс. м}^3.$$

5. Экономическая эффективность работ с учетом (6.12)

$$\mathcal{E} = (150 - 50)154 + (100 - 40)26 - 30\ 000 = -13\ 040 \text{ руб.}$$

Таким образом, применение ГПП экономически нецелесообразно.

Пример 6.1.3

Скважиной открыта эоценовая залежь с тремя пластами. Первый пласт в интервале 2500–2514 м с толщиной пласта $l_{пл} = 14$ м, перфорированный ПКС-80, плотностью $n = 12$ отверстий на 1 м (тип коллектора KL-1, пористость $m_0 = 10$ %), второй пласт в интервале 2517–2528 м (KL-1, $m = 10$ %, $h_{пл} = 11$ м) и третий пласт – 2534...2567 м (KL-2, $m = 11$ %, $h_{пл} = 33$), перфорирован ПКС-105 с такой же плотностью. Термометрическими исследованиями определено, что производят два нижних пласта. Провести ГПП в интервале 2500–2514 с прочностью породы на сжатие $\sigma_{сж} = 100$ МПа для создания каналов $l_{пл} = 150$ мм, $r_{пл} = 35$ мм, плотностью $n = n_я n_к = 3 \cdot 1 = 3$ отверстия на 1 м. Потенциальный дебит скважины $q_n = 82$ м³/сут, обводненность $w_0 = 20$ %.

Пласт является однородным в радиальном направлении $\varphi_s = 1$. Радиус скважины $r_c = 0,1$ м, диаметр колонны $D_k = 146$ мм. Остальные данные см. пример 6.1.1.

Стоимость ГПП оценивают с учетом результатов предварительных работ:

$$Ст_{пл} = 14 \cdot 3 \cdot 1000 = 42\,000 \text{ руб.}$$

Решение

1. Рассчитаем ориентировочное участие пластов в притоке в скважину и их потенциальные дебиты. Проницаемость пластов первого и второго типа коллектора по их пористости определяют по эмпирическим формулам.

2. По уравнению (6.18) рассчитываем условную гидропроводность каждого пласта, гидропроводность всех пластов скважины вычислим по формуле (6.19), а потенциальные дебиты каждого пласта по уравнению (6.21). Например, для первого пласта $q_{п.н} = 82 \cdot 0,323 = 26,5 \text{ м}^3/\text{сут}$. Результаты расчетов сведены в табл. 6.8.

Определим предполагаемый коэффициент гидродинамического совершенства по характеру раскрытия пласта кумулятивной перфорацией, пользуясь рис. 6.10. По данным кривой 7 для перфорации ПКС-105 с $n = 12$ отверстий на 1 м в породе с $\sigma_{сж} = 97 \text{ МПа}$ значение $\varphi_c = 0,57$. Оно уменьшено для прочности породы с $\sigma_{сж} = 37 \text{ МПа}$, где $\varphi_c = 0,69$, в 1,2 раза. Аналогично, пользуясь кривой 8 для ПКС-80 и $\sigma_{сж} = 37 \text{ МПа}$, найдем $\varphi_c = 0,53$, а для $\sigma_{сж} = 97 \text{ МПа}$ имеем $\varphi_c = 0,53/1,2 = 0,44$.

Ожидаемый коэффициент гидродинамического совершенства после ГПП в интервале 2503–2513 м каналами $l_{пл} = 0,150 \text{ м}$ и $r_{пл} = 0,035 \text{ м}$ для $n_n = 3$ и $n_k = 1$ (3 отверстия на 1 м) по данным примера 6.1.3 $\varphi \approx 0,8$.

3. Рассчитываем ожидаемый дебит после КП, пользуясь данными о рассчитанных потенциальных дебитах пластов и определенными коэффициентами $\varphi_c = 0,44$ и $\varphi_c = 0,57$ и считая, что пласты являются незагрязненными. Тогда дебиты отдельных пластов вычисляем по формуле (7.22). Для первого пласта $q_{кп} = 25,5 \cdot 0,44 = 11,7 \text{ м}^3/\text{сут}$ и т.д.

Результаты расчетов сведены в табл. 6.9.

Таблица 6.8

Расчет потенциального дебита пластов скважины с незагрязненной призабойной зоной

Номер пласта	Интервалы перфорации, м		$h_{пл\ i}$, м	$m_{0\ i}$, %	Тип коллектора KL	$k_{0\ i}$, фм ²	ϵ_i	$\epsilon_{от}$	$q_{пн}$, м ³ /сут
	h_n	h_n							
1	2500	2514	14	10	1	9	126	0,323	26,5
2	2517	2528	11	10	1	9	99	0,254	20,8
3	2534	2567	33	11	2	5	165	0,423	34,7
Всего	—	—	58	—	—	—	390	1,000	82,0

Таблица 6.9

Расчет дебита пластов скважины с незагрязненной призабойной зоны после КП и ГПП

Номер пласта	$\varphi_c = \varphi_{кп}$	$q_{пн}'$, м ³ /сут	$\varphi_c = \varphi_{гпн}$, м ³ /сут	$q_{пн}'$, м ³ /сут	$q_{пн}' + q_{пн}$, м ³ /сут	$q_{пн,гпн}'$, м ³ /сут	$q_{пн,гпн}$, м ³ /сут	$\Delta q_{пн}'$, м ³ /сут
1	0,44	11,7	0,80	21,2	21,2	7,9	14,2	6,3
2	0,57	11,9	—	—	11,9	8,0	8,0	0
3	0,57	19,8	—	—	19,8	13,3	13,3	0
Всего	—	43,4	—	—	52,9	—	35,3	63

4. Дебит нефти из скважины после КП вычислим по формуле (6.23)

$$q_{н.кп} = \frac{43,4 \cdot 0,84(100 - 20)}{100} = 29,2 \text{ т/сут.}$$

Аналогично найдем дебит нефти каждого пласта и запишем в табл. 6.9.

5. Рассчитаем ожидаемый дебит после ГПП для первого пласта.

Проще всего в этой ситуации воспользоваться формулой (6.22), подставив $\varphi_{с(гп)} = 0,8$ для ГПП. Тогда дебит первого пласта $q_{гп} = 26,5 \cdot 0,8 = 21,2 \text{ м}^3/\text{сут}$, а дебит скважины $q_{гп} = 21,2 + 11,9 + 19,8 = 52,9 \text{ м}^3/\text{сут}$.

Принимая во внимание заводненность пласта, вычисляем дебит нефти после ГПП по уравнению (6.23)

$$q_{н.гп} = 52 \cdot 9 \cdot 0,84 \frac{(100 - 20)}{100} = 35,5 \text{ т/сут.}$$

6. Определяем ожидаемый прирост добычи нефти по формуле (6.25)

$$\Delta Q_{н} = (35,5 - 29,2) 0,97 \cdot 30,5 \cdot 5,2 = 969 \text{ т.}$$

7. Прирост добычи газа найдем по уравнению (6.11)

$$\Delta Q_{г} = 969 \cdot 160 / 1000 = 155 \text{ тыс. м}^3.$$

8. Рассчитаем экономическую эффективность работ по формуле (6.12):

$$\mathcal{E} = (150 - 50)969 + (100 - 40)155 - 42 \cdot 000 = 64 \cdot 200 \text{ руб.}$$

Таким образом, процесс ГПП экономически эффективен.

Пример 6.1.4

Условия такие же, как в примере 6.1.3, с той разницей, что пласты в призабойной зоне загрязнены и пласт неоднороден в радиальном направлении. Фактический дебит скважины перед ГПП $q_{ф} = 27 \text{ м}^3/\text{сут}$, а обводненность $w_0 = 20 \%$. Проверить, эффективно ли ГПП экономически в этой же скважине в условиях загрязнения призабойной зоны.

Решение

1. Вычислим коэффициент гидродинамического несовершенства скважины, используя значение фактического и потенциального дебитов, по уравнению (6.27). Например, для какого-нибудь пласта

$$\varphi = 27,0 / 82,0 = 0,33.$$

2. Рассчитаем распределение фактических дебитов между пластами, используя данные из табл. 6,8–6.9.

Фактический дебит пласта № 1, определенный по формуле (6.26), составляет

$$q_{н.фi} = 27 \cdot 0,333 = 8,7 \text{ м}^3/\text{сут.}$$

Результаты расчетов сводим в табл. 6.10.

3. Определяем $\varphi_{с} = \varphi_{кп}$ и $\varphi_{с} = \varphi_{гп}$, как в примере 6.1.3. Находим соответствующие им дебиты скважины с однородными пластами. Сравнивая значения дебитов однородного пласта № 1 после КП и ГПП $q_{н.кп} 11,7 \text{ м}^3/\text{сут}$ и $q_{н.гп} = 21,2 \text{ м}^3/\text{сут}$ с фактическим дебитом неоднородного пласта $q_{н.фi} = 8,7 \text{ м}^3/\text{сут}$, приходим к выводу о значительном влиянии загрязнения при-

Таблица 6.10

Расчет дебита пластов скважины с загрязненной призабойной зоной после КП и ГПП

Номер пласта	$q_{н.пл'}$ м ³ /сут	$q_{н.фл'}$ м ³ /сут	φ_i	$\varphi_c = \varphi_{пл}$	$q_{н.пл'}$ м ³ /сут	$q_{гн'}$ м ³ /сут	$q_{н.гн'}$ м ³ /сут	φ_r	$q_{ф.гн'}$ м ³ /сут	$\Delta q_{н'}$ м ³ /сут
1	26,5	8,7	0,33	0,44	11,7	0,8	21,2	1,17	10,2	1,0
2	20,8	6,8	0,33	0,57	11,9	–	–	–	6,8	–
3	34,7	11,5	0,33	0,57	19,8	–	–	–	11,5	–
Всего	82,0	27,0	0,33	–	–	–	–	–	28,5	1,0

забойной зоны на дебит. Это влияние можно ликвидировать путем КО или обработок ПАЖ и т.п., но вначале оценим эффективность ГПП.

4. Рассчитаем ожидаемое увеличение дебита скважины с неоднородными пластами после ГПП на основе фактического дебита как для скважины с увеличенным радиусом по формулам (6.28) и (6.29).

По уравнению (6.29) определяем условный радиус скважины:

$$r_{усл} = 0,1 + 0,15 = 0,25 \text{ м.}$$

Находим значение $\varphi_r = 1,17$ (6.28) и по (6.30) рассчитываем дебит пласта

$$q_{ф.гн} = 8,7 \cdot 1,17 = 10,2 \text{ м}^3/\text{сут.}$$

5. Вычисляем по формуле (6.31) прирост дебита жидкости после ГПП:

$$\Delta q_{ф} = (10,2 + 6,8 + 11,5) - (8,7 + 6,8 + 11,5) = 1,5 \text{ м}^3/\text{сут.}$$

6. Прирост дебита нефти рассчитываем по уравнению (6.32)

$$\Delta q_{н} = 1,5 \cdot 0,84(100 - 20)/100 = 1 \text{ т/сут.}$$

7. Определяем ожидаемый прирост добычи нефти

$$\Delta Q_{н} = 1,0 \cdot 0,97 \cdot 30,5 \cdot 5,2 = 153,8 \text{ т.}$$

8. Прирост добычи газа рассчитываем по (6.11)

$$\Delta Q_{г} = 153,8 \cdot 160/1000 = 24,6 \text{ тыс. м}^3.$$

9. Экономическую эффективность работ определяем по формуле (6.32)

$$\mathcal{E} = (150 - 50)153,8 + (100 - 40)24,6 - 42\,000 = -25\,144 \text{ руб.}$$

Таким образом, вторичная ГПП после КП в данной скважине с загрязненной зоной является экономически неэффективной. Для обеспечения эффективности работ необходимы большие приросты добычи нефти, которые достигают иными методами влияния на призабойную зону.

Задача 6.2

Оценить приближенно основные параметры ГПП, необходимые для обеспечения заданного коэффициента гидродинамического несовершенства скважины.

Методика

Принимаем, используя решения задачи 6.1, значение коэффициента гидродинамического несовершенства $\varphi_c = \varphi_{гн}$, которое обеспечивает экономически

эффективное применение процесса ГПП. Одновременно определяем параметры перфорации $l_{пл}$, $r_{пл}$, $n = n_я n_к$, необходимые для его достижения.

Отметим, что существует произведение параметров перфорации, которое соответствует заданному значению φ_c . Например, соотношение $\varphi_c = \varphi_{гп} = 0,8$ (см. рис. 6.1) при $l_{пл} = 300$ мм и $n = 1$ отверстие на 1 м; $l_{пл} = 200$ мм и $n = 3$ отверстия на 1 м; $l_{пл} = 150$ мм и $n = 4$ отверстия на 1 м; $l_{пл} = 125$ мм и $n = 5$ отверстий на 1 м либо $l_{пл} = 100$ мм и $n = 6$ отверстий на 1 м. Поэтому предварительно необходимо оценить, какие режимы резания нужны для образования каналов заданных размеров и возможно ли их достичь при помощи технических средств, имеющихся в нашем распоряжении, и лишь после этого присоединить к детальным расчетам (задачи 6.3–6.5).

Вначале определим из преобразованной формулы (6.6) глубину канала ГПП – $l_{тз}$, которая нужна для образования в пласте канала длиной $l_{пл}$. Напомним, что канал $l_{тз}$ проходит через стенку колонны, цементное кольцо, а потом углубляется в породу пласта. Значения r_c в заданном интервале глубин пластов определяют по кавернограмме. Преобразованная относительно $l_{тз}$ формула (6.10) имеет вид

$$l_{тз} = (r_c + l_{пл}) - (R_{ап} + l_a), \quad (6.33)$$

где l_a – расстояние от торца насадки к стенке обсадной колонны.

Это расстояние должно составлять 10–20 мм и определяется следующим образом:

$$l_a = \frac{D_k}{2} - \delta_k - R_{ап},$$

где D_k – диаметр эксплуатационной колонны, мм; δ_k – толщина стенки обсадной колонны, мм; $R_{ап}$ – радиус аппарата, мм.

Желательно знать из экспериментальных данных прочность на сжатие образцов пород-коллекторов данного месторождения $\sigma_{сж}$. Если прочность пород на сжатие не определена, то для ориентировочной ее оценки на месторождениях Прикарпатья можно использовать эмпирическую зависимость $\sigma_{сж}$ от m_0 :

$$\sigma_{сж} = 180 - 8,57 m_0, \quad (6.34)$$

где $\sigma_{сж}$ – прочность пород на сжатие, МПа; m_0 – коэффициент пористости, $m_0 = 7 \div 16$ %.

Для ориентировочной оценки диаметра насадки d_0 в АП и таких режимов резания, как перепад давления на насадках Δp и длительность одного резания t в зависимости от прочности породы на сжатие $\sigma_{сж}$, целесообразно использовать данные, приведенные в табл. 6.10 и рассчитанные по нашей методике. Отметим, что рассчитанные значения не более чем на 10 % отличаются от измерений при стендовых испытаниях при адекватных условиях. Данные табл. 6.11 отвечают ГПП с незаякоренным АП (открытые условия образования каналов).

Из табл. 6.11 выбираем такие режимы резки, чтобы $l_t \geq l_{тз}$.

Из табл. 6.11 видно, что во время ГПП очень прочных пород Прикарпатья ($\sigma_{сж} = 100$ МПа) в нормальных условиях резки ($\Delta p = 20$ МПа, $d = 4,5$ мм и $t = 20$ мин) длина сформированного канала $l = 78$ мм, а при интенсивных режимах ($\Delta p = 40$ МПа, $d = 6$ мм и $t = 20$ мин) она возрастает до 180 мм. Поэтому для образования каналов в прочных породах следует применять интенсивные режимы и методы ГПП. Размеры канала (см. табл.

Таблица 6.11

Изменение длины канала в зависимости от режимов их резания и диаметра насадки, мм

Время, мин	Прочность породы на сжатие, МПа								
	20		50		100		150		
	Перепад давления в насадке, МПа								
	30	20	30	40	20	30	40	30	40
20	<u>219</u>	<u>112</u>	<u>136</u>	<u>173</u>	<u>76</u>	<u>93</u>	<u>112</u>	<u>67</u>	<u>79</u>
	295	150	182	230	103	127	149	88	106
30	<u>240</u>	<u>123</u>	<u>149</u>	<u>189</u>	<u>82</u>	<u>102</u>	<u>122</u>	<u>73</u>	<u>86</u>
	320	164	199	251	113	139	163	97	115
60	<u>264</u>	<u>135</u>	<u>164</u>	<u>208</u>	<u>92</u>	<u>113</u>	<u>134</u>	<u>80</u>	<u>94</u>
	352	180	219	276	124	152	179	106	126
100	<u>276</u>	<u>141</u>	<u>172</u>	<u>217</u>	<u>96</u>	<u>119</u>	<u>140</u>	<u>84</u>	<u>99</u>
	367	188	228	288	130	159	187	111	132

Примечание. В числителе данные для насадки диаметром 4,5 мм, в знаменателе – диаметром 6 мм.

6.11) могут возрастать еще больше вследствие разгазирования жидкости с песком. Например, если степень разгазирования $\varphi = 0,2$ при давлении на уровне насадки в затрубном пространстве, то длина канала возрастает в 1,3 раза, а поперечность – в 1,5 раза, если $\varphi = 0,45$ – соответственно в 1,5 и 2,1 раза.

Решая задачу, следует определить предполагаемое давление на устье скважины для создания необходимого перепада давления на насадках.

Подобрав количество насадок, а из таблицы 7.8 – их диаметр и перепад давления, легко определить расход жидкости во время ГПП по приближенной зависимости.

$$q_{\text{ан}} = 0,785 d_0^2 n_{\text{ан}} \mu_{\text{ан}} \sqrt{\frac{2 \cdot 10^6 \cdot \Delta p}{\rho_{\text{см}}}}, \quad (6.35)$$

где $q_{\text{ан}}$ – расход жидкости, м³/с; d_0 – диаметр насадки, м; $n_{\text{ан}}$ – число насадок; $\mu_{\text{ан}} = 0,89$ для насадок аппарата АП-6М и воднопесчаной смеси; Δp – перепад давления на насадках, МПа; $\rho_{\text{см}}$ – плотность смеси, кг/м³.

Например, для смеси воды с песком с концентрацией 50 кг/м³ плотность смеси $\rho_{\text{см}} = 1030$ кг/м³.

Число насадок в АП зависит от их диаметра, диаметра труб и глубины скважины. Для средних глубин $H = 2500$ мм, $d_t = 73$ мм и $d_0 = 4,5$ мм $n_{\text{ан}} = 2 \div 6$, а для $d_0 = 6$ мм $n_{\text{ан}} = 2 \div 4$.

Потери давления в зависимости от рекомендательного расхода воднопесчаной смеси оценивают по экспериментальным данным, приведенным в табл. 6.12.

Таблица 6.12

Потери давления во время циркуляции водопесчаной смеси для ГПП в скважине

q , л/с	Расход давления $\Delta P_{\text{тр}}$ на 100 м глубины для конструкций колонны, мм, при					
	$D_k = 146$ мм и d_t , мм			$D_k = 168$ мм и d_t , мм		
	60	73	89	60	73	89
5	0,030	0,025	0,020	0,020	0,018	0,015
10	0,130	0,115	9,100	0,120	0,100	0,080
15	0,310	0,270	0,230	0,270	0,230	0,190
20	0,520	0,440	0,370	0,420	0,360	0,310
25	0,720	0,620	0,520	0,560	0,490	0,430

Примечания. 1. Экспериментальные данные по П.М. Усачеву. 2. Для НКТ $d_t = 73$ мм данные интерполированы.

Полная потеря давления

$$\Delta p_{\text{тр}} = \frac{\Delta p'_{\text{тр}} H_{\text{ап}}}{100}, \quad (6.36)$$

где $H_{\text{ап}}$ – глубина спуска НКТ, м.
Ожидаемое давление на устье

$$\Delta p_y = \Delta p + \Delta p_{\text{тр}}. \quad (6.37)$$

Время, необходимое для образования канала, ориентировочно определяют из табл. 6.8, обычно $t = 30 \div 60$ мин.

Выбираем режим, для которого давление на устье в 1,5 раза меньше, чем давление опрессовки насосных агрегатов. Давление опрессовки не может превышать максимального давления принимаемых агрегатов. Таким образом,

$$p_{\text{доп}} = p_{\text{опр}} / 1,5, \quad (6.38)$$

$$p_1 \leq p_{\text{доп}}. \quad (6.39)$$

Пример 6.2.1

Оценить основные параметры ГПП скважины, которую проектируют для раскрытия эоценового пласта с $\varphi = 0,8$. Интервал перфорации 2500–2514 м, тип коллектора KL-1, пористость $m_0 = 10\%$, радиус скважины $r_c = 0,1$ м. Предварительная КП перфоратором ПКС-80 плотностью 12 отверстий на 1 м не обеспечила качественной связи скважины с пластом. Это обнаружено термометрическими исследованиями скважины после проведенной КО всего раскрытого сечения. Предприятие применяет насосные агрегаты УН1-630 × × 700А (4АН-700) с такими характеристиками для 1300 об/мин коленчатого вала: I скорость $p_a = 70$ МПа, $q = 4,1$ л/с; II скорость $p_a = 54$ МПа, $q = 5,5$ л/с; III скорость $p_a = 39$ МПа, $q = 7,8$ л/с.

Решение

1. Определяем произведение значений плотности перфорации с определенной глубиной канала ГПП, которые обеспечивают $\varphi_c = \varphi_{\text{гп}} = 0,8$. Перечисленные параметры перфорации находим из рис. 6.10 и сводим в табл. 6.13.

2. Рассчитаем длину канала, который необходимо выработать ГПП, чтобы получить нужную $l_{\text{пл}}$ по формуле (6.33), при этом радиус скважины $r_c = 0,1$ м, диаметр эксплуатационной колонны $D_k = 146$ мм, толщина стенки $\delta_k = 10$ мм.

Таблица 6.13

Значение плотности перфорации с определенной глубиной канала ГПП

$\varphi_{\text{гп}}$	$l_{\text{пл}}, \text{ мм}$	$n, \text{ отв./м}$	$l, \text{ мм}$
0,8	300	1	337
0,8	200	3	237
0,8	150	4	187
0,8	125	5	162
0,8	100	6	137

Рассчитаем вначале

$$l_a = 146/2 - 10 - 50 = 13 \text{ мм.}$$

Например, для длины канала в пласте ($l_{пл} = 100 \text{ мм}$) определяем необходимую глубину канала ГПП l_t по формуле (6.33):

$$l_t = 100 + 100 - 50 - 13 = 137 \text{ мм.}$$

3. Оцениваем прочность породы по ее пористости согласно (6.34):

$$\sigma_{сж} = 180 - 8,57 \cdot 10 = 94 \text{ МПа.}$$

4. Сравнивая по табл. 6.11 возможные длины каналов для породы с $\sigma_{сж} = 100 \text{ МПа}$ и наибольшей насадки с $d_0 = 6 \text{ мм}$ с определенными необходимыми значениями l_t в табл. 6.13 этого примера, приходим к выводу, что для ГПП можно рекомендовать такие режимы резки:

для $l_{пл} = 100 \text{ мм}$, $l_t = 137 \text{ мм}$ — $\Delta p = 30 \text{ МПа}$, $t = 30 \text{ мин}$ и $n = 6$ отверстий на 1 м

либо

для $l_{пл} = 150 \text{ мм}$, $l_t = 187 \text{ мм}$ — $\Delta p = 40 \text{ МПа}$, $t = 60 \text{ мин}$ и $n = 4$ отверстия на 1 м.

Вначале следует проверить возможность использования режима с меньшими Δp и t .

5. Рассчитываем расход жидкости, приняв необходимое количество насадок $n_{ан} = 4$ в АП с $d_0 = 6 \text{ мм}$ по зависимости (6.35):

$$q_{ан} = 9,78 \cdot 0,006^2 \cdot 4 \cdot 0,89 \cdot \sqrt{2000 \cdot 30} = 0,0244 \text{ м}^3/\text{с} = 25 \text{ л/с.}$$

На одну насадку $q_t = q/n_{ан} = 25/4 = 6,25 \text{ л/с}$.

6. Ожидаемые потери давления во время проведения ГПП в скважине с $D_k = 146 \text{ мм}$, $d_t = 73 \text{ мм}$ согласно табл. 6.12 для $q = 25 \text{ л/с}$, $\Delta p = 0,62 \text{ МПа}/100 \text{ м}$.

Для глубины $H_{ан} = 2500 \text{ м}$ полную потерю гидравлического давления рассчитаем по формуле (7.36):

$$\Delta p_{тр} = 0,62 \frac{2500}{100} = 15,5 \text{ МПа.}$$

Ожидаемое давление на устье определяем по формуле (6.37):

$$p_t = 30 + 15,5 = 45,5 \text{ МПа.}$$

Расчет для $\Delta p = 40 \text{ МПа}$ не производим, поскольку допустимое давление выполнения работ в 1,5 раза меньше максимального, которое может развивать агрегат 4 АН-700:

$$p_{доп} = 70/1,5 = 46,7 \text{ МПа.}$$

Таким образом, предварительно выбираем для расчета процесса ГПП следующие параметры и режимы перфорации:

$\varphi_{гп} = 0,8$; $l_{пл} = 100 \text{ мм}$, $n = 6$ отверстий на 1 м; $l_t = 137 \text{ мм}$;

$\Delta p = 30 \text{ МПа}$; $t = 30 \text{ мин}$ для АП с $d_0 = 6 \text{ мм}$ и $n_{ан} = 4$.

Если не найдены режимные параметры, способные обеспечить параметры перфорации, то необходимо снизить уровень $\varphi_{гп} = 0,7$. После нахождения новых параметров перфорации решение повторяют.

Задача 6.3

Рассчитать параметры резки во время ГПП, которые обеспечивают заданное значение коэффициента гидродинамического совершенства скважины по характеру раскрытия пласта.

Методика

Основные параметры перфорации, которые обеспечивают выполнение намеченного задания, $\varphi_c = f(l_{пл.п})$. Для образования в пласте канала $l_{пл}$ необходимо, чтобы канал, проходящий через обсадную колонну и цементное кольцо, имел большую длину l_t .

Основная формула для расчета всей длины образуемого канала имеет следующий вид:

$$l_t = d_0 C_{гп} \left(\frac{u_0}{u_{оп}} f_0(t) - 1 \right), \quad (6.40)$$

где d_0 – диаметр насадки, м; $C_{гп}$ – коэффициент, учитывающий условия ГПП; u_0 – скорость потока на выходе из насадки, м/с; $u_{оп}$ – начальная скорость разрушения породы (металла), м/с; $f(t)$ – функция времени минимальной длины канала, который вырабатывается за заданное время t .

Коэффициент, учитывающий влияние условий перфорации, для ГПП с заякоренным перфоратором АП (закрытые условия образования канала) $C_{гп} = 1,3$, а для ГПП с незакоренным АП (открытые условия) $C_{гп} = 1,5$.

Скорость (м/с) потока на выходе из насадки

$$u_0 = \mu_{ап} \sqrt{2 \cdot 10^6 \Delta p / \rho_{см}}, \quad (6.41)$$

где $\mu_{ап} = 0,89$ – для коноидальных насадок АП; Δp – перепад давления на насадках, МПа; $\rho_{см}$ – плотность смеси жидкости с абразивным материалом, кг/м³.

Начальную скорость (м/с) разрушения твердого тела гидроабразивным потоком $u_{оп}$ рассчитывают по зависимости

$$u_{оп} = \sqrt{\frac{K_{гп} \sigma_{сж}}{1,5 \rho_{см}}}, \quad (6.42)$$

где $K_{гп}$ – коэффициент, который зависит от свойств абразива и потока, для водопесчаной смеси $K_{гп} = 1800$, для глинистого раствора с абразивом ($\cong 50$ кг/м³) $K_{гп} = 3000$; для отработанного раствора (пять и более циклов циркуляции в объеме скважины) $K_{гп} = 6000$; $\sigma_{сж}$ – прочность породы на сжатие, МПа.

По экспериментальным данным с прочностью породы на сжатие $\sigma_{сж} = 35$ МПа начальная скорость разрушения песчаников $u_{оп} \cong 6$ м/с, для известняков $u_{оп} = 7 \div 10$ м/с и для стали $u_{оп} = 25$ м/с. Значение $\sigma_{сж}$ можно рассчитать, используя зависимость (6.38).

Напомним, что разрушение породы закончится, когда скорость на дне канала будет равняться значению $u_{оп}$. Функция времени образования канала ГПП, которая изменяется в пределах $0 \leq f_0 \leq 1$, имеет вид

$$f_0(t) = \frac{t}{(A/D) + t}, \quad (6.43)$$

где t – время от начала резки потоком, мин.

Ниже приведены коэффициенты A и B , определенные по (6.43) во время резки в среде с давлением, которое считают критическим.

Условия работы потока.....	A	B	A/B
Открытые.....	0,0331	0,0051	6,49
Закрытые.....	0,0853	0,0057	14,96

Расчеты по формуле (6.43) дают следующие результаты: $f_0(t) = 0,75$; 0,82 и 0,9 за $t = 20$; 30 и 60 мин действия потока при незакоренном перфораторе АП и соответственно $f_0(t) = 0,58$; 0,67 и 0,75 при закоренном перфораторе АП.

Анализируя формулу (6.40), замечаем, что наибольшее влияние на длину канала оказывает диаметр насадки. Однако вследствие увеличения $d_0 > 6$ мм возрастают затраты жидкости и соответственно гидравлические затраты, что нецелесообразно.

Расчеты l можно упростить, если в формулу (6.43) подставить выражения (6.41) и (6.46) и привести к следующему виду:

$$l_t = d_0 C_{гп} (1542 \sqrt{\frac{\Delta p}{K_{гп} \sigma_{сж}}} f_0(t) - 1). \quad (6.44)$$

Напомним, что рекомендуемые параметры образования каналов во время одного резания следующие: $t = 30 \div 60$ мин и $\Delta p = 20 \div 30$ МПа для пород с $\sigma_{сж} \leq 50$ МПа и $\Delta p = 30 \div 40$ МПа для пород с $\sigma_{сж} = 100$ МПа.

Увеличение глубины канала в 1,5–2 раза достигают путем газирования жидкости с песком.

Для расчета длины канала, образованного газированной жидкостью, применяют формулу (6.44), в которой вместо u_0 подставляют

$$u_{ог} = (1,15 + 1,85 \varphi) u_0, \quad (6.45)$$

где $u_{ог}$ – скорость потока газированной жидкости, м/с; φ – степень разгазирования жидкости в глубинных условиях (формула действительна для $0,1 < \varphi < 0,5$),

$$\varphi = \frac{\alpha}{\alpha + (p_{г.ст} / p_0)}; \quad (6.46)$$

α – степень разгазирования жидкости в поверхностных условиях, $\text{м}^3/\text{м}^3$; $p_{г.ст}$ – гидростатическое давление в нижней части НКТ длиной L ; p_0 – атмосферное давление.

Заметим, что время образования канала ГПП при одном положении АП обычно составляет 30–40 мин.

Пример 6.3.1

Рассчитать параметры резки для образования каналов по условиям примера 6.2.1 и $l_{пл} = 150$ мм; $l_t = 187$ мм; $n = 6$ отверстий на 1 м, чтобы обеспечить $\varphi_c = 0,8$. Гидропескоструйную перфорацию производят водой с песком концентрацией 40 кг/м³, АП на 73 НКТ, незакоренный (открытые условия перфорации).

Решение

1. Для представленных условий рассчитаем, как изменяется длина канала во времени относительно максимальной.

По формуле (6.43) при $A = 0,0331$ и $B = 0,0051$

$$f_0(t) = \frac{t}{(A/B) + t} = \frac{t}{6,5 + t}.$$

Например, для $t = 15; 30; 45$ и 60 мин значение $f_0(t)$ соответственно равно $0,70; 0,82; 0,87$ и $0,90$. Отсюда выбираем $t = 45$ мин, так как дальше канал углубляется медленно.

2. Преобразуем формулу (6.44) с учетом того, что для $t = 45$ мин $f_0(t) = 0,87$, для водопесчаной смеси $K_{гп} = 1800$ и для незаякоренного АП $C_{гп} = 1,5$

$$l_t = 1,5d_0 \left(1542 \cdot 0,87 \sqrt{\frac{\Delta p}{1800\sigma_{сж}}} - 1 \right) = 1,5d_0 \left(\frac{1542 \cdot 0,87}{42,4} \sqrt{\frac{\Delta p}{\sigma_{сж}}} - 1 \right),$$

$$l_t = 1,5d_0 \left(31,6 \sqrt{\Delta p / \sigma_{сж}} \right).$$

3. Рассчитаем l_t для $\sigma_{сж} = 94$ МПа; $d_0 = 4,5$ и 6 мм; $\Delta p = 25; 30; 35$ и 40 МПа.

Для диаметра насадки $d_0 = 4,5$ мм и перепада давления на насадке $\Delta p = 25$ МПа по преобразованной формуле в п. 2 данного примера найдем $l_t = 1,5 \cdot 4,5(31,6 \sqrt{25/94} - 1) = 102$ мм. Для $\Delta p = 30, 35$ и 40 МПа значение l_t будет составлять соответственно $114; 123$ и 132 мм, а для этих же значений Δp и $d_0 = 6$ мм длина канала $l_t = 136; 152; 164$ и 176 мм.

4. Сравнивая полученные результаты расчетов длины каналов l_t с необходимой длиной каналов (см. табл. 6.13), отмечаем, что ГПП следует проводить при $\Delta p = 30$ МПа или $\Delta p = 35$ МПа через насадки диаметром $d_0 = 6$ мм.

Пример 6.3.2

Рассчитать параметры резки для образования каналов ГПП глинистым раствором с песком (50 кг/м^3). Остальные данные и требования к параметрам перфорации аналогичны указанным в примере 7.2.1.

Решение

1. Обоснуем значение некоторых параметров ГПП: для открытых условий ГПП $C_{гп} = 1,5$; во время применения смеси глинистого раствора с песком $K_{гп} = 3000$. Для $t = 15; 30; 45$ и 60 мин значение $f_0(t)$ соответственно составляет $0,70; 0,82; 0,87$ и $0,90$. Аналогично примеру 6.5.7 выбираем $t = 45$ мин, для которого свойствен наибольший прирост длины канала.

2. Преобразуем формулу (6.44) с учетом обоснованных значений параметров:

$$l_t = 1,5d_0 \left(1542 \cdot 0,87 \sqrt{\frac{\Delta p}{3000\sigma_{сж}}} - 1 \right) = 1,5d_0 \left(\frac{1542 \cdot 0,87}{42,4} \sqrt{\frac{\Delta p}{\sigma_{сж}}} \right),$$

$$l_t = 1,5d_0 \left(24,5 \sqrt{\frac{\Delta p}{\sigma_{сж}}} - 1 \right).$$

3. Для $d_0 = 4,5$ мм и $\Delta p = 25$ МПа по преобразованной формуле в п. 2 данного примера найдем $l_t = 1,5 \cdot 4,5(24,5 \sqrt{25/94} - 1) = 78$ мм. Для $\sigma_{сж} = 94$ МПа, $\Delta p = 30; 35$ и 40 МПа l_t будет составлять 85; 93 и 100 мм, для этих же значений Δp и $d_0 = 6$ мм длина канала l_t будет равняться соответственно 104; 114; 124 и 133 мм.

4. Сравнивая полученные максимальные длины каналов ГПП при использовании глинистого раствора ($l_t = 133$ мм для $\Delta p = 40$ МПа и $d_0 = 6$ мм) с необходимыми параметрами, которые обеспечивают $\varphi_c = 0,8$, по табл. 6.13 находим $l_t = 137$ мм при $n = 6$ отверстий на 1 м. Приходим к выводу, что такой способ ГПП целесообразен только при максимальных технологических режимах резания. При таких условиях существенно изнашивается оборудование и нестабильно работает техника, поэтому проводить ГПП очень прочных пород на глинистом растворе нерационально.

Пример 6.3.3

Рассчитать параметры резки для образования каналов ГПП в известняке с $\sigma_{сж} = 45$ МПа отработанным раствором, с добавкой барита плотностью $\rho = 1500$ кг/м³ и песка (50 кг/м³) через насадки с $d_0 = 6$ мм.

Решение

1. Принимаем следующие значения некоторых параметров ГПП: $C_{гп} = 1,5$; $K_{гп} = 3000$ и длительность образования каналов $t = 30$ и 45 мин, значение $f_0(t)$ для которых соответственно равно 0,82 и 0,87.

2. Преобразованная формула (6.44) имеет вид, как в примере 6.3.2.

3. Для $\sigma_{сж} = 45$ МПа при $d_0 = 6$ мм, $t = 30$ мин и $\Delta p = 20; 25; 30$ и 35 МПа значение l_t будет составлять 128; 145; 160 и 173 мм, для этих же значений Δp и d_0 при $t = 45$ мин значения l_t будут равняться 137; 154; 170 и 184 мм соответственно.

4. Полученные длины каналов ГПП во время перфорации через насадки значения с $d_0 = 6$ мм за $t = 45$ мин свидетельствуют о том, что все они соответствуют условиям задачи. Таким образом, ГПП с использованием глинистого раствора с песком пород средней прочности, подобно ГПП очень прочных пород с водопесчаной смесью, целесообразно производить, применяя перечисленные режимы резки.

Задача 6.4

Рассчитать режимы работы насосных агрегатов и количество спецтехники для ГПП.

Методика

Расчет производят по заданному перепаду давления на насадках определенного диаметра и для выбранного числа насадок, учитывая первую снизу от забоя скважины глубину отверстия ГПП, диаметр и толщину стенок эксплуатационной колонны и НКТ.

Вначале рассчитываем расход жидкости ($\text{м}^3/\text{с}$) во время резки через насадки АП по формуле (6.35):

$$q_{\text{ап}} = 0,785 d_0^2 n_{\text{ап}} \mu_{\text{ап}} \sqrt{2 \cdot 10^6 \Delta p / \rho_{\text{см}}}.$$

Обычно принимают число насадок, при котором затраты жидкости не превышали бы $0,025 \text{ м}^3/\text{с}$ для ограничения гидравлических потерь. Применяют $n_{\text{ап}} \leq 6$ для насадок с $d_0 = 4,5 \text{ м}$ и $n_{\text{ап}} \leq 4$ для насадок с $d_0 = 6$. Для конoidalных насадок $\mu_{\text{ап}} = 0,89$.

Плотность смеси жидкости с песком ($\text{кг}/\text{м}^3$) определяют по формуле

$$\rho_{\text{см}} = C_{\text{пск}} (\rho_{\text{пск}} - \rho_{\text{ж}}) + \rho_{\text{ж}},$$

где $\rho_{\text{пск}}$ – плотность абразивного материала, для зерен кварцевого песка $\rho_{\text{пск}} = 2650 \text{ кг}/\text{м}^3$; $\rho_{\text{ж}}$ – плотность жидкости, $\text{кг}/\text{м}^3$.

Отсюда

$$C_{\text{пск}} = \frac{C_{\text{пск}}}{C_{\text{пск}} + \rho_{\text{пск}}},$$

где $C_{\text{пск}}$ – концентрация песка в жидкости, $\text{кг}/\text{м}^3$.

Значение давления (МПа) на устье скважины рассчитываем по уравнению (6.41):

$$p_{\text{у}} = \Delta p + \Delta p_{\text{тр}}.$$

Значение $\Delta p_{\text{тр}}$ определяют из преобразованной формулы Дайси – Вейсбаха как сумму гидropотерь в НКТ и затрубном пространстве:

$$\Delta p_{\text{тр}} = 6,02 \cdot 10^5 \cdot 0,01 H_{\text{ап}} \times \left(\frac{\rho_{\text{см}}^{0,75} (60 q_{\text{ап}})^{1,75} \mu_{\text{см}}^{0,25}}{(d_{\text{т}} - 2\delta_{\text{т}})^{4,75}} + \frac{\rho_{\text{см}}^{0,75} (60 q_{\text{ап}})^{1,75} \mu_{\text{см}}^{0,25}}{(D_{\text{к}} - 2\delta_{\text{к}} - d_{\text{т}})^3 (D_{\text{к}} - 2\delta_{\text{к}} - d_{\text{т}})^{1,75}} \right), \quad (6.49)$$

где $H_{\text{ап}}$ – глубина нижнего отверстия перфорации, м; $d_{\text{т}}$ – внешний диаметр НКТ, м; $\delta_{\text{т}}$ – толщина стенки НКТ, мм; $D_{\text{к}}$ – внешний диаметр обсадной колонны, мм;

$$\mu_{\text{см}} = \mu_{\text{р}} e^{3,18 C_{\text{пск}}}; \quad (6.50)$$

$\mu_{\text{р}}$ – вязкость жидкости без песка, МПа·с.

Рассчитанное по формуле (6.37) давление на устье сравниваем с характеристикой насосных агрегатов и допустимым давлением, вычисленным по формулам (6.39) и (6.38), когда принимаем решение о режиме их работы. Можно также рассчитать необходимое давление опрессовки напорных линий

$$p_{\text{оп}} = 1,5 \cdot p_{\text{у}}. \quad (6.51)$$

Число насосных агрегатов

$$n_{\text{ап}} = (q_{\text{ап}} / q_{\text{а.п}}) + 1, \quad (6.52)$$

где $q_{\text{ап}}$ – затраты жидкости насосного агрегата во время нагнетания на такой скорости, для которой рабочее давление меньше расчетного.

Частота вращения коленчатого вала насосного агрегата для 4АН-700 составляет 1300–1500 об/мин.

Число обслуживающих агрегатов, которые подают жидкость с низким давлением на пескомесительную машину (цементирующий агрегат) $n_{\text{ц.а}}$, определяют по формуле

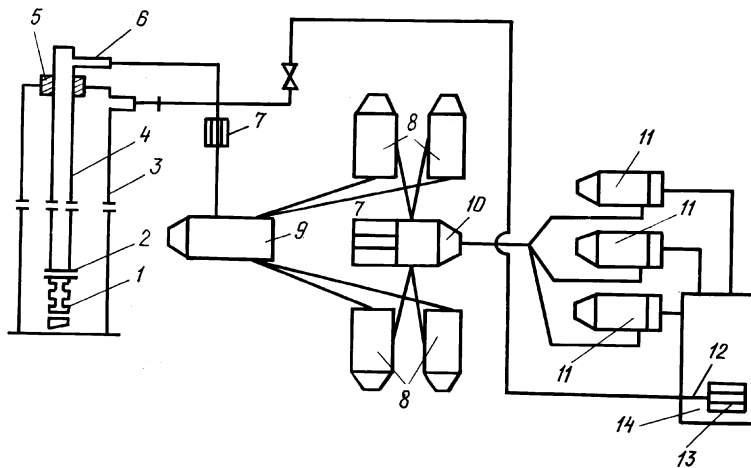


Рис. 6.14. Схема обвязки оборудования при ГПП:

1 – гидropескоструйный аппарат; 2 – муфта-репер; 3 – обсадная колонна; 4 – НКТ; 5 – сальник устьевой; 6 – обратный клапан; 7 – фильтр для песка; 8 – насосные агрегаты высоконапорные; 9 – блок манифольда; 10 – пескосмеситель; 11 – насосные агрегаты низкого давления; 12 – выкидная линия в емкость; 13 – сито для улавливания хлама; 14 – емкость для жидкости

$$n_{\text{ц.а}} = n_{\text{а.н}} / 2. \quad (6.53)$$

Кроме указанных агрегатов используют блок манифольда, СКУ и автоцистерны для перевозки жидкостей. Схема обвязки оборудования изображена на рис. 6.14.

Пример 6.4.1

Рассчитать режим работы во время ГПП с $\Delta p = 30$ и 35 МПа через насадки с $d_0 = 6$ мм. При этом концентрация песка в воде $C_{\text{пск}} = 50$ кг/м³; плотность зерен песка $\rho_{\text{пск}} = 2650$ кг/м³; плотность воды $\rho_{\text{ж}} = 1000$ кг/м³; глубина установки АП для ГПП в скважине 2500 м; внешний диаметр эксплуатационной колонны $D_{\text{к}} = 146$ мм с толщиной стенки $\delta_{\text{к}} = 10$ мм; внешний диаметр НКТ составляет 73 мм с толщиной стенки $\delta_{\text{т}} = 5,5$ мм; вязкость воды $\mu_{\text{ж}} = 1$ мПа · с. Характеристика применяемых насосных агрегатов 4АН-700 ($p_{\text{а.н.}}$, $q_{\text{а.н.}}$) приведена в примере 6.2.1.

Решение

1. Найдем плотность смеси жидкости с песком. Для этого вначале считаем $C_{\text{пск}}$ по формуле (6.48):

$$C_{\text{пск}} = \frac{50}{50 + 2650} = 0,0185.$$

По уравнению (6.47)

$$\rho_{\text{см}} = 0,0185(2650 - 1000) + 1000 = 1030 \text{ кг/м}^3.$$

2. Расход жидкости $q_{\text{а.н}}$ через все 6-мм насадки АП рассчитываем по формуле (6.35), приняв $n = 4$:

$$q_{\text{а.н}} = 0,785 \cdot 0,006^2 \cdot 4 \cdot 0,89 \sqrt{2 \cdot 10^6 \cdot 30 / 1030} = 0,0242 \text{ м}^3/\text{с} \approx 25 \text{ л/с}.$$

3. Вычисляем гидравлические потери во время циркуляции жидкостно-песчаной смеси через НКТ вниз до АП и по затрубному пространству вверх к устью скважины по формуле (6.49). Для этого предварительно рассчитываем вязкость смеси жидкости с песком по формуле $\mu_{см} = 1 \cdot e^{3,18 \cdot 0,0185} = 1,06$ МПа · с,

$$\Delta p = 6,02 \cdot 10^6 \cdot 0,01 \cdot 2500 \frac{1030^{0,75} 1,5^{1,75} 1,06^{0,25}}{(73 - 11)^{4,75}} + \frac{1030^{0,75} 1,5^{1,75} 1,06^{0,25}}{(146 - 20 - 73)^3 (146 - 20 + 73)^{1,75}} = 20,8 \text{ МПа.}$$

4. Ожидаемое давление на устье во время ГПП находим по формуле (6.37)

$$p_y = 30 + 20,8 = 50,8 \text{ МПа.}$$

5. Сравниваем давление и затраты жидкости насосных агрегатов 4АН-700 с необходимыми параметрами для ГПП. По техническим возможностям допустимо проводить ГПП на II скорости 4АН-700, при этом $p_{а.н} = 54$ МПа $>$ p_y .

6. Определяем необходимое давление опрессовки нагнетательных линий по формуле (6.51)

$$p_{оп} = 1,5 \cdot 50,8 = 76,2 \text{ МПа.}$$

Таким образом, для опрессовки необходимо использовать агрегат АЦФ (производство Румынии) с рабочим давлением $p_{а.н} = 100$ МПа.

7. Рассчитаем необходимое количество насосных агрегатов 4АН-700 во время их работы на II скорости ($p_y = 54$ МПа и $q = 5,5$ л/с) для частоты 1300 об/мин с коэффициентом наполнения насосов 0,9 по формуле (6.52)

$$n_{а.н} = (25/5,5 + 1) \approx 6 \text{ агрегатов.}$$

8. Число вспомогательных агрегатов, например ЦА-320, определяем по формуле (6.53):

$$n_{ц.а} = n_{а.н.}/2 = 3 \text{ агрегата.}$$

9. Кроме указанных агрегатов для проведения процесса необходимы пескосмесительный агрегат (например, 4ПА), блок манифольда (4БМ-700), станция контроля цементирования для записи давления на устье во время ГПП, автоцистерны.

Задача 6.5

Рассчитать продолжительность процесса ГПП и потребность в жидкости и материалах.

Методика

Для проведения ГПП используют жидкости, которые не уменьшают проницаемость перфорированных пород и имеют небольшую вязкость. Для пористых коллекторов пригодна пресная (техническая) вода с ПАВ, пластовая вода или водный 0,5–1,0 % раствор солей хлористого кальция с ПАВ либо 0,2–0,4 %-ный раствор ПАВ; для трещиноватых коллекторов с аномально вы-

сокими давлениями – глинистый раствор с абразивным материалом (песком, гематитом). Плотность жидкости для ГПП подбираем так же, как и для ремонтных работ в скважинах.

Для расчета количества жидкости и песка следует знать следующие характеристики АП: число насадок $n_{ап}$; их диаметр d_0 ; расстояние между насадками АП $l_{ап}$; расход жидкости через все насадки $q_{ап}$; концентрацию песка в жидкости $C_{пск}$.

Число установок АП для образования каналов ГПП рассчитывают по формуле

$$i_{ап} = h_{пл} n / n_{ап}, \quad (6.54)$$

где $h_{пл}$ – толщина перфорированных ГПП пластов, м; n – число перфораций ГПП, отв./м; $n_{ап}$ – количество насадок с АП.

Объем жидкости для ГПП по закольцованной схеме определяем следующим образом:

$$V_{гп} = (1,5 \div 2,0) V_{скв} \quad (6.55)$$

или

$$V_{гп} = (1,5 \div 2,0) 0,785 (D_k - 2\delta_k)^2 H_{ап}, \quad (6.56)$$

где $V_{скв}$ – объем скважины; D_k – внешний диаметр колонны, м.

Если жидкость вторично не используется, тогда

$$V_{гп} = 1,3 q_{ап} t i_{ап}, \quad (6.57)$$

где $q_{ап}$ – расход жидкости во время ГПП, м³/мин; t – длительность ГПП в течение одной резки, мин; 1,3 – коэффициент запаса жидкости для промежуточной промывки скважины.

Количество песка для ГПП (без вторичного использования жидкости)

$$G_{гп} = 10^{-3} q_{ап} t i_{ап} C_{пск}, \quad (6.58)$$

где $C_{пск}$ – концентрация песка в жидкости, 30÷50 кг/м³.

Продолжительность процесса ГПП рассчитывают как сумму времени резания и времени промывания скважины. Если ГПП проводят за один светлый день работы спецтехники (в летний период 10–12 ч), то необходимо вызвать циркуляцию в скважине перед ГПП в количестве объема НКТ. Время циркуляции определяют следующим образом:

$$t_{црк} = 1,5 \cdot 0,785 (d_t - 2\delta_t)^2 H_{ап} / q_{ап}, \quad (6.59)$$

где d_t – внешний диаметр НКТ, м; δ_t – толщина стенки НКТ, м; $H_{ап}$ – глубина спуска НКТ, м.

Промежуточные промывания производят перед поднятием перфоратора для последующей резки. Высота подъема НКТ во время ГПП одного интервала

$$l_{пдн} = l_{ап} + \Delta l_{ап}, \quad (6.60)$$

где $l_{ап}$ – расстояние между крайними насадками АП, м; $\Delta l_{ап}$ – расстояние по вертикали между двумя соседними верхним и нижним каналами ГПП после поднятия АП для последующей резки.

В АП-6М расстояние между соседними насадками составляет 0,1 или 0,2 м.

Проверим число резаний, которое необходимо для ГПП в интервале перфорации $h_{пл}$:

$$i_{\text{гп}} = h_{\text{пл}}/l_{\text{пдн}}. \quad (6.61)$$

Продолжительность промываний (мин) перед очередным поднятием АП для последующей резки вместе с временем перехода к новой установке АП рассчитаем по формуле

$$t_{\text{пдн}} = (0,3t + 15)(i_{\text{ап}} - 1), \quad (6.62)$$

где $i_{\text{ап}} - 1$ – число резаний, после которых требуется частичная промывка длительностью $0,3 t$ мин; 15 мин – время поднятия НКТ с АП для новой резки.

Продолжительность промывки жидкостью в объемах скважины после ГПП:

$$t_{\text{прм}} = 1,5 \cdot V_{\text{скв}}/q_{\text{ап}}. \quad (6.63)$$

$$T_{\text{гп}} = t_{\text{црк}} + t_{\text{вдм}} + t_{\text{прм}} + t_{\text{гпп}}. \quad (6.64)$$

Полная продолжительность процесса

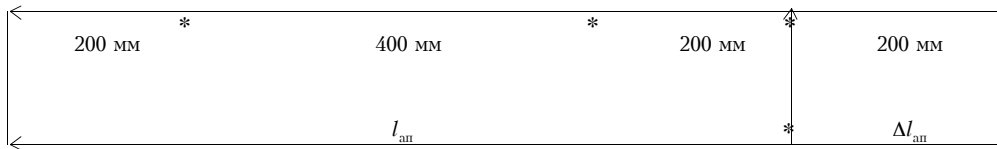
Подготовительные и завершающие работы длятся 60–120 мин.

Зная потребность в материалах, продолжительность работ и перечень спецтехники, рассчитывают стоимость процесса ГПП в целом.

Пример 6.5.1

Проектируется ГПП в скважине с обсадной колонной внешним диаметром $D_{\text{к}} = 146$ мм и толщиной стенки $\delta_{\text{к}} = 10$ мм на НКТ диаметром $d_{\text{т}} = 73$ мм с толщиной стенки $\delta_{\text{т}} = 5,5$ мм.

Аппарат собран из двух стандартных аппаратов АП-6М, соединенных переводным патрубком, который спускают на глубину 2514 м с четырьмя 6-мм насадками по следующей схеме. Звездочками отмечены насадки, размещенные в АП спирально через 90° .



После каждой резки в интервале $R_{\text{пл}} = 14$ м АП с НКТ приподнимается на $\Delta l_{\text{ап}} = 200$ мм, и резка продолжается. Таким образом, плотность ГПП $n = 4$ отверстия на 1 м, расход жидкости $q_{\text{ап}} = 1,5 \text{ м}^3/\text{мин}$; время резки $t = 45$ мин для одной установки АП; концентрация песка в жидкости $C_{\text{пск}} = 50 \text{ кг}/\text{м}^3$.

Решение

1. Рассчитаем число резаний по формулам (6.54) и (6.61)

$$i_{\text{ап}} = \frac{14 \cdot 4}{4} = 14$$

или

$$i_{\text{гп}} = \frac{14}{(0,8 + 0,2)} = 14.$$

2. Количество жидкости для ГПП со сливом жидкости в емкость (см. рис. 6.14) определяют по формуле (6.56)

$$V_{\text{гп}} = 2V_{\text{скв}} = 2 \cdot 0,785(0,146 - 2 \cdot 0,01^2) 2514 = 62,7 \approx 63 \text{ м}^3.$$

3. Массу песка для ГПП рассчитывают по уравнению (6.58)

$$G_{\text{гп}} = 10^{-3} \cdot 1,5 \cdot 45 \cdot 14 \cdot 50 \approx 47 \text{ т.}$$

4. Продолжительность процесса циркуляции жидкости перед ГПП с учетом (6.59)

$$t_{\text{црк}} = 1,5 \cdot 0,785(0,073 - 2 \cdot 0,0055)^2 3514 / 1,5 = 7,6 \text{ мин.}$$

5. Продолжительность поднятий перед переходом к новой резке определяют по формуле (6.62)

$$t_{\text{пдн}} = (0,3 \cdot 45 + 15)(14 - 1) = 370,5 \text{ мин.}$$

6. Длительность промывания после ГПП рассчитываем по зависимости (6.63)

$$t_{\text{прм}} = 1,5 \cdot 31,3 / 1,5 = 31,3 \text{ мин.}$$

7. Полная продолжительность процесса согласно (6.64)

$$T_{\text{гп}} = 7,6 + 14 \cdot 45 + 370,5 + 31,3 = 1040 \text{ мин.}$$

Поскольку ожидаемая продолжительность ГПП $1040/60 = 70$ ч, то процесс будет продолжаться два дня (каждый день по такой схеме):

$$T = 7,6 + 7,45 + 370/2 + 31,3 = 539 \text{ мин.}$$

Кроме того, требуется еще около 100 мин на подготовительно-завершающие работы.

6.10.3. ПРИМЕНЕНИЕ ПЭВМ ДЛЯ ПРОЕКТИРОВАНИЯ ГИДРОПЕСКОСТРУЙНОЙ ПЕРФОРАЦИИ

Анализ опыта планирования ГПП без применения ПЭВМ свидетельствует, что качество планов работ невысокое, а режимы ГПП планируются на основе эмпирических подходов. Для создания методических основ проектирования ГПП на ПЭВМ в Центре организации, управления и экономики нефтегазовой промышленности (ЦОУЭНГ) в г. Ивано-Франковске разработана математическая модель проектирования процесса (см. подраздел 6.5), которая описывает образование каналов в пласте, необходимых для обеспечения заданного гидродинамического совершенства скважины. Методика проектирования базируется на комплексном применении данных стендовых и промышленных исследований, результаты которых использованы для проведения аналитических расчетов. Разработан алгоритм проектирования, при помощи которого рассчитывают технологические режимы процесса, потребность в материалах, оборудовании и спецтехнике, а также оценивают технико-экономическую целесообразность ГПП. Рассмотрим поэтапно проектирование процесса ГПП на ЭВМ.

Информация, необходимая для проектирования ГПП, приведена ниже.

Верх пропластка, м.

Низ пропластка, м.

Пористость пропластка, %.

Дебит жидкости фактический, м³/сут.

Дебит жидкости ожидаемый, м³/сут.

Обводненность, %.
 Плотность нефти, $\text{т}/\text{м}^3$.
 Газовый фактор, $\text{м}^3/\text{т}$.
 Длина хода плунжера, м.
 Буферное давление, МПа.
 Число ходов плунжера, ход/мин.
 Затрубное давление, МПа.
 Пластовое давление, МПа.
 Давление насыщения, МПа.
 Плотность перфорации, отверстие на 1 м.
 Число ярусов каналов.
 Число каналов в ярусе.
 Допустимое давление на устье во время ГПП, МПа.
 Диаметр обсадной (эксплуатационной) колонны (внешний), мм.
 Толщина стенки колонны, мм.
 Диаметр НКТ (внешний), мм.
 Толщина стенки НКТ, мм.
 Длина НКТ, имеющихся у исполнителя ГПП, м.
 Радиус контура питания, м.
 Толщина пластов, подвергающихся ГПП, м.
 Глубина спуска АП с насадками, м.
 Пористость пластов, подвергающихся ГПП, %.
 Пластовая температура, °С.
 Радиус скважины (по кавернограмме), м.
 Число насадок, шт.
 Расстояние между крайними насадками, АП, м.
 Диаметр насадок АП, мм.
 Расстояние по вертикали между двумя соседними (верхним и нижним) каналами ГПП после поднятия АП для последующего резания, м.
 Вязкость жидкости для ГПП, $\text{мПа} \cdot \text{с}$.
 Плотность жидкости для ГПП, $\text{кг}/\text{м}^3$.
 Плотность абразивного материала (песка), $\text{кг}/\text{м}^3$.
 Концентрация абразивного материала в жидкости, $\text{кг}/\text{м}^3$.
 Радиус гидропескоструйного аппарата, мм.
 Время работы скважины после ГПП, по которому рассчитывается дополнительная добыча нефти, мес.
 Стоимость образования одного отверстия ГПП, руб.
 Цена 1 т нефти, руб.
 Цена 1000 м^3 газа, руб.
 Себестоимость 1 т нефти, руб.
 Себестоимость 1000 м^3 газа, руб.
 Затраты на проведение ГПП, руб.
 Основные этапы проектирования следующие. Принимаем проектную величину $\varphi_{\text{гп}} > \varphi_{\text{кп}}$ или $\varphi_{\text{гп}} > 0,6$. Рассчитываем число и длину каналов ГПП, требующихся для достижения заданной $\varphi_{\text{гп}}$. Определяем режимы образования каналов ГПП и выбираем из них возможные с давлением, меньшим допустимого. После этого находим продолжительность ГПП, потребность в спецтехнике и материалах, рассчитываем колонну НКТ. В конце по технологическим и экономическим показателям процесса принимается решение о целесообразности проведения ГПП.
 Структура и содержание исходных документов проектирования ГПП на

ПЭВМ показаны на примере проектирования процесса гидropескоструйной перфорации в скв. 706 Д.

Проект содержит вводную информацию о скважине, обоснование выбора скважины и технологии ГПП. Расчетная часть позволяет вычислить проектное значение коэффициента гидродинамического совершенства скважины ϕ . Сравниваются необходимые для этого длина и число каналов ГПП с возможными для принятого ограничения по допустимому давлению на устье скважины (на насосных агрегатах). Рассчитываются колонна НКТ, потребность в материалах, жидкостях и длительность ГПП. В завершение определяются ожидаемый дебит, дополнительная добыча нефти и экономический эффект. Сравнивая различные варианты технологии, специалисты выбирают рациональный вариант.

Программа содержит инструкцию, в которой описаны порядок расчетов на ПЭВМ параметров и оценка эффективности ГПП. Проектирование ГПП на ПЭВМ – выгодное средство обоснования и принятия решений о целесообразности его применения в скважине.

Таким образом, предложена и реализована на ПЭВМ методика расчета основных параметров процесса резки каналов в пласте для выработки их на заданную глубину, влияние ГПП на продуктивность скважины. В целом применение методики повышает уровень проектирования ГПП и обеспечивает эффективность процесса.

