



УДК 622.276.66

АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРОВЕДЕНИЯ ГРП НА ЕМ-ЁГОВСКОЙ ПЛОЩАДИ КРАСНОЛЕНИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ



ANALYSIS OF THE EFFICIENCY OF CARRYING OUT HYDRAULIC FRACTURING ON THE EM-YOGOVSKAYA AREA OF THE KRASNOLENINSKOYE FIELD

Батыров Мухамед Измуудинович

Инженер-химик по буровым растворам,
Компания «Халлибуртон Интернэшнл ГМБХ»
batyrov_muhamed@mail.ru

Савенок Ольга Вадимовна

доктор технических наук,
профессор кафедры Нефтегазового дела
имени профессора Г.Т. Вартумяна,
Кубанский государственный
технологический университет
olgasavenok@mail.ru

Аннотация. Совершенствование технологии ГРП и повышение эффективности его использования возможно только на основе глубокого изучения процессов разрыва реального пласта, особенностей его закрепления и степени влияния созданной трещины на характер дренирования участка залежи. В статье на примере Ем-Ёговской площади Красноленинского месторождения проведён анализ эффективности ГРП и предоставлены на рассмотрение предложения по сокращению сроков проведения операций ГРП, а, следовательно, увеличению количества дней в году, отработанных скважиной.

Ключевые слова: причины снижения проницаемости пластов; анализ результатов применения ГРП; причины снижения эффективности ГРП; предложения по сокращению сроков проведения ГРП; основные преимущества применения ГНКТ; сравнение возможностей станка КРС и комплекса ГНКТ.

Batyrov Muhamed Izmudinovich

Drilling fluid engineer,
Company «Halliburton International GMBH»
batyrov_muhamed@mail.ru

Savenok Olga Vadimovna

Doctor of Technical Sciences,
Professor of oil and gas engineering
Department named after
professor G.T. Vartumyan,
Kuban state technological university
olgasavenok@mail.ru

Annotation. Improving the hydraulic fracturing technology and increasing the efficiency of its use is possible only on the basis of an in-depth study of the processes of fracturing a real formation, the features of its consolidation and the degree of influence of the created fracture on the nature of the drainage of the reservoir area. In the article on the example of the Em-Yogovskaya area of the Krasnoleninskoye field, the analysis of hydraulic fracturing efficiency is carried out and proposals for reducing the timing of hydraulic fracturing operations and, therefore, increasing the number of days in a year worked by a well are presented.

Keywords: reasons for the decrease in permeability; analysis of the results of hydraulic fracturing; reasons for the decrease in the effectiveness of hydraulic fracturing; proposals to reduce the timing of hydraulic fracturing; main benefits of using coiled tubing; comparison of the capabilities of the well overhaul machine and coiled tubing complex.

П р и ч и н ы с н и ж е н и я п р о н и ц а е м о с т и п л а с т о в

В Западно-Сибирском регионе и в целом по России в основном применяется бурение скважин при помощи забойных двигателей, приводимых в движение буровым раствором, циркулирующим в скважине. В процессе бурения образуется шлам, который выносится из скважины на поверхность буровым раствором. Разбуривание продуктивных зон с применением необработанных буровых растворов на водной основе приводит к разбуханию глин, присутствующих в пласте, и засорению пласта глинистой фазой бурового раствора. Попадание воды в продуктивный пласт влечёт за собой снижение фазовой проницаемости пласта для нефти.

При цементировании эксплуатационной колонны также происходит кольматация продуктивного горизонта по всей её длине, включая продуктивный горизонт. В силу высокого удельного веса тампонажного раствора происходит значительное отфильтровывание его в продуктивные горизонты, что зачастую влечёт за собой необходимость производства ГРП для восстановления связи скважины с коллектором.

Наиболее распространённый метод перфорации – кумулятивный метод – также имеет некоторые отрицательные черты. При простреле колонны на стенках перфоканала и в пласте образуется стекловидная плёнка из-за высокой температуры взрыва. Кроме того, канал загрязняется продуктами взрыва и частицами перфозаряда.

Такие загрязнения призабойной зоны скважины приводят к потребности применения ГРП для восстановления связи с чистым незакольматированным коллектором.



Анализ результатов применения ГРП

Основной причиной низкой эффективности эксплуатации добывающих скважин малопродуктивных залежей заключается в значительных фильтрационных сопротивлениях, возникающих между зонами нагнетания и отбора.

ГРП является, по сути, технологией, позволяющей увеличить область дренирования пласта. Без ГРП осуществляется радиальный приток жидкости, направленный к одной точке элемента – забою скважины. После ГРП создающаяся зона трещиноватости является активной дренажной системой, позволяющей увеличить удельную поверхность породы, участвующей в фильтрации.

После разрыва пласта и закрепления трещины пропантом образуется двойная среда – трещины (высокопроводящие каналы) и поровые блоки (исходная матрица породы). Фильтрация флюидов происходит аналогично и в микрообъёме пласта (в керне).

В первую очередь, вытеснение нефти происходит из наиболее крупных пор, характеризующихся лучшими коллекторскими свойствами, и одновременно с этим начинается фильтрация нефти из более мелких пор в более крупные.

В случае с гидроразрывом первоначальное движение флюидов осуществляется по трещинам (высокопроводящим каналам) и одновременно с этим происходит фильтрация нефти из поровых блоков (матрицы породы) в трещины.

Запасы нефти поровых блоков, расположенные в контактной зоне с трещинами, вытесняются достаточно высокими темпами. Скорость же фильтрации флюидов из удалённых частей поровых блоков в контактную зону определяется уже параметрами исходной матрицы. Приток жидкости из удалённой области не компенсирует объёма флюидов, мигрировавшего из контактной зоны в трещины.

Эти факторы обуславливают темпы затухания эффекта. Чем более уплотнён коллектор, более сложна структура его поровых каналов, чем ниже его проницаемость, тем существеннее снижение дебита жидкости добывающей скважины в процессе эксплуатации и тем меньше общая эффективность процесса ГРП.

В соответствии с вышеизложенным, при гидроразрыве изменяется неоднородность пласта по проницаемости. Чем ниже проницаемость исходной матрицы, тем выше неоднородность по проницаемости после ГРП и тем больше вероятность резкого обводнения до 90 % и выше.

Высокие давления нагнетания, значительное превышение объёмов закачиваемой воды над отбираемой жидкостью приводят к разрушению первоначального скелета породы.

Все эти примеры говорят о том, что при реализации ГРП необходим тщательный контроль за состоянием разработки и регулированием процесса вытеснения нефти из недр. Также необходимо отметить, что все перечисленные факторы свидетельствуют о том, что вовлечение в разработку трудноизвлекаемых запасов даже с помощью гидроразрыва пласта в плане обеспечения приемлемых темпов отбора жидкости и благоприятной динамики обводнения представляет собой достаточно сложный и комплексный процесс.

За период с 01.2013 по 12.2018 г. на Ем-Ёговской площади Краснопенинского месторождения проведено 333 операции ГРП на пласт ВК-1. За этот период из скважин, по которым были проведены операции ГРП, получена дополнительная добыча по нефти в 1,019 млн тонн. Динамика проведения ГРП и дополнительная добыча от проведения этих операций по годам приведена на рисунке 1; динамика дополнительной среднесуточной добычи нефти на одну скважину и суммарная дополнительная среднесуточная добыча нефти по годам представлена на рисунке 2.



Рисунок 1 – Динамика проведения ГРП и дополнительная добыча от его проведения по годам

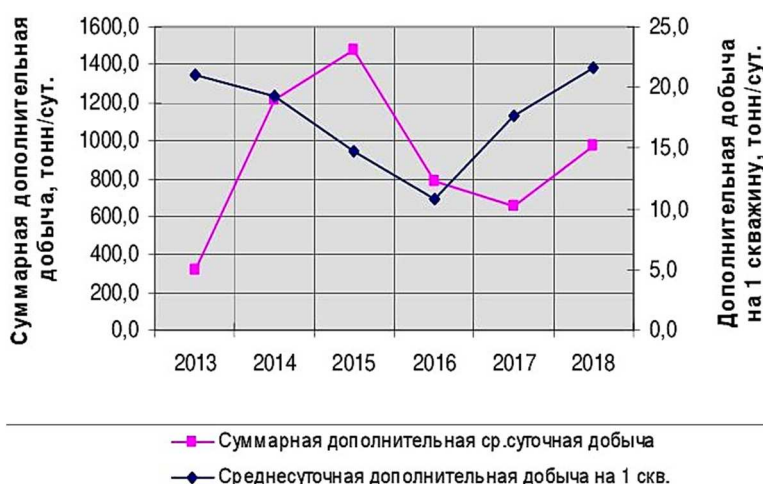


Рисунок 2 – Динамика дополнительной среднесуточной добычи нефти на одну скважину и суммарная дополнительная среднесуточная добыча нефти по годам

Проведём более детальный анализ по операциям ГРП, проведённым за последний год.

За 2018 год на Ем-Ёговской площади Красноленинского месторождения проведено 45 операций ГРП, в результате которых получено 256869 тонн дополнительной нефти.

Дебит скважин до ГРП изменялся от 0 до 57,4 тонн/сут. по жидкости, от 0 до 11,5 тонн/сут. по нефти, обводнённость изменялась от 14,9 до 90,52 % (по скважинам, не дающим продукцию, соответственно 0 %).

После проведения ГРП первый месяц скважины работали с дебитами жидкости от 24,4 до 132,8 тонн/сут., по нефти – от 8 до 53 тонн/сут. и с обводнённостью от 17,9 до 82,6 %.

Более подробную информацию о распределении скважин по объёмам добычи жидкости и нефти, а также по обводнённости можно просмотреть в таблицах 1–6.

Таблица 1 – Распределение скважин по дебитам жидкости до ГРП

Интервал дебитов жидкости, тонн/сут.					
<1	1–2	2–5	5–10	10–20	>20
18	1	3	10	7	6

Таблица 2 – Распределение скважин по дебитам нефти до ГРП

Интервал дебитов нефти, тонн/сут.			
<5	5–10	10–15	>15
33	10	2	0

Таблица 3 – Распределение скважин по обводнённости продукции до ГРП

Интервал обводнённости, %							
0	0–10	10–20	20–30	30–50	50–70	70–90	>90
16	–	3	3	8	5	8	2

Таблица 4 – Распределение скважин по дебитам жидкости после ГРП

Интервал дебитов жидкости, тонн/сут.								
<1	1–2	2–5	5–10	10–20	20–30	30–40	40–50	>50
0	0	0	1	5	14	14	9	2

Таблица 5 – Распределение скважин по дебитам нефти после ГРП

Интервал дебитов нефти				
<10	10–20	20–50	50–70	>100
1	5	37	2	0



Таблица 6 – Распределение скважин по обводнённости продукции после ГРП

Интервал обводнённости, %							
0	0–10	10–20	20–30	30–50	50–70	70–90	>90
0	0	1	4	20	10	8	0

Гидравлический разрыв пласта проводился в основном в низкодебитных скважинах (до 10 тонн/сут. – 71,11 %, всего 5 скважин (11 %) имели дебит более 20 тонн/сут. по жидкости, а по нефти 95,55 % скважин имели дебит до 8 тонн/сут.), причём 16 из этих скважин продукцию не давали совсем. Скважины, в которых производились операции ГРП, имели обводнённость продукции в основном 30–90 % (72,4 % из числа скважин, дающих продукцию), 20,7 % скважин имели обводнённость продукции от 10 до 30 % и 6,9 % (2 скважины) имели обводнённость продукции более 90 % (соответственно из числа скважин, дающих продукцию).

Весь ГРП был проведён на пласт ВК-1.

При проведении ГРП в качестве закрепителя трещин применялся высокопрочный искусственный песок (проппант). Фактические объёмы закачки проппанта изменялись в пределах 15,3–34,7 тонн. Размер проппанта в основном 12/20 и только в двух скважинах применялся проппант 12/18.

Средний дебит скважин по жидкости после ГРП возрос в среднем в 7,5 раза (от 8,93 тонн/сут. до 67,4 тонн/сут.), по нефти – в 11,2 раза (от 2,87 до 32,16 тонн/сут.), однако увеличилась и средняя обводнённость по скважинам в 1,44 раза (от 34,29 до 49,28 %). Все сравнения проведены относительно первого месяца работы скважин после проведения операции ГРП. Но как видно из рисунка 3, иллюстрирующего работу части скважин, по которым ГРП был проведён в январе месяце 2018 года и работу которых можно проанализировать за более продолжительный период времени, во втором месяце работы эти скважины давали намного меньший дебит: по жидкости он снизился порядка до 25 тонн/сут., а по нефти порядка до 10 тонн/сут., обводнённость продукции также начала снижаться, однако снижаться она начала меньшими темпами, чем добыча.

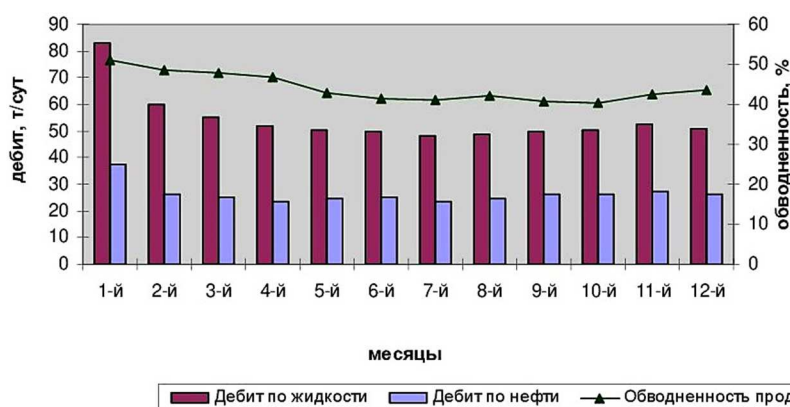


Рисунок 3 – Динамика добычи жидкости и нефти, а также обводнённость продукции после ГРП

На 4-й месяц работы скважин после проведения ГРП добыча как по жидкости, так и по нефти стабилизировалась, а обводнённость продукции к концу года начала резко увеличиваться.

Характеристика, полученная при анализе работы этих скважин после проведённого в них ГРП, применима и к другим скважинам.

В 14 скважинах из 45 (31 %) был проведён повторный ГРП, в остальных соответственно первичный.

Необходимо заметить, что по пласту ВК-1 практически не осталось операций ГРП без РИР, т.к. существует необходимость на оставшемся фонде перед ГРП проводить РИР, что приводит к удорожанию комплекса операций по скважине.

Средние показатели работы скважин после проведения операции ГРП за 2018 год приведена на рисунке 4, средняя дополнительная добыча от одной скважины после проведения ГРП показана на рисунке 5. В общем случае несмотря на то, что после повторного ГРП добыча по жидкости заметно ниже, чем после первичного ГРП, вследствие меньшей обводнённости добыча нефти после повторного ГРП немного выше. Также следует отметить, что после проведения ГРП без РИР добыча как жидкости, так и нефти по этим скважинам выше, чем в скважинах, в которых ГРП был произведён с РИР, но при этом с меньшей обводнённостью продукции.

В среднем по опыту проведения ГРП на Ем-Ёговской площади Красноленинского месторождения эффект от ГРП продолжается примерно 3 года. Однако есть такие скважины, по которым дебит жидкости снижается ниже базового в течение трёх-четырёх месяцев, но по нефти остаётся на том уровне, который был получен в первый месяц после проведения ГРП.



Причины снижения эффективности ГРП

На основании опыта производства ГРП можно судить о характере поведения скважин после процесса и выявить причины отклонения их параметров от ожидаемых.

Замечено, что не все скважины ведут себя в процессе эксплуатации как ожидалось, и в большинстве случаев это не зависит от успешности проведения ГРП, а связано с работами, произведёнными на скважинах после ГРП:

- глушение скважин соевым раствором;
- срыв и извлечение пакера из скважины;
- спуск пера-воронки на колонне НКТ и промывка скважины от проппанта с допуском до забоя;
- перевод скважины на воду и освоение её компрессированием;
- спуск в скважину подземного оборудования.

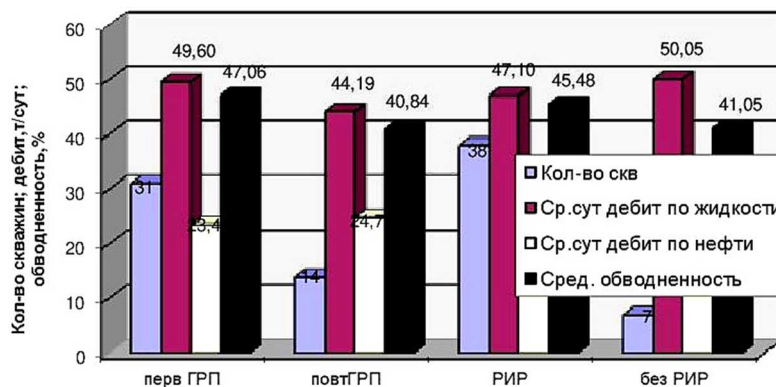


Рисунок 4 – Средние показатели работы скважин после проведения операции ГРП за 2018 год

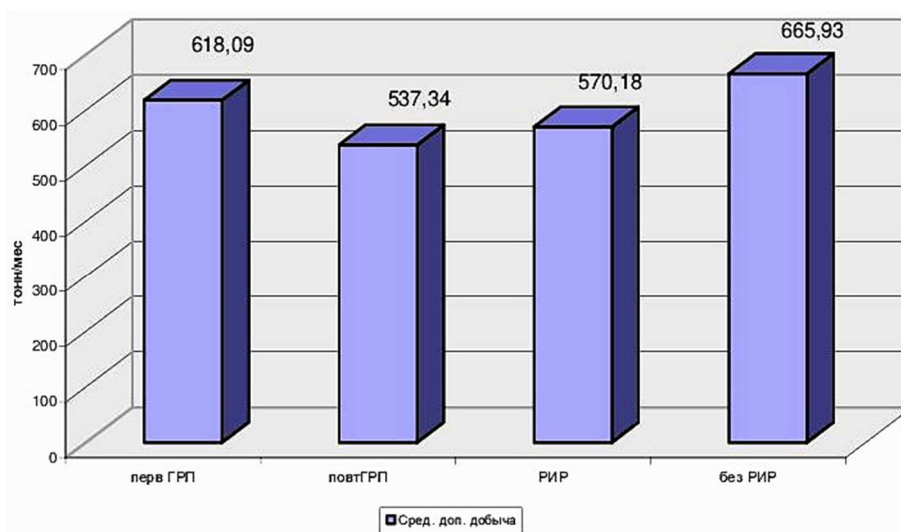


Рисунок 5 – Средняя дополнительная добыча от одной скважины после проведения ГРП

Очевидно, что скважина, обладающая после ГРП повышенной приёмистостью, в процессе проведения этих операций активно поглощает солевой раствор и воду, вследствие чего фазовая проницаемость коллектора и проппанта падает. Кроме того, на забой зачастую оседает пачка солевого раствора, снижая депрессию на пласт, что при невысоких пластовых давлениях существенно снижает продуктивность скважины.

Предложения по сокращению сроков проведения ГРП

Усовершенствование цикла ГРП возможно за счёт применения новой технологии – комплекса гибких насосно-компрессорных труб (ГНКТ) или колтюбинга. Данная технология позволяет осуществлять промывку забоя скважин после ГРП с одновременным вызовом притока нефти из пласта, что способствует не только качественной очистке забоя от незакреплённого проппанта, но и удалению из трещины фрагментов породы, разрушенной в результате разрыва, утерянного солевого раствора, а в конечном итоге – более продолжительной работе электроцентробежных насосов – ЭЦН.



Общая процедура выведения скважины в режим добычи после проведения ГРП:

1. Монтаж ГНКТ на месте производства работ. Все линии закрепляются с соблюдением мер техники безопасности. Сопровождение по технике безопасности для личного состава бригады перед началом работ.

2. Опрессовка наземных линий и превентора в течение 5 минут. Убедиться, что ГНКТ оснащены двумя обратными клапанами в непосредственной близости от компоновки низа колонны (КНБК).

3. Спуск ГНКТ. Промывка раствором. При спуске инструмента через каждые 500 м проверять вес, убедившись, что индикатор веса оттарирован с учётом плавучести трубы.

4. Замер глубины верха пробки проппанта/песка. Промывка до искусственного забоя на максимальной подаче насоса.

5. По достижении искусственного забоя промывка минимум двумя объёмами затрубного пространства или до чистой промывочной жидкости (рекомендуется наиболее продолжительный способ).

6. Подъём ГНКТ до рекомендуемой глубины и начало прокачки азота, поддерживая производительность примерно 50 м³/час.

7. Закачка раствора со спуском до искусственного забоя, промывка двумя объёмами затрубного пространства или до чистой промывочной жидкости.

8. Проверка скважины на приток. Подъём и демонтаж ГНКТ.

9. Спуск и запуск основного ЭЦН, и использование частотного преобразователя.

10. Постепенный вывод скважины на режим в течение 48 часов. Регулярный отбор проб жидкости для определения концентрации механических примесей. Данные последних 12 часов исследования могут быть полезны для оценки производительности скважины после ГРП и для подтверждения расчёта основного размера ЭЦН.

Общее время выполнения промывки для большинства скважин, как показывает практика, не превышает 12–16 часов. При этом скорость собственно промывки в нормальных условиях составляет 100 м за 6 часов или примерно 15 м в час.

Применение ГНКТ позволит сократить общую продолжительность цикла ГРП до 13 суток.

Осуществление промывки скважины после ГРП посредством комплекса ГНКТ с использованием различных жидкостей способствует минимизации выноса проппанта и других механических примесей.

Среднее время на выполнение работ ГНКТ составляет 2 или 3 дня в зависимости от длины интервала, подлежащего очистке. Средняя цена услуг ГНКТ – 30000 долл. США.

Для бригады КРС данная операция занимает 14–18 дней в зависимости от сложности проблемы. Стоимость ремонта будет около 15 000 долл. США.

Относительно высокая цена работы станка КРС связана с необходимостью смены эксплуатационной колонны НКТ, в то время как ГНКТ делает промывку внутри эксплуатационной колонны.

Технология ГНКТ предлагает ускоренное выполнение операции по промывке скважин по сравнению с традиционной установкой КРС. В дополнение к этому ГНКТ обеспечивает более надёжный контроль состояния скважины благодаря высокой автоматизации и компьютерному обеспечению процесса. Вместе с промывкой ГНКТ также обеспечивает закачку азота.

На выполнение одной работы комплексу ГНКТ в среднем достаточно двое суток. Следовательно, в течение месяца ГНКТ вполне может справиться с промывкой 12 скважин. Оставшееся время (6–7 дней в месяц) может быть использовано для техобслуживания, текущего и капитального ремонта оборудования.

Основные преимущества применения ГНКТ

Основные преимущества применения ГНКТ состоят в следующем:

- промывка через эксплуатационную колонну НКТ;
- сокращение времени операции и увеличение количества операций в месяц;
- увеличение добычи из окружающих эксплуатационных скважин. Преимущество ГНКТ основано на увеличении количества операций за определённый период времени. Валовой доход будет зависеть в основном от дебита окружающих нефтяных скважин. Изменение дебитов обычно начинается через 1–2 месяца после промывки;
 - обнаружение неправильного профиля закачки воды, промывка ствола ГНКТ даёт возможность проведения каротажа профиля притока. Можно сэкономить значительные средства, если удастся вовремя заглушить ненужную скважину;
 - обнаружение повреждений стенок труб. Возможность своевременного КРС;
 - более высокая степень контроля скважины, т.к. среднее давление в нагнетательных скважинах – 12 МПа.

Тот факт, что скважина может начать добычу с большим дебитом сразу после ремонта, делает использование ГНКТ весьма привлекательным.

Сравнение возможностей станка КРС и комплекса ГНКТ

Сравнение возможностей станка КРС и комплекса ГНКТ показывает следующее:

- станок КРС не в состоянии удалить песок быстро и эффективно. Это может быть в случаях проблемы с контролем скважины или существует риск потери циркуляции;



- скважина работает с дебитом не менее 30 тонн нефти в сутки;
- велика вероятность потери циркуляции.

ГНКТ имеет большое преимущество в использовании метода моделирования реальных условий в стволе. Выбор жидкости обработки с подходящими реологическими свойствами или азота помогает уменьшить плотность циркулирующей жидкости и увеличить угловую скорость для облегчения выноса частиц из ствола скважины.

Литература

1. Булатов А.И. Колтюбинговые технологии при бурении, заканчивании и ремонте нефтяных и газовых скважин : справочное пособие. – Краснодар : ООО «Просвещение-Юг», 2008. – 370 с.
2. Булатов А.И. Капитальный подземный ремонт нефтяных и газовых скважин : в 4 томах / А.И. Булатов, О.В. Савенок. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2012–2015. – Т. 1–4.
3. Булатов А.И., Савенок О.В. Практикум по дисциплине «Заканчивание нефтяных и газовых скважин» : в 4 томах : учебное пособие. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2013–2014. – Т. 1–4.
4. Булатов А.И. Научные основы и практика освоения нефтяных и газовых скважин / А.И. Булатов, О.В. Савенок, Р.С. Яремийчук. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2016. – 576 с.
5. Булатов А.И. Освоєння нафтових і газових свердловин. Наука і практика : монографія / А.И. Булатов, Ю.Д. Качмар, О.В. Савенок, Р.С. Яремійчук. – Львів : Сполом, 2018. – 476 с.
6. Березовский Д.А. Использование колтюбинговых технологий при очистке от песка забоя скважины / Д.А. Березовский, О.В. Савенок // Сборник статей международной исследовательской организации «Cognitio» по материалам XVI Международной научно-практической конференции «Актуальные проблемы науки XXI века» (30 ноября 2016 года, г. Москва). – М. : Международная исследовательская организация «Cognitio», 2016. – Ч. 1. – С. 74–80.
7. Технология проведения очистки скважин от песчаной пробки при проведении КРС на примере Конитлорского нефтяного месторождения / Д.А. Березовский [и др.] // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2016. – № 4. – С. 104–119.
8. Казанчева А.Н. Применение колтюбинга в нефтегазовой отрасли / А.Н. Казанчева, П.М. Сорокин // Булатовские чтения : в 2 ч. – 2018. – Т. 2. – Ч. 1. – С. 176–179.
9. Савенок О.В. Использование колтюбинговых технологий для удаления гидратных пробок и растепления скважин // Булатовские чтения. – 2017. – Т. 2. – С. 261–264.
10. Савенок О.В. Развитие колтюбинговых технологий в практике нефте- и газодобычи / О.В. Савенок, Мусафири Норманн // Булатовские чтения. – 2018. – Т. 7. – С. 33–47.

References

1. Bulatov A.I. Coiled tubing technologies at drilling, completion and repair of oil and gas wells: reference manual. – Krasnodar : Prosveshchenie South LLC, 2008. – 370 p.
2. Bulatov A.I. Underground overhaul of the oil and gas wells: in 4 volumes / A.I. Bulatov, O.V. Savenok. – Krasnodar : Publishing House – South, 2012–2015. – Vol. 1–4.
3. Bulatov A.I., Savenok O.V. Workshop on the discipline «Finishing oil and gas wells» : in 4 volumes : a training manual. – Krasnodar : Publishing House – South, 2013–2014. – Vol. 1–4.
4. Bulatov A.I. Scientific bases and practice of oil and gas wells development / A.I. Bulatov, O.V. Savenok, R.S. Yaremichuk. – Krasnodar : Publishing House – South, 2016. – 576 p.
5. Bulatov A.I. Development of the oil and gas sverdlovins. Science and practice : monographs / A.I. Bulatov, Yu.D. Kachmar, O.V. Savenok, R.S. Yaremijchuk. – Lvov : Spolom, 2018. – 476 p.
6. Berezovsky D.A. The use of coiled tubing technologies in sand cleaning of the bottomhole / D.A. Berezovsky, O.V. Savenok // Collection of articles of international research organization «Cognitio» on the materials of XVI International Scientific Conference «Actual problems of science of the XXI century» (November 30, 2016, Moscow). – M. : International research organization «Cognitio», 2016. – Part 1. – P. 74–80.
7. Technology of well cleaning from a sand plug at carrying out of well workover on an example of Konit-Lorsk oil field / D.A. Berezovsky [et al.] // Science. Technique. Technologies (Polytechnic bulletin). – 2016. – № 4. – P. 104–119.
8. Kazancheva A.N. Coiled tubing application in oil and gas industry / A.N. Kazancheva, P.M. Sorokin // Bulatovskie readings. – 2018. – Vol. 2. – Part 1. – P. 176–179.
9. Savenok O.V. Coiled tubing technologies usage for removal of the hydrate plugs and well melting // Bulatovskie readings. – 2017. – V. 2. – P. 261–264.
10. Savenok O.V. Development of the coiled tubing technologies in practice of oil and gas production / O.V. Savenok, Musafiri Norman // Bulatovskie readings. – 2018. – Vol. 7. – P. 33–47.