

УДК 622.276.66

**О.В. Салимов<sup>1</sup>**, e-mail: [sov@tatnipi.ru](mailto:sov@tatnipi.ru); **И.И. Гирфанов<sup>1</sup>**, e-mail: [gii@tatnipi.ru](mailto:gii@tatnipi.ru); **Р.З. Зиятдинов<sup>1</sup>**; **И.Х. Махмутов<sup>1</sup>**;  
**В.Г. Салимов<sup>2</sup>**, e-mail: [salimov@tatnipi.ru](mailto:salimov@tatnipi.ru)

<sup>1</sup> ТатНИПИнефть ПАО «Татнефть» (Бугульма, Республика Татарстан, Россия).

<sup>2</sup> Волго-Камское региональное отделение Российской академии естественных наук (Бугульма, Республика Татарстан, Россия).

## Анализ опытно-промысловых работ по гидроразрыву пласта, кислотному гидроразрыву пласта и большеобъемной обработке призабойной зоны на мендымские, доманиковые и саргаевские отложения

В структуре мировой нефтедобычи стремительно растет доля нефтяных сланцев. Аналогами сланцевых толщ в России являются баженовская свита в Западной Сибири, доманиковые отложения Волго-Уральской нефтегазоносной провинции и хадумская свита Предкавказья.

Добыча сланцевой нефти и создание технологий, направленных на увеличение темпов разработки нетрадиционных запасов углеводородов, являются значимыми факторами развития рынка энергоресурсов.

В ПАО «Татнефть» была принята Программа опытно-промышленных работ по выявлению и разработке залежей сланцевой нефти. В соответствии с Программой в 2013–2015 гг. проводились работы по изучению мендым-доманиковых коллекторов и осуществлению в них опытных работ по гидроразрыву пласта и кислотных обработок. По значению глинистости все пласты исследуемой совокупности скважин (в которых проводились опытно-промысловые работы (ОПР)) разделяются на две группы: слабоглинистые и сильноглинистые.

Полученные результаты опытно-промысловых работ на мендым-доманиковых отложениях в ПАО «Татнефть» убеждают в необходимости продолжения всесторонних научно-исследовательских работ и внесения корректировок в ОПР с учетом полученных выводов.

Для повышения эффективности и успешности выполнения процессов гидроразрыва пласта (ГРП) в низкопроницаемых коллекторах необходимо проводить изучение геомеханических свойств пород.

Обычный мини-фрак в сланцевых отложениях неинформативен. Продолжительность периода смыкания трещины не позволяет определить необходимые параметры для редизайна. В этих условиях необходимо применять альтернативные методики, например испытание на закачку/излив, импульсный метод, исследование гидравлического импеданса. Структурным подразделениям ПАО «Татнефть», ведущим работы по опробованию мендым-доманиковых отложений, необходимо осваивать и адаптировать к своим условиям технологии, предназначенные специально для сланцевых отложений и уже доказавшие свою успешность.

**Ключевые слова:** сланцевая нефть, гидроразрыв пласта, анализ мини-фрака, мендым-доманиковые отложения, низкопроницаемые коллекторы.

.....

**О.В. Салимов<sup>1</sup>**, e-mail: [sov@tatnipi.ru](mailto:sov@tatnipi.ru); **И.И. Гирфанов<sup>1</sup>**, e-mail: [gii@tatnipi.ru](mailto:gii@tatnipi.ru); **Р.З. Зиятдинов<sup>1</sup>**; **И.Х. Махмутов<sup>1</sup>**;  
**В.Г. Салимов<sup>2</sup>**, e-mail: [salimov@tatnipi.ru](mailto:salimov@tatnipi.ru)

<sup>1</sup> TatNIPIneft – TATNEFT PJSC (Bugulma, Republic of Tatarstan, Russia).

<sup>2</sup> Volga-Kama Regional Branch of the Russian Academy of Natural Sciences (Bugulma, Republic of Tatarstan, Russia).

## Analysis of Pilot Hydrofrac, Acid Hydrofrac and Large-Volume Bottomhole Treatments in Mendymskian Domanikites and Sargaevskian Domanikoids

Share of tight oil is rapidly growing in the worldwide petroleum production.

Hydrocarbon-bearing formations in Russia similar to shale reservoirs are the Bazhenov Formation in the Western Siberian basin, Domanic reservoirs in the Volga-Urals Petroleum Province, and the Khadum Formation in the Pre-Caucasian region. Tight oil reserves development and elaboration of technologies to enhance production of non-conventional hydrocarbon reserves facilitate energy market growth.

**PJSC TATNEFT has approved a pilot program on search for tight oil reserves and their development. In the period from 2013 to 2015, studies and testing were concentrated on the Mendymskian domanikites where pilot hydrofrac and acid frac treatments were carried out.**

**Based on shale volume, all reservoir beds in the treated wells can be divided into two groups: low-shale-volume and high-shale-volume reservoirs.**

**The results of field trials in the Mendymskian domanikites underline the need for further comprehensive research and improvement of pilot projects with regard to the lessons learned.**

**In-depth study of rock mechanics is a key to improvement of hydrofrac efficiency and success rate in tight reservoirs. Conventional minifrac treatments in tight oil formations provide little, if any information. Long fracture closure time prevents determining parameters for redesign; so, alternative methods have to be used, such as injection/flowback testing, pulse method, or hydraulic impedance analysis.**

**PJSC TATNEFT's business units involved in the Mendymskian domanikites testing should use and adjust technologies which have proven successful for tight reservoir development.**

**Keywords:** tight oil, hydrofrac, minifrac analysis, Mendymskian domanikites, tight reservoirs.

В структуре мировой нефтедобычи стремительно растет доля нефтяных сланцев. Северная Америка за короткий период времени за счет разработки только двух месторождений сланцевой нефти – Баккен и Игл Форд – смогла преодолеть тенденцию падающей добычи. Подобный пример в условиях ухудшения структуры запасов и остро стоящем вопросе их воспроизводства делает поиск сланцевой нефти в Татарстане крайне актуальным.

Аналогом сланцевых толщ в России являются баженовская свита в Западной Сибири, доманиковые отложения Волго-Уральской нефтегазоносной провинции и хадумская свита Предкавказья. Доманиковые саргаевско-заволжские отложения распространены повсеместно на территории Республики Татарстан. Наиболее изученные семилукские (доманиковые) и речицкие (мендымские или бурежские) отложения являются нефтематеринскими породами, где содержание органического вещества высокое (доманикиты), и в этих отложениях выявлены залежи нефти. Также к доманикитам на территории Республики Татарстан можно отнести отложения саргаевского горизонта, представленные известняками темно-серыми, битуминозными с прослоями мергелей и аргиллитов [1].

Добыча сланцевой нефти и создание технологий, направленных на увеличение темпов разработки нетрадиционных запасов углеводородов, являются значимыми факторами развития рынка энергоресурсов. Перенос способов, используемых при разработке сланцевых месторождений Северной Америки, в условия других месторождений не даст аналогичных результатов. Для получения экономически эффективных методов, работающих в условиях месторождений Республики Татарстан, необходимо глубокое изучение и понимание особенностей местных коллекторов, изменение имеющихся традиционных технологий и внедрение новых. С учетом актуальности перспективы изучения доманикитов и поиска путей извлечения нефти из них, а также необходимости наработки собственных эффективных технологий в ПАО «Татнефть» была принята Программа опытно-промышленных работ по выявлению и разработке залежей сланцевой нефти. В соответствии с Программой в период с 2013 по 2015 г. проводились работы по изучению мендым-доманиковых коллекторов и проведению в них опытных работ по гидроразрыву пласта и кислотных обработок.

Работы по ГРП проводились в 5 НГДУ: «Альметьевнефть», «Азнакаевскнефть»,

«Бавлынефть», «Прикамнефть» и «Ямашнефть». Эффективность работ по ГРП, кислотному ГРП (КГРП) отражена в таблице.

Из 9 скважин только 3 дали дополнительную добычу нефти. Таким образом, общая успешность работ составила 33 %. Из них по двум скважинам продолжительность эффекта составила менее одного года. По одной скважине продолжительность эффекта – более одного года, однако прирост дебита незначительный – менее 1 т/сут.

По значению глинистости все пласты исследуемой совокупности скважин, в которых проводились ОПР, разделяются на две группы: слабоглинистые (содержание глинистого материала менее 10 %) и сильноглинистые (содержание глинистого материала более 50 %). Причем последняя подгруппа присутствует только в тех скважинах, где ГРП был успешен.

В группе с содержанием глинистости менее 10 % есть статистическая выборка, включающая скважины с низкой успешностью проведенных ГРП, поэтому она была взята для рассмотрения. Вторая группа не была учтена в анализе, так как она представлена тремя скважинами, в которых ГРП был проведен успешно.

Для рассматриваемых скважин с использованием математической ста-

Ссылка для цитирования (for citation):

Салимов О.В., Гирфанов И.И., Зиятдинов Р.З., Махмутов И.Х., Салимов В.Г. Анализ опытно-промышленных работ по гидроразрыву пласта, кислотному гидроразрыву пласта и большеобъемной обработке призабойной зоны на мендымские, доманиковые и саргаевские отложения // Территория «НЕФТЕГАЗ». 2017. № 9. С. 86–92.

Salimov O.V., Girfanov I.I., Ziyatdinov R.Z., Makhmutov I.Kh., Salimov V.G. Analysis of Pilot Hydrofrac, Acid Hydrofrac and Large-Volume Bottomhole Treatments in Mendymskian Domanikites and Sargaevskian Domanikoids (In Russ.). Territorija «NEFTEGAZ» = Oil and Gas Territory, 2017, No. 9, P. 86–92.

Показатели технологической эффективности работ

The indicators of technological efficiency

НГДУ, номера скв. Oil and gas production department (OGPD), number of the well	Дополнительная добыча с начала мероприятия, т Additional output from the beginning of the event, t	Продолжительность эффекта, сут The duration of the effect, day	Прирост дебита нефти, т/сут Increase in oil production rate, t/day	Тип проведенных работ The type of performed work
АзН (Aznakayevskneft), 4560, ЦДНГ-5	0	0	0	ГРП Hydrofrac
АзН (Aznakayevskneft), 4371г, ЦДНГ-5	0	0	0	ГРП Hydrofrac
АН (Almetyevneft), 25276, ЦДНГ-4	0	0	0	ГРП Hydrofrac
АН (Almetyevneft), 11988, ЦДНГ-4	428	475,8	0,9	КГРП Acid hydrofrac
АН (Almetyevneft), 21753, ЦДНГ-4	1857	149,9	12,39	КГРП, ГРП Acid hydrofrac, hydrofrac
АН (Almetyevneft), 32959, ЦДНГ-4	0	0	0	КГРП, ГРП Acid hydrofrac, hydrofrac
БН (Bavlyneft), 2942, ЦДНГ-2	260	92,9	2,80	ГРП Hydrofrac
ПрН (Prikamneft), 452Р, ЦДНГ-2	0	0	0	ГРП Hydrofrac
ЯН (Yamashneft), 12026, ЦДНГ-4	0	0	0	КГРП, ГРП Acid hydrofrac, hydrofrac

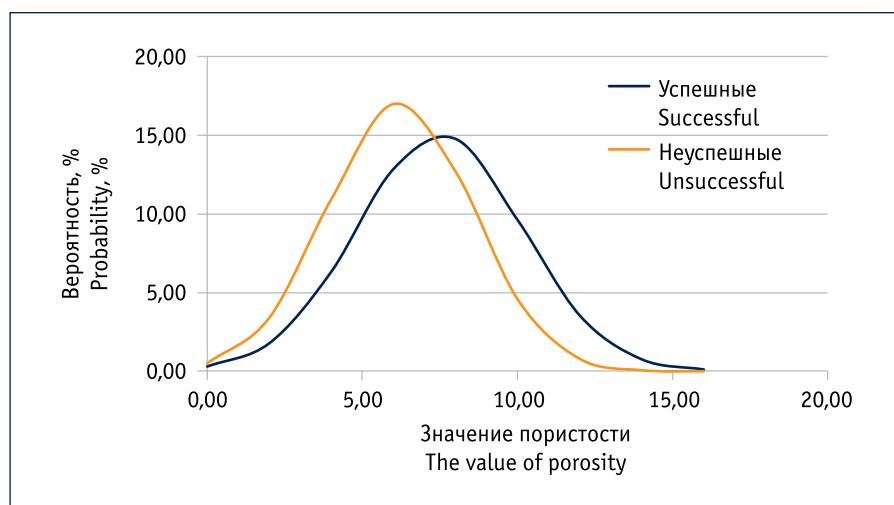


Рис. 1. Теоретическое распределение пористости для успешных и неуспешных процессов ГРП  
Fig. 1. Theoretical porosity distribution for successful and unsuccessful hydraulic fracturing processes (HF)

тистики по фактическим значениям пористости и глинистости были составлены кривые их теоретических распределений (рис. 1 и 2). Для этого были подсчитаны средние значения и среднеквадратичные отклонения каждого из параметров. Затем с использованием функции EXCEL НОРМ.РАСП были восстановлены кривые распределения каждого параметра. При этом на основании результатов многочисленных

исследований предполагалось, что эти распределения подчиняются нормальному закону. Оценка среднеквадратичного отклонения для малых выборок ( $n < 10$ ) была произведена по размаху выборки.

Из рисунков видно, что распределения изучаемых свойств пластов имеют значительное перекрытие, не допускающее их эффективной дифференциации по изучаемым свойствам. Если использо-

вать в качестве граничного критерия значения свойств в точках, где кривые пересекаются, то это приведет к большим ошибкам первого и второго родов. Например, пусть значение пористости равно 6 %. Тогда вероятность того, что обработка данного пласта окажется успешной, по рис. 1 составит примерно 13 %. Вероятность того, что обработка данного пласта окажется неуспешной, составит примерно 17 %. Тогда по формулам теории вероятностей, если этот пласт выбран для обработки, вероятность успеха составит  $13/(17 + 13) = 43$  % (примерно в половине всех скважин). Если значение пористости равно 10 %, то вероятность успешной обработки составит примерно 10 %, а неуспешной – примерно 4 %. Вероятность успеха обработки  $10/(10 + 4) = 70$  %.

Несмотря на то что обработке подвергались низкопроницаемые коллекторы, технология ГРП остается прежней, традиционной, основанной на применении сшитого геля. Тем не менее специалисты ООО «Лениногорск-РемСервис» внесли в нее изменения, применив подачу пропанта с остановками, а также ступенчатое повышение концентрации пропанта. Для повышения эффективности ГРП в низкопроницаемых коллекторах необ-



МИНИСТЕРСТВО ТРУДА И  
СОЦИАЛЬНОЙ ЗАЩИТЫ  
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ



АССОЦИАЦИЯ РАЗРАБОТЧИКОВ,  
ИЗГОТОВИТЕЛЕЙ И ПОСТАВЩИКОВ  
СРЕДСТВ ИНДИВИДУАЛЬНОЙ ЗАЩИТЫ

# XXI МЕЖДУНАРОДНАЯ СПЕЦИАЛИЗИРОВАННАЯ ВЫСТАВКА «БЕЗОПАСНОСТЬ И ОХРАНА ТРУДА»



С 12 по 15 декабря,  
ВДНХ, 75 пав.



ФЕДЕРАЛЬНАЯ СЛУЖБА  
ПО ТРУДУ И ЗАНЯТОСТИ



ТПП РФ



ЧЛЕН РСВЯ



# БИОТ-2017

ходимо осваивать и приспосабливать к своим условиям технологии, предназначенные специально для сланцевых отложений и уже доказавшие свою успешность. К таковым относятся водный разрыв, технология с применением линейного геля, а также гибридные технологии.

Мини-фракты и тесты ступенчатого изменения расхода проводятся перед основным процессом ГРП, так как хорошо спланированный и выполненный мини-фрак может дать данные по геометрии трещины, механическим свойствам горных пород и утечкам жидкости [2]. Практически все процессы ГРП представляли собой совместный разрыв пластов, в том числе и мини-фракты. Теория интерпретации совместного мини-фракта нескольких пластов отсутствует.

В процессе осуществления ГРП отмечаются очень высокие давления закачки выше относительных давлений, фиксируемых при проведении ГРП в терригенном девоне. На скв. 21753 НГДУ «Альметьевнефть» 08.08.2015 г. концентрация пропанта была постоянной (примерно 130 кг/м<sup>3</sup>) и не увеличивалась согласно уравнению Нольте. Давления на устье высокие – около 600–700 атм, в конце процесса ограничили расход с 6 до 5 м<sup>3</sup>/мин, чтобы не создать условия СТОПа.

Тест-закачка показала очень медленное снижение давления, устьевое давление на уровне 100 атм держалось примерно 550 мин (около 10 ч, рис. 3).

Общая особенность записи мини-фрактов в сланцевых отложениях – очень большая продолжительность периода смыкания трещины. В таких условиях при обычных методах интерпретации невозможно получить время и давление смыкания. Это, в свою очередь, не позволяет выполнить редизайн трещины. Мини-фрак на скв. 4371Г НГДУ «Азнакаевскнефть» показывает отсутствие смыкания (рис. 4). Устьевое давление после окончания закачки очень высокое и снижается крайне медленно. Несмотря на то что запись велась в течение более 1 ч, устьевое давление в конце записи составляет немногим менее 200 атм.

Отсутствие смыкания подтверждается логарифмическим графиком (рис. 4).

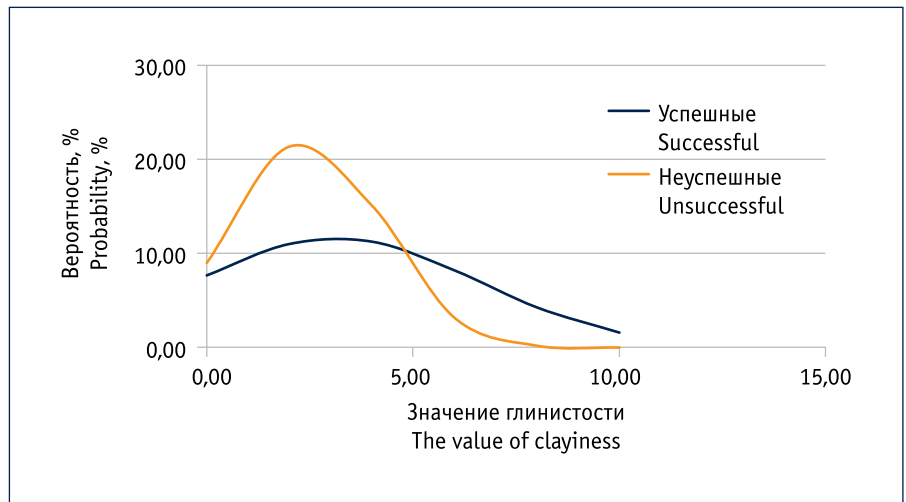


Рис. 2. Теоретическое распределение глинистости для успешных и неуспешных процессов ГРП  
Fig. 2. Theoretical distribution of clayiness for successful and unsuccessful HF

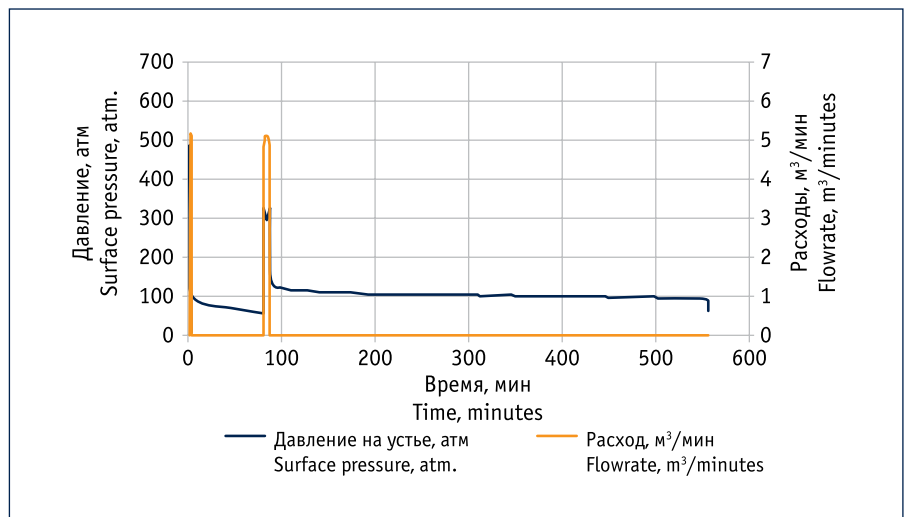


Рис. 3. Испытание на закачку на скв. 21 753 НГДУ «Альметьевнефть»  
Fig. 3. Test for pumping on the well. 21753 OGPД Almeteyvneft

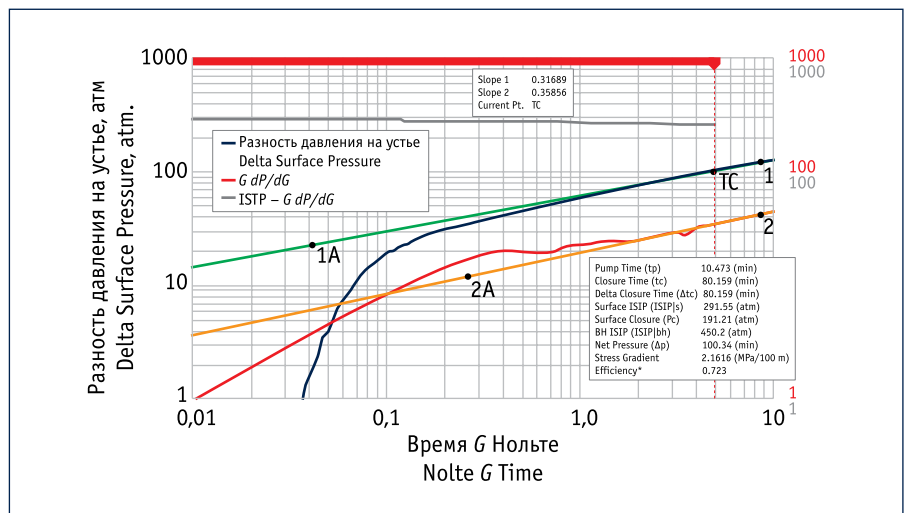


Рис. 4. Логарифмический график спада давления по скв. 4371Г НГДУ «Азнакаевскнефть»  
Fig. 4. Logarithmic graph of the pressure drop in the well. 4371G OGPД Aznakaevskneft

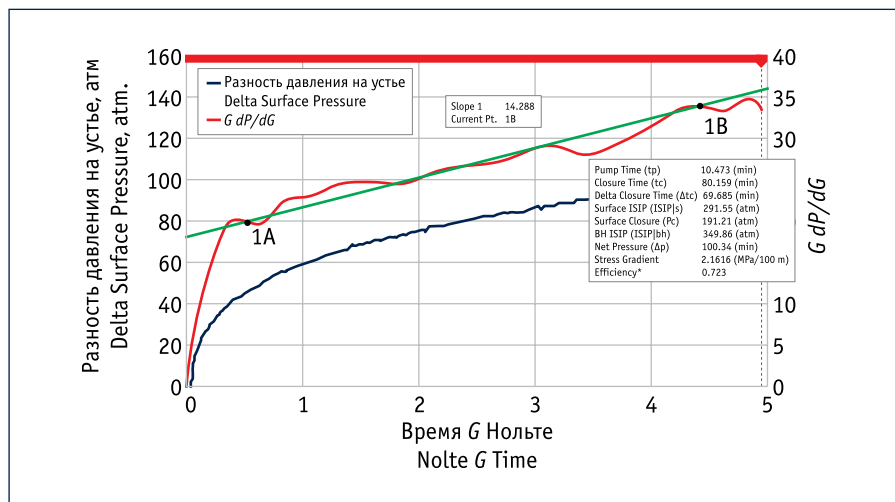


Рис. 5. График времени Нольте для скв. 4371Г НГДУ «Азнакаевскнефт»  
Fig. 5. The timetable of Nolte for the well. 4371G OGPD Aznakaevskneft

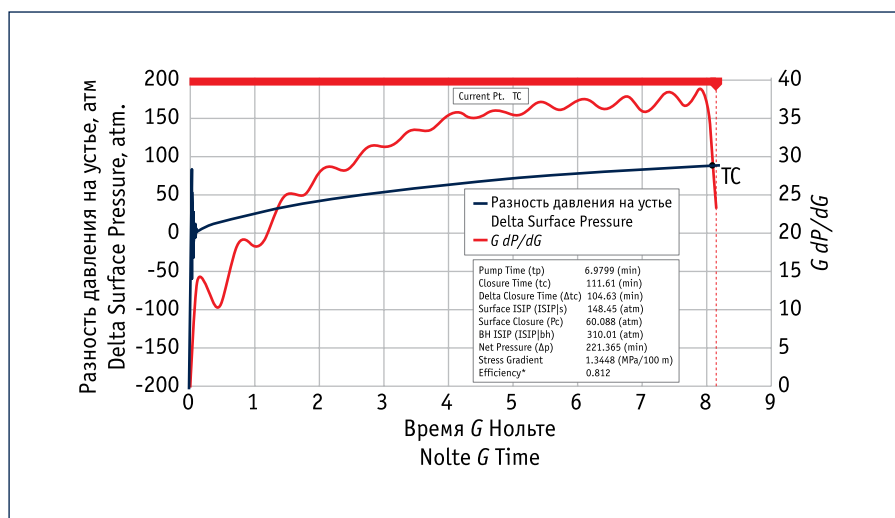


Рис. 6. График времени Нольте для скв. 11988 НГДУ «Альметьевнефт»  
Fig. 6. The timetable of Nolte for the well. 11988 OGPD Almeteyevneft

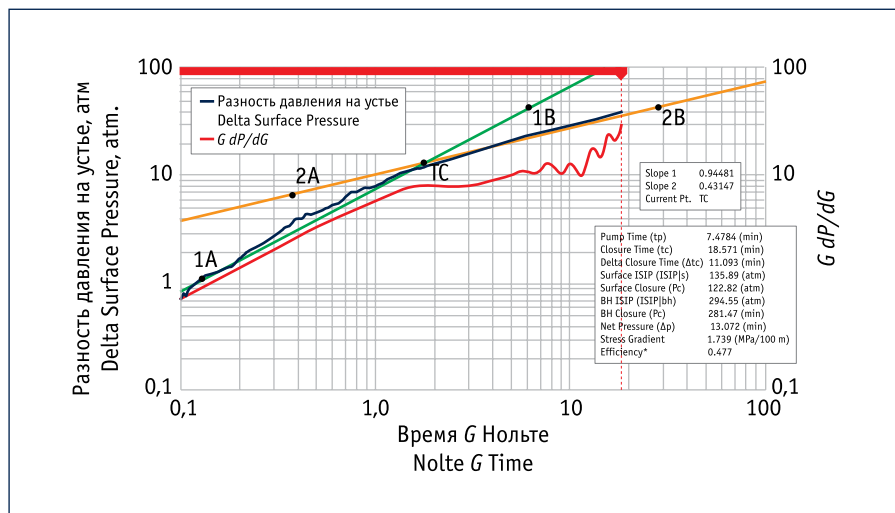


Рис. 7. Логарифмический график мини-фракта на скв. 21753 НГДУ «Альметьевнефт»  
Fig. 7. Logarithmic graph of a minifrac on the well. 21753 OGPD Almeteyevneft

Здесь кривые дельты давления и логарифмической производной идут параллельно друг другу с наклоном примерно 0,3.

Отсутствие смыкания подтверждается также декартовым графиком времени Нольте (рис. 5). Логарифмическая производная непрерывно растет, при этом касательная к ней не проходит через начало координат. Это прямой признак отсутствия смыкания.

Аналогично проявляют себя и другие скважины из списка ОПР.

Пример графика времени Нольте для скв. 11988 НГДУ «Альметьевнефт» представлен на рис. 6. Здесь обнаруживается другое интересное явление.

В правой части графика, в конце записи давления, проявляется резкий спад значений логарифмической производной. Он может быть принят ошибочно за точку смыкания трещины, однако это не так. Это артефакт производной, возникающий из условий дифференцирования кривой давления. Он сохраняется, если ограничивать область расчета передвижением красной скобки вверх графика. Но если это точка смыкания, она не может зависеть от задания области расчета. Чем больше мы задаем в опциях значение (max-min) %, тем шире область искаженного представления производной.

На скв. 21753 НГДУ «Альметьевнефт» устьевое давление держалось на уровне 100 атм в течение 10 ч (рис. 1). Логарифмический график показывает изменение угла наклона при  $G = 1,8$ . Значение градиента напряжения находится при этом в нужном интервале значений, однако производная продолжает расти и после этой точки (рис. 7).

Чтобы подтвердить это значение точки смыкания, необходимо привлечь данные других методов (ступенчатое повышение расхода, закачка/излив).

Остальные скважины демонстрируют аналогичное поведение (отсутствие смыкания).

Обычный мини-фрак в сланцевых отложениях неинформативен. Продолжительность периода смыкания трещины не позволяет определить необходимые параметры для редизайна, тем более в условиях, когда тест-закачка проводится общим фильтром для нескольких пла-

стов (интервалов перфорации), определить давление смыкания для каждого пласта становится невозможным. В этих условиях необходимо применять альтернативные методики, например испытание на закачку/излив, импульсный метод, исследование гидравлического импеданса. Особенности и порядок проведения работ по методике закачки/излива рассмотрены в работах многих авторов, к примеру в [4–6].

Методика осуществления излива была изложена специалистами института «ТатНИПНефть» в руководящем документе «Методическое руководство по применению технологии большеобъемного гидравлического разрыва пласта для условий месторождений ПАО «Татнефть».

В программе MinFrac имеется возможность задать следующие параметры излива:

- Flowback Time (after ISIP) – время начала излива после ISIP. Поскольку данные по изливу в цифровой форме имеются очень редко, не предусмотрено графической опции, связанной с этим событием. Чтобы включить излив в расчеты, следует задать время начала излива. Это время закрытого состояния скважины после ISIP;
- Flowback rate – средний отрицательный расход после периода закачки. Этот расход учитывается в расчетах начиная

с Flowback Time (after ISIP) и заканчивая смыканием трещины.

При выполнении излива необходимы измеритель расхода излива и датчик времени начала излива. Если излив производится через калиброванный штуцер, то расход можно определить расчетным путем, зная давление на устье (перед штуцером) и диаметр штуцера. Излив должен продолжаться, пока давление на устье не упадет ниже давления смыкания (для глубины 1700 м давление смыкания на забое составляет примерно 25 МПа, гидростатическое – примерно 18 МПа, поэтому смыканию трещины на устье будет соответствовать давление примерно  $25 - 18 = 7$  МПа). Следует подобрать расход излива так, чтобы в декартовых координатах проявился перегиб кривой спада давления. Это можно выполнить в рамках регрессионного анализа, используя первую производную давления по времени, которая покажет экстремум в точке перегиба.

Целесообразно опробовать данную методику при ГРП на доманиковых отложениях, используя симулятор Майера.

## Выводы

1. Полученные результаты опытно-промысловых работ по ГРП на мендым-доманиковых отложениях в ПАО «Татнефть» свидетельствуют о не-

обходимости продолжения научно-исследовательских работ и внесения корректировок в ОПР с учетом полученных выводов.

2. Распределение коллекторских свойств (пористость, глинистость) для совокупности успешных и неуспешных процессов ГРП в значительной степени перекрывалось, не позволяя провести их эффективное распознавание.

3. Для повышения эффективности и успешности выполнения процессов ГРП в низкопроницаемых коллекторах необходимо изучение геомеханических свойств пород (трещиностойкость, модуль Юнга, коэффициент Пуассона и т. д.).

4. Обычный мини-фрак в мендым-доманиковых отложениях неинформативен. Длительность смыкания трещины не позволяет определить необходимые параметры для редизайна. В этих условиях необходимо применять альтернативные методики, например испытание на закачку/излив, импульсный метод, исследование гидравлического импульса.

5. При проведении опробования мендым-доманиковых отложений необходимо осваивать и адаптировать к своим условиям технологии, доказавшие успешность. К таковым относятся водный разрыв, технология с применением линейного геля, а также гибридные технологии.

## Литература:

1. РД 153-39.0-865-14. Методическое руководство по опробованию доманиковых отложений вертикальных и горизонтальных скважин, по выбору технологий гидроразрыва пласта и кислотных обработок призабойной зоны. Бугульма: ТатНИПНефть, 2014. 44 с.
2. Салимов В.Г., Ибрагимов Н.Г., Насыбуллин А.В., Салимов О.В. Гидравлический разрыв карбонатных пластов / Под ред. Р.Р. Ибатуллина. М.: Нефтяное хозяйство, 2013. 471 с.
3. Салимов В.Г., Насыбуллин А.В., Салимов О.В. Проектирование гидравлического разрыва пласта в системе Майера. М.: ВНИИОЭНГ, 2008. 153 с.
4. Fjaer E. et al. Petroleum Related Rock Mechanics. 2nd edition. Amsterdam: Elsevier, 2008. 491 p.
5. Shlyapobersky J., Walhaug J.W., Sheffield W.W. et al Field Determination of Fracturing Parametres for Overpressure Calibrated Design of Hydraulic Fracturing. Paper SPE 18195, SPE Ann. Tech. Conf.&Exh., Houston, USE. 1988, October 2–5.
6. Plahn S.V., Nolte K.G., Miska S. A Quantitative Investigation of the Fracture Pump-In/Flowback Test. SPE Production & Facilities, 12 (1), 1997, P. 20–27.

## References:

1. RD 153-39.0-865-14. Methodical Guidelines for Testing Domanican Deposits of Vertical and Horizontal Wells, for the Choice of Technologies of Hydraulic Fracturing of the Blanket and Acid Treatments of the Bottom Hole Area. Bugulma, TatNIPNefte, 2014, 44 pp. (In Russian)
2. Salimov V.G., Ibragimov N.G., Nasybullin A.V., Salimov O.V. Hydraulic Fracturing of Carbonate Blankets. Ed. by R.R. Ibatullin. Moscow, Oil Industry [Nefityaioe khozyaistvo], 2013, 471 pp. (In Russian)
3. Salimov V.G., Nasybullin A.V., Salimov O.V. The Design of Hydraulic Fracturing in the Mayer System. Moscow, All-Russian Research Institute for the Organization, Management and Economics of the Oil and Gas Industry (VNIIONG), 2008, 153 pp. (In Russian)
4. Fjaer E. et al. Petroleum Related Rock Mechanics. 2nd edition. Amsterdam: Elsevier, 2008. 491 p.
5. Shlyapobersky J., Walhaug J.W., Sheffield W.W. et al Field Determination of Fracturing Parametres for Overpressure Calibrated Design of Hydraulic Fracturing. Paper SPE 18195, SPE Ann. Tech. Conf.&Exh., Houston, USE. 1988, October 2–5.
6. Plahn S.V., Nolte K.G., Miska S. A Quantitative Investigation of the Fracture Pump-In/Flowback Test. SPE Production & Facilities, 12 (1), 1997, P. 20–27.