

Обоснование применения комплексной технологии гидромониторного воздействия на призабойную зону пласта на месторождениях высоковязкой нефти

Рощин П.В.¹, Никитин А.В.¹, Смирнов Е.А.², Кожин В.Н.¹, Пчела К.В.¹, Киреев И.И.¹, Демин С.В.¹, Манасян А.Э.², Амиров А.А.², Воробьев С.В.³
¹ООО «СамараНИПИнефть», ²АО «Самаранефтегаз», ³ЧОУ ДПО «МИПО»
snipioil@samnipi.rosneft.ru

Аннотация

В публикации представлена информация об испытании и обосновании технологии гидромониторного воздействия кислотным составом с предварительной закачкой растворителя на месторождениях высоковязкой нефти с целью интенсификации добычи. Отмечены результаты применения технологии комплексной гидромониторной обработки (КГО) призабойной зоны пласта на пяти добывающих скважинах с нефтью повышенной и высокой вязкости АО «Самаранефтегаз». На момент публикации данной работы дополнительная добыча нефти от проведенных операций превысила 2 000 тонн. В работе приводится инфографика по увеличению количества скважин с высоковязкой нефтью на объектах АО «Самаранефтегаз» в Самарской области. Для объектов с нефтями повышенной и высокой вязкости АО «Самаранефтегаз» установлено, что предварительная закачка заранее выбранного углеводородного реагента-растворителя позволит значительно повысить эффект от кислотной обработки призабойной зоны пласта на месторождениях.

Материалы и методы

Обоснование и выбор химических реагентов на основании условий применения в карбонатных коллекторах с высоковязкими нефтями, применение гидромониторной насадки на НКТ, комплексное физико-химическое воздействие на призабойную зону пласта, анализ данных работы скважин.

Ключевые слова

комплексная гидромониторная обработка, интенсификация добычи, высоковязкая нефть, кислотная обработка, призабойная зона, трудноизвлекаемые запасы, борьба с осложнениями

Для цитирования

Рощин П.В., Никитин А.В., Смирнов Е.А., Кожин В.Н., Пчела К.В., Киреев И.И., Демин С.В., Манасян А.Э., Амиров А.А., Воробьев С.В. Обоснование применения комплексной технологии гидромониторного воздействия на призабойную зону пласта на месторождениях высоковязкой нефти // Экспозиция Нефть Газ. 2020. № 5. С. **–**. DOI: 10.24411/2076-6785-2020-10100

Поступила в редакцию: 10.09.2020

MINING

UDC 622.276 | Original Paper

Grounds to apply complex process of bottomhole hydro-jetting effect at the fields with heavy oil

Roschin P.V.¹, Nikitin A.V.¹, Smirnov E.A.², Kozhin V.N.¹, Pchela K.V.¹, Kireev I.I.¹, Demin S.V.¹, Manasyan A.E.², Amirov A.A.², Vorobyov S.V.³
¹“SamaraNIPIneft” LLC, ²“Samaraneftegas” JSC, ³“MIPO” CHOU DPO
snipioil@samnipi.rosneft.ru

Abstract

The paper provides the information on the grounds and tests the process of acid composition hydro-jetting effect with pre-injection of solvent at heavy oil fields with the purpose to stimulate production. The paper also contains the results of complex hydro-jetting (CHJ) BH treatment process at 5 producing wells of “Samaraneftegas” JSC with heavy oil. As of the day of this publication the incremental oil production exceeded 2 000 tons as a result of these operations. The authors provide the infographics on increasing the number of wells with heavy oil at the objects of “Samaraneftegas” JSC in Samara Region. For objects that contain heavy oil at the objects of “Samaraneftegas” JSC it was found that pre-injection of a pre-selected hydrocarbon reagent/solvent will significantly increase the effect of BH acid treatment at the oil fields.

Materials and methods:

Justification and selection of chemical reagents based on the conditions of use in carbonate reservoirs with heavy oils, the use of hydrojet nozzle on tubing, complex physicochemical treatment of the bottomhole formation zone, analysis of well performance data

Keywords

complex hydro-jetting treatment, production stimulation, heavy oil, acid treatment, bottomhole zone, hard-to-recover reserves, well complication control

For citation

Roschin P.V., Nikitin A.V., Smirnov E.A., Kozhin V.N., Pchela K.V., Kireev I.I., Demin S.V., Manasyan A.E., Amirov A.A., Vorobyov S.V. Grounds to apply complex process of bottomhole hydro-jetting effect at the fields with heavy oil. Exposition Oil Gas, 2020, issue 5, P. **–** (In Russ). DOI: 10.24411/2076-6785-2020-10100

Received: 10.09.2020

Ввиду истощения запасов легкой мало-вязкой нефти в традиционных коллекторах на территории старых нефтегазоносных провинций (например, Волго-Уральской), добывающие компании всё большее внимание уделяют восполнению запасов за счет вовлечения в разработку объектов с высоковязкими нефтями (ВВН), природными битумами, а также с низкопроницаемыми коллекторами. Хорошо развитая инфраструктура, наличие сети всесезонных дорог позволяют сократить расходы на разработку объектов с трудно-извлекаемыми запасами. Согласно отчету

Счетной палаты Российской Федерации, доля леготируемой добычи нефти будет стабильно увеличиваться и достигнет 90 % к 2036 г. [8]. Однако для получения существенного экономического эффекта на месторождениях с трудноизвлекаемыми запасами необходимы вложения в развитие эффективных технологий для всех этапов производственного процесса: от скважины и системы сбора и подготовки продукции до трубопроводного транспорта.

Наиболее сложной задачей является эффективное извлечение углеводородов из продуктивных пластов на объектах с трудноизвлекаемыми запасами. Например, высоковязкая нефть зачастую обладает выраженными неньютоновскими свойствами, затрудняющими ее добычу и транспортировку [3, 5, 10, 14, 16]. Кроме того, высокое содержание асфальтенов, смол и парафинов в составе высоковязкой нефти является основной причиной быстрого формирования асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО) в призабойной зоне пласта (ПЗП), внутрискважинном и наземном оборудовании, промысловых трубопроводах [15, 17, 18]. Низкая проницаемость породы призабойной зоны продуктивного пласта-коллектора также может являться причиной низких дебитов добывающих скважин, в том числе в сложных трещинно-поровых коллекторах [1, 2].

Целью данной работы является выбор и обоснование комплексной технологии воздействия на призабойную зону пласта на месторождениях высоковязкой нефти для интенсификации добычи. Значительный вклад в область изучения методов интенсификации добычи нефти внесли: А.А. Аббасов, В.А. Амиан, Г.И. Баренблатт, Ю.Е. Батурин, А.А. Боксерман, Г.Г. Вахитов, И.М. Галлямов, С.А. Жданов, Земцов Ю.В., Ибрагимов Л.Х., Мищенко И.Т.,

Мирзаджанзаде А.Х., Поддубный Ю.А., Рузин Л.М., Сергиенко В.Н., Сучков Б.М., Саттаров М.М., Блажевич В.А., Хисамутдинов Н.И., Ягафаров А.К. и др.

Одной из важнейших задач при эксплуатации добывающих скважин на месторождениях высоковязкой нефти является борьба с различными видами загрязнения призабойной зоны пласта. В процессе подготовки данной работы были собраны и проанализированы данные по осложнениям в процессе скважинной добычи нефти на объектах высоковязкой нефти АО «Самаранефтегаз» (рис. 1).

Установлено, что доля скважин, осложненных АСПО на объектах ВВН АО «Самаранефтегаз», возрастает. Таким образом, борьба с повреждением призабойной зоны продуктивного пласта АСПО также является актуальной задачей.

Для выбора и обоснования технологии интенсификации добычи высоковязкой нефти на месторождениях АО «Самаранефтегаз» были выдвинуты следующие критерии. Во-первых, при применении технологии должна происходить очистка призабойной зоны пласта добывающих скважин от примесей, органических и неорганических отложений [12]. Во-вторых, после проведения обработки должна увеличиваться проницаемость горной породы в призабойной зоне пласта для увеличения притока нефти. Кроме того, технология не должна быть дорогой и сложной по применению в условиях текущей ситуации на рынках энергоносителей.

Для интенсификации добычи легкой маловязкой нефти в АО «Самаранефтегаз» применяются различные виды обработок призабойной зоны пласта. Среди них высокую эффективность показала технология гидромониторного воздействия кислотными составами. Были проведены обработки скважин на таких объектах, как Кулешовское (пласты А0, С3-1), Покровское (пласт В3) месторождения. Успешность работ составила 100 %. В 2017 г. объем накопленной добычи нефти составил 2161 т на 1 скважину (10 805 т по 5 скважинам) [4].

ООО «СамараНИПИнефть» был рассмотрен положительный опыт применения гидромониторных обработок на объектах с легкой маловязкой нефтью. Однако проведенными лабораторными исследованиями было установлено, что обработка призабойной зоны пласта на объектах с высоковязкой нефтью

только кислотным составом может привести к осложнениям и ухудшению работы скважин ввиду образования стойких вязких эмульсий и органических отложений в прискважинной зоне.

Для объектов с высоковязкой нефтью АО «Самаранефтегаз» было установлено, что применение предварительно выбранного углеводородного реагента-растворителя позволяет очистить поверхность пор породы призабойной зоны пласта от органических отложений для обеспечения более полной реакции кислотного состава (КС), повысить эффективность освоения скважины после кислотной обработки (КО) за счет эффективного разделения эмульсии «кислотный состав – высоковязкая нефть» [9, 13]. Если флюиды совместимы друг с другом, то на поверхности сита при тестировании составов в лабораторных условиях не должно оставаться осадков. При добавлении подходящего реагента-растворителя такие проблемы не возникают (рис. 3). Для проведения работ подрядной организацией использовался реагент-растворитель, соответствующий требованиям ПАО НК «Роснефть».



Рис. 3. Влияние добавления углеводородного реагента-растворителя на эффективность разделения эмульсии «кислотный состав – нефть» (пример) [13]
Fig. 3. Effect of adding hydrocarbon reagent-solvent upon the separation efficiency of “acid composition – oil” emulsion (example) [13]

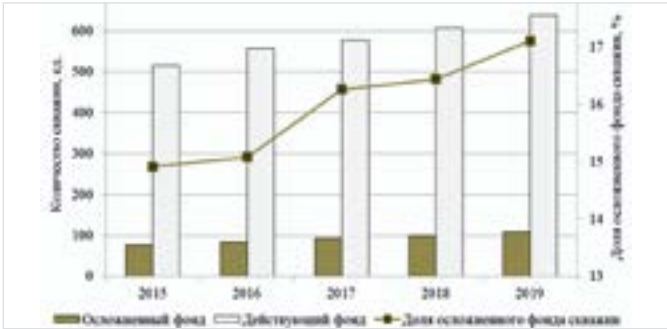


Рис. 1. Рост количества скважин на объектах с высоковязкой нефтью (> 30 мПа·с), осложненных АСПО в АО «Самаранефтегаз»
Fig. 1. Increase in number of wells at “Samaraneftegas” JSC facilities with heavy oil (> 30 mPa·s) complicated by asphaltene, resin and paraffin deposits

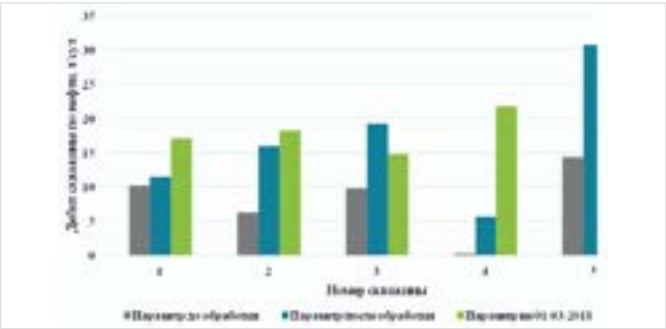


Рис. 2. Дебиты скважин по нефти до и после проведения гидромониторной обработки пласта кислотными составами на месторождениях маловязкой нефти АО «Самаранефтегаз» [4]
Fig. 2. Oil production by wells prior and after hydro-jetting reservoir treatment with acid compositions at low-viscosity oil fields of “Samaraneftegas” JSC [4]

На основе проведенных исследований был сформирован концепт технологии интенсификации добычи высоковязкой нефти с применением гидромониторного оборудования: последовательная закачка растворителя и КС через специальную насадку с последующим освоением скважины путем свабирования. Предложенная технология отвечает ряду указанных выше требований: возможность применения как для очистки призабойной зоны пласта, так и для повышения проницаемости пласта-коллектора; простота применения с использованием стандартной промышленной техники; невысокая стоимость проведения операции на скважине.

Гидромонитор представляет собой насадку для установки на насосно-компрессорные или гибкие насосно-компрессорные трубы (НКТ/ГНКТ), состоит из нескольких секций корпуса, в которых выполнены боковые отверстия под установку цилиндрических камер предварительного закручивания потока с тангенциальными входными каналами во втулке и мониторную камеру. Тангенциальные каналы камер имеют одинаковое направление. Камеры снабжены эжекционным узлом, выполненным в виде концевых сопел, направленных в сторону стенки скважины. При истечении жидкости через гидромониторную насадку также возникают пульсации потока. В процессе обработки призабойной зоны пласта с использованием насосных



Рис. 4. Демонстрация работы гидромонитора на дневной поверхности. Производится подача пресной воды с использованием насосного агрегата СИН-32
Fig. 4. Demonstration of hydro-jetting operation at the daytime surface. Fresh water is supplied by SIN-32 pumping unit

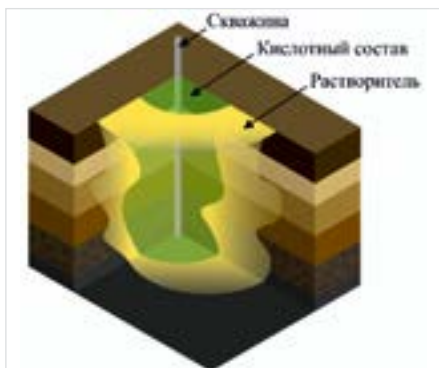


Рис. 5. Расположение оторочек растворителя и кислотного состава при их последовательной закачке в процессе проведения обработки призабойной зоны пласта с высоковязкой нефтью
Fig. 5. Location of solvent rims and acid composition during their sequential injection to treat bottomhole reservoir zone with heavy oil

агрегатов имеется возможность регулирования напорных характеристик и расхода с помощью устанавливаемых в корпус гидромонитора втулок с отверстиями различного проходного сечения и создания размывающей силы в диапазоне от 250 до 50 кН на 1 м² как при расходе в 12,2 л/с, так и при расходе в 18,3 л/с [4]. При этом создаваемое давление на забое скважины при обработке призабойной зоны пласта с использованием гидромонитора ниже, чем при обработке призабойной зоны (ОПЗ) со стандартной насадкой на НКТ типа «воронка», из-за потерь на гидравлическое сопротивление при истечении жидкости через гидромонитор.

Одним из преимуществ такого оборудования является отсутствие движущихся частей. В транспортном положении гидромониторная насадка укладывается в специальный кейс и может перевозиться любым видом транспорта. Масса оборудования при транспортировке – не более 26 кг.

В ряде работ отмечается, что воздействие на призабойную зону пласта волновыми технологиями оказывает положительный эффект на последующую добычу нефти [6, 7, 11, 16].

Комплексная гидромониторная обработка призабойной зоны продуктивного пласта, содержащего высоковязкую нефть, производится по следующим этапам:

1. Подготовительные работы – подъем насосного оборудования и промывка скважины.
2. Спуск гидромонитора на колонне НКТ до целевого перфорированного интервала.
3. Закачка оторочки углеводородного реагента-растворителя.
4. Закачка кислотного состава.
5. Продавка кислотного состава в пласт буферной жидкостью и подготовка к освоению скважины.
6. Освоение скважины, например, свабированием (возможно без подъема НКТ с гидромониторной насадкой).

На момент подготовки данной работы проведено 5 обработок на добывающих скважинах АО «Самаранефтегаз».

В январе 2020 г. была проведена обработка скважины, пробуренной на пласт МЧ5 Обошинского месторождения. Пласт представлен карбонатным коллектором, сложен известняками с редкими просло-

ями доломитов. Температура коллектора 14,24 °С, давление 6,3 МПа, нефтенасыщенная толщина составляет 2,5 м, проницаемость 0,037 мкм², пористость 0,2 д.ед. Плотность пластовой нефти 0,887 г/см³, давление насыщения нефти газом 0,82 МПа, газосодержание 5,93 м³/т, динамическая вязкость пластовой нефти 57,17 мПа·с. После ступенчатого разгазирования плотность нефти 0,892 г/см³, газосодержание 5,6 м³/т, объемный коэффициент 1,006, динамическая вязкость разгазированной нефти 61,91 мПа·с. Массовое содержание в нефти серы 2,66 %, смол 7,38 %, парафинов 3,7 %, асфальтенов 3,7 %.

В результате обработки среднесуточный прирост добычи составил 7,7 т/сутки по нефти. Обводненность скважинной продукции снизилась на 12,8 % (рис. 6).

Вторая обработка была проведена на Гнездинском месторождении. Пласт В1 представлен карбонатным коллектором с температурой 33 °С, пластовым давлением 14,22 МПа. Нефтенасыщенная толщина составляет 5,3 м, проницаемость 0,014 мкм², пористость 0,12 д.ед. Нефть пласта характеризуется следующими параметрами: плотность пластовой нефти – 895,0 кг/м³ (тяжелая), давление насыщения нефти газом – 3,02 МПа, газосодержание при однократном разгазировании – 10,2 м³/т, динамическая вязкость пластовой нефти при 33 °С – 42 мПа·с (высоковязкая). После расчета дифференциального разгазирования: плотность нефти составила 904,0 кг/м³ (битуминозная), газосодержание – 8,14 м³/т, объемный коэффициент – 1,021, динамическая вязкость разгазированной нефти – 176,54 мПа·с. Массовое содержание в нефти серы 3,77 %, смол 12 %, парафинов 4,4 %, асфальтенов 8 %.

По итогу обработки удалось получить прирост добычи 10,5 т/сутки по нефти. Обводненность скважинной продукции снизилась на 32,9 % и составила 14 % (рис. 7).

В феврале 2020 г. была проведена обработка скважины пласта В1, Якушкинского месторождения. Коллекторы пласта В1 представлены карбонатными породами: в основном органогенными известняками, в подошве плотными, пелитоморфными, трещиноватыми и редкими прослоями доломитов. Температура коллектора 26 °С, давление 21,4 МПа, нефтенасыщенная толщина составляет 9 м, проницаемость

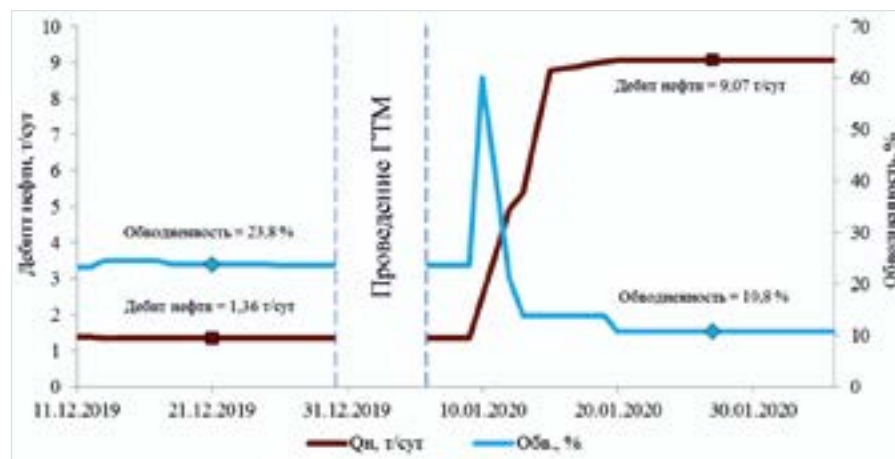


Рис. 6. Параметры работы скважины Обошинского месторождения (пласт МЧ5) до и после обработки
Fig. 6. Parameters of well operation at Oboshinskoye field (MCh5 deposit) prior to and after treatment

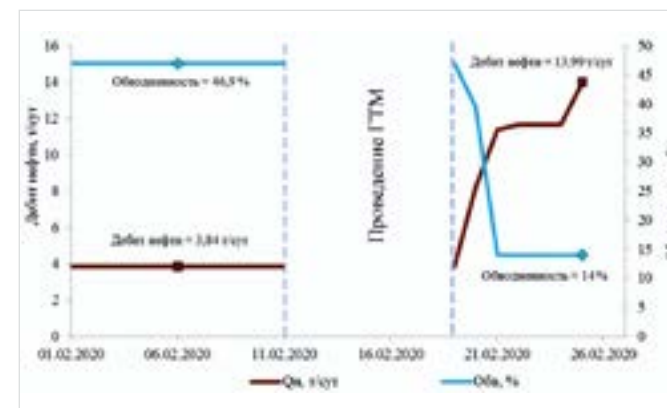


Рис. 7. Параметры работы скважины Гнездинского месторождения до и после обработки
Fig. 7. Parameters of well operation at Gnezdinskoye field prior to and after treatment

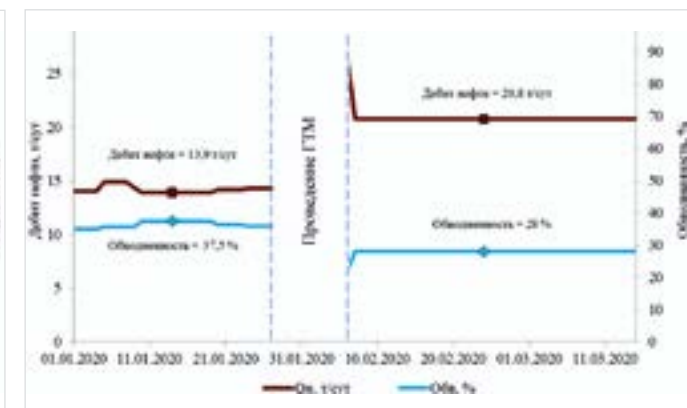


Рис. 8. Параметры работы скважины Якушкинского месторождения до и после обработки
Fig. 8. Parameters of well operation at Yakushkinskoye field prior to and after treatment

0,029 мкм², пористость 0,106 д. ед. Плотность пластовой нефти 0,877 г/см³, давление насыщения нефти газом 3,66 МПа, газосодержание 16,9 м³/т, динамическая вязкость пластовой нефти 21,4 мПа·с. После ступенчатого разгазирования плотность нефти 0,8904 г/см³, газосодержание 16,9 м³/т, объемный коэффициент 1,040, динамическая вязкость разгазированной нефти 71,28 мПа·с. По товарной характеристике нефть высокосернистая (массовое содержание серы 3,35 %), высокосмолистая (15,67 %), парафиновая (4,16 %).

В результате обработки удалось получить среднесуточный прирост добычи 6,9 т/сутки по нефти. Обводненность скважинной продукции снизилась до 28 % (рис. 8).

В апреле 2020 г. была проведена обработка скважины пласта Дл Карабикуловского месторождения. Продуктивный пласт представлен карбонатным коллектором, сложен известняками с редкими прослоями доломитов. Температура пласта 25 °С, пластовое давление 11,76 МПа, нефтенасыщенная толщина составляет 4,3 м, проницаемость 0,032 мкм², пористость 0,105 д.ед. Плотность нефти в пластовых условиях 0,891 г/см³, давление насыщения нефти газом 4,75 МПа, газосодержание 17,17 м³/т, динамическая вязкость пластовой нефти 51,98 мПа·с. После расчета дифференциального разгазирования плотность нефти составила 911,0 кг/м³ (битуминозная),

газосодержание – 14,59 м³/т, объемный коэффициент – 1,041. Динамическая вязкость разгазированной нефти – 116,41 мПа·с. Массовое содержание в нефти серы 2,7 %, смол и асфальтенов 16,38 %, парафинов 4,6 %.

В результате обработки удалось получить среднесуточный прирост добычи 4,87 т/сутки по нефти (рис. 9).

В мае 2020 г. была проведена обработка пласта АЗ Озеркинского месторождения. Залежь пласта АЗ приурочена к нижней части верейского горизонта, представлена известняками органогенными и органогенно-обломочными, трещиноватыми, иногда кавернозными, переслаивающимися с глинами и глинистыми известняками. Коллекторами нефти служат прослои пористых, проницаемых известняков. Температура пласта 20 °С, пластовое давление 12 МПа, нефтенасыщенная толщина составляет 4,1 м, проницаемость 0,258 мкм², пористость 0,14 д.ед. Плотность нефти в пластовых условиях 0,922 г/см³, давление насыщения нефти газом 1,83 МПа, газосодержание 2,24 м³/т, динамическая вязкость пластовой нефти 260,1 мПа·с. После дифференциального разгазирования при рабочих условиях сепарации плотность нефти составила 0,926 г/см³, газовый фактор – 2,24 м³/т, объемный коэффициент 1,007.

По товарной характеристике нефть высокосернистая (массовое содержание серы

– 3,24%), парафинистая (5,45 %), высокосмолистая (25,99 %). Температура застывания нефти: -14 °С.

Среднесуточный прирост добычи нефти после обработки составил 3 т/сутки (рис. 10).

В таблице 1 представлены краткие характеристики пластов-коллекторов, а также данные по дебитам добывающих скважин до и после комплексной гидромониторной обработки.

Как видно из представленных данных, наибольшая дополнительная добыча нефти (более 1000 т, с февраля по июнь 2020 г.) была получена на скважине, пробуренной на пласт В1 Гнездинского месторождения (таб. 1). Такое распределение дополнительной добычи нефти по скважинам также связано с графиком проведения ОПЗ.

Итоги

Предложенная и обоснованная технология комплексной гидромониторной обработки пласта показала свою эффективность на всех обработанных объектах с нефтью повышенной и высокой вязкости.

Выводы

1. Выполнен сбор и анализ данных по осложнениям в процессах скважинной добычи высоковязкой нефти АО «Самаранефтегаз». Установлено, что происходит постепенное

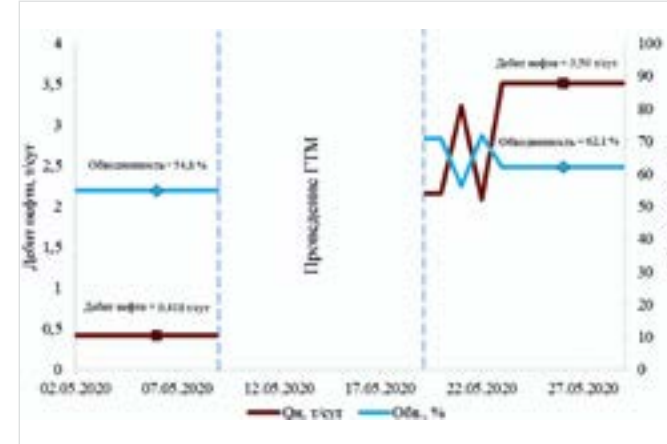


Рис. 9. Параметры работы скважины Карабикуловского месторождения до и после обработки
Fig. 9. Parameters of well operation at Karabikulovskoye field prior to and after treatment

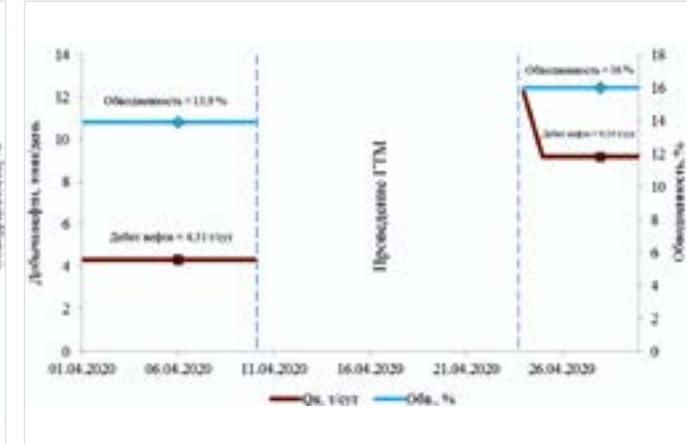


Рис. 10. Параметры работы скважины Озеркинского месторождения до и после обработки
Fig. 10. Parameters of well operation at Ozerkinskoye field prior to and after treatment

Таб 1. Объекты и результаты проведенных комплексных гидромониторных обработок ПЗП
 Tab. 1. Objects and Results of Complex BH Zone Hydro-Jetting Treatments

№	Дата	Месторождение	Пласт	Пласт. темп., °С	Вязкость в пласте усл., мПа·с	Прониц. пласта ·10 ⁻³ , мкм ²	Дебит скв. по нефти, т/сут		Накопленная доп. добыча по нефти, т. на начало июня, с начала 2020 г.
							до ГТМ	после	
1	01.2020	Обошинское	МЧ5	14	57,2	37	1,4	9,1	745,42
2	02.2020	Гнездинское	В1	33	42	14,5	3,8	13,9	1037,83
3	02.2020	Якушкинское	В1	26	21,4	8,7	14,26	20,76	155,62
4	04.2020	Карабикуловское	Дл	24,7	51,98	32	4,31	9,18	44,17
5	05.2020	Озеркинское	А3	20	260,1	258	0,419	3,5	53,9
Суммарная доп. добыча нефти с начала 2020 г., тонн									2036,94
Средняя текущая доп. добыча нефти на 1 скв., тонн									407,39



Рис. 11. Распределение дополнительной добычи нефти по обработанным добывающим скважинам
 Fig. 11. Distribution of incremental oil production by treated production wells

увеличение количества скважин на объектах с высоковязкой нефтью (>30 мПа·с), осложненных АСПО в АО «Самаранефтегаз». Таким образом, обоснована необходимость применения комплексных технологий интенсификации добычи высоковязкой нефти для одновременного удаления АСПО и воздействия на породу пласта-коллектора.

2. Согласно проведенным лабораторным испытаниям, установлено, что применение реагента-растворителя при кислотной обработке при закачке оторочкой позволяет предупредить осложнения в виде образования стойких кислых водонефтяных эмульсий, формирования АСПО в призабойной зоне пласта и улучшить взаимодействие кислотного состава с породой.

3. Проведенные комплексные гидромониторные обработки призабойной зоны пласта на месторождениях высоковязкой нефти и нефти повышенной вязкости растворителем и кислотным составом позволили получить среднюю дополнительную добычу по нефти более 400 тонн на одну скважину за 6 месяцев. Общая дополнительная добыча нефти превысила 2000 тонн.

4. В процессе проведения обработок на объектах АО «Самаранефтегаз» обоснованная технология комплексной гидромониторной

обработки подтвердила соответствие выдвигнутым требованиям: простота применения с использованием стандартного промышленного оборудования для ОПЗ, использование доступных химических реагентов, высокая эффективность. Авторами публикации запланированы дальнейшие работы по данному направлению.

Литература

1. Гилаев Г.Г. Развитие теории и практики добычи трудноизвлекаемых запасов углеводородов на сложнопостроенных месторождениях: Диссертация. Тюмень. 2004.
2. Гилаев Г.Г., Пустовой П.А., Захарченко Е.И., Стрельцова Ю.Г., Кусов Г.В. Выбор очередности и времени проведения геолого-технических мероприятий // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. 2010. № 9. С. 31–33.
3. Девликамов В.В., Хабибуллин З.А., Кабиров М.М. Аномальные нефти. М.: Недра, 1975. 168 с.
4. Елесин В.А., Латыпов Р.Т., Козлов С.А., Ртищев А.В., Кожин В.Н., Кавтаськин А.Н., Воробьев С.В. Опыт применения технологии гидромониторного воздействия на добывающем фонде скважин АО «Самаранефтегаз» // Нефть. Газ. Новации. 2018. № 12. С. 71–76.
5. Зиновьев А.М., Ольховская В.А., Ильин И.В. Экспериментальные исследования реологических свойств сложной нефти месторождений Самарской области // Нефтепромысловое дело. 2017. № 2. С. 31–38.
6. Каракетов А.В. Совершенствование установки ударного внутрискважинного вибросейсмического воздействия на залежь: Автореферат. Уфа. 2017. 24 с.
7. Манасян А.Э. Исследование и разработка комплексной волновой технологии увеличения текущей нефтедобычи (на примере Обошинского месторождения Самарской области). Тюмень, 2015. 22 с.
8. Мень М.А., Каульбарс А.А. Отчет о результатах экспертно-аналитического мероприятия «Анализ воспроизводства минерально-сырьевой базы Российской Федерации в 2015–2019 годах». URL: <http://audit.gov.ru/upload/iblock/b99/b998773313b87e724ed09f287754d180.pdf>
9. Никитин А.В., Рошин П.В., Кожин В.Н., Демин С.В., Киреев И.И., Пчела К.В., Стручков И.А., Литвин А.Т. Подбор компонентов комплексной кислотной обработки карбонатных коллекторов для интенсификации

добычи высоковязкой нефти // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2020. № 5. С. 35–39.

10. Ольховская В.А. Подземная гидромеханика. Фильтрация неньютоновской нефти. М.: ВНИИОЭНГ, 2011. 221 с.
11. Омелянюк М.В., Пахлян И.А. Повышение эффективности освоения и эксплуатации добывающих скважин за счет применения импульсно-ударного, кавитационного воздействия на прискважинную зону продуктивного пласта // Нефтепромысловое дело. 2014. № 11. С. 19–23.
12. Петров И.А., Азаматов М.А., Дрофа П.М. Комплексный подход к обработке призабойной зоны пласта как способ интенсификации добычи // Георесурсы. 2010. № 1. С. 7–10.
13. Рошин П.В., Киреев И.И., Демин С.В. Интенсификация добычи высоковязкой нефти // Neftegaz.RU. 2020. № 4. С. 88–91. URL: <https://magazine.neftegaz.ru/articles/nefteservis/547393-intensifikatsiya-dobychi-vysokovyzkoy-nefti/>
14. Рошин П.В., Петухов А.В., Васкес Карденас Л.К., Назаров А.Д., Хромых Л.Н. Исследование реологических свойств высоковязких и высокопарафинистых нефтей месторождений Самарской области // Нефтегазовая геология. Теория и практика. 2013. Т. 8. № 1. С. 12.
15. Стручков И.А. Обоснование технологии предотвращения образования асфальтосмолопарафиновых отложений в скважинах с использованием поверхностно-активных веществ. Самара. 2016.
16. Шульев Ю.В., Бекетов С.Б., Димитриади Ю.К. Технология волнового воздействия на продуктивный пласт с целью интенсификации притока углеводородов // Горный информационно-аналитический бюллетень. 2006. № 6. С. 388–394.
17. Ali M. A. et al. The effect of asphaltene precipitation on carbonate-rock permeability: an experimental and numerical approach. SPE production & facilities. 1998. Vol. 13, issue 3, P. 178–183.
18. Dusseault M.B. Comparing Venezuelan and Canadian heavy oil and tar sands. Canadian International Petroleum Conference. Canada, Alberta, Calgary, 2001. P. 1–20.

ENGLISH

Results

The proposed and substantiated technology of complex hydro-jetting treatment of the formation has shown its effectiveness at all treated objects with heavy oil fields.

Conclusions

1. The authors have performed data pick-up and analysis on complications in the processes of downhole high-viscous oil production at the fields of “Samaraneftegas” JSC. It was found that there is a gradual increase in the number of wells at sites with high-viscous oil (>30 mPa s) complicated by asphaltene, resin and paraffin deposits in “Samaraneftegas” JSC. Thus, the necessity of using complex technologies to stimulate high-viscous oil production with simultaneous removal of asphaltene, resin and paraffin deposits and its impact upon the formation rock is justified.

2. According to lab tests it was found that the use of solvent-reagent

during acid treatment in combination with rim injection can prevent complications in a form making stable acidic water-oil emulsions, formation of AWP depositions in BH formation zone thus improving the interaction of the acid composition with the rock.

3. Complex hydro-jet treatment of BH formation zone of the fields that have high-viscous and super-viscous oil by a solvent and acid composition had allowed to obtain the incremental oil production that exceeded in average 400 tons per well during a period of 6 months. Total incremental oil production exceeded 2000 tons.

4. In the course treatment performed at the facilities of “Samaraneftegas” JSC the proven technology of complex hydro-jetting confirmed its compliance with the requirements: ease in applying standard field equipment for bottomhole treatments, use of available chemical reagents, high efficiency. The authors of the paper have the plan for further operations in this area.

References

1. Gilaev G.G. Designing the theory and practice to operate hard-to-recover hydrocarbon reserves in challenging fields. Tyumen, 2004 (In Russ).
2. Gilaev G.G., Pustovoy P.A., Zakharchenko E.I., Streltsova Yu.G., Kusov G.V. Choosing the order and time of geological and technical events. Construction of oil and gas wells on-shore and off-shore. 2010, issue 9, P. 31–33 (In Russ).
3. Devlikamov V.V., Khabibullin Z.A., Kabirov M.M. Anomalous Oil. Moscow: Nedra, 1975, 168 p.
4. Elesin V.A., Latypov R.T., Kozlov S.A., Rtischev A.V., Kozhin V.N., Kavtaskin A.N., Vorobyov S.V. Experience in applying hydro-jetting technology at the production wells stock of “Samaraneftegas”. Oil. Gas. Innovations, 2018, issue 12, P. 71–76 (In Russ).
5. Zinoviev A.M., Olkhovskaya V.A., Ilyin I.V. Experimental studies of rheologically challenging oil fields in Samara region (Russia). Oilfield business, 2017, issue 2, P. 31–38 (In Russ).
6. Karaketov A.V. Improving the operation of shock downhole vibro-seismic impact upon the deposit. Thesis, Ufa, 2017, 24 p. (In Russ).
7. Manasyan A.E. Research and development of complex wave technology to increase current oil production (at the example of Oboshinskoye field in Samara region). Abstract of PhD thesis, Tyumen, 2015, 22 p. (In Russ).
8. Men M.A., Kaulbars A.A. Report on the results of the expert-analytical event “Analysis of 2015–2019 Mineral Resource Base Restoration in Russian Federation”. (In Russ) URL: <http://audit.gov.ru/upload/iblock/b99/b998773313b87e724ed09f287754d180.pdf>.
9. Nikitin A.V., Roshchin P.V., Kozhin V.N., Demin S.V., Kireev I.I., Pchela K.V., Struchkov I.A., Litvin A.T. Selection of complex acid treatment components for carbonate reservoirs to stimulate the production of high-viscous oil. Geology, geophysics and development of oil and gas fields, 2020, issue 5, P. 35–39 (In Russ).
10. Olkhovskaya V.A. Underground Hydro-Mechanics. Filtration of non-newtonian oil: Studies. Manual for university students. Moscow: VNIIOENG, 2011, 221 p. (In Russ).
11. Omelianyuk M.V., Pakhlyan I.A. Improving the efficiency in developing and operating production wells through the use of pulse-shock, cavitation effects upon the near-well zone of productive formation. Oilfield Business, 2014, issue 11, P. 19–23 (In Russ).
12. Petrov I.A., Azamatov M.A., Rofa P.M. An integrated approach to the treatment of the bottomhole formation zone as a way to stimulate production. Georesursy, 2010, issue 1, P. 7–10 (In Russ).
13. Roschin P.V., Kireev I.I., Demin S.V. Stimulating high-viscous oil production. Neftegaz.

RU, 2020, issue 4, P. 88–91 (In Russ). URL: <https://magazine.neftegaz.ru/articles/nefteservis/547393-intensifikatsiya-dobychi-vysokovyzkoy-nefti/>

14. Roschin P.V., Petukhov A.V., Vasquez Cardenas L.K., Nazarov A.D., Khromykh L.N. Study of rheological properties at high-viscous and high-paraffin oil fields in Samara region. Neftegazovaya geologiya. Theory and practice, 2013, Vol. 8, issue 1, 12 p. (In Russ).
15. Struchkov I.A. Substantiation of Technology to Prevent the Formation of Asphalt-Wax-Paraffin Deposits in wells by the use of surfactants. PhD thesis: 25.00.17/mineral and raw materials UN-t “Gorny”. Samara, 2016. (In Russ).
16. Shuliev Yu.V., Beketov S.B., Dimitriadi Yu.K. Wave action technology in productive reservoir to stimulate the inflow of hydrocarbons. Mining information and analytical Bulletin, 2006, issue 6, P. 388–394 (In Russ).
17. Ali M. A. et al. The Effect of Asphaltene Precipitation on Carbonate-rock Permeability: Experimental and Numerical Approach. SPE production & facilities, 1998, Vol. 13, issue 3, P. 178–183.
18. Dusseault M.B. Comparing Venezuelan and Canadian Heavy Oil and Tar Sands. Canadian International Petroleum Conference, Canada, Alberta, Calgary, 2001, P. 1–20.

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ | INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Рошин Павел Валерьевич, к.т.н., ГИП, ООО «СамараНИПИнефть», Самара, Россия
Для контактов: snipioil@samnipi.rosneft.ru

Никитин Александр Валерьевич, инженер 2 категории, ООО «СамараНИПИнефть», Самара, Россия

Смирнов Евгений Анатольевич, зам. начальника отдела, АО «Самаранефтегаз», Самара, Россия

Кожин Владимир Николаевич, к.т.н., ген. директор, ООО «СамараНИПИнефть», Самара, Россия

Пчела Константин Васильевич, начальник отдела, ООО «СамараНИПИнефть», Самара, Россия

Киреев Иван Иванович, главный менеджер по ключевым проектам, ООО «СамараНИПИнефть», Самара, Россия

Демин Сергей Валерьевич, зам. ген. директора, ООО «СамараНИПИнефть», Самара, Россия

Манасян Артур Эдвардович, к.т.н., зам. ген. директора, АО «Самаранефтегаз», Самара, Россия

Амиров Альберт Азатович, начальник управления , АО «Самаранефтегаз», Самара, Россия

Воробьев Сергей Владимирович, к.т.н., ген. директор, ЧОУ ДПО «МИПО», Самара, Россия

Pavel V. Roschin, PhD, CPE, “SamaraNIPIneft” LLC, Samara, Russia
Corresponding author: snipioil@samnipi.rosneft.ru

Alexander V. Nikitin, engineer of the 2nd category, “SamaraNIPIneft” LLC, Samara, Russia

Evgeny A. Smirnov, deputy head of department, “Samaraneftegas” JSC, Samara, Russia

Vladimir N. Kozhin, PhD, general manager, “SamaraNIPIneft” LLC, Samara, Russia

Konstantin V. Pchela, head of department, “SamaraNIPIneft” LLC, Samara, Russia

Ivan I. Kireev, general manager for key projects, “SamaraNIPIneft” LLC, Samara, Russia

Sergey V. Demin, deputy general director, “SamaraNIPIneft” LLC, Samara, Russia

Artur E. Manasyan, PhD, deputy general director, “Samaraneftegas” JSC, Samara, Russia

Albert A. Amirov, head of department, “Samaraneftegas” JSC, Samara, Russia

Sergey V. Vorobyov, PhD, general manager, CHOU DPO “MIPO”, Samara, Russia