

DOI: <https://doi.org/10.25689/NP.2025.3.206-223>

EDN YJPMWU

УДК 622.276.5.001.5

## **Анализ причин отсутствия диагностических признаков трещины гидроразрыва на КВД**

*Абрамов Т.А., Аккерман А.Ш., Киселёв А.Н.*

*ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия*

## **Well testing: causes of missing hydraulic fractures diagnostic signatures on pressure buildup curves**

*T.A. Abramov, A.Sh. Akkerman, A.N. Kiselyov*

*Tyumen Petroleum Research Center LLC, Tyumen, Russia*

**E-mail: [taabramov@tnnc.rosneft.ru](mailto:taabramov@tnnc.rosneft.ru)**

**Аннотация.** В статье приведены результаты анализа гидродинамических исследований скважин (ГДИ) с гидроразрывом пласта (ГРП), в ходе которого по данным кривых восстановления давления (КВД) было выявлено, что по части скважин не наблюдается характерный отклик на наличие трещины гидроразрыва. При этом эффективность выполненного ГРП могла подтверждаться ростом добычи и отрицательным скин-фактором, определенным по результатам интерпретации КВД. Для поиска причин такого поведения был выполнен литературный обзор и анализ влияющих факторов. Выявлено, что основной проблемой отсутствия отклика является высокий механический скин-фактор, связанный с особенностями формирования трещины или повреждением зоны пласта вблизи ее поверхности. Установлено, что основные причины данного явления могут быть связаны как с технологией гидроразрыва пласта, так и с химическими свойствами используемых в процессе его проведения жидкостей.

**Ключевые слова:** гидродинамические исследования скважин, кривая восстановления давления, гидравлический разрыв пласта, скин-эффект

**Для цитирования:** Абрамов Т.А., Аккерман А.Ш., Киселёв А.Н. Анализ причин отсутствия диагностических признаков трещины гидроразрыва на КВД // Нефтяная провинция.-2025.-№3(43).-С. 206-223. - DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2025.3.206-223>. - EDN YJPMWU

**Abstract.** The paper presents the results of well testing of a reservoir subjected to hydraulic fracturing (HF). Pressure build-up recorded in some wells with HF showed no characteristic response of the presence of any fractures. At the same time, the effectiveness of HF could be confirmed by increased production rates and a negative skin factor determined by well test result analysis. To determine the cause of such behavior, a literature review and analysis of influencing factors were conducted. It was found that the main issue masking the diagnostic response is a high mechanical skin effect caused by either incomplete fracture propagation or damage to fracture face zone. It was concluded that the primary reasons for this phenomenon may be related both to the hydraulic fracturing technology itself and to the chemical of the fluids used during the treatment.

**Key words:** *well testing, pressure buildup curve, hydraulic fracturing, skin effect*

**For citation:** T.A. Abramov, A.Sh. Akkerman, A.N. Kiselyov Analiz prichin otsutstviya diagnosticheskikh priznakov treshchiny gidrorazryva na kvd [Well Testing: Causes of Missing Hydraulic Fractures Diagnostic Signatures on Pressure Buildup Curves]. Neftyanaya Provintsiya, No. 3(43), 2025. pp. 206-223. DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2025.3.206-223>. EDN YJPMWU (in Russian)

## Введение

Как известно, характерной особенностью скважин с гидроразрывом пласта является наличие линейных режимов течения [1, 2, 3]. При этом для скважин с проппантным ГРП в терригенных коллекторах работа трещины, как правило, описывается двумя моделями: бесконечной и конечной проводимости. В первом случае принимается, что внутри трещины устанавливается давление на одном значении, которое равняется забойному давлению. Как правило данная модель характерна для пластов с крайне низкой проницаемостью (около  $0,01 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>), и тогда проницаемость трещины превышает проницаемость пласта на несколько порядков (от 1 мкм<sup>2</sup>).

Рассматриваемые в данной работе отложения характеризуются проницаемостью в пределах  $1-10 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup> и для них более характерен второй случай. Такая модель характеризуется более сложной структурой потока. Ее характерной особенностью является перепад давления внутри трещины, вследствие чего в начальный момент времени работы скважины одновременно проявляется два линейных течения, формирующих особый билиней-

ный режим. При дальнейшем распространении фильтрационного возмущения данный режим сменяется на линейный, полностью аналогичный первому случаю. На поздних временах замера, когда геометрические размеры трещины становятся существенно меньшими по сравнению с развившейся областью дренирования, для обоих случаев будет наблюдаться выход на позднерадимальный режим.

На практике распознать характер работы трещины гидроразрыва можно с помощью нестационарных методов гидродинамических исследований скважин (ГДИ). Как правило, большая часть таких исследований выполняется путем записи и интерпретации данных кривой восстановления давления КВД. При обработке данных КВД и ее производной на билогарифмическом графике давления от времени (диагностический график) наличие и продолжительность каждого из описанного режима течения можно отследить по характерному отклику производной функции давления от времени. Так, доминирование линейного режима отобразится в виде линейного роста производной с тангенсом угла наклона (или просто «наклоном»), равным  $\frac{1}{2}$ . Билинейный режим характеризуется схожим поведением и отличается более пологим наклоном прямолинейного участка, равным  $\frac{1}{4}$ . Выход на радиальный режим течения характеризуется формированием горизонтального участка производной. По результатам ГДИ в скважинах с ГРП определяются такие параметры как полудлина трещины  $X_f$ , проводимость трещины  $Fc$  (для модели скважины конечной проводимости), механический скин-фактор трещины  $S_0$ , геометрический скин-фактор  $S_e$  (характеризует скин-фактор для вертикальной скважины с соответствующей параметрам трещины продуктивностью) и полный скин-фактор  $S_t$  (является суммой  $S_0+S_e$ ).

Необходимо отметить, что определяемая по данным ГДИ геометрия (полудлина) трещины характеризуется как эффективно работающая. В практике промысловых исследований она зачастую характеризуется

меньшим значением относительно геометрии трещины, закрепленной проппантом, получаемой после проведения гидроразрыва и фигурирующей в отчетах ГРП.

При этом, при анализе результатов ГДИ на эксплуатационном фонде скважин в большинстве случаев приходится иметь дело с эффектом влияния ствола скважины, искажающим начальную часть КВД. Данный эффект вызван продолжением поступления в ствол скважины флюида в течение некоторого времени после ее остановки. Проявление билинейного режима как правило происходит на раннем этапе записи КВД, поэтому зачастую в скважинах с ГРП с ожидаемым откликом на билинейный режим данный вид течения бывает скрыт влиянием ствола. В случае высокого механического скин-фактора продолжительность эффекта ВСС может значительно увеличиться [3, стр. 51], что может стать причиной «маскировки» даже последующего отклика КВД на линейный режим. Пример такого явления является предметом изучения в данной статье.

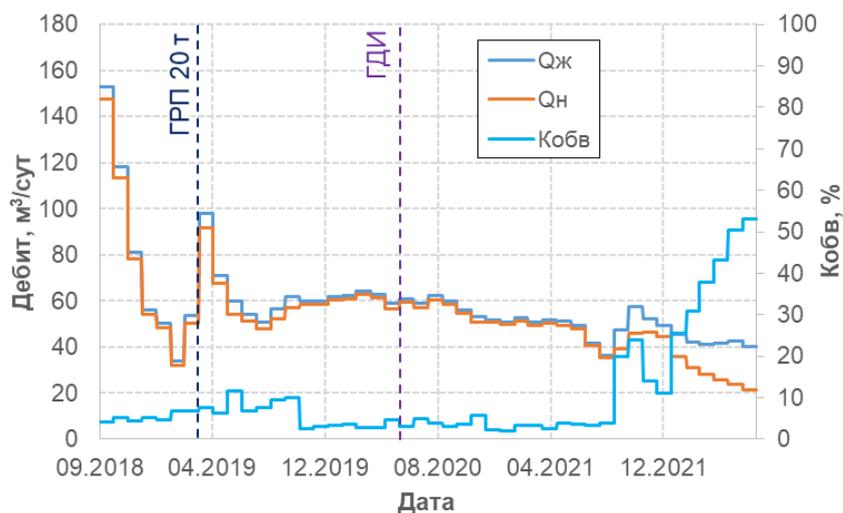
При этом также стоит упомянуть, что частным случаем данного явления может быть частичный охват трещиной пласта с большой толщиной. Тогда период доминирования работы трещины может быть сокращен за счет последующего влияния сферического режима течения. Отсюда сокращенный период работы трещины также может быть скрыт ВСС. Однако данный вариант не является характерным для рассматриваемого объекта, где вскрытие перфорацией производится на всю эффективную толщину, среднее значение которой составляет менее 15 м, что, в свою очередь, предопределяет охват трещиной всего продуктивного интервала при высоте при проведении ГРП.

### **1. Анализ результатов ГДИ скважин с ГРП**

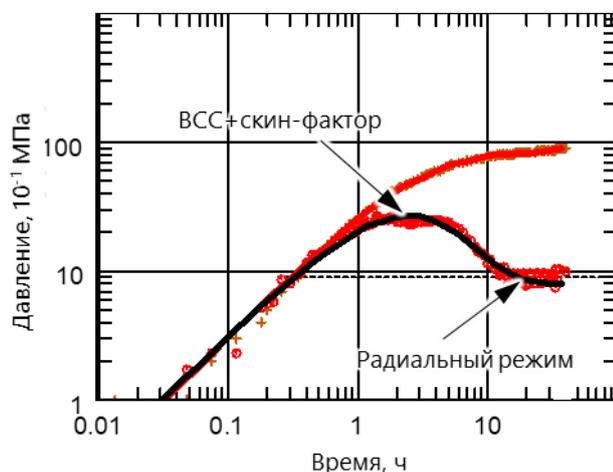
По результатам ГДИ по части скважин с ГРП была выявлена тенденция, заключающаяся в отсутствии характерных режимов течения на диагностическом графике КВД для скважин с трещиной гидроразрыва. При этом

по ряду скважин эффективность выполненного ГРП подтверждалась увеличением добычи по результатам проведения ГРП, а также отрицательным скин-фактором по данным ГДИ.

В качестве примера рассмотрим скважину №1. По результатам запуска скважина показала падение дебита жидкости в течение первого полугодия эксплуатации. По данным отчета ГРП, при массе закачанного проппанта 20 т, общая полудлина трещины, закрепленная проппантом, составила 157 м. Скважина продемонстрировала кратковременное увеличение дебита жидкости до  $98 \text{ м}^3/\text{сут}$  с приростом  $45 \text{ м}^3/\text{сут}$  с последующим выходом на стабильную добычу (Рис. 1). Спустя год на скважине произвели ГДИ методом КВД, диагностический график которой представлен на рис. 2. На графике КВД наблюдаются два характерных участка: в первые 13 ч производная давления формирует «горб», связанный с процессами влияния ствола скважины и скин-эффекта; после чего скважина выходит на радиальный режим течения (формирует горизонтальную «полку»). Величина эффективной проницаемости по жидкости составила 2,7 мД, что согласуется с характерными значениями проницаемости по рассматриваемому объекту разработки: диапазон изменения проницаемости определяется от 0,1 до 21,4 мД со средним значением 1,7 мД. При этом каких-либо диагностических признаков работы трещины гидроразрыва, связанных с наличием линейного и/или билинейного течения, не наблюдается, хотя скин-фактор по результатам интерпретации имеет значение  $S = -1,4$ . Также участок диагностического графика КВД в период доминирования ВСС и скин-эффекта не настраивался на модель постоянного влияния ствола скважины, характерного для малообводненных нефтяных скважин. Иными словами, несмотря на отсутствие явных признаков работы трещины гидроразрыва, его успешность подтверждается косвенными признаками: приростом добычи после проведения ГРП, отрицательным скин-фактором и невозможностью настройки на стандартную модель ВСС.



**Рис. 1. График добычи скважины №1**



**Рис. 2. Диагностический график КВД скважины №1**

Снижение и стабилизация добычи спустя 4 месяца после ГРП может указывать на признаки «затухания» трещины, связанного с постепенным снижением ее полудлины. В условиях отсутствия замера КВД оценка параметров системы «пласт-скважина» возможна путем проведения анализа динамики добычи (АДД), который представлен на рис. 3. Действительно, по результатам выполненного анализа выявляется различие в характеристиках системы «пласт-скважина»: участок данных за первые четыре месяца и последующий участок отработки перед КВД длительностью в 1 год невозможно описать с помощью единой модели «пласт-скважина». Так, по результатам настройки модели на участок в период за 06.2019-06.2020 гг. величина скин-фактора определяется  $S = -2,5$ , что близко к результатам

оценки по КВД. На начальный период отработки скважины скин-фактор определяется равным  $S = -4,4$ . При этом, начиная с 06.2019 г., скважина демонстрирует работу с постоянной депрессией.

Отсюда следует вывод: стабилизация дебита с 06.2019 г. вызвана ухудшением параметров системы «пласт-скважина» и не связана с изменением депрессии. В условиях отсутствия предпосылок по изменению гидропроводности пласта, ухудшение может быть связано как с «затуханием» трещины, так и с ростом механического скин-фактора, однако в условиях отсутствия замеров КВД однозначно установить его причину не представляется возможным. При этом, если принять механический скин-фактор равным 0, то полудлина трещины в начальный и конечный период оценивается равной 13 м и 1,9 м.

Отсюда следует вывод об ухудшенном состоянии скважины после ГРП даже на начальный период, что может быть обусловлено отличием на порядок работающей длины от закрепленной пропантом по отчету, либо наличием высокого механического скин-фактора, либо комплексом этих параметров.

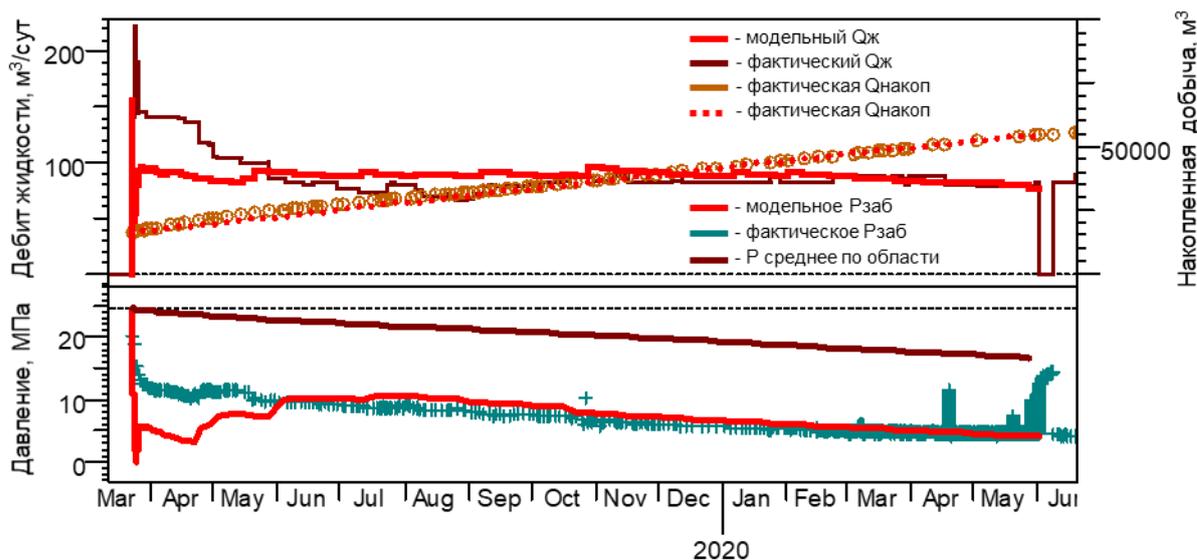


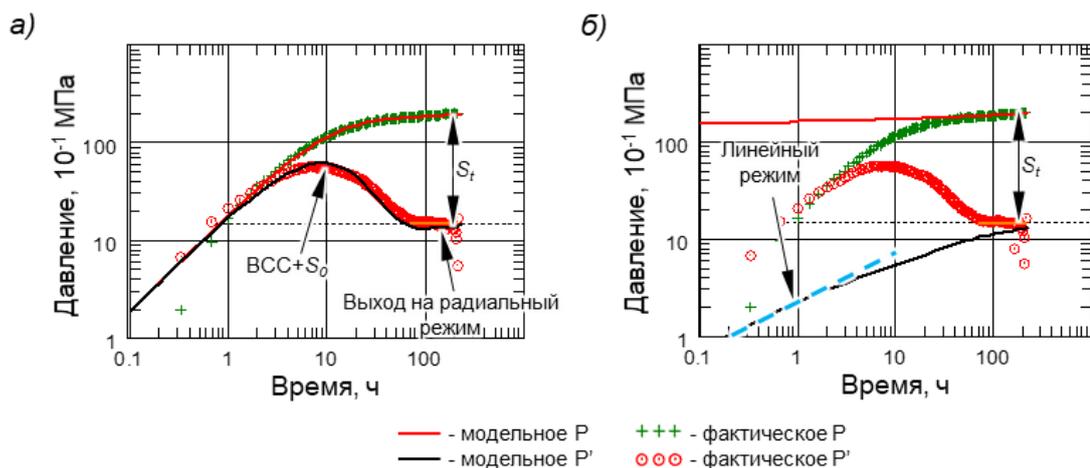
Рис. 3. График истории АДД скважины №1

По результатам анализа выборки большинство скважин с отсутствием отклика на работу трещины гидроразрыва на диагностическом графике КВД условно можно разделить на две категории: с отрицательным и положительным значением скин-фактора.

Отрицательный скин-фактор, полученный по первым скважинам, указывает о наличии активизированной призабойной зоны пласта (ПЗП). В процессе гидроразрыва терригенных юрских отложений маловероятны варианты, исключающие формирование вертикальной трещины (такие как образование зоны с системой мелких трещин, формирование горизонтальной трещины и др.). В таком случае наиболее логичным является предположение, что при наличии отрицательного скин-фактора работа трещины ГРП на диагностическом графике КВД может быть замаскирована эффектом ВСС и влиянием положительного скин-фактора трещины, что также отмечается в литературе [2]. При этом незначительные для вертикальной скважины величины ВСС и скин-фактора являются существенными применительно для скважин с гидроразрывом [2, стр. 312].

Так, на примере скважины №2, при задании модели трещины ГРП с высоким механическим скин-фактором на диагностическом графике КВД получена хорошая настройка модели на факт (Рис. 4а). По результатам настройки полудлина трещины составила  $X_f = 70$  м, в то время как по данным отчета ГРП общая полудлина трещины, закрепленная пропантом, равняется  $X_f = 151$  м. Фазовая проницаемость по жидкости составила  $k = 0,6$  мД, механический скин-фактор  $S_0 = 5.4$ , полный скин-фактор  $S_t = -0.925$ . Из рис. 5а видно, что высокий механический скин и ВСС полностью скрывают работу трещины. На рис. 4б представлен модельный отклик для трещины в случае, если бы у скважины отсутствовало влияние ствола. Так, на модельной производной линейный режим доминирует в первые 2 ч замера, после чего наблюдается переходный режим с признаками начала выхода на псевдорadiaльный режим в конце замера. На конечном

участке диагностического графика видна настройка на фактическое давление, свидетельствующая о корректной принятой величине полного скин-фактора  $S_f$  (определяемого как расстояние между производной и фактическим давлением). При этом необходимо отметить, что отсутствие линейного режима течения не позволяет корректно оценить величину полудлины трещины, что, в свою очередь, влияет на определяемую величину механического скин-фактора. Так, по скважине, представленной в примере, настройка достигается при полудлине трещины в диапазоне от 35 м до 70 м при соответствующем механическом скин-факторе от 4,8 до 5,4. Ввиду невозможности оценки величины проводимости трещины интерпретация проводилась на модель трещины бесконечной проводимости.



а) настройка модели на факт с учетом ВСС; б) настройка без учета ВСС

**Рис. 4. Пример диагностического графика для скважины №2 без отклика на трещину ГРП с отрицательным скин-фактором**

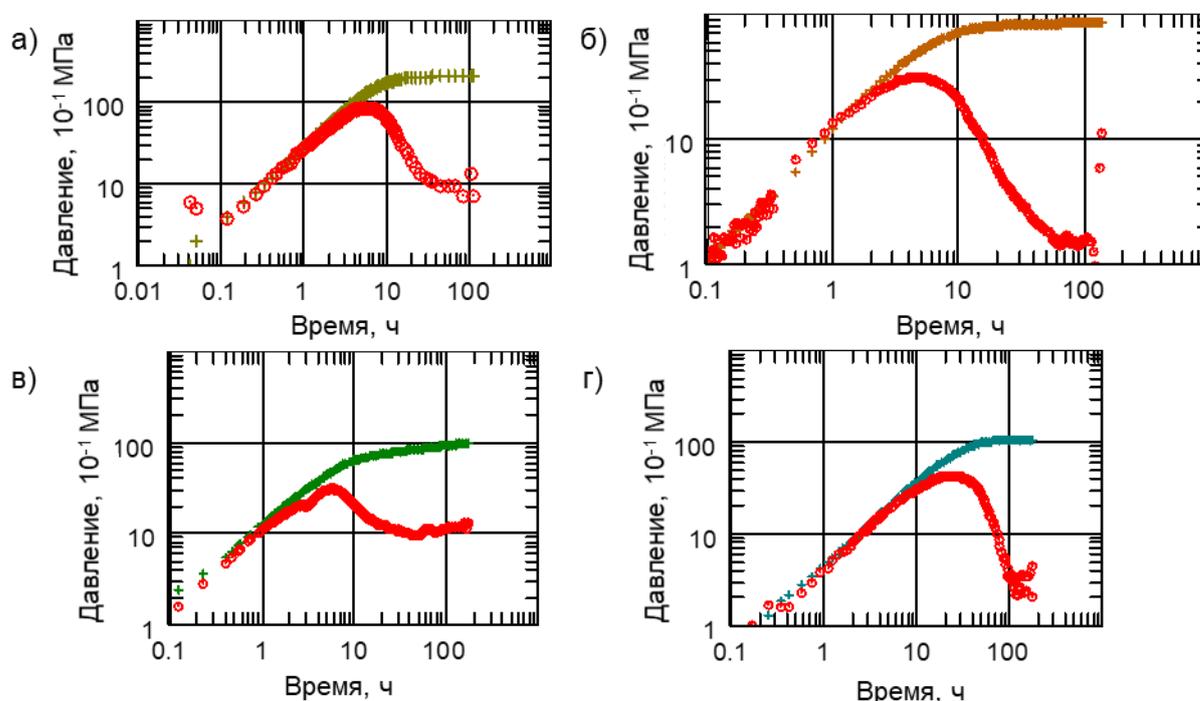
На рис. 5 представлены диагностические графики КВД скважин без признаков работы трещины ГРП из категории с положительным скин-фактором, наблюдаемые на рассматриваемом объекте. Общий вид графиков не отличается от скважин с отрицательным скин-фактором – на производной давления также наблюдается формирование высокоамплитудного «горба», свидетельствующего о высоком значении скин-фактора. Параметры по скважинам в примере представлены в табл. 1.

Таблица 1

**Параметры по скважинам в примере с положительным скин-фактором**

Скв.	Период между ГРП и ГДИ, мес	Пропантa закачено, т	Закрепленная полудлина, м	Проницаемость по ГДИ, мД
1	13	70	217	1,96
2	2	40	132	10,6
3	16	30	131	2,4
4	1	30	167	2,5

При интерпретации части скважин на модель трещины бесконечной проводимости были получены значения полудлины трещины, на порядок превышающие ожидаемые значения (до 1200 м).



а) скв. 1; б) скв. 2 в) скв. 3; г) скв. 4.

**Рис. 5. Пример диагностических графиков скважин без отклика на трещину ГРП с положительным скин-фактором**

Таким образом, результаты выполненного анализа показывают, что для рассматриваемого объекта причиной отсутствия отклика КВД на работу на трещины гидроразрыва является высокий механический скин, который увеличивает продолжительность ВСС. Продолжительный ВСС маскирует диагностический признак работы трещины ГРП, наличие которой по части

скважин подтверждается только косвенно – по отрицательному полному скин-фактору.

Также стоит отметить, в отличие от терригенных пород, для пластов с трещиноватым типом коллектора проблема отсутствия отклика на трещину ГРП является достаточно типичной. Подобные результаты представлены в работах [4, 5, 6]. Данный факт в первую очередь объясняется формированием сложной сети трещин ГРП или инициацией ранее залеченных трещин, которые определяют комплексный характер отклика КВД [7].

## **2. Проблематика оценки эффективности ГРП**

В рамках выполненного анализа был выявлен ряд проблем, не позволяющих корректно оценить эффективность мероприятий по гидроразрыву пласта. Необходимость снижения потерь добычи нефти диктует проведение исследований в основном на скважинах с высокой обводненностью, которая обычно достигается спустя длительное время после эксплуатации скважины. Высокий процент воды в притоке может значительно исказить отклик на работу трещины вследствие влияния эффекта перераспределения фаз в стволе скважины (эффект переменного ВСС).

По большинству скважин отсутствуют первичные и повторные исследования для отслеживания жизненного цикла трещины и процесса ее деградации. Наблюдается существенный промежуток между датами выполнения ГРП и ГДИ, что имеет негативное влияние, т.к. определяемые на момент проведения исследования параметры трещины могут быть подвержены эффекту «затухания». Также затрудняет анализ и отсутствие исследований до ГРП.

В связи с вышесказанным возникает необходимость в формировании программы опытно-промышленных исследований (ОПИ) для оценки эффективности выполненных ГРП по ГДИ, увеличения потенциально возможного дебита за счет предотвращения формирования скиновой зоны в случае техногенных повреждений, а также для выявления закономерности между

фактическими и проектируемыми параметрами трещины. Суть предполагаемой программы должна заключаться в выборе скважин-кандидатов, на которых будет отслеживаться жизненный цикл трещины на основе мониторинга и регулярных исследований гидродинамическими методами по следующей схеме:

1. Оценка начальных параметров трещины по первичной КВД после ГРП и вывода скважины на режим;
2. Долгосрочный мониторинг полученных параметров по АДД;
3. По результатам расхождения модельных и фактических данных проведение повторной КВД с целью выявления изменений параметров системы «пласт-скважина»;
4. Продолжение мониторинга методом АДД с проведением повторной КВД в случае изменения параметров.

### **3. Анализ причин высокого скин-фактора**

Механический скин-фактор для скважин с ГРП может быть вызван двумя факторами: закупоркой трещины вблизи стенки скважины и повреждением поверхности трещин [2]. Закупорка трещины может происходить по причине повреждения проппанта, вызванного высоким напряжением при значительно сниженном пластовом давлении или эффектом смыкания трещины у стенки скважины, вызванном вследствие перепродавки проппанта [2].

На рассматриваемых примерах анализ величины пластового давления осложнен практически полным отсутствием замеров в скважине непосредственно перед самым гидроразрывом или непосредственно после него. Оценка пластового давления по данным мини-ГРП, как правило, подвержена существенным погрешностям вследствие кратковременности замера и также не позволяет корректно выявить корреляцию между величиной пластового давления и высокими значениями скин-фактора. Однако, если

учесть тот факт, что проведение ГРП на нефтяном фонде, как правило, подразумевает мероприятия по повышению пластового давления в зоне отбора скважины-кандидата, можно предположить, что данная причина не является доминирующей. В качестве возможной альтернативы для повышения эффективности будущих мероприятий по гидроразрыву пласта рекомендуется предусмотреть использования методов оценки пластового давления с помощью искусственного интеллекта, пример которых представлен в работах [8, 9, 10]

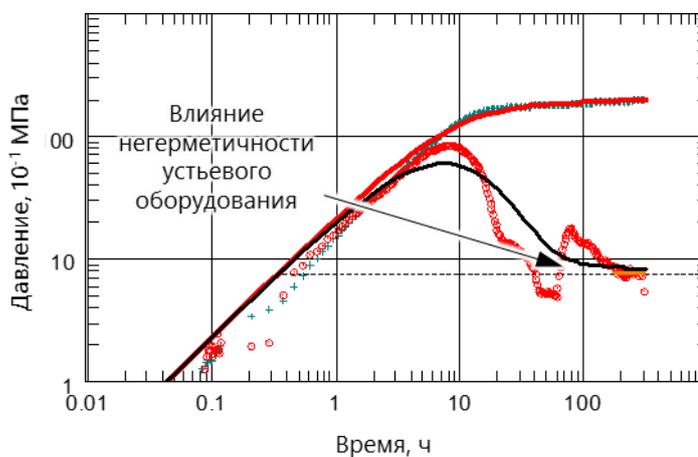
Повреждение поверхности трещины – это образование зоны пониженной проницаемости пласта в непосредственной близости от трещины. Как правило, снижение проницаемости в приращенной области пласта может быть вызвано множеством причин, которые в основном можно разделить на два типа: естественные и техногенные [11]. Из широкого списка естественных причин наиболее подходящими для условий юрских нефтенасыщенных терригенных отложений является набухание глин, что, в первую очередь, может быть вызвано влиянием раствора глушения и жидкости ГРП (неверная рецептура, большая длительность простоя).

В рамках анализа техногенных причин по ряду скважин был обнаружен заниженный расход брейкера, что могло привести к неполному разложению жидкости гидроразрыва и последующему загрязнению ПЗП. Помимо этого, среди некоторых скважин также отмечались признаки выпадения окислов железа, связанные со смешением пластовой воды с пресной водой, закачиваемой в процессе гидроразрыва.

На примере скважины №3, диагностический график которой представлен на рис. 6, более подробно рассмотрим возможные причины высокого значения механического скин-фактора  $S_0 = 4.8$ . Технологических отклонений в процессе выполнения ГРП на скважине не наблюдалось. Положительный эффект косвенно подтверждается поглощением раствора глушения при первом капитальном ремонте скважины (КРС), после выполнения

второго КРС наблюдается снижение продуктивности скважины в 10 раз. Отсутствие эффекта от выполненной обработки призабойной зоны (ОПЗ) косвенно исключает кольтматацию трещин гелем ГРП. Предположительно снижение продуктивности скважины вызвано блокирующим составом глушения (БСГ), использовавшегося при работах КРС, обратимость эффекта от БСГ не наблюдается. Также по результатам моделирования ГРП с использованием геомеханической модели прогнозируется прорыв трещины в водонасыщенный пласт.

Вследствие воздействия на породу жидкости ГРП, жидкости глушения и приобщения водонасыщенного интервала происходит насыщение гидрофильного по природе коллектора водой. В результате выполненных фильтрационных исследований отмечается существенное снижение коэффициента восстановления проницаемости на нефтенасыщенных образцах. Значения варьируется в пределах от 17,3 до 85,3% при средних значениях 54,8%.



*Рис. 6. Диагностический график КВД скважины №3*

Таким образом, формирование высокого скин-фактора в скважинах с ГРП может быть вызвано комплексом причин, проявление которых не исключает друг друга и может взаимно увеличивать суммарный механический скин. Для предупреждения и контроля высоких значений механического скин-фактора рекомендуется проведение следующего ряда мероприятий:

- охватить ГДИ долю скважин, переходящих в эксплуатацию непосредственно после гидроразрыва с целью прямой оценки эффективности ГРП и параметров трещины;
- производить контроль работы службы КРС, использовать жидкости глушения и блокирующих составов на углеводородной основе, нефтяной эмульсии;
- контролировать технологический процесс ГРП по части рецептуры и на этапе подготовки дизайна по части учета геомеханических свойств разреза;
- проводить периодический анализ совместимости жидкости ГРП с пластовым флюидом не менее одного раза в год.

**Выводы:**

1. Результаты анализа показывают, что по части скважин, вскрывающих нефтяные залежи, существует проблема отсутствия диагностических признаков трещины ГРП по данным интерпретации КВД, что вызвано высоким значением механического скин-фактора. Это указывает на то, что скважины после ГРП характеризуются сниженной продуктивностью относительно потенциально возможной после выполненного мероприятия.
2. Для рассматриваемого объекта высокий скин-фактор наиболее вероятно обусловлен повреждением поверхности трещины. При этом причины повреждения не являются однозначными и могут быть обусловлены комплексом различных факторов (нарушение технологии глушения, рецептуры ГРП и др.).
3. Требуется проведение индивидуального ретроспективного анализа по каждой скважине с выявленной проблемой. Для получения более полного понимания необходим промысловый эксперимент с замером КВД и последующим АДД непосредственно после гидроразрыва.

## Список литературы

1. М.И. Кременецкий, А.И. Ипатов. Гидродинамические и промыслово-технологические исследования скважин. – М.: МАКС Пресс, 2008. – 476 с.
2. Medhat M. Kamal. Transient Well Testing. Richardson: Society of Petroleum Engineers. 2009. – 849 p.
3. Bourdet D. Well test analysis: the use of advanced interpretation models. – Amsterdam: Elsevier Science B.V. – 2002. – 426 p.
4. Абрамов Т.А., Гордеев А.О., Тюлькова А.И., Ягудин Р.А., Королев А.Ю. Анализ характерных особенностей результатов гидродинамических исследований скважин березовской свиты Y месторождения // Научный журнал Российского Газового Общества. – 2019. – №2. – С. 18-25
5. Абрамов Т.А., Гордеев А.О., Лознюк О.А., Тюлькова А.И., Афонин Д.Г. Анализ результатов планирования и проведения ГДИ пластов березовской свиты // Нефтяная провинция. – 2019. – № 4. – С. 234-247. DOI:10.25689/NP.2019.4.234-247
6. Д.А. Мартюшев, И.Н. Пономарева, Е.В. Филиппов, Ли Ювэй. Образование трещин гидравлического разрыва пласта в карбонатных сложнопостроенных коллекторах с естественной трещиноватостью // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2022. – Т. 333. – № 1. – С. 85-94
7. Kuchuk F. Transient Test Interpretation for Continuously and Discretely Fractured Reservoirs // SPE Annual Technical Conference and Exhibition, San Antonio, Texas, USA, 8-10 October 2012. – № SPE-158096. – DOI: <https://doi.org/10.13140/RG.2.1.2306.3760>
8. Martyushev D.A., Ponomareva I.N., Filippov E.V. Studying the direction of hydraulic fracture in carbonate reservoirs: Using machine learning to determine reservoir pressure // Petroleum Research. – 2023. – №8. – P. 226-233. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.ptlrs.2022.06.003>
9. Захаров Л.А., Мартюшев Д.А., Пономарева И.Н. Прогнозирование динамического пластового давления методами искусственного интеллекта // Записки Горного института. – 2022. – Т. 253. – С. 23-32. DOI: 10.31897/PMI.2022.11
10. Применение машинного обучения для прогнозирования пластового давления при разработке нефтяных месторождений / Д.А. Мартюшев, И.Н. Пономарева, Л.А. Захаров, Т.А. Шадров // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2021. – Т. 332. – № 10. – С. 140–149. DOI: <https://doi.org/10.18799/24131830/2021/10/3401>
11. М. Экономидес, К. Нолте. Повышение продуктивности нефтегазовых коллекторов. – М.: – Ижевск: НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика», Ижевский институт компьютерных исследований, 2011. – 1223 с.

## References

1. M.I. Kremenetskiy, A.I. Ipatov. Hidrodinamicheskie i promyslovo-tehnologicheskie issledovaniya skvazhin. – M.: MAKS Press, 2008. – 476 p. (in Russian)
2. Medhat M. Kamal. Transient Well Testing. Richardson: Society of Petroleum Engineers. 2009. – 849 p. (in English)
3. Bourdet D. Well test analysis: the use of advanced interpretation models. – Amsterdam: Elsevier Science B.V. – 2002. – 426 p. (in English)
4. Abramov T.A., Gordeev A.O., Tulkova A.I., Yagudin R.A., Korolev A.Yu. Analysis of characteristic features of well tests results of the berezovskaya suite at the Y field // Scientific Journal of Russian Gas Society. 2019. P. 18-25 (in Russian)

5. Abramov T.A., Gordeev A.O., Loznyuk O.A., Tyulkova A.I., Afonin D.G. Analysis of pressure transient test results for beryozovskaya suite // Neftyanaya Provintsiya. 2019. № 4. P. 234-247 DOI:10.25689/NP.2019.4.234-247 (in Russian)
6. D.A. Martuyushev, I.N. Ponomareva, E.V. Filippov, Yuwei Li. Formation of hydraulic fracturing cracks in complicated carbonate reservoirs with natural fracturing // Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering. 2022. V. 333. 1. 85–94 (in Russian)
7. Kuchuk F. Transient Test Interpretation for Continuously and Discretely Fractured Reservoirs // SPE Annual Technical Conference and Exhibition, San Antonio, Texas, USA, 8-10 October 2012. – № SPE-158096. – DOI: <https://doi.org/10.13140/RG.2.1.2306.3760> (in English)
8. Martuyushev D.A., Ponomareva I.N., Filippov E.V. Studying the direction of hydraulic fracture in carbonate reservoirs: Using machine learning to determine reservoir pressure // Petroleum Research. – 2023. – №8. – P. 226-233. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.ptlrs.2022.06.003> (in English)
9. Zakharov L.A., Martuyushev D.A., Ponomareva I.N. Predicting dynamic formation pressure using artificial intelligence methods // Journal of Mining Institute. – 2022. – Vol. 253. – p. 23-32. DOI: 10.31897/PMI.2022.11 (in Russian)
10. Martuyushev D.A., Ponomareva I.N., Zakharov L.A., Shadrov L.A. Application of machine learning for forecasting formation pressure in oil field development // Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering. – 2021. – V. 332. 10. – P. 140–149. DOI: <https://doi.org/10.18799/24131830/2021/10/3401> (in Russian)
11. M. Ekonomides, K. Nolte. Povyshenie produktivnosti neftegazovyh kollektorov. – M.: – Izhevsk: NIC «Regulyarnaya i haoticheskaya dinamika» [Regular and chaotic dynamics], Izhevskij institut komp'yuternyh issledovaniy, 2011. – 1223 p. (in Russian)

### Сведения об авторах

*Абрамов Тимур Алексеевич*, главный специалист, ООО «Тюменский нефтяной научный центр»

Россия, 625000, Тюмень, ул. Осипенко, 79/1

E-mail: [taabramov@tnnc.rosneft.ru](mailto:taabramov@tnnc.rosneft.ru)

*Аккерман Анель Шалхаровна*, главный специалист, ООО «Тюменский нефтяной научный центр»

Россия, 625000, Тюмень, ул. Осипенко, 79/1

E-mail: [ASh\\_Akkerman@tnnc.rosneft.ru](mailto:ASh_Akkerman@tnnc.rosneft.ru)

*Киселёв Антон Николаевич*, менеджер, ООО «Тюменский нефтяной научный центр»

Россия, 625000, Тюмень, ул. Осипенко, 79/1

E-mail: [ankiselyov@tnnc.rosneft.ru](mailto:ankiselyov@tnnc.rosneft.ru)

### Authors

*T.A. Abramov*, Lead specialist, Tyumen petroleum research center LLC

42, Maksima Gorkogo Str., Tyumen, 625000, Russian Federation

E-mail: [taabramov@tnnc.rosneft.ru](mailto:taabramov@tnnc.rosneft.ru)

*A.Sh. Akkerman*, Lead specialist, Tyumen petroleum research center LLC

42, Maksima Gorkogo Str., Tyumen, 625000, Russian Federation

E-mail: [ASh\\_Akkerman@tnnc.rosneft.ru](mailto:ASh_Akkerman@tnnc.rosneft.ru)

*A.N. Kiselyov*, Reservoir Manager, Tyumen petroleum research center LLC  
42, Maksima Gorkogo Str., Tyumen, 625000, Russian Federation  
E-mail: [ankiselyov@tnnc.rosneft.ru](mailto:ankiselyov@tnnc.rosneft.ru)

*Статья поступила в редакцию 24.06.2025*

*Принята к публикации 16.09.2025*

*Опубликована 30.09.2025*