

УДК 622.276.66

**О ВЛИЯНИИ ВЫНОСА ПРОППАНТА НА МРП И
ПРОДУКТИВНОСТЬ СКВАЖИН ЮЖНО-ПРИБСКОГО
МЕСТОРОЖДЕНИЯ ПОСЛЕ ГРП**

**POST-FRAC PROPPANT FLOWBACK EFFECTS ON THE RUN TIME
AND PRODUCTIVITY OF WELLS IN THE YUZHNO-PRIOBSKOYE
FIELD**

¹Шагалеев Р.К., ²Ю.А. Гуторов

¹ООО «Газпромнефть-Хантос», г. Ханты-Мансийск, Российская
Федерация

²РКНТЦ - «Нефтяная долина», г. Октябрьский, Российская Федерация

¹R.K. Shagaleev, ²Yu.A. Gutorov

¹Gazpromneft-Khantos. Khanty-Mansyisk, Russian Federation

² RKNTC Neftyanaya Dolina, Oktyabrsky, Russian Federation

E-mail: penat89@mail.ru

Аннотация. Низкие значения проницаемости по данным исследования керна и низкие дебиты при опробовании обусловили необходимость проведения ГРП на всех скважинах, вводимых из бурения, Южно-Приобского месторождения. Применение технологии гидравлического разрыва пласта для увеличения проницаемости часто влечет за собой вынос проппанта. Это оказывает негативное влияние на продуктивность скважин, снижая эксплуатационные характеристики

работы: суточные дебиты по нефти и жидкости, накопленная добыча нефти, межремонтный период (МРП), и ухудшает условия работы насосов, приводя к повышенному износу их деталей вследствие абразивного воздействия частиц проппанта.

В статье приводится анализ работы скважин Южно-Приобского месторождения за 2014 год, статистика отказов насосных установок с разделением на категории по причинам отказов. Подробно рассматриваются материалы и акты демонтажей глубинного насосного оборудования скважин, отработавших до отказа менее 365 суток по одному из цехов. Определяется доля скважин, на которых был установлен обратный вынос проппанта. Рассматривается группа скважин Южно-Приобского месторождения, осложненная выносом механических примесей, в том числе и проппантом. Анализ работы одной из скважин показал, что падение дебита оказалось более интенсивным вследствие установленного выноса проппанта, который оказал также отрицательное влияния на состояние ГНО, условия работы насосной установки, приведя в конечном счете к снижению длительности работы скважин без отказа и, как следствие, повышению затрат на дополнительные ремонтные операции. Представлены результаты анализа динамики концентраций взвешенных частиц продукций, которые показали что скважина, осложненная выносом проппанта, обладала значительно большей долей мех. примесей в своей продукции, чем в других скважинах.

Abstract. Low permeabilities obtained from core studies and low flow rates observed during well testing necessitated to hydraulically fracture all newly dilled wells of the Yuzhno-Priobskoye field. Hydraulic fracturing treatments to increase permeability often entail proppant flowback. This has an adverse effect on well productivity resulting in poor production performance (daily oil and water production rates, cumulative oil production, run time) and

unfavorable pump operating conditions leading to excessive wear of mechanical parts due to abrasive action of proppant particles.

The paper provides the results of well performance analysis for 2014 and statistics of pumping unit failures ranked according to causes of such failures. Report documentation on the removal of downhole pumping equipment that failed in less than 365 days is examined in detail. The proportion of wells experiencing proppant flowback is determined. A group of wells complicated by flowback of solids, particularly, proppant is considered. According to one well performance analysis, the decline in production rate proved to be more severe in case of proppant flowback detrimental to the condition of downhole pumping equipment and pumping unit operating conditions with the resultant reduction of run time to failure and increase of additional workover expenses. Suspended solids concentration profiles are presented which demonstrate that the wells with proppant flowback problems have much higher solids content in the production stream compared to other wells.

Ключевые слова: проппант; продуктивность; гидравлический разрыв пласта (ГРП); проницаемость; электроцентробежный насос (ЭЦН).

Key words: proppant; productivity; hydraulic fracturing (HF); permeability; electric submersible pump (ESP).

Приобское нефтяное месторождение находится в центральной части Западно-Сибирской территории северной части месторождения, пересекается рекой Обь – основной водной магистралью Тюменской области.

Геологический разрез месторождения сложен значительной толщей (более 2500 м) осадочных горных пород, подстилаемых эффузивами

пермотриасового возраста.

Нефтеносность связана с неокомскими и среднеюрскими отложениями. Основная часть (более 90 %) сосредоточена в неокомских пластах группы АС[1].

Для увеличения нефтеотдачи пластов Южно-Приобского месторождения используют различные виды геолого-технических мероприятий. Одним из наиболее эффективных и распространенных является гидравлический разрыв пласта (ГРП).

Низкие значения проницаемости по данным исследования керна и низкие дебиты при опробовании обусловили необходимость проведения ГРП на всех скважинах, вводимых из бурения [2].

Известны многочисленные случаи, когда на более чем половине эксплуатационных объектов, на которых проводился ГРП, в дальнейшем наблюдался обратный вынос проппанта, что сказывалось на продуктивности скважин и снижало потенциальные возможности эксплуатационных объектов [3].

Вынос частиц проппанта и механических примесей в процессе эксплуатации также значительно ухудшил условия работы УЭЦН в скважинах Приобского месторождения.

Известно [4], что при контакте абразивных механических примесей с узлами ГНО могут происходить следующие процессы: радиальный износ подшипников ЭЦН, износ и размыв ступеней, промыв газосепаратора (ГС), износ подшипников и гидрозащиты (ГЗ). Так, по скважинам, отработавшим менее 30 суток после ГРП, доля отказов, связанных с наличием в продукции механических примесей, составляет около 30 %, что обусловлено их высокими абразивными свойствами (таблица 1) и максимальным объемом их выноса из трещины.

Таблица 1 – Твердость основных материалов механических примесей

Материал	Твердость по Моосу	Абсолютная твердость кгс/мм ²
Проппант	9	350-550
Кварц	7	100
Плагиоклаз	6	70
Обломки пород	6-7	40-100
Кальцит	3	9
Биотит, мусковит	2	5
Гидроокислы железа	1	2

Анализ всех отказов компоновок ЭЦН на Южно-Приобском месторождении за 2014 год показал, что одной из важных причин отказов деталей насосных установок является также их засорение механическими примесями (рисунок 1), что в общей сложности приводит к отказам и поломкам узлов и деталей ГНО в более чем половине случаев, не считая ПЭД и силового кабеля.

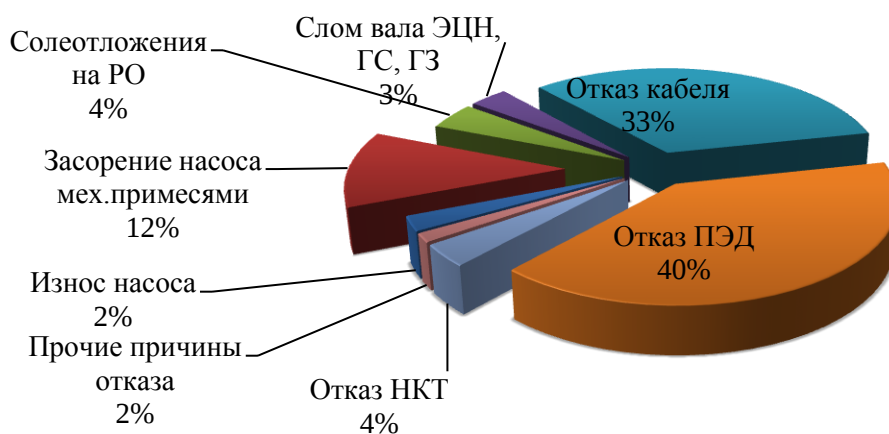


Рисунок 1. Статистика отказов ГНО Южно-Приобского месторождения

Подробный анализ материалов и актов комиссионных демонтажей УЭЦН по одному из цехов добычи нефти показал, что почти во всех случаях отказов рабочие органы ЭЦН были забиты частицами проппанта (рисунок 2).

Можно выделить две основные причины, влияющие на интенсивность выноса частиц проппанта:

- снижение пластового давления в процессе эксплуатации и, как следствие, снижение напряжений бокового распора, оказывающих влияние на стенки трещины и проппантную пачку;
- вымывание вместе с пластовым флюидом частиц проппанта из прискважинной зоны пласта (ПЗС), которое может привести к частичному смыканию устья трещины и значительному снижению ее проводимости.

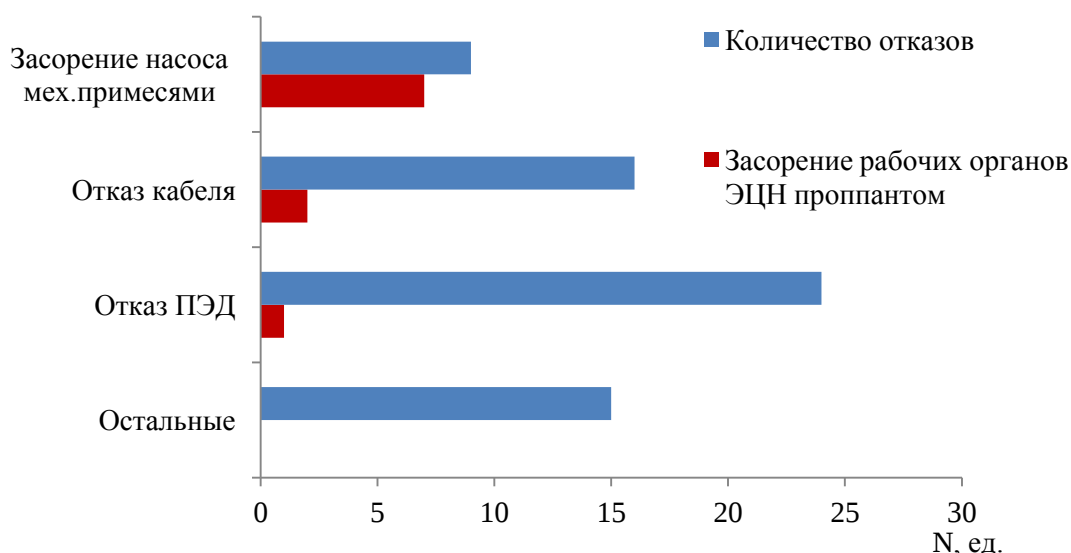


Рисунок 2. Число отказов (N) с наработкой менее 365 суток

Анализ работы одной из скважин, введенной в эксплуатацию из бурения, показал интенсивное падение дебита вследствие установленного выноса проппанта. В результате разбора вышедшего из строя УЭЦН было обнаружено, что его отказ произошел из-за износа установки гидрозащиты частицами механических примесей, в том числе и проппантом, которым был забит обратный клапан компоновки насоса (рисунок 3).



Рисунок 3. Фото засора обратного клапана скважины №229 пропантом

Согласно выполненного анализа причин отказа ГНО было установлено, что установка была первой после ГРП, освоение и нормализация забоя которой производилось с применением гибкой трубы и закачкой через нее газовой смеси с циркуляцией на желобные емкости. По результату освоения скважины и нормализации положения текущего забоя было установлено, что его нахождение на глубине на 26 м выше расчетного, что соответствует приблизительно $0,5 \text{ м}^3$ (1,3 т) пропанта.

Анализ работы скважин с начала их ввода в эксплуатацию показал, что средняя величина МРП за все время работы и значение наработки на отказ (ННО) за 2014 год скважины 229 значительно ниже тех же параметров окружающих скважин (рисунок 4). Причем отказ подземного оборудования скважины 229 произошел менее чем через 8 месяцев после ввода в эксплуатацию, что говорит о высокой частоте отказов (рисунок 5).

Необходимо отметить тот факт, что при проведении смены ЭЦН скважины №229 забой был пересыпан пропантом на 30 м выше

расчетного уровня. Эти факты подтверждают недостаточное закрепление проппанта в трещине ГРП, особенно в прискважинной части.

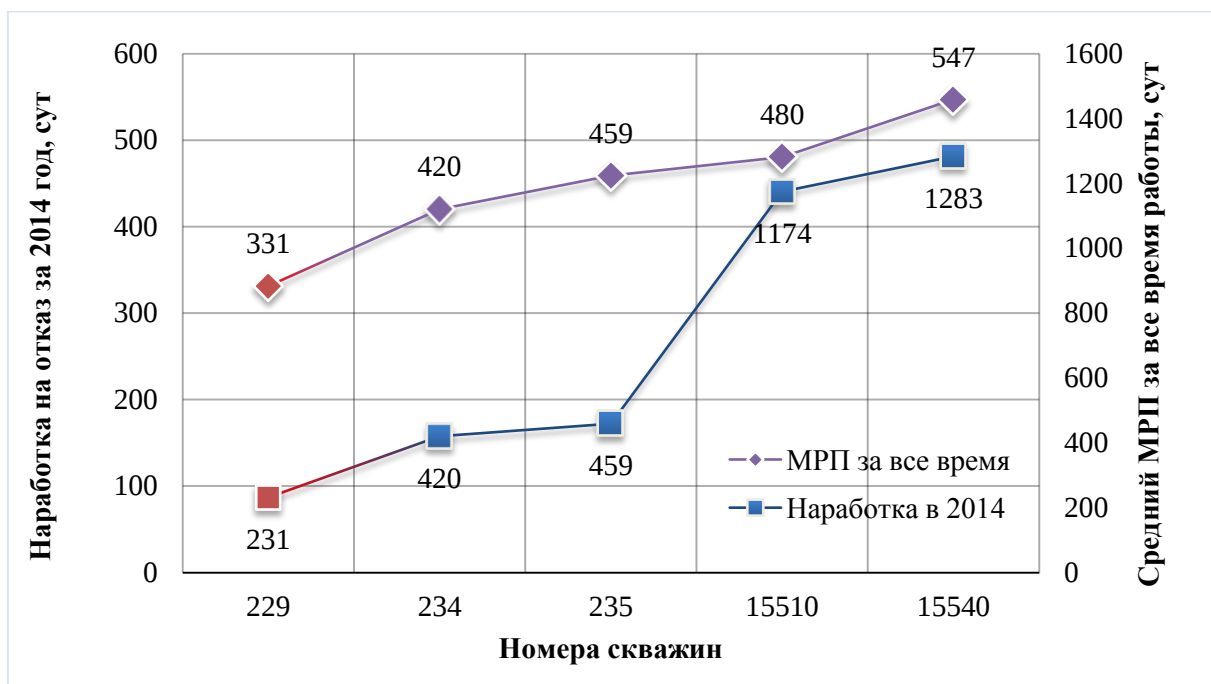


Рисунок 4. ННО за 2014 год и средний МРП за все время работы

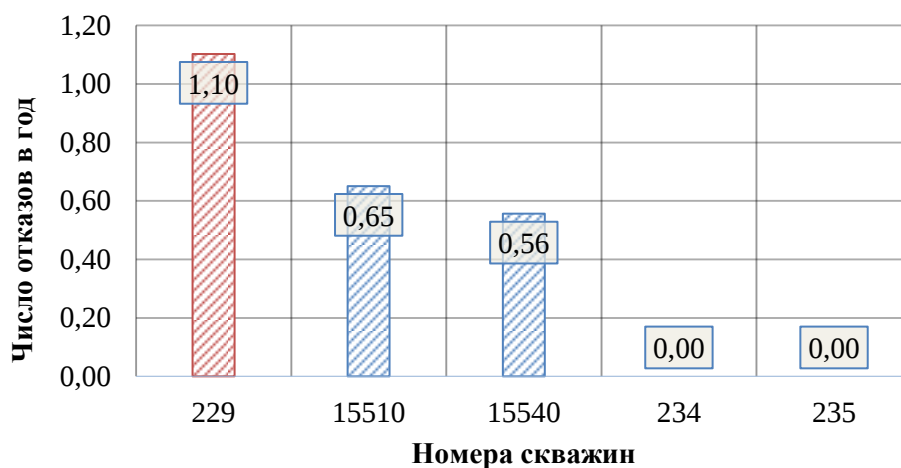


Рисунок 5 – Частота отказов в год по скважинам после ГРП

Кроме отрицательного влияния на состояние ГНО, условия работы насосной установки; снижения длительности работы скважин без отказа и, как следствие, повышение затрат на дополнительные ремонтные операции,

вынос проппанта оказывает негативное воздействие и на состояние созданных при ГРП системы трещин, которая значительно влияет на дебит и продуктивность скважин. Экспериментальные исследования и промысловый опыт показывают, что хотя доля нарушения закреплённости прискважинной зоны трещины, составляет всего 1-3 % от ее длины, однако это значительно (до 30-40%) снижает положительный эффект от гидроразрыва пласта [5, 6].

Анализ работы скважин показал (таблица 2) что, скважина №229 характеризуется наибольшими темпами падения начального дебита, который установился после её вывода на псевдостабильный режим, как по нефти, так и по жидкости.

Таблица 2. Эксплуатационные параметры работы скважины №229 и окружения

№ скв	Дата ввода в эксплуатацию	Темп падения в месяц		Накопленная добыча нефти, тонн
		Q _ж , м3/сут	Q _н , т/сут	
229	19.01.2014	2,2	1,2	4049
234	24.12.2013	0,9	0,6	5305
235	29.11.2013	1,2	0,9	6905
15510	05.12.2005	0,5	0,4	110267
15540	21.01.2006	0,4	0,4	87001

Согласно промысловым данным [7], повышенный вынос КВЧ часто является следствием выноса из ПЗС смеси механических примесей, которая состоит из частиц пластовой (частицы разрушенного коллектора) и поверхностной (проппант, нерастворимые осадки) природы происхождения. В начальный период эксплуатации, когда величина депрессии на пласт высока, вынос механических примесей особенно велик. Так, зависимость КВЧ скважины 229 и окружения в течении 90 суток

после ввода в эксплуатацию с применением технологии ГРП показывает следующую картину (рисунок 6).

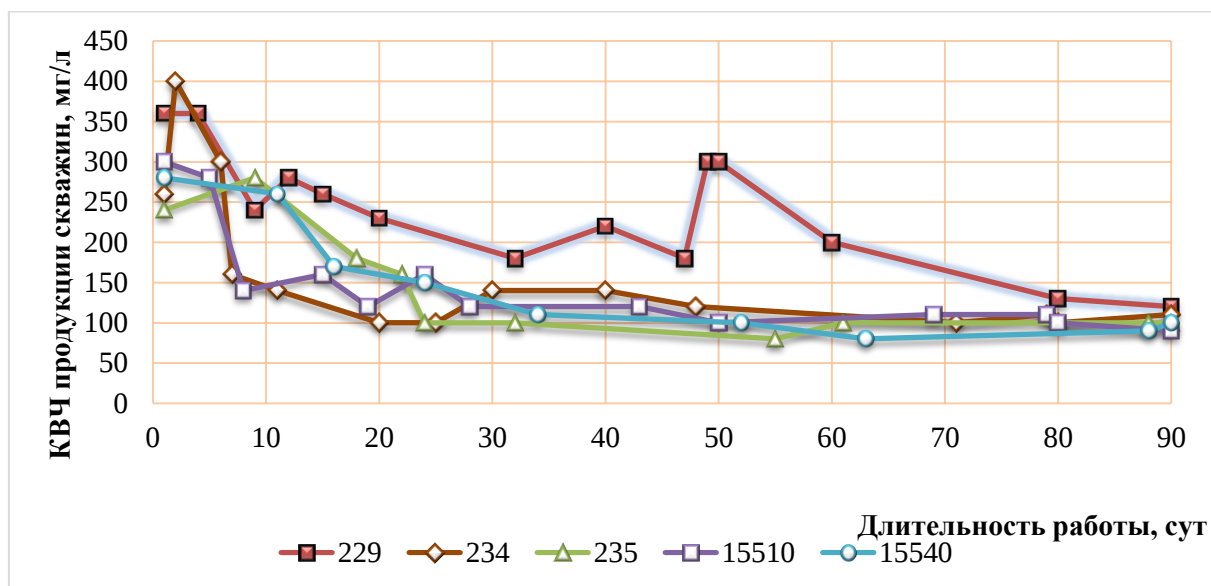


Рисунок 6. Показатели КВЧ продукции в начальный период эксплуатации

Как видно из графика зависимости КВЧ от времени, скважина 229 обладала значительно большей долей мех. примесей в своей продукции, чем в других скважинах. Следует учесть, что перед спуском все компоновки ЭЦН были оснащены фильтрами для ограничения попадания примесей на рабочие органы насосной установки, а величина депрессии на пласт (ΔP) на тот период по всем скважинам была приблизительно одинаковой (рисунок 7).

Можно предположить, что причиной повышенного выноса КВЧ в начальный период эксплуатации мог служить вынос незакрепленного проппанта из трещины, который в итоге привел к снижению продуктивности скважины, а именно к падению дебитов по жидкости (рисунок 8).

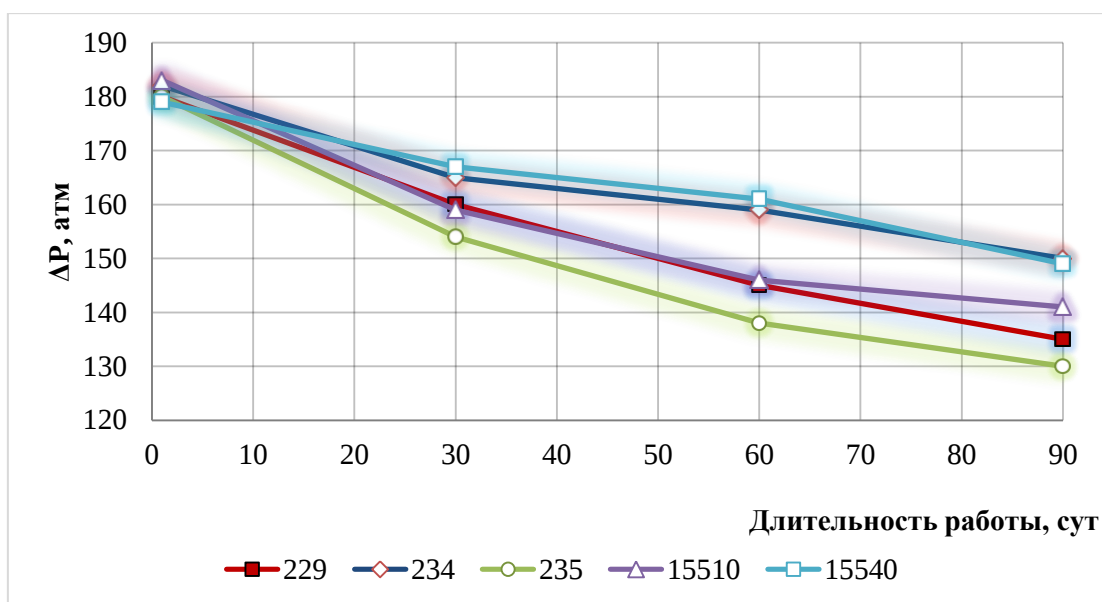


Рисунок 7. Значение ΔP в начальный период эксплуатации

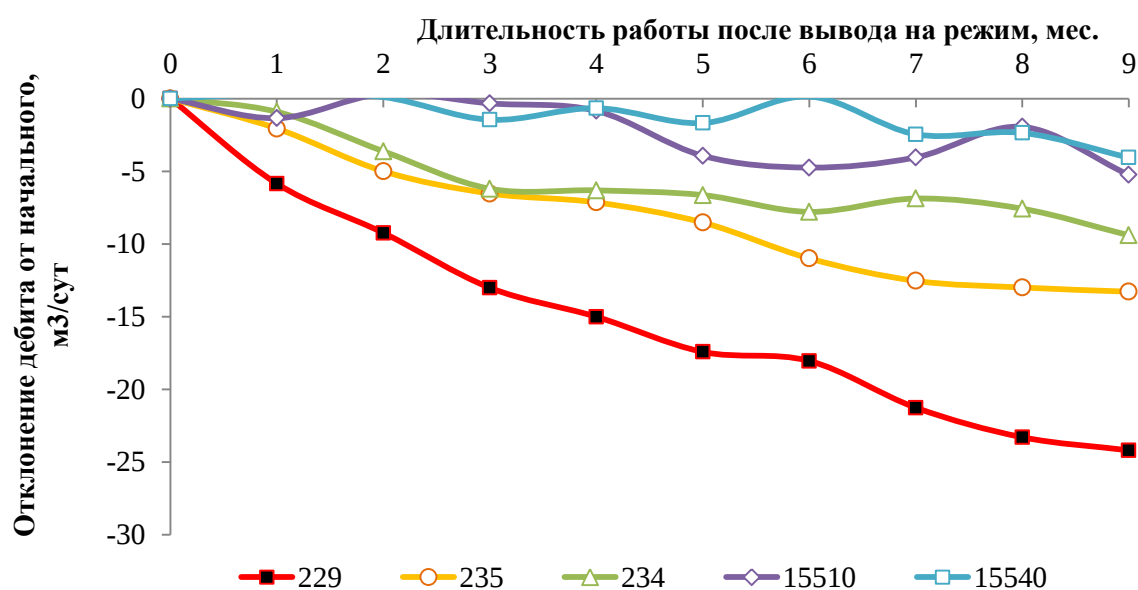


Рисунок 8. Графики изменения дебитов по жидкости скважин Южно-Приобского месторождения после ГРП

В результате оказалось, что средняя величина дебита по нефти за весь период эксплуатации по скважине 229 заметно ниже дебитов окружающих скважин (рисунок 9).

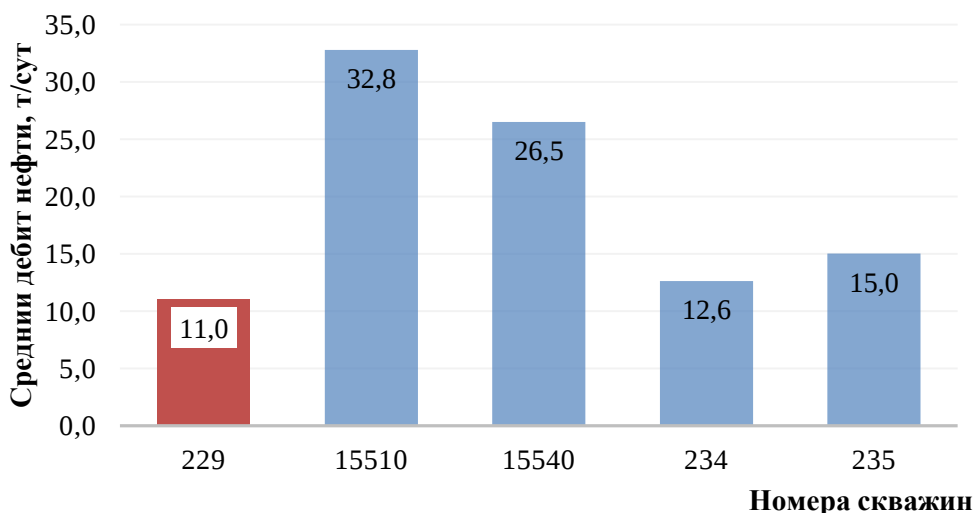


Рисунок 9. Гистограмма средних дебитов по нефти скважин Южно-Приобского месторождения

Выводы.

- 1) Засорение и износ рабочих органов ЭЦН частицами механических примесей, в том числе проппантом после ГРП, является одной из основных причин отказов насосных установок, оборудованных на объектах месторождений Западной Сибири.
- 2) Кратковременный или продолжительный процесс выноса проппанта из трещины, образовавшейся в результате ГРП, оказывает негативное влияние на продуктивность скважины.

Список используемых источников:

1. Багаутдинов А.К. Геология и разработка крупнейших и уникальных нефтяных и нефтегазовых месторождений России. – Т.2. – М.: «ВНИИОЭНГ», 1996. – 313 с.
2. Чашин О.А. Прогнозирование направления развития трещины гидроразрыва пласта на Приобском месторождении // Нефтяное хозяйство. – 2006. - №12. – С. 18-20.

3. Малышев А.Г. Состояние и совершенствование работ по проведению гидроразрыва пластов на месторождениях ОАО «Сургутнефтегаз» // Нефтяное хозяйство. – 2004. - №4. – С. 25-28.
4. Эксплуатация добывающих скважин южной лицензионной территории Приобского месторождения в условиях выноса механических примесей / С.А.Шмидт, Б.В.Парфенов, И.Я.Эдельман, А.А.Шмидт // Нефтяное хозяйство. – 2006. - №12. – С. 66-67.
5. Потенциал технологии закрепления проппанта для повышения эффективности гидроразрыва пласта / О.В.Акимов, В.Н.Гусаков, В.В.Мальцев, Д.Л.Худяков // Нефтяное хозяйство. – 2008. - №12 – С. 31-33.
6. Экспериментальные исследования по закреплению проппанта в трещинах ГРП / С.С.Демичев, О.Г.Отрадных, Н.А.Могутов и др.// Бурение и нефть. – 2008. - №12. – С. 23-25.
7. Бахтизин Р.Н., Смольников Р.Н. Особенности добычи нефти с высоким содержанием механических примесей // Нефтегазовое дело. – 2012. - №5. – С. 159-169.

Сведения об авторах**Authors**

Шагалеев Ренат Камилевич, геолог 2-й категории, ООО «Газпромнефть-Хантос», г. Ханты-Мансийск, Российская Федерация

R.K. Shagaleev, Geologist, ООО Gaspromneft-Khantos, Khanty-Mansyisk, Russian Federation

E-mail: penat89@mail.ru

Гуторов Юлий Андреевич, доктор технических наук, заместитель директора по научно-исследовательской работе, региональный координационный научно-технический центр «Нефтяная долина», г.Октябрьский, Российская Федерация

Yu.A. Gutorov, Dr.Sc, Deputy Director for R&D, Regional Coordination Research-and-Development Center Neftyanaya Dolina, Oktyabrsky, Russian Federation

E-mail: gutorov70@mail.ru

Шагалеев Ренат Камилевич

628011, Российская Федерация, Тюменская область, Ханты-Мансийский автономный округ – Югра, г.Ханты-Мансийск, ул.Ленина, 56

Тел. 89375966437

E-mail: penat89@mail.ru