

Влияние размерности проппанта на эффективность гидравлического разрыва пласта в условиях разработки высоковязких нефтей карбонатных коллекторов Юго-Востока Республики Татарстан

Исламов А.И., Юнусов И.М., Новиков М.Г., Тахаутдинов Р.Ш., Исаев А.А.

ООО УК «Шешмаойл», Альметьевск, Россия

alexei.islamov@yandex.ru

Аннотация

В данной работе рассматривается анализ влияния размерности проппанта на эффективность проппантного гидравлического разрыва пласта (ПГРП) при разработке месторождений высоковязкой нефти карбонатных коллекторов башкирского яруса каменноугольной системы юго-востока Республики Татарстан. В статье представлены геолого-физические характеристики продуктивных пластов и свойства нефти Аделяковского месторождения. Проанализированы параметры проведения ПГРП по скважинам успешными процессами разрыва, а также представлены дизайны для сравнительного анализа эффективности работ. Результаты исследований свидетельствуют о прямой зависимости эффективности ПГРП с увеличением размерности проппанта в условиях выработки карбонатных коллекторов с высоковязкой нефтью, и возможностью проведения работ по схожим по геологическому строению месторождениям восточного борта Мелекесской впадины и западного склона Южно-Татарского свода.

Материалы и методы

Выполнена аналитическая работа по определению эффективности от проведения опытных ГРП на 5 скважинах. Обобщен опыт по технологии проппантного гидравлического пласта на месторождениях высоковязких нефтей с карбонатными коллекторами.

Ключевые слова

гидравлический разрыв пласта, проппант, карбонатные коллекторы, гидродинамические исследования скважин, трудноизвлекаемые запасы

Для цитирования

Исламов А.И., Юнусов И.М., Новиков М.Г., Тахаутдинов Р.Ш., Исаев А.А. Влияние размерности проппанта на эффективность гидравлического разрыва пласта в условиях разработки высоковязких нефтей карбонатных коллекторов Юго-Востока Республики Татарстан // Экспозиция Нефть Газ. 2025. № 3. С. 52–56. DOI: 10.24412/2076-6785-2025-3-52-56

Поступила в редакцию: 15.05.2025

OIL PRODUCTION

UDC 622.276.65 | Original Paper

The effect of proppant size on the efficiency of hydraulic fracturing when producing heavy viscous oils from carbonate reservoirs in the south-eastern part of the Republic of Tatarstan

Islamov A.I., Yunusov I.M., Novikov M.G., Takhautdinov R.Sh., Isaev A.A.

"Sheshmaoil" Management Company LLC, Almet'yevsk, Russia

alexei.islamov@yandex.ru

Abstract

This paper examines the effect of proppant size on the efficiency of hydraulic fracturing (proppant frac) when developing oilfields with super heavy crude oil produced from carbonate reservoirs of the Bashkirian stage belonging to Carboniferous system of the south-eastern part of the Republic of Tatarstan. The paper provides geological and physical properties of producing formations and crude oil properties of the Adelyakovskoye field. The authors have analyzed the parameters of proppant fracking for successfully fractured wells and provide designs for comparative analysis of the jobs' efficiency. The research results show a direct correlation between hydraulic fracturing efficiency and proppant size increment in conditions of carbonate reservoirs with high-viscosity crude oil, and the possibility of performing works on similar fields in terms of geological structure located on the eastern side of the Melekes Depression and the western slope of the South Tatar Arch.

Materials and methods

The analysis was carried out to evaluate the efficiency of pilot hydraulic fracturing jobs at five wells. The experience of proppant hydraulic fracturing technology at the fields of high-viscosity oils in the carbonate reservoirs has been summarized.

Keywords

hydraulic fracturing, proppant, carbonate reservoirs, pressure transient testing, hard-to-recover deposits

For citation

Islamov A.I., Yunusov I.M., Novikov M.G., Takhautdinov R.Sh., Isaev A.A. The effect of proppant size on the efficiency of hydraulic fracturing when producing heavy viscous oils from carbonate reservoirs in the south-eastern part of the Republic of Tatarstan. Exposition Oil Gas, 2025, issue 3, P. 52–56. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2025-3-52-56

Received: 15.05.2025

Введение

В настоящее время ухудшение структуры трудноизвлекаемых запасов (ТРИЗ) приводит к тому что, термины разработка карбонатных коллекторов нефти и гидроразрыв пласта приобретают все большую схожесть и сродство между собой. Перевод месторождений из зоны/условий «легкой нефти» из-за высокой выработки объектов, где эффективно работают стандартные технологии повышения нефтеотдачи пластов, в зону/условия «тяжелой нефти» где классические геолого-технологические мероприятия (ГТМ) имеют низкую эффективность, вынуждает операторов месторождений нефти идти на проведение более смелых, но и вместе с тем же более рискованных мероприятий. В данном случае применение ПГРП проводится не только для интенсификации притока путём увеличения площади фильтрации зоны притока, но и для изменения структуры коллектора с дальнейшим учётом естественной, техногенной трещиноватости, в перспективе — в целом геомеханической модели. Здесь, при проведении процесса разрыва, т.е. при создании техногенной магистральной трещины и активации естественных трещин, определяющими факторами будут дизайн ПГРП, в том числе, размерность и соотношение расклинивающего материала — проппанта. Если на начальных этапах, в том числе опытно-промысловых работах по проведению ПГРП в карбонатных отложениях, специальных требований к жидкости разрыва и проппантам не устанавливалось и рецептуры жидкостей разрыва были аналогичны применяемым для терригенных коллекторов девона Республики Татарстан [1], то на сегодняшний день ситуация поменялась в сторону целевого проведения процесса, в зависимости от задачи и ожидаемых результатов мероприятий [2].

В данной работе будет проанализировано Аделяковское нефтяное месторождение юго-востока Республики Татарстан (рис. 1).

Аделяковское месторождение по геологическому строению относится к сложным, запасы нефти месторождения являются трудноизвлекаемыми, характеризуются высоко- и сверхвязкими высокосернистыми нефтями. Проблемами при добыче таких нефтей являются: преждевременный прорыв законтурной воды, низкая эффективность гидродинамических методов и классических методов повышения нефтеотдачи пластов (ПНП) [3, 4]. Кроме того, характерной особенностью разработки месторождений является быстрое образование воронки депрессии, что неминуемо ведет к падению дебитов скважин, аномально низким забойным давлениям. Поэтому больше внимания уделяется сочетанию применения известных эффективных, рентабельных технологий для воздействия на пласт и призабойную зону пласта (ПЗП), и поисковых перспективных технологий [5]. Геолого-физическая характеристика продуктивных пластов и свойства нефти башкирского яруса Аделяковского месторождения представлены в таблице 1.

Принимая во внимание карбонатную составляющую коллекторов, которая по физическим характеристикам является более мягкой чем кварцевая и полевошпатовая [6], необходимо учитывать более распространенные в данных условиях процессы вдавливания зерен проппанта с последующим уменьшением ширины и проводимости закрепленной трещины, дополнительным

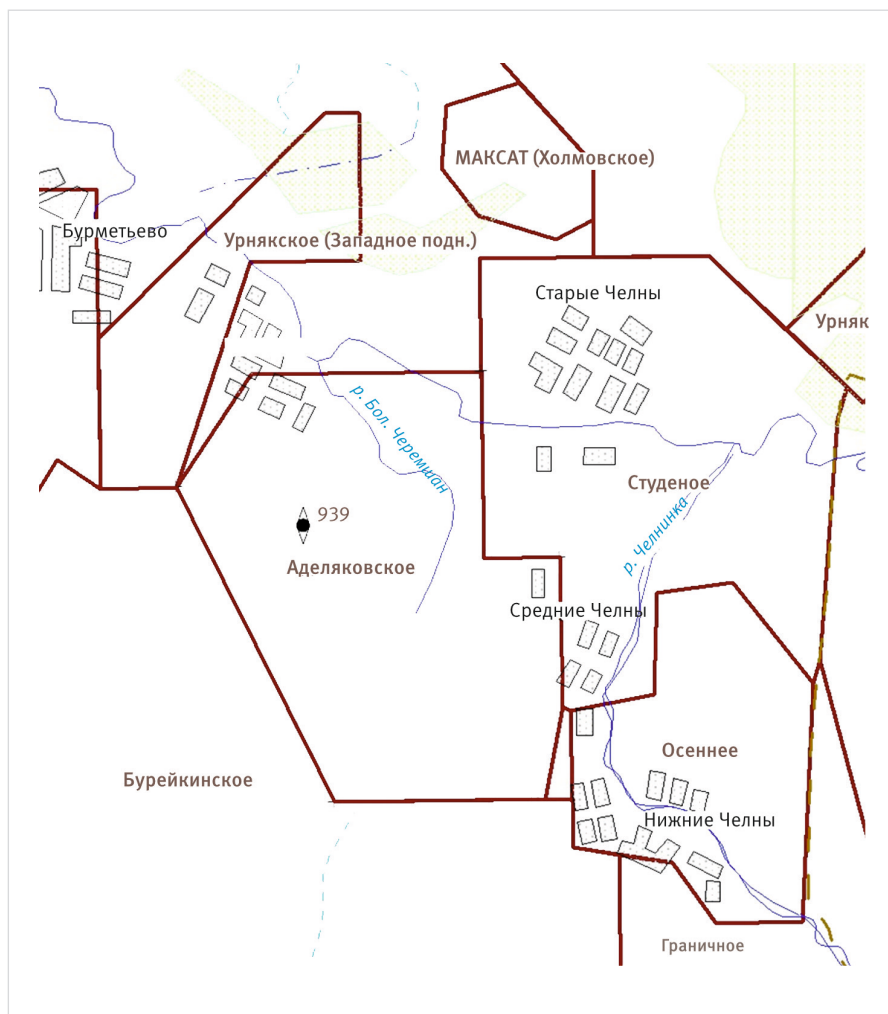
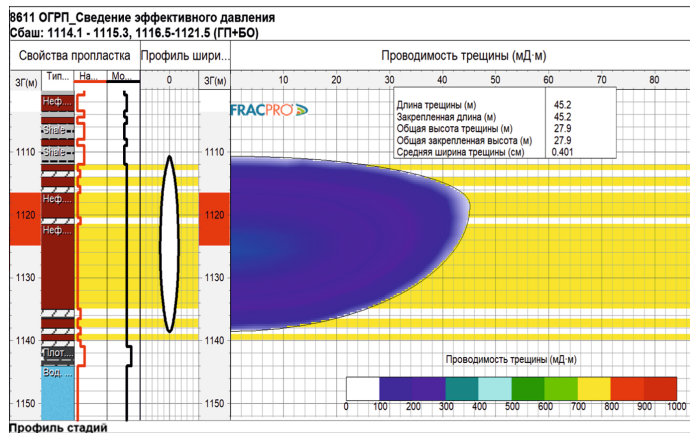


Рис. 1. Обзорная схема Аделяковского месторождения
Fig. 1. General layout of the Adelyakovskoye oilfield

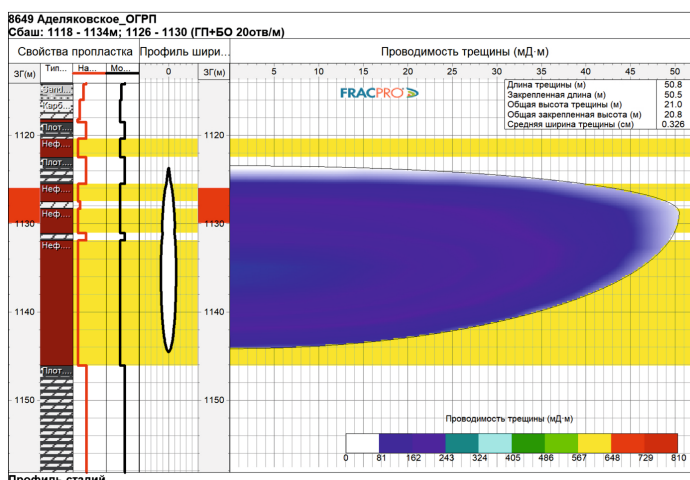
Табл. 1. Геолого-физическая характеристика продуктивных пластов башкирского яруса Аделяковского месторождения

Tab. 1. Geological and physical properties of the producing formations of the Bashkirian stage of the Adelyakovskoye oilfield

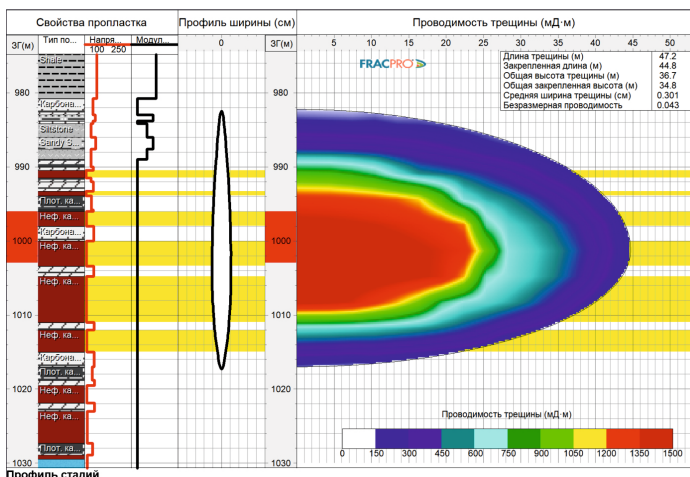
Параметры	Пласты башкирский
Абсолютная отметка кровли, м	-882,7
Абсолютная отметка ВНК, м	-905
Тип залежи	массивный
Тип коллектора	порово-трещинный
Средняя общая толщина, м	20
Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина, м	13,1
Коэффициент пористости, доли ед.	0,16
Проницаемость, мкм ² × 10 ⁻³	402
Коэффициент песчаности, доли ед.	0,657
Коэффициент расчлененности, ед.	5,3
Начальная пластовая температура, °С	23
Начальное пластовое давление, МПа	8,6
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа53с	223,34
Плотность нефти в пластовых условиях, кг/м ³	926
Плотность нефти в поверхностных условиях, кг/м ³	937
Объемный коэффициент нефти, доли ед.	1,016
Давление насыщения нефти газом, МПа	1,41
Газосодержание, м ³ /т	3,2



а



б



в

Рис. 2. Профиль трещины по скважинам: а — № 8611; б — № 8649; в — № 8656
Fig. 2. Fracture profile for different wells: а — № 8611; б — № 8649; в — № 8656

Табл. 2. Параметры по успешным скважинам с ГРП
Tab. 2. Parameters of successfully fractured wells

№ скв	Нефтенасыщенная мощность, м	Эффективная мощность, м	Масса проппанта при основном ГРП, т	Соотношение проппанта и кварцевого песка	Объем закачанной жидкости разрыва, м ³
8656	37,3	18,1	15,0	Проп 20/40 — 12т. Проп 16/20 — 3 т.	54
8660	25,5	15,1	20,0	Кварц (30-60) — 3т. Проп 20/40 — 8т. Проп 16/20 — 9 т. Проп 16/20 RCP — 9 т.	50
8611	32,1	19,3	18,0	Кварц (30-60) — 18т.	57
8646	27,5	16,0	14,5	Кварц (30-60) — 7т. Проп 20/40 — 4,5т. Проп 16/20 — 3 т.	80
8649	29,5	15,4	12,0	Кварц (30-60) — 12т.	80

осложняющим фактором здесь будет и повышенная вязкость пластовой нефти. Вопросы по выбору параметров технологических жидкостей и определению параметров горных пород имеют высокую актуальность при производстве ПГРП в карбонатных коллекторах, повышенная вязкость нефти усложняет данную задачу, с передачей нерешенных вопросов также на стадию освоения скважины после проведения геолого-технических мероприятий (ГТМ) и в дальнейшем при эксплуатации объекта.

Изучая предыдущий опыт производства ПГРП в карбонатных коллекторах, в качестве первоначального опыта, по башкирскому ярусу среднего карбона Аделяковского месторождения были проведены процессы на 9 скважинах, на четырех скважинах после разрыва получена вода (в т. ч. на 1 скважине получен «Стоп»), остальные 5 скважин были технологически успешными и экономически эффективными:

- 2 скв: № 8656, 8660 проппантные ГРП. Средний расход проппанта 12 тонн.
- 3 скв: № 8611, 8646, 8649 ГРП с кварцевым песком. Средний расход 14 тонн.

Основные параметры процессов представлены в таблице 2.

Анализируя таблицу 2 по пяти успешным ПГРП по Аделяковскому месторождению, можно судить, что разрывы производились в мощных карбонатных пачках залежей массивного строения, минимальная мощность пласта составляла не менее 25 м нефтенасыщенной толщины. Объёмы закачанной жидкости, масса проппанта свидетельствуют об экстремально высоких концентрациях и крупном фракционном составе расклиняющего агента [3]. Необходимо отметить, что в мировой практике процессы разрыва производятся на месторождениях с низкой вязкостью и на газовых месторождениях. В нашем случае соотношение проппанта с уходом от минимальной размерности проппанта (30/60 меш) по сложным карбонатным коллекторам свидетельствует о принятии во внимание вязкости пластового флюида при производстве разрыва, которая ранее не учитывалась в основных методах проектирования и анализа разработки нефтяных залежей с применением ПГРП и данный параметр использовался по минимуму или не использовался вовсе [7].

Более подробно особенности проектирования процессов рассмотрим на профилях трещин после сведения эффективного давления (рис. 2).

Проведенное сравнение дизайнов трещин показывает, что основные параметры в первом приближении совпадают, но в данном случае не стоит ожидать абсолютного совпадения по причине различных

показателей проведения самих процессов, а также применяемых расклинивающих материалов при этом. Средняя масса расклинивающих материалов на один процесс разрыва по карбонатным коллекторам месторождений добывающих активов управляющей компании «Шешмаойл» представлена на рисунке 3 и составляет 9,8 т, при этом доля крупной фракции (12/18 и 10 меш) составляет 51 % от общей массы.

Данные факторы в совокупности вносят свои коррективы на ожидаемые результаты, но при этом позволяют определять их с долей приемлемой погрешности [8]. Опираясь на опыт и результаты интерпретации гидродинамических исследований скважин (ГДИС) карбонатных коллекторов, необходимо отметить, что не во всех скважинах с карбонатными коллекторами как в пластово-сводовых, так и в массивных залежах, по которым заведомо принят режим двойной пористости, не диагностирован режим ни двойной пористости, ни двойной проницаемости. Однако, анализ ГДИС с ранее проведенными ПГРП по карбонатным коллекторам массивных залежей башкирского яруса демонстрирует высокую сходимость по результатам определения скин-фактора и диагностирования режима притока. На всех скважинах с ПГРП диагностирована модель трещины

ограниченной проводимости с билинейным режимом притока в скважину [9, 10]. В дальнейшем следует опираться на данные по фактической эксплуатации скважин после проведения ПГРП и вывода их на стабильный режим работы [11]. Динамика работы групп скважин башкирского объекта Аделяковского месторождения после ГРП I квартала 2015 г представлена на рисунке 4.

Итоги

По результатам работ можно отметить, что, в рассматриваемых горно-геологических условиях в карбонатных коллекторах с высоковязкой нефтью наиболее высокой нефтеотдачей обладают скважины, на которых проводилась интенсификация притока методом ПГРП, где на конечных стадиях использовался проппант максимально крупной размерности. Проведенные работы на Аделяковском месторождении подтверждают, что чем крупнее фракция проппанта на конечных стадиях, тем лучше приток в скважину, т.к. выше проницаемость трещины. Это обусловлено снижением сопротивления для движения высоковязкой нефти, но при этом также необходимо учитывать, что полностью отказываться от мелкой фракции проппанта при проведении процессов разрыва нельзя, в связи с конкурентной активацией естественных трещин

с минимальной раскрываемостью, которые также необходимо закреплять с целью создания единой сети трещиноватости для увеличения конечной нефтеотдачи.

Выводы

- ПГРП становится преобладающим методом при разработке карбонатных коллекторов с высоковязкой нефтью;
- При разработке карбонатных коллекторов с высоковязкой нефтью для повышения эффективности разработки с целью создания проводимой магистральной трещины предпочтительнее заканчивание процессов ПГРП проппантом более крупной фракции;
- Проведение гибридных ПГРП по карбонатным коллекторам позволяет создавать сеть трещиноватости, оптимальную для эффективного извлечения нефти и увеличения конечного коэффициента нефтеотдачи.

Литература

1. Салимов В.Г., Ибрагимов Н.Г., Насыбуллин А.В., Салимов О.В. Гидравлический разрыв карбонатных пластов. М.: Нефтяное хозяйство, 2013. 472 с.
2. Салимов В.Г., Насыбуллин А.В., Салимов О.В. Прикладные задачи технологии гидравлического разрыва пластов: Монография. Казань: «ФЭН» Академии наук РТ, 2018, 380 с.
3. Юнусов И.М., Тахаутдинов Р.Ш., Новиков М.Г., Исламов А.И., Исаев А.А., Шайдаков В.В., Думлер Е.Б. Оценка техногенной трещиноватости карбонатных коллекторов западного свода по результатам многостадийных гидроразрывов пластов // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. 2022. № 3. С. 63–68.
4. Юнусов И.М., Тахаутдинов Р.Ш., Новиков М.Г., Исаев А.А., Миронов Е.А. Исследование смесимости углекислого газа в нефти месторождений юго-востока Республики Татарстан с целью определения возможности его применения для методов увеличения нефтеотдачи // Экспозиция Нефть Газ. 2022. № 5. С. 60–64.
5. Исаев А.А., Юнусов И.М., Левитина Е.Е., Саранча А.В. Определение эффективности системы ППД верей-башкирских отложений методом наземного микросейсмического мониторинга // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2023. № 7. С. 61–68.
6. Насыбуллин А.В., Салимов В.Г., Салимов О.В. О результатах некоторых исследований в области гидроразрыва пласта // Нефтяная провинция. 2017. № 1. С. 127–139.
7. Экономидес М., Олини Р., Валько П. Унифицированный дизайн гидроразрыва пласта. От теории к практике/пер. с англ. под ред. А.Г. Загуренко. Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2007. 236 с.
8. Лысенко В.Д. Эффективность гидравлического разрыва нефтяных пластов. Нефтепромысловое дело. 2006. № 12. С. 4–7.
9. Давлетов М.Ш., Лысенков А.В., Юнусов И.М., Новиков М.Г., Исаев А.А., Тахаутдинов Р.Ш. Сравнительный анализ гидродинамических исследований

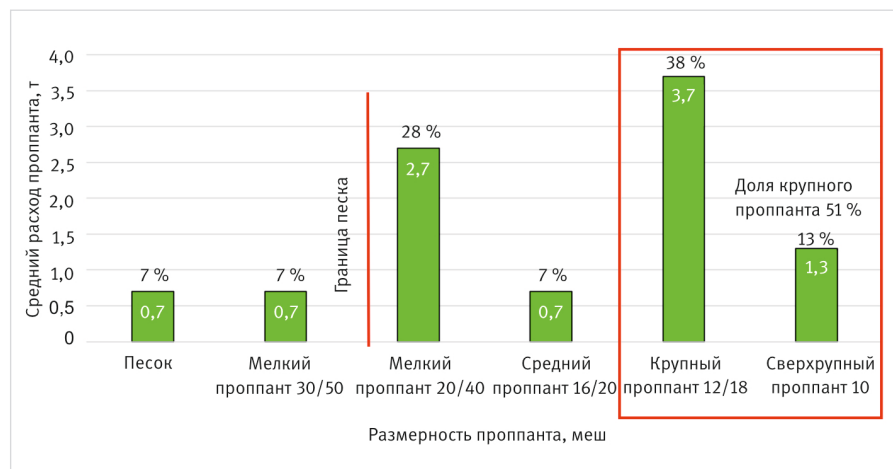


Рис. 3. Распределение расклинивающих материалов на один процесс разрыва
Fig. 3. Distribution of proppant materials per one fracturing process

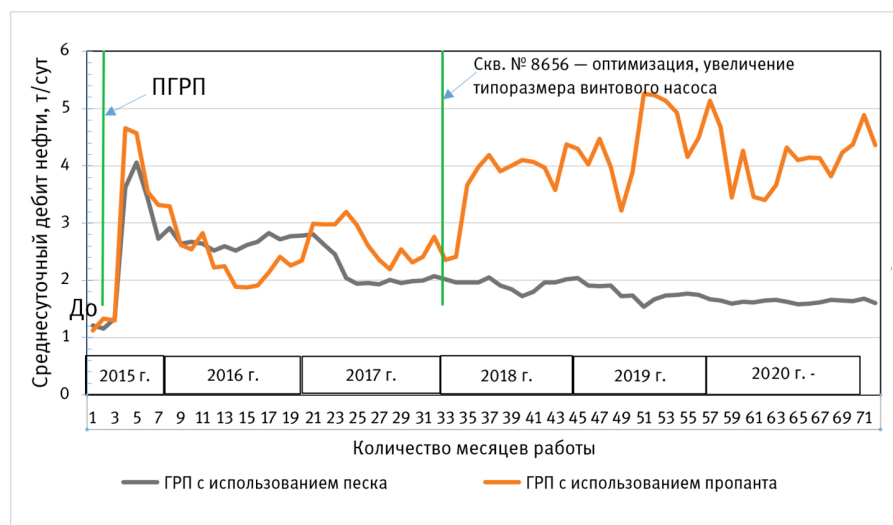


Рис. 4. Динамика работы групп скважин башкирского объекта Аделяковского месторождения
Fig. 4. Performance of groups of wells producing from Bashkirian stage of the Adelyakovskoye field

фильтрационно-емкостных свойств пластов прямыми и косвенными методами на месторождениях, приуроченных к склоновым участкам Южно-Татарского свода // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти

и нефтепродуктов. 2022. № 6. С. 66–82.
10. Ипатов А.И., Кременецкий М.И., Геофизические методы контроля разработки месторождений нефти и газа: Учебник для вузов. М.: РГУНГ, 2012. 374 с.
11. Юнусов И.М., Тахавудинов Р.Ш.,

Новиков М.Г., Исламов А.И. Повышение эффективности гидроразрыва низкопроницаемых карбонатных пластов с близким расположением водонефтяного контакта // Нефтяное хозяйство. 2024. № 5. С. 110–115.

ENGLISH

Results

The results of the studies show that in the examined subsurface conditions, i.e. in carbonate reservoirs containing heavy viscous crude oil, the highest oil recovery rate was obtained at the wells that had been stimulated by hydraulic fracturing using proppant of the largest possible size at the final stages. The works performed at Adelyakovskoye oilfield confirm that the larger the proppant size at the final stages, the better the flow into the well due to higher permeability of the fracture. The reason for this is a lower resistance to the flow of high-viscosity oil, however, one should keep in mind that it is impossible to completely avoid using small size proppant during fracturing operations due to concurrent activation of natural fractures with minimum opening, which also need

to be stabilized to create a unified fracture network to enhance eventual oil recovery.

Conclusions

- Proppant fracturing is becoming the preferred method to develop carbonate reservoirs with extremely viscous crude oil;
- It is better to complete hydraulic fracturing procedures by using a larger proppant size to create the conductive main fracture so that the development of carbonate reservoirs with extremely viscous oil could be more efficient;
- Hybrid proppant fracturing of carbonate reservoirs makes it possible to create a fracture network that is optimal for efficient oil recovery and enhancing the overall oil recovery factor.

References

1. Salimov V.G., Ibragimov N.G., Nasybullin A.V., Salimov O.V. Hydraulic fracturing of carbonate reservoirs. Moscow: Neftyanoye Khozyaistvo (Oil industry), 2013, 472 p. (In Russ).
2. Salimov V.G., Nasybullin A.V., Salimov O.V. Applied problems of hydraulic fracturing technology: a monograph. Kazan: "FEN" Academy of Sciences of the Republic of Tatarstan, 2018, 380 p. (In Russ).
3. Yunusov I.M., Takhautdinov R.Sh., Novikov M.G., Islamov A.I., Isaev A.A., Shaidakov V.V., Dumler E.B. Assessment of man-made fracturing of carbonate reservoirs of the western slope of the South-Tatar Arch based on the results of multi-stage hydraulic fracturing. Construction of oil and gas wells on land and sea, 2022, issue 3, P. 63–68. (In Russ).
4. Yunusov I.M., Takhautdinov R.Sh., Novikov M.G., Isaev A.A., Mironov E.A. Analysis of carbon dioxide miscibility in oil from the fields of the South-East of the Republic of Tatarstan to determine the possibility of its application for enhanced oil recovery. Exposition Oil Gas, 2022, issue 5, P. 60–64. (In Russ).
5. Isaev A.A., Yunusov I.M., Levitina E.E., Sarancha A.V. Evaluation of the RPM system efficiency for the Vereiskian-Bashkirian deposits by means of surface microseismic monitoring. Geology, geophysics and development of oil and gas fields, 2023, issue 7, P. 61–68. (In Russ).
6. Nasybullin A.V., Salimov V.G., Salimov O.V. Results of some studies of hydraulic fracturing. Oil Province, 2017, issue 1, P. 127–139. (In Russ).
7. Economides M., Olini R., Valko P. Unified fracture design: Bridging the Gap Between Theory and Practice. Edited by A.G. Zagurenko. Izhevsk: Institute of Computer Research Publ., 2007, 236 p. (In Russ).
8. Lysenko V.D. Efficiency of hydraulic fracturing of oil reservoirs. Oilfield Engineering, 2006, issue 12, P. 4–7. (In Russ).
9. Davletov M.Sh., Lysenkov A.V., Yunusov I.M., Novikov M.G., Isaev A.A., Takhautdinov R.Sh. Comparative analysis of well flow testing with respect to porosity and permeability properties of reservoirs by direct and indirect methods on fields confined to the slopes of the South Tatar arch. Problems of Gathering, Treatment and Transportation of Oil and Oil Products, 2022, issue 6, P. 66–82. (In Russ).
10. Ipatov A.I., Kremenetsky M.I. Geophysical methods to monitor the development of oil and gas fields: textbook for universities. Moscow, Gubkin University, 2012, 374 p. (In Russ).
11. Yunusov I.M., Takhautdinov R.Sh., Novikov M.G., Islamov A.I. Improving the efficiency of hydraulic fracturing of low-permeable carbonate reservoirs having closely located water-oil contact. Oil Industry, 2024, issue 5, P. 110–115. (In Russ).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ / INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Исламов Алексей Илшатович, ведущий специалист ОГИРМ по ГТМ, ООО УК «Шешмаойл», Альметьевск, Россия
Для контактов: alexei.islamov@yandex.ru

Юнусов Ирек Мияссарович, заместитель начальника ОГИРМ по геологии, ООО УК «Шешмаойл», Альметьевск, Россия

Новиков Максим Геннадьевич, заместитель генерального директора – главный геолог, ООО УК «Шешмаойл», Альметьевск, Россия

Тахавудинов Рустем Шафагатович, генеральный директор, ООО УК «Шешмаойл», Альметьевск, Россия

Исаев Анатолий Андреевич, к.т.н., главный специалист по инновационной деятельности, ООО УК «Шешмаойл», Альметьевск, Россия
Для контактов: isaeff-oil@yandex.ru

Islamov Aleksey Ilshatovich, lead specialist on well interventions at the geology and Reservoir Management Department, "Sheshmaoil" Management Company LLC, Almet'yevsk, Russia
For correspondence: alexei.islamov@yandex.ru

Yunusov Irek Miyassarovich, deputy head of geology and reservoir management department, "Sheshmaoil" Management Company LLC, Almet'yevsk, Russia

Novikov Maksim Gennadyevich, deputy general director – chief geology officer, "Sheshmaoil" Management Company LLC, Almet'yevsk, Russia

Takhautdinov Rustem Shafagatovich, general director, "Sheshmaoil" Management company» LLC, Almet'yevsk, Russia

Isaev Anatoliy Andreevich, candidate of engineering sciences, chief specialist for innovations, "Sheshmaoil" Management Company LLC, Almet'yevsk, Russia
For correspondence: isaeff-oil@yandex.ru