**ОПЫТ ПРИМЕНЕНИЯ НЕРАДИОАКТИВНОГО
МАРКИРОВАННОГО ПРОПАНТА ПРИ ГИДРАВЛИЧЕСКОМ
РАЗРЫВЕ ПЛАСТА НА АЧИМОВСКИХ ОТЛОЖЕНИЯХ
УРЕНГОЙСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ**
EXPERIENCE OF USING THE NON-RADIOACTIVE MARKED
PROPPANT AT FORMATION HYDRAULIC FRACTURING
IN THE ACHIMOV DEPOSITS OF THE FIELD URENGOYSKOE

В. Р. Калинин, Е. Н. Козлов, О. С. Даншин

V. R. Kalinin, E. N. Kozlov, O. S. Danshin

*Тюменский государственный нефтегазовый университет, г. Тюмень
АО «Роспан Интернешнл», г. Новый Уренгой*

*Ключевые слова: ачимовские отложения; гидравлический разрыв пласта; проппант
Key words: Achimov deposits; formation hydraulic fracturing; proppant*

Гидравлический разрыв пласта (ГРП) был впервые применен в конце 40-х годов для увеличения добычи из малодебитных скважин в Канзасе. Вслед за взрывным ростом практического применения этого метода в середине 50-х и значительным всплеском активности в середине 80-х годов массовый гидроразрыв перерос в доминирующий метод освоения, в первую очередь для низкопроницаемых коллекторов в Северной Америке. К 1993 г. 40 % новых нефтяных скважин и 70 % газовых скважин в США обрабатывались гидроразрывом.

С нынешними возросшими возможностями технологии гидроразрыв получил дальнейшее распространение и стал предпочтительным типом освоения для всех типов скважин в Соединенных Штатах, но особенно в газовых скважинах [1].

Гидравлический разрыв влечет за собой нагнетание флюидов в подземный пласт под давлением, достаточно высоким для того, чтобы вызвать разрыв этого

пласта. Затем во вновь созданную трещину нагнетаются в виде пульпы зернистые материалы — называемые «проппантами» или «расклинивающими агентами», которыми могут служить самые разнообразные материалы от естественных песков до довольно дорогих синтетических материалов. Они удерживают в раскрытом состоянии или «расклинивают» эти вновь созданные трещины после снятия давления нагнетания, используемого для создания трещины.

Трещина, заполненная проппантом, создает узкий, но с высокой проводимостью канал для потока по направлению к скважине.

Этот путь потока имеет очень высокую проницаемость, зачастую на 5–6 порядков выше, чем проницаемость пласта. Чаще всего этот канал узкий в одном горизонтальном направлении, но имеет большую длину в другом горизонтальном направлении и может перекрывать значительную высоту. Типичная расклиненная ширина намеренно создаваемой трещины в низкопроницаемых коллекторах может быть порядка 0,25 см, тогда как длина ее может достигать нескольких сотен метров. В высокопроницаемых коллекторах ставится цель получить намного более широкую трещину (что достигается специальными мерами при проектировании и выполнении работ), которая может иметь ширину до 5 см, а длина ее может быть значительно меньше — порядка 10 м [1].

Сравнительно недавно появилась технология, позволяющая отслеживать размещение проппанта в созданной трещине гидроразрыва — NRT (non-radioactive tracer proppant; проппант с нерадиоактивным маркирующим материалом). В основе технологии лежит использование нерадиоактивного индикаторного материала, содержащегося в проппанте. Данная технология стала хорошей альтернативой существовавшим ранее методам, основанным на использовании радиоактивных индикаторных материалов. В новой технологии используется керамический проппант, содержащий состав на основе элемента гадолиния, обладающий способностью поглощать тепловые нейтроны. Данный состав содержится в каждой частице проппанта в незначительной концентрации и не влияет на механические свойства проппанта. Такой маркированный NRT-проппант может использоваться самостоятельно или как смесь с обычным проппантом при производстве гидроразрыва пласта. Маркерный материал определяется с помощью стандартного импульсного нейтрон-гамма-каротажа (ИНГК) или компенсационного нейтронного каротажа. Проппант, оснащенный данной технологией, обладает повышенным сечением захвата тепловых нейтронов. Когда индикатор захватывает нейтроны от нейтронного инструмента, он излучает гамма-лучи, изменяя показания каротажной кривой. Точное расположение NRT-проппанта определяется наличием гамма-лучей и сопоставлением замеров параметра сигма (макросечения захвата тепловых нейтронов) породы до и после проведения ГРП [2].

По сравнению с обычными радиоактивными маркерами, характеризующимися периодом полураспада и требующими проведения каротажа в течение определенного времени после ГРП, проппант, содержащий нерадиоактивный материал на основе гадолиния, не обладает таким недостатком, и работы по определению геометрии трещины гидроразрыва могут быть выполнены в любое время. Так как элемент гадолиний равномерно распределен по всему объему закачиваемого проппанта, данные, полученные в результате каротажа, по размещению проппанта более точные, по сравнению с данными от радиоактивных маркеров, располагающихся в проппантной пачке неравномерно. Также наличие относительно небольших радиоактивных частиц, обладающих высокой энергией, может послужить неправильной интерпретации размещения проппанта в трещине гидроразрыва. Нерадиоактивная природа проппанта делает данную технологию более безопасной для человека и окружающей среды, а также упрощает процедуру хранения и утилизации проппанта.

Интерпретация каротажа проппанта с нерадиоактивными маркерами, как правило, не вызывает затруднений. После сопоставления записей каротажа до и после

обработки ГРП те области, которые показывают уменьшение параметра сигма (макросечения захвата тепловых нейтронов), содержат проппант NRT (рис.1).

Рис. 1. Пример интерпретации каротажа при использовании проппанта NRT

Вертикальное разрешение и глубина исследования при интерпретации работ с нерадиоактивным проппантом такие же, как и у каротажа ИНГК — около 0,6 м и 0,2 м соответственно. Проппант NRT обладает самым высоким вертикальным разрешением среди всех используемых диагностических средств. Однако данная технология требует наличия хорошего качества цементирования для корректного определения высоты трещины ГРП [3].

Операция по гидроразрыву пласта с использованием проппанта NRT была проведена на Самбургском лицензионном участке Уренгойского месторождения, на скважине U1502 (табл. 1).

Таблица 1

Характеристика скважины U1502 Уренгойского месторождения

Наименование обс. колонны	Диаметр, мм	Глубина спуска, м	Давление опрессовки, кгс/см ²
Направление	426	0–228,5	н/д
Кондуктор	323,9	0–699,3	76
Промежуточная	244,5	0–2225,17	337,5
Эксплуатационная	177,8	0–3717,8	495
«Хвостовик»	114,3	3602,2–3943	281

В скважину спущены насосно-компрессорные трубы диаметром 88,9 мм (JFE Bear, N80×7,34 мм) на глубину 3 590 м. Скважина перфорирована в интервале: 3 805–3 832 м зарядами ЗПК 50-АТ-М-10(БО) + ЗПК 50-АТ-М-03(ГП), плотность перфорации — 20 отв/м, в интервале: 3 956–3 970 м зарядами Power flow 2006+ Power Jet Omega 2006, плотность перфорации — 40 отв/м. Был успешно проведен

гидроразрыв с закачкой 150 т проппанта NRT-фракции 20/40 и 150 т проппанта NRT-фракции 16/20. В табл. 2 представлен график закачки ГРП.

Таблица 2

График закачки ГРП

Стадия	Конц. проппанта, кг/м ³	Объем смеси, м ³	Чистая жидкость, м ³	Расход смеси, м ³ /мин	Проппанта за стадию, кг	Всего проппанта, кг
Буфер	0	240	240	3,6	0	0
Проппантная стадия 20/40 Carbo NRT	100	25,8	25	3,6	2 500	2 500
Проппантная стадия 20/40 Carbo NRT	200	26,6	25	3,6	5 000	7 500
Проппантная стадия 20/40 Carbo NRT	300	29,3	26,7	3,6	8 000	15 500
Проппантная стадия 20/40 Carbo NRT	400	33,9	30	3,6	12 000	27 500
Проппантная стадия 20/40 Carbo NRT	500	37,2	32	3,6	16 000	43 500
Проппантная стадия 16/20 Carbo NRT	600	45,5	38	3,6	22 800	66 300
Проппантная стадия 16/20 Carbo NRT	700	73	59,3	3,6	41 510	107 810
Проппантная стадия 16/20 Carbo NRT	800	72,7	57,5	3,6	46 000	153 810
Проппантная стадия 16/20 Carbo NRT	900	77,1	59,4	3,6	53 490	207 300
Проппантная стадия 16/20 Carbo NRT	1000	43,9	33	3,6	33 000	240 300
Проппантная стадия 16/20 Carbo NRT	1100	40,9	30	3,6	33 000	273 300
Проппантная стадия 16/20 Carbo NRT	1200	29,3	21	3,6	25 200	298 500
Продавка	0	18,6	18,6	3,6	0	298500

Согласно дизайну, разработанному по геомеханической модели разреза, стимуляции должен был подвергнуться пласт Ач5 (рис. 2).

Рис. 2. Профиль трещины ГРП

Сводные данные по геометрии трещины ГРП представлены в табл. 3.

**Сводные данные модели ГРП по первоначальному дизайну, калибровочному дизайну
и по модели, откалиброванной после ГРП**

Параметр	Дизайн	Калибровочный дизайн	Модель после ГРП
Закрепленная полудлина, м	158,1	266,9	290
Эффективная полудлина, м	151,4	246,8	262,2
Высота трещины вдоль стенки скважины, м	61,7	60,5	60,6
Средняя высота трещины по полудлине, м	58,2	56,2	55,8
Средняя ширина по продуктивной зоне, мм	8,2	5,2	5,5
Остаточный коэффициент геля	0,35	0,35	0,35
Избыточное давление в трещине, МПа	0,50	0,46	0,45
Эффективность жидкости, %	39	42	44
Эффективная проводимость, мД*м	894	812	701
Проницаемость проппантной пачки, Д	109,02	156,15	127,45
Безразмерная проводимость	5,7	3,0	2,4
Скин-фактор	-5,79	-5,9	-6,04

После закачки ГРП был проведен комплекс ГИС — импульсный нейтронный гамма-каротаж (ИНГК) был выполнен в скважине в интервале пластов Ач3–4 и Ач5. Полученная запись ИНГК после ГРП была сопоставлена с опорной записью ИНГК, проведенного до ГРП для определения высоты развития трещины ГРП. Совместно с основными видами исследования были выполнены измерения ГК и магнитным локатором муфт.

Оптимальным для оценки высоты трещины после ГРП с проппантом NRT является сопоставления замеров сигмы (макросечения захвата тепловых нейтронов) породы по дальнему и ближнему детекторам каротажного зонда до и после проведения ГРП [4].

Верхняя граница развития трещины определяется на глубине 3 940 м (с погрешностью не более 0,5 м). Граница четко выделяется по кривой сигмы породы, а также по общей скорости счета дальнего детектора. Эффект влияния трещины быстро возрастает примерно до глубины 3 943–3 944 м. Уверенных признаков развития трещины ГРП выше 3 940 м не наблюдается; эффекты изменения индикаторных кривых в отдельных зонах могут быть отнесены к погрешностям измерений и/или распространению флюидов, возможно и проппанта, по затрубному пространству.

Нижняя граница развития трещины относится к интервалу 3 995–3 996 м; эта граница менее четкая и характеризуется постепенным уменьшением эффекта трещины на основных индикаторных кривых вниз, начиная примерно с 3 992 м, что, вероятно, обусловлено постепенным уменьшением раскрытости трещины. Замеры скорости счета гамма-квантов по ближнему и дальнему детекторам не являются информативными для отбивки нижней границы трещины, видимо вследствие влияния скважинного флюида либо положения прибора в скважине (отмечается плохая повторяемость скоростей счета в нижней части интервала исследования).

Таким образом, высота трещины в прискважинной зоне (не более 0,3 м от стенки скважины) составляет до 56 м. Закрепленная трещина охватывает всю мощность пласта Ач5 и не затрагивает пласт Ач3–4.

Фрагмент сводного планшета интерпретации представлен на рис. 3. Высота и положение закрепленной трещины, оцененные по данным ГИС, хорошо согласуются с моделью трещины, построенной по геомеханической модели разреза и результатам проведения ГРП.

Рис. 3. Сводный планшет результатов обработки RST, ГИС в открытом стволе, с интервалом трещины ГРП, выделенной по RST, и моделью проводимости трещины, полученной по результатам проведения ГРП

Во время проведения ГИС (ИНГК) каротажным зондом производится регистрация временных спектров интенсивности гамма-излучения во время и после двойного импульса нейтронов, генерируемого ИГН (импульсным генератором нейтронов). Зарегистрированные временные спектры обрабатываются стандартным программным обеспечением Schlumberger (MaxWell, TechLog) для получения скоростей счета и декрементов затухания гамма-активности в заданных временных окнах и их дальнейшего преобразования в характеристики породы и скважины.

Основными параметрами, получаемыми в ходе обработки данных (ИНГК), являются макросечение захвата тепловых нейтронов породы: сигма и водородосодержание — нейтронная пористость (ИНГК) TRNI, а также сигма и минерализация скважинного флюида — BSAL. Дополнительно при обработке выдаются скорости счета гамма-излучения по ближнему и дальнему детекторам каротажного зонда [5].

Зарегистрированные данные ИНГК позволили провести оценку высоты развития трещины ГРП, выполненного с проппантом NRT. Данный тип проппанта обладает аномально высоким макросечением захвата тепловых нейтронов, что делает возможным определение высоты закрепленной трещины по данным ИНГК. Выделение интервала закрепленной трещины проводилось на качественном уровне путем сопоставления данных ИНГК, зарегистрированных до и после проведения ГРП. Были использованы сопоставления следующих параметров ИНГК до и после ГРП:

- макросечений захвата тепловых нейтронов (сигмы) породы по ближнему и дальнему детекторам (SFNA/SFFA), а также исправленных за скважинные условия оценок сигмы (SIGM); эта методика является наиболее физически обоснованной, а

также наименее подверженной влиянию искажающих факторов, таких как состав скважинного флюида и т. д.;

- эффективных скоростей счета гамма-квантов по ближнему и дальнему детекторам (RSCN/RSCF), как рекомендовано производителем проппанта; данный подход показал меньшую эффективность, в первую очередь меньшую стабильность замеров, что обусловлено значительным влиянием на показания набора факторов (положение прибора в скважине, состав скважинного флюида, наведенная радиоактивность и т. д.);

- кажущихся значений сигмы скважины по ближнему и дальнему детекторам (SBNA/SBFA), а также расчетной минерализации скважинного флюида (определенной по скомпенсированной сигме скважины). Данный подход показал в основном изменение состава скважинного флюида между замерами, а также влияние породы на «скважинные» параметры, что обусловлено малым диаметром скважины; некоторый эффект повышения сигмы в интервале трещины отмечается в меньшем интервале, чем по сигме породы;

- оценок нейтронной пористости (водородосодержания) ТРН по калиброванному отношению компенсированных счетов гамма-квантов по детекторам; данный метод показал почти полную нечувствительность к присутствию закрепленной проппантом NRT трещины [6].

В заключение можно сказать, что технология NRT-проппанта зарекомендовала себя как новое, эффективное средство оценки геометрии трещины гидроразрыва пласта, и успешный опыт его применения на ачимовских отложениях Уренгойского месторождения подтверждает это. К несомненным плюсам данного метода можно отнести, прежде всего, безопасность, отсутствие источника излучения, а также его простоту технологии и точность получаемых данных.

Список литературы

1. Reservoir Stimulation 3-rd Edition, MJ. Economides, and K.G. Nolte (eds), John Wiley&Sons, LTD, New York, 2000, p. 1-6.
2. Xiaogang Han, and Robert Duenckel, CARBO Ceramics; Harry Smith Jr., Harry D. Smith Consulting, « An Environmentally Friendly Method to Evaluate Gravel and Frac Packed Intervals Using a New Non-Radioactive Tracer Technology», paper OTC-25166, Offshore Technology Conference Houston, Texas, USA, 5–8 May 2014.
3. Gustavo A. Ugueto, SPE, Michael Ehiwarior, SPE, Abram Grae, SPE, Shell Exploration and Production Company Mathieu Molenaar, SPE, Shell Canada LTD, Kelly McCoy, SPE, Paul Huckabee, SPE, Shell Exploration and Production Company and Bob Barree, SPE, Barree& Associates LLC, «Application of Integrated Advanced Diagnostics and Modeling to Improve Hydraulic Fracture Stimulation Analysis and Optimization», SPE 1686032, SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference The Woodlands, Texas, USA, 4-6 February 2014.
4. Duenckel, R.J., Smith, H.D., Warren, W. et al. 2011. Field Application of a New Proppant Detection Technology. Presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Denver, 30 October–2 November. SPE-146744-MS.
5. Smith Jr., Harry D. and Duenckel, Robert, «Method of Logging a Well using a Thermal Neutron Absorbing Material», US Patent 8,100,177, January 2012
6. Интернет-сайт компании CARBO Ceramic Inc. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: www.carboceramics.com

Сведения об авторах

Калинин Владимир Романович, аспирант кафедры бурения нефтяных и газовых скважин, Тюменский государственный нефтегазовый университет, г. Тюмень

Козлов Евгений Николаевич, аспирант кафедры бурения нефтяных и газовых скважин, Тюменский государственный нефтегазовый университет, г. Тюмень

Данишин Олег Сергеевич, ведущий инженер по ГРП отдела ТКРС и освоения Управления нефти, газа и газового конденсата ОА «Роспан Интернэшнл», г. Н-Уренгой

Information about the authors

Kalinin V. R., postgraduate of the chair «Drilling of oil and gas wells», Tyumen State Oil and Gas University

Kozlov E. N., postgraduate of the chair «Drilling of oil and gas wells», Tyumen State Oil and Gas University

Danshin O. S., leading engineer for FHF, sector for TKRS and development, Department for oil, gas and gas condensate, RospanInternational, Novy Urengoy