

УДК 622.276.66

**АНАЛИЗ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ
ПРОВЕДЕНИЯ ГИДРАВЛИЧЕСКОГО РАЗРЫВА ПЛАСТА
НА НИЗКОПРОНИЦАЕМЫХ ПЛАСТАХ
ТЮМЕНСКОЙ СВИТЫ (ШАИМСКИЙ РАЙОН)**



**ANALYSIS OF THE TECHNOLOGICAL EFFICIENCY
OF HYDRAULIC FRACTURING IN LOW-PERMEABILITY FORMATIONS
OF THE TYUMEN SUITE (SHAIMSKY DISTRICT)**

Чуйкова Е.П.

аспирант кафедры разработки
и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений,
Санкт-Петербургский горный университет
императрицы Екатерины II
Lizach_2001@mail.ru

Савенок О.В.

доктор технических наук,
профессор кафедры разработки
и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений,
Санкт-Петербургский горный университет
императрицы Екатерины II
Savenok_OV@pers.spmi.ru

Аннотация. На текущий момент большинство нефтегазовых месторождений России находятся на завершающей стадии разработки. Новые месторождения, вовлекаемые в разработку, содержат трудноизвлекаемые запасы углеводородов, коллекторы характеризуются низкой проницаемостью и слабым дренированием. В течение длительного срока эксплуатации скважин параметры призабойной зоны значительно ухудшаются. Это связано с изменением проницаемости, выпадением парафинов и асфальтенов и значительной обводнённостью скважин. Эффективность работы таких скважин за время эксплуатации значительно уменьшается. Одним из основных методов интенсификации разработки сложных и проблемных нефтегазовых месторождений является гидравлический разрыв пласта. После проведения ГРП дебит, как правило, резко возрастает. Метод позволяет «оживить» простаивающие скважины, на которых добыча нефти или газа традиционными способами уже невозможна или малорентабельна. Кроме того, в настоящее время метод применяется для разработки новых нефтяных пластов, извлечение нефти из которых традиционными способами нерентабельно ввиду низких получаемых дебитов.

Ключевые слова: анализ эффективности применения ГРП; динамика изменения стандартных и адаптированных ГРП; принцип действия двухстадийного ГРП; селективный ГРП; ГРП по технологии SlugFrac; ГРП по технологии BioBalls; профиль созданных трещин.

Chuikova E.P.

Graduate Student of the Department
of Development and Operation
of Oil and Gas Fields,
Saint Petersburg Mining University
of Empress Catherine II
Lizach_2001@mail.ru

Savenok O.V.

Doctor of Technical Sciences,
Professor of the Department
of Development and Operation
of Oil and Gas Fields,
Saint Petersburg Mining University
of Empress Catherine II
Savenok_OV@pers.spmi.ru

Annotation. Currently, most of Russia's oil and gas fields are at the final stage of development. New fields being developed contain hard-to-recover hydrocarbon reserves; reservoirs are characterized by low permeability and poor drainage. Over a long period of well operation, the parameters of the bottomhole zone significantly deteriorate. This is due to changes in permeability, precipitation of paraffins and asphaltenes, and significant water cut in wells. The operating efficiency of such wells decreases significantly during operation. One of the main methods for intensifying the development of complex and problematic oil and gas fields is hydraulic fracturing. After hydraulic fracturing, the flow rate, as a rule, increases sharply. The method allows you to «revive» idle wells where oil or gas production using traditional methods is no longer possible or unprofitable. In addition, the method is currently used to develop new oil reservoirs, oil extraction from which by traditional methods is unprofitable due to the low flow rates obtained.

Keywords: analysis of the effectiveness of hydraulic fracturing; dynamics of changes in standard and adapted hydraulic fracturing; operating principle of two-stage hydraulic fracturing; selective hydraulic fracturing; hydraulic fracturing using SlugFrac technology; hydraulic fracturing using BioBalls technology; profile of created cracks.



Общие сведения о месторождении

Рассматриваемое нефтяное месторождение открыто в 1973 году, введено в разработку в 1986 году. По геологическому строению месторождение является слож-

ным, что связано с низкими фильтрационно-емкостными свойствами пластов, высокой фациальной неоднородностью, прерывистостью коллекторов, наличием тектонических нарушений и водонефтяных зон. Эти геологические факторы оказывают влияние на выработку запасов нефти, выражающуюся в низкой продуктивности пластов, высоких значениях входной обводнённости и образовании водных конусов.

На месторождении установлена промышленная нефтеносность среднеюрских отложений пластов Ю₂, Ю₃, Ю₄, Ю₅ и Ю₆ тюменской свиты. Этаж нефтеносности месторождения – около 250 м. Выделенные пласты Ю₂, Ю₃, Ю₄, Ю₅ и Ю₆ разрабатываются как единый эксплуатационный объект, исходя из особенностей геологического строения месторождения и состояния разработки

Сложный генезис продуктивных пластов в разрезе месторождения обусловил формирование ловушек пластового и пластово-сводового типа с элементами литологического, стратиграфического и тектонического экранирования.

В целом по рассматриваемому месторождению наблюдается закономерное изменение основных параметров, характерное для месторождений данного района. Нефти продуктивного интервала пластов Ю₂₋₆ распределяются по плотности – от лёгких до средних, маловязкие, малосернистые, по содержанию в них смол и асфальтенов – от малосмолистых до смолистых, парафинистые, со средним содержанием лёгких фракций, нефтяной газ в основном метанового состава.

Текущее состояние разработки месторождения

Эксплуатационное разбуривание месторождения началось с 1992 года, всего пробурено 968 проектных скважин. Динамика эксплуатационного бурения месторождения приведена на рисунке 1.

С начала разработки и по состоянию на 01.01.2023 г. по месторождению отобрано 19911 тыс. тонн нефти или 72,1 % от начальных извлекаемых запасов категории АВ₁, числящихся на Государственном балансе. Текущий коэффициент нефтеизвлечения составляет 0,162 при утверждённом 0,225.

В 2022 году добыто 293 тыс. тонн нефти, темп отбора от НИЗ (категории АВ₁) составил 1,1 %, от ТИЗ – 3,7 %, при средней обводнённости продукции 92,5 %.

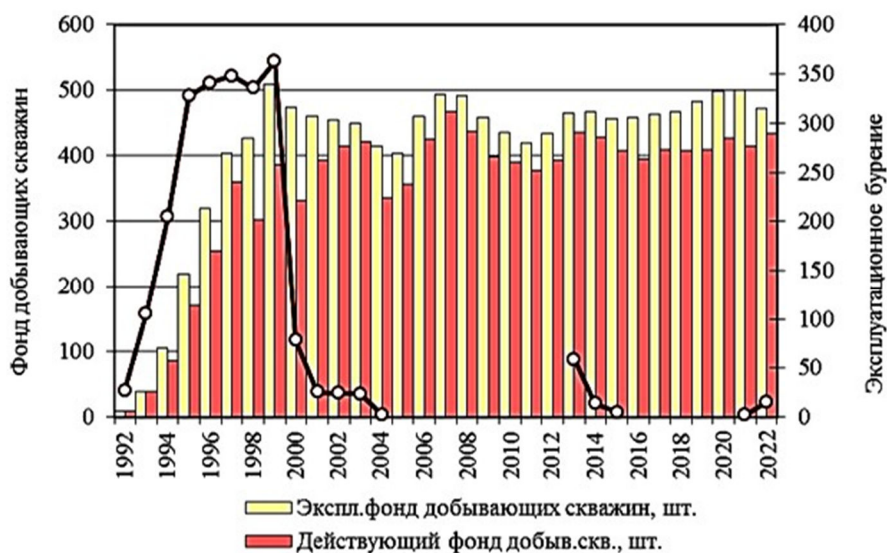


Рисунок 1 – Динамика фонда добывающих скважин и эксплуатационного бурения

Основные технологические показатели разработки по состоянию на 01.01.2023 г. приведены в таблице 1.

Максимальный уровень добычи нефти на месторождении (1058,7 тыс. тонн) достигнут в 1997 году, максимальный отбор жидкости (4928,7 тыс. тонн) в 2014 году.

Начиная с 1998 года, уровень добычи нефти на месторождении снижался и в 2008 году составил 622,8 тыс. тонн, что связано с уменьшением дебитов нефти более чем вдвое. С 2010 года наблюдается значительный рост добычи нефти – до 787 тыс. тонн в 2013 году. Дальнейшее снижение добычи нефти связано с ростом обводнённости и падением дебитов нефти – с 2013 года дебит по нефти снизился с 5,4 тонн/сут. до 2 тонн/сут. (2022 г.), обводнённость выросла с 83,7 % (2013 г.) до 92,5 % (2022 г.).

Таблица 1 – Основные технологические показатели разработки по состоянию на 01.01. 2023 г.

№ п/п	Основные показатели разработки	Участки разработки			Месторождение
		Западный	Централь- ный	Восточный	
1	Год ввода в разработку	1993	1996	1992	1992
2	Текущая добыча нефти, тыс. тонн/год	84	76	133	293
3	Накопленная добыча нефти, тыс. тонн	5432	3855	10624	19911
4	Текущий коэффициент извлечения нефти (КИН), доли ед.	0,194	0,131	0,162	0,162
	Утверждённый КИН, доли ед.	0,227	0,210	0,231	0,225
	Отбор от НИЗ, %	85,7	62,6	70,3	72,1
5	Годовая добыча жидкости, тыс. тонн/год	1582,5	761,1	1559,9	3903,5
	Накопленная добыча жидкости, тыс. тонн	28293,8	15875,3	40915,8	85084,9
	Обводнённость, %	94,8	90,0	91,4	92,5
	Водонефтяной фактор, тонн/тонн	18,2	8,9	10,6	12,3
	Накопленный водонефтяной фактор, тонн/тонн	4,2	3,1	2,9	3,3
6	Фонд добывающих скважин	122	139	211	472
	Действующий фонд добывающих скважин	117	127	189	433
	Действующий фонд нагнетательных скважин	40	44	90	174
7	Средний дебит нефти, тонн/сут.	2,0	1,8	2,1	2,0
	Средний дебит жидкости, тонн/сут.	39,1	17,5	24,1	26,3
	Средняя приёмистость скважины, м ³ /сут.	107,7	79,7	63,7	78,6
8	Годовая закачка воды, тыс. м ³ /год	1497,2	1041,0	1804,3	4342,5
	Накопленная закачка воды, тыс. м ³	28540,2	22336,6	55126,3	106003,1
	Годовая компенсация отборов жидкости закачкой воды, %	92,4	131,3	111,5	107,7
	Накопленная компенсация отборов жидкости закачкой воды, %	93,0	127,1	120,9	113,0

Дебит скважин по нефти в процессе эксплуатации находился на уровне 2–8 тонн/сут., исключая первые годы, где средние дебиты новых скважин составляли 11–36 тонн/сут. В 2022 году дебит скважин по нефти составил 2,0 тонн/сут., дебит жидкости – 26,3 тонн/сут.

Безводная добыча нефти осуществлялась в течение первых двух лет эксплуатации месторождения и за этот период составила 285,7 тыс. тонн или 1,4 % от накопленной добычи по месторождению.

На рисунке 2 приведена динамика основных показателей разработки.

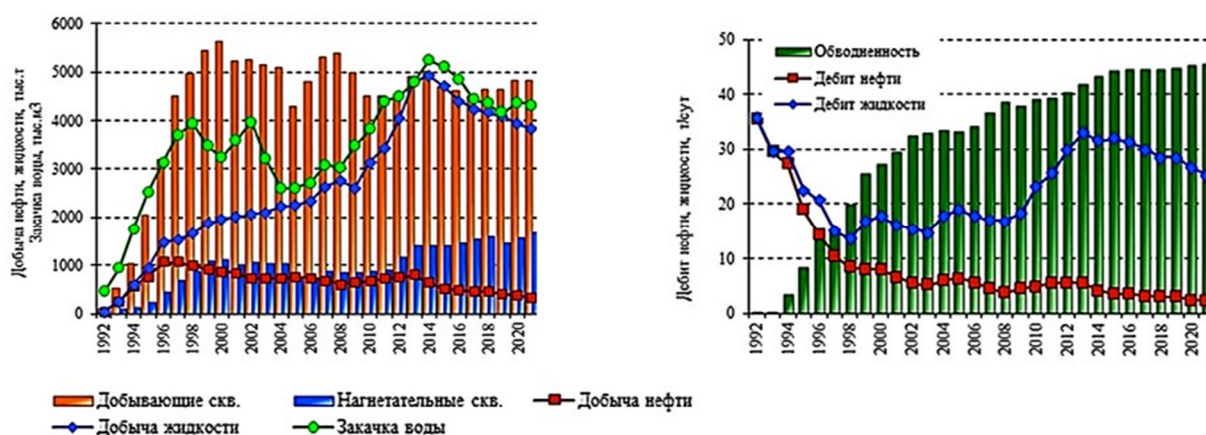


Рисунок 2 – Динамика основных показателей разработки

Сравнение проектных и фактических показателей разработки

Сравнение проектных и фактических показателей разработки рассматриваемого месторождения за последние 5 лет приведено на рисунке 3.

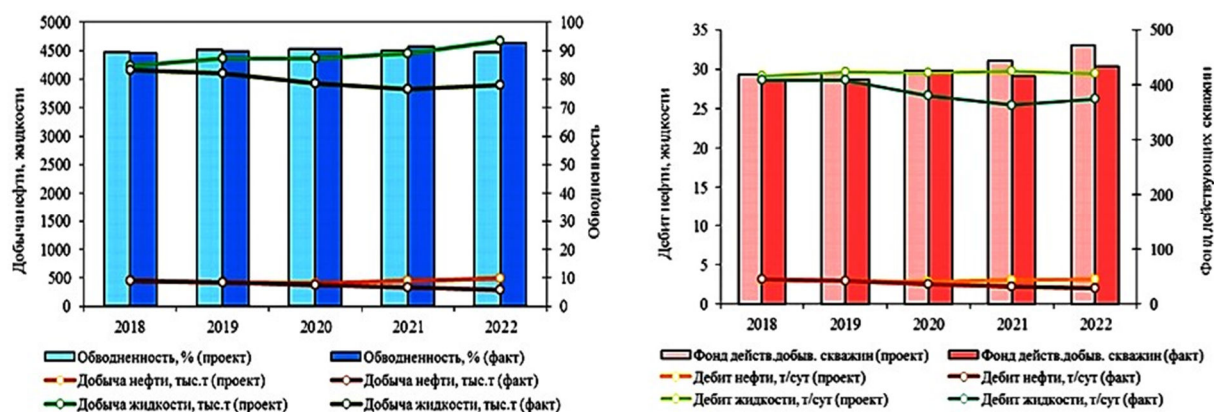


Рисунок 3 – Сопоставление проектных и фактических показателей разработки

Уровень добычи нефти в 2018 году (447,6 тыс. тонн) практически на уровне проектного (442,7 тыс. тонн). В 2019 и 2020 гг. отклонение фактических уровней добычи нефти от проектных в пределах допустимого (2,4 % – в 2019 году и 9,5 % – в 2020 году), наибольшее отклонение добычи наблюдается в 2021 и 2022 гг. – 26,4 % и 41,3 % соответственно при допустимом – 25 %.

По проектному документу в 2021 году предполагалось добыть 447,0 тыс. тонн нефти, фактическая добыча нефти составила 329,0 тыс. тонн, что на 118 тыс. тонн (26,4 %) меньше проектной величины. Добыча жидкости составила 3818,8 тыс. тонн, что ниже проектной величины (4446,9 тыс. тонн) на 628,1 тыс. тонн (14,1 %).

Фактический средний дебит нефти (2,2 тонн/сут.) меньше проектного (3 тонн/сут.) на 0,8 тонн/сут. (26,7 %), фактический дебит жидкости (25,4 тонн/сут.) ниже проектного (29,7 тонн/сут.) на 4,3 тонн/сут. (14,5 %).

Действующий фонд добывающих скважин составляет 415 скважин, что на 29 единиц меньше проектного (444 скв.). Среднегодовая обводнённость продукции скважин по факту составила 91,4 % при проектной 89,9 %.

В 2021 году планировался ввод в эксплуатацию 14 новых добывающих скважин, скважины не вводились.

Фактический уровень добычи нефти в 2022 году составил 293,1 тыс. тонн, что ниже проектного значения (499,7 тыс. тонн) на 206,6 тыс. тонн (41,3 %). Средние дебиты нефти (2,0 тонн/сут.) и жидкости (26,3 тонн/сут.) ниже проектных значений (3,1 тонн/сут. и 29,4 тонн/сут.) на 35,5 % и 10,5 % соответственно.

Добыча жидкости по факту (3903,5 тыс. тонн) ниже проектного значения (4670,5 тыс. тонн) на 767 тыс. тонн (16,4 %), фактическая обводнённость продукции скважин (92,5 %) выше проектной (89,3 %) на 3,2 %.

Действующий фонд добывающих скважин в 2022 году – 433 единицы, что ниже проектного (472 ед.) на 39 скважин, действующий фонд нагнетательных скважин составил 174 единицы, по проекту – 154 единицы.

В 2022 году планировался ввод в эксплуатацию 14 новых добывающих скважин, фактически введены в эксплуатацию 5 добывающих скважин, в связи с изменением графиков бурения горизонтальных скважин куста № 47 и соответственно переносом ввода скважин в эксплуатацию на 2023 год. Фактическая добыча нефти новых скважин составила 1,4 тыс. тонн, что меньше проектной (49,3 тыс. тонн) на 47,9 тыс. тонн (97 %). Дебит жидкости новых скважин по факту – 6,8 тонн/сут., что в 8 раз ниже проектного – 54,1 тонн/сут., дебит нефти – 2,6 тонн/сут., что в 8,5 раза меньше, чем предполагалось по проекту (22 тонн/сут.). Темп обводнения новых скважин немного выше проектного, фактическая обводнённость – 62,3 %, по проекту – 59,3 %.

Объём закачиваемой воды в 2022 году ниже проектного значения (4964,7 тыс. м³) на 622,2 тыс. м³ и составляет 4342,5 тыс. м³. Фактическая приёмистость нагнетательных скважин (78,6 м³/сут.) также ниже проектной (94 м³/сут.). Текущая компенсация отборов жидкости закачкой составила 106,4 %, что больше проектной величины (99,9 %) на 6,5 %.

Причины отклонений основных проектных и фактических показателей разработки в 2022 году представлены в таблице 2.

Таблица 2 – Причины отклонений основных проектных и фактических показателей разработки в 2022 г.

Показатели	2022 год		Отклонение в 2022 году	% отклонения в 2022 году	Причины отклонения в 2021 году
	проект	факт			
Добыча нефти, всего, тыс. тонн	499,7	293,0	-206,7	-41,3	за счёт меньшего действующего фонда добывающих скважин, меньшими дебитами по нефти и большей обводнённости
Добыча нефти из новых скважин, тыс. тонн	49,3	1,4	-47,9	-97,1	меньший ввод новых скважин, низкая продуктивность
Ввод новых добывающих скважин, шт.	14	5	-9	-64,3	изменение графика бурения
Дебит нефти новых скважин, тонн/сут.	22,0	2,6	-19,4	-88,2	неподтверждение дебитов
Обводнённость продукции новых скважин, %	59,3	61,4	2,1	3,5	
Действующий фонд добывающих скважин на конец года, шт.	472	433	-39	-8,3	меньший ввод новых скважин, большее выбытие добывающих скважин
Действующий фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	154	174	20	13,0	
Средний дебит действующих скважин по нефти, тонн/сут.	3,1	2,0	-1,1	-35,5	
Средний дебит действующих скважин по жидкости, тонн/сут.	29,4	26,2	-3,2	-10,9	
Обводнённость продукции действующего фонда скв., %	89,3	92,5	3,2	3,6	
Добыча жидкости, тыс. тонн	4670,5	3903,5	-767	-16,4	меньший дебит по жидкости
Закачка рабочего агента, тыс. м ³	4964,7	4342,5	-622,2	-12,5	меньшая приёмистость нагнетательных скважин
Текущая компенсация отбора, %	99,9	106,4	6,5	6,5	

Анализ эффективности применения ГРП

На период с 2018 по 2022 гг. на эксплуатационном фонде скважин Ловинского месторождения было запланировано 70 операций ГРП, прогнозируемая дополнительная добыча нефти составила 151 тыс. тонн. По факту данные показатели превышают проектные – выполнено 154 обработки, за счёт которых дополнительная добыча нефти с переходящим эффектом составила 301,0 тыс. тонн (табл. 3).

Таблица 3 – Проектные и фактические показатели применения ГРП на скважинах эксплуатационного фонда с 2018 г. по 2022 г.

Показатели	2018 год		2019 год		2020 год		2021 год		2022 год	
	проект	факт	проект	факт	проект	факт	проект	факт	проект	факт
Скважино-операций, ед.	18	19	16	17	14	44	12	30	10	44
Дополнительная добыча с переходящим эффектом, тыс. тонн	19,4	10,6	35,3	78,7	36,9	81,8	32,1	68,7	27,3	61,2

На рассматриваемом месторождении, начиная с 2002 года и по состоянию на 01.01. 2023 г., выполнено 716 операций ГРП, из них на добывающем фонде – 700 ГРП (в т.ч. 669 ГРП на эксплуатационном фонде: на скважинах действующего фонда – 426 ГРП и на скважинах из бездействия – 243 ГРП, при вводе из бурения – 31 ГРП) и 16 обработок проведено на нагнетательных скважинах (рис. 4).

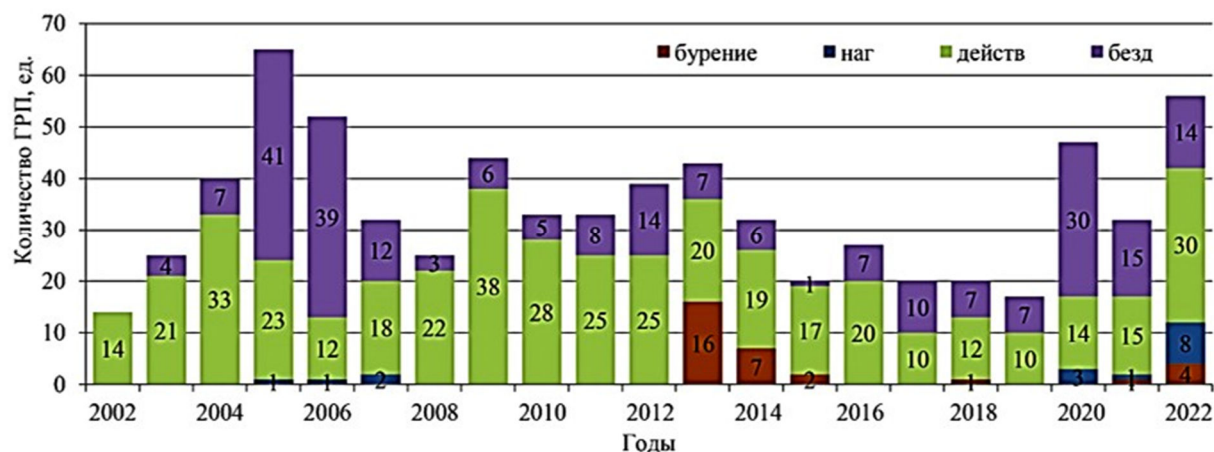


Рисунок 4 – Распределение количества ГРП по годам обработок с разделением на категории

Обработки проведены по пластам Ю2-6, которые объединены в один эксплуатационный объект Ю. Текущая дополнительная добыча нефти за счёт проведения 669 ГРП на скважинах эксплуатационного фонда составила 4145,8 тыс. тонн или 6,2 тыс. тонн/скв. Доля дополнительной добычи нефти за счёт ГРП в общей накопленной добыче нефти составила 34,7 %. Охват фонда скважин методом ГРП по месторождению составил 72,8 %.

Добыча нефти за счёт ГРП на скважинах из бурения составила 205,8 тыс. тонн или 6,6 тыс. тонн/скв. Динамика изменения добычи нефти по годам показана на рисунке 5.

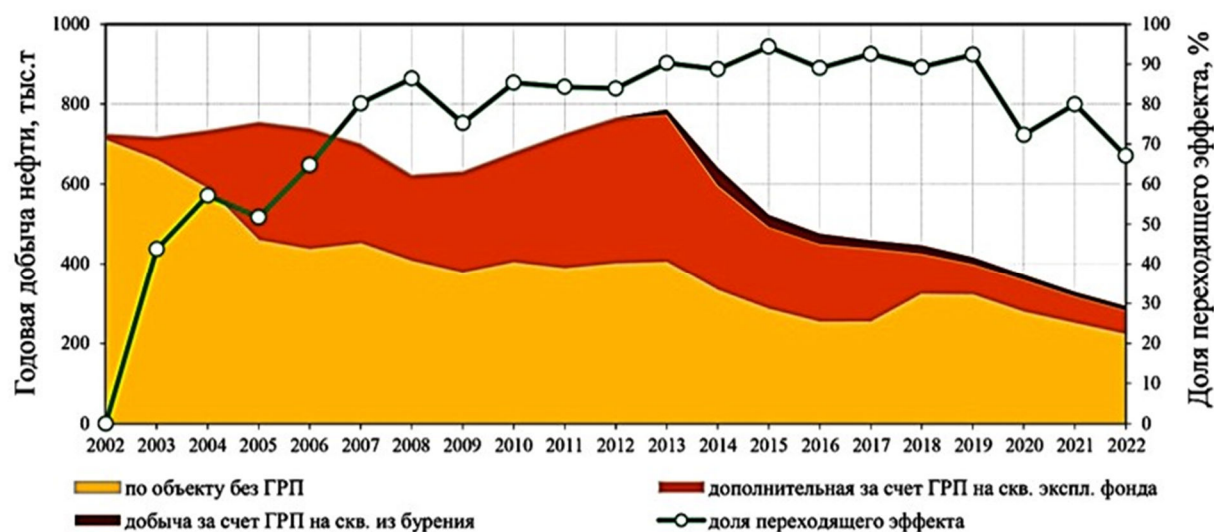


Рисунок 5 – Динамика изменения добычи нефти по годам

С 2002 по 2005 гг. на эксплуатационном фонде скважин наблюдается рост количества ГРП – с 14 до 64 обработок в год; с 2006 по 2019 гг. отмечается снижение количества операций – с 51 до 17 ГРП в год, при этом доля повторных обработок в динамике растёт (рис. 6); в период с 2007 по 2012 гг. доля повторных ГРП в среднем составила 37 %, с 2013 по 2017 гг. – 47 %. Начиная с 2011 года, в высокообводнённых скважинах (обводнённость более 90 %) проводятся селективные ГРП, в т.ч. ГРП с предварительными РИР по изоляции обводнённых интервалов пласта Ю₅₋₆. С 2020 года количество обработок увеличилось до 44 ГРП. С 2020 по 2022 гг. выполнены двухстадийные ГРП – по 1–2 операции в год. Количество обработок в 2021 году снизилось до 30 операций за счёт перераспределения объёмов проведения ГРП на соседних месторождениях (Западно-Тугровском, Лазаревском и Северо-Даниловском), на которых получен хороший эффект по дебиту нефти после ГРП. В 2022 году выполнено 44 ГРП – также, как и в 2020 году.

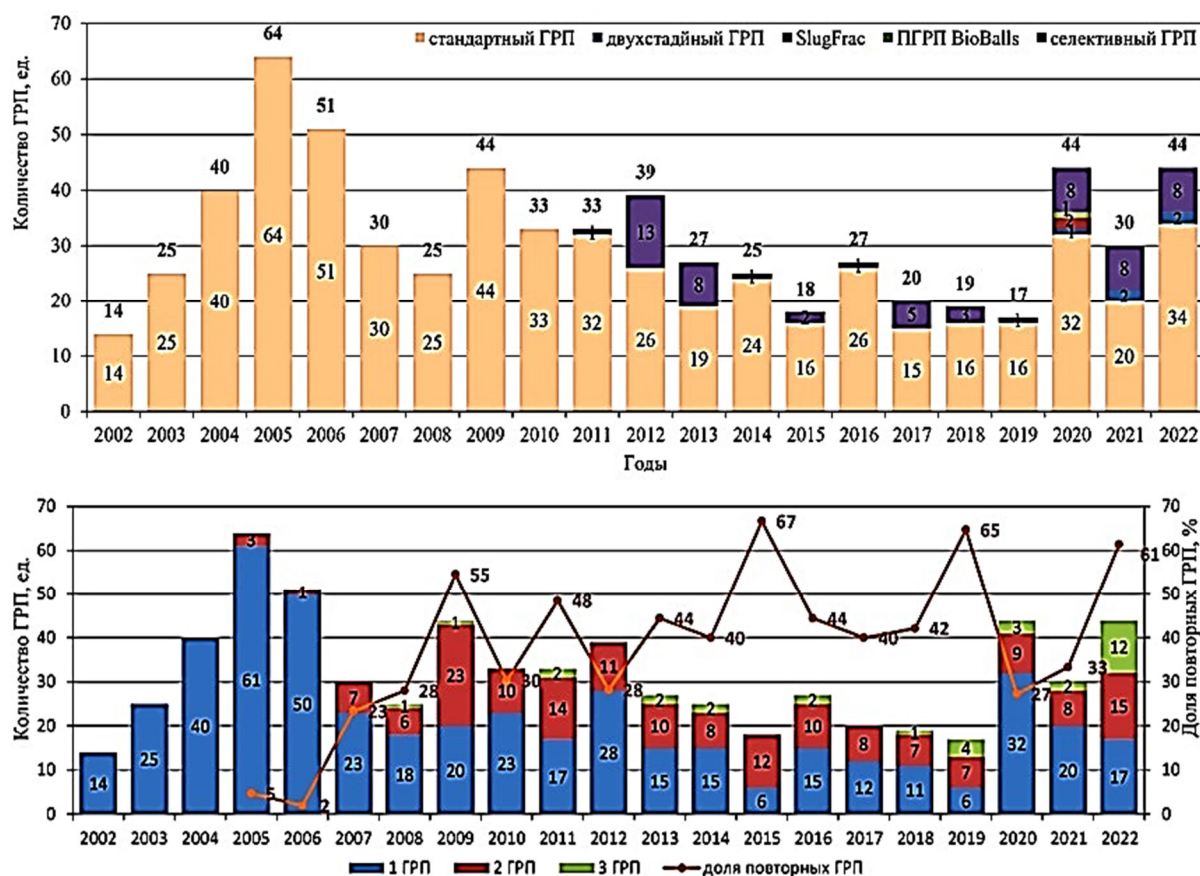


Рисунок 6 – Динамика изменения стандартных и адаптированных ГРП и динамика изменения повторных ГРП по годам

В начальный период применения ГРП (2002–2012 гг.) операции выполнены в зонах с наибольшими фильтрационно-емкостными свойствами пласта. В последующие годы скважины с ГРП проведены в зонах, характеризующихся низкими ФЕС пласта. Так, по обработкам 2002–2006 гг. эффективная нефтенасыщенная толщина пласта в интервале ГРП в среднем составила 10,2 м, по операциям за последние 5 лет – 4 м. По годам отмечен рост массы проппанта – от 13,5 до 42,0 тонн.

Наибольшая эффективность по нефти отмечена в начальный период применения ГРП (2002–2006 гг.): начальный и среднегодовые приросты дебита нефти составили 12,6 и 9,6 тонн/сут. соответственно (табл. 4). В последующие годы отмечается её снижение: к 2013–2017 гг. – до 5,6 и 3,8 тонн/сут. соответственно, при этом наблюдается рост обводнённости и накопленной добычи нефти на момент ГРП – от 32,5 до 90,5 % и 9,0 до 26,6 тыс. тонн/скв. В период с 2018 по 2022 гг. получены наименьшие показатели начального и среднегодового приростов дебита нефти – в среднем составили 3,8 и 2,8 тонн/сут.

Таблица 4 – Геологические характеристики пласта, технологические параметры и показатели эффективности ГРП на скважинах эксплуатационного фонда по периодам проведения операций

Параметр	2002–2006	2007–2012	2013–2017	2018	2019	2020	2021	2022	в целом
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Количество ГРП, ед.	194	204	117	19	17	44	30	44	669
Геологические характеристики									
Эффективная толщина, м	10,3	9,3	8,5	5,3	8,0	3,8	3,2	2,7	8,2
Нефтенасыщенная толщина, м	10,2	9,3	8,5	5,3	8,0	3,8	3,2	2,7	8,2
Проницаемость, $\times 10^{-3}$ мкм ²	41,4	40,5	27,8	11,7	64,2	4,0	4,7	39,7	34,4

Окончание таблицы 4

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Песчанистость, доли ед.	0,23	0,24	0,19	0,17	0,20	0,11	0,09	0,10	0,20
Коэффициент нефтенасыщенности, доли ед.	0,49	0,49	0,48	0,50	0,49	0,46	0,43	0,45	0,48
Технологические параметры									
Масса проппанта, тонн	13,5	19,4	26,6	37,2	43,8	36,6	38,4	51,0	24,2
Удельная масса, тонн/м	1,3	2,1	3,1	7,0	5,5	9,7	12,0	18,7	2,9
Максимальная концентрация, кг/м ³	870	1029	1144	1200	1176	1193	1147	1176	1038
Темп закачки, м ³ /мин.	4,6	3,1	2,8	2,7	2,8	3,2	3,1	3,4	3,5
Эксплуатационные показатели									
Накопленная добыча жидкости на момент ГРП, тыс. тонн/скв.	12,3	39,8	86,5	57,4	60,5	47,4	71,0	127,2	48,7
Накопленная добыча нефти на момент ГРП, тыс. тонн/скв.	9,0	19,7	26,6	18,7	35,3	14,3	17,0	25,8	18,1
Дебит жидкости за 3 месяца до ГРП, тонн/сут.	4,0	10,0	28,3	12,4	8,5	27,9	31,3	17,3	14,1
Дебит нефти за 3 месяца до ГРП, тонн/сут.	2,7	3,1	2,7	2,1	2,6	2,0	1,2	1,4	2,7
Обводнённость за 3 месяца до ГРП, %	32,5	69,2	90,5	83,1	69,6	92,8	96,0	92,0	81,2
Дебит жидкости за 3 месяца после ГРП, тонн/сут.	21,1	24,2	26,5	31,3	28,5	20,2	20,2	24,9	23,6
Дебит нефти за 3 месяца после ГРП, тонн/сут.	15,4	12,1	8,3	6,1	5,6	5,0	4,7	6,2	10,9
Обводнённость за 3 месяца после ГРП, %	27,0	49,9	68,5	80,5	80,3	75,3	77,0	75,0	54,0
Начальный прирост дебита жидкости, тонн/сут.	17,0	14,2	0	18,9	20,1	0	0	7,6	9,5
Начальный прирост дебита нефти, тонн/сут.	12,6	9,0	5,6	4,0	3,0	3,0	3,4	4,8	8,2
Среднегодовой прирост дебита нефти, тонн/сут.	9,6	6,4	3,8	2,9	2,5	2,7	2,6	3,7	6,2
Дополнительная добыча нефти, тыс. тонн	1930,5	1685,9	374,6	30,2	20,3	52,0	30,3	22,1	4145,8
Средняя дополнительная добыча нефти, тыс. тонн/скв.	10,0	8,3	3,2	1,6	1,2	1,2	1,0	0,5	6,2

Рассматривая результаты ГРП на скважинах эксплуатационного фонда за последние 5 лет, следует отметить, что наименьшая эффективность после ГРП получена после обработок в 2019 году с закачкой наименьшей удельной массы проппанта (5,5 тонн/м, выполнено наименьшее количество обработок – 17 ГРП, преимущественно обработки проведены на объект Ю₅₋₆): начальный и среднегодовой приросты дебита нефти составили 3,0 и 2,5 тонн/сут. соответственно. После ГРП в 2019 году наблюдается рост дебита жидкости с 8,5 до 28,5 тонн/сут. и обводнённости с 69,6 до 80,3 %. Начиная с 2020 года, операции проводились на объект Ю₂₋₄, в том числе с предварительными РИР Ю₅₋₆: в 2020–2022 гг. – по 8 обработок с РИР. После ГРП в 2020–2022 гг. отмечается снижение обводнённости в среднем на 17,8 %.

Наилучшая эффективность после ГРП отмечается после обработок в 2022 году с закачкой наибольшей массы проппанта (51 тонн или 18,7 тонн/м). Начальный и среднегодовой приросты дебита нефти после ГРП составили 5,3 и 4,6 тонн/сут. соответственно.

Сокращение доли повторных обработок в 2020–2021 гг. произошло за счёт перераспределения объемов ГРП на объект Ю₂₋₄, на котором ранее ГРП выполнялся в небольших объёмах. Обработки преимущественно выполнены на весь разрез пласта Ю₂₋₄, который состоит из трёх пачек: Ю₂, Ю₃ и Ю₄. Поскольку пачка Ю₄ в сравнении с Ю₂₋₃ обладает наилучшими ФЕС пласта, основная инициация трещины ГРП происходит в пачку Ю₄, что подтверждается ГИС на профиль притока. В 2022 году происходит

увеличение повторных операций с целью инициировать трещину ГРП в пакки Ю₂₋₃, для этого обработки выполнялись с предварительной отсыпкой пласта Ю₄ (в некоторых случаях низ пласта Ю₃). В сложных геологических условиях (низкие ФЕС пласта, высокая расчленённость) пачек Ю₂₋₃ рекомендуется создание более протяжённых трещин ГРП для увеличения зоны дренирования, для этого необходимо увеличение массы проппанта при проведении ГРП.

По скважинам эксплуатационного фонда с увеличением эффективной мощности пласта отмечена закономерная тенденция увеличения дебита жидкости. Зависимостей показателей эффективности от массы проппанта не выявлено.

С увеличением удельной массы проппанта наблюдается рост как удельного дебита по жидкости, так и по нефти. Также установлено: с наращиванием массы проппанта происходит увеличение высоты и ширины трещины ГРП. Влияния на обводнённость после ГРП от накопленной закачки жидкости не выявлены.

По скважинам эксплуатационного фонда по обработкам 2018-2022 гг. с эффективной нефтенасыщенной толщиной пласта более 5 м установлено, что с увеличением удельной массы проппанта наблюдается рост удельных дебитов нефти и жидкости (рис. 7). Так, наибольший удельный дебит нефти после ГРП получен в диапазоне удельной массы проппанта более 6 тонн/м – 0,9 тонн/сут./м, при этом удельный дебит жидкости составил 4,7 тонн/сут./м.

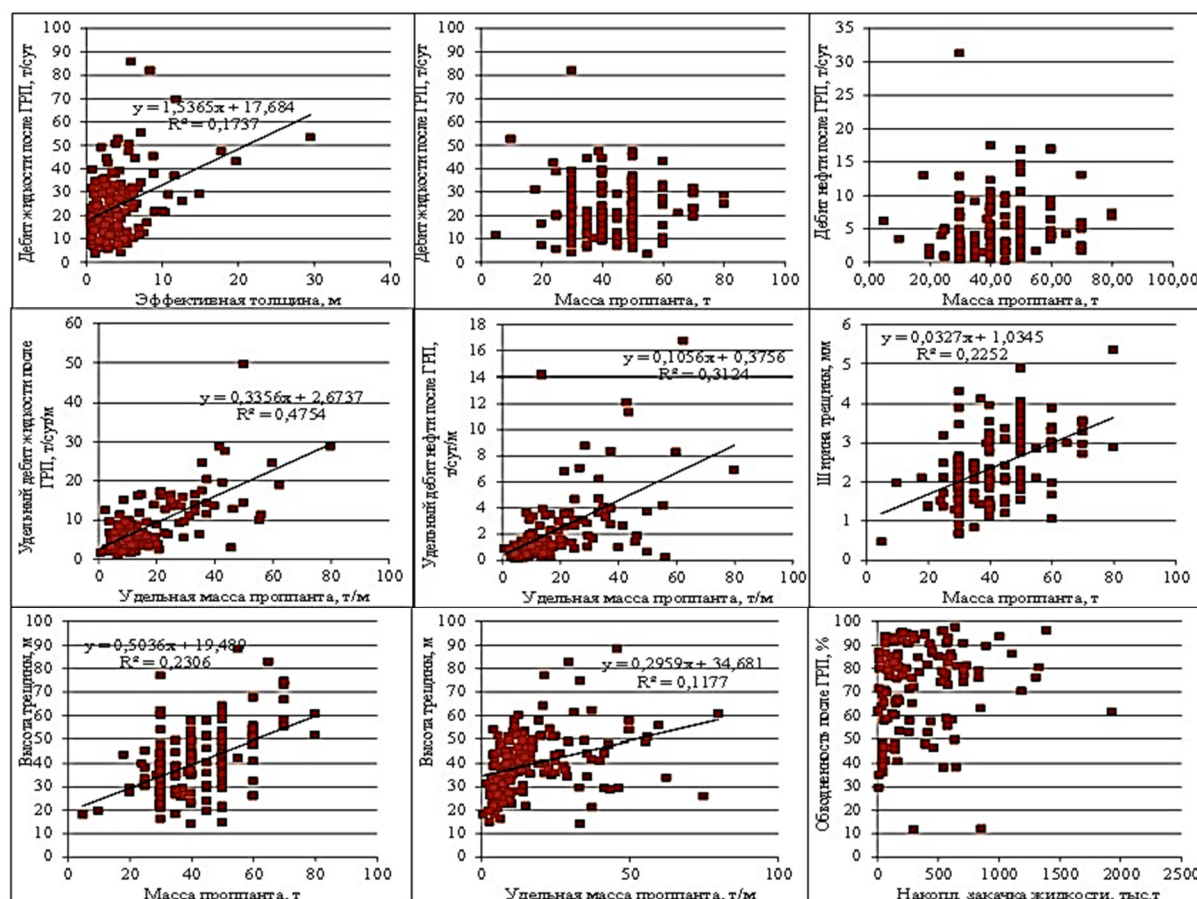


Рисунок 7 – Зависимости дебитов после ГРП от эффективной мощности пласта, массы проппанта, удельных дебитов после ГРП от удельной массы проппанта, параметров трещины от массы проппанта и обводнённости от накопленной закачки жидкости

На месторождении на 171 скважине выполнены повторные ГРП. Так, на 139 скважинах проведено по 2 ГРП и на 32 скважинах – по 3 ГРП. Сравнение геолого-физических, технологических и эксплуатационных параметров первых и повторных операций представлено в таблице 5.

Таблица 5 – Геологические характеристики пласта, технологические параметры и показатели эффективности ГРП по скважинам с двумя и тремя ГРП

Параметр	Скважины с двумя ГРП				Скважины с тремя ГРП		
	1 ГРП на скважине из бурения		1 ГРП на скважине эксплуатационного фонда		1 ГРП	2 ГРП	3 ГРП
	1 ГРП	2 ГРП	1 ГРП	2 ГРП			
Количество ГРП, ед.	7	7	132	132	32	32	32
Геологические характеристики							
Эффективная толщина, м	7,2	5,5	10,2	8,1	11,0	9,2	7,6
Проницаемость, $\times 10^{-3}$ мкм ²	5,9	2,2	36,0	30,7	24,8	32,9	53,4
Нефтенасыщенность, доли ед.	0,44	0,40	0,49	0,49	0,49	0,48	0,48
Песчанистость, доли ед.	0,25	0,14	0,24	0,20	0,23	0,22	0,18
Расчленённость, ед.	4	4	7	5	7	6	5
Технологические параметры							
Масса проппанта, тонн	20,9	32,7	14,7	29,3	14,1	21,2	44,3
Удельная масса проппанта, тонн/м	2,9	6,0	1,4	3,7	1,3	2,3	5,8
Максимальная концентрация, кг/м ³	993	1081	912	1117	876	1119	1147
Темп закачки, м3/мин.	2,9	3,0	4,1	3,0	4,2	3,1	3,1
Эксплуатационные показатели							
Накопленная добыча жидкости на момент ГРП, тыс. тонн/скв.	–	126,1	21,3	58,6	12,2	27,4	52,7
Накопленная добыча нефти на момент ГРП, тыс. тонн/скв.	–	5,7	12,3	27,1	9,4	19,5	31,6
Дебит жидкости за 3 месяца до ГРП, тонн/сут.	–	53,7	6,7	11,4	3,7	6,7	7,6
Дебит нефти за 3 месяца до ГРП, тонн/сут.	–	1,4	2,7	3,3	2,6	3,9	2,3
Обводнённость за 3 месяца до ГРП, %	–	97,3	59,5	71,5	28,4	42,9	70,0
Дебит жидкости за 3 месяца после ГРП, тонн/сут.	63,8	24,2	21,9	24,9	20,2	15,9	23,9
Дебит нефти за 3 месяца после ГРП, тонн/сут.	8,6	9,4	14,8	9,6	15,4	9,2	6,5
Обводнённость за 3 месяца после ГРП, %	86,5	61,1	32,6	61,4	23,8	42,2	72,9
Начальный прирост дебита жидкости, тонн/сут.	63,8	0	15,2	13,5	16,5	9,2	16,2
Начальный прирост дебита нефти, тонн/сут.	8,6	8,0	12,1	6,4	12,8	5,4	4,2
Среднегодовой прирост дебита нефти, тонн/сут.	5,8	5,5	9,4	4,1	9,2	3,2	3,1

При проведении вторых ГРП на скважинах, на которых первые обработки проведены на эксплуатационном фонде, с целью увеличения зоны дренирования в пласт закачано в 2,5 раза больше проппанта, чем во время проведения первых обработок – 29,3 тонн против 14,7 тонн (3,7 тонн/м против 1,4 тонн/м). В среднем за 3 месяца после вторых обработок дебит нефти в 1,5 раза ниже по сравнению с первыми обработками – 9,6 против 14,8 тонн/сут, тогда как дебит жидкости близок – 24,9 против 21,9 тонн/сут, обводнённость после вторых ГРП выше – 61,4 против 32,6 %, среднегодовой прирост дебита нефти ниже в 2,3 раза – 4,1 против 9,4 тонн/сут. Средний отбор нефти на скважину на момент первых операций ГРП составил 12,3 тыс. тонн/скв, на момент вторых ГРП – 27,1 тыс. тонн/скв.

На скважинах с тремя ГРП операции проведены в одном интервале либо с дострелом кровельной или подошвенной части пластов. По вторым обработкам начальный прирост дебита нефти в 2,4 раза ниже по сравнению с первыми обработками – 5,4 против 12,8 тонн/сут., при этом в пласт было закачано в 1,5 раза больше проппанта – 21 против 14 тонн. По третьим обработкам начальный прирост дебита нефти в 1,3 раза ниже по сравнению со вторыми ГРП – 4,2 против 5,4 тонн/сут несмотря на то, что закачано в 2 раза больше проппанта – 44 против 21 тонн.

В целом с ростом кратности ГРП, несмотря на наращивание массы проппанта, наблюдается снижение эффективности по нефти, что обусловлено выработкой запасов.

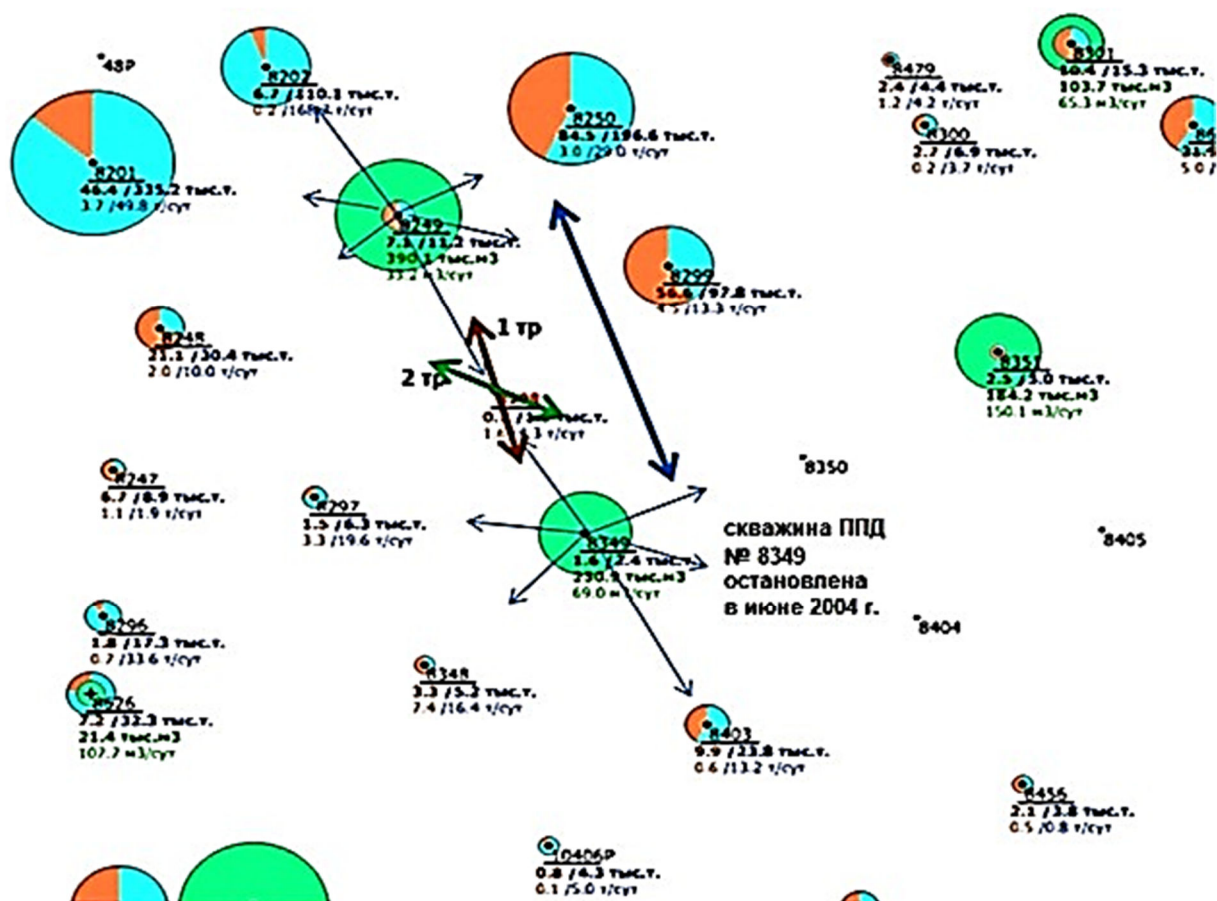
Двухстадийный ГРП

Начиная с 2020 года, на рассматриваемом месторождении проведено 5 двухстадийных ГРП. В 2020 году выполнен один ГРП в две стадии на скважине № 8395, в 2021 году – 2 двухстадийных ГРП на скважинах № 8298 и № 9142, в 2022 году – на скважинах № 9049 и 9142.

Технологию двухстадийного ГРП применяют с целью вовлечения в процесс разработки запасов нефти из слабодренлируемых зон и участков, расположенных в удалении от основных фильтрационных потоков пласта, за счёт изменения направления трещин относительно максимальных напряжений.

Суть технологии двухстадийного ГРП заключается в проведении процесса ГРП в две отдельные стадии с непродолжительным временем технологического отстоя между ними (не более двух часов), которого достаточно для закрытия трещины. Данный подход предполагает кратковременное изменение поля напряжений около скважины за счёт быстрой закачки жидкости гидроразрыва, разрыва самой породы, удержания сшитого геля в районе созданной трещины. Разрыв породы при закачке во второй стадии предполагает смену направления трещины. После двухстадийного ГРП трещина с углублением интервала обработки поворачивается с 310–320° до 280–300°, приобретая при этом винтообразную форму, что предположительно связано с различной выработкой пласта и его энергетическим состоянием.

Для того чтобы можно было сделать однозначные выводы о переориентации трещин ГРП при выполнении двухстадийных обработок, на скважине № 8298 проведены исследования методом кросс-дипольного акустического каротажа до и после ГРП. По остальным скважинам дополнительных исследований не проводилось, поэтому фактически отметить переориентацию трещины ГРП нельзя. Скважина располагается в окружении двух нагнетательных скважин, одна из них в работе (рис. 8).



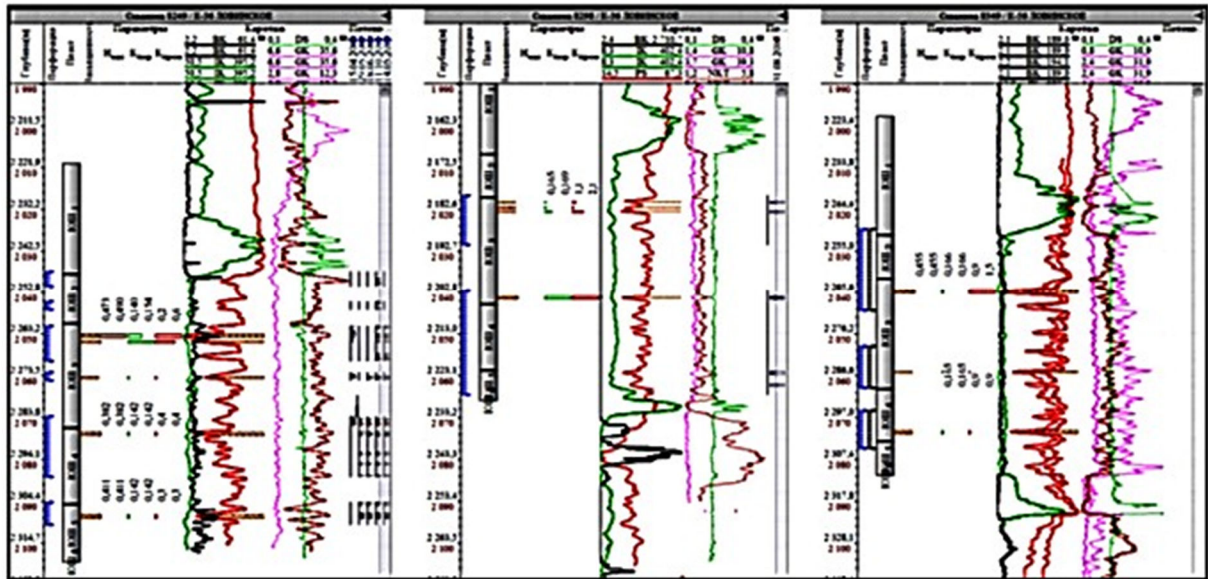


Рисунок 8 – Схематичное представление принципа действия двухстадийного ГРП на примере скважины № 8298

На скважине № 8298 ГРП в 2 стадии проведён в сентябре 2021 года с массой пропанта 20 и 25 тонн. Скважина до ГРП находилась в консервации с 2004 года, не достигла обводнённости 90 %. Геологические характеристики пласта:

- нефтенасыщенная толщина – 2,8 м;
- песчанистость – 0,10 доли ед.;
- роницаемость – $1,6 \cdot 10^{-3}$ мкм²;
- пористость – 0,17 доли ед.;
- коэффициент нефтенасыщенности – 0,51 доли ед.

Режим работы на момент остановки:

- дебит жидкости – 4,3 тонн/сут.;
- обводнённость – 62 %;
- дебит нефти – 1,6 тонн/сут.;
- накопленная добыча жидкости – 1,9 тыс. тонн;
- накопленная добыча нефти – 0,7 тыс. тонн.

Результаты проведения исследований методом волнового акустического каротажа дипольного (ВАК-Д) по скважине № 8298 до и после проведения двухстадийного ГРП приведены на рисунках 9 и 10.

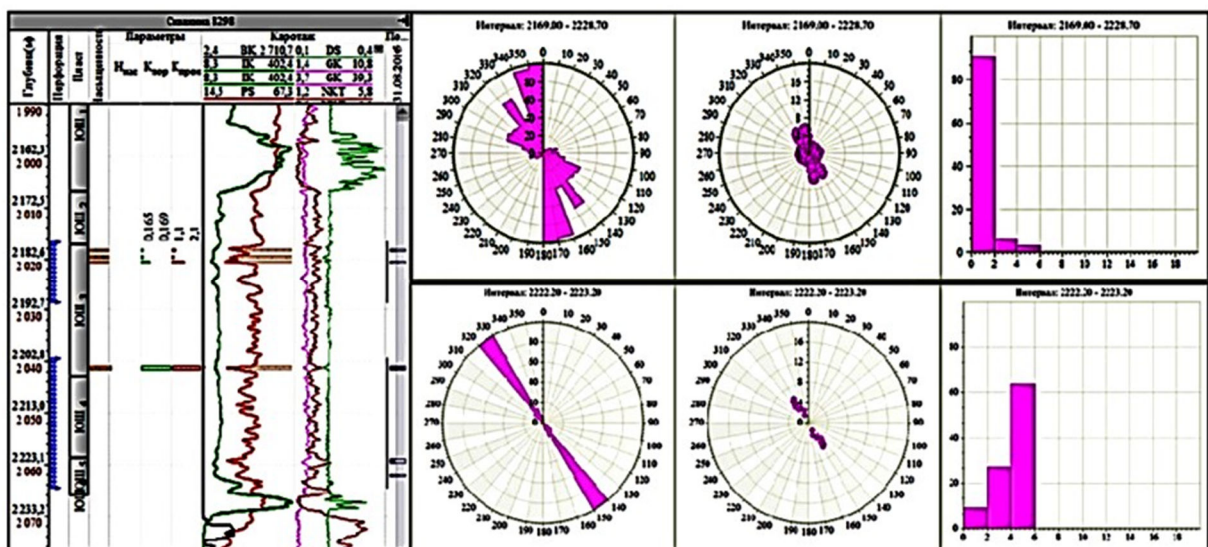


Рисунок 9 – Результаты проведения исследований методом ВАК-Д по скважине № 8298 до проведения двухстадийного ГРП

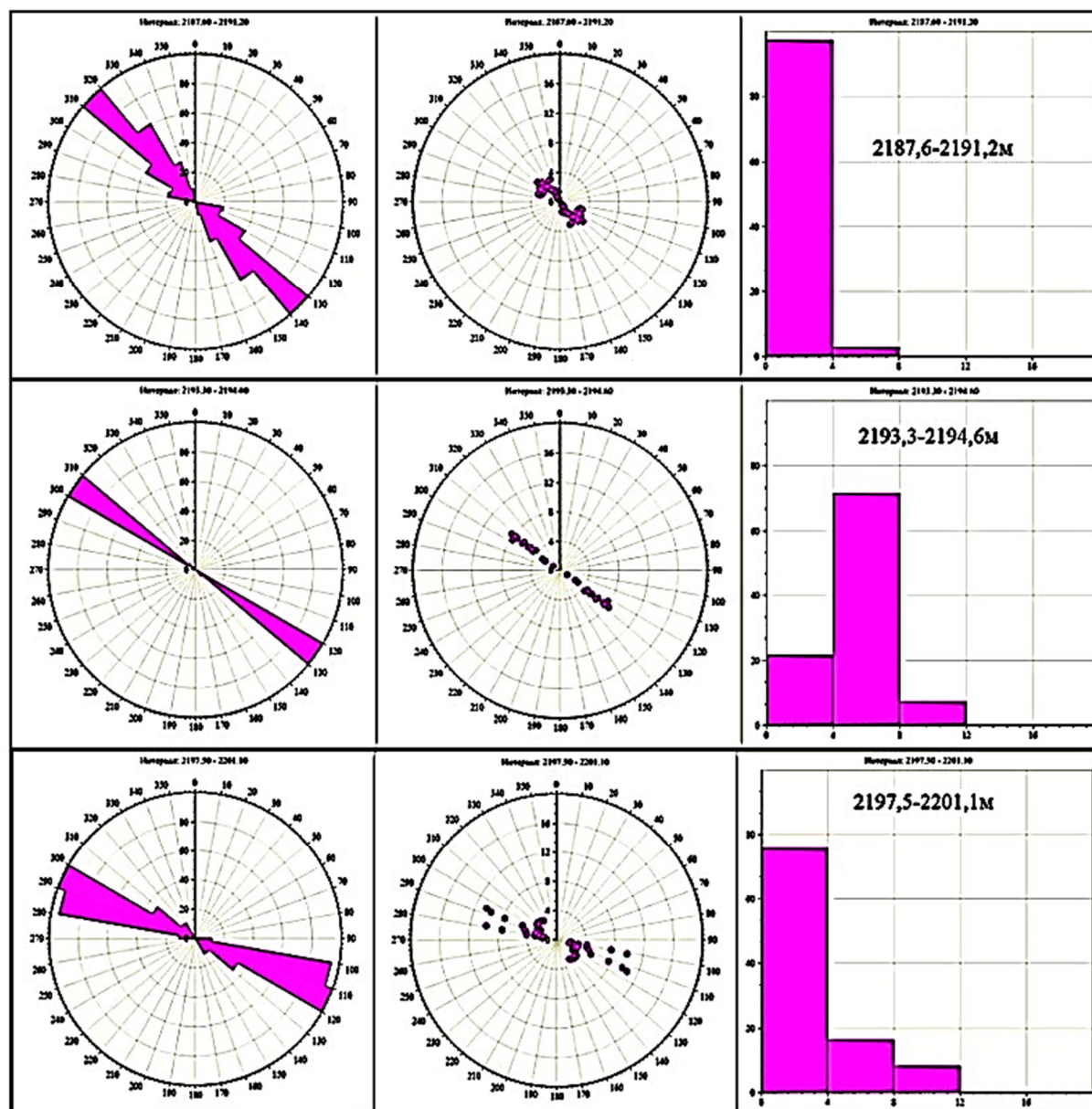


Рисунок 10 – Результаты проведения исследований методом ВАК-Д по скважине № 8298 после проведения двухстадийного ГРП

Скважина запущена 03.10.2021 г. с дебитами жидкости и нефти 33,4 и 3,9 тонн/сут. соответственно, обводнённость – 88 %, динамический уровень – 975 м. Спущен ЭЦН-25, начальный прирост дебита нефти составил 1,6 тонн/сут.

В течение 2020 и 2021 гг. на участке выполнено 3 стандартных обработки ГРП. Входной средний дебит жидкости составил 38,5 тонн/сут., дебит нефти – 11 тонн/сут., обводнённость – 71,4 %.

Также на рассматриваемом месторождении двухстадийный ГРП проведён на скважине № 9193. Масса проппанта в первой стадии составила 20 тонн, во второй – 30 тонн. До ГРП скважина работала со следующим режимом: дебит жидкости – 6,0 тонн/сут, дебит нефти – 1,5 тонн/сут., обводнённость – 75 %. Проведён инструментальный замер пластового давления до ГРП – 187,4 атм. (снижение относительно начального – 9 %). После ГРП получены следующие показатели: дебит жидкости – 34,7 тонн/сут., дебит нефти – 6,6 тонн/сут., обводнённость – 81 %, начальный прирост дебита нефти – 4,9 тонн/сут. На участке стандартный ГРП проведён в скважине № 9191 с массой проппанта 30 тонн. Входной прирост дебита нефти составил 6,2 тонн/сут. Отмечается быстрое снижение эффективности по дебиту жидкости (рис. 11).

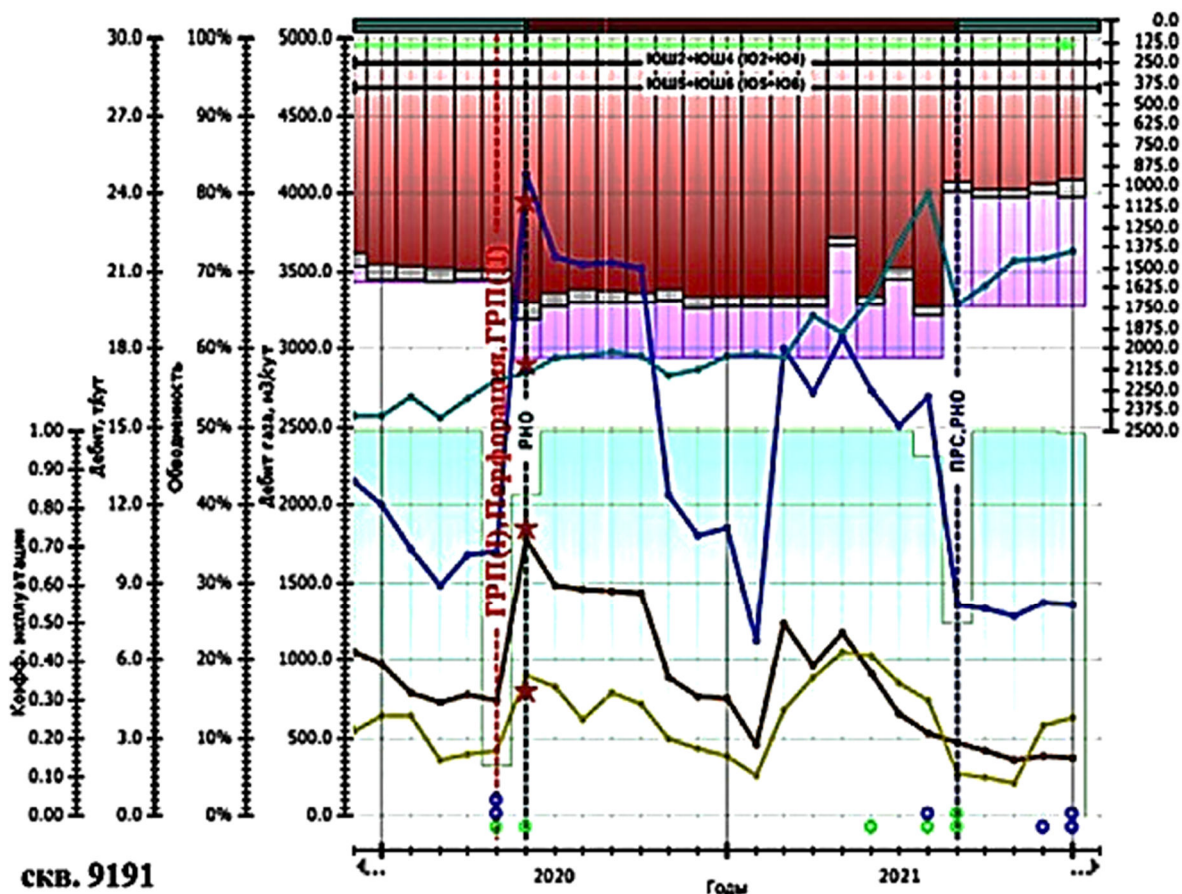
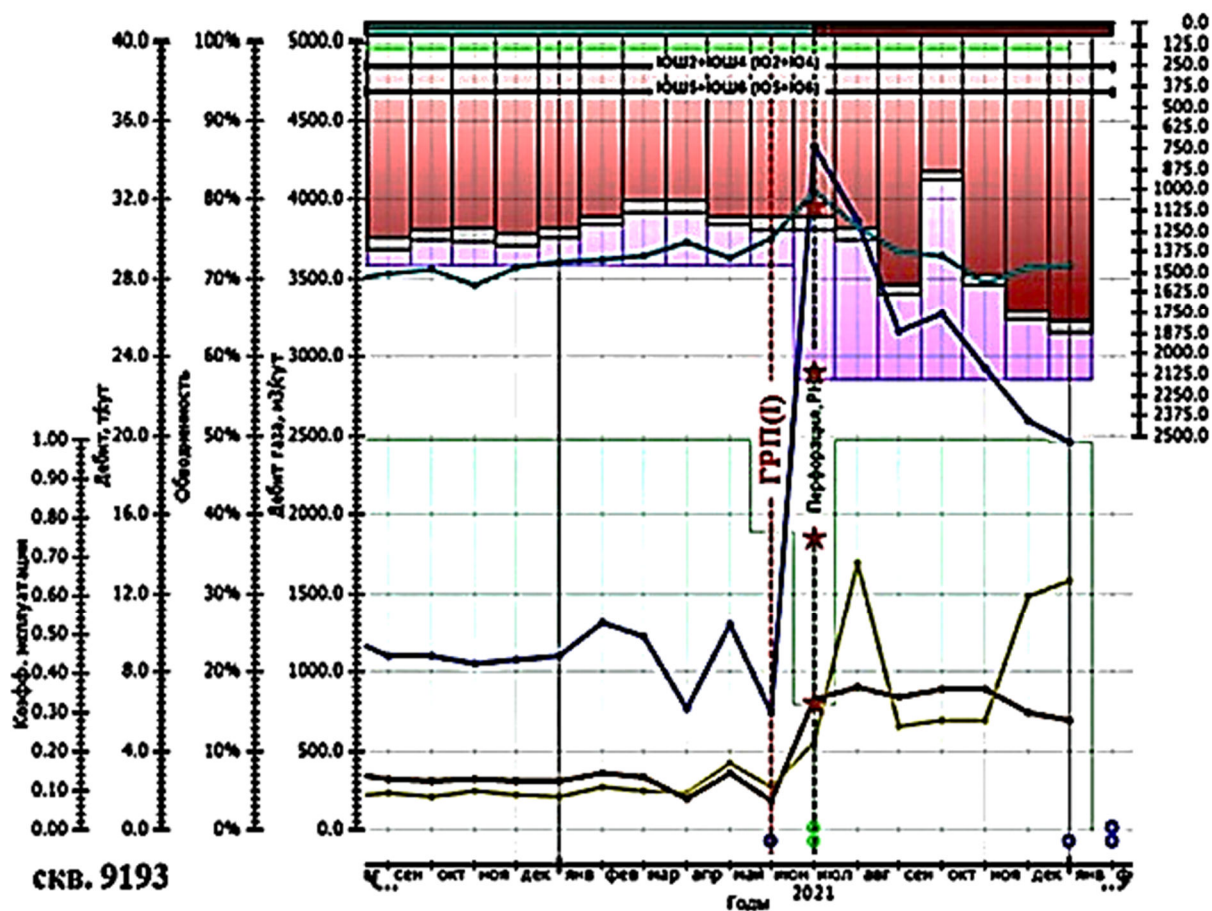


Рисунок 11 – Динамика эксплуатационных показателей по скважинам № № 9193 и 9191

В 2022 году двухстадийные ГРП выполнены на скважинах № 9049 и 9142.

На скважине № 9142 ГРП выполнен в две стадии в интервале пласта Ю₂₋₃ с закачкой 49,8 тонн проппанта. После ГРП дебит жидкости составил 17,5 тонн/сут., дебит нефти – 3,2 тонн/сут., обводнённость – 81,7 %, начальный прирост дебита нефти составил 2,0 тонн/сут.

На скважине № 9049 двухстадийный ГРП выполнен в интервале пласта Ю2-4 с закачкой 59,8 тонн проппанта. После ГРП дебит жидкости составил 32,0 тонн/сут., дебит нефти – 6,4 тонн/сут., обводнённость – 80 %, начальный прирост дебита нефти составил 5,1 тонн/сут.

На месторождении после стандартных ГРП в 2022 году с массой проппанта 49,1 тонн дебиты жидкости и нефти составили 27,9 и 7,7 тонн/сут., обводнённость – 75 %, начальный прирост дебита нефти – 6,6 тонн/сут.

В целом показатели эффективности после двухстадийных ГРП ниже стандартных обработок, но сделать однозначные выводы не представляется возможным ввиду того, что выполнено небольшое количество двухстадийных обработок и сравнивать их со стандартными операциями не совсем корректно.

Селективный ГРП

На рассматриваемом месторождении за 2018–2022 гг. проведено 28 операций ГРП с предварительными РИР по изоляции обводнённых интервалов пласта Ю₅₋₆.

По скважинам после ГРП с РИР наблюдается снижение обводнённости (за исключением трёх скважин, по которым после ГРП с РИР обводнённость остаётся на уровне) и по большинству скважин происходит снижение дебита жидкости (рис. 12). По скважинам с РИР и с отсыпкой дебиты нефти после ГРП превышают показатели до ГРП. После большинства ГРП с предварительной отсыпкой обводнённость выросла и осталась на уровне до ГРП (68 % обработок от общего количества ГРП). Отметим, что на скважинах после стандартных ГРП наблюдается снижение обводнённости в среднем на 17 %, что объясняется тем, что на данных скважинах перед ГРП проведены дострелы.

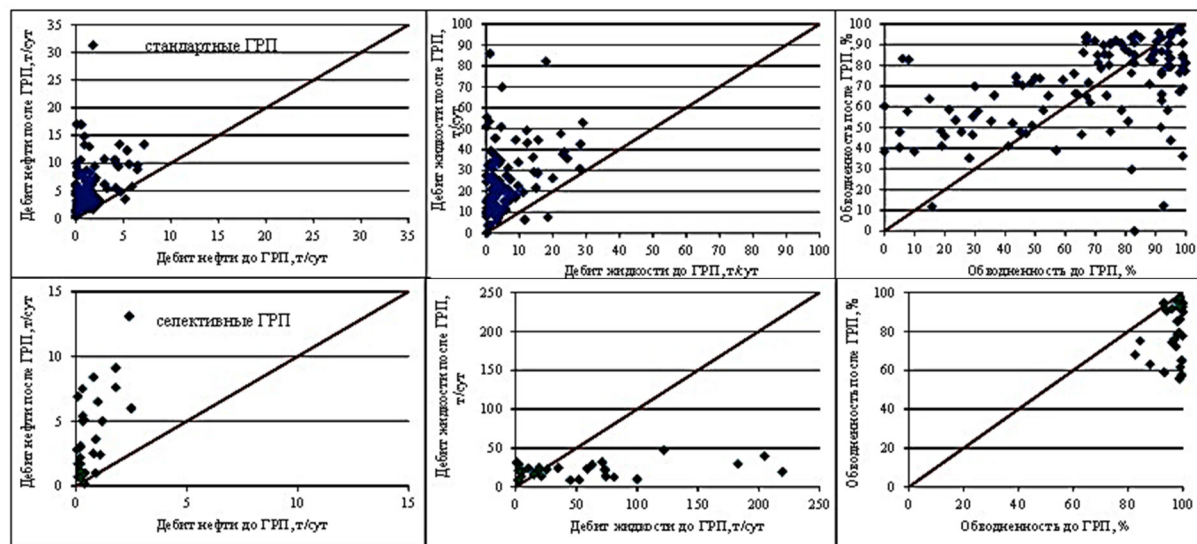


Рисунок 12 – Сопоставление показателей эффективности до и после ГРП по обработкам с отсыпкой и предварительными РИР

Показатели эффективности ГРП по обработкам с отсыпкой и предварительными РИР за 2022 год приведены в таблице 6.

После ГРП с предварительной отсыпкой: на скважинах действующего фонда средние дебиты нефти и жидкости составили 6,8 и 26,3 тонн/сут. соответственно, обводнённость – 71 %, начальный прирост дебита нефти – 5,2 тонн/сут., отмечается рост обводнённости почти на 3 %; на скважинах бездействующего фонда средние дебиты нефти и жидкости чуть выше, чем на действующем, и составили 7,5 и 29,5 тонн/сут. соот-

ветственно, обводнённость – 72 %, начальный прирост дебита нефти – 6,4 тонн/сут., отмечается снижение обводнённости на 6 %, что объясняется тем, что на данных скважинах перед ГРП проведены дострелы.

Таблица 6 – Показатели эффективности ГРП по обработкам с отсыпкой и предварительными РИР за 2022 г.

Технология	Фонд	Кол-во ГРП	до ГРП			после ГРП			Начальный прирост дебита нефти, тонн/сут.	Удельный прирост дебита нефти, тонн/сут.
			дебит жидкости, тонн/сут.	дебит нефти, тонн/сут.	обводнённость, %	дебит жидкости, тонн/сут.	дебит нефти, тонн/сут.	обводнённость, %		
ПМ, отсыпка	действующий	22	5,9	1,6	68,4	26,3	6,8	71,2	5,2	3,6
	бездействующий	9	3,3	1,1	78,8	29,5	7,5	72,3	6,4	4,1
	в целом	31	5,2	1,4	74,4	27,2	7,0	71,5	5,6	3,8
РИР	действующий	4	86,5	1,0	98,7	32,2	4,8	84,4	3,8	4,8
	бездействующий	4	64,3	1,2	97,5	38,6	8,5	79,0	7,3	5,0
	в целом	8	75,4	1,1	98,1	35,4	6,6	81,7	5,5	4,9

После ГРП с предварительными РИР: на скважинах действующего фонда средние дебиты нефти и жидкости составили 4,8 и 32,2 тонн/сут. соответственно, обводнённость – 84 %, начальный прирост дебита нефти – 3,8 тонн/сут., отмечается снижение обводнённости на 14 %; на скважинах бездействующего фонда средние дебиты нефти и жидкости составили 8,5 и 38,6 тонн/сут. соответственно, обводнённость – 79 %, начальный прирост дебита нефти – 7,3 тонн/сут., отмечается снижение обводнённости на 18 %.

Отметим, РИР обводнённых участков пласта позволяют выполнять селективные обработки ГРП на ранее не дренируемые участки пласта, минимизировав риски прорыва воды с изолированного участка. Эффективность применения РИР перед ГРП на скважинах рассматриваемого месторождения за 2022 год на уровне результатов ГРП с отсыпкой. Рассматривая в целом за период с 2018 до 2022 гг., эффективность обработок с РИР чуть ниже эффективности стандартных ГРП, проведённых также в высокообводнённых скважинах (обводнённость более 90 %). Начальный и среднегодовой приросты дебита нефти после селективных ГРП – 3,7 и 2,6 тонн/сут., после стандартных ГРП – 4,6 и 3,5 тонн/сут. соответственно.

ГРП по технологии SlugFrac

Цель технологии – проведение ГРП с контролем высоты трещины в продуктивном пласте в условиях наличия подстилающего водонасыщенного пласта.

Метод проведения данного ГРП заключается в том, что проппант закачивается отдельными порциями с промежуточными буферными стадиями линейного геля между ними. Жидкостью ГРП является линейный гель. В отдельных случаях на последних стадиях проппант подаётся в сшитом геле.

Основным принципом в данной технологии принято считать, что линейный гель не обеспечивает создания того необходимого чистого давления ГРП «Net pressure», которое определяет рост трещины в высоту. В процессе такой закачки проппант осажается на условном дне или внизу трещины ГРП в соответствии с процессами, описанными законом Стокса. В результате происходит дюна-образование. Дюны осевшего проппанта фактически являются барьером для форсированного отклонения от низа трещины закачиваемой далее смеси основной стадии проппанта с высоковязкой жидкостью ГРП. Также за счёт эффекта форсированного отклонения происходит увеличение полудлины трещины. На рисунке 13 представлены модели трещин со стандартной технологией проведения ГРП и методом ГРП SlugFrac. Прорыв трещины в нижележа-

щий объект является наибольшим риском при проведении стандартных ГРП на данных объектах. ГРП по технологии SlugFrac позволяет ограничивать рост трещины по высоте.

На эксплуатационном фонде рассматриваемого месторождения выполнено 2 ГРП по технологии SlugFrac. Обработки проведены на скважинах № № 8502 и 8504 в 2020 году.

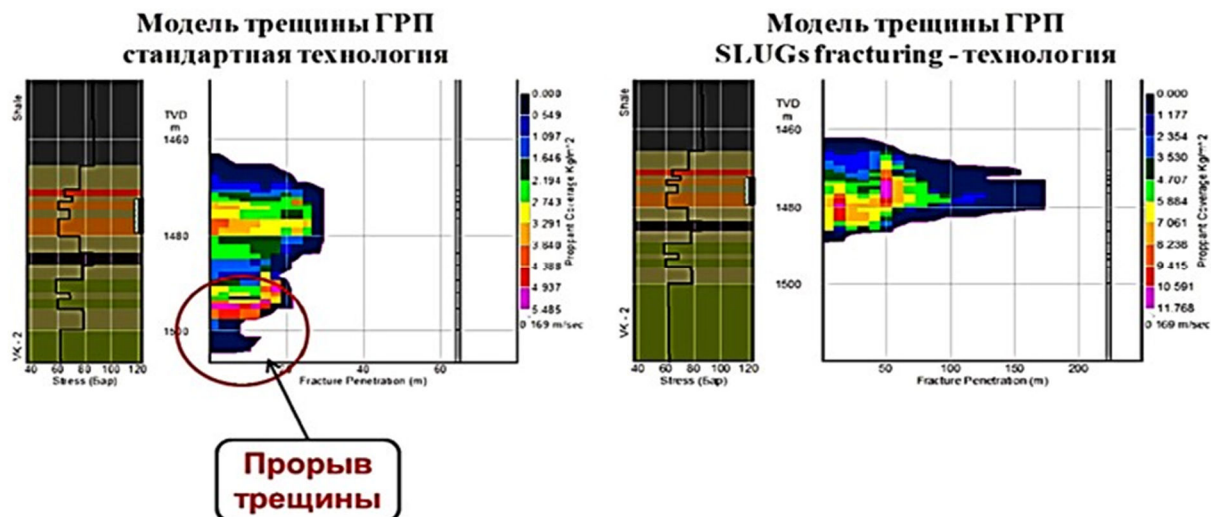


Рисунок 13 – Модели трещин со стандартной технологией и SlugFrac

На скважине № 8502 ГРП проведён с массой проппанта 49,8 тонн в интервале пластов Ю₂₋₃. Ограничение высоты трещины планировалось на глубине 2240 м. По результатам дизайна после ГРП нижняя граница трещины находится на глубине 2242 м (рис. 14). По данным профиля притока после ГРП отмечен заколонный переток по пласту Ю₅₋₆. После ГРП дебиты нефти и жидкости за 3 месяца составили 5,0 и 12,8 тонн/сут. соответственно, обводнённость – 61 %, начальный прирост дебита нефти составил 3,5 тонн/сут.

На скважине № 8504 ГРП проведён с массой проппанта 29,8 тонн в интервале пластов Ю₂₋₃. Ограничение высоты трещины планировалось на глубине 2292 м. По результатам дизайна после ГРП нижняя граница трещины находится на глубине 2291 м. После ГРП дебиты нефти и жидкости составили 12,9 и 24,3 тонн/сут. соответственно, обводнённость – 46,7 %, начальный прирост дебита нефти составил 12,9 тонн/сут.

Динамика эксплуатационных показателей скважин № 8502 и 8504 приведена на рисунке 15.

Эффективность данной технологии получена на уровне стандартных обработок, после стандартных ГРП средний дебит нефти и жидкости составил 5,6 и 19,9 тонн/сут., обводнённость – 72 %, начальный прирост дебита нефти составил 3,1 тонн/сут. Однако необходимо учесть, что при выполнении стандартных обработок в условиях близкого расположения водонасыщенных пластов, существуют большие риски получения высокой обводнённости продукции.

Таким образом, применение технологии SlugFrac позволяет контролировать рост трещины в высоту для исключения прорыва в воду, что подтверждается дизайнами после ГРП и имеющимися геофизическими исследованиями. Для реальной оценки эффективности технологии необходимо проведение исследований на каждой скважине.

В рамках опытно-промышленных работ на скважине № 8752 при выводе из бездействия выполнен ГРП по технологии BioBalls.

В практике ГРП встречаются скважины, для которых существует необходимость интенсификации, в том числе методом гидроразрыва с воздействием в разных интервалах пласта и последовательной закачкой проппанта в каждый интервал.

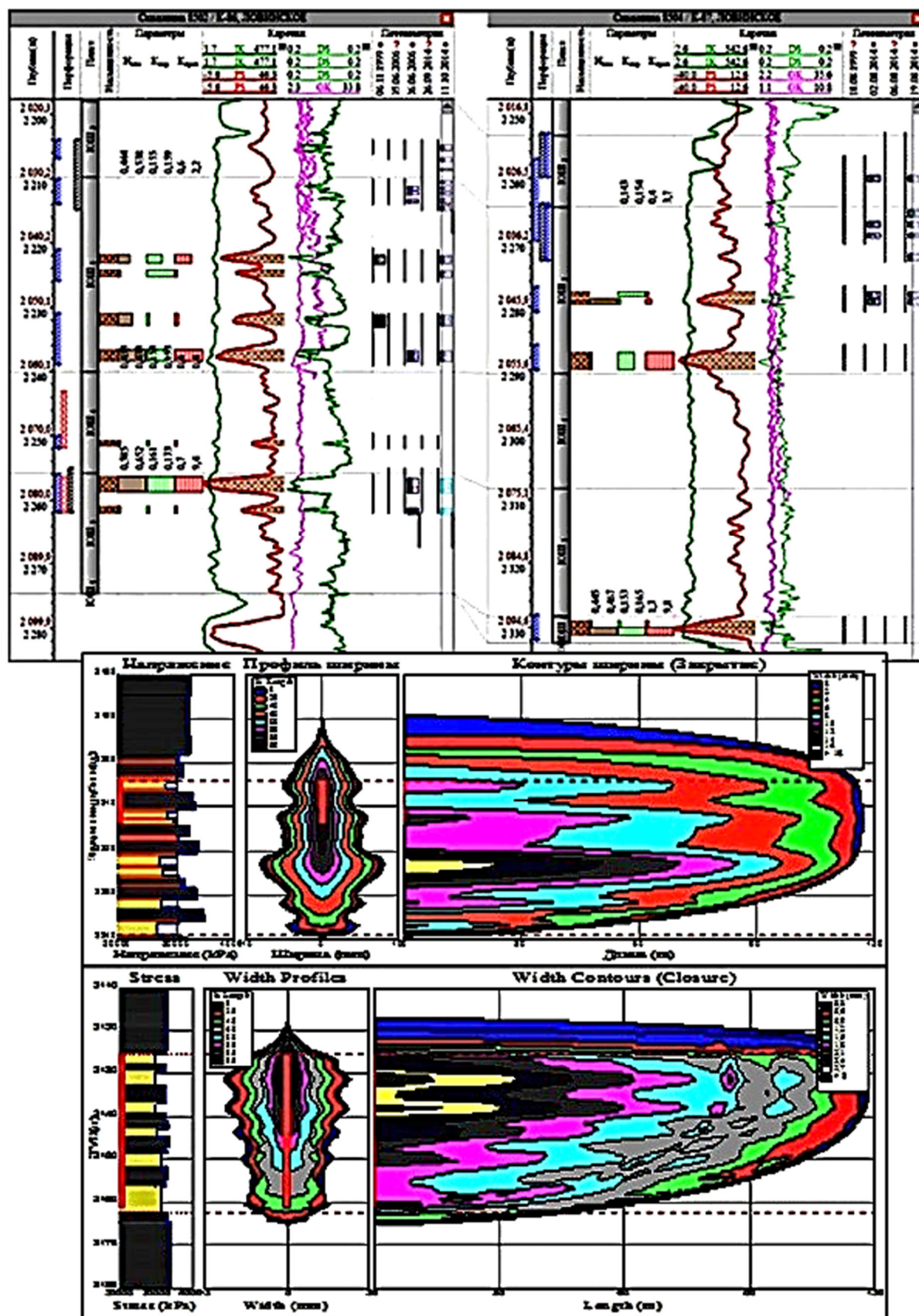


Рисунок 14 – Диаграммы каротажа и профиль, и трещины после ГРП на скважинах № 8502 и 8504

Стандартные поинтервальные ГРП на скважинах из бурения выполняются по следующей технологии: перфорация нижнего пласта → посадка пакера выше верхнего

пласта → гидроразрыв нижнего пласта → подъём пакера → промывка до нижнего пласта → перфорация верхнего пласта → спуск пакера выше верхнего пласта → гидроразрыв верхнего пласта → подъём пакера → промывка → восстановление забоя → освоение → спуск глубинно-насосного оборудования.

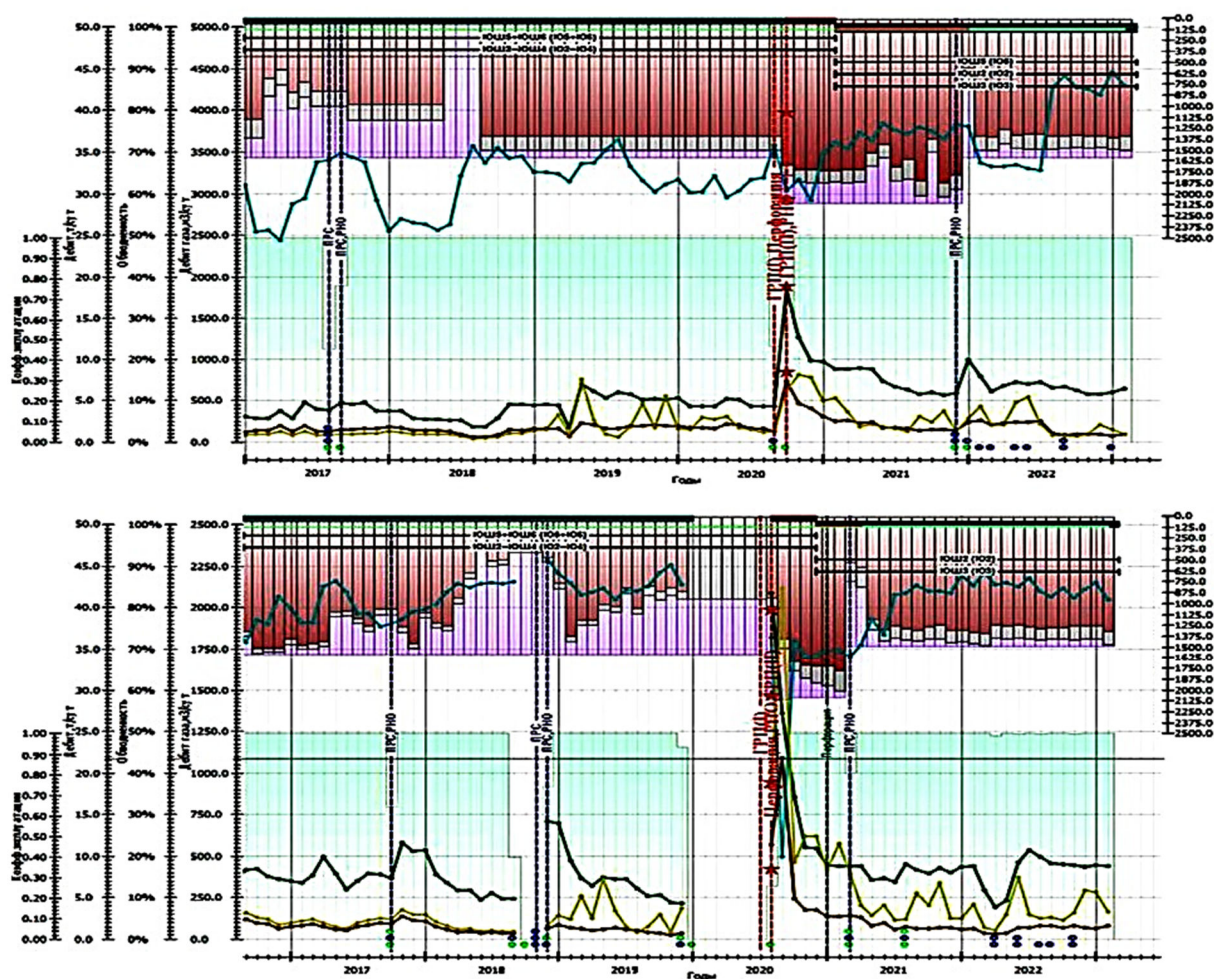


Рисунок 15 – Динамика эксплуатационных показателей скважин № 8502 и 8504

Альтернативой данному методу является использование технологии потокоотклоняющих шаров – BioBalls, предназначение которых заключается в закупоривании (временное искусственное перекрытие) наиболее проницаемых перфорированных участков пласта, за счёт чего происходит перераспределение потока и отклонение рабочей жидкости ГРП к менее проницаемому, наиболее закольматированному интервалу пласта (рис. 16).

Технология направлена на сокращение временных, трудовых и материальных затрат при проведении поинтервальных ГРП на объектах, имеющих несколько разобщённых (неоднородных по характеристикам) продуктивных пластов, когда необходимо простимулировать каждый пропласток в отдельности.

Потокоотклоняющие шары представляют собой сферы, состоящие из полимеров, удельным весом 1,18–1,19 г, без запаха, способные растворяться в пластовых условиях в течение времени при наличии определённых условий (давление, температура и т.д.).

Ассортимент биоразлагаемых шаров представлен несколькими типоразмерами, согласно термобарическим характеристикам скважин. Так, шары марки HR имеют температурные границы применения от 121 до 177 °С и выдерживают давление в 340 атм. Шары марки MR выдерживают давление в 204 атм. и применяются при температуре от 27 °С до 90 °С.

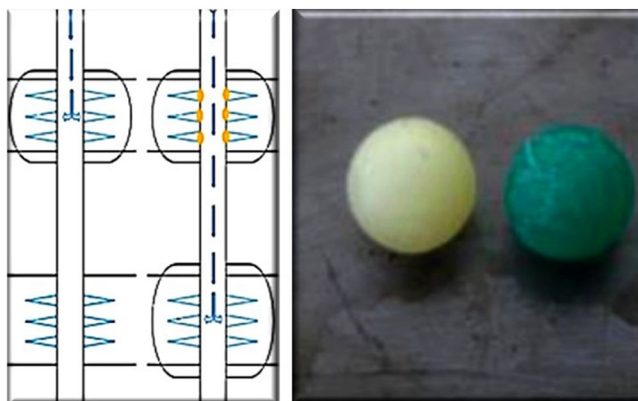


Рисунок 16 – Схема перекрытия отверстий перфорации шарами BioBalls и перераспределения потока в следующий интервал

Таким образом, применение шаров возможно только в тех скважинах, где известен диаметр, точное количество перфорационных отверстий и температура пласта. Все эти условия имеют важное значение для эффективного использования технологии с применением потокоотклоняющих шаров.

В ходе стандартных процедур подготовки к ГРП и проведения мини-ГРП в скважине производится комплекс ГИС с целью выявления интервала с наибольшей приёмистостью (проницаемостью) пласта. По результатам исследования определяется интервал, который обладает наибольшей приёмистостью, по которому произойдёт наиболее вероятное распространение трещины на первой стадии ГРП.

Руководствуясь данными, ГИС, производится расчёт необходимого количества шаров с учётом 30 % запаса. После первой стадии ГРП в более проницаемый интервал производится спуск шаров, и данный интервал перекрывается, тем самым направляя поток жидкости разрыва в менее проницаемый интервал.

Так, за период 2020–2022 гг. на месторождениях компании-оператора данная технология применена в 5 скважинах: в трёх на эксплуатационном фонде и в двух при вводе из бурения. Четыре операции ГРП проведены на объекте Ю₂₋₆, одна из которых на рассматриваемом месторождении.

Отличительными особенностями строения данных пластов является их низкая проницаемость, песчаность, высокая расчленённость, а также наличие больших глинистых перемычек между продуктивными пластами. Для данных условий разработана технология поинтервального ГРП с целью воздействия и стимулирования каждого из обрабатываемых пропластков с применением потокоотклоняющих шаров.

На скважине № 8752 при выводе из бездействия выполнен ГРП по технологии BioBalls. Целью опытно-промышленных работ являлось испытание технологии проведения поинтервального ГРП с приобщением пластов Ю₂ и Ю₃ и вовлечением в разработку ранее не эксплуатируемых данной скважиной объектов. Скважина находится в водонефтяной зоне, в краевой зоне с ухудшенными фильтрационно-емкостными свойствами.

Начальная пластовая температура 80 °С. Текущее пластовое давление на 01.07.2021 – 175 атм.

На участке дренирования добывающей скважины № 8752 нет нагнетательных скважин, оказывающих непосредственное влияние на поддержание пластового давления.

Перед проведением ГРП в скважине проведён ряд подготовительных работ:

- промыслово-геофизические исследования скважины;
- отсыпка Ю5 до глубины 2385 м (установка мостовой пробки);
- геофизические работы;
- перфорация в интервале 2325,0–2336,0 м и 2362,0–2370,5 м;
- проведён мини-ГРП (рис. 17).

Для определения наиболее вероятного распространения первой стадии ГРП и расчёта количества, подаваемых с устья потокоотклоняющих шаров для отсечения данного интервала перфорации и отклонения потока жидкости разрыва во второй интервал, определили профиль приёмистости целевых интервалов под закачкой.

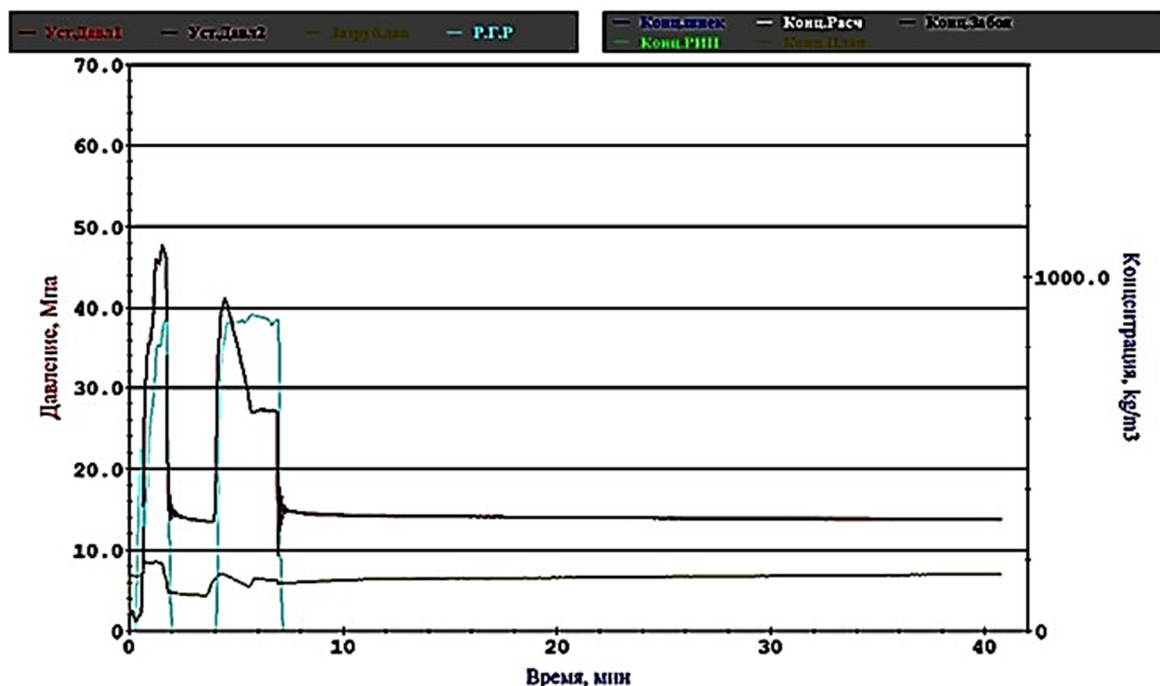


Рисунок 17 – График проведения мини-ГРП в скважине № 8752

На месторождении выполнены геофизические исследования скважины по определению профиля приёмистости после прострелочно-взрывных работ и мини-ГРП от 29.11.2020 г. (рис. 18).

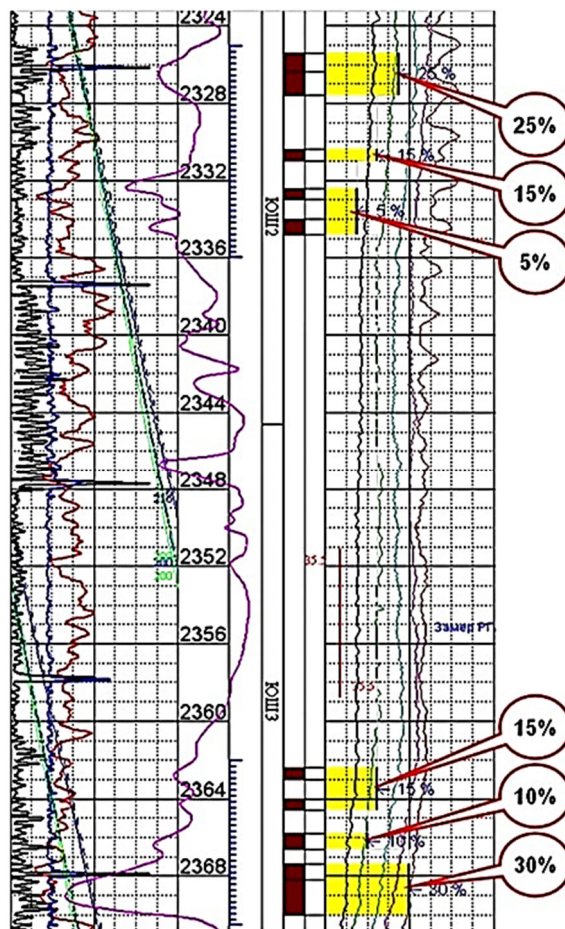


Рисунок 18 – Результаты ГИС по определению профиля приёмистости после прострелочно-взрывных работ и мини-ГРП от 29.11.2020 г.

После определения профиля приёмистости по интервалам выявлено, что процентное соотношение объёма жидкости, принимаемого пластом Ю₂, составило 45 % (приёмистость – 29,2 м³/сут., эффективная работающая мощность – 4,2 м), а по пласту Ю₃ – 55 % (приёмистость – 35,8 м³/сут., эффективная работающая мощность – 4,6 м), общая приёмистость – 65 м³/сут. при давлении закачки от агрегата 60–100 атм.

При получении приблизительно равного соотношения профилей приёмистости интервалов, принимая во внимание меньшее напряжение и горное давление на верхний интервал, предположено, что точка инициации разрыва будет располагаться именно в Ю₂. Исходя из этого, рассчитано и заложено в программу закачки 150 перфорационных потокоотклоняющих шаров.

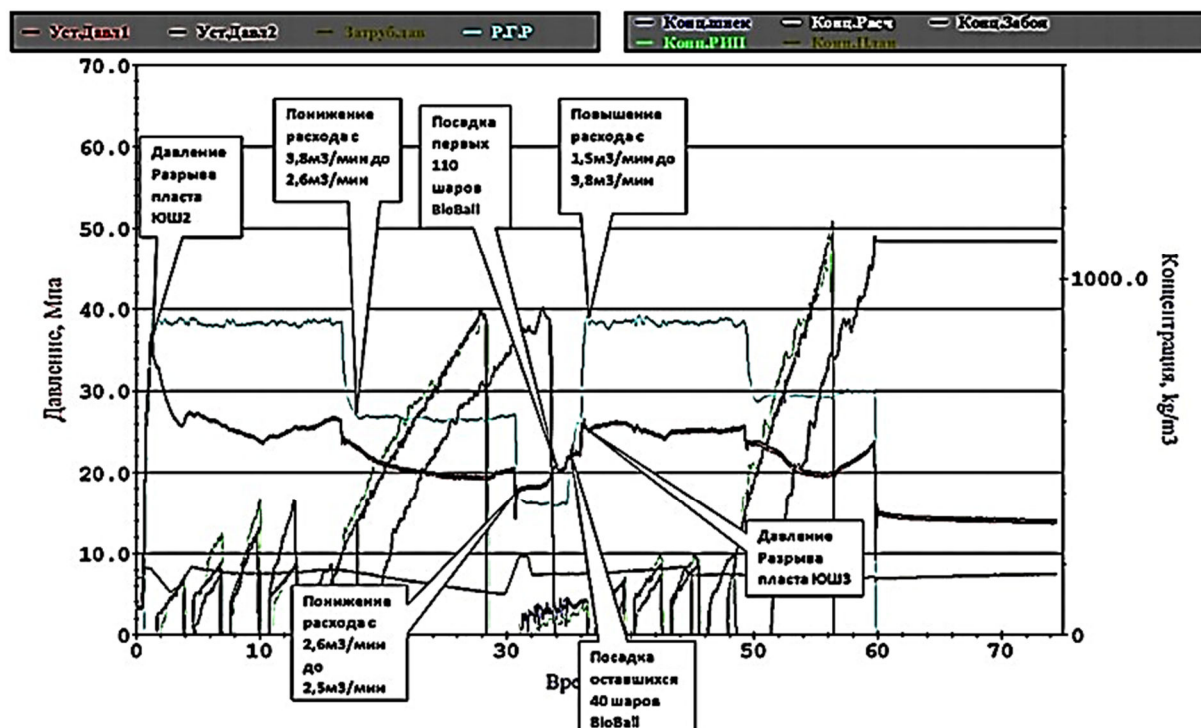
Поинтервальный ГРП проведён 29.11.2020 г., ГРП прошёл без отклонений и в график закачки изменения не вносились, загрузка гелеобразующего вещества осталась без изменений. Закачено 40 тонн проппанта (в пласте 39,8 тонн, остаток в скважине – 0,2 тонн). В первый интервал (Ю₂) закачено 20 тонн проппанта при максимальной концентрации 900 кг/м³ и темпе закачки 3,8/2,6 м³/мин. (по фракциям: 30/50 – 2 тонн; 20/40 – 3 тонн; 16/30 – 15 тонн). С устья подано расчётное количество шаров. Темп закачки снижен до 1,5 м³/мин. В предполагаемый момент времени наблюдался скачок устьевого давления закачки, что свидетельствовало о блокировании шарами перфорационных отверстий целевого интервала, после чего произведено повышение темпа закачки жидкости разрыва до 3,8 м³/мин. и переход ко второй стадии ГРП. Во второй интервал (Ю₃) закачено 19,8 тонн проппанта при максимальной концентрации 1200 кг/м³ и темпе закачки 3,8/2,8 м³/мин. (по фракциям: 30/50 – 2 тонн; 20/40 – 3 тонн; 16/30 – 14,8 тонн).

ГРП выполнен по плану с приростом мгновенного давления остановки закачки + 1 атм. График проведения основного ГРП отображён на рисунке 19.

Скважина запущена в работу 20.12.2020 г.

На основании выполненных исследований можно сделать следующие выводы:

- композиция не адсорбируется на породе пласта, поэтому концентрация в растворе всегда остаётся постоянной на протяжении всего пути фильтрации;
- рост устьевого давления на графике закачки свидетельствует об изоляции шарами интервала обработки и о переориентировании потока жидкости ГРП в следующий интервал;
- по результатам ГИС после ГРП (рис. 20) наблюдается перераспределение профиля притока по всем интервалам.



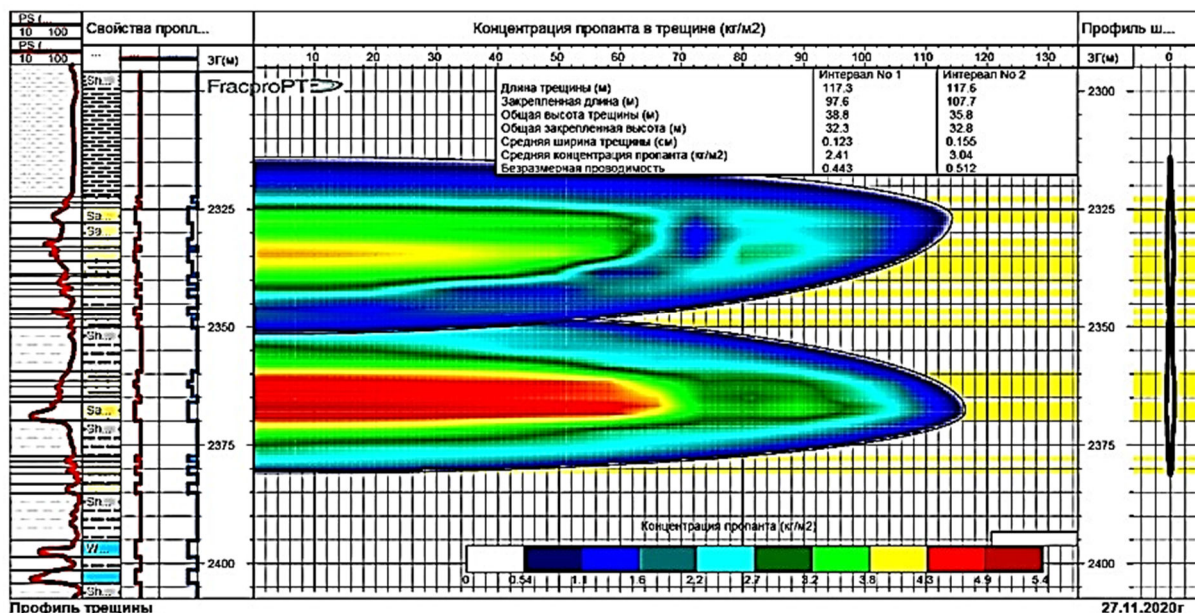


Рисунок 19 – Профиль созданных трещин скважины № 8752

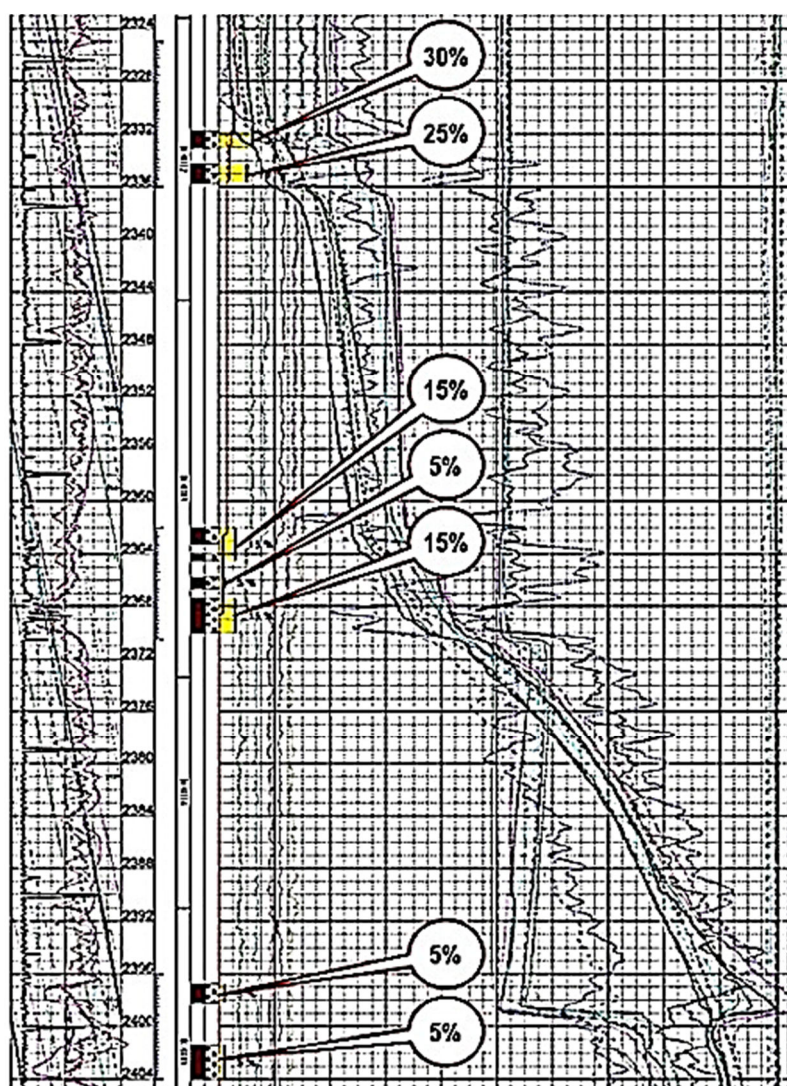


Рисунок 20 – Результаты геофизических исследований скважины по определению профиля притока после ГРП на Ю₂ и Ю₃ от 09.12.2020 г.

Несмотря на то, что технология потокоотклоняющих шаров сама по себе не предназначена для увеличения добычи пластового флюида, а служит как вспомогательная технология для снижения трудозатрат и уменьшения времени для производства поинтервальных ГРП, а также то, что все работы выполнены без осложнений и с приростами по дебиту нефти – следует считать, что цель опытно-промысловых работ достигнута вследствие селективного воздействия ГРП на оба интервала.

После ГРП дебиты нефти и жидкости в первый месяц составили 3,0 и 32,4 тонн/сут., обводнённость – 91 %, в последующие 2 месяца отмечается снижение дебитов до 7,5 и 0,4 тонн/сут., обводнённость выросла до 94 %.

Реализация технологии предусматривает закачку трёх различных составов, каждый из которых выполняет свою функцию:

1) закачка реагента марки А (высокомолекулярный полимер на основе акриламида) – позволяет последующему маловязкому раствору термогелирующего состава равномерно распределяться по мощности пласта. Адсорбируемые молекулы полимера позволяют получать гель с улучшенными структурно-механическими свойствами;

2) закачка модифицированного состава на основе неорганических солей марок Б1 + Б2 (термотропный состав) – позволяет обрабатывать более удалённые зоны пласта за счёт увеличенного времени гелирования;

3) закачка раствора марки А на конечном этапе – препятствует размыву термотропного состава по пласту и способствует более равномерному его продвижению.

Литература

1. Арутюнов А.А. Особенности разработки Салымского нефтяного месторождения (на примере пласта ЮС₀) / А.А. Арутюнов, Т.В. Арутюнов, О.В. Савенок // *Фундаментальные и прикладные исследования в России: проблемы и перспективы развития: материалы II Всероссийской научно-практической конференции* (19 января 2015 года, г. Ростов-на-Дону). – Ростов-н/Д. : ООО «Приоритет», 2015. – С. 40–52.
2. Арутюнов Т.В. Перспективы разработки сланцевой нефти на примере пласта ЮС₀ Салымского месторождения / Т.В. Арутюнов, А.Н. Поздняк, О.В. Савенок // *Проблемы разработки месторождений углеводородных и рудных полезных ископаемых*. – 2014. – № 1. – С. 203–206.
3. Богданов К.В. Применение потокоотклоняющих герметизирующих шаров Bioball при проведении поинтервального гидроразрыва пласт / К.В. Богданов, Р.Д. Кукарских, О.А. Нанишвили // *Проблемы рационального природопользования и история геологического поиска в Западной Сибири: Сборник тезисов X Региональной молодёжной конференции имени В.И. Шпильмана, посвящённой 110-летию со дня рождения Героя Социалистического Труда, лауреата Государственной премии СССР, доктора технических наук, профессора Виктора Ивановича Муравленко* (07–08 апреля 2022 года, г. Ханты-Мансийск). – Ханты-Мансийск : Югорский государственный университет, 2022. – С. 17–18.
4. Будкевич Р.Л. Анализ перспективных технологий улучшения многостадийного гидроразрыва пласта / Р.Л. Будкевич, И.М. Насыров, Д.З. Хасаншин // *Булатовские чтения*. – 2018. – Т. 2-1. – С. 88–90.
5. Совершенствование методического подхода к планированию мероприятий по гидроразрыву пласта на нефтяных месторождениях / И.В. Буренина [и др.] // *Записки Горного института*. – 2019. – Т. 237. – С. 344–353.
6. Галкин В.И. Исследование вероятностных моделей для прогнозирования эффективности технологии пропантного гидравлического разрыва пласта / В.И. Галкин, А.Н. Колтырин // *Записки Горного института*. – 2020. – Т. 246. – С. 650–659.
7. Григорьев Г.С. О применимости способа электромагнитного мониторинга гидроразрыва пласта / Г.С. Григорьев, М.В. Салищев, Н.П. Сенчина // *Записки Горного института*. – 2021. – Т. 250. – С. 492–500.
8. Григулецкий В.Г. Направленный многостадийный гидравлический разрыв пласта. Особенности технологии. Контроль и управление свойствами технологических жидкостей / В.Г. Григулецкий, Ю.П. Савельев // *Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море*. – 2015. – № 8. – Ч. 1. – С. 18–25.
9. Григулецкий В.Г. Направленный многостадийный гидравлический разрыв пласта. О динамических и температурных полях при измерении показателей технологических жидкостей / В.Г. Григулецкий, Ю.П. Савельев // *Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море*. – 2016. – Ч. 2. – № 7. – С. 15–20.
10. Григулецкий В.Г. Направленный многостадийный гидравлический разрыв пласта. Течение вязкой технологической жидкости через перфорационные отверстия и каналы некруговой

- формы. – Ч. 1. Обоснование и постановка задачи исследования / В.Г. Григулецкий // Нефтепромысловое дело. – 2016. – № 6. – С. 36–44.
11. Григулецкий В.Г. Направленный многостадийный гидравлический разрыв пласта. Течение вязкой технологической жидкости через перфорационные отверстия и каналы некруговой формы. Часть 2. Новое приближённое решение задачи / В.Г. Григулецкий // Нефтепромысловое дело. – 2018. – № 11. – С. 18–26.
 12. Демидова П.И. Методы идентификации и ограничения водопритока на горизонтальных скважинах после проведение многостадийного гидроразрыва пласта / П.И. Демидова, Г.С. Мозговой // Булатовские чтения. – 2020. – Т. 6. – С. 89–91.
 13. Жарикова Н.Х. Комплексный анализ и оценка эффективности проведения гидравлического разрыва пласта в условиях терригенных пластов-коллекторов нефтяного месторождения / Н.Х. Жарикова, Л.Г. Кусова // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2023. – № 3. – С. 135–156.
 14. Перспективы увеличения дебитов нефти из низкопроницаемых пластов тюменской свиты современными технологиями / О.Г. Зацепин [и др.] // Сборник научных трудов 43-й Международной научно-технической конференции молодых учёных, аспирантов и студентов, посвящённой 60-летию филиала УГНТУ в г. Октябрьском (29 апреля 2016 года, г. Октябрьский). – Уфа : Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2016. – Т. 1. – С. 170–175.
 15. Перспективы увеличения дебита нефти из низкопроницаемых пластов тюменской свиты современными технологиями / О.Г. Зацепин [и др.] // Достижения, проблемы и перспективы развития нефтегазовой отрасли: материалы Международной научно-практической конференции, посвящённой 60-летию высшего нефтегазового образования в Республике Татарстан (28-29 октября 2016 года, г. Альметьевск). – Альметьевск: Альметьевский государственный нефтяной институт, 2016. – Т. 1. – С. 377–381.
 16. Климов В.В. Повышение достоверности геофизических методов в наклонно-направленных и горизонтальных скважинах / В.В. Климов, О.В. Савенок, Н.М. Лешкович // Инженер-нефтяник. – 2017. – № 3. – С. 33–38.
 17. Колыхалов И.В. О развитии трещин при повторном многостадийном гидроразрыве пласта вязкой жидкостью / И.В. Колыхалов, А.В. Панов, А.А. Скулкин // Науки о Земле. Современное состояние: материалы V Всероссийской молодёжной научно-практической школы-конференции (30 июля – 05 августа 2018 года, геологический полигон «Шира», Республика Хакасия). – Новосибирск : Новосибирский национальный исследовательский государственный университет, 2018. – Т. 5. – С. 39–41.
 18. Математическая модель линейного и нелинейного повышения концентрации пропанта при проведении ГРП – решение для последовательной закачки ряда типов пропанта / А.В. Кочетков [и др.] // Записки Горного института. – 2022. – Т. 254. – С. 210–216.
 19. Круглов Д.С. Оценка релевантности методик расчёта дебита горизонтальной скважины с многозонным гидравлическим разрывом пласта при помощи гидродинамического моделирования / Д.С. Круглов, В.П. Телков // Булатовские чтения. – 2018. – Т. 2-1. – С. 200–206.
 20. Кузнецова Г.П. Особенности геологического строения объектов разработки на основе детальной корреляции разрезов эксплуатационных скважин / Г.П. Кузнецова, Я.П. Лотфуллина // Труды Российского государственного университета нефти и газа имени И.М. Губкина. – 2016. – № 1(282). – С. 5–16.
 21. Леонтьев С.А. Результаты применения технологии гидравлического разрыва пласта (Hiway) на вертикальных скважинах и скважинах с горизонтальным стволом / С.А. Леонтьев, О.А. Миклина, В.С. Московец // Проблемы геологии, разработки и эксплуатации месторождений и транспорта трудноизвлекаемых запасов углеводородов: материалы всероссийской научно-технической конференции с международным участием (01–02 ноября 2018 года, г. Ухта). – Ухта : Ухтинский государственный технический университет, 2019. – С. 128–135.
 22. Маркелова О.В. ГРП – эффективный метод повышения нефтеотдачи (на примере Приобского месторождения нефти) // Академический журнал Западной Сибири. – 2013. – Т. 9. – № 4. – С. 20–21.
 23. МГРП численная модель работы горизонтальной скважины / С.Ф. Мулявин [и др.] // Деловой журнал Neftegaz.RU. – 2018. – № 6(78). – С. 122–125.
 24. Техника и технология геофизических методов исследования горизонтальных скважин на Фёдоровском нефтегазовом месторождении / Д.С. Панцарников [и др.] // Нефть. Газ. Новации. – 2016. – № 2. – С. 42–45.
 25. Петрушин Е.О. Промысловые исследования притока к горизонтальным скважинам и методы интенсификации нефтегазодобычи / Е.О. Петрушин, А.С. Арутюнян, Л.Г. Кусова // СЕ-

- ВЕРГЕОЭКОТЕХ-2021: доклады XXII Международной молодежной научной конференции (17–19 марта 2021 года, г. Ухта). – Ухта : Ухтинский государственный технический университет, 2021. – С. 476–480.
26. Терпинская В.В. Применение потокоотклоняющих герметизирующих шаров BioBalls при проведении многостадийного гидроразрыва пласта / В.В. Терпинская, П.А. Абрамов, Е.Г. Карпова // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2020. – Т. 331. – № 10. – С. 99–104.
 27. Трофименко Д.Д. Применение гидроразрыва пласта в низкопроницаемых коллекторах Тасовского месторождения и способ повышения его эффективности / Д.Д. Трофименко, О.В. Савенок, А.С. Арутюнян // Инженер-нефтяник. – 2019. – № 4. – С. 5–15.
 28. Использование данных ВАК-Д для управления процессом ориентированного гидроразрыва пласта / Ю.В. Уточкин [и др.] // Геофизика. – 2015. – № 5. – С. 72–79.
 29. Перспективы внедрения горизонтальных скважин на месторождениях со сложным геологическим строением / И.Г. Фаттахов [и др.] // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2022. – № 3(363). – С. 46–53.
 30. Филиппов Е.В. Воспроизведение пластового давления методами машинного обучения и исследование его влияния на процесс образования трещин при гидравлическом разрыве пласта / Е.В. Филиппов [и др.] // Записки Горного института. – 2022. – Т. 258. – С. 924–932.
 31. Анализ применения технологии направленного гидроразрыва пласта на Гриньковском нефтяном месторождении / С.И. Шиян [и др.] // Булатовские чтения. – 2021. – Т. 1. – С. 265–276.
 32. Штейн Е.С. Комплексный подход к оценке потенциала повторных многостадийных гидроразрывов пласта на примере одного из месторождений Западной Сибири / Е.С. Штейн // Нефтепромысловое дело. – 2023. – № 5(653). – С. 44–50.
 33. Щерба В.А. Особенности применения технологии многостадийного гидроразрыва пласта / В.А. Щерба, А.О. Сергеев // Новые направления нефтегазовой геологии и геохимии. Развитие геологоразведочных работ: Сборник научных статей (24–26 ноября 2017 года, г. Пермь). – Пермь : Пермский государственный национальный исследовательский университет, 2017. – Т. 7. – С. 403–409.
 34. Использование трассеров для определения параметров гидроразрыва пласта / Н.Р. Яркеева [и др.] // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2020. – № 2(124). – С. 42–51.
 35. Использование трассеров для определения параметров ГРП / Н.Р. Яркеева [и др.] // Инженер-нефтяник. – 2020. – № 4. – С. 11–16.

References

1. Arutyunov A.A. Features of the development of the Salym oil field (using the example of the YuS0 formation) / A.A. Arutyunov, T.V. Arutyunov, O.V. Savenok // Fundamental and applied research in Russia: problems and development prospects: materials of the II All-Russian scientific and practical conference (January 19, 2015, Rostov-on-Don). – Rostov-n/D. : Prioritet LLC, 2015. – P. 40–52.
2. Arutyunov T.V. Prospects for the development of shale oil using the example of the YuS0 formation of the Salym field / T.V. Arutyunov, A.N. Pozdnyak, O.V. Savenok // Problems of development of hydrocarbon and ore mineral deposits. – 2014. – No. 1. – P. 203–206.
3. Bogdanov K.V. Application of Bioball flow-diverting sealing balls during interval hydraulic fracturing / K.V. Bogdanov, R.D. Kukarskikh, O.A. Nanishvili // Problems of rational environmental management and the history of geological prospecting in Western Siberia: Collection of abstracts of the X Regional Youth Conference named after V.I. Shpilman, dedicated to the 110th anniversary of the birth of the Hero of Socialist Labor, laureate of the USSR State Prize, Doctor of Technical Sciences, Professor Viktor Ivanovich Muravlenko (April 07–08, 2022, Khanty-Mansiysk). – Khanty-Mansiysk : Ugra State University, 2022. – P. 17–18.
4. Budkevich R.L. Analysis of promising technologies for improving multi-stage hydraulic fracturing / R.L. Budkevich, I.M. Nasyrov, D.Z. Khasanshin // Bulatov readings. – 2018. – Vol. 2-1. – P. 88–90.
5. Improving the methodological approach to planning activities for hydraulic fracturing in oil fields / I.V. Burenina, L.A. Avdeeva, M.A. Khalikova, M.V. Gerasimova, I.A. Solovyov // Notes of the Mining Institute. – 2019. – Vol. 237. – P. 344–353.
6. Galkin V.I. Study of probabilistic models for predicting the effectiveness of proppant hydraulic fracturing technology / V.I. Galkin, A.N. Koltyrin // Notes of the Mining Institute. – 2020. – Vol. 246. – P. 650–659.
7. Grigoriev G.S. On the applicability of the method of electromagnetic monitoring of hydraulic fracturing / G.S. Grigoriev, M.V. Salishchev, N.P. Senchin // Notes of the Mining Institute. – 2021. – Vol. 250. – P. 492–500.

8. Griguletsky V.G. Directional multi-stage hydraulic fracturing. Features of the technology. Monitoring and control of the properties of process fluids. / V.G. Griguletsky, Yu.P. Savelyev // Construction of oil and gas wells on land and at sea. – 2015. – No. 8. Part 1. – P. 18–25.
9. Griguletsky V.G. Directional multi-stage hydraulic fracturing. On dynamic and temperature fields when measuring the parameters of technological liquids / V.G. Griguletsky, Yu.P. Savelyev // Construction of oil and gas wells on land and at sea. – 2016. – Part 2. – № 7. – P. 15–20.
10. Griguletsky V.G. Directional multi-stage hydraulic fracturing. Flow of viscous process fluid through perforations and non-circular channels. – Part 1. Justification and formulation of the research problem / V.G. Griguletsky // Oilfield business. – 2016. – № 6. – P. 36–44.
11. Griguletsky V.G. Directional multi-stage hydraulic fracturing. Flow of viscous process fluid through perforations and non-circular channels. Part 2. New approximate solution to the problem / V.G. Griguletsky // Oilfield business. – 2018. – № 11. – P. 18–26.
12. Demidova P.I. Methods for identifying and limiting water inflow in horizontal wells after multi-stage hydraulic fracturing / P.I. Demidova, G.S. Mozgovoy // Bulatov readings. – 2020. – Vol. 6. – P. 89–91.
13. Zharikova N.Kh. Complex analysis and assessment of the effectiveness of hydraulic fracturing in the conditions of terrigenous reservoirs of an oil field / N.Kh. Zharikova, L.G. Kusova // Science. Technique. Technologies (Polytechnic Bulletin). – 2023. – № 3. – P. 135–156.
14. Prospects for increasing oil production rates from low-permeable formations of the Tyumen formation using modern technologies / O.G. Zatsepin, V.V. Iks, A.V. Stenkin, Sh.Kh. Sultanov, V.V. Nikiforov // Collection of scientific papers of the 43rd International Scientific and Technical Conference of Young Scientists, Postgraduates and Students, dedicated to the 60th anniversary of the USPTU branch in Oktyabrsky (April 29, 2016, Oktyabrsky). – Ufa : Ufa State Petroleum Technical University, 2016. – Vol. 1. – P. 170–175.
15. Prospects for increasing oil production from low-permeable formations of the Tyumen formation using modern technologies / O.G. Zatsepin, A.V. Stenkin, V.V. Ickx, Sh.H. Sultanov, Yu.A. Kotevnev // Achievements, problems and prospects for the development of the oil and gas industry: materials of the International scientific and practical conference dedicated to the 60th anniversary of higher oil and gas education in the Republic of Tatarstan (October 28–29, 2016, Almetyevsk). – Almetyevsk : Almetyevsk State Oil Institute, 2016. – Vol. 1. – P. 377–381.
16. Klimov V.V. Increasing the reliability of geophysical methods in directional and horizontal wells / V.V. Klimov, O.V. Savenok, N.M. Leshkovich // Petroleum engineer. – 2017. – № 3. – P. 33–38.
17. Kolykhalov I.V. On the development of cracks during repeated multi-stage hydraulic fracturing of a formation with a viscous fluid / I.V. Kolykhalov, A.V. Panov, A.A. Skulkin // Earth Sciences. Current state: materials of the V All-Russian Youth Scientific and Practical School-Conference (July 30 – August 5, 2018, Shira geological site, Republic of Khakassia). – Novosibirsk : Novosibirsk National Research State University, 2018. – Vol. 5. – P. 39–41.
18. Mathematical model of linear and nonlinear increase in proppant concentration during hydraulic fracturing – a solution for sequential injection of a number of types of proppant / A.V. Ko-chetkov, I.G. Fattakhov, V.V. Mukhametshin, L.S. Kuleshova, Sh.G. Mingulov // Notes of the Mining Institute. – 2022. – Vol. 254. – P. 210–216.
19. Kruglov D.S. Assessing the relevance of methods for calculating the flow rate of a horizontal well with multi-zone hydraulic fracturing using hydrodynamic modeling / D.S. Kruglov, V.P. Telkov // Bulatov readings. – 2018. – Vol. 2-1. – P. 200–206.
20. Kuznetsova G.P. Features of the geological structure of development objects based on detailed correlation of sections of production wells / G.P. Kuznetsova, Ya.P. Lotfullin // Proceedings of the Russian State University of Oil and Gas named after I.M. Gubkina. – 2016. – № 1(282). – P. 5–16.
21. Leontyev S.A. Results of using hydraulic fracturing technology (Hiway) on vertical wells and wells with a horizontal trunk / S.A. Leontyev, O.A. Miklina, V.S. Moskovets // Problems of geology, development and operation of fields and transport of hard-to-recover hydrocarbon reserves: materials of the All-Russian scientific and technical conference with international participation (November 01–02, 2018, Ukhta). – Ukhta : Ukhta State Technical University, 2019. – P. 128–135.
22. Markelova O.V. Hydraulic fracturing is an effective method for increasing oil recovery (using the example of the Priobskoye oil field) // Academic Journal of Western Siberia. – 2013. – Vol. 9. – № 4. – P. 20–21.
23. Multistage hydraulic fracturing numerical model of horizontal well operation / S.F. Mulyavin, Zh.M. Kolev, M.D.Z. Alsheikhli, O.P. Zotova // Business magazine Neftegaz.RU. – 2018. – № 6 (78). – P. 122–125.
24. Technique and technology of geophysical methods for studying horizontal wells at the Fedorovskoye oil and gas field / D.S. Pantsarnikov, A.S. Harutyunyan, E.O. Petrushin, O.V. Savenok // Oil. Gas. Innovations. – 2016. – № 2. – P. 42–45.

25. Petrushin E.O. Field studies of inflow to horizontal wells and methods for intensifying oil and gas production / E.O. Petrushin, A.S. Harutyunyan, L.G. Kusova // NORTH-GEOECOTECH-2021: reports of the XXII International Youth Scientific Conference (March 17–19, 2021, Ukhta). – Ukhta : Ukhta State Technical University, 2021. – P. 476–480.
26. Terpinskaya V.V. Application of flow-diverting sealing balls BioBalls during multi-stage hydraulic fracturing / V.V. Terpinskaya, P.A. Abramov, E.G. Karpova // News of Tomsk Polytechnic University. Georesources Engineering. – 2020. – Vol. 331. – № 10. – P. 99–104.
27. Trofimenko D.D. The use of hydraulic fracturing in low-permeability reservoirs of the Ta-sovskoye field and a method for increasing its efficiency / D.D. Trofimenko, O.V. Savenok, A.S. Harutyunyan // Petroleum engineer. – 2019. – № 4. – P. 5–15.
28. Using VAK-D data to control the process of oriented hydraulic fracturing / Yu.V. Utochkin, V.F. Rybka, P.N. Gulyaev, A.I. Gubina, A.S. Nekrasov // Geophysics. – 2015. – No. 5. – P. 72–79.
29. Prospects for the introduction of horizontal wells in fields with complex geological structure / I.G. Fattakhov, A.S. Semanov, A.I. Semanova, R.R. Stepanova, I.F. Ga-liullina // Geology, geophysics and development of oil and gas fields. – 2022. – № 3(363). – P. 46–53.
30. Filippov E.V. Reproduction of reservoir pressure using machine learning methods and study of its influence on the process of crack formation during hydraulic fracturing / E.V. Filippov, L.A. Zakharov, D.A. Martyushev, I.N. Ponomareva // Notes of the Mining Institute. – 2022. – Vol. 258. – P. 924–932.
31. Analysis of the application of directional hydraulic fracturing technology at the Grinkovskoye oil field / S.I. Shiyan, S.A. Mamedov, A.S. Zinovatny, A.I. Dushkin, L.G. Kusova // Bulatov readings. – 2021. – Vol. 1. – P. 265–276.
32. Stein E.S. An integrated approach to assessing the potential of repeated multi-stage hydraulic fracturing using the example of one of the fields in Western Siberia / E.S. Stein // Oilfield business. – 2023. – № 5(653). – P. 44–50.
33. Shcherba V.A. Features of the application of multi-stage hydraulic fracturing technology / V.A. Shcherba, A.O. Sergeev // New directions in oil and gas geology and geochemistry. Development of geological exploration: Collection of scientific articles (November 24–26, 2017, Perm). – Perm : Perm State National Research University, 2017. – Vol. 7. – P. 403–409.
34. Use of tracers to determine hydraulic fracturing parameters / N.R. Yarkeeva, E.A. Nasyrov, E.R. Gazizova, D.A. Fedorin, R.R. Khaidarshin // Problems of collection, preparation and transport of oil and petroleum products. – 2020. – № 2(124). – P. 42–51.
35. Use of tracers to determine hydraulic fracturing parameters / N.R. Yarkeeva, E.A. Nasyrov, E.R. Gazizova, D.A. Fedorin, R.R. Khaidarshin // Petroleum engineer. – 2020. – № 4. – P. 11–16.