

## СНИЖЕНИЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ РИСКОВ ГИДРАВЛИЧЕСКОГО РАЗРЫВА ПЛАСТА, ОГРАНИЧЕННОГО ГЛИНИСТЫМИ БАРЬЕРАМИ МАЛОЙ МОЩНОСТИ

В статье затронуты актуальные вопросы проведения гидравлического разрыва для эффективной стимуляции пластов, ограниченных глинистыми барьерами малой мощности. Авторы освещают современные методы повышения технологической успешности гидравлического разрыва пласта для данных геологических условий и результаты их внедрения на месторождениях Филиала «Муравленковскнефть» ОАО «Газпромнефть-ННГ».

*Ключевые слова:* гидравлический разрыв пласта, стимуляция, глинистые барьеры, повышение эффективности.

Одним из самых эффективных современных методов стимуляции пласта является гидравлический разрыв пласта (ГРП). На данный момент предлагается много различных технологий для увеличения эффективности данного метода стимуляции пласта. Однако предлагаемые на рынке проектные решения требуют привлечения дополнительных экономических ресурсов. Поэтому повышение эффективности ГРП без увеличения затрат на проведение операции является важной задачей, стоящей перед производственными службами нефтегазодобывающих предприятий.

В рамках решения данной задачи в Филиале «Мурав-

ленковскнефть» ОАО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз» успешно внедряются технологические решения по оптимизации дизайнов гидравлического разрыва пласта.

Традиционный алгоритм проведения стандартного проппантного ГРП на жидкости с водной основой включает в себя следующие этапы.

– Нагнетательный тест проводится на линейном геле без пробной проппантной пачкой для определения качества сообщения с пластом и начальных параметров трещины.

– Мини-ГРП проводится на сшитом геле с пробной проппантной пачкой (1000-2000 кг) с целью оценки параметров развития трещины, применяемых для корректировки дизайна (ре-дизайна) основной работы по ГРП.

– Основная работа проводится на сшитом геле с использованием оптимального объема проппанта по дизайну, откалиброванному согласно полученным данным на нагнетательном тесте и Мини-ГРП (Mukherjee, 2000).

Однако данный традиционный порядок проведения операции ГРП технологически не всегда пригоден для сложных геологических условий, связанных с наличием малых глинистых барьеров между целевым пластом и выше или ниже лежащими водонасыщенными пластами. В Филиале «Муравленковскнефть» пласт с такими геологическими условиями представлен на Суторминском месторождении.

Пласт БС10-1 Суторминского месторождения является одним из основных объектов по проведению ГРП на переходящем фонде, на который проводится до 50 % от всех объемов мероприятий по стимуляции пласта в Филиале «Муравленковскнефть». Геологический объект характеризуется низкими фильтрационно-емкостными свойствами, и, как следствие, 80 % скважин работают с ранее проведенными малообъемными ГРП (до 20 тонн проппанта).

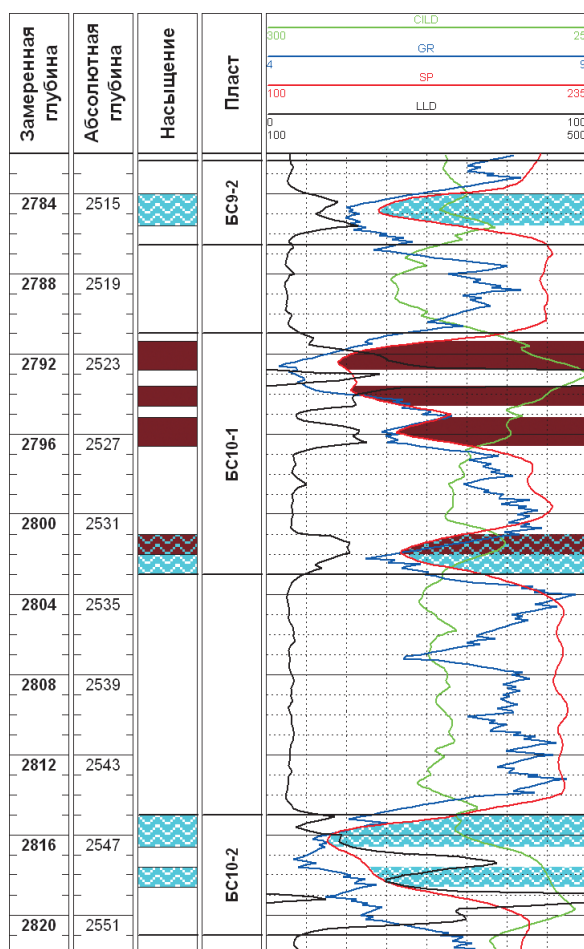


Рис. 1. Данные геофизических исследований по типовой скважине пласта БС10-1 Суторминского месторождения.

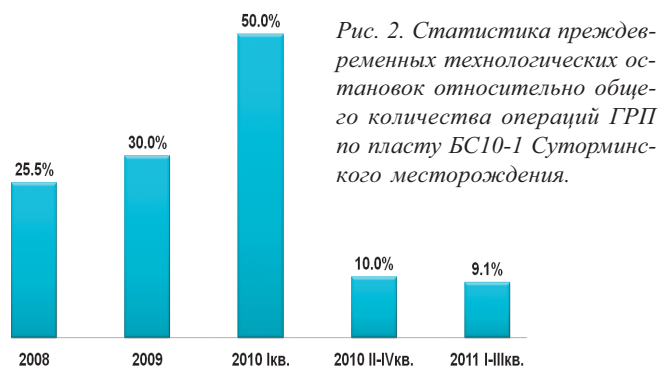


Рис. 2. Статистика преждевременных технологических остановок относительно общего количества операций ГРП по пласту БС10-1 Суторминского месторождения.

Проведение ГРП на данный пласт связано с высокими технологическими рисками из-за малых глинистых барьеров между выше (БС9-2) и нижележащим (БС10-2) водонасыщенными пластами (Рис. 1). Стоит отметить, что пласт БС10-2 первоначально являлся нефтенасыщенным, но на данный момент, с учетом 4 этапа разработки месторождения, полностью обводнен, и текущий КИН равен проектному. При проведении гидроразрыва существует риск неконтролируемого роста трещины ГРП в данные обводненные горизонты, что приводит к потере гидравлической ширины трещины и преждевременной технологической остановке. Это подтверждается и статистикой преждевременных остановок по данному объекту (Рис. 2), согласно которой в I квартале 2010 года 50 % проведенных работ были неуспешными.

Ранее в Филиале «Муравленковскнефть» для решения данной проблемы применялся метод сокращения объема пропанта для предотвращения прорыва в близлежащие водонасыщенные горизонты путем ограничения геометрии трещины. Однако, вследствие сокращения фонда с наилучшими геологическими характеристиками для проведения ГРП в 2010 году он перестал эффективно действовать. Дальнейшее снижение объема пропанта (менее 10 тонн) приводило к недоиспользованию скважин и как следствие недостижению плановых параметров по дебитам жидкости и нефти.

Детальный анализ технологических преждевременных остановок при проведении операций ГРП на пласт БС10-1 Суторминского месторождения выявил следующие основные причины их возникновения:

1. Неоднозначность определения давления закрытия. После проведения Мини-ГРП и фиксации точки закрытия для последующей корректировки дизайна, трещина закрывается не по всей полудлине одновременно. Это объясняется неравномерной фильтрацией сшитого геля через стенки трещины из-за неоднородного распределения проницаемости пласта по разрезу, что приводит к наличию нескольких значений давления закрытия на графике G-функции Мини-ГРП (Рис. 3, точки №1 и №2).

2. Завышенное значение эффективности жидкости ГРП. После проведения Мини-ГРП на сшитом геле на стенках трещины образуется полимерная пленка, которая приводит к тому, что при расчете ре-дизайна основной работы используется завышенное значение эффективности жидкости ГРП (Mathur et al., 1995).

Некорректные входные параметры расчета ре-дизайна ГРП приводят к закачке избыточного объема жидкости ГРП, что влечет незапланированное распространение трещины в высоту и прорыву в выше или нижележащие водонасыщенные пласты. Прорыв трещины в данные горизонты является причиной дополнительных неучтенных потерь жидкости ГРП, что в конечном итоге приводит к уменьшению

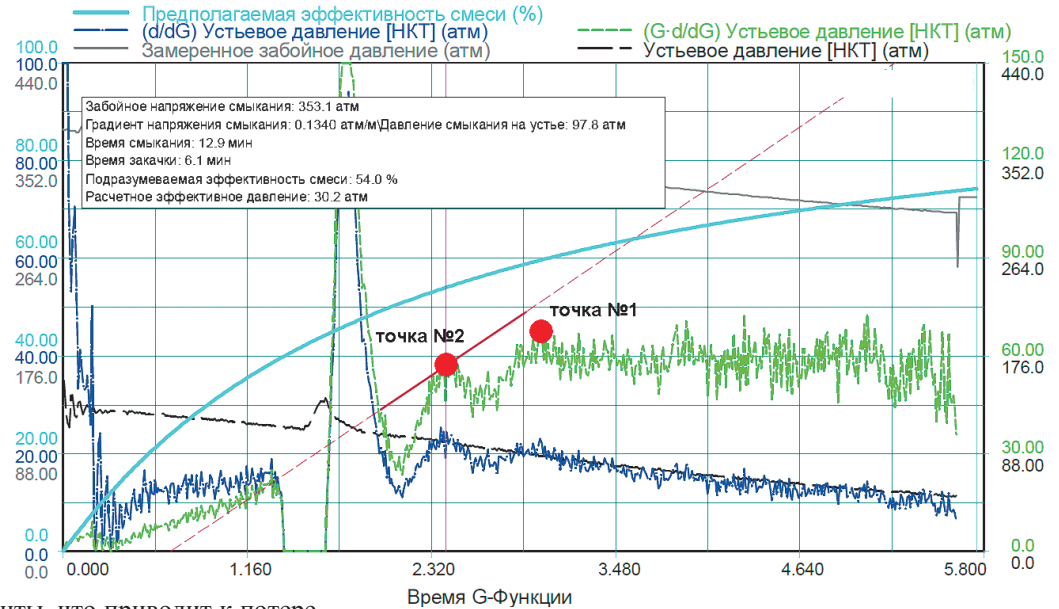


Рис. 3. Типовой график G-функции Мини-ГРП, проведенного на пласт БС10-1 Суторминского месторождения.

гидравлической ширины трещины и, как следствие, к преждевременной технологической остановке (Hunt et al., 1994).

На основе данного детального анализа было принято решение об исключении Мини-ГРП из традиционной технологической цепочки и проведении корректировки дизайна основной работы по данным, полученным на нагнетательном тесте, начиная со II квартала 2010 года.

После внедрения данной оптимизации количество

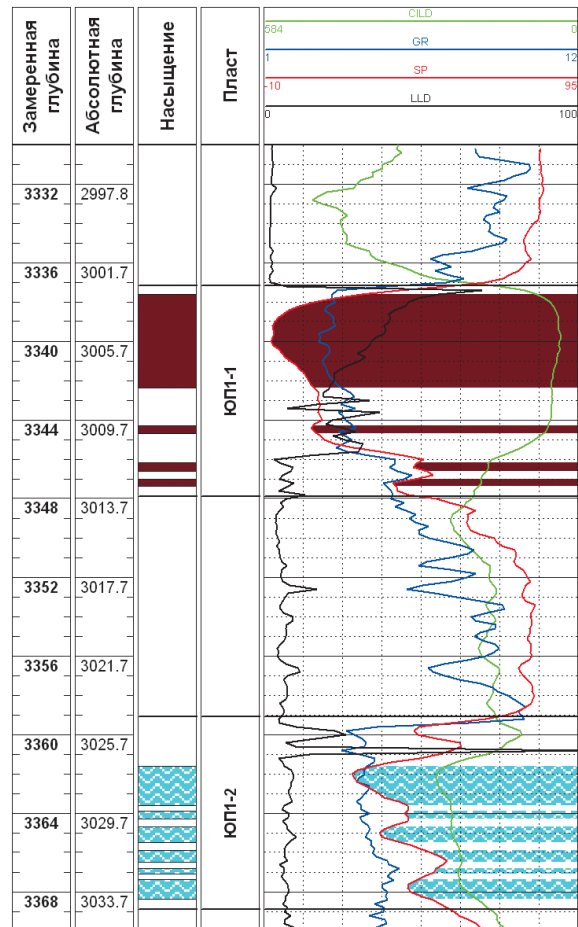


Рис. 4. Данные геофизических исследований по типовой скважине пласта ЮП1-1 Еты-Пуровского месторождения.

# ВЛИЯНИЕ НЕФТЯНЫХ УГЛЕВОДОРОДОВ НА БАЙКАЛЬСКИЕ ОРГАНИЗМЫ В ЕСТЕСТВЕННЫХ И ЛАБОРАТОРНЫХ УСЛОВИЯХ

В статье рассматривается состояние экологических исследований о влиянии нефтяных углеводородов на байкальские организмы. Показано, что на сегодняшний день вопрос о взаимодействии байкальских гидробионтов и нефтяных углеводородов остается практически не изученным.

*Ключевые слова:* углеводороды, байкальские организмы, озеро Байкал.

## Введение

О естественных проявлениях нефти и газа на озере Байкал известно уже несколько столетий. Несмотря на то, что феномен байкальских нефтегазопроявлений исследуется давно, был предметом всесторонних геолого-геофизичес-

ких изучений и рассматривался с самых различных точек зрения, до настоящего времени нет единого мнения о происхождении и возрасте углеводородов Байкальской впадины (Дзюба, Сизых, 2001; Исаев, Преснова, 2003; Исаев и др.,

Окончание статьи А.Н. Шорохова, М.А. Азаматова «Снижение технологических рисков гидравлического разрыва пласта, ограниченного глинистыми барьерами...»

преждевременных технологических остановок при проведении ГРП по пласту БС10-1 Суторминского месторождения было резко сокращено с 30 % до 9-10 % (Рис. 2), что подтвердило эффективность принятого инженерного решения по отмене Мини-ГРП. С экономической точки зрения Филиалу «Муравленковскнефть» удалось избежать затрат на переподготовку скважины к повторному ГРП на данном объекте. Кроме того, отмена тестового ГРП позволила сократить объем закачиваемой рабочей жидкости в среднем на 20 м<sup>3</sup> и среднее время проведения операции в среднем на 4 часа, что также положительно отразилось на экономической эффективности операции.

На данный момент технологическое решение успешно внедряется на Еты-Пуровском месторождении Филиала «Муравленковскнефть». Пласт ЮП1-1 Еты-Пуровского месторождения является третьим по значимости объектом стимуляции на переходящем фонде, где проводится до 20 % работ (около 20 скважин ежегодно). Технологической сложностью проведения гидравлического разрыва на данном объекте является наличие нижележащего водонасыщенного пласта ЮП1-2, отделенного от пласта ЮП1-1 глинистым барьером мощностью 9 метров (Рис. 4).

В 2011 году из 25 проведенных операций без Мини-ГРП только на 1 скважине (4 %) была получена преждевременная технологическая остановка по причине отказа насосного агрегата, что подтверждает эффективность внедренной оптимизации для данного объекта.

Таким образом, следует сделать вывод, что предложенное решение по отмене Мини-ГРП эффективно работает при проведении стимуляции пластов, в случае необходимости ограничения геометрии трещины и исключения её прорыва в выше и нижележащие водонасыщенные пласты вследствие наличия малых глинистых барьеров.

В заключении следует отметить, что предложенные в данной статье проектные решения не требуют привлечения дополнительного оборудования, человеческих ресурсов и затрат, что в рамках современной экономической ситуации является значимым преимуществом.

## Литература

Mukherjee, H. Fractured Well Performance: Key to Fracture Treatment Success. *Paper SPE*. 50976. 2000.

Mathur, A.K., Ning, X., Marcineau, R.B., Ehlig-Economides, C.A., and Economides, M.J. Hydraulic Fracture Stimulation of Highly Permeable Formations: The Effect of Critical Fracture Parameters on Oilwell Production. *Paper SPE*. 30652. 1995.

Hunt, J.L., Chen, C.C., Soliman, M.Y. Performance of Hydraulic Fractures in High Permeability Formations. *SPE Paper*. 28530. 1994.

A.N. Shorokhov, M.A. Azamatov. **Reduction of technological risks due to hydraulic fracturing of reservoirs limited by small shalestone barriers.**

We touch upon some problems of hydraulic fracturing for efficient stimulation of reservoirs limited by small shalestone barriers. We review modern methods for increasing the efficiency of technological hydraulic fracturing and present some results of their application in oil fields deposits of JSC «Gazprom Neft-NNG», Branch «Muravlenkovskneft».

*Keywords:* hydraulic fracturing, reservoir stimulation, shalestone barriers, increase efficiency.

### Алексей Николаевич Шорохов

Заместитель начальника отдела стимуляции пласта управления проектирования, мониторинга ГТМ и сводного планирования добычи. Научные интересы: проблемы месторождений, находящихся на поздних стадиях разработки; разработка новых методов стимуляции и повышения нефтеотдачи пластов.

### Марат Альбертович Азаматов

Начальник управления проектирования, мониторинга ГТМ и сводного планирования добычи – заместитель главного геолога.

Филиал «Муравленковскнефть» ОАО «Газпромнефть-ННГ». 629603, ЯНАО, Муравленко, ул. Ленина, 82/19.  
Тел.: (34938) 63-321, 63-188.