

Научная статья
УДК 622.234.573
DOI 10.35266/1999-7604-2023-2-68-74

АНАЛИЗ РЕЗУЛЬТАТОВ ИССЛЕДОВАНИЙ МЕТОДОМ КРИВОЙ ПАДЕНИЯ ДАВЛЕНИЯ ПОСЛЕ ГИДРОРАЗРЫВА ПЛАСТА

Елена Сергеевна Швец

*Сургутский государственный университет, Сургут, Россия
elena777angel@mail.ru*

Аннотация. В статье представлен анализ исследований скважин методом кривой падения давления после гидроразрыва пласта за 2018–2019 гг., показавший, что 67 % исследований неинформативны, а 33 % достоверны. Рассмотрены причины отсутствия некоторых параметров исследований и проведен детальный анализ возможных отклонений результатов исследований от дизайн-проекта на гидроразрыв пласта. Отмечено, что полудлины трещины и пластовые давления, определенные по гидродинамическим исследованиям скважин, отличаются от плановых. По результатам обработки кривой падения давления определена зависимость времени, необходимого для диагностирования радиального режима фильтрации, от диапазона проницаемостей коллектора и значений полудлины созданной трещины и предложен подход к определению характера развития трещины на основе графика Нолте – Смита для получения параметров, значимых для планирования, контроля и анализа разработки месторождений и геолого-технических мероприятий и определяющих продуктивность скважины и площадь притока после проведения операции гидроразрыва пласта.

Ключевые слова: контроль ГРП, исследование скважин методом кривой падения давления (КПД), полудлина созданной трещины, пластовое давление, график Нолте – Смита

Для цитирования: Швец Е. С. Анализ результатов исследований методом кривой падения давления после гидроразрыва пласта // Вестник кибернетики. 2023. Т. 22, № 2. С. 68–74. DOI 10.35266/1999-7604-2023-2-68-74.

Original article

ANALYZING RESULTS OF THE WELL TESTING USING PRESSURE DRAW-DOWN CURVE METHOD AFTER HYDRAULIC FRACTURING

Elena S. Shvets

*Surgut State University, Surgut, Russia
elena777angel@mail.ru*

Abstract. The study presents an analysis of well testing using the pressure draw-down curve method after hydraulic fracturing in 2018–2019. According to the analysis, that 67 % of studies are not data-supported, whereas 33 % are credible. Some study parameters were not employed due to the reasons described in the article. A scrutinized analysis of possible deviations in the results of the studies from the design concept for hydraulic fracturing is conducted. It is noted that fracture half-length and formation pressure determined by well testing differ from those determined by planning. Based on the results of the pressure draw-down curve, the author determines the dependence of the time required for the diagnosis of radial filtration mode on the range of reservoir permeability and the value of the half-length of a fracture. Based on the Nolte–Smith plot, an approach to determining the nature of fracture development is proposed in order to obtain parameters significant for planning, control, and analysis of field development and geological and engineering activities and are used for detecting well deliverability and inflow area created due to hydraulic fracturing.

Keywords: hydraulic fracturing control, well testing with pressure draw-down curve, fracture half-length, formation pressure, Nolte–Smith plot

For citation: Shvets E. S. Analyzing results of the well testing using pressure draw-down curve method after hydraulic fracturing. *Proceedings in Cybernetics*. 2023;22(2):68–74. DOI 10.35266/1999-7604-2023-2-68-74.

ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время в разработку вводятся месторождения с низкопроницаемыми и сложнопостроенными коллекторами. Традиционные виды гидродинамических исследований, такие как кривая восстановления давления (КВД) и кривая падения давления (КПД), направленные на получение информации об энергетическом состоянии и фильтрационно-емкостных свойствах (ФЕС) пласта, применяемые при проектировании и контроле разработки месторождений, планировании геолого-технических мероприятий, в том числе гидроразрыве пласта (ГРП), требуют продолжительного времени простоя скважин.

На сегодняшний день большинство вводимых из бурения скважин фактически не охвачены гидродинамическими исследованиями. Отсутствует информация об энергетическом состоянии и ФЭС удаленной зоны пласта.

Исследования с применением контейнера К-2 изначально применялись только для кон-

троля процесса проведения ГРП и освоения скважин. Накопленные статистические данные в области проведения, обработки и интерпретации данных о ФЭС удаленной зоны пласта позволили расширить границы применимости данной технологии.

МАТЕРИАЛЫ И МЕТОДЫ

Приведен анализ исследований скважин методом КПД в режиме неустановившейся фильтрации после ГРП. Технологической особенностью данного вида исследований является то, что в скважину до проведения операции ГРП в компоновке насосно-компрессорных труб (НКТ) спускается контейнер К-2 и расположенные в нем автономные преобразователи давления и температуры (АМТ) для последующей регистрации давления и температуры на забое скважины как в процессе проведения ГРП, так и после него (рис. 1, 2) [1].

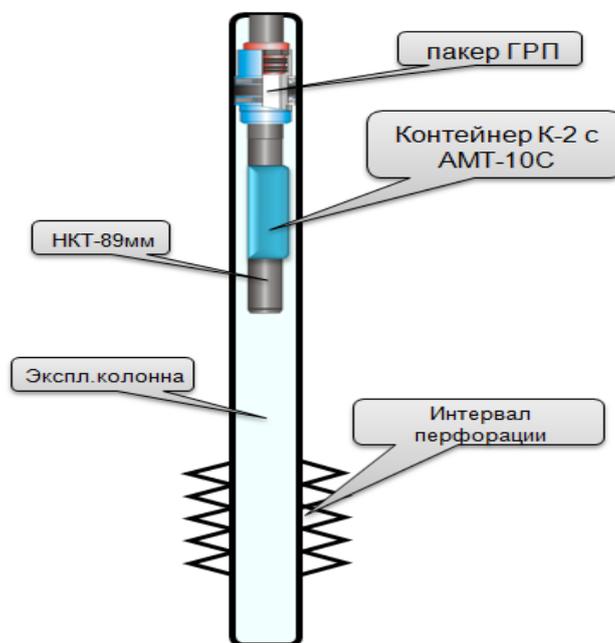


Рис. 1. Компоновка исследовательского оборудования для регистрации забойного давления и температуры

Примечание: составлено автором.

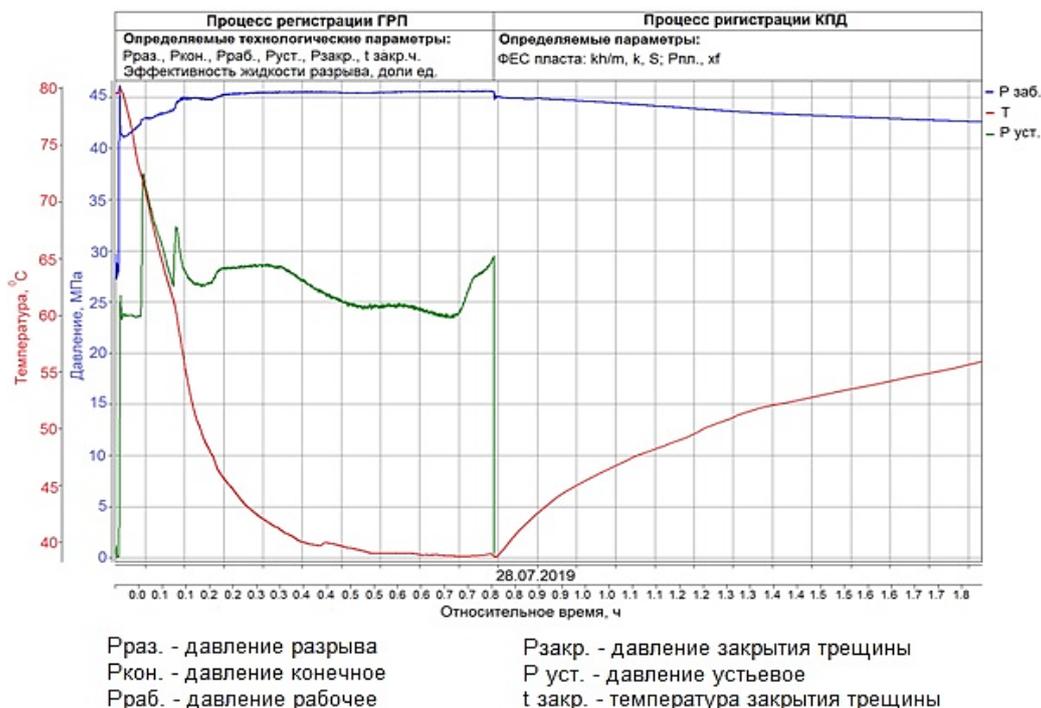


Рис. 2. График зависимости параметров гидроразрыва пласта и кривая падения давления

Примечание: составлено автором.

Исследования КПД позволяют получать информацию после проведения ГРП в период ожидания деструкции технологической жидкости (геля) во время простоя скважины [2] и определить ФЕС пласта (проницаемость, гидрорепроводность, скин-фактор, пластовое давление) при условии диагностирования радиального режима фильтрации [3]. Значения этих параметров являются определяющими при оценке продуктивности скважины после проведения операции ГРП.

РЕЗУЛЬТАТЫ И ИХ ОБСУЖДЕНИЕ

Исследования КПД после ГРП производятся с применением контейнера К-2 с 2011 г.

За этот период выполнено более 100 исследований, анализ 67 исследований, выполненных за период с 2018 по 2019 гг., показал следующие результаты (рис. 3):

- давление разрыва, время закрытия трещины, давление закрытия трещины, эффективность жидкости разрыва, мгновенное давление в остановленной скважине (ISIP – instant shut in pressure), определенные по технологическим параметрам ГРП, являются информативными в 100 % исследований (67 скважин);

- пластовое давление, полудлина трещины и проницаемость пласта определены в 42 % исследований (28 скважин).



Рис. 3. Статистика наличия параметров исследований

Примечание: составлено автором.

Из приведенных данных видно, что основными причинами отсутствия параметра пластового давления и ФЕС являются недостаточное время исследований для выхода скважин на радиальный режим фильтрации и отсутствие монотонности давления во время регистрации КПД [4–8].

Проведен сравнительный анализ параметров полудлины созданной трещины и пластового давления по 7 скважинам, вышедшим на радиальный режим фильтрации в 2018 г.

При анализе параметров полудлины созданной трещины и пластового давления после интерпретации по семи скважинам наблюдается расхождение значений, определенных по гидродинамическим исследованиям скважин (ГДИС), от плановых по дизайн-проекту на проведение ГРП более чем на 15 %. Отличие фактических значений от проектных по параметру полудлины составляет от 1 до 66 м, по параметру пластового давления – от 2–12 МПа (табл. 1).

Таблица 1

Планируемые и полученные параметры в результате интерпретации кривой падения давления после гидроразрыва пласта

№п/п	Скважина	Месторождение	Пласт	Дата проведения исследования	Глубина спуска прибора, м	Параметры расчетные по дизайн-проекту				Интерпретация КПД после ГРП					
						$P_{раз}$, МПа	$P_{пл}$ на ВНК, МПа	k , мД	X_f , м	$t_{рад.}$, ч	$P_{пл}$ на ВНК, МПа	ϵ , мД*м	k , мД	S	X_f , м
1	1	X	ЮС2	15.05.2018	2910	23,0/40,8	25,23	3,96	112	43,54	21,25	232,44	5,61	-3,54	104,0
2	2	Y	ЮС2	20.04.2018	3057	33,3/45,4	28,37	3,20	114	88,81	21,74	30,26	1,47	-5,25	93,8
3	3	Y	ЮС2	03.07.2018	2960	32,0/47,3	24,89	4,04	98	16,8	25,18	63,53	1,64	-2,37	63,1
4	4	Y	ЮС2	24.07.2018	2966	37,0/39,7	25,63	3,38	116	25,89	13,12	57,11	1,51	-1,79	50,2
5	5	Y	ЮС2	12.09.2018	3125	30,0/43,3	25,83	3,00	125	25,89	13,84	72,06	6,8	-1,97	62,3
6	6	Y	ЮС2	14.09.2018	3170	34,0/42,5	24,30	4,60	119	19,8	25,87	162,37	2,16	-5,78	111,0
7	7	Y	ЮС2	25.09.2018	3171	32,0/44,5	24,91	3,38	114	30,32	20,38	36,94	1,35	-5,47	113,0

$P_{раз}$ - давление разрыва, МПа
 $P_{пл}$ - давление пластовое, МПа
 k - проницаемость, мД
 X_f - полудлина трещины, м
 $t_{рад.}$ - время выхода на радиальный режим работы скважины, ч
 ϵ - гидропроводность, мД*м
 S - скин-фактор (дополнительное фильтрационное сопротивление), ед.

Примечание: составлено автором.

Минимальное необходимое время регистрации КПД (расчетное время достижения радиального режима фильтрации) можно

определить в зависимости от диапазона проницаемостей коллектора и значений полудлины созданной трещины (рис. 4).

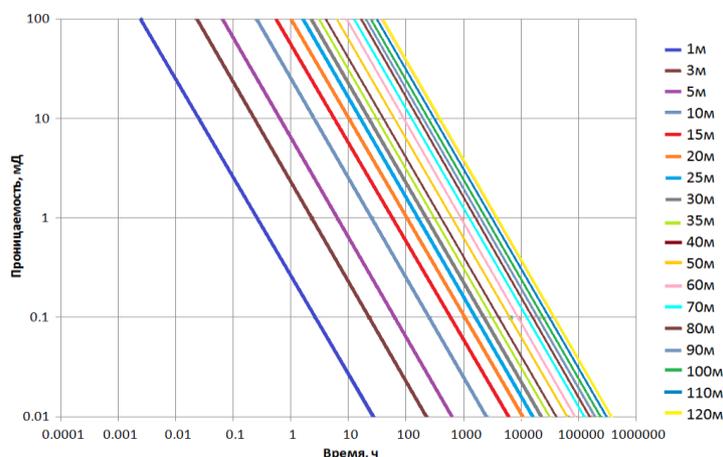


Рис. 4. Номограмма для определения времени выхода на радиальный режим фильтрации в зависимости от проницаемости и полудлины трещины

Примечание: составлено автором.

Исходя из номограммы следует, что чем меньше полудлина и больше проницаемость, тем меньше требуется времени для достижения радиального режима. На основании обобщения результатов исследований, проведенных за период с 2018 по 2019 гг., следует, что фактическое время выхода на радиальный режим фильтрации по пласту ЮС2 для вновь вводимых скважин составит от 14 до 86 ч (в среднем – 44 ч).

При анализе исследований выявлено, что по пяти скважинам, вышедшим на радиальный режим фильтрации, наблюдается несоответствие планируемых значений полудлины трещины фактическим в диапазоне от 1 до 66 м. Отличие значений, полученных по результатам ГДИС от дизайн-проекта составляет от 1 до 57 %. Расхождение по такому параметру, как полудлина, отличается от дизайн-проекта по трем скважинам более чем на 15 %. Причинами расхождения могут быть

как пониженное (относительного начального) пластовое давление, так и изменчивость упруго-механических свойств пласта.

Дополнительным информативным инструментом, позволяющим подтвердить или опровергнуть факт недостижения планируемой полудлины трещины на качественном уровне, является график Нолте – Смита, который графически характеризует основные этапы развития геометрии трещины в процессе проведения операции ГРП. Построение и последующий анализ графика Нолте – Смита позволяет диагностировать по углу наклона кривой изменения давления характерные направления развития трещины в длину, высоту или ограничение ее развития в результате экранирования, где: 0 – радиальный рост в пределах пласта, I – рост преимущественно в длину, II – рост в длину и в высоту, или рост утечек, IIIА – концевое экранирование, IIIВ – экранирование у ствола, IV – рост в высоту (рис. 5).

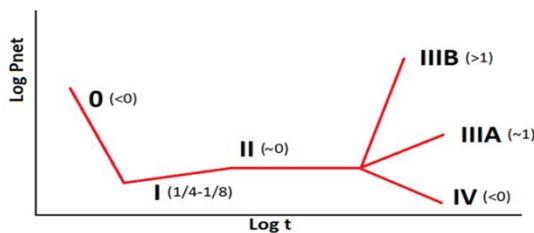


Рис. 5. График Нолте – Смита
 Примечание: составлено автором.

Результаты анализа графика Нолте – Смита скважины № 4 позволяют увидеть следующее: рост трещины преимущественно в длину, далее наблюдается развитие трещины в высоту или рост утечек, последний участок говорит об ограничении развития

трещины. Этот анализ является дополнительным подтверждением результатов исследований полудлины трещины, где видно расхождение с дизайн-проектом более чем на 15 % (рис. 6).

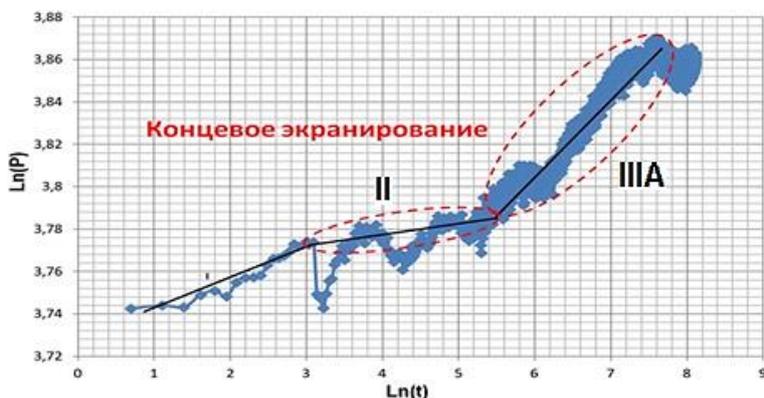


Рис. 6. График Нолте – Смита скважины № 4
 Примечание: составлено автором.

При анализе исследований выявлено, что по 5 скважинам, вышедшим на радиальный режим фильтрации, наблюдается расхождение расчетного (из дизайн-проекта) пластового давления с фактическим в диапазоне от 0,3 до 12,5 МПа (в процентном соотношении – от 1 до 71 %). Определенное пластовое давление по 5 скважинам отличается от значений из дизайн-проекта на проведение ГРП более чем на 15 %.

Доказательством относительно низкого пластового давления по скважинам № 5 и № 2 является сравнительный анализ работы рядом расположенных скважин на двух исследуемых участках. Значения дебита жидкости, пластового давления, полудлины созданной трещины после проведенного ГРП и значения проводимости приведены в табл. 2.

Таблица 2

Параметры работы скважин после операции гидроразрыва пласта

Скважина	Вид ГТМ	Год проведения	Вес пропанта, т	Q нефти до ГРП, т/сут	Q нефти после ГРП, т/сут	Прирост, т/сут	kh	Рпл, МПа (по дизайну/по рез-там исслед.)	X _t , по дизайну/по рез-там исслед.
Участок №1									
5	объемный	2018	60	8	13	5	426.8	25,8/13,8	125,0/62,3
13	объемный	2018	60	5	23	18	414.0	28.3	
15	многообъемный	2019	65	5	25	20	500.0	22.9	
Участок №2									
2	объемный	2018	40	из бурения	20	20	153.3	28,3/21,7	114,0/93,8
16	стандартный	2019	30	из бурения	45	45	16.5	24.5	
19	объемный	2019	40	из бурения	60	60	18.8	21.9	
10	объемный	2018	50	из бурения	24	24	10.2	29.7	
15	объемный	2018	40	из бурения	21	21	11.7	24.5	

Примечание: составлено автором.

По скважине № 5 (участок № 1) дебит после проведения операции ГРП меньше, чем по окружающим ее скважинам при соизмеримых значениях проводимости (kh) и схожих значениях массы закаченного пропанта.

Сравнительный анализ работы скважины № 2 (участок № 2) показал, что при значении проводимости на порядок выше, чем в рядом расположенных скважинах, наблюдается меньший прирост нефти. Данный факт косвенно подтверждает недостижение параметра полудлины трещины проектных значений в связи с заниженным пластовым давлением и, как следствие, измененных упруго-механических и фильтрационно-емкостных свойств пласта.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Проведение исследований методом кривой падения давления после гидроразрыва пласта с использованием контейнера К-2 и расположенных в нем автономных преобразователей давления и температуры имеют следующие преимущества:

- выполнение за одну спуско-подъемную операцию как мониторинга операции ГРП,

так и термогидродинамического зондирования призабойной и удаленных зон пласта;

- незначительные капитальные и эксплуатационные затраты, высокая информативность и надежность применяемой аппаратуры, методов исследования, обработки и, как следствие, экономическая и технологическая привлекательность;

- актуальность и новизна метода диагностики для осуществления контроля разработки месторождений и оценки эффективности проводимых геолого-технических мероприятий.

Кривая падения давления после гидроразрыва пласта является самым доступным источником информации, поскольку незначительные эксплуатационные затраты, высокая информативность и надежность метода делают данный вид исследования экономически и технологически привлекательным инструментом. Получаемые параметры являются немаловажными для планирования, контроля и анализа разработки месторождений, а также геолого-технических мероприятий, в том числе таких как гидроразрыв пласта.

Список источников

1. Шарипов А. М. Моделирование термогидродинамических процессов при диагностике параметров трещин гидроразрыва нефтяного пласта : автореф. дис. ... канд. физ.-мат. наук. Уфа, 2017. 24 с.
2. Мешков В. М., Клюкин С. С., Ихсанов М. А. и др. Опыт применения автономных преобразователей давления и температуры при проведении ГРП // Нефть. Газ. Новации. 2013. № 7. С. 70–74.
3. Кокурина В. В., Кременецкий М. И. Диагностика и изучение нестабильных трещин в нагнетательных скважинах гидродинамическими и промыслово-геофизическими методами // Современные технологии гидродинамических исследований скважин на всех стадиях разработки месторождения : материалы 9-й науч.-техн. конф. 12–14 мая 2010 г., г. Томск. Томск : Изд-во Томск. ун-та, 2010. С. 15–17.
4. Деева Т. А., Камартидинов М. Р., Кулагина Т. Е. и др. Гидродинамические исследования скважин. Томск, 2004. 340 с.
5. Бузинов С. Н., Умрихин И. Д. Гидродинамические методы исследования скважин и пластов. М. : Недра, 1973. 246 с.
6. Баренблатт Г. И., Ентов В. М., Рыжик В. М. Движение жидкостей и газов в природных пластах. М. : Недра, 1984. 208 с.
7. Шагиев Р. Г. Исследование скважин по КВД. М. : Наука, 1998. 302 с.
8. Желтов Ю. П. Деформации горных пород. М. : Недра, 1966. 198 с.

Информация об авторе

Е. С. Швец – старший преподаватель.

References

1. Sharipov A. M. Modelirovanie termogidrodinamicheskikh protsessov pri diagnostike parametrov treshchin gidrorazryva neftianogo plasta. Extended abstract of Cand. Sci. (Physics and Mathematics) Thesis. Ufa; 2017. 24 p. (In Russian).
2. Meshkov V. M., Klyukin S. S., Ikhsanov M. A. et al. Practical experience in applying autonomous pressure and temperature converters used in hydro-fracturing. *Neft. Gaz. Novatsii*. 2013;(7):70–74. (In Russian).
3. Kokurina V. V., Kremenetsky M. I. Diagnostika i izuchenie nestabilnykh treshchin v nagnetatelnykh skvazhinakh gidrodinamicheskimi i promyslovo-geofizicheskimi metodami. In: *Proceedings of the 9th Scientific and Engineering Conference "Sovremennye tekhnologii gidrodinamicheskikh isskedovaniy skvazhin na vsekh stadiakh razrabotki mestorozhdenie"*, May 12–14, 2010, Tomsk. Tomsk: Publishing House of Tomsk University; 2010. p. 15–17. (In Russian).
4. Deeva T. A., Kamartdinov M. R., Kulagina T. E. et al. *Gidrodinamicheskie issledovaniia skvazhin*. Tomsk; 2004. 340 p. (In Russian).
5. Buzinov S. N., Umrikhin I. D. *Gidrodinamicheskie metody issledovaniia skvazhin i plastov*. Moscow: Nedra; 1973. 246 p. (In Russian).
6. Barenblatt G. I., Entov V. M., Ryzhik V. M. *Dvizhenie zhidkosti i gazov v prirodnykh plastakh*. Moscow: Nedra; 1984. 208 p. (In Russian).
7. Shagiev R. G. *Issledovanie skvazhin po KVD*. Moscow: Nauka; 1998. 302 p. (In Russian).
8. Zheltov Yu. P. *Deformatsii gornykh porod*. Moscow: Nedra; 1966. 198 p. (In Russian).

Information about the author

E. S. Shvets – Senior Lecturer.