

УДК 622.276.6

**АНАЛИЗ ТЕХНОЛОГИИ ПРОВЕДЕНИЯ
РЕМОНТНО-ИЗОЛЯЦИОННЫХ РАБОТ С ПРИМЕНЕНИЕМ СНПХ-9633
НА ЗАЛЕЖАХ 302-303 РОМАШКИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ**

**ANALYSIS OF THE TECHNOLOGY OF CARRYING OUT
REPAIR AND INSULATION WORKS USING SNPCH-9633
ON DEPOSITS 302-303 OF THE ROMASHKINSKOYE FIELD**

Барамбонье Соланж
студент,
институт Нефти, газа и энергетики
Кубанский государственный
технологический университет
barambone91@mail.ru

Очередько Татьяна Борисовна
кандидат химических наук,
доцент кафедры Нефтегазового дела
имени профессора Г.Т. Вартумяна,
Кубанский государственный
технологический университет
a-ocheredko@mail.ru

Аннотация. В условиях, когда доля трудноизвлекаемых запасов Татарстана неуклонно растёт и превысила в настоящее время 80 % остаточных запасов, в осуществлении поддержания уровня добычи нефти определяющая роль принадлежит применению методов увеличения нефтеотдачи и интенсификации разработки нефтяных месторождений. В последние годы однозначно доказана необходимость применения физико-химических методов увеличения нефтеотдачи, к которым относится закачка композиции ПАВ СНПХ-9633. Объектом изучения являются залежи 302-303 Ромашкинского месторождения, которые характеризуются увеличением доли трудноизвлекаемых запасов нефти и интенсивным обводнением скважин. В статье приводится оценка эффективности применения композиций по изоляции водопритоков СНПХ-9633, а также рекомендации дополнительных требований по выбору скважин и участков для проведения работ по ограничению водопритоков.

Ключевые слова: причины обводнения скважин; определение места притока вод в скважину; виды ремонтно-изоляционных работ; технология ремонтно-изоляционных работ; материалы, применяемые в технологическом процессе; требования к выбору объектов; освоение скважины после ремонта.

Barambonye Solange
Student,
Institute of Oil, Gas and Energy
Kuban state technological university
barambone91@mail.ru

Ocheredko Tatyana Borisovna
Candidate of chemical sciences,
Associate professor of department
oil and gas business by name
of the professor G.T. Vartumyan,
Kuban state technological university
a-ocheredko@mail.ru

Annotation. In conditions when the share of hard-to-recover reserves of Tatarstan is steadily growing and has now exceeded 80 % of the residual reserves, the application of methods for increasing oil recovery and intensifying the development of oil fields plays a decisive role in maintaining the level of oil production. In recent years, the need for the application of physical and chemical methods for increasing oil recovery has been unequivocally proved, including the injection of the surfactant SNPCh-9633. The object of the study are deposits of 302-303 Romashkinskoye field, which are characterized by an increase in the share of hard-to-recover oil reserves and intensive watering of wells. The article gives an assessment of the effectiveness of the use of compositions for the isolation of water inflows SNPCh-9633, as well as recommendations for additional requirements for the selection of wells and areas for work on limiting water inflows.

Keywords: reasons for watering wells; determination of the place of water inflow into the well; types of repair and insulation works; technology of repair and insulation works; materials used in the technological process; requirements for the selection of objects; well development after repair.

Ромашкинское месторождение располагается на востоке Республики Татарстан в пределах большей части Альметьевского района, частично захватывая Лениногорский и Сармановский районы.

В географическом отношении залежи 302-303 Ромашкинского месторождения прослеживаются от Северо-Западной оконечности Бугульмино-Белебеевской возвышенности через Шугуровское плато до границы Республики Татарстан.

В административном отношении рассматриваемые залежи принадлежат Лениногорскому району.

Причины обводнения скважин

В период работы залежи на водонапорном режиме отборы нефти могут удерживаться на одном уровне. Пластовое давление вначале немного снижается, а затем держится на одном уровне выше давления насыщения, поэтому газовые факторы низки и не изменяются во времени. Под действием постоянного напора краевых вод происходят постепенные подъёмы водонефтяного контакта и обводнение добывающих скважин.

С момента ввода скважин в эксплуатацию вокруг забоя образуется зона пониженного давления. В этой зоне нефть, связанная вода и зёрна породы под действием упругих сил начинают расширяться, создавая дополнительное давление, способствующее движению нефти к забоям скважин. Продолжающийся отбор нефти расширяет зону пониженного давления, освобождая другие силы на значительных расстояниях от добывающих скважин. Постепенно зона снижения давления распространяется на водоносную часть пласта, вследствие чего происходит высвобождение упругих сил расширяющейся воды и зёрен породы на огромной площади. Создаваемый ими напор способствует движению воды в направлении зоны отбора. В результате начинается внедрение воды в залежь и неравномерное перемещение водонефтяного контакта. В связи с резкой неоднородностью продуктивного пласта вода по наиболее проницаемым каналам прорывается к забоям скважин, способствуя их преждевременному обводнению. В результате этого возрастает процент обводнённости продукции.

При разработке нефтяных месторождений посторонняя вода может поступать в скважину в период её освоения, по окончании бурения, после непродолжительной или длительной эксплуатации.

Причины прорыва посторонних вод:

- недоброкачественное цементирование эксплуатационной колонны, в результате чего не достигается полного разобщения нефтеносных горизонтов от водоносных;
- нарушение цементного кольца в заколонном пространстве или цементного стакана на забое скважины;
- обводнение через соседнюю скважину, эксплуатирующую тот же горизонт;
- дефект в эксплуатационной колонне вследствие недоброкачественного металла (наличие в теле обсадных труб трещин, раковин);
- разрушение колонны в процессе освоения скважины, повреждение колонны при текущем и капитальном ремонте.

На рисунке 1 показаны возможные пути движения пластовых вод при эксплуатации скважины.

Определяющую роль при разработке залежей массивного типа имеет вертикальная трещиноватость.

Исследование и определение места притока вод в скважину

Исследование скважины проводят с целью установления профиля притока жидкости из пласта, определения характера притока жидкостей через нарушения в эксплуатационной колонне, а также контроля технического состояния обсадной колонны и качества цементного кольца в заколонном и межколонном пространствах.

Скважины исследуют для:

- выявления и выделения интервалов негерметичности обсадных колонн и цементного кольца за ними;
- изучения гидродинамических и температурных условий ремонтируемого участка ствола;
- выявления заколонных перетоков;
- контроля расположения муфт обсадной колонны, интервалов перфорации, искусственного забоя, инструмента, спущенного для ремонтных операций, вспомогательных мостов, изолирующих патрубков;
- оценки качества промежуточных операций и ремонта в целом.

В процессе эксплуатации происходит обводнение скважины. Чтобы произвести изоляцию поступающих в скважину вод необходимо определить источник обводнения. При выявлении источников обводнения продукции наилучшие результаты дают геофизические исследования в действующих скважинах. Наиболее информативны исследо-

вания высокочувствительным термометром, механическим и термокондуктивным расходомерами, датчиками состава – влагомерами, плотномерами, резистивиметрами. Состав обязательного комплекса зависит от дебита жидкости и содержания воды в продукции. Во всех случаях обязательные комплексы включают высокочувствительную термометрию и механическую расходомерию.

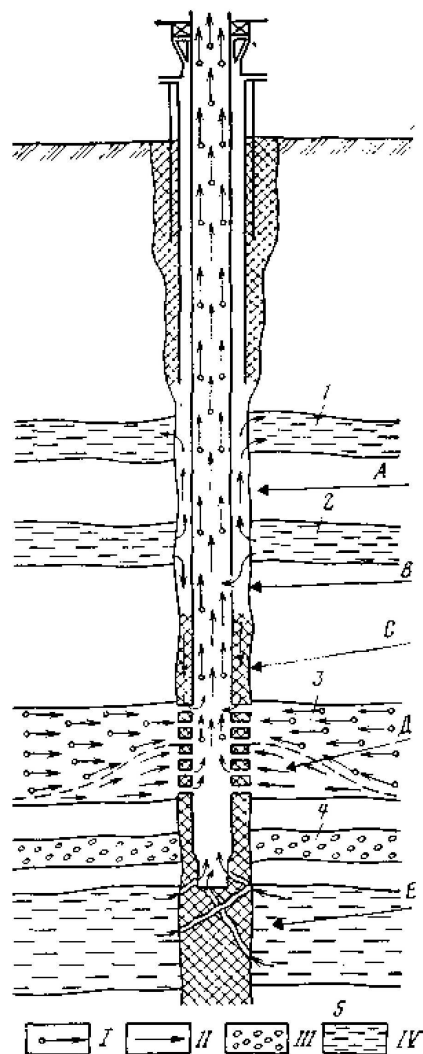


Рисунок 1 – Возможные пути движения пластовых вод при эксплуатации скважины:

I – продукция скважины; II – вода; III – нефть в изолированном пласте; IV – вода в изолированном пласте;
 A – переток воды между пластами; B – прорыв верхних вод через дефект в эксплуатационной колонне;
 C – прорыв верхних вод через дефект в цементном камне; D – подошвенные воды;
 E – нижние воды, поступающие через дефект в цементном стакане

Привязка измеряемых параметров по глубине осуществляется с помощью локатора муфт и гамма-каротажа, а в последующем можно привязывать глубины только по локактору муфт. При обводнённости продукции 90 % и более определить, какой из пластов, вскрытых перфорацией, является источником поступления воды в скважину в большинстве случаев возможно по наибольшей производительности. Для этого достаточно провести исследование механическим расходомером и термометром. Термометр позволяет судить о том, является ли причиной обводнения продукция заводнение пласта или же вода поступает к интервалу перфорации по негерметичному заколонному пространству из ниже- или вышележащих водоносных пластов.

Объяснение принципа работы высокочувствительного термометра: с глубиной наблюдается закономерное возрастание температуры, определяемое внутренним теплом Земли. Интенсивность нарастания температуры с глубиной характеризуется геотермическим градиентом. За величину геотермического градиента в практической рабо-

те принимают изменение температуры Земли в градусах Цельсия на 100 м глубины. Геотермический градиент пропорционален тепловому сопротивлению породы, которое отражает литологические особенности горных пород, слагающих разрезы скважин. Этим вызваны изменения геотермического градиента при пересечении скважиной различных пород, что отмечается изменением угла наклона термограммы относительно вертикали. Изучение тепловых свойств горных пород возможно как в скважине, обсаженной колонной, так и необсаженной. Это объясняется тем, что тепловое сопротивление железа в 40–80 раз меньше теплового сопротивления глин. По данным термометрии в неперфорированных пластах прослеживают местоположение закачиваемых вод по площади и возможный их переток в затрубном пространстве.

В перфорированных пластах термометрия применяется для выделения интервалов обводнения (отдающих жидкость – в эксплуатационных и поглощающих жидкость – в нагнетательных), а также при решении других геолого-технических задач, связанных с исследованием технического состояния скважин. Решение перечисленных задач производится путём сравнения геотермы (базисной температурной кривой, замеренной в простаивающей скважине, находящейся в режиме температурного равновесия с окружающими породами) с термограммами работающих скважин.

Наличие в скважине притока жидкости фиксируется температурной аномалией за счёт эффекта, вызванного дросселированием газа или нефти в продуктивном пласте (эффект Джоуля-Томпсона). При движении жидкости на фоне изменения геотермического градиента за счёт дроссельного эффекта возникают небольшие положительные аномалии. Измерение таких низких перепадов температур возможно термометрами с порогом чувствительности 0,02–0,03 °С. Расходомерия заключается в изменении скорости перемещения жидкости в колонне скважины спускаемыми в неё на каротажном кабеле приборами, получившими название расходомеров.

С их помощью решаются следующие основные задачи:

- в действующих скважинах выделяют интервал притока или поглощения жидкости, в остановленных – выделяют наличие перетока по стволу скважины между перфорированными пластами;
- изучают суммарный дебит или расход жидкости отдельных пластов, разделённых неперфорированными интервалами;
- строят профили притока или приёмистости по отдельным участкам или пласта в целом.

Различают гидродинамические и термокондуктивные расходомеры.

Измерительным элементом гидродинамического расходомера (ДГД) является турбинка с лопастями, расположенная в канале так, что через неё проходит поток жидкости, заставляющий её вращаться. При вращении турбинка приводит в действие магнитный прерыватель тока, по показаниям которого определяют частоту её вращения. Чем выше дебит, тем быстрее вращается турбинка и тем больше импульсов преобразуется блоком частотомера в пропорциональную её величину напряжения и по линии связи поступает на поверхность, где фиксируется регистрирующим прибором.

Термокондуктивные расходомеры с термодинамическим датчиком (СТД) основаны на зависимости степени охлаждения нагреваемого сопротивления, помещённого в поток, от средней линейной скорости потока. Измерительная установка термокондуктивного расходомера состоит из помещённой в поток непрерывно подогреваемой электрическим током спирали и скважинного термометра для измерения её температуры.

Место притока флюида в скважину отмечается уменьшением температуры. Термокондуктивные расходомеры достаточно чувствительны к притокам с малым дебитом, надёжны в эксплуатации и не чувствительны к выносу песка потоком жидкости. Однако с помощью этих расходомеров нельзя проводить количественные оценки интенсивности потока при неоднородных жидкостях. Профиль притока можно получить только при однокомпонентной жидкости.

В скважинах с обводнённостью менее 90 % по диаграммам притока жидкости не всегда можно выделить перфорированный пласт, из которого поступает вода. В этих скважинах, кроме рассмотренных методов, обязательный комплекс включает в себя изучение состава жидкости в стволе влагомером или индукционным резистивиметром при обводнении продукции соответственно до и выше 50 % и гамма-плотномером, который может применяться во всём диапазоне изменения обводнённости.

Механизированные скважины часто не удаётся исследовать в период эксплуатации, и измерения проводятся в процессе возбуждения компрессором после остановки скважины и подъёма глубинного оборудования.

Обычно в таких скважинах источник обводнения в пластах определяют с помощью электротермии в комплексе с дебитометрией. Для этого в скважину спускают НКТ на 50 м выше перфорированных пластов, оборудованные воронкой, а на глубине 700–900 м от устья устанавливают пусковые муфты ($d = 2,0\text{--}2,5$ мм). Записывают контрольные (базисные) замеры термометрии, затем снижают уровень жидкости в скважине с помощью компрессора, прокачивая воздух через муфты. Давление в стволе скважины снижается, и пласт начинает работать; жидкость из пласта поступает в скважину.

Производят замеры термометром и дебитомерами (СТД и ДГД) в работающей скважине. После нескольких часов работы скважины (2–3 часа) записывают ещё один замер термометром и расходомерией (СТД и ДГД), сравнивая замеры в работающей скважине с базисными, определяют место притока жидкости в скважину.

Виды ремонтно-изоляционных работ

Особое значение в ограничении добычи попутной воды, повышении охвата пластов заводнением и увеличении нефтеотдачи играют водоизоляционные работы. Роль их в процессе разработки месторождений постепенно возрастает. Ремонтно-изоляционные работы применяются для решения следующих основных задач:

- регулирование выработки пластов неоднородного расчленённого эксплуатационного объекта путём изоляции обводнённых пластов и прослоев;
- для снижения водопритоков (ограничение водопритоков);
- для обеспечения охраны недр и природных ресурсов при эксплуатации нефтяных месторождений («изоляция по охране недр и природных ресурсов»);
- изоляционные работы, проводимые для решения ряда специальных задач по доразведке, возврату на другие горизонты («специальные работы»).

Изоляция обводнившихся пластов приводит к уменьшению неоднородности, что позволяет повысить коэффициент заводнения и, следовательно, нефтеотдачу.

Изоляционные работы являются одним из наиболее мощных рычагов регулирования разработки, а отключение высокопроницаемых обводнённых пластов из эксплуатации является условием обеспечения высокой нефтеотдачи и достижения высоких технико-экономических показателей разработки.

При изоляционных работах приходится выполнять изоляцию верхних и нижних вод, поступающих через цементный стакан и по заколонному пространству, подошвенных вод по отклонению отдельных пластов и вод, поступающих через соседнюю скважину.

Изоляцию верхних вод, если они проникают из пласта через дефект в эксплуатационной колонне, осуществляют:

- заливкой водоцементного раствора через дефект в колонне и последующим разбуриванием цементного стакана;
- заливкой водоцементного раствора с последующим вымыванием излишка раствора;
- спуском дополнительной предохранительной колонны с последующим цементованием;
- установка пакеров.

Если вода поступает по заколонному пространству через отверстия фильтра, то фильтр скважины (на высоту продуктивного пласта) изолируют песчаной пробкой и при необходимости создают цементный стакан. Если верхняя граница – фильтр должен располагаться ниже дефекта в колонне или перфорационных отверстий, из которых поступает вода.

Изоляция нижних вод зависит от места их проникновения в эксплуатационную колонну. При попадании их через цементный стакан на забое скважины из пласта последний разбуривают до забоя и промывают. После этого его цементируют. Нижние воды, проникающие через дефекты вдоль эксплуатационной колонны, можно изолировать через специальные отверстия, предварительно перфорируемые в колонне между продуктивным и водонасыщенным пластом.

При использовании разбуриваемого пакера поступают следующим образом. В скважину на заливочных трубах спускают пакер и устанавливают его между фильтром скважины и специально перфорируемыми отверстиями в колонне. После герметизации кольцевого пространства нагнетают воду в заливочные трубы и промывают каналы в заколонном пространстве, по которым происходил приток жидкости. При этом промывочная вода поступает в заколонное пространство через перфорированные отверстия и, пройдя по заколонным каналам, выходит в пространство над пакером. После промывки по заливочным трубам закачивают цементный раствор, который продавливают через перфорированные отверстия в промытые заколонные каналы. Давление продавки должно быть не менее 5 МПа на 1 м высоты цементного кольца. В результате сеть имеющихся трещин заполняется цементным раствором.

После продавливания давление снижают, скважину закрывают на ОЗЦ (ожидание затвердевания цемента). Повторно вскрывают продуктивный пласт с помощью кумулятивного или гидropескоструйного перфоратора. Для изоляции подошвенных вод создают в призабойной зоне пласта водонепроницаемый экран закачкой цементного раствора в трещины, образованные при ГРП пласта в нужном сечении, либо заполнением цементом кольцевых щелей, созданных с помощью уплотнённой кумулятивной или гидropескоструйной перфорации.

После этого ниже перфорационных отверстий создают цементную пробку, а затем в образовавшиеся щели нагнетают цементный раствор, для чего устанавливают пакер выше перфорированных отверстий на заливочных трубах. Далее вымывают лишний раствор, удаляют пакер и при необходимости повторно перфорируют. Для отключения перфорированного интервала наиболее часто применяют колонну-летучку.

Важнейшей задачей эксплуатации обводнённой скважины является определение необходимости и своевременное осуществление мероприятий по изоляции каналов водопритока или отключению обводнённых пластов.

Осуществление ремонтно-изоляционных работ в каждой скважине зависит от степени рациональности происходящего в ней обводнения. При нерациональном обводнении в скважину поступают воды, не вытесняющие или почти не вытесняющие нефть. К видам нерационального обводнения скважин относятся:

- обводнение скважин посторонними водами (нижние, верхние);
- обводнение подошвенными водами, проникающими к фильтру по кольцевому пространству;
- обводнение скважин из маломощного высокопроницаемого интервала продуктивного пласта.

Технологии, применяемые для изоляции водопритока на залежах 302-303 Ромашкинского месторождения

1. «Дисин»

Инвертная дисперсия «Дисин» применяется для селективной изоляции водопритока и увеличения продуктивности скважин. Сущность комплексного воздействия заключается в следующем: в скважины, на которых произошёл прорыв воды по трещинам, кавернам и крупным порам, закачивается инвертная дисперсия «Дисин», после чего призабойная зона последовательно обрабатывается соляной кислотой и нефтяным растворителем с последующей выдержкой на реакцию. При закачке сжиженный, но агрегативно устойчивый «Дисин» фильтруется в трещины, каверны и крупные поры, по которым в скважину поступает вода. Гидрофобные свойства поверхности карбонатного коллектора способствуют проникновению гидрофобного (смачивающего) «Дисина» в достаточную для селективной изоляции глубину. Вместе с тем, в низкопроницаемую часть коллектора «Дисин» не фильтруется. При этом водоотталкивающие свойства «Дисина», находящегося в трещинах и крупных порах, обеспечивают надёжную изоляцию воды, поступающей со стороны нагнетательной скважины. «Дисин» продавливается в трещины раствором соляной кислоты. При этом соляная кислота не может попасть в трещины в силу водоотталкивающих свойств «Дисина», а, следовательно, устранить водоизоляционный эффект от «Дисина». Зато в низкопроницаемой части ПЗП, где избыток «Дисина» присутствует в виде тонкой кольматирующей плёнки, соля-

ная кислота будет химически взаимодействовать как с карбонатом и гидроксидом кальция, разрушая «Дисин», так и с породой коллектора, повышая проницаемость призабойной зоны пласта. Раствор соляной кислоты продавливается в ПЗП Нефрасом, который, с одной стороны, агрегативно доразрушает плёнку коагулирующего «Дисина» в низкопроницаемой части, оголяя твёрдую фазу и устраняя помеху для поступления нефти в скважину, а с другой стороны, удаляет АСПО и гидрофобизирует коллектор после гидрофилизирующего действия соляной кислоты.

При застывании в пласте «Дисин» образует гель с низким значением вязкости и в основном используется для блокировки мелких трещин.

2. Нефтебитумный продукт

Нефтебитумный продукт (НБП) представляет собой сложную смесь углеводородов различного структурно-группового состава и их гетеропроизводных, обладающих широким спектром физико-химических свойств, обуславливающих их стабильность и реакционную способность. Закачка нефтебитумного продукта с заданными фильтрационными характеристиками в обводнённый пласт повышает эффективность вытеснения нефти за счёт:

- мицеллярного строения нефтебитумного продукта и его поверхностно-активных свойств, обуславливающих его эмульгирующую и водоограничительную способность, что приводит к повышению сопротивления промытых зон, в разработку включаются не охваченные заводнением зоны пласта и пропластки;

- в результате блокирования промытых зон обводнённой части пласта создаются необходимые депрессии для включения не охваченных заводнением интервалов и зон нефтенасыщенного пласта;

- в результате блокирования промытых зон создаются необходимые депрессии для извлечения нефти из менее проницаемых интервалов пласта.

Технология разработана для закачки НБП в нагнетательные и добывающие скважины, эксплуатирующие обводнённые (обводнённость 80 %) слоисто-неоднородные терригенные и карбонатные коллектора нефтяных месторождений.

3. Водонабухающий полимер

Для изоляции водоносных пластов, ликвидации перетоков в затрубном пространстве, «языковых» прорывов вод и выравнивания контура заводнения разработана технология применения водонабухающего полимера (ВНП), способного многократно увеличить свой объём (набухать) в водных средах, не переходя в жидкое состояние, оставаясь гелем, но увеличивающимся в объёме не менее чем в 60–80 раз.

Молекулярное строение ВНП условно представляется единой макромолекулой, «сшитой» из молекулярных цепочек. Цепочки и связи образуют упругую сетку, которая скручена и плотно упакована. При взаимодействии с водой упругие цепочки и связи молекулы раскручиваются и расправляются. Гель начинает набухать до тех пор, пока молекулярные цепочки не исчерпают свою упругость.

4. Комплекс КРР-146

Зарубежный опыт эксплуатации продуктивной зоны горизонтальных скважин показал, что характеристики притока нефти в большинстве скважин являются крайне несовершенными – 75 % притока приходится на первые 30 % протяжённости горизонтального ствола. Результатом традиционной технологии заканчивания скважин (с обеспечением сплошного отбора продукции из всей продуктивной зоны) является низкая эффективность использования горизонтального ствола скважины. Невозможность создания необходимой депрессии для удалённых участков горизонтальной продуктивной зоны приводит к неравномерной и неполной выработке запасов при близком расположении водоносных горизонтов в начальном (30 %) участке скважины и преждевременному подтягиванию воды.

Одним из вариантов заканчивания скважины является разобщение продуктивной зоны на ряд участков без цементирования обсадной колонны в этой зоне. Такие технико-технологические схемы могут быть реализованы путём использования заколонных гидравлических проходных пакеров.

Анализ зарубежного опыта и промысловых данных по эксплуатации горизонтальных скважин, построенных по указанной выше технологии, а также имеющиеся геофизические материалы показывают, что для создания условий максимального нефтеизвлечения необходим новый подход к системе заканчивания и крепления горизонтального участка скважины.

Принципиально новый технико-технологический комплекс КРР-146 для крепления пологих и горизонтальных скважин, разработанный в ООО НТЦ «ЗЭРС» в тесном сотрудничестве со специалистами ОАО «Сургутнефтегаз» предусматривает достижение эффективной эксплуатации горизонтальных скважин с ограничением содержания воды и газа в добываемой продукции.

Для этих целей горизонтальный участок ствола скважины не цементируется и разделяется с помощью заколонных проходных пакеров на несколько разобщённых друг от друга зон в интервале продуктивного пласта с возможностью многократного регулирования сообщения этих зон с полостью эксплуатационной колонны.

Комплекс КРР-146 обеспечивает проведение следующей совокупности технологических операций в процессе крепления, освоения и эксплуатации горизонтальных скважин:

- герметичное разобщение горизонтального участка скважины на отдельные зоны с помощью заколонных гидравлических проходных пакеров, заполняемых твердеющими полимерными материалами или маслом;
- размещение между пакерами механически управляемых (открываемых и закрываемых) колонных фильтров;
- проведение операции пакеровки скважины и регулирования колонных фильтров с помощью многофункционального внутриколонного управляющего инструмента, спускаемого на НКТ и приводимого в действие гидравлическими и механическими операциями;
- проведение селективной изоляции;
- отдельный ввод участков ствола скважины в зависимости от величины проницаемости.

Впервые в отечественной практике КРР-146 применялся в «Сургутнефтегаз» на 14 скважинах.

В НГДУ «Лениногорскнефть» на двух горизонтальных скважинах по данным ГИС были определены интервалы обводнения скважин, которые были отсечены пакерами. К сожалению, в одной скважине эксплуатационная колонна оказалась не герметичной. На обеих скважинах все управляемые колонные фильтры закрыты и лишь по одному самому нижнему фильтру открыты.

По состоянию на 01.01.2016 г. первая скважина работает со следующими параметрами: дебит жидкости 8,1 м³/сут., дебит нефти 4,8 тонн/сут., обводнённость 41 % (до внедрения КРР скважина работала со следующими параметрами: дебит жидкости 15,2 м³/сут., дебит нефти 0,8 тонн/сут., обводнённость 94,7 %). Дополнительная добыча составляет 90 тонн за 22,5 дня работы. По второй скважине эффекта не получено.

В настоящее время трудно сделать правильные выводы использования КРР из-за короткого срока эксплуатации. Возможно, необходимо повторно происследовать скважины на определение интервалов поступления воды и открыть другие фильтры.

5. СНПХ-9633

Технология предназначена для улучшения показателей разработки добывающих скважин в залежах с неоднородными карбонатными коллекторами при пластовых температурах 20–40 °С и различной минерализацией попутно-добываемых вод.

Технология основана:

- на способности углеводородного раствора ПАВ при взаимодействии с минерализованной водой, обводняющей скважину, образовывать вязкие устойчивые эмульсии с внешней углеводородной фазой (селективная изоляция);
- на повышении эффективности кислотной обработки путём блокирования зон с повышенной проницаемостью за счёт образования высоковязких гелеобразных эмульсий, возникающих при смешении последовательно закачанных оторочек углеводородного раствора ПАВ и кислоты, что позволяет направить последнюю в нефтенасыщенные малопроницаемые зоны (направленная кислотная обработка).

Варьирование состава углеводородной композиции позволяет проводить кислотные обработки как в сочетании с длительной блокировкой высокопроницаемых водонасыщенных зон пласта, так и временной (на период проведения кислотной обработки). В последнем случае после реакции кислоты с породой пласта и снижением её активности устойчивость и вязкость эмульсионных систем резко падает, вследствие чего происходит восстановление проницаемости ранее заблокированных зон.

Состав закачиваемого реагента (марка реагента) подбирается, исходя из типа и минерализации (плотности) попутно-извлекаемых вод, концентрации используемой кислоты и цели обработки (временная или длительная изоляция обводнённых пропластков).

В зависимости от плотности извлекаемых вод для селективной изоляции следует использовать следующие марки реагента (таблица 1).

Таблица 1 – Зависимость применяемой марки реагента от плотности пластовой воды

Марка реагента	Плотность вод, обводняющих скважину, кг/м ³
СНПХ-9633 В1	1015–1060
СНПХ-9633 В2	1050–1130
СНПХ-9633 А	1130–1185

Технология ремонтно-изоляционных работ с применением СНПХ-9633 на примере скважины № 15403а

Требования к выбору объектов применения

При выборе объектов для обработки композицией СНПХ-9633 рекомендуется руководствоваться следующими требованиями:

- скважины, в которых продуктивные пласты представлены карбонатными коллекторами (тип коллектора – трещиновато-поровый; наличие трещин является положительным фактором);
- наличие значительных остаточных запасов нефти;
- высокая обводнённость извлекаемой продукции (свыше 90 %, желательно более 94 %);
- герметичность эксплуатационной колонны;
- снижение текущего дебита скважины в процессе работы при неизменном пластовом давлении (предпочтительный дебит скважины до обработки – не более 5 м³/сут.);
- наличие приёмистости скважины перед обработкой ориентировочно на уровне 20–100 м³/сут.;
- отсутствие непосредственно перед обработкой реагентом СНПХ-9633 закачки высоковязких систем;
- по возможности минимальная депрессия на пласт в ходе эксплуатации (желательно не выше 1 МПа, особенно после обработки).

Требования, предъявляемые к подготовке скважины перед закачкой СНПХ-9633

При подготовке скважины перед закачкой композиции СНПХ-9633 рекомендуется руководствоваться следующими требованиями:

- определить дебит скважины, обводнённость продукции, плотность и состав попутно-добываемой воды, пластовое, забойное и буферное давление, коэффициент продуктивности;
- заглушить скважину;
- поднять подземное оборудование;
- провести комплекс ГИС по определению технического состояния эксплуатационной колонны, чистоты текущего забоя и источника обводнения;
- при необходимости промыть скважину водой;
- при выявлении по результатам исследований неисправностей в техническом состоянии (негерметичность эксплуатационной колонны, наличие заколонных перетоков, отсутствие зумпфа и др.) их необходимо устранить;

- спустить технологические трубы на глубину на 1–2 м ниже нижнего перфорационного отверстия;
- определить приёмистость скважины и давление нагнетания;
- если давление нагнетания превышает давление раскрытия трещин (гидроразрыва) в коллекторах или оно составляет более 9 МПа, снизить его методами ОПЗ (кислотная ванна);
- если давление нагнетания превышает допустимое на колонну и его невозможно снизить указанными методами, то работы по закачке СНПХ-9633 следует вести с применением пакера (колонна должна быть прошаблонирована, а место посадки пакера подготовлено).

Для проведения работ по ограничению водопритока с использованием реагента СНПХ-9633 совместно со специалистами НГДУ «Ленингорскнефть» была подобрана скважина № 15403а (таблица 2).

Таблица 2 – Исходные данные по скважине № 15403а

№№ п/п	Геолого-технологические параметры	Значение
1	Дата ввода в эксплуатацию	18.02.1978 г.
2	Тип коллектора	трещиновато-поровый
3	Начальный дебит по нефти, тонн/сут.	3,5
4	Начальный дебит по жидкости, м ³ /сут.	4,7
5	Начальная обводнённость, %	3,2
6	Отобрано запасов с начала эксплуатации перед проведением изоляционных работ, тонн	18356
7	Пластовое давление, МПа	6,4
8	Искусственный забой, м	1125
9	Дебит нефти перед проведением изоляционных работ, тонн/сут.	1
10	Дебит жидкости перед проведением изоляционных работ, м ³ /сут.	10
11	Обводнённость скважины перед проведением изоляционных работ, %	77
12	Интервал перфорации, м	758–766

Материалы, применяемые в технологическом процессе

Реагент СНПХ-9633 (ТУ 39-05765670-ОП-180-93) представляет собой раствор композиции поверхностно-активных веществ в углеводородном растворителе и отличается составом анионного компонента.

Характеристика реагентов приведена в таблице 3.

Таблица 3 – Характеристика реагентов

Наименование	Единица измерений	Значение показателя
Внешний вид	визуально	однородная прозрачная жидкость тёмно-коричневого или зелёного цвета
Плотность при 20 °С, в пределах	кг/м ³	800–930
Вязкость при 20 °С, не выше	мПа · с	3,0
Температура застывания, не выше	°С	–30

Реагент готовится в соответствии с техническими условиями, поставляется и закачивается в скважину в товарном виде.

Вода пластовая (девонская) хлоркальциевого типа, плотностью ~ 1180 кг/м³. Кислота соляная ингибированная (ТУ 6-01-046-89-381-85-92).

При давлении нагнетания ниже 45 атм. закачка производится с добавлением наполнителя – глинопорошка, количество которого определяется в зависимости от приёмистости скважины и давления нагнетания.

Расчёт необходимого количества реагента

Согласно указаниям по расчёту СНПХ, приведённым выше, на 1 м перфорированной толщины пласта рекомендуется 3,0–3,5 м³ реагента СНПХ.

$$V_h = V_o \cdot h, \quad (1)$$

где V_p – объём реагента, необходимого для изоляции вод; V_o – объём реагента на 1 м перфорированной толщины пласта; h – интервал перфорации.

$$V_h = 3 \cdot (766 - 758) = 24 \text{ м}^3 \text{ на скважино-обработку.}$$

В связи с низкой приёмистостью и низким давлением нагнетания необходимо произвести изоляцию водопритока с использованием наполнителя – глинопорошка, количество которого выбирается исходя из приёмистости скважины и давления нагнетания. При подготовительных работах приёмистость скважины составила 480 м³/сут. при 25 атм. Соответственно следуя инструкции по применению реагента при такой приёмистости необходимо 4–6 тонн глинопорошка в качестве наполнителя.

С целью повышения эффективности обработки добывающих скважин реагентом СНПХ-9633 в последние годы стали вводить порциями, чередуя их с минерализованной водой плотностью 1040–1070 кг/м³. Это делалось для увеличения зон смешения реагента с водой и облегчения формирования эмульсии в пористой среде.

Распишем технологию проведения процесса:

- 1) 4 м³ реагента СНПХ-9633 и 0,8–1,2 тонн сухого глинопорошка;
- 2) 4 м³ воды плотностью 1,04–1,07 г/см³;
- 3) повторяем п. 1 и п. 2 четыре раза;
- 3) 8 м³ СНПХ-9633.

Продавка реагента в пласт производится технической водой удельным весом 1,04–1,07 г/см³.

Рассчитаем объём продавочной жидкости.

Объём продавочной жидкости определяется из следующего расчёта:

- объём НКТ плюс 2–6 м³ (если объём закачанного реагента менее 20 м³);
- объём НКТ плюс 4–10 м³ (если объём закачанного реагента более 20 м³).

Соответственно при наших условиях выбираем:

$$V_{\text{жид продавки}} = V_{\text{нкт}} + 6 \text{ м}^3, \quad (2)$$

где $V_{\text{жид продавки}}$ – объём продавочной жидкости, м³; $V_{\text{нкт}}$ – объём НКТ, м³.

$$V_{\text{нкт}} = V'_{\text{нкт}} \cdot L, \quad (3)$$

где $V'_{\text{нкт}}$ – объём одного метра НКТ; L – глубина спуска, м.

$$V'_{\text{нкт}} = \pi \cdot R^2, \quad (4)$$

где R – внутренний радиус НКТ:

$$R = \frac{D - \delta}{2}, \quad (5)$$

где D – диаметр НКТ; δ – толщина стенки.

$$R = \frac{D - \delta}{2} = \frac{73 - 5,5}{2} = 31 \text{ мм} = 0,031 \text{ м};$$

$$V'_{\text{нкт}} = \pi \cdot R^2 = 3,14 \cdot 0,031^2 = 3,017 \cdot 10^{-3} \text{ м}^3;$$

$$V_{\text{нкт}} = 3,017 \cdot 10^{-3} \cdot 758 = 2,3 \text{ м}^3;$$

$$V_{\text{жид продавки}} = 2,3 + 6 = 8,3 \approx 8 \text{ м}^3.$$

Соответственно необходимо 16 м³ пластовой воды удельным весом 1,04–1,07 г/см³ на закачку самого реагента, 8 м³ на продавку реагента и 8 м³ на определение приёми-

стои перед началом работ. Всего 32 м³. Также СНПХ-9633 марки В-1 в количестве 24 м³ согласно приведённому выше расчёту, глинопорошка в качестве наполнителя 4 тонн.

При резком возрастании давления более чем на 30–40 % сократить количество продавочной жидкости между циклами с 4 до 1 м³, а если это не поможет, качать без разделительных оторочек.

Оставить скважину на реагирование не менее чем на 24 часа.

Определение числа и типа специальной техники

Определяем тип и число специальной техники, необходимой для проведения изоляционных работ, исходя из рассчитанного количества реагента. Для нагнетания реагента выбираем наиболее распространённый цементировочный агрегат ЦА-320 в количестве двух единиц. Под доставку и перемешивание глинопорошка необходим СМН-20. Рассчитанный объём реагента и технической воды доставляется на скважины с помощью автоцистерн АЦ. Потребуется АЦ-8 в количестве 4 единиц для минерализованной воды и 3 единицы АЦ-8 под СНПХ-9633.

Освоение скважины после ремонта

После проведения изоляционных работ проводят освоение скважин. Освоением скважины называется комплекс работ по вызову притока жидкости и газа из пласта в эксплуатационную скважину.

Сущность освоения скважины заключается в создании депрессии, т.е. перепада между пластовым и забойным давлениями, с таким расчётом, чтобы пластовое давление превышало забойное. Достигается это двумя путями:

- 1) уменьшением плотности жидкости, находящейся в скважине;
- 2) снижением уровня жидкости в скважине.

В первом случае жидкость в скважине может быть заменена на следующие:

- глинистый раствор на воду, затем на нефть;
- минеральная вода – на пресную воду, затем на нефть;
- эмульсионный раствор на углеводородной основе – на нефть.

Количество нефти – для замены должно быть не менее объёма эксплуатационной колонны.

Во втором случае уровень в скважине снижают одним из следующих способов:

- сваби́рованием или тартанием желонкой;
- сжатым газом или воздухом;
- спуском и откачкой жидкости электропогружными или штанговыми насосами.

Сваби́рование заключается в постепенном снижении уровня жидкости, заполняющей скважину, при помощи сваба. Для подготовки скважины к сваби́рованию спускают НКТ до интервала перфорации. Каждую трубу перед спуском шаблонизируют шаблоном, т.к. диаметр манжет сваба на 1–2 мм меньше диаметра НКТ.

Сваб спускают в трубы на стальном канате диаметром 16–19 мм. При спуске шариковый клапан открыт, что позволяет свабу свободно погружаться в жидкость. При подъёме сваба клапан закрывается и столб жидкости, который находится над свабом, выносится вверх. Во избежание обрыва каната максимальная глубина спуска сваба под уровень жидкости в скважине не должна превосходить допустимых нагрузок на канат, обычно сваб спускают под уровень жидкости на глубину 150–350 м. При сваби́ровании уровень жидкости в скважине снижается, соответственно снижается забойное давление, что вызывает приток жидкости из пласта. Для снижения уровня жидкости используют и желонки. Желонку изготавливают из НКТ или обсадных труб длиной 6–12 м. Верхний конец её открытый и снабжён «головкой» для прикрепления стального каната. Внизу находится клапан тарельчатого типа, открывающийся вверх. Желонку спускают на стальном канате. Тартание производят с помощью передвижного подъёмника или лебёдки.

Для снижения уровня жидкости с помощью закачки азота в скважину спускают НКТ выше интервала перфорации на 50 м с «пусковыми» муфтами. Сущность метода заключается в нагнетании азота в кольцевое пространство между трубами и колонной. Азот вытесняет жидкость, заполняющую скважину, и одновременно газифицирует жидкость, тем самым уменьшая её плотность. Для нагнетания азота применяются передвижные компрессоры СД-9-11.

Недостаток этого способа заключается в небольшой производительности компрессора. Время снижения уровня увеличивается до 5–7 часов.

Анализ эффективности селективной изоляции скважин

Основным реагентом, который используют для изоляции водопритока в НГДУ «Лениногорскнефть», начиная с 1990 года, является реагент СНПХ-9633. Он представляет собой углеводородный раствор ПАВ, который при взаимодействии с минерализованной водой, обводняющей скважину, способен образовывать вязкие устойчивые эмульсии с внешней углеводородной фазой, а также повышать эффективность кислотной обработки путём блокирования зон с повышенной проницаемостью за счёт образования высоковязких гелеобразных эмульсий, возникающих при смешении последовательно закачанных оторочек углеводородного раствора ПАВ и кислоты, что позволяет направить последнюю в нефтенасыщенные малопроницаемые зоны.

Основным достоинством данной технологии является то, что композиции на углеводородной основе при взаимодействии с низкопродуктивной частью пласта не образуют водонефтяные эмульсии и соответственно не блокируют их, а при взаимодействии с высокопродуктивной частью частично блокируют, тем самым выравнивая профиль приёмистости и ограничивая приток из водонасыщенной части пласта.

Существенным недостатком этого метода является высокая стоимость реагента. Поскольку в последнее время увеличивается доля скважин с горизонтальными открытыми стволами, которые имеют большую протяжённость порядка 200–350 м, что для данных залежей увеличивает вероятность наличия большого числа трещин, по которым прорывается подошвенная вода, – для ограничения водопритока в таких скважинах необходимо большее количество реагента и наполнителя, что соответственно приводит к удорожанию работ.

Не последнее место при изоляции водопритока на залежах 302-303 является применение в качестве изоляционного материала НБП – сложной смеси углеводов различного структурно-группового состава и их гетеропродуктов. Суть метода заключается в следующем:

- в разработку включаются неохваченные заводнением зоны пласта и пропластки благодаря мицеллярному строению нефтебитумного продукта и его поверхностно-активным свойствам, обуславливающим его эмульгирующую и водоограничительную способность, что приводит к повышению сопротивления промытых зон;
- в результате блокирования промытых зон обводнённой части пласта создаются необходимые депрессии для включения неохваченных заводнением интервалов и зон нефтенасыщенного пласта;
- в результате блокирования промытых зон создаются необходимые депрессии для извлечения нефти из менее проницаемых интервалов пласта.

Главное преимущество НБП – высокая запечатывающая способность, которая наиболее эффективна при изоляции наиболее крупных «трещин». Использование этого реагента позволило получить прирост по нефти на скважинах, на которых не получили эффекта после закачки таких реагентов как СНПХ-9633, «Дисин» и др. Правда, и по продолжительности эффекта он наиболее низкий, что является его недостатком. Возможно, это связано с образованием большого количества дополнительных систем искусственно создаваемых трещин в результате большого давления нагнетания при закачке реагента, из-за его большой вязкости и добавления в качестве наполнителя цемента. Это явление подтверждается увеличением коэффициента продуктивности после проведения изоляционных работ на большинстве скважин.

Хорошие показатели эффективности были получены от применения технологии «Дисин». Сущность комплексного воздействия заключается в следующем. В скважины, на которых произошёл прорыв воды по трещинам, кавернам и крупным порам, закачивается инвертная дисперсия «Дисин», после чего призабойная зона последовательно обрабатывается соляной кислотой и нефтяным растворителем с последующей поддержкой на реакцию. При закачке сжиженный, но агрегативно устойчивый «Дисин» фильтруется в трещины, каверны и крупные поры, по которым в скважину поступает вода. Гидрофобные свойства поверхности карбонатного коллектора способствуют

проникновению гидрофобного (смачивающего) «Дисина» в достаточную для селективной изоляции глубину. Вместе с тем, в низкопроницаемую часть коллектора «Дисин» не фильтруется. При этом водоотталкивающие свойства «Дисина», находящегося в трещинах и крупных порах, обеспечивают надёжную изоляцию воды, поступающей со стороны нагнетательной скважины. «Дисин» продавливается в трещины раствором соляной кислоты. При этом соляная кислота не может попасть в трещины в силу водоотталкивающих свойств «Дисина», а, следовательно, устранить водоизоляционный эффект от «Дисина». Зато в низкопроницаемой части призабойной зоны пласта, где избыток «Дисина» присутствует в виде тонкой кольматирующей плёнки, соляная кислота будет химически взаимодействовать как с карбонатом и гидроксидом кальция, разрушая «Дисин», так и с породой коллектора, повышая проницаемость призабойной зоны пласта. Раствор соляной кислоты продавливается в призабойную зону пласта Нефрасом, который, с одной стороны, агрегативно доразрушает плёнку кольматирующего «Дисина» в низкопроницаемой части, оголяя твёрдую фазу и устраняя помеху для поступления нефти в скважину, а другой стороны удаляет АСПО и гидрофобизирует коллектор после гидрофилизирующего действия соляной кислоты.

При застывании в пласте «Дисин» образует гель с низким значением вязкости и в основном используется для блокировки мелких трещин.

Преимуществом «Дисина» является его низкая вязкость, что при закачке уменьшает вероятность образования искусственной системы трещин. К недостатку можно отнести тот фактор, что при закачке используется соляная кислота, что неблагоприятно влияет на матрицу породы. Возможно поэтому успешность у «Дисина» самая низкая – из 31 скважино-обработок по 10 скважинам не получено эффекта. Однако его низкая стоимость и самая большая дополнительная добыча делают его достаточно привлекательным для проведения изоляционных работ на залежи 302-303 Ромашкинского месторождения.

Выводы

На основании проведённого анализа можно сделать следующие выводы:

- **по СНПХ-9633:**

на 01.01.2016 г. дополнительная добыча нефти на 1 скважино-обработку составила ~ 648 тонн при сокращении попутно-добываемой воды ~ 256 тонн, причём эффект продолжается в 33 % скважин. Средняя длительность эффекта составила более 464 дней. Успешность метода – около 70 %. Среднесуточный прирост дебита нефти – более 1,5 тонн/сут.;

- **по НБП:**

на 01.01.2016 г. дополнительная добыча нефти на 1 скважино-обработку составила ~ 386 тонн при сокращении попутно-добываемой воды ~ 957 тонн, причём эффект продолжается в 46 % скважин. Средняя длительность эффекта составила более 287 дней. Успешность метода – около 79 %. Среднесуточный прирост дебита нефти – более 1,2 тонн/сут.;

- **по «Дисину»:**

на 01.01.2016 г. дополнительная добыча нефти на 1 скважино-обработку составила ~ 443 тонн при сокращении попутно-добываемой воды ~ 167 тонн, причём эффект продолжается в 46 % скважин. Средняя длительность эффекта составила более 376 дней. Успешность метода – около 79 %. Среднесуточный прирост дебита нефти – более 0,7 тонн/сут.;

- **по КРР-146:**

В НГДУ «Лениногорскнефть» на двух горизонтальных скважинах по данным ГИС были определены интервалы обводнения скважин, которые были отсечены пакерами. К сожалению, в одной скважине эксплуатационная колонна оказалась негерметичной. На обеих скважинах все управляемые колонные фильтры закрыты и лишь по одному самому нижнему фильтру открыты.

По состоянию на 01.01.2016 г. первая скважина работает со следующими параметрами: дебит жидкости 8,1 м³/сут., дебит нефти 4,8 тонн/сут., обводнённость составляет 41 % (до внедрения КРР скважина работала со следующими параметрами: дебит жидкости

15,2 м³/сут., дебит нефти 0,8 тонн/сут., обводнёность 94,7 %). Дополнительная добыча составляет 90 тонн за 22,5 дня работы. По второй скважине эффекта не получено.

В настоящее время трудно сделать правильные выводы использования КРР из-за короткого срока эксплуатации. Возможно, необходимо повторно исследовать скважины на определение интервалов поступления воды и открыть другие фильтры.

Литература:

1. Булгаков Р.Т., Газизов А.Ш., Габдуллин Р.Г., Юсупов И.Г. Ограничение притока пластовых вод в нефтяные скважины. – М. : Издательство Недра, 1976. – 174 с.
2. Муслимов Р.Х., Шавалиев А.М., Хисамов Р.Б., Юсупов И.Г. Геология, разработка и эксплуатация Ромашкинского месторождения : в 2 томах. – М. : ВНИИОЭНГ, 1995. – Том 1. – 490 с.
3. Муслимов Р.Х., Шавалиев А.М., Хисамов Р.Б., Юсупов И.Г. Геология, разработка и эксплуатация Ромашкинского месторождения : в 2 томах. – М. : ВНИИОЭНГ, 1995. – Том 2. – 286 с.
4. Садреева Н.Г. Технологическая схема разработки залежей 301-303 Ромашкинского месторождения : отчёт по договору № 95.860.97 «ТатНИПИнефть». – Бугульма, 1997.
5. Собанова О.Б., Фридман Г.Б., Федорова И.Л. Применение углеводородных композиций ПАВ для увеличения добычи нефти из обводнившихся пластов // Нефтяное хозяйство, 2000. – № 11.
6. Руководство по проведению РИР на основе продукта СНПХ-9633.
7. Руководство по проведению РИР на основе НБП.
8. Руководство по проведению РИР на основе «Дисин».
9. Справочное руководство по изоляции водоприток в скважинах ОАО «Татнефть» 1999.
10. Технология ремонтно-изоляционных работ на примере СНПХ-9633. – URL : http://knowledge.allbest.ru/geology/2c0b65625b3bc68b5d43a89521216d27_0.html
11. Булатов А.И., Савенок О.В. Капитальный подземный ремонт нефтяных и газовых скважин : в 4 томах. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2012–2015. – Т. 1–4.
12. Булатов А.И., Волощенко Е.Ю., Кусов Г.В., Савенок О.В. Экология при строительстве нефтяных и газовых скважин : учебное пособие для студентов вузов. – Краснодар : Просвещение-Юг, 2011. – 603 с.
13. Булатов А.И., Кусов Г.В., Савенок О.В. Асфальто-смоло-парафиновые отложения и гидратообразования: предупреждение и удаление : в 2 томах : учебное пособие. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2011. – Т. 1. – 348 с.
14. Булатов А.И., Кусов Г.В., Савенок О.В. Асфальто-смоло-парафиновые отложения и гидратообразования: предупреждение и удаление : в 2 томах : учебное пособие. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2011. – Т. 2. – 348 с.
15. Булатов А.И., Савенок О.В., Яремийчук Р.С. Научные основы и практика освоения нефтяных и газовых скважин. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2016. – 576 с.
16. Мариампольский Н.А., Савенок Н.Б., Савенок О.В. Комбинированное использование вязкоупругого состава и полимерцемента для ликвидации водопритока в эксплуатационной скважине // Научно-технический журнал «Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море». – М. : ВНИИОЭНГ, 1996. – № 4. – С. 22–24.
17. Мариампольский Н.А., Савенок Н.Б., Савенок О.В. Разработка низкозамерзающего вязкоупругого состава / Сборник научных трудов «Гипотезы, поиск, прогнозы». – Краснодар : СКО ИА РФ, 1997. – Вып. 4. – С. 156–160.
18. Мариампольский Н.А., Савенок Н.Б., Савенок О.В., Исмаил Висам, Халлак Вассим Али. Актуальность и пути решения проблемы водоприток в нефтедобывающую скважину / Сборник научных трудов «Гипотезы, поиск, прогнозы». – Краснодар : СКО ИА РФ, 1998. – Вып. 5. – С. 224–230.
19. Савенок О.В., Халлак Вассим Али. Высокопрочный цемент для ликвидации поступления воды в забой нефтедобывающей скважины // Тезисы докладов 52-й Межвузовской студенческой конференции «Нефть и газ – 98». Секция: Разработка нефтяных и газовых месторождений. – М. : РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 1998. – С. 16.

20. Савенок О.В., Савенок Н.Б., Ашрафьян М.О. Новая технология ликвидации интенсивных поглощений // Научно-технический журнал «Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море». – М. : ВНИИОЭНГ, 2000. – № 6–7. – С. 23–25.

21. Яковлев А.Л., Савенок О.В. Разработка экологически безопасных технологических решений при интенсификации добычи нефти на территории Краснодарского края // Проблемы геологии и освоения недр: Труды XX Международного симпозиума имени академика М.А. Усова студентов и молодых учёных, посвящённого 120-летию со дня основания Томского политехнического университета (4–8 апреля 2016 года). – Томск : Изд-во Томского политехнического университета, 2016. – Том II. – С. 280–282.

22. Яковлев А.Л., Савенок О.В. Анализ эффективности применяемого оборудования и возможных причин отказа при интенсификации добычи нефти на месторождениях Краснодарского края // Горный информационно-аналитический бюллетень (научно-технический журнал). – М. : Издательство «Горная книга», 2016. – № 5. – С. 149–163.

23. Яковлев А.Л., Шамара Ю.А. Разработка рекомендаций по внедрению физико-химических методов воздействия на призабойную зону пласта в условиях месторождения Мухто : Современные тенденции развития нефтегазовой и машиностроительной отраслей / сборник научных статей по материалам I Международной научно-практической конференции (25 мая 2016 года, г. Пермь) / Под общ. ред. Т.М. Сигитова. – Пермь : ИП Сигитов Т.М., 2016. – С. 43–49.

24. Яковлев А.Л., Шамара Ю.А., Даценко Е.Н. Методы увеличения нефтеотдачи пластов на Арланском нефтяном месторождении // Научный журнал НАУКА. ТЕХНИКА. ТЕХНОЛОГИИ (политехнический вестник). – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2016. – № 3. – С. 96–112.

25. Петрушин Е.О., Арутюнян А.С. Гидродинамические исследования при освоении скважин с помощью свабирования // Технические и технологические системы: Материалы восьмой международной научной конференции «ТТС-16» (24–26 ноября 2016 года) / ФГБОУ ВО «КубГТУ», КВВАУЛ им. А.К. Серова; под общей редакцией Б.Х. Гайтова. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2016. – С. 266–275.

26. Яковлев А.Л., Самойлов А.С., Мустафа Фарид, Ибегбуле Сандра Озиомачу-кву Анализ эффективности применения методов увеличения нефтеотдачи пластов на Мыхпайском месторождении // Научный журнал НАУКА. ТЕХНИКА. ТЕХНОЛОГИИ (политехнический вестник). – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2016. – № 4. – С. 60–76.

27. Яковлев А.Л., Панцарников Д.С., Савенок О.В. Анализ методов воздействия на призабойную зону пласта в условиях Самотлорского месторождения // Научно-технический журнал «Нефть. Газ. Новации». – Самара : Издательский Дом «Нефть. Газ. Новации», 2017. – № 2/2017. – С. 36–51.

28. Савенок О.В., Лешкович Н.М., Мажник В.И. Анализ обводнённости и методы ограничения водопритоков в нефтегазодобывающих скважинах месторождений острова Сахалин / Булатовские чтения: материалы I Международной научно-практической конференции (31 марта 2017 года) : в 5 томах : сборник статей под общ. ред. д-ра техн. наук, проф. О.В. Савенок. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2017. – Т. 2: Разработка нефтяных и газовых месторождений. – С. 255–260. – URL : <http://id-yug.com/images/id-yug/Bulatov/2017/2/PDF/2017-V2-255-260.pdf>

29. Березовский Д.А., Кусов Г.В., Савенок О.В., Алкаджи Махран. Анализ эффективности ремонтных работ на скважинах Югидского месторождения // Научный журнал НАУКА. ТЕХНИКА. ТЕХНОЛОГИИ (политехнический вестник). – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2017. – № 2. – С. 109–137.

30. Оливейра Жерсон Гонсалу, Очередько Т.Б., Яковлев А.Л., Самойлов А.С. Применение реагента СНПХ-9633 для обработки призабойных зон пластов Серафимовского месторождения // Научный журнал НАУКА. ТЕХНИКА. ТЕХНОЛОГИИ (политехнический вестник). – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2017. – № 2. – С. 138–149.

31. Яковлев А.Л., Самойлов А.С., Барамбонье Соланж. Анализ химических методов увеличения продуктивности скважин в ОАО «ТНК - Нижневартовск» // Вестник студенческой науки кафедры информационных систем и программирования. – 2017. – № 02. – URL : vs.n.esrae.ru/2-8 (дата обращения: 10.11.2017).

32. Сезар Лину Андре, Очередыко Т.Б., Савенок О.В., Матвеева И.С. Анализ эффективности применения технологий водоизоляционных работ в продуктивных пластах Южно-Ягунского месторождения // Научный журнал НАУКА. ТЕХНИКА. ТЕХНОЛОГИИ (политехнический вестник). – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2017. – № 3. – С. 208–236.

References:

1. Bulgakov R.T., Gazizov A.Sh., Gabdullin R.G., Yusupov I.G. Restriction of inflow of reservoir waters to oil wells. – M. : Publishing house Nedra, 1976. – 174 p.
2. Muslimov R.H., Shavaliyev A.M., Hisamov R.B., Yusupov I.G. Geology, development and operation of the Romashkinsky field : in 2 volumes. – M. : VNIIOENG, 1995. – Volume 1. – 490 p.
3. Muslimov R.H., Shavaliyev A.M., Hisamov R.B., Yusupov I.G. Geology, development and operation of the Romashkinsky field : in 2 volumes. – M. : VNIIOENG, 1995. – Volume 2. – 286 p.
4. Sadreeva N.G. Technological scheme of development of deposits 301-303 Romashkinsky of the field : report on the contract No. 95.860.97 Tatnipineft. – Bugulma, 1997.
5. Sobanova O.B., Friedman G.B., Fedorova I.L. Application of hydrocarbonic compositions surfactant for increase in oil production from the flooded layers // Oil economy, 2000. – No. 11.
6. The guide to carrying out RIR on the basis of SNPH-9633 product.
7. The guide to carrying out RIR on the basis of NBP.
8. The guide to carrying out RIR on the basis of Disin.
9. The reference guide on isolation of water inflows in wells of JSC Tatneft 1999.
10. Technology of repair and insulating works on the example of SNPH-9633. – URL : http://knowledge.allbest.ru/geology/2c0b65625b3bc68b5d43a89521216d27_0.html
11. Bulatov A.I., Savenok O.V. Capital underground repairs oil and gas wells : in 4 volumes. – Krasnodar : Izdatelsky Dom – Yug, 2012–2015. – T. 1–4.
12. Bulatov A.I., Voloshchenko E.Yu., Kusov G.V., Savenok O.V. Ecology at construction of oil and gas wells : manual for students of higher education institutions. – Krasnodar : Education South, 2011. – 603 p.
13. Bulatov A.I., Kusov G.V., Savenok O.V. Asfalto-smolo-parafinovyе deposits and hydrate formations: prevention and removal : in 2 volumes : educational grant. – Krasnodar: Publishing house – the South, 2011. – T. 1. – 348 p.
14. Bulatov A.I., Kusov G. V., Savenok O.V. Asfalto-smolo-parafinovyе deposits and hydrate formations: prevention and removal : in 2 volumes : educational grant. – Krasnodar : Izdatelsky Dom – Yug, 2011. – T. 2. – 348 p.
15. Bulatov A.I., Savenok O.V., Yaremiychuk R.S. Scientific bases and practice of development of oil and gas wells. – Krasnodar : Izdatelsky Dom – Yug, 2016. – 576 p.
16. Mariampolsky N.A., Savenok N.B., Savenok O.V. The combined use of viscoelastic structure and the polymertsement for elimination of water inflow in the operational well // the Scientific and technical magazine «Stroitelstvo Neftyanykh I Gazovykh Skvazhin Na Sushe I Na More». – M. : VNIIOENG, 1996. – No. 4. – P. 22–24.
17. Mariampolsky N.A., Savenok N.B., Savenok O.V. Development of the low-freezing viscoelastic structure / Collection of scientific works «Hypotheses, search, forecasts». – Krasnodar : SKO Russian Federation news Agency, 1997. – Issue 4. – P. 156–160.
18. Mariampolsky N.A., Savenok N.B., Savenok O.V., Ismail Visam, Hallak Wasim Ali. Relevance and solutions of a problem of water inflows and oil-extracting well / Collection of scientific works «Hypotheses, search, forecasts». – Krasnodar : SKO Russian Federation news Agency, 1998. – Issue 5. – P. 224–230.
19. Owllet O.V., Hallak Wasim Ali. High-strength cement for elimination of water inflow in a face of the oil-extracting well // Theses of reports of the 52nd Interuniversity student's conference «Oil and Gas – 98». Section: Development of oil and gas fields. – M. : RGU of oil and gas of I.M. Gubkin, 1998. – P. 16.
20. Savenok O.V., Savenok N.B., Ashrafyan M.O. New technology of elimination of intensive absorption // Scientific and technical magazine «Stroitelstvo Neftyanykh I Gazovykh Skvazhin Na Sushe I Na More». – M. : VNIIOENG, 2000. – No. 6–7. – P. 23–25.

21. Yakovlev A.L., Savenok O.V. Development of ecologically safe technology solutions at an oil production intensification in the territory of Krasnodar Krai // Problem geology and development of a subsoil : Works XX of the International symposium of a name of the academician M.A. Usov of students and young scientists devoted to the 120 anniversary from the date of foundation of the Tomsk Polytechnic University (on April 4–8, 2016). – Tomsk : Publishing house of the Tomsk Polytechnic University, 2016. – Volume II. – P. 280–282.

22. Yakovlev A.L., Savenok O.V. The analysis of efficiency of the used equipment and possible causes of failure at an oil production intensification on fields of Krasnodar Krai // the Mountain information and analytical bulletin (nauch-but-technical journal). – M. : Mountain Book publishing house, 2016. – No. 5. – P. 149–163.

23. Yakovlev A.L., Shamara Yu.A. Development of recommendations about introduction of physical and chemical methods of impact on a bottomhole zone of layer in the conditions of the Mukhto field : Current trends of development oil and gas and machine-building branches / collection of scientific articles on materials I of the International scientific and practical conference (on May 25, 2016, Perm) / Under a general edition of T.M. Sigitov. – Perm : IP Sigitov T.M., 2016. – P. 43–49.

24. Yakovlev A.L., Shamara Yu.A., Datsenko E.N. Methods of increase in oil recovery of layers on the Arlansky oil field // Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – Krasnodar : Izdatelsky Dom – Yug, 2016. – No. 3. – P. 96–112.

25. Petrushin E.O., Arutyunyan A.S. Hydrodynamic researches at development of wells by means of a svabirovaniye // Technical and technological systems : Materials of the eighth international scientific TTS-16 conference (on November 24–26, 2016) / FGBOU WAUGH of KubGTU, KVVAUL of A.K. Serov; under the general editorial office B.H. Guytova. – Krasnodar : Izdatelsky Dom – Yug, 2016. – P. 266–275.

26. Yakovlev A.L., Samoylov A.S., Moustapha Fareed, Ibegbule Sandra Oziomachuku the Analysis of efficiency of application of methods of increase in oil recovery of layers on the Mykhpaysky field // Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – Krasnodar : Izdatelsky Dom – Yug, 2016. – No. 4. – P. 60–76.

27. Yakovlev A.L., Pantsarnikov D.S., Savenok O.V. The analysis of methods of impact on a bottomhole zone of layer in the conditions of Samotlor field // the Scientific and technical magazine «Oil. Gas. Innovations». – Samara : Publishing house «Oil. Gas. Innovations», 2017. – No. 2/2017. – P. 36–51.

28. Savenok O.V., Leshkovich N.M., Mazhnik V.I. The analysis of water content and methods of restriction of water inflows in oil and gas extraction wells of fields of the island of Sakhalin / Bulatovskiye of reading: materials I of the International scientific and practical conference (on March 31, 2017) : in 5 volumes : the collection of articles under a general edition of the Dr. Sci. Tech., the prof. O.V. Savenok. – Krasnodar : Izdatelsky Dom – Yug, 2017. – T. 2: Development of oil and gas fields. – P. 255–260. – URL : <http://id-yug.com/images/id-yug/Bulatov/2017/2/PDF/2017-V2-255-260.pdf>

29. Berezovsky D.A., Kusov G.V., Savenok O.V., Alkadzhi Makhran. The analysis of efficiency of repair work on wells of the Yugidsky field // Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – Krasnodar : Izdatelsky Dom – Yug, 2017. – No. 2. – P. 109–137.

30. Oliveira Zherson Gonsalu, Ocheredko T.B., Yakovlev A.L., Samoylov A.S. Use of SNPH-9633 reagent for processing of bottomhole zones of layers of the Serafi-movsky field // Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – Krasnodar : Izdatelsky Dom – Yug, 2017. – No. 2. – P. 138–149.

31. Yakovlev A.L., Samoylov A. S., Barambonie Solange. The analysis of chemical methods of increase in efficiency of wells in JSC Multinational Corporation – Nizhnevartovsk // the Messenger of student's science of department of information systems and programming. – 2017. – No. 02. – URL : vs.n.esrae.ru/2-8 (date of the address: 11/10/2017).

32. César Lina Andrée, Ocheredko T.B., Savenok O.V., Matveev I.S. The analysis of efficiency of use of technologies of water insulating works in productive layers of the Southern Yagunsky field // Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – Krasnodar : Izdatelsky Dom – Yug, 2017. – No. 3. – P. 208–236.