

УДК 622. 245.142.4

**ОБОСНОВАНИЕ ВСКРЫТИЯ ПРОДУКТИВНОГО ПЛАСТА
ПУТЁМ ГИДРОПЕСКОСТРУЙНОЙ ПЕРФОРАЦИИ
НА НОВО-ДАВЫДОВСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ**

**THE JUSTIFICATION OF PRODUCING PLAST EXPLOSION
BY HYDRO-SANDBLAST PERFORATION
ON THE NOVO-DAVYDOVSKOYE FIELD**

Галухин Александр Сергеевич

студент-магистрант,
Кубанский государственный
технологический университет
galuxin2012@mail.ru

Шальская Светлана Васильевна

начальник контрольно-интерпретационной
методической партии
промыслово-геофизических исследований,
Производственный Филиал «Кубаньгазгеофизика»
ООО «Газпром георесурс» ПАО «Газпром»
sv010478@mail.ru

Аннотация. В статье проведено обоснование вскрытия продуктивного пласта путём гидропескоструйной перфорации на Ново-Давыдовском месторождении. Показана пробивная способность перфораторов различной конструкции, сделан выбор методики перфорации и средств перфорации для поровых коллекторов, описано влияние вида перфорации на возникновение заколонных перетоков. Приведены стендовые испытания технологии гидропескоструйной перфорации с вертикальным надрезом.

Ключевые слова: перфорация пулевыми перфораторами, перфорация кумулятивными перфораторами, выбор методики перфорации для поровых коллекторов, выбор средств перфорации для поровых коллекторов, влияние вида перфорации на возникновение заколонных перетоков, гидропескоструйная перфорация с вертикальным надрезом, технологические жидкости для гидропескоструйной перфорации.

Galukhin Alexander Sergeevich

Undergraduate student,
Kuban state technological university
galuxin2012@mail.ru

Shalskaya Svetlana Vasilyevna

Head of the Control and
Interpretation Methodical Party
of Field and Geophysical Research,
Production Branch «Kubangazgeofizika»
LLC «Gazprom georesource»
PJSC «Gazprom»
sv010478@mail.ru

Annotation. The article substantiates the opening of a productive formation by hydro-sandblast perforation at the Novo-Davydovskoye field. The penetration capacity of perforators of various designs is shown, the choice of perforation technique and perforation means for pore collectors is made, the influence of the type of perforation on the appearance of stabbed overflows is described. The bench tests of the technology of hydro-sandblast perforation with a vertical notch.

Keywords: perforation by bullet perforators, perforation by cumulative perforators, choice of perforation technique for porous reservoirs, selection of perforation means for pore collectors, influence of the type of perforation on the appearance of stabbed overflows, hydro-sandblast perforation with a vertical notch, technological fluids for hydro-sandblast perforation.

Ново-Давыдовское месторождение расположено в Светлогорском районе Гомельской области Республики Беларусь в 24 км юго-западнее г. Светлогорска. Ближайшие нефтяные месторождения Давыдовское – на востоке (1,9 км), Мармовичское на юге (0,3 км) и Полесское – на севере (1,6 км).

Ново-Давыдовское месторождение открыто в 1994 году в результате бурения поисково-разведочной скважины № 107. Нефтегазоносность месторождения выявлена в межсолевых отложениях елецкого-задонского и в подсолевых отложениях воронежского горизонтов.

Воронежская залежь нефти

Коллектора представлены в основном доломитами и реже известняками трещиноватыми и кавернозными с выпотами и примазками тёмно-коричневой нефти. Тип коллектора – каверново-порово-трещинный.

Тип воронежской залежи – пластовая тектонически экранированная.

В отложениях воронежского горизонта выделено 4 пласта – коллектора с общей толщиной 18,1 м. Открытая пористость составляет 5,4 %, по лабораторным исследо-

ваниям керн (36 образцов из скважины № 110) – 4,4 %. Нефтенасыщенность составляет в среднем 79 %.

Запасы C_1 геологические – 29 у.е., извлекаемые – 6 у.е.

Задонская залежь (нижняя часть тонежских слоев) III блок

Коллектора представлены в основном доломитами и реже известняками трещиноватыми и кавернозными с выпотами и примазками тёмно-коричневой нефти.

Тип коллектора – каверново-порово-трещинный.

Тип задонской залежи пластовая, тектонически и литологически ограниченная.

Водонефтяной контакт установлен для задонской залежи на отметках – 2680 м для западного блока и – 2703 м для восточного.

Запасы C_1 геологические – 213 у.е., извлекаемые – 43 у.е.

Запасы C_2 геологические – 675 у.е., извлекаемые – 135 у.е.

Елецко-задонская залежь

Коллектора задонско-елецкой залежи представлены в верхней части органогенными известняками серыми, неравномерно трещиноватыми.

В нижней части – доломитами вторичными, образованными по органогенному известняку, с органогенной структурой от скрытокристаллического, в основном водорослевого, до тонкокристаллического органогенного, пористо-кавернозного, трещиноватого.

Тип коллектора – трещинно-каверново-поровый.

Режим залежи упруговодонапорный.

Тип залежи – массивно-пластовая, тектонически и литологически экранированная.

Толщина выделенных коллекторов колеблется от 18 м до 64 м. Средневзвешенная толщина по площади составляет 36,2 м. Количество пластов коллекторов по скважинам колеблется от 3 до 13. Коэффициент расчленённости при пересчёте составил 6,9; коэффициент песчаности – 0,43.

Водонефтяной контакт для задонско-елецкой залежи принят для подсчёта запасов, числящихся на балансе, на абсолютной отметке – 2651 м для западного блока и – 2649 м для восточного. Высота залежи изменяется от 39 м до 90 м.

Запасы C_1 геологические – 3659 у.е., извлекаемые – 1347 у.е.

Залежь I блока

Коллекторами I блока являются в верхней части органогенные известняки в различной степени доломитизированные неравномерно перекристаллизованные, неравномерно трещиноватые, слабо кавернозные и в нижней части (низы елецкого и задонского горизонтов) – доломиты вторичные с ярко выраженной органогенной структурой, от скрыто до тонкомелкокристаллического, пористо-кавернозного и трещиноватого.

Тип коллектора – порово-каверново-трещинный.

Режим залежи упруговодонапорный.

Тип залежи – пластовая тектонически и литологически экранированная.

Условный ВНК (– 2551 м) принят по подошве нижнего нефтенасыщенного пласта-коллектора в скважине № 123.

Запасы C_1 геологические – 190 у.е., извлекаемые – 68 у.е.

По месторождению геологические запасы категории C_1 составляют 4013 у.е., категории C_2 – 881 у.е., извлекаемые запасы категории C_1 – 1407 у.е., категории C_2 – 213 у.е.

Обоснование вскрытия продуктивного пласта путём гидропескоструйной перфорации

Вскрытие нефтяного или газового пласта и непосредственная проходка в его продуктивном интервале являются решающим этапом во всей системе геологоразведочных работ на нефть и газ.

Существующие методы и средства вскрытия нефтегазоносных пластов разделяются на две большие самостоятельные группы. Первая группа включает методы и средства вскрытия пласта долотом в процессе бурения. Главной технологической задачей является сохранение пласта при вскрытии от всевозможных повреждений и, прежде всего, потери им своей естественной проницаемости.

Ко второй группе относятся методы и средства вскрытия пласта главным образом кумулятивными и гидропескоструйными перфораторами; они используются для установления гидродинамической связи пласта со скважиной, обсаженной эксплуатационной колонной.

При разделении процессов вскрытия пласта на две самостоятельные группы имеется в виду, что на практике бывает много случаев, когда строгая последовательность применения средств вскрытия пласта существенно нарушается. Например, после испытания скважины возникла необходимость её снова углубить; работы по вскрытию пласта и его опробованию производили непосредственно в процессе бурения или же пласт вскрывали долотом уже после спуска и цементирования эксплуатационной колонны.

Среди многочисленных задач, возникающих при освоении эксплуатационных и разведочных скважин, наиболее важное место занимает проблема установления связи скважины с пластом.

Гидропескоструйный способ, в отличие от известных способов вскрытия пласта, в настоящее время является целесообразным в применении на месторождениях Припятского прогиба, что объясняется технологичностью процесса и наличием следующих преимуществ:

- 1) в зоне его действия уплотнение породы и изменение её естественных физических свойств не происходит;
- 2) цементный камень не растрескивается, а в обсадной колонне не образуются трещины, возникающие при других способах вскрытия;
- 3) в породе создаются достаточно глубокие каналы, проникновение которых в пласт по результатам стендовых испытаний колеблется от 0,5 до 1 м (в данный момент проходит испытания перфоратор, способный создавать отверстия до 3 м);
- 4) создаются особо благоприятные предпосылки для производства гидравлического разрыва пласта;
- 5) гидропескоструйная перфорация применяется как обязательная при необходимости вскрывать пласт через две и более колонны и при вскрытии пластов мощностью менее 5 м.

Пробивная способность перфораторов различной конструкции

На промыслах и разведочных площадях в последнее время всё более широкое применение находит метод гидропескоструйной перфорации. Однако полного перехода на этот вид перфорации не наблюдается. Выбор вида перфорации зависит от ряда факторов. В первую очередь, следует учитывать геологические параметры и в случае, если геологический разрез недостаточно изучен, выбор желательно остановить на кумулятивном перфораторе. Гидропескоструйный аппарат позволяет по сравнению со всеми другими существующими средствами вскрытия эксплуатационного забоя глубже вскрыть пласт, увеличить эффективный радиус скважины, обнажить значительную поверхность фильтрации и создать наилучшие условия для проведения впоследствии ГРП. Размеры образуемых этим снарядом каналов в породе – глубина вскрытия пласта, диаметры перфорационных отверстий, габариты перфораторов при пулевой, торпедной, кумулятивной и гидропескоструйной перфорации – приведены на рисунке 1.

На пробивную способность кумулятивных перфораторов оказывают влияние очень много факторов. Вследствие специфических условий в скважинах (жидкая среда, большие гидростатические давления и высокие температуры) размеры и форма кумулятивных зарядов, а также химические и физические свойства материалов, из которых их изготавливают (особенно взрывчатые вещества и средства взрывания), резко отличаются от применяющихся в других областях техники.

Характер и эффективность того или иного перфоратора зависят от конструкции, параметров и применяемых материалов кумулятивных зарядов и средств взрывания, а также условий их применения.

Эффективность различных кумулятивных перфораторов можно оценить, сравнив результаты их работы в одинаковых условиях. Пробивная способность кумулятивных перфораторов в среднем составляет 135 мм.



Рисунок 1 – Вскрытие пластов перфорацией различных видов

Способ вскрытия эксплуатационного забоя торпедированием обсадной колонны иногда называют *способом разрушения конструкции эксплуатационного забоя*. Данные, приведённые статье, не оставляют сомнений в отрицательных последствиях этого способа вскрытия пласта, сложенного коллекторами порового типа. Не лучшие результаты были получены также при вскрытии этим способом эксплуатационного забоя в коллекторах трещинного типа. Также следует отметить, что пробивная способность данного перфоратора в среднем составляет 95 мм.

Теоретические и экспериментальные исследования проблем перфорации подтвердили, что метод завершения скважин перфорацией является одной из важнейших операций по добыче нефти и газа. Дебиты скважин всецело определяются методом и качеством перфорации. Слишком большая плотность, а также применение очень большого веса зарядов может привести к серьёзным осложнениям в скважине, а увеличение продуктивности не будет достигнуто.

Для достижения ожидаемой высокой продуктивности скважины надо серьезно подойти к выбору перфоратора и условиям, при которых необходимо проводить перфорационные работы.

Повышения коэффициента продуктивности можно добиться созданием глубоких каналов в продуктивном пласте. Наибольшей пробивной способностью, как известно, обладают гидропескоструйные перфораторы. Также повышение коэффициента продуктивности достигается созданием каналов по всей окружности скважины.

Для кумулятивных перфораторов повышение коэффициента перфорации достигается за счёт обеспечения промывки перфорационных каналов обратным потоком флюида из пласта в скважину. А это достигается лишь при перфорации с перепадом давления, направленным в сторону ствола скважины. При этом для сохранения целостности обсадной колонны рекомендуется избегать применения большого веса зарядов, что, соответственно, скажется на пробивной способности кумулятивных зарядов.

Так как скважины почти всегда имеют какой-то угол наклона, то обсадные трубы, спущенные в скважину, обычно прижимаются к одной из стенок скважины. Поэтому перфоратору, обычно прижатому под действием силы тяжести к этой же стенке обсадной трубы, приходится преодолевать весьма различные преграды как внутри колонны, так и за колонной.

Тщательный анализ рассмотренных расположений зарядов перфораторов приводит к выводу о необходимости снабжать перфораторы центраторами. Однако следует иметь в виду, что наличие центраторов, например, на корпусе ПК-103 или на ленте ПКС, усложняет конструкцию перфоратора, ухудшает условия его эксплуатации и может вызвать различные осложнения в скважинах. Применение центраторов в перфораторах КПР, кроме того, ещё больше увеличит засоряемость скважин.

Перфорация пулевыми и кумулятивными перфораторами

Образование эксплуатационного забоя перфорацией обсадной колонны электропулевыми и кумулятивными зарядами на практике получило широкое распространение.

Продуктивность скважин после производства перфорации колонны пулевыми или кумулятивными зарядами должна быть соизмерима с её продуктивностью при открытой конструкции эксплуатационного забоя с условием, что преимущества, которые дает обсаживание продуктивного интервала, сохранены.

Для полноты вскрытия порового коллектора, в котором песчаная порода часто переслаивается с непродуктивными глинистыми породами, очень важным является правильный выбор методики перфорации.

Выбор методики перфорации для поровых коллекторов

Распространённую в прошлом во многих нефтяных районах методику сплошной перфорации, при которой вместе с продуктивными пропластками горизонта обнажатся переслаивающиеся с ними непродуктивные породы, признать рациональной нельзя.

Главный недостаток её состоит в том, что при этом вскрываются глины, отрицательное влияние которых на опробование и разработку пласта очевидно. Кроме того, при такой методике перфорации вхолостую затрачивается значительное количество отстреливаемых пуль. По обобщённым данным Краснодарского геофизического треста, при проведении исследований было выяснено, что на промыслах Краснодарского края из 100 пуль только 40 попадали в продуктивную толщу, а 60 – терялись в глинах.

В скважинах, в которых эксплуатационный объект вскрыт сплошной перфорацией, гидравлический разрыв пласта приводит к образованию или раскрытию трещин в самых неожиданных направлениях и интервалах пласта и чаще всего в наиболее ослабленных местах контакта глин с песчаником.

Основной причиной возникающих больших погрешностей при определении глубин является не поддающееся точному учету динамическое удлинение кабеля. Это удлинение зависит от параметров промывочной жидкости, характера искривления скважины, конструкции кабеля и скорости его подъема. При рабочих скоростях подъема кабеля (3000–4000 м/ч) оно достигает 0,50–0,55 м на 1 км длины.

При проводившихся электрометрических исследованиях Краснодарского треста, в частности, кумского горизонта, погрешности измерения глубин достигали 3–4 м.

Такая погрешность превышает мощность большинства прослоев песчаных коллекторов многих горизонтов, в связи с чем производившаяся по промеру кабеля в этом горизонте перфорация исключала возможности вскрытия нефтеносного пласта в точно намеченном интервале.

Достижение высокой точности вскрытия встречает также серьёзные трудности ещё и вследствие невозможности уловить существующими средствами электрометрических исследований прослой глины мощностью, измеряемой миллиметрами. И именно поэтому при равномерном распределении отстрела только две-три пули из десятка попадают в продуктивные породы, а остальные теряются, по существу, в глинах.

Таким образом, методика сплошной перфорации продуктивного разреза, состоящего из тонкослоистых песчано-глинистых пород, для этих условий явно не пригодна: вместе с продуктивными породами обнажаются глинистые прослои, что нередко приводит при процессах опробования или разработки пласта к их разрушению.

Выборочной считается такая методика перфорации, при которой одновременно опробуются или разрабатываются не все продуктивные прослои нефтяного пласта. По мере выяснения результатов опробования или истощения вскрытых прослоев при разработке к ним постепенно приобщают путём дострелов последовательно, ранее не вскрытые прослои. При этом так же, как и при сплошной перфорации, вместе с продуктивными породами обнажаются переслаивающиеся с ними слабонасыщенные или непродуктивные породы, а также глины.

Сплошная и выборочная перфорация различаются между собой лишь по величине одновременно вовлекаемой в разработку мощности пласта, а не по характеру вскрытия. Поэтому выборочной методике перфорации присущи те же недостатки, что и методике сплошной перфорации.

Выбор средств перфорации для поровых коллекторов

При вскрытии пласта пулевой перфорацией, если пластические свойства цемента не улучшены соответствующей добавкой (пластификаторами), в цементном камне появляются (по данным исследований акустическим цементомером) трещины, открывающие свободный доступ для циркуляции посторонних вод и прорыв газа в затрубное пространство. В случае существования в геологическом разрезе продуктивных пород подобных осложнений следует от такого способа вскрытия эксплуатационного забоя, особенно на разведочных площадях, полностью воздерживаться.

Для разведочных скважин, в которых геологический разрез мало изучен, следует остановиться на гидропескоструйной перфорации, которая с точки зрения предохранения эксплуатационного забоя от повреждений лучше, чем пулевая перфорация.

Немного менее эффективной, в плане повреждения эксплуатационной колонны и цементного камня, является кумулятивная перфорация, при условии прострела колонны по одному заряду поочередно, а не залпом. По имеющимся данным использование залповых снарядов вызывает в ряде случаев разрушение цементного кольца и его растрескивание, а также повреждение в пределах эксплуатационного забоя обсадной колонны.

Применяя даже кумулятивный способ, трудно рассчитывать, что область пласта, вскрытая перфорацией, не претерпит существенных изменений своей фильтрационной способности. При взрыве тонкая струя полужидкого металла выбрасывается со скоростью 800–1000 м/с и создаёт на преграде давление до 300000 кг/см². Высокое давление газовой струи уплотняет породу по внутренней поверхности образующихся от прострела отверстий, вследствие чего наблюдаются случаи, когда они оказываются закупоренными.

Из анализа многочисленных изображений отверстий, полученных фотографированием, сделано заключение, что формы получаемых отверстий разнообразны: от круглых до треугольных, а диаметры их колеблются от 1,5 до 12 мм, причем большинство отверстий имеет в диаметре только 6–7 мм.

Прострел кумулятивными зарядами по одному отстрелу, следующему один за одним, т.е. одиночным выстрелом, менее опасен. На практике такой способ прострела выполняется несколько дольше и, как следует отметить, значительно удорожает весь процесс вскрытия пласта.

Влияние вида перфорации на возникновение заколонных перетоков

При кумулятивной перфорации прострел преграды достигается за счёт сфокусированного взрыва. Энергия взрыва в виде тонкого пучка газов пробивает канал. Кумулятивная струя приобретает скорость в головной части до 6–8 км/с и создаёт давление на преграду $(0,15–0,30) \cdot 10^6$ МПа или 150–300 тысяч атмосфер. При выстреле в преграде образуется узкий перфорированный канал диаметром в средней части 8–14 мм. Максимальная длина его достигает 350 мм. Размеры канала зависят от прочности породы и типа перфоратора.

Гидропескоструйная перфорация основана на использовании гидромониторного и абразивного действия струи жидкости с взвешенным в ней песком, выходящим под высоким давлением из сопла. Такая струя в течение нескольких минут создает в преграде глубокий канал, глубиной 500 мм и диаметром отверстия в колонне 8–12 мм. В последних публикациях говорится о конструкции перфоратора, способного создать канал длиной до 3 м. Стендовые испытания гидропескоструйной перфорации, проводившиеся различными исследователями (Кривоносов И.В. и другие) показали, что в большинстве случаев, если испытываемый блок не армировали металлом, цементный камень стенда трескался при внедрении струи в тело блока. Также при опытах наблюдалось выпучивание металлического диска толщиной 8–10 мм в сторону струи. Было замерено давление в канале. Так, при перепаде давления на перфораторе 180 атм. в канале гидроперфорации давление достигало 60 атм.

Для оценки влияния вида вторичного вскрытия пластов на возникновение заколонных перетоков были отобраны 34 скважины, в которых геофизическими методами или другими методами была обнаружена связь пласта, находящегося в интервале перфорации с выше- или нижележащими пластами (горизонтами). В некоторых скважинах наличие перетока предполагалось на основании работы соседних скважин.

По появлению воды в продукции скважин и работе соседних скважин, добывающих безводную нефть или жидкость, содержащую в своем составе меньший процент воды из аналогичных горизонтов, делался вывод о наличии заколонного перетока в скважинах №№ 76 Давыдовского, 211 и 224 Осташковичского, 40 Южно-Александровского, 177 Южно-Осташковичского и 128 Южно-Сосновского месторождений. Но по заключениям, выдаваемым специалистами УПГР после расшифровки и обработки кривых термометрии, выделяются поглощающие (работающие) пласты, находящиеся в интервале перфорации. Вторичное вскрытие пласта, при вводе этих скважин из бурения, осуществлялось кумулятивным способом. Заколонные центраторы были установлены на эксплуатационной колонне только в скважине № 177 Южно-Осташковичского месторождения. Качество цементирования по АКЦ в интервале перфорации колеблется от низкого – $K_{АКЦ} = 1,0$ (скважина № 40 Южно-Александровского месторождения) до удовлетворительного – $K_{АКЦ} = 2,88$ (скважина № 224 Осташковичского месторождения). Цементно-зольной смесью цементировалась первая ступень эксплуатационной колонны только в скважине № 224 Осташковичского месторождения. В остальных 5 скважинах при креплении эксплуатационных колонн применялся тампонажный цемент без каких-либо добавок. Количество кислотных обработок пласта изменяется от 4 (скважины №№ 211 Осташковичского и 40 Южно-Александровского месторождений) до 19 (скважина № 177 Южно-Осташковичского месторождения).

Закачка жидкости с добавкой радона показала наличие заколонных перетоков в скважинах №№ 109, 135 Березинского, 101, 102 Вишанского, 72, 73 Мармовичского месторождений. Перетоки были ликвидированы установкой цементных мостов при вводе скважины из бурения. На это указывает длительная по времени добыча безводной нефти (скважины №№ 135 Березинского и 72, 73 Мармовичского месторождений) или геофизические исследования (скважины №№ 109 Березинского и 101, 102 Вишанского месторождения). Вторичное вскрытие пласта в скважинах №№ 109, 135 Березинского, 101 Вишанского, 72, 73 Мармовичского месторождений при вводе их из бурения осуществлялась кумулятивным способом, а в скважине № 102 Вишанского месторождения – гидропескоструйной перфорацией. Заколонные центраторы были установлены на эксплуатационной колонне в скважинах №№ 109, 135 Березинского и 73 Мармовичского месторождения. В скважине № 101 Вишанского месторождения на эксплуатационную колонну были установлены турбулизаторы. Качество цементирования по АКЦ в интервале перфорации колеблется от низкого – $K_{АКЦ} = 1,45$ (скважина № 109 Березинского месторождения) до удовлетворительного – $K_{АКЦ} = 2,56$ (скважина № 101 Вишанского месторождения). При креплении эксплуатационных колонн этой группы скважин применялся тампонажный цемент без каких-либо добавок. Количество кислотных обработок пласта изменяется от 2 (скважина № 135 месторождения) до 7 (скважина № 73 Мармовичского месторождения).

В скважинах №№ 100, 127 Березинского, 119 Вишанского, 212 Осташковичского, 57 Речицкого месторождений геофизическими исследованиями (термо- и расходомерией) были обнаружены заколонные перетоки.

При спуске эксплуатационной колонны в скважине № 100 Березинского месторождения установили 10 турбулизаторов в интервале 1875–2616 м и залили её чистым цементным раствором. Качество цементирования в интервале перфорации – пониженное ($K_{АКЦ} = 2,03$). Вторичное вскрытие пласта при освоении и изоляционных работах осуществляли кумулятивной перфорацией. При испытании в колонне интервала 2210–2220 м геофизическими исследованиями был определен переток вверх до 2095 м. Получив приток воды с нефтью, в августе 1979 года перешли на интервал 2067–2086 м. Скважина проработала безводной нефтью почти 14 лет. В январе 1995 года перешли на интервал 2035–2055 м и почти 3 месяца добывали безводную нефть. Затем в продукции появилась вода и в сентябре 1995 года определили связь с нижними обводнившимися пластами. После проведения изоляционных работ в октябре 1995 года скважина отработала в течение 3 месяцев безводной нефтью и в марте 1996 года термометрией установили переток вверх до 1956 м.

В скважине № 127 Березинского месторождения на эксплуатационную колонну установили 7 центраторов в интервале 1575–2152 м и залили её чистым цементным раствором. Качество цементирования в интервале перфорации – низкое ($K_{AKЦ} = 1,2$). Вторичное вскрытие пласта при освоении и приобщении осуществляли кумулятивной перфорацией. При освоении скважины (интервал 2079–2097 м) в марте 1988 года термометрией установили заколонный переток вниз (ниже 2106 м). Без проведения изоляционных работ в апреле 1994 года приобщили вышележащие горизонты.

В скважине № 119 Вишанского месторождения эксплуатационную колонну спустили без установки центраторов и заливали чистым цементным раствором. Качество цементирования по АКЦ в интервале перфорации – удовлетворительное ($K_{AKЦ} = 3,0$). Вторичное вскрытие пласта при освоении осуществляли кумулятивной перфорацией. При освоении скважины (интервал 2976–3003 м) в марте 1992 года термо- и расходомерией установили заколонный переток вниз, ниже 3003 м. После установки цементного моста в марте 1992 года интервал 2976–2990 м вскрывали при помощи ГПП. Скважина работала с сентября 1994 года до февраля 1996 года водой (больше 96 %) и нефтью.

Эксплуатационную колонну в скважине № 212 Осташковичского месторождения спустили без центраторов и заливали чистым цементным раствором. Качество цементирования в интервале перфорации – пониженное ($K_{AKЦ} = 2,0$). Вторичное вскрытие пласта при освоении осуществляли гидropескоструйной перфорацией. При вводе скважины из бурения термо- и расходомерией был установлен заколонный переток. В июне-июле 1986 года кумулятивной перфорацией был вскрыт интервал 3218–3222 м и 24 июля 1986 года был отмечен уход жидкости на 7 м ниже нижних дыр интервала перфорации. После проведения изоляционных работ в августе 1986 года (устанавливали два цементных моста под давлением) термометрия установила, что переток не был ликвидирован.

В скважине № 57 Речицкого месторождения эксплуатационную колонну диаметром 168 мм спустили без установки центраторов и заливали чистым цементным раствором. Нецементируемый перфорированный хвостовик диаметром 114 мм установили в интервале 2759–2806 м. Качество цементирования по АКЦ в интервале 565–2773 м – удовлетворительное ($K_{AKЦ} = 3,0$). Вторичное вскрытие пласта в апреле 1974 года при переходе на Vr (интервал 2665–2735 м) осуществляли кумулятивной перфорацией. В июне 1974 года кумулятивной перфорацией перестреляли интервал 2652–2735 м. В ноябре 1975 года провели водоизоляционные работы и вскрытие ПКС-80 в интервале 2665–2729 м. В марте 1986 года термометрия показала уход закачиваемой жидкости ниже глубины дохождения приборов. В августе 1989 года, после очистки ствола скважины, при помощи термометрии определили связь с Sm (интервал 2730–2735 м). А через 10 дней, без проведения изоляционных работ, – связи не обнаружили. В марте 1992 года с целью ликвидации перетока установили цементный мост под давлением. Затем провели геофизические работы (термометр), по результатам которых было установлено наличие заколонного перетока.

В остальных 17 скважинах заколонные перетоки геофизическими исследованиями отмечались через 1,33 года (скважина № 48 Южно-Александровского месторождения) и более лет эксплуатации скважины. Исследования проводились после появления воды. По результатам исследований, закачиваемая жидкость поступала ниже интервала перфорации. По трём скважинам (№№ 38 и 48 Южно-Александровского и № 174 Южно-Осташковичского месторождений) геофизические исследования давали неоднозначные результаты. Различные исследователи (Булатов А.И. и другие, ВНИИКРнефть) экспериментальными и промысловыми работами доказали, что прочность цементного камня прямо пропорциональна продолжительности времени твердения камня и в тоже время происходит уменьшение размера трещин. При создании депрессии подошвенная вода подходит к интервалу перфорации, создавая каналы, по которым закачиваемая вода при геофизических исследованиях уходит в нижележащие горизонты. Тем самым, создаётся впечатление, что образовался заколонный переток. Изоляционные работы в этих скважинах безрезультатны, а если и есть эффект, то он незначительный.

Заколонные перетоки, в основном, возникают при негерметичном цементном камне, когда при цементировании эксплуатационной колонны цементный раствор идёт «языком». Также, возможно возникновение связи перфорированного интервала с ни-

же- или вышележащими пластами при кислотных обработках, когда в скважине создаётся избыточное давление, которое может привести к образованию вертикальной трещины, как в цементном камне, так и горной породе. В скважинах, где заколонный переток обнаруживали ещё при освоении, для вторичного вскрытия, в основном, применялась кумулятивная перфорация и только в двух скважинах №№ 102 Вишанского и 212 Осташковичского месторождений применяли ГПП. В скважине № 119 Вишанского месторождения сначала применили кумулятивную перфорацию, а после проведения изоляционных работ, до сдачи скважины НГДУ, уже использовали ГПП. Таким образом, доля ГПП составляет 17,7 %. Метод ГПП для вторичного вскрытия пластов, применявшийся в РУП «ПО «Белоруснефть» в целом, составляет около 16,5 %.

Таким образом, можно утверждать, что при перфорации, как гидropескоструйной, так и кумулятивной, происходит воздействие на цементный камень и имеется вероятность образования трещин в цементном камне за колонной. Как показал анализ по двенадцати скважинам с заколонными перетоками, в десяти из них вторичное вскрытие производилось кумулятивной перфорацией. В связи с этим, рекомендуется вскрытие пластов методом гидropескоструйной перфорации с использованием калиброванного песка и рабочей жидкости, не снижающей фильтрационную характеристику призабойной зоны и не вызывающей набухания глин.

Для более точного определения наличия заколонного перетока необходимо повысить качество геофизических работ.

Стендовые испытания технологии ГПП с вертикальным надрезом

Исследования и опыты исследователей показывали, что значительная часть энергии абразивной струи непроизводительно расходуется на преодоление сопротивлений при движении её во встречном потоке. Такое наблюдается при фиксированном положении перфоратора, когда имеет место точечная перфорация. При точечной перфорации отверстия в сечениях нормальных действию струи имеет округлую форму.

В плотных и неоднородных породах, а также на объектах, где призабойная зона закольматирована, необходимо искусственно создавать условия, способствующие увеличению площади фильтрации и глубины канала. Это может быть достигнуто изменением направления встречного потока путём создания вертикальных надрезов в пласте, цементном камне и в эксплуатационной колонне. В литературных источниках утверждается, что глубина проникновения абразивной струи при надрезе увеличивается более чем в два раза, при прочих одинаковых условиях проведения процесса.

Для подтверждения вышеизложенного в июне 2002 года проводилось испытание технологии гидropескоструйной перфорации с вертикальным надрезом на стенде для наземного испытания перфораторов, находящегося на базе производственного обслуживания УПНП и РС.

Использовали следующую технику и оборудование:

- цементировочные агрегаты АН-700 и ЦА-320;
- пескосмеситель 4 ПА;
- автоцистерну;
- оборудованный центратором диаметром 130 мм и пером перфоратор АП-6М с одной перфорационной насадкой диаметром 4,5 мм.

Порядок работ:

Выполнили первую резку при перепаде давления на насадке 25 МПа в течение 7 мин.

Провернули перфоратор на 90° и прорезали вспомогательное отверстие при перепаде давления на насадке 25 МПа в течение 5 мин.

Выдвинули перфоратор на 5 см и прорезали основное отверстие при перепаде давления на насадке 23–20 МПа в течение 10 мин.

После проведения ГПП, разобрав бетонный блок, получили следующие результаты:

- в результате первой резки получен канал в бетонном блоке $d = 6,5$ см и длиной 20 см;
- в результате второй резки получен канал $d = 3$ см и длиной 6 см;

- в результате третьей резки получен канал $d = 6,0$ см и длиной 13 см;
- после осмотра обсадной трубы $d = 168$ мм зафиксированы 3 каплеобразных отверстия $d = 6$ мм и длиной 12 мм;
- в результате осмотра перфоратора зафиксированы промоины на корпусе в районе насадки; сама насадка, а также рабочий шар и седло перфоратора не размыты;
- в результате испытания метода вертикального надреза получили соединение двух каналов, что значительно увеличивает площадь фильтрации и позволяет нам рекомендовать метод вертикального надреза для широкого применения при проведении гидropескоструйной перфорации.

Гидropескоструйная перфорация с вертикальным надрезом

Как уже отмечалось, при исследовании процесса гидropескоструйной перфорации исследователи (Кривоносов И.В. и другие) наблюдали растрескивание цементного блока, выпучивание металлического диска толщиной 8–10 мм в сторону струи. Замеченное давление в перфорированном канале достигало 60 атм. при перепаде давления на перфорационной насадке 180 атм. Это объясняется образованием дополнительных гидравлических сопротивлений за счёт движения абразивной жидкости в обратную сторону. Наблюдения за шламом, выносимым из скважины в процессе перфорации, показали, что в нем всегда имеются кусочки цементного камня. По-видимому, это частицы цементного кольца, разрушенного в процессе гидropескоструйной перфорации. Для уменьшения негативного воздействия гидropескоструйной перфорации на цементное кольцо необходимо снижать давление в создаваемом канале путём увеличения площади входного отверстия в обсадной трубе.

Стендовые исследования показали, что увеличение площади входного отверстия в обсадной трубе не только снижает давление внутри канала, но и способствует увеличению его длины. Было доказано, что увеличение площади входного отверстия свыше 30 площадей отверстия насадки не оказывает существенного влияния на глубину канала. Таким образом, для снижения негативного воздействия гидropескоструйной перфорации на цементное кольцо и увеличения глубины канала необходимо создавать отверстие в обсадной трубе, площадь которого должна быть равна 30–40 площадям отверстия насадки.

Стендовые исследования показали, что при расстоянии от насадки до колонны равном 20–25 мм, диаметр отверстия в колонне достигает 6–8 мм (при использовании насадок диаметром 4,5 мм). Для того чтобы площадь щели была в 40 раз больше площади отверстия насадки, необходимо, чтобы её длина была равной 8–10 см. Щели создаются за счёт вращения или вертикального перемещения перфоратора.

Как уже отмечалось выше, в процессе гидropескоструйной перфорации в канале создается давление. Поэтому, из канала через стенки в пласт фильтруется жидкость. Исследования показали, что глубина снижения проницаемости достигает 1,5–2,0 см при начальной газопроницаемости образца 50 мДарси. Естественно, при более высокой начальной проницаемости блока (пласта) глубина проникновения кольматирующего материала будет больше.

Для уменьшения негативного воздействия дополнительных гидравлических сопротивлений был предложен и опробован на скважинах №№ 159 Речицкого и 25 Левашовского месторождений метод гидropескоструйной перфорации с вертикальным «надрезом» путем создания дополнительного отверстия в интервале перфорации для оттока рабочей жидкости. На рисунке изображена последовательность проведения вторичного вскрытия пласта с вертикальным «надрезом».

Согласно утверждённому главным инженером программы, на этих скважинах перфоратор устанавливали в нижней точке проектного интервала перфорации, с учётом растяжения труб под воздействием давления. В течение 15 минут осуществляли резку дополнительного канала. Затем, спустив перфоратор на 5 см, начали резку основного канала. Параметры работы цементировочных агрегатов и пескосмесителей не отличались от обычного процесса. Для определения эффективности метода гидropескоструйной перфорации с вертикальным «надрезом» можно взять скважины №№ 25 и 26 Левашовского месторождения. Скважина № 25 Левашовского месторождения пробурена как

второй ствол из скважины № 26 Левашовского месторождения. В скважине № 26 Левашовского месторождения вторичное вскрытие пласта в интервале 2850–2882 м осуществлялось гидropескоструйной перфорацией в феврале-марте 2000 года. В июле 2001 года провели кислотную обработку пласта. В скважине № 25 перфорировали интервал 2963–3010 м, по новой технологии (ГПП с вертикальным надрезом). В скважинах провели гидродинамические исследования, результаты которых приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Результаты обработки кривых восстановления давления, снятых в скважинах №№ 25 и 26 Левашовского месторождения

№ скважины	25	26
Дата проведения исследования	16.10.01	05.07.01
Метод расчета	по касательной	
Дебит, м ³ /сут	29	11
Забойное давление на глубине замера, МПа	30,06	31,35
Забойное давление на глубине верхних дыр интервала перфорации, МПа	30,52	31,71
Забойное давление на глубине водонефтяного контакта, МПа	28,69	30,71
Пластовое давление на глубине замера, МПа	34,2	32,58
Пластовое давление на глубине верхних дыр интервала перфорации, МПа	34,67	32,94
Пластовое давление на глубине водонефтяного контакта, МПа	32,84	31,94
Депрессия, МПа	4,14	1,23
Коэффициент продуктивности, м ³ /сут · МПа	6,95	9,11
Угловой коэффициент, МПа	0,8085	1,1013
Отрезок, отсекаемый на оси Dp, МПа	0,186	– 3,265
Удаленная гидропроводность, мкм ² · см	9.83	2.81
№ скважины	25	26
Призабойная гидропроводность, мкм ² · см	14,67	17,35
Удаленная пьезопроводность, см ³ /с	252	273
Призабойная пьезопроводность, см ³ /с	377	1689
Радиус влияния скважины, м	67,1	28,5
Приведенный радиус скважины, м	1,83 E-1	7,87
Коэффициент гидродинамического совершенства скважины	1,49	6,18
Удаленная проницаемость, мкм	5,883 E-03	6,331E-03
Призабойная проницаемость, мкм	9,106 E-03	3,956E-02
Линейный размер блока, м	1,08	0,9
Коэффициент обмена	6,721 E-18	1,62 E-17
Время запаздывания, с	42334	17098
Скин-эффект	–2,91	–6,67

Анализируя результаты обработки КВД, следует отметить, что качество вскрытия обеих скважин хорошее. В скважине № 26 условия вскрытия пласта даже несколько лучше, чем в скважине № 25. Но депрессия в скважине № 26 в 3,36 раза меньше, чем депрессия в скважине № 25. Это говорит о некорректности результатов исследования по скважине № 26 Левашовского месторождения.

Скважина № 159 Речицкого месторождения с ноября 1986 года находилась в контрольном фонде, вследствие обводнения семилукского горизонта (2576–2597 м). В июле 2001 года был осуществлён переход на воронежский (2525–2550 м) горизонт. По состоянию на 1 декабря 2001 года из скважины добыли 2174 тонн, практически, безводной нефти. Поскольку расстояние между интервалами перфорации составляет 26 м и коэффициент качества цементирования эксплуатационной колонны в этом интервале –

2,38, то можно предположить, что вскрытие пласта гидropескоструйной перфорацией с вертикальным надрезом обеспечивает лучшее вскрытие и оказывает меньшее отрицательное влияние на состояние цементного камня.

Многочисленные стендовые испытания показали, что оптимальной фракцией песка является 0,5–0,8 мм. В настоящее время для проведения ГПП в ПО «Белоруснефть» используется песок, получаемый из Гомельского ГОК. Разработка песка на ГОКе ведётся поблочно. Анализ фракционного состава получаемого песка показал, что количество песка с размерами фракций 0,2–1,0 мм составляет 45–55 %. Для получения максимальной длины каналов необходимо применять калиброванный песок. Оптимальный размер фракций должен быть 0,5–0,8 мм.

В настоящее время для вторичного вскрытия пластов применяются промысловые жидкости (буровые растворы) с добавлением песка. Во время перфорации, фильтрат жидкости проникает в пласт, и происходит искусственная кольматация коллектора. В целях снижения набухания пластовой глины, породы, содержащие глинистые включения, необходимо вскрывать песчано-жидкостными растворами, не вызывающие набухание глин. Такими свойствами обладают жидкости:

- 0,5–1,0 %-ный водный раствор хлористого кальция;
- 0,5–1,0 %-ный водный раствор словотона;
- 0,5 %-ный водный раствор полиакриламида;
- 1–2 %-ный водный раствор стеарокса 6;
- 0,5–1,0 %-ный водный раствор словотона ЦР;
- 0,5–1,0 %-ный водный раствор КМЦ;
- 5–10 %-ный водный раствор хлористого натрия с добавками 3,5–5,0 % КМЦ;
- 10 %-ный водный раствор хлористого натрия с добавками 0,3–0,5 % ПАВ (сульфанол, дисолван).

Технологические жидкости для гидropескоструйной перфорации

В практике гидropескоструйной перфорации используются три вида буровых растворов – нефть, вода и газожидкостные смеси. Метод гидropескоструйной перфорации имеет большие преимущества по сравнению с другими способами, но также имеет и свои недостатки. Продолжительные остановки циркуляции из-за выхода из строя оборудования крайне опасны, так как применяемые технологические жидкости не отличаются высокой седиментационной устойчивостью.

Содержание в технологической жидкости кварцевого песка фракции 0,2–2,0 мм обычно составляет 50–100 кг/м³. Наиболее простым техническим решением является загущение технической воды или солевых растворов полимерными добавками. В таблице 10 представлены результаты замеров скорости падения песка фракции 0,63–1,00 мм в воде и растворах finn-fix (импортный реагент КМЦ) с добавками и без добавок электролитов. В таблице 2 приведены результаты замеров скорости падения песка фракции 0,63–1,00 мм в воде и растворах finn-fix.

Исходя из данных таблицы 2, например, при перфорации 146-мм обсадной колонны гидropескоструйным перфоратором, спущенным на 73-мм НКТ, за 1 час простоя (остановки циркуляции) из водопесчаной смеси оседает в зумпф обсадной колонны песчаный столб в 7–15 м, а в НКТ – высотой 10–22 м.

Это приведёт к невозможности дальнейшего проведения операции, придется поднять НКТ с перфоратором, очистить их от осевшего песка, затем вновь спустить НКТ и промыть забой, а уж потом продолжить гидropескоструйную резку. Если учесть, что уже во время гидropескоструйной перфорации происходит частичное осаждение песка, то даже при непродолжительных остановках циркуляции необходимо приподнимать НКТ, так как не исключается возможность прихвата. При катастрофическом осаждении песка в воде непродолжительные остановки циркуляции на 5–15 мин. ещё опасны и тем, что в этот период внутреннее пространство перфоратора успевает заполниться песком и уже вряд ли удастся прокачать воду и вымыть столбик песка прямой циркуляцией через малые отверстия диаметром 3–6 мм насадок перфоратора. В лучшем случае, может помочь только обратная циркуляция в скважине.

Таблица 2 – Результаты замеров скорости падения песка фракции 0,63–1,00 мм в воде и растворах finn-fix

Состав раствора и момент замера	Плотность раствора при 20 °С, кг/м ³	Динамическая вязкость при 20 °С, мПа · с	Скорость падения песка		Замедление скорости падения песка в растворах по сравнению с технической водой, число раз
			см/с	м/ч	
Вода техническая	1000	1,01	15,67	564,1	–
Вода + 2 % finn-fix	1007	13,31	2,67	96,1	5,87
Вода + 8 % CaCl ₂ + 2 % finn-fix	1072	3,96	5,70	205,2	2,75
Вода + 12 % CaCl ₂ + 2 % finn-fix	1107	36,32	0,84	30,2	18,65
Вода + 15 % CaCl ₂ + 2 % finn-fix	1136	12,78	3,30	11,9	4,75
Вода + 19 % CaCl ₂ + 2 % finn-fix	1169	8,74	3,65	131,4	4,29
Вода + 17,7 % NaCl + 2 % finn-fix в день приготовления (через 1 сут.)	1131 (1131)	33,13 (36,32)	1,32 (1,52)	47,5 (54,7)	11,87 (10,31)
Вода + 15,7 % NaCl + 2 % KCl + 2 % finn-fix в день приготовления (через 1 сут.)	1127 (1127)	37,48 (37,08)	1,25 (1,55)	45,0 (55,8)	12,54 (10,11)
Вода + 22,4 % NaCl + 2 % finn-fix в день приготовления (через 1 сут.)	1160 (1160)	32,64 (35,33)	1,34 (1,64)	48,2 (59,0)	11,69 (9,55)
Вода + 20,4 % NaCl + 2 % KCl + 2 % finn-fix в день приготовления (через 1 сут.)	1164 (1164)	30,77 (34,30)	1,86 (1,87)	67,0 (67,3)	8,42 (8,38)

Применение же 2 %-ных растворов finn-fix позволит кратно и даже на порядок уменьшить скорость осаждения песка. Несмотря на то, что наилучший результат по снижению темпа осаждения кварцевого песка получен в 12 %-ном растворе CaCl₂, для практического применения эту композицию рекомендовать не следует, поскольку в растворах CaCl₂ finn-fix плохо распускается, гомогенных растворов не образуется, а после отстоя раствора с хлопьями образуются две фазы: наверху – коллоидный раствор; внизу – частицы полимера. Для широкого применения может быть рекомендован раствор NaCl с добавкой finn-fix. Содержанием NaCl в растворе можно будет регулировать не только плотность перфорационной жидкости, но и её морозостойкость, что важно в зимнее время года, также можно предусмотреть добавку CaCl₂.

Последние композиции более однородны, стабильны во времени и надёжно замедляют осаждение песка на порядок. Добавки 2 % KCl существенно не сказываются на скорости падения песка и реологических свойствах раствора, но известно, что он обладает лучшими ингибирующими свойствами, чем NaCl. Это имеет особо важное значение при вторичном вскрытии продуктивных горизонтов, имеющих включения глинистых материалов.

С целью изучения влияния предлагаемых технологических жидкостей на качество вскрытия продуктивных пластов были сделаны дополнительные исследования по изучению набухания в этих средах цилиндрических глинистых образцов, приготовленных из бетонитовой глины 20 %-ной влажности и спрессованных при давлении, равном 2,5 МПа.

По результатам замеров, представленных в таблице 3, видно, что наряду с минерализацией раствора важное значение имеет крепящее действие добавки finn-fix, так как без последнего образцы в течение 1 часа развалились.

Таблица 3 – Результаты замеров при добавлении различных добавок в образцы

Состав раствора	Плотность раствора при 20 °С, кг/м ³	Степень набухания образцов глины, %/ч
Вода + 22,4 % NaCl	1160	образец разрушился
Вода + 20,4 % NaCl + 2 % KCl	1160	образец разрушился
Вода + 22,4 % NaCl + 2 % finn-fix	1160	2,43
Вода + 20,4 % NaCl + 2 % KCl + 2 % finn-fix	1160	1,82
Вода + 22,3 % NaCl + 8 % KCl + 2 % finn-fix	1199	3,28
Вода + 22,4 % NaCl + 8 % KCl + 2 % finn-fix	1180	2,54

Добавку KCl не следует чрезмерно завышать, его оптимальное содержание в растворе находится в пределах 1–4 %. Для загущения раствора и повышения ингибирующих свойств может применяться не только сильвин, но и бишофит, карналлит.

Таким образом, при проведении гидropескоструйной перфорации необходимо должное внимание уделять выбору технологической жидкости с высокими пескоудерживающими свойствами, что обеспечит безопасность ведения работ, а при удачном сочетании и подборе ингибирующих добавок снизит до минимума негативное влияние водных растворов на коллекторские свойства продуктивных пластов.

Литература:

1. Амиян В.А., Амиян А.В., Васильева Н.П. Вскрытие и освоение нефтегазовых пластов. – М. : Издательство Недр, 1980. – 380 с.
2. 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.
3. 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.
4. Булатов А.И., Качмар Ю.Д., Савенок О.В., Яремийчук Р.С. Освоєння нафтових і газових свердловин. Наука і практика : монографія. – Львів : Сполом, 2018. – 476 с.
5. Вицени Е.М. Кумулятивные перфораторы, применяемые в нефтяных и газовых скважинах. – М. : Издательство Недр, 1971. – 144 с.
6. Прострелочные и взрывные работы в скважинах / Н.Г. Григорян [и др.]. – М. : Гостоптехиздат, 1959. – 354 с.
7. Демьянова Е.А. Физико-химические основы применения поверхностно активных промывочных жидкостей для вскрытия пласта. – Гостоптехиздат, 1963.
8. Климов В.В., Савенок О.В., Лешкович Н.М. Основы геофизических исследований при строительстве и эксплуатации скважин на нефтегазовых месторождениях. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2016. – 274 с.
9. Овнатанов Г.Т. Вскрытие и обработка пласта. – М. : Издательство «Недра», 1970. – 312 с.
10. Геофизические исследования и работы в скважинах : учебное пособие / В.В. Попов [и др.]. – Новочеркасск : Лик, 2017. – 326 с.
11. Савенок О.В., Арутюнян А.С., Шальская С.В. Интерпретация результатов гидродинамических исследований: учебное пособие. – Краснодар : Изд. ФГБОУ ВО «КубГТУ», 2017. – 203 с.
12. Обоснование вскрытия продуктивного пласта путём ГПП. – URL : http://knowledge.allbest.ru/geology/2c0a65625b3bd69a5c53a88521316d26_0.html
13. Мовсумов А.А., Кязимов Э.А., Шейхи Ф.А. Изменение режима перфорации при заканчивании скважин для предотвращения водо- и пескопроявлений // Научно-технический журнал «Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море». – М. : ВНИИОЭНГ, 1999. – № 7–8. – С. 41–43.
14. Петров Н.А., Есипенко А.И. Технологические жидкости для гидropескоструйной перфорации // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – М. : ВНИИОЭНГ, 1994. – № 3. – С. 33–35.
15. Петрушин Е.О., Арутюнян А.С., Шьяка Хаким. Контроль качества геофизических исследований скважин // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2016. – № 4. – С. 38–59.
16. Шальская С.В., Яковлев А.Л., Мд Сифул Хасан. Расчёт технологической эффективности проектируемых мероприятий по интенсификации добычи нефти путём гидropескоструйной перфорации на скважинах Смольниковского месторождения : Булатовские чтения: материалы II Международной научно-практической конференции (31 марта 2018 года) / сборник статей под общ. ред. д-ра техн. наук, проф. О.В. Савенок. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2018.
17. Юрченко А.А. Об использовании отечественных кварцевых песков для вскрытия пласта гидropескоструйной перфорацией // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – М. : ВНИИОЭНГ, 1998. – № 12. – С. 13–15.
18. СТП 39-22-2002 «Проведение гидropескоструйной перфорации». – Гомель : «БелНИПИнефть», 2002.

References:

1. Amiyan V.A., Amiyan A.V., Vasilyev N.P. Opening and development of oil and gas layers. – M. : Publishing house Nedra, 1980. – 380 p.
2. Bulatov A.I., Savenok O.V. Capital underground repairs of oil and gas wells : in 4 volumes. – Krasnodar : Izdatelsky Dom – Yug, 2012–2015. – V. 1–4.
3. Bulatov A.I., Savenok O.V., Yaremychuk R.S. Scientific bases and practice of development of oil and gas wells. – Krasnodar : Izdatelsky Dom – Yug, 2016. – 576 p.
4. Bulatov A.I., Kachmar Yu.D., Savenok O.V., Yaremychuk R.S. Osvoennaya naftovikh i gazovikh sverdrovin. Science i practice : monograph. – Lviv : Spolom, 2018. – 476 p.
5. Vitseni E.M. The cumulative punches used in oil and gas wells. – M. : Publishing house Nedra, 1971. – 144 p.
6. Pro-arrow and explosive works in wells / N.G. Grigoryan [etc.]. – M. : Gostoptekhizdat, 1959. – 354 p.
7. Demyanova E.A. Physical and chemical bases of use of superficially active flushing liquids for layer opening. – Gostoptekhizdat, 1963.
8. Klimov V.V., Savenok O.V., Leshkovich N.M. Bases of geophysical surveys at construction and operation of wells on oil and gas fields. – Krasnodar : Izdatelsky Dom – Yug, 2016. – 274 p.
9. Ovnatanov G.T. Opening and processing of layer. – M. : Nedra publishing house, 1970. – 312 p.
10. Geophysical researches and works in wells : manual / V.V. Popov [etc.]. – Novocherkassk : Face, 2017. – 326 p.
11. Savenok O.V., Arutyunyan A.S., Shalskaya S.V. Interpretation of results of hydrodynamic researches : manual. – Krasnodar : Prod. FGBOU VO «KubGTU», 2017. – 203 p.
12. Justification of opening of productive layer by GPP. – URL : http://knowledge.allbest.ru/geology/2c0a65625b3bd69a5c53a88521316d26_0.html
13. Movsumov A.A., Kyazimov E.A., F. A. Sheikhs. Change of the mode of perforation at completion of wells for prevention water- and peskoproyavleny // Stroitelstvo Neftnyanykh I Gazovykh Skvazhin Na Sushe I Na More. – M. : VNIIOENG, 1999. – No. 7–8. – P. 41–43.
14. Petrov N.A., Esipenko A.I. Technological liquids for hydrosanding perforation // Stroitelstvo Neftnyanykh I Gazovykh Skvazhin Na Sushe I Na More. – M. : VNIIOENG, 1994. – No. 3. – P. 33–35.
15. Petrushin E.O., Arutyunyan A.S., Shyaca Hakeem. Quality control of geophysical well surveys // Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – 2016. – No. 4. – P. 38–59.
16. Shalskaya S.V., Yakovlev A.L., Md Siful Hassan. Calculation of technological efficiency of the projected actions for an oil production intensification by hydrosanding perforation on wells of the Smolnikovsky field : Bulatovsky readings: materials II of the International scientific and practical conference (on March 31, 2018) / the collection of articles under a general edition of the Dr.Sci.Tech., the prof. O.V. Savenok. – Krasnodar : Izdatelsky Dom – Yug, 2018.
17. Yurchenko A.A. About use of domestic quartz sands for layer opening by hydrosanding perforation // Stroitelstvo Neftnyanykh I Gazovykh Skvazhin Na Sushe I Na More. – M. : VNIIOENG, 1998. – No. 12. – P. 13–15.
18. STP 39-22-2002 «Carrying out hydrosanding perforation». – Gomel: «Bel-Nipineft», 2002.