

DOI: 10.17122/ntj-oil-2020-2-42-51

УДК 550.8.056

Н.Р. Яркеева, Э.А. Насыров, Э.Р. Газизова, Д.А. Федорин, Р.Р. Хайдаршин

(Уфимский государственный нефтяной технический университет,

г. Уфа, Российская Федерация)

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ТРАССЕРОВ ДЛЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ПАРАМЕТРОВ ГИДРОРАЗРЫВА ПЛАСТА

Natalya R. Yarkееva, Emil A. Nasyrov, Elvina R. Gazizova, Denis A. Fedorin,
Rustem R. Khaydarshin (Ufa State Petroleum Technological University,
Ufa, Russian Federation)

USE OF TRACERS FOR DETERMINATION OF HYDRAULIC FRACTURING PARAMETERS

Введение

В настоящее время проведение многостадийного гидроразрыва пласта (МГРП) является одной из наиболее часто применяемых технологий по интенсификации добычи. Традиционные технологии проведения геофизических работ на горизонтальных стволах связаны с дорогими, трудоемкими и рискованными работами по спуску геофизических приборов в ствол скважины. Решить проблему диагностики притоков в горизонтальных скважинах после МГРП позволяют трассерные исследования.

Технология с использованием трассерных тестов применяется на скважинах, в которых планируется проведение гидроразрыва пласта (ГРП) на нескольких интервалах одного или нескольких геологических объектов с целью мониторинга и оценки потенциала работы каждого интервала как в вертикальных скважинах, так и в горизонтальных стволах с применением всех технологий МГРП: ISO-Jet, CobraFrac, Mongoose, BioBalls, МГРП с селективным пакером,

Background

Currently, multistage hydraulic fracturing is one of the most commonly used technologies for stimulating production. Traditional technologies for conducting geophysical work on horizontal shafts are associated with expensive, time-consuming and risky work on lowering geophysical instruments into the wellbore. To solve the problem of diagnosing inflows in horizontal wells after multi-stage hydraulic fracturing, tracer studies allow.

The technology using tracer tests in hydraulic fracturing is used in wells where hydraulic fracturing is planned at several intervals of one or several geological objects in order to monitor and evaluate the potential of each interval, both in vertical wells and in horizontal wells using all technologies. Multistage fracturing: ISO-Jet, CobraFrac, Mongoose, BioBalls, multistage fracturing with selective packer, multistage fracturing with various underground arrangements in versions with saddles or burst couplings, multistage fracturing on coiled tubing.

МГРП с различными подземными компоновками в исполнении с седлами или разрывными муфтами, МГРП на гибких насосно-компрессорных трубах.

В качестве трассеров при проведении исследований применяются опробованные на практике водорастворимые и нефтерастворимые химические реагенты, не сорбирующиеся или минимально сорбирующиеся горной породой. Необходимо, чтобы они обладали способностью преимущественного избирательного проникновения в пластовую жидкость только той породы, что и их гидродинамический носитель.

Цели и задачи

Определить основные параметры ГРП с использованием трассеров в процессе исследования скважин. Задачами являются вычисление производительности фрак-портов ГРП и определение их обводненности.

Результаты

На основании промысловых данных произведена диагностика притоков жидкости в конкретных интервалах проведения ГРП, определена обводненность пропластков и выявлена тенденции к обводнению рассматриваемых горизонтов, вычислена производительность фрак-портов МГРП, а также построены графики эксплуатации исследуемой скважины.

The method of obtaining hydraulic fracturing parameters using labeled reagents (tracers) is poorly understood and not fully disclosed. However, the information that tracer studies suggest is quite large, and the data obtained in the course of such studies have a low error.

As tracers during research, water-soluble and oil-soluble chemicals tested in practice are used, which are not sorbed or minimally sorbed by rock. It is necessary that they possess the ability of preferential selective penetration into the reservoir fluid of only the same breed as their hydrodynamic carrier.

Aims and Objectives

To determine the main parameters of hydraulic fracturing using tracers in the process of well research. The tasks are to calculate the productivity of frac ports and determine their water cut.

Results

On the basis of field data, fluid inflows were diagnosed at specific hydraulic fracturing intervals, determining the water cut of the interlayers and identifying the tendency to watering the horizons under consideration, calculating the productivity of hydraulic fracturing fractions, as well as plotting the exploitation wells for operation.

Ключевые слова: трассерные исследования; гидроразрыв пласта; скважина; интенсификация добычи нефти

Key words: tracer studies; hydraulic fracturing; well; oil recovery; intensification of oil production

Проведение многостадийного гидроразрыва пласта (МГРП) является одной из наиболее часто применяемых технологий по интенсификации добычи [1-3]. При реализации данной технологии важно корректно оценивать эффективность проведения МГРП на горизонтальных стволах, получать информацию о работе отдельных ступеней, в том числе по обводненности отдельных ступеней и соответственно о необходимости проведения работ по изоляции водопритока.

Традиционные технологии проведения геофизических работ на горизонтальных

стволах связаны с дорогими, трудоемкими и рискованными работами по спуску геофизических приборов в ствол скважины [4].

Решить проблему диагностики притоков в горизонтальных скважинах после МГРП позволяют трассерные исследования.

Реализация трассерных исследований производится путем применения «меченого» пропанта (т.е. пропанта, который можно идентифицировать после прохождения им определенных фильтрационных каналов). На сегодняшний день используют большое количество индикаторных веществ (трассеров), в

том числе применяется пропант с покрытием TraceRCP [5].

Проблема определения направлений движения динамических трещин в процессе гидроразрыва пласта (ГРП), диагностики притоков в интервалах проведения гидроразрыва, а также обводнения этих интервалов является достаточно актуальной в практике проведения интенсификации добычи нефти.

Целью данной статьи является изучение вопроса трассерной индикации, направленной на решение данного ряда проблем, а также анализ проведения трассерного исследования на скважине № 12Г Нонг-Еганского месторождения.

Технология трассерных исследований позволяет получить информацию в течение года на рабочих режимах работы скважины, без остановки добычи, с разовыми затратами на пропант

С целью оценки потенциала работы каждого интервала в горизонтальных скважинах, в которых планируется проведение ГРП, используют трассерные тесты, которые могут быть использованы как в вертикальных скважинах, так и в горизонтальных стволах с применением всех технологий МГРП: МГРП с селективным пакером, CobraFrac, BioBalls, ISO-Jet, Mangoose, МГРП с различными подземными компоновками в исполнении с седлами или разрывными муфтами [6].

Трассерная индикация, применяемая непосредственно при МГРП, позволяет решить множество задач:

- оценка профиля притока скважины после ГРП;
- оценка вклада каждой отдельной ступени по воде и нефти отдельно;
- анализ потенциального долгосрочного извлечения флюида;
- анализ взаимного влияния соседних скважин.

Теоретическая основа метода опирается на явление молекулярной диффузии, приводящей к постепенному смешиванию введенной в пласт меченой воды и пластовых флюидов.

Физика процесса диффузии при трассерных исследованиях заключается в перераспределении некоторого количества мече-

ного пропанта в двух типах поровых каналов [7]. Проницаемость блоков матрицы горной породы существенно ниже проницаемости трещин (если речь идет о порово-трещинном коллекторе). Эта особенность предполагает движение жидкости, содержащей индикатор, только в трещинах, а также во вторичных пустотах и эффективном объеме порового пространства. Диффузионные процессы и механическое перемешивание в порах горной породы приводят к выравниванию содержания меченого пропанта по объему, занимаемому пластовой жидкостью и жидкостью, содержащей индикаторные элементы.

Физический принцип работы предполагает вымывание водой и нефтью трассерных индикаторов, индивидуальных для каждой ступени ГРП.

Трассер - это химически стойкий, очень твердый, полимерный шарик диаметром около 1 мкм, содержащий частицы люминофора.

В качестве трассеров при проведении исследований применяются опробованные на практике водорастворимые и нефтерастворимые химические реагенты, не сорбирующиеся или минимально сорбирующиеся горной породой. Необходимо, чтобы они обладали способностью преимущественного избирательного проникновения в пластовую жидкость только той же породы, что и их гидродинамический носитель [8].

Водорастворимые трассеры подразделяются на две группы:

1. флуоресцентные: флуоресцеин натрия; динатриевая соль эозина;
2. ионные: роданистый аммоний, натрий; карбамид, мочевины; нитрат натрия, аммония; тиокарбамид; динатрийфосфат.

В качестве нефтерастворимых трассеров применяют:

1. Бутанол-1;
2. 2-метилпропанол-1.

Принцип количественного и качественного определения состава притока заключается в следующем: имеется 5 трассеров разных цветов, одинаковые для воды и нефти, каждый вымытый трассер попадает в одну из сред - воду или нефть, поэтому в воде и нефти образуется разный набор одних и тех же трассеров. Возможность использования

одних и тех же трассеров в воде и нефти связана с тем, что трассер, попадая в одну из фаз (нефть или воду) многофазной системы, остается в ней, потому что энергетически не может преодолеть границу раздела фаз. Это обусловлено малой массой трассера из-за его размеров (около 1 мкм) и плотности ($1,3 \text{ г/см}^3$).

Целью работ также является диагностика притоков на каждой стадии после МГРП в горизонтальной скважине отдельно по нефти и воде, для получения данных по притокам подсчитывается относительная доля в общем количестве трассеров в воде и нефти отдельно. Эта доля отражает долю воды или нефти, полученной из конкретной трещины, в общем дебите скважины, а значит и количество или приток по каждой трещине по воде и по нефти. В анализе используется люминесцентная микроскопия по специальной методике.

Однако трассерные исследования могут проводиться лишь при МГРП с числом стадий, не превышающем 5, а также при пластовой температурой, не превышающей $130 \text{ }^\circ\text{C}$.

Рассмотрим проведение данных исследований в условиях, удовлетворяющих данным критериям применимости.

В каждый интервал на заключительных стадиях МГРП закачивается до 15 т меченого пропанта, покрытого флуоресцентным нерадиоактивным растворимым полимером.

После запуска скважины в работу осуществляется отбор проб и анализ их в лаборатории.

Точность диагностики с использованием трассеров притока составляет $\pm 1 \%$. Данные, полученные геофизическими исследованиями по скважине № 12Г Нонг-Еганского месторождения, проведенными после остановки добычи, совпадают с данными Геосплит по качественным характеристикам. В каждой ступени определены притоки «вода + нефть», которые отличаются количественно, что можно объяснить различными режимами проведения испытаний.

Методология исследования характеристик коллектора по притоку жидкости в прискважинном пространстве с использованием трассировани, основана на создании «стационарного» источника распространения метки в призабойной зоне конкретной добывающей скважины.

При этом определяются фильтрационно-емкостные параметры участка коллектора: производительность, объем горной породы, коэффициент нефтеводоизвлечения.

При применении метода стационарного источника в процессе МГРП наряду с вышеперечисленными характеристиками определяется «количественный» вклад каждого фрак-порта или перфорированного интервала в дебит жидкости данной скважины (рисунок 1).

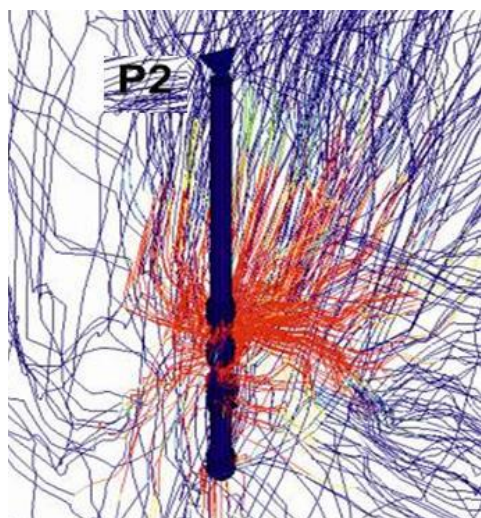


Рисунок 1. Положение линий тока меченой воды в околоскважинном пространстве

Для определения достоверных значений параметров коллектора в результате трассерного теста необходимо уделять особое внимание следующим основным количественным характеристикам меченого раствора:

1. оптимальный объем меченой жидкости для ввода в пласт должен составлять в зависимости от минимально определяемой концентрации и геологических характеристик пласта от 5 до 8 м³ раствора;
2. время диффузионного переноса индикатора в пористых средах должно составлять 0,5-5 сут;
3. концентрация трассера в объеме закачиваемой воды должна быть в пределах 2-125 г/л в зависимости от применяемой марки;
4. длительность отбора проб должна обеспечивать получение наиболее объективных данных о работе каждого интервала и составляет 30-40 сут.

В таблице 1 приведены исходные данные трассерных исследований, необходимые для проведения интерпретации.

Флуоресцентные трассеры относятся к группе люминофоров, метод их количественного определения в попутно-добываемых водах основан на измерении люминесценции раствора в определенном диапазоне длин волн.

Технология детектирования флуоресцентных трассеров в добываемой продукции заключается в определении текущей концентрации индикатора, которую производят на приборе «Флюорат-02 Панорама», позволяющем получать максимально точные результаты и проводить проверку каждого выполненного замера с использованием специального программного обеспечения [9].

Ионные трассеры представляют собой кристаллические бесцветные неорганические вещества. Количественное измерение ионных индикаторов основано на измерении оптической плотности получаемых в результате фотоколориметрических реакций растворов. В качестве анализатора используют фотоэлектрический колориметр типа «КФК-5М», позволяющий производить замеры относительно «холостой пробы».

В основе количественного измерения органических индикаторов заложено определение площади хроматографического пика при дозировании вещества в испарительную колонку хроматографа по времени его задержки.

Для обнаружения нефтерастворимых маркеров необходимо проведение специальной пробоподготовки, в результате которой должно обеспечиваться выполнение селективной экстракции трассера из нефти и концентрирования маркера для газохроматографического анализа с заданной чувствительностью определения. В качестве анализатора используют газовые и жидкостные хроматографы типа «Кристалл» и «ЦветЯуз» [10].

Для интерпретации результатов исследований используют наблюдения за изменением концентрации индикатора в пласте и расчетные зависимости теории метода «стационарного» источника. В процессе интерпретации также обрабатываются конечные участки кривых содержания трассера в призабойной зоне скважины, характеризующие стационарную фазу процесса массообмена. После этого делается вывод об интенсивности притока жидкости из каждой стадии отдельно, при этом определяются трендовые составляющие, характеризующие три основные формы кривых выноса трассера, и далее, при сравнении с фактическими графиками, делаются выводы о работе каждого фракпорта (интервала перфорации). Характер изменения основных форм кривых, выражающихся в распределении текущей концентрации отбираемого трассера в период наблюдения, соответствует определенной скорости притока.

Результаты интерпретации трассерных исследований для скважины № 12Г Нонг-Еганского месторождения приведены в таблице 2.

Анализируя результаты проведения расчетов фильтрационно-емкостных характеристик, можно увидеть, что с увеличением производительности фракпорта масса вынесенного трассера увеличивается. Увеличение массы меченых частиц говорит об увеличении доли проникнувшего трассера в фильтрационный поток жидкости.

Таблица 1. Пример программы работ по трассерным тестам при ГРП на скважине № 12Г Нонг-Еганского месторождения

Стадии ГРП	Планируемое количество портов, м	Трассер	Масса зачекки, кг	Объем меченой жидкости, м ³	Дата зачекки	Дата запуска (ВНР) в работу скважины
I	Порт 1 (4157 м)	Тиоцианат натрия	500	5	08.09.2018	11.09.2018
II	Порт 2 (4035 м)	Карбамид	1000	8	08.09.2018	-
III	Порт 3 (3845 м)	Флуоресцеин натрия	20	5	09.09.2018	-
IV	Порт 4 (3720 м)	Тиокарбамид	1000	7	09.09.2018	-

Таблица 2. Зависимость массового выноса трассера от производительности интервала. Пример результатов расчета фильтрационно-емкостных характеристик

Стадии ГРП	Порт, м	Масса вынесенного трассера, кг	Количество закачанного индикатора, кг	Объем каналов, замещенных меченой жидкостью, м ³	Расчетный коэффициент извлечения меченой жидкости, ед.	Величина удельной пористости объема канала, м ² /м ³	Условная производительность флекпорта*, м ³ /сут
I	Порт 1 (4157 м)	252,4	500	3079	0,10	131465	106
II	Порт 2 (4035 м)	403,3	1000	9821	0,20	153920	340
III	Порт 3 (3845 м)	1,7	20	1029	0,01	17737	36
IV	Порт 4 (3720 м)	110,2	1000	1150,9	0,09	15361	46

* - плотность нефти 0,821 кг/м³

В дальнейшем после проведения за- качки трассерных индикаторов в процессе проведения ГРП на скважине 12Г произ- водился отбор проб в течение первых 3-х дней - с периодичностью 3 раза в сутки, в последу- ющие 5 дней - 1 раз в сутки, затем - 1 раз в 2 дня и после - 1 раз в месяц.

В таблице 3 приведены результаты ин- терпретации исследования скважины № 12Г методом стационарного источника.

В таблице 3 отражены дебиты отдель- ных интервалов как по нефти, так и по воде, полученные путем определения объемной доли трассера для различных фрак-портов.

Фактические данные работы скважины при выходе на режим (ВНР) не дают точной характеристики работы каждого пропластка, как следует из таблицы 3.

Анализируя результаты интерпретации трассерных исследований можно выявить не- которые закономерности.

Во-первых, второй интервал с самой высокой условной производительностью имеет не самые высокие значения дебитов.

Во-вторых, фрак-порт № 4, имеющий достаточно низкую производительность, дает самый высокий дебит, однако имеет на начальных стадиях высокую обводненность.

В-третьих, наблюдается тенденция уменьшения обводнения продукции после проведения МГРП до октября 2018 г.

В дальнейшем обводненность начинает расти, и, как видно из таблицы 3, происходит это из-за обводнения первого интервала.

Для наглядности представим графики изменения дебитов нефти и воды поинтер- вально (рисунки 2, 3).

Таблица 3. Результаты интерпретации исследования методом стационарного источника

Фактические данные ВНР					Результаты интерпретации										
№	Дата	$Q_{жс}$, м ³ /сут	$Q_{вн}$, м ³ /сут	$Q_{нн}$, т/сут	Обводнен- ность V, %	Дебит по нефти, т/сут					Дебит по воде, м ³ /сут				
						Всего	1	2	3	4	Всего	1	2	3	4
1	11.09	74	70,3	3,0	100	0	0	0	0	0	74	15,1	17,3	19,2	22,3
2	11.09	74	70,3	3,0	100	0	0	0	0	0	74	15,5	17,5	17,5	23,5
3	11.09	74	70,3	3,0	100	0	0	0	0	0	74	16,8	17,5	15,3	24,4
4	12.09	74	61,4	10,3	98	1,5	0,4	0,4	0,3	0,5	72	17,7	17,1	13,5	23,9
5	12.09	74	61,4	10,3	96	2,2	0,5	0,5	0,4	0,7	71	18,5	16,3	11,4	25,0
6	12.09	74	61,4	10,3	76	14,9	4,1	3,2	2,1	5,6	56	15,0	12,8	8,4	20,5
7	13.09	78	58,5	16,0	77	14,9	4,1	3,2	5,1	3,6	60	16,3	12,9	8,3	22,4
8	13.09	78	58,5	16,0	70	19,2	5,3	4,0	2,6	7,3	55	15,1	11,2	7,3	20,9
9	13.09	78	58,5	16,0	70	19,2	5,3	3,9	2,6	7,4	55	15,1	11,2	7,4	20,9
10	14.09	73	52,6	16,8	70	18,0	5,0	4,0	2,7	6,3	51	14,4	10,8	6,4	19,5
11	15.09	73	51,1	18,0	69	18,6	4,8	4,8	2,9	6,1	50	13,3	12,1	8,0	16,9
12	16.09	74	42,2	26,1	54	27,9	7,0	8,6	4,9	7,5	40	11,0	9,6	7,7	11,8
13	17.09	73	43,1	24,6	60	23,7	6,2	6,8	4,9	5,8	44	12,5	9,9	9,9	11,7
14	18.09	79	50,6	23,3	57	27,7	9,4	5,6	6,2	6,5	45	14,0	9,6	10,6	11,0
15	20.09	78	47,6	25,0	53	30,0	11,0	6,0	6,4	6,6	41	13,5	8,8	9,4	9,7
16	22.09	75	36,8	31,4	24	46,7	16,0	9,5	9,3	11,9	18	5,4	3,9	3,9	4,9
17	24.09	74	26,6	38,9	61	23,4	8,4	4,3	4,3	6,4	45	15,8	10,7	8,3	10,7
18	11.10	64	15,4	39,9	10	47,3	15,9	8,3	8,6	14,4	6	2,2	1,5	1,2	1,5
19	17.12	58	21,5	30,0	19	38,7	12,1	6,3	7,4	12,8	11	3,3	2,6	2,2	2,8

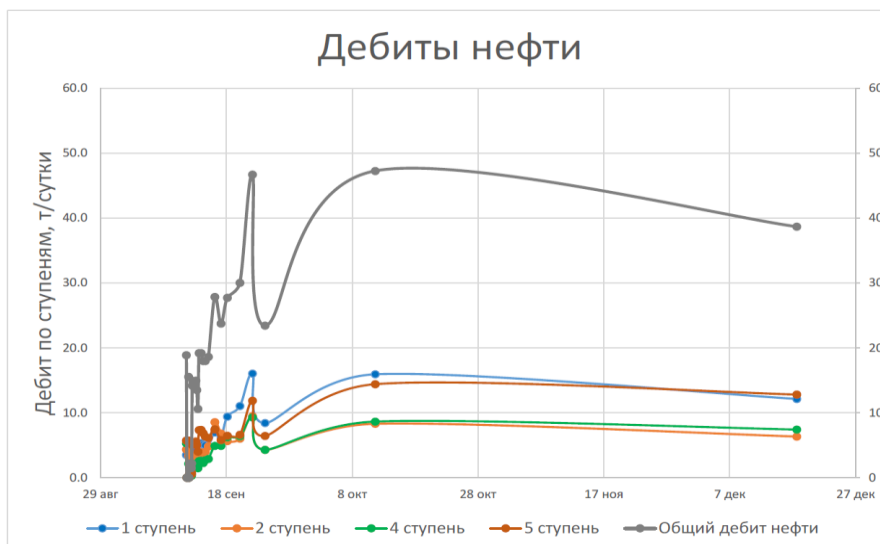


Рисунок 2. Изменение дебитов нефти

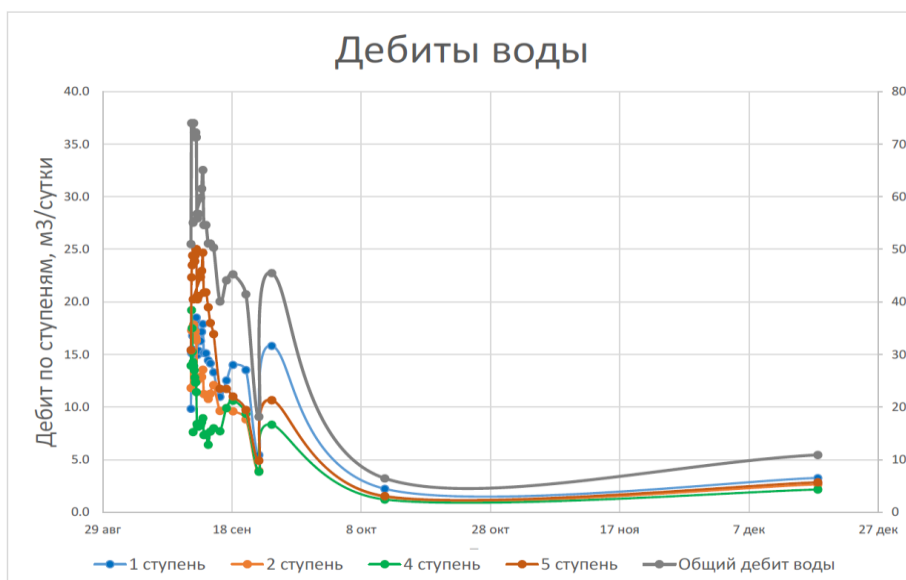


Рисунок 3. Изменение дебитов воды

Выводы

1. Диагностированы притоки в интервалах проведения гидроразрыва.
2. Определена обводненность пропластков, а также выявлена тенденция к обводнению этих пропластков.
3. Определена удельная производительность фрак-портов, на которых был осуществлен МГРП.
4. Построены графики изменения показателей эксплуатации скважины во времени, позволяющие диагностировать дальнейшее обводнение определенных фрак-портов.

Список литературы

1. Верховцев П.Н., Елесин М.В., Исламгалиев Р.Ф. Опыт проведения многостадийного гидроразрыва пласта в горизонтальных скважинах ОАО «РН-Няганьнефтегаз» // Научно-технический вестник «НК «Роснефть». 2014. № 2. С. 19-22.
2. Бархатов Э.А., Яркеева Н.Р. Эффективность применения многозонного гидроразрыва пласта в горизонтальных скважинах // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. 2017. Т. 328. № 10. С. 50-58.
3. Яркеева Н.Р., Хазиев А.М. Применение гидроразрыва пласта для интенсификации притока нефти в скважинах // Нефтегазовое дело. 2018. Т. 16. № 5. С. 30-36. DOI: 10.17122/ngdelo-2018-5-30-36.
4. Морозов О.Н., Андриянов М.А., Колода А.В., Мухаметшин И.Р., Нухаев М.Т., Прусаков А.В. Опыт внедрения индикаторов притока на Приразломном месторождении для исследования горизонтальных добывающих скважин // Экспозиция Нефть Газ. 2017. № 7 (60). С. 24-29.
5. Конев Д.А. Исследование нефтяных пластов с помощью индикаторного метода // Современные наукоемкие технологии. 2014. № 7. С. 23-26. URL: <http://top-technologies.ru/ru/article/view?id=34283> (дата обращения: 05.01.2020).
6. Chen Z., Liao X., Zhao X., Zhu L., Liu H. Performance of Multiple Fractured Horizontal Wells with Consideration of Pressure Drop within Wellbore // Journal of Petroleum Science and Engineering. 2016. Vol. 146. P. 677-693. DOI: 10.1016/j.petrol.2016.07.009.
7. Raghavan R., Chen C. Fractional Diffusion in Rocks Produced by Horizontal Wells with Multiple, Transverse Hydraulic Fractures of Finite Conductivity // Journal of Petroleum Science and Engineering. 2013. Vol. 109. P. 133-143.
8. Clarkson C.R., Qanbari F., Williams-Kovacs J.D. Semi-Analytical Model for Matching Flowback and Early-Time Production of Multi-Fractured Horizontal Tight Oil Wells // Journal of Unconventional Oil and Gas Resources. 2016. Vol. 15. P. 134-145. DOI: 10.1016/j.juogr.2016.07.002.
9. Басова Е.М., Иванов В.М., Апендеева О.К. Возможности спектрофлуориметра «Флюорат-02-Панорама» в анализе смеси флуоресцентных красителей // Вестник Московского университета. Серия 2: Химия. 2014. Т. 55. № 5. С. 281-295.
10. Кузнецов М.И., Чернокожев Д.А. Количественная оценка проводимости разломов нефтяных пластов по результатам индикаторных исследований // Каротажник. 2014. № 12 (246). С. 36-42.

References

1. Verkhovtsev P.N., Elesin M.V., Islamgaliev R.F. Opyt provedeniya mnogostadiinogo gidrorazryva plasta v gorizonta'nykh skvazhinakh ОАО «RN-Nyagan'neftegaz» [Experience in Conducting Multi-Stage Hydraulic Fracturing in Horizontal Wells of RN-Nyaganneftegaz OJSC]. *Nauchno-tekhnicheskii vestnik «NK «Rosneft» - Scientific and Technical Bulletin of «Rosneft»*, 2014, No. 2, pp. 19-22. [in Russian].
2. Barkhatov E.A., Yarkeeva N.R. Effektivnost' primeneniya mnogozonnoho gidrorazryva plasta v gorizonta'nykh skvazhinakh [The Efficiency of Multi-zone Hydraulic Fracturing in Horizontal Well]. *Izvestiya Tomskogo politekhnicheskogo universiteta. Inzhiniring georesursov - Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2017, Vol. 328, No. 10, pp. 50-58. [in Russian].
3. Yarkeeva N.R., Khaziev A.M. Primenenie gidrorazryva plasta dlya intensivatsii pritoka nefti v skvazhinakh [Application of Hydraulic Fracturing for Intensifying Oil Flow in Wells]. *Neftgazovoe delo - Petroleum Engineering*, 2018, Vol. 16, No. 5, pp. 30-36. DOI: 10.17122/ngdelo-2018-5-30-36. [in Russian].
4. Morozov O.N., Andriyanov M.A., Koloda A.V., Mukhametshin I.R., Nukhaev M.T., Prusakov A.V. Opyt vnedreniya indikatorov pritoka na Prirazlomnom mestorozhdenii dlya issledovaniya gorizonta'nykh dobyvayushchikh skvazhin [Use of Intelligent Tracer Technology for Inflow Monitoring in Horizontal Producers of the Prirazlomnoye Oilfield]. *Ekspozitsiya Neft' Gaz - Exposition Oil Gas*, 2017, No. 7 (60), pp. 24-29. [in Russian].
5. Konev D.A. Issledovanie neftyanykh plastov s pomoshch'yu indikatornogo metoda [Study of Oil Reservoirs Using the Indicator Method]. *Sovremennye naukoemkie tekhnologii - Modern High Technologies*, 2014, No. 7, pp. 23-26. Available at: <http://top-technologies.ru/ru/article/view?id=34283> (accessed 05.01.2020). [in Russian].
6. Chen Z., Liao X., Zhao X., Zhu L., Liu H. Performance of Multiple Fractured Horizontal Wells with Consideration of Pressure Drop within Wellbore. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2016, Vol. 146, pp. 677-693. DOI: 10.1016/j.petrol.2016.07.009.
7. Raghavan R., Chen C. Fractional Diffusion in Rocks Produced by Horizontal Wells with Multiple, Transverse Hydraulic Fractures of Finite Conductivity. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2013, Vol. 109, pp. 133-143.
8. Clarkson C.R., Qanbari F., Williams-Kovacs J.D. Semi-Analytical Model for Matching Flowback and Early-Time Production of Multi-Fractured Horizontal Tight Oil Wells. *Journal of Unconventional Oil and Gas Resources*, 2016, Vol. 15, pp. 134-145. DOI: 10.1016/j.juogr.2016.07.002.
9. Basova E.M., Ivanov V.M., Apendeeva O.K. Vozmozhnosti spektrofluorimetra «Flyuorat-02-Panorama» v analize smesi fluoretsentnykh krasitelei [Capability of Flyuorat-02-Panorama Spectrofluorimeter to Analyze Fluorescent Dye Mixtures]. *Vestnik Moskovskogo universiteta. Seriya 2: Khimiya - Moscow University Chemistry Bulletin*, 2014, Vol. 55, No. 5, pp. 281-295. [in Russian].
10. Kuznetsov M.I., Chernokozhev D.A. Kolich-

estvennaya otsenka provodimosti razlomov neftnyanykh plastov po rezul'tatam indikatornykh issledovaniy [Quantitative Evaluation of Permeability in Oil Formation Faults from Indicator Surveys]. *Karotazhnik - Karotazhnik*, 2014, No. 12 (246), pp. 36-42. [in Russian].

Авторы

• Яркеева Наталья Расатовна, канд. техн. наук
Уфимский государственный нефтяной
технический университет
Доцент кафедры «Разработка и эксплуатация
нефтяных и и газонефтяных месторождений»
Российская Федерация, 450064, г. Уфа,
ул. Космонавтов, 1
e-mail: yarkeevan@yandex.ru

• Насыров Эмиль Айратович
Уфимский государственный нефтяной
технический университет
Студент кафедры «Разработка
и эксплуатация нефтяных и и газонефтяных
месторождений»
Российская Федерация, 450064, г. Уфа,
ул. Космонавтов, 1
e-mail: nasyrov77_e@icloud.com

• Газизова Эльвина Рустамовна
Уфимский государственный нефтяной
технический университет
Студент кафедры «Разработка
и эксплуатация нефтяных и и газонефтяных
месторождений»
Российская Федерация, 450064, г. Уфа,
ул. Космонавтов, 1
e-mail: gazizowa.elwina@yandex.ru

• Федорин Денис Андреевич
Уфимский государственный нефтяной
технический университет
Студент кафедры «Разработка
и эксплуатация нефтяных и и газонефтяных
месторождений»
Российская Федерация, 450064, г. Уфа,
ул. Космонавтов, 1
e-mail: fedorin.denis.1@yandex.ru

• Хайдаршин Рустэм Равильевич
Уфимский государственный нефтяной
технический университет
Студент кафедры «Разработка
и эксплуатация нефтяных и и газонефтяных
месторождений»
Российская Федерация, 450064, г. Уфа,
ул. Космонавтов, 1
e-mail: rustemhaidarshin@mail.ru

The Authors

• Yarkeeva Natalya R., Candidate of Engineering
Sciences
Ufa State Petroleum Technological University
Assistant Professor of Development and Exploitation
of Oil and Gas Fields Department
1, Kosmonavtov str., Ufa, 450064,
Russian Federation
e-mail: yarkeevan@yandex.ru

• Nasyrov Emil A.
Ufa State Petroleum Technological University
Student of Development
and Exploitation of Oil and Gas Fields
Department
1, Kosmonavtov str., Ufa, 450064,
Russian Federation
e-mail: nasyrov77_e@icloud.com

• Gazizova Elvina R.
Ufa State Petroleum Technological University
Student of Development
and Exploitation of Oil and Gas Fields
Department
1, Kosmonavtov str., Ufa, 450064,
Russian Federation
e-mail: gazizowa.elwina@yandex.ru

• Fedorin Denis A.
Ufa State Petroleum Technological University
Student of Development
and Exploitation of Oil and Gas Fields
Department
1, Kosmonavtov str., Ufa, 450064,
Russian Federation
e-mail: fedorin.denis.1@yandex.ru

• Khaydarshin Rustem R.
Ufa State Petroleum Technological University
Student of Development
and Exploitation of Oil and Gas Fields
Department
1, Kosmonavtov str., Ufa, 450064,
Russian Federation
e-mail: rustemhaidarshin@mail.ru