

Таблица

Результаты интерпретации в зависимости от числа режимов исследований и длительности КВД

Метод	Номер режима		1	2	3	4		
ИСМ-ИК	Коэффициент $a, ат^2/(г.м^3/сут)$		-	12,34	9,93	12,5		
	Коэффициент $b, ат^2/(г.м^3/сут)^2$		-	0,018	0,026	0,019		
	Пластовое давление, ат		-	378,8	378,6	378,9		
ИСМ-КВД	Время ч	Параметры	КВД 1	КВД 2	КВД 3	КВД 4		
						Параметры	Время ч	Параметры
	0,25	Проводимость, Д.м/сП Пьезопроводность, м ² /с Скин	85,9	87,8	82,5	88,9	8	83,7
			3,57	3,65	3,43	3,70		3,48
			3,7	4,1	3,7	4,2		3,7
	0,5	Проводимость, Д.м/сП Пьезопроводность, м ² /с Скин	83,4	84,7	84,5	84,9	20	85,9
3,47			3,52	3,33	3,49	3,57		
3,5			3,8	3,5	3,7	3,9		
Saphir	22	Проводимость, Д.м/сП Пьезопроводность, м ² /с Скин	88,4					
			3,72					
			4,0					

Из таблицы видно, что полученные оценки проницаемости, пьезопроводности и скин- фактора, начиная со второго режима исследований, практически не уступают приближениям, полученным на последующих режимах, а также оценкам, полученным с использованием программы Saphir. В этой связи целесообразно на втором режиме прекратить гидродинамические исследования.

Выводы. Предложен новый метод адаптивной интерпретации результатов комбинированных ГДИС позволяющий получать фильтрационные параметры пласта, определять число режимов исследований и время их завершения в реальном времени по мере поступления исходных данных. На примере ГДИ скважины, оснащенной стационарными измерительными системами, месторождения Тюменской области показано, что метод адаптивной интерпретации обеспечивает получение оценок проницаемости пласта, пьезопроводности, скин-фактора в процессе проведения комбинированных исследований ИК-КВД, что позволяет сократить время их проведения.

Литература

1. Алиев З.С., Гриценко А.И. и др. Руководство по исследованию скважин. – М.: Наука, 1995. – 523 с.
2. Эрлагер мл., Роберт. Гидродинамические методы исследования скважин: пер. с англ. / Р. Эрлагер мл. – Москва; Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2006. – 512 с.
3. Нгуен Т.Х.Ф., Сергеев В.Л. Метод идентификации индикаторной кривой при интерпретации результатов газодинамических исследований скважин // Известия Томского политехнического университета, Инжиниринг георесурсов. – 2015.Т.326.№ –12. – С. 54-59.
4. Гаврилов К.С., Сергеев В.Л. Адаптивная идентификация и интерпретация нестационарных газодинамических исследований скважин газовых и газоконденсатных месторождений // доклады ТУСУРа. – 2014.№ –2 (32). – С. 270-275.
5. Нгуен Т.Х.Ф. Адаптивный метод интерпретации газодинамических исследований скважин по индикаторной кривой в условиях неопределенности // Информационные технологии в науке, управлении, социальной сфере и медицине: сборник научных трудов III Международной научной конференции. - Томск : Изд-во ТПУ, 2016. - Ч. 1. - С. 184-186.
6. Nguyen Thac Hoai Phuong, Sergeev V.L., Strelnikova A.B. Adaptive interpretation of gas well deliverability tests. 2016 IOP Conference Series: Earth and Environmental Science, Volume 43, Number 1. – Proceedings.

РАЗРАБОТКА НИЗКОПРОНИЦАЕМЫХ КОЛЛЕКТОРОВ С ПОМОЩЬЮ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН С МНОГОСТАДИЙНЫМ ГИДРАВЛИЧЕСКИМ РАЗРЫВОМ ПЛАСТА

Д.М. Неволин, А.В. Марухин

Научный руководитель Доцент В.Н. Арбузов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

На сегодняшний день одной из основных проблем разработки низкопроницаемых коллекторов является рентабельность разработки таких месторождений с помощью наклононаправленных скважин, но если производить бурение горизонтальных скважин с многостадийным гидравлическим разрывом пласта, то рентабельность разработки возрастает.

Для обоснования наиболее перспективного способа разработки низкопроницаемого коллектора необходимо провести расчеты запусковых параметров для горизонтальных скважин с многостадийным гидравлическим разрывом пласта и наклононаправленных скважин с гидравлическим разрывом пласта.

Таблица 1

Исходные данные для расчета

Наименование	Значение	Ед. изм.
Мощность пласта	23	м
Проницаемость пласта	1	мД
Масса проппанта	52	т
Пористость проппанта	0,36	д.ед
Плотность проппанта	2,66	т/м ³
Проницаемость трещины	134084,4	мД
Расстояние до границы	200	м
Количество трещин	2	шт
Радиус ствола скважины по долоту	0,07	м
Объемный коэффициент нефти	1,4	м ³ /м ³
Вязкость	0,48	сПз
Пластовое давление	215	атм
Забойное давление	171	атм
Эффективная мощность пласта	11,8	м
Длина трещины	43,1	м
Высота трещины	38	м

После проведения расчетов для обоснования запусковых параметров горизонтальной скважины с многостадийным гидроразрывом пласта на аналитической модели Mukherjee and Economides (SPE 134424, 2010) [1] получили обоснованные зависимости запускового дебита от количества стадий разрыва на скважине с длиной горизонтального ствола 500 м. Как видно из рисунка 1 дебит скважины увеличивается с количеством стадий, но при достижении 6 и более стадий на 500 метровом стволе наблюдается интерференция трещин.

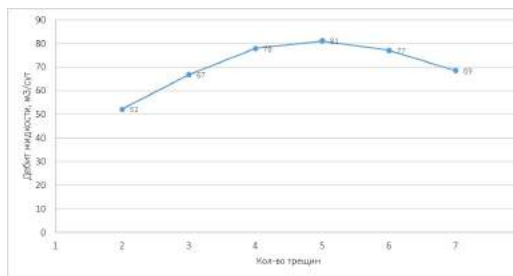


Рис. 1. Отношение дебита скважины к количеству стадий ГРП

После проведения расчетов запусковых параметров наклононаправленной скважины с гидравлическим разрывом пласта через закон Дарси по формуле (3) были получены достаточно маленькие дебиты.

Связь дебита, продуктивности скважины и давления определяется законом Дарси для неустановившегося режима течения через эффективный радиус влияния скважины [2]:

$$Q = \frac{2\pi k_h h}{B\mu} \left(r \frac{\partial P}{\partial r} \right)_{r=r_w}$$

Где k_h – абсолютная проницаемость пласта в горизонтальном направлении, h – общая эффективная мощность пласта, B – эффективный объемный коэффициент расширения жидкости, μ – эффективная вязкость жидкости в пластовых условиях, Q – дебит жидкости, r_w – радиус ствола, r – радиус контура питания, P – депрессия.

$$r_{eff} = r_w + \sqrt{\frac{\pi k_h t}{\phi \mu c_i}}$$

Где μ – эффективная вязкость жидкости в пластовых условиях, ϕ – пористость пласта, c_i – общая сжимаемость системы, r_{eff} – эффективный радиус влияния скважины

$$P_i - P_{wf} = \frac{QB\mu}{2\pi k_h h} \ln \left(1 + \sqrt{\frac{\pi k_h t}{\phi \mu c_i r_w^2 e^{-2S}}} \right)$$

Где P_i – текущее пластовое давление, P_{wf} – запусковое забойное давление, S – общий скин-фактор

Тип	Глубина залегания пласта	Пористость	Вязкость нефти	Bo	Lгор	ГРП			Рзаб	Rкон т	Rскв	Эфф. мощность	Проницаемость	Скин общий	Тек. Рпл	Qж
						Ширина тр.	Прон-ть проппанта	Кол-во								
ННС+ГРП	2500	0,13	0,48	1,400	м	мм	Д	шт.	атм	м	м	м	мД	-4,7	215	12

Рис. 2. Расчет запусковых параметров наклононаправленной скважины с гидравлическим разрывом пласта

Если рассмотреть примерные стоимости данных мероприятий получаем результаты в таблице 2.

Таблица 2

Данные стоимости мероприятий

Наименование	тыс. руб.
Горизонтальная скважина (1 м проходки)	24,029
Многостадийный гидравлический разрыв пласта (1 стадия)	1271
Наклононаправленная скважина (1 м проходки)	14,193
Гидравлический разрыв пласта	3220

Исходя из этих данных получаем стоимость горизонтальной скважины с глубиной вертикального участка 2500 м. и длиной горизонтального участка 500 м. с 5 операциями многостадийного гидроразрыва пласта в 78442,0 тыс. руб., а также стоимость наклоннонаправленной скважины глубиной 2500 м. и операцией гидроразрыва пласта в 38702,5 тыс. руб. что является в 2 раза дешевле, чем горизонтальная скважина многостадийным гидроразрывом пласта, наряду с этим дебит жидкости у наклоннонаправленной скважины меньше дебита горизонтальной скважины примерно в 6.8 раз, что является существенным показателем.

Из всего вышеперечисленного можно сделать вывод, что наиболее перспективным в плане выработки запасов и экономически эффективным вариантом оказалось бурение горизонтальной скважины с многостадийным гидравлическим разрывом пласта

Литература

1. H. S. Carslaw and J. C. Jaeger, The Conduction of Heat in Solids, Oxford: Clarendon Press, 1959.
2. M.J. Economides, A.N. Martin “How to Decide Between Horizontal Transverse, Horizontal Longitudinal and Vertical Fractured Completion”, paper SPE 134424, Annual Technical Conference and Exhibition held in Florence, Italy, 19-22 September 2010.

АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРОВЕДЕННЫХ МЕРОПРИЯТИЙ ГРП НА ПРИОБСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

О.Н. Павельева¹, Ю.Н Павельева²

Научный руководитель зав. кафедры РЭНГМ ТИУ, д.т.н., профессор С.И.Грачев

¹ Тюменский индустриальный университет, г.Тюмень, Россия

² Санкт-Петербургский государственный университет, г.Санкт-Петербург, Россия

Актуальной проблемой на сегодняшний день является состояние ресурсной базы Приобского месторождения. Ресурсы нефти постепенно истощаются, происходит ухудшение структуры запасов нефти и газа, растет доля трудноизвлекаемых запасов в низкопроницаемых коллекторах с высокой геологической неоднородностью, увеличивается обводненность продукции, поэтому одним из направлений решения этой проблемы является осуществление мероприятий по интенсификации добычи нефти.

В данной научной работе проанализируем эффективность проведенных гидроразрывов пластов на переходящем его фонде.

За период с 01.01.2011 г. по 01.01.2013 г. на переходящем фонде Приобского месторождения проведены 346 операций гидроразрыва пласта (ГРП). (рисунок 1)

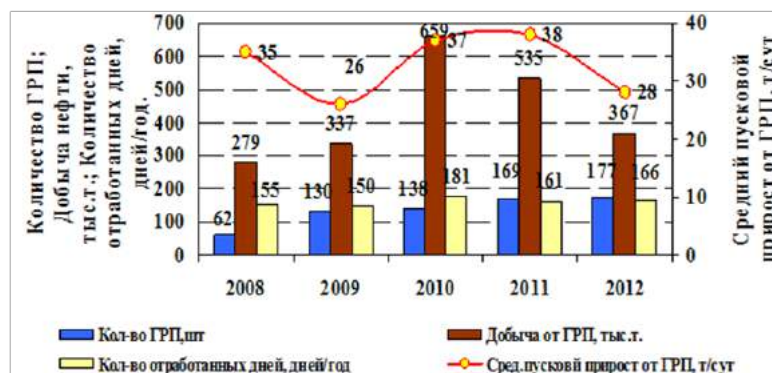


Рис. 1. Динамика проведения ГРП на переходящем фонде скважин по годам

Распределение количества ГРП на переходящем фонде скважин Приобского месторождения показано на рисунке 3.