DOI: 10.17122/ntj-oil-2019-4-58-64

УДК 622.276

Н.Р. Яркеева, Б.И. Хусаинов, Э.С. Самушкова (Уфимский государственный нефтяной технический университет, г. Уфа, Российская Федерация)

АНАЛИЗ ПРОВЕДЕНИЯ ГИДРАВЛИЧЕСКОГО РАЗРЫВА ПЛАСТА ПО ТЕХНОЛОГИИ Slug Frac

Natalya R. Yarkeeva, Bulat I. Khusainov, Elina S. Samushkova (Ufa State Petroleum Technological University, Ufa, Russian Federation)

ANALYSIS OF HYDRAULIC FRACTURING TECHNOLOGY Slug Frac

Введение

Добыча нефти на разрабатываемых месторождениях со временем падает, что побуждает нефтяные компании применять методы интенсификации притока. Одним из месторождений, где необходимо применение обработок для интенсификации нефтеотдачи, является Нивагальское. Высокую эффективность показывает гидравлический разрыв пласта (ГРП), но на данном месторождении применение этого метода сопровождается осложнениями. Пласты Нивагальского месторождения характеризуются неравномерностью распределения глинистых перемычек и наличием подстилающих подошвенных вод. В таких условиях проведение стандартных ГРП не является целесообразным. Для достижения более высоких показателей добычи необходимо применение технологии, позволяющей ограничивать распространение трещины в высоту. Данным требованиям удовлетворяет технология ГРП Slug Frac, которая позволяет за счет образования «дюн» ограничить вертикальное распространение трещины.

Цели и задачи

Анализ технологии гидравлического разрыва пласта Slug Frac на Нивагальском месторождении в сравнении со стандартной обработкой.

Background

Oil production at the developed fields decreases over time, which prompts oil companies to apply methods to intensify the flow. One of the fields where it is necessary to apply treatments for the intensification of oil recovery is Nivagalskoe. Hydraulic fracturing (HF) shows high efficiency, but at this field this method is accompanied by complications. The layers of Nivagalskoe field are characterized by uneven distribution of clay bridges and the presence of underlying bottom water. Under such conditions, carrying out standard hydraulic fracturing is not appropriate. To achieve higher production rates, it is necessary to apply a technology that allows you to limit the spread of cracks in height. These requirements are satisfied by the technology of hydraulic fracturing Slug Frac, which allows, due to the formation of «dunes», to limit the vertical spread of the crack.

Aims and Objectives

Analysis of hydraulic fracturing technology Slug Frac at Nivagalskoe field in comparison with standard treatment.

Результаты

Представлена оценка эксплуатационных характеристик скважин Нивагальского месторождения, доказывающая, что технология гидравлического разрыва пласта Slug Frac эффективнее по сравнению со стандартной обработкой. Детально рассмотрен механизм образования «дюн».

Results

An assessment of the well performance at Nivagalskoe field is presented, proving that the Slug Frac hydraulic fracturing technology is more efficient compared to standard processing. The mechanism of «dune» formation is considered in detail.

Ключевые слова: гидравлический разрыв пласта; проппант; проницаемость; скважина; дебит; обводненность; Нивагальское месторождение

Key words: hydraulic fracturing; proppant; permeability; well; debit; water cut; Nivagalskoe field

Гидравлический разрыв пласта (ГРП) представляет собой метод, используемый для притока или улучшения потока жидкости из пласта в скважину. Методика включает закачку жидкости в скважину до тех пор, пока ее давление на глубине не приведет к разрушению породы [1]. Перекачиваемая жидкость содержит мелкие частицы, известные как проппант, которые удерживают трещину в раскрытом состоянии. Жидкость для ГРП также содержит небольшие количества (меньше 2 %) химических добавок (кислота, ингибиторы коррозии). После разрыва под воздействием давления жидкости трещина увеличивается, возникает ее связь с системой естественных трещин, не вскрытых скважиной, и с зонами повышенной проницаемости [2, 3]. Таким образом, расширяется область пласта, дренируемая скважиной. В результате кратно повышается дебит добывающих или приемистость нагнетательных скважин за счет снижения гидравлических сопротивлений в призабойной зоне и увеличения фильтрационной поверхности скважины, увеличивается конечная нефтеотдача за счет приобщения к выработке слабо дренируемых зон и пропластков [4].

Технология Slug Frac основана на теории дюнообразования. Ее принцип заключается в закачке проппанта отдельными порциями, преимущественно на линейном геле. При таком способе закачки за счет комбинации линейного геля с проппантом происходит

послойное оседание первичных порций проппанта. Это приводит к форсированному отклонению смеси за счет создания внизу трещины барьера (дюн), а также к увеличению полудлины трещины ГРП [5, 6]. Данная технология позволяет снизить риск роста обводненности после ГРП и ограничить развитие высоты трещины в подошвенную часть пласта [7] (рисунок 1).

Технология включает в себя попеременную закачку в трещину жидкостей с низкой и высокой вязкостью. Это обеспечивает более глубокое размещение проппанта с помощью двух основных механизмов: перенос проппанта в вязких «пальцах», образованных жидкостью с низкой вязкостью, и увеличение тяговой силы у вязкого полимера, приводящее к лучшему уносу и смещению любых проппантных осадений, которые могли сформироваться. Оба этих эффекта приводят к большей длине трещины и лучшему вертикальному размещению проппанта. Кроме того, метод предполагает более низкие затраты на полимер, более низкую мощность насоса, меньшую ширину трещины, лучший контроль утечки жидкости [8].

Рассмотрим опыт проведения технологии Slug Frac на Нивагальском месторождении. В 2018 г. проведено 2 обработки на скважинах № 381 и № 418. Результаты обработок по двум скважинам представлены в таблице 1. Начальные дебиты скважин после ГРП достигли запланированных показателей.

Рисунок 1. Модель распределения жидкости и проппанта в трещине

Таблица 1. Результаты применения технологии Slug Frac

№ сква- жины	План					Факт (начальный)				
	Q _н , т/сут	Q _ж , т/сут	f, %	H _{дин} , м	При- рост нефти, т/сут	Q _н , т/сут	Q _ж , т/сут	f, %	H _{дин} , м	Прирост нефти, т/сут
381	9,3	40	73	1450	5,9	15,6	38,8	59,8	1451	12,3
418	9,4	27	59,6	1350	5,1	13	22	41	1434	8,3
Текущие (на 01.11.2018)										
№ сква- жинги	Q _н , т/сут		Q _ж , т/сут		f, %		H _{дин} , м		Прирост нефти, т/сут	
381	10,8		25,6		57,7		1498		7,4	
418	8,4		17,5		52,3		1412		4,1	
Примечания: Q _н - дебит нефти; Q _ж - дебит жидкости; f - обводненность, %; H _{дин} - динамический уровень жидкости.										

Текущее пластовое давление в районе скважины по данным карт изобар на момент ГРП составило 17 МПа.

Пластовое давление на скважине № 418 по данным замера 01.08.2018 равно 16,7 МПа; на скважине № 381 по данным замера 11.05.2018 равно 14,2 МПа.

Рассмотрим подробнее применение мероприятия на скважине № 381. 22.08.2018 сервисной компанией Halliburton был проведен ГРП по технологии Slug Frac. Ранее работок на данной скважине не проводили. Сначала была проведена технология миниГРП, по результатам которой было принято

решение провести ГРП, уменьшив объем буферной жидкости с 8 до 7 м³. Величина, показывающая, какой объем жидкости поглощается пластом, по отношению к количеству жидкости, создающему трещину (эффективность жидкости ГРП), равна 76 % (по плану - 47 %), чистое давление равно 4,9 МПа (по плану - 51 МПа). В пласт с расходом жидкости разрыва 2,2 м³/мин было закачено 14,9 т проппанта с максимальной концентрацией 800 кг/м³. При наблюдении за изменением кривой концентрации проппанта можно отчетливо увидеть закачку «пачек» на рисунке 2.

14.09.2018 скважина была запущена в работу с дебитом жидкости 38,8 т/сут, дебитом нефти - 15,6 т/сут и с обводненностью - 59,8 %. Начальный прирост дебита нефти по факту составил 12,3 т/сут при плане 5,9 т/сут.

После ГРП в течение трех месяцев отмечается снижение дебита нефти с 15,6 до 10,8 т/сут. На фоне снижения дебита жидкости наблюдается снижение обводненности, фактический прирост дебита нефти превышает плановый более, чем в два раза.

Рассмотрим результаты мероприятия на скважине № 418. Плановый запуск скважины № 418 предполагал ГРП в интервале 2163-2167 м пласта АВ₂ с массой проппанта

3 т, однако при проведении операция была прервана в связи с ростом давления до 55 МПа.

В результате проведения ГРП было закачено 3 т проппанта, а конкретно в пласт попало 0,2 т. Начальный режим скважины (на момент первого запуска): дебит по жидкости 6,9 т/сут, дебит по нефти 6,7 т/сут, обводненность 3,3 %.

25.09.2018 на скважине № 418 сервисной компанией Halliburton выполнено ГРП по технологии Slug Frac.

На рисунке 3 представлена диаграмма проведения миниГРП, где можно увидеть по линии концентрации закачиваемого проппанта наличие пачек. Режим работы скважины до проведения обработки: дебит по жидкости 4,1 т/сут, дебит по нефти 3,8 т/сут, обводненность 7,1 %. Накопленная добыча жидкости на момент ГРП составляла 3,6 тыс. т, нефти - 2,4 тыс. т.

Для сравнения общих результатов рассмотрим стандартный ГРП на скважине № 326 Нивагальского месторождения. Данная скважина находится на том же месторождении и имеет схожие характеристики. ГРП на данной скважине был проведен в августе 2018 г. с массой проппанта 8 т на пласт АВ. Результаты приведены в таблице 2.

Рисунок 2. Диаграмма проведения ГРП на скважине № 381 (пласт АВ Нивагальского месторождения)

Рисунок 3. Диаграмма проведения миниГРП по скважине № 418
(объект АВ Нивагальского месторождения)

Таблица 2. Результаты ГРП без технологии Slug Frac

№ скважины	Начальный режим				
	Q_n , т/сут	$Q_{ж}$, т/сут	f , %	$H_{дин}$	Прирост нефти, т/сут
326	11,4	32,4	64,8	1487	6
Текущие (01.11.2018)					
326	6,9	15	54	1318	3,7
Примечания: Q_n - дебит нефти; $Q_{ж}$ - дебит жидкости; f - обводненность, %; $H_{дин}$ - динамический уровень жидкости					

Сравнение эффективности скважин при использовании стандартной обработки и применении технологии «SlugFrac»

Рассчитаем, насколько дебиты жидкости и нефти различаются при опытно-промышленных работах (скважины № 381 и № 418) и стандартной обработке (скважина № 326).

Разница дебита по жидкости

$$\left(\frac{\frac{Q_{ж381} + Q_{ж418}}{2}}{Q_{ж326}} - 1 \right) * 100 \%, \quad (1)$$

$$\left(\frac{\frac{25,6 \frac{\tau}{сут} + 17,5 \frac{\tau}{сут}}{2}}{15 \frac{\tau}{сут}} - 1 \right) * 100 \% = 43,7 \%.$$

Средний дебит жидкости на скважинах № 381 и № 418 после применения технологии Slug Frac выше почти на 44 %, чем на соседней скважине № 326 со стандартным ГРП.

Разница дебита по нефти

$$\left(\frac{\frac{Q_{н381} + Q_{н418}}{2}}{Q_{н326}} - 1 \right) * 100 \%, \quad (2)$$

$$\left(\frac{\frac{10,8 \frac{\tau}{сут} + 8,4 \frac{\tau}{сут}}{2}}{6,9 \frac{\tau}{сут}} - 1 \right) * 100 \% = 39,13 \%.$$

Даже с учетом недостижения планового дебита на скважине № 418 (рисунок 4) средний дебит нефти на скважинах с опытно-промышленными работами выше почти на 39,2 %, чем при стандартной обработке скважины № 326.

Список литературы

1. Максимович Г.К. Опыт гидравлического разрыва пластов на промыслах Татарии и Башкирии // Нефтяное хозяйство. 2007. № 3. С. 118-120.
2. Гнездов А.В. О точности расчетов параметров трещин при гидроразрыве пласта // Горный информационно-аналитический бюллетень, 2010. № 3. С. 95-97.

Рисунок 4. Начальные дебиты нефти и жидкости после ГРП (пласт АВ Нивагальского месторождения)

Выводы

На основании анализа проведения гидравлического разрыва пласта по технологии Slug Frac можно сделать вывод, что технология показала высокую эффективность на пластах Нивагальского месторождения.

Наличие «дюн» позволило контролировать вертикальное распространение трещины, что повышает надежность проведения ГРП на месторождениях с подошвенными водами. За счет наличия «дюн» увеличивается полудлина трещин, что позволяет повысить добычу нефти по сравнению со стандартной обработкой.

References

1. Maksimovich G.K. Opyt gidravlicheskogo razryva plastov na promyslakh Tatarii i Bashkirii [The Experience of Hydraulic Fracturing in the Fields of Tatarstan and Bashkiria]. *Neftyanoe khozyaistvo – Oil Industry*, 2007, No. 3, pp. 118-120. [in Russian].
2. Gnezdov A.B. O tochnosti raschetov parametrov treshchin pri gidrorazryve plasta [On the

3. Телков А.П. Образование трещин в продуктивном пласте при гидравлическом разрыве // Газовая промышленность. 2008. № 3. С. 17-20.

4. Гнездов А.В. Краткий анализ технологий и результатов гидроразрыва пласта // Нефтепромысловое дело. 2008. № 11. С. 78-80.

5. Бархатов Э.А. Эффективность применения многозонного гидроразрыва пласта в горизонтальных скважинах // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. 2017. Т. 328. № 10. С. 50-58.

6. Yajun Liu, Phani B. Gadde, Mukul M. Sharma. Proppant Placement Using Reverse-Hybrid Fracs. SPE Production & Operations, 2007.

7. Sahil Malhotra, Eric R. Lehman, Mukul M. Sharma. Proppant Placement Using Alternate-Slug Fracturing // SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference. USA, 2013.

8. Афанасьев И.С. Прогноз геометрии трещины гидроразрыва пласта // Нефтяное хозяйство. 2009. № 11. С. 62-66.

Accuracy of Calculations of the Parameters of Cracks during Hydraulic Fracturing]. *Gornyy informatsionno-analiticheskiy byulleten'* – Mining Information and Analytical Bulletin, 2010, No. 3, pp. 95-97. [in Russian].

3. Telkov A.P. Obrazovanie treshchin v produktivnom plaste pri gidravlicheskom razryve [The Formation of Cracks in the Reservoir during Hydraulic Fracturing]. *Gazovaya promyshlennost'* – GAS Industry of Russia, 2008, No. 3, pp. 17-20. [in Russian].

4. Gnezdov A.B. Kratkii analiz tekhnologii i rezul'tatov gidrorazryva plasta [Brief Analysis of Technologies and Results of Hydraulic Fracturing]. *Neftpromyslovoye delo - Oilfield Engineering*, 2008, No. 11, pp. 78-80. [in Russian].

5. Barkhatov E.A. Effektivnost' primeneniya mnogozonogo gidrorazryva plasta v gorizontallykh skvazhinakh [The Effectiveness of Multi-Zone Hydraulic Fracturing in Horizontal Wells]. *Izvestiya Tomskogo politekhnicheskogo universiteta – Bulletin of the Tomsk Polytechnic University*, 2017, Vol. 328, No. 10, pp. 50-58. [in Russian].

6. Yajun Liu, Phani B. Gadde, Mukul M. Sharma. Proppant Placement Using Reverse-Hybrid Fracs. *SPE Production & Operations*, 2007.

7. Sahil Malhotra, Eric R. Lehman, Mukul M. Sharma. Proppant Placement Using Alternate-Slug Fracturing. *SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference*. USA, 2013.

8. Afanas'ev I.S. Prognoz geometrii treshchiny gidrorazryva plasta [Hydrofracturing Crack Geometry Prediction]. *Neftyanoe khozyaistvo – Oil Industry*, 2009, No. 11, pp. 62-66. [in Russian].

Авторы

• Яркеева Наталья Расатовна, канд. техн. наук
Уфимский государственный нефтяной
технический университет
Доцент кафедры «Разработка и эксплуатация
нефтяных и газонефтяных месторождений»
Российская Федерация, 450062, г. Уфа,
ул. Космонавтов, 1
e-mail: yarkeevan@yandex.ru

• Хусаинов Булат Илюсович
Уфимский государственный нефтяной
технический университет
Студент кафедры «Разработка и эксплуатация
нефтяных и газонефтяных месторождений»
Российская Федерация, 450062, г. Уфа,
ул. Космонавтов, 1
e-mail: bulat456852@gmail.com

• Самушкова Элина Сергеевна
Уфимский государственный нефтяной
технический университет
Студент кафедры «Разработка и эксплуатация
нефтяных и газонефтяных месторождений»
Российская Федерация, 450062, г. Уфа,
ул. Космонавтов, 1
e-mail: kafedra-rngm@mail.ru

The Authors

• Yarkeeva Natalya R., Candidate of Engineering
Sciences
Ufa State Petroleum Technological University
Assistant Professor of Development and Exploitation
of Oil and Gas Fields Department
1, Kosmonavtov str., Ufa, 450062,
Russian Federation
e-mail: yarkeevan@yandex.ru

• Khusainov Bulat I.
Ufa State Petroleum Technological University
Student of Development and Exploitation
of Oil and Gas Fields Department
1, Kosmonavtov str., Ufa, 450062,
Russian Federation
e-mail: bulat456852@gmail.com

• Samushkova Elina S.
Ufa State Petroleum Technological University
Student of Development and Exploitation
of Oil and Gas Fields Department
1, Kosmonavtov str., Ufa, 450062,
Russian Federation
e-mail: : kafedra-rngm@mail.ru