



УДК 622

## О СОВМЕСТНЫХ РАБОТАХ ВНИИБТ И СУРГУТНИПИНЕФТЬ ПО ПОВЫШЕНИЮ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЗАКАНЧИВАНИЯ СКВАЖИН

### ON THE JOINT WORK OF VNIIBT AND SURGUTNIPINEFT TO IMPROVE WELL COMPLETION EFFICIENCY

**Цырин Юрий Завельевич**

доктор технических наук,  
заслуженный изобретатель Российской Федерации,  
почетный нефтяник

**Проводников Геннадий Борисович**

кандидат технических наук,  
почетный нефтяник объединения «Сургутнефтегаз»,  
ветеран труда «ОАО» Сургутнефтегаз и ХМАО,  
обладатель благодарности Министерства энергетики РФ  
id.yug2016@gmail.com

**Аннотация.** Статья посвящена совместным поискам ученых и инженеров ВНИИБТ и СургутНИПИнефть по радикальному повышению качества заканчивания наклонно – направленных и горизонтальных нефтяных скважин в сложных условиях месторождений Западной Сибири. Эти поиски соответствуют сформулированной профессором А.И. Булатовым концепции качества пробуренных нефтяных и газовых скважин. Проводимые работы были направлены на подбор к разным зонам заколонного пространства оптимальных технологических приемов, органически входящих в единый процесс крепления и освоения скважины, с учетом снижения загрязнения продуктивного пласта фильтрами бурового и цементного раствора. При этом особое внимание уделено оперативному регулированию процессов формирования и работы искусственных разобщающих перемычек в заколонном пространстве скважины с применением различных элементов конструкции скважины и обеспечению высокой технологичности новых технических решений.

**Ключевые слова:** ВНИИБТ, СургутНИПИнефть, Сургутнефтегаз, концепция качества скважин, заканчивание скважин, избирательный метод изоляции пластов при креплении скважин, заколонный проходной пакер, проходная цементировочная муфта, высокотехнологичное ступенчатое, манжетное, селективно-манжетное цементирование скважин, избирательное и регулируемое разобщение продуктивной зоны горизонтальных скважин, загрязнение продуктивного пласта, акриловые полимеры, кислотная перфорационная среда, поверхностно-активный кислотный раствор, гомогенизация вещества в малой зоне заколонного пространства скважины.

**Tsyurin Yuri Zavelievich**

Doctor of Engineering,  
Honored inventor of the Russian Federation,  
Honorary oilman

**Provodnikov Gennady Borisovich**

Candidate of Technical Sciences,  
Honorary oilman from Surgutneftegas,  
Surgutneftegas and Khanty-Mansiysk Autonomous District Veteran of labor,  
Holder of gratitude from the Ministry of Energy of the Russian Federation  
id.yug2016@gmail.com

**Annotation.** The article is devoted to the joint search of scientists and engineers of VNIIBT and SurgutNIPIneft for a radical improvement of the quality of completion of directional and horizontal oil wells in difficult conditions of fields in Western Siberia. These researches correspond to the concept of quality of drilled oil and gas wells formulated by professor A.I. Bulatov. The work carried out was aimed at selection of optimal technological methods to different zones of behind-the-scenes space, which are organically included in the unified process of well attachment and development, taking into account the reduction of contamination of the productive formation with filtrates of drilling and cement slurry. At the same time, special attention was paid to the operational regulation of the processes of formation and operation of artificial separating bridges in the borehole's bottom-hole space with the use of various elements of well construction and ensuring high adaptability of new technical solutions.

**Keywords:** VNIIBT, SurgutNIPIneft, Surgutneftegas, well quality concept, well completion, selective method of reservoir isolation during well anchoring, block-pass packer, cementing socket, high-tech step, cuff, selective cuff cementing, selective and regulated separation of horizontal wellbore production zones, formation contamination, acrylic polymers, acid perforation medium, surfactant acid solution, homogenization of substance in the small zone of the wellbore zone.

**А**вторам данной статьи довелось в качестве руководителей научных подразделений проводить вместе с коллегами многолетние исследования, разработки и опытно-промышленные работы, направленные на повышение эффективности заканчивания нефтяных скважин в сложных геолого-технических условиях месторождений Западной Сибири [2]. Эти работы получали неизменную поддержку профессора Анатолия Ивановича Булатова. Они соответствуют сформулированной им концепции качества пробуренных нефтяных и газовых скважин [1]. Вспомним некоторые основополагающие положения этой концепции.



*«... во всех случаях крепь скважины должна быть герметичной. Крепь – это искусственное сооружение в скважине, включающее в себя колонну обсадных труб, цементное кольцо и стенку скважины, представленную породами различного химико-минералогического состава, травмированную при обнажении долотом и трубами и характеризующуюся наличием каверн и выступов, наклоном к вертикали и формой. Ведь только герметичная крепь обеспечит стабильную работу эксплуатационных скважин и охрану недр.*

*... герметичность зацементированного заколонного пространства, связывается с возникновением каналов, природой которых являются физико-химические процессы разрушения оставшихся не вытесненными глинистого раствора и глинистой корки. Глинистый раствор заходит (задавливается) во все ниши травмированной стенки ствола скважины, и его из этих полостей касательным потоком извлечь невозможно. Там он продолжает терять воду при действии контракционного эффекта, создавая зоны пониженного давления или каналы. Сказанное относится и к большим кавернам, и к маленьким «травмам».*

*Сохранить недра можно только качественным перекрытием вскрытых горизонтов – на первых порах, хотя бы проницаемых. Механизму загрязнения продуктивного пласта, особенно нефтяного, посвящено много работ, выполненных во ВНИИКРнефти. Однако, вследствие разнообразия геологических условий, химико-минералогического состава пород, свойств нефти и буровых растворов окончательного решения проблемы нет».*

В ходе проводившихся нашими институтами работ были заявлены новые научно-технические идеи и технические решения, доказаны их применимость и положительный эффект для производительности скважин [2, 3, 4, 5, 6].

Статья предлагается, прежде всего, вниманию молодых ученых в надежде, что отраженные в ней творческие поиски вызовут у некоторых читателей интерес к дальнейшему развитию того научно-технического направления, которому авторы, достигшие ныне преклонного возраста, посвящали силы и многие годы, при этом считают, что его творческое развитие будет актуальным и впредь.

Этому творческому направлению можно дать следующее общее название: избирательный метод изоляции пластов при креплении скважин в сложных геолого-технических условиях [7]. Данным методом предусматривается подбор к разным зонам заколонного пространства оптимальных технологических приемов, органически входящих в единый процесс крепления скважины. При этом особое внимание уделено оперативному регулированию процессов формирования и работы искусственных разобщающих перемычек в заколонном пространстве скважины и обеспечению высокой технологичности новых технико-технологических решений.

В 1971 году руководство Главтюменнефтегаза заинтересовалось заколонным проходным пакером типа ППГ, недавно разработанным ВНИИБТ [8]. Этот пакер не требовал разбуривания его внутренних элементов в обсадной колонне. При прохождении через такой пакер цементировочной пробки устранялись все его элементы, выступающие в проходной канал. Пакер мог устанавливаться в любом заданном месте, где без него не обеспечивалось надежное разобщение пластов.

Тут надо заметить, что тогда на нефтяных месторождениях Западной Сибири применение заколонных пакеров стало актуальным и подчас просто спасительным мероприятием для эффективной эксплуатации скважин. Все добывающие скважины в основном являются наклонно – направленными. Качество имевшихся в распоряжении тампонажных смесей, мягко говоря, не вполне то, что необходимо. Разобщаемые пласты-коллектора расположены лишь в нескольких метрах друг от друга, к тому же, разделяющие их глинистые пласты нередко неустойчивы и образуют кавернозные участки стенки скважины.

Летом 1971 года на самом большом в стране Самотлорском нефтяном месторождении проводились первые промышленные испытания указанного пакера. Чтобы пакер этого типа сработал в нужный момент, то есть не раньше, чем завершится процесс цементирования (при посадке продавочной пробки на стоп-кольцо), в нем был установлен контрольный срезной винт рассчитанной прочности. Но гидродинамические явления при цементировании оказались сложнее, чем ожидалось согласно расчетам. Какой-то непредвиденный импульс давления вдруг вызвал преждевременное срабатывание пакера. Процесс цементирования в конце продавки цементного раствора, при объеме закачанной продавочной жидкости меньше расчетной, был остановлен – дальнейшая циркуляция жидкости в скважине прекратилась и стала невозможна из-за перекрытия заколонного пространства расширенным уплотнительным элементом пакера.

Было решено рискнуть: повышением давления в обсадной колонне и, соответственно, в подпакерной зоне заколонного пространства скважины гидравлически разорвать водоносный пласт под пакером, а затем закачать в него оставшийся в колонне цементный раствор. Это было единственной возможностью добиться успешного завершения эксперимента, и она удалась.

По существу, были достоверно доказаны не только высокая герметизирующая способность пакера, но и принципиальная возможность нового эффективного технологического приема – гидроразрыва и надежной изоляции от ствола скважины подпакерного водоносного пласта.



Скважина оказалась при эксплуатации исключительно надежной: она годами давала безводную нефть, в то время как «соседки» давно обводнились.

Скоро начались эксперименты с заколонными проходными пакерами в Сургуте, на месторождениях ПО Сургутнефтегаза, и зародилось творческое взаимодействие авторов настоящей статьи.

Прежде всего было согласовано, что максимальную, гарантированную надежность пакера можно обеспечить только в том случае, если защищать его от преждевременного срабатывания не подбравшим по расчету срезным винтом, а путем изменения технологического принципа управления устройством [8].

... И через два года ВНИИБТ предложил нефтяникам Западной Сибири принципиально новый пакер типа ППП [8]. В нем уже не было срезного винта. Он мог сработать только после полного снятия в обсадной колонне того давления, которое было создано насосами цементировочных агрегатов в момент окончания процесса цементирования (при посадке продавочной пробки на стоп-кольцо). И расширение уплотнительного элемента происходило плавное, с абсолютной надежностью, по мере последующего медленного повышения давления в обсадной колонне до заданной величины. Этот заколонный пакер стал самым массовым в отечественной практике.

На одном из месторождений Сургутского нефтеносного района, по предложению руководителя геологической службы нефтегазодобывающего управления, был проведен весьма необычный технологический эксперимент. Предложение было таким: разобшить нефтеносный пласт от водоносного заколонным пакером и не цементировать скважину вообще! Пусть пакер покажет, на что он способен сам, когда не встроен в цементное кольцо.

Тогда еще не было исследовано – ни в лаборатории, ни по данным промысловой геофизики – взаимодействие пакерной перемычки с тампонажной смесью. И еще не имелось данных, показывающих, что из-за постепенного уменьшения напряженности контакта уплотнительного элемента с породой (таковы уж свойства и глинистой породы, и самого элемента) целесообразно с определенной периодичностью дополнительно повышать рабочее давление жидкости в полости этого элемента в процессе эксплуатации скважины.

В результате осуществленного эксперимента появилась первая в стране скважина, в которой цементирование целиком заменили установкой заколонного пакера.

А через месяц приступили к освоению этой скважины – вызову притока нефти из пласта. Начали снижать давление на нефтеносный пласт, создаваемое жидкостью, находящейся в колонне. Некоторое время процесс шел нормально, но когда это давление снизилось до 7,0–8,0 МПа, столб бурового раствора, заполнявший заколонное пространство скважины над пакером, вдруг прорвался вниз и устремился внутрь колонны через ее «башмак». Так было показано, что глинистая порода, имеющая возможность свободно выдавливаться в ствол скважины, не может долго сохранять надежный контакт с уплотнительным элементом на малой длине – всего лишь около одного метра. Породу возле уплотнительного элемента должно поддерживать цементное кольцо.

Именно этот эксперимент стал стимулом обстоятельных исследований взаимодействия пакера с тампонажной смесью в подпакерной и ближней надпакерной зонах. Были установлены технологически значимые положительные эффекты этого взаимодействия [9]. Исследования выполнялись и в лаборатории, и прямо в скважинах, с использованием геофизической информации. Результаты исследований позволили применять заколонные пакеры наиболее рационально, а следовательно, наиболее эффективно.

На основании проведенных промысловых исследований СИБНИИНП и других институтов установлено, что один метр цементной перемычки от водоносного пласта выдерживает перепад давления 1,5 МПа, от газоносного – 0,9 МПа [15, 16]. Таким образом, изолирующая способность заколонного пакера почти в 5 раз больше, по сравнению с цементным кольцом, для водоносного пласта и, возможно, в 2–3 раза больше для газоносного. В результате взаимодействия цементного кольца и уплотнительного элемента пакера возможно увеличение допустимого перепада давления в десятки раз за счет явления синергизма. Однако, при этом необходимо учитывать возможность выдерживать такие перепады давления межпластовыми плотными перемычками породы. Этот вопрос сегодня находится в стадии изучения. Если данные перемычки не смогут выдерживать повышенный в десятки раз перепад давления, что явится причиной межпластовых заколонных перетоков, то в определенных условиях потребуются новые направления технологии цементирования эксплуатационных колонн. Например, при целесообразности применения гидроразрыва в процессе цементирования скважин, подобно вышеприведенному первому эксперименту на Самотлорском нефтяном месторождении.

В скважинах нефтяных месторождений России установлены тысячи заколонных проходных пакеров разного типа. Эффективность заколонного пакера была убедительно доказана анализом работы скважин на многих месторождениях Западной Сибири [10, 11, 12]. В 1990 году состоялось всесоюзное совещание по проблеме «Создание, совершенствование, производство и использование пакеров, обеспечивающих повышение производительности нефтяных и газовых скважин и охрану недр». В решении этого совещания, утвержденном Миннефтегазпромом СССР, данное научно-техническое направление признано «одним из важнейших для повышения эффективности нефтяной и газовой промышленности».



90-е годы прошлого века стали поистине кульминацией творческих поисков ВНИИБТ и СургутНИПИнефти. Поиски были довольно смелыми, а потому и рискованными, приносили и разочарования, и жесткую критику но, к счастью, и очевидные успехи.

Специалисты этих двух институтов, не умаляя значение сделанного ранее, сосредоточились на новом технологическом направлении. Его сущность – высокотехнологичная реализация потенциальной продуктивности скважин при их заканчивании на основе комплекса универсальных технических средств – заколонных пакеров и цементировочных муфт, не требующих никакого разбуривания своих внутренних элементов. Имелось в виду следующее:

- стабильное качественное разобщение продуктивного пласта от других близлежащих водоносных и газоносных пластов;
- предотвращение практически значимого ухудшения коллекторских свойств продуктивного пласта в прискважинной зоне.

Предложены высокотехнологичные способы ступенчатого, манжетного цементирования и радикально новый в мировой практике способ селективно-манжетного цементирования [5, 6]. Разработанные для осуществления этих способов пакеры и муфты имели высший в мире уровень эксплуатационной технологичности. Неразбуриваемых цементировочных муфт в мире не было вообще. А приведение в действие отечественных пакеров выполнялось автономно, вне зависимости от особенностей процесса цементирования скважины.

В середине 1990 годов нашими институтами решалась задача повышения продуктивности скважин на месторождениях с низкопроницаемыми пластами, а значит, с трудноизвлекаемыми запасами. При этом большое внимание было уделено Восточно-Еловому месторождению (пласт ЮС-1), где были низкие дебиты при эксплуатации скважин. В результате в короткие сроки были осуществлены промышленные испытания и внедрение нового технико-технологического комплекса для заканчивания скважин.

Данный комплекс включал первичное вскрытие с применением акриловых полимеров, обеспечивающих минимальное загрязнение пласта; ступенчатое цементирование с применением цементировочной муфты МЦП (конструкция ВНИИБТ) и малой высотой подъема тампонажного раствора на первой ступени, а при освоении скважин кислотную перфорационную среду на основе реагента СПК-350 и поверхностно-активную кислотную жидкость глушения на основе реагента СПК-150. При использовании этого комплекса средняя продуктивность скважин повышается от 1,5 до 3,0 раз [5, 13]. Учитывая эффективность разработки, в последующем строительство скважин на данном месторождении стали осуществлять только с ее использованием.

На основе опыта применения описанного технико-технологического комплекса при заканчивании скважин Восточно-Елового месторождения он успешно внедрялся более 10 лет на многих других месторождениях Сургутского нефтеносного района.

В то же время большое внимание уделялось дальнейшему совершенствованию технологии заканчивания скважин. Совместно разрабатывались новые высокотехнологичные способы цементирования – манжетное и селективно-манжетное [2] – с использованием в качестве жидкостей для заканчивания скважин составов поверхностно-активных кислотных растворов на основе реагента СПК-150.

Успешно проведены промышленные испытания высокотехнологичных манжетного и в дальнейшем пакерно-ступенчатого цементирования с применением цементировочной муфты типа МЦП и заколонного проходного пакера типа ППГУ (ППГУ-СМЦ) [6].

А следующим шагом стали опытно-промышленные работы по селективно-манжетному цементированию на Восточно-Еловом месторождении. Там наклонно-направленные скважины особо глубокие, более 3-х тысяч метров, значит, особо дорогие, продуктивный пласт низкопроницаемый, причем и сверху, и снизу – водоносные отложения. Низкопроницаемые пласты особенно чувствительны к загрязняющему воздействию тампонажного раствора. Ступенчатое и пакерно-ступенчатое цементирование в этом случае не всегда обеспечивает достаточно радикальный эффект, хотя и позволяет уменьшить давление на пласт, в зоне которого расположили тампонажный раствор, загрязняющий его. А манжетное цементирование – только выше продуктивного пласта – невозможно, поскольку этот пласт не будет разобщен от нижней воды.

И начались испытания селективно-манжетного цементирования с применением комплекта проходных цементировочных муфт типа МЦП СМЦ-Н и МЦП СМЦ-В и заколонного проходного пакера типа ППГУ-СМЦ, которые в сочетании с разработанной технологией должны обеспечивать заполнение тампонажным раствором всего заколонного пространства, кроме зоны продуктивного пласта. Это была на то время абсолютно беспрецедентная работа [6].

Цементограммы показывали, что указанная цель достигается. Продуктивный пласт не имел даже кратковременного контакта с тампонажным раствором, а давление вышерасположенного столба этого раствора принимал на себя заколонный пакер, установленный непосредственно над этим пластом. Более того, в зоне пласта для улучшения его коллекторских свойств размещался разработанный институтом СургутНИПИнефть поверхностно-активный кислотный раствор на основе реагента СПК.



И дебит скважин, достигнув 15–20 тонн в сутки, стал, по меньшей мере, в три–четыре раза больше, чем в обычных, базовых скважинах. Это обеспечило рентабельность буровых работ на месторождении.

Несомненно, в дальнейшем наиболее сложными и волнующими были промышленные испытания технико-технологического комплекса КРР для избирательного и регулируемого разобщения продуктивной зоны горизонтальных скважин, цементируемых манжетным способом над этой зоной [2, 17].

Зачем понадобился такой комплекс?

На Федоровском месторождении «Сургутнефтегаза» геологические условия залегания продуктивного пласта АС 4-8 обусловили массовое строительство скважин с горизонтальным окончанием ствола длиной 500 и более метров. На этом месторождении нефтяной пласт заключен между обширной газовой шапкой и подстилающей подошвенной водой и имеет среднюю толщину лишь около шести метров. Традиционное заканчивание скважин с их манжетным цементированием над горизонтальным участком ствола (через пакер-муфту) здесь оказалось недостаточно эффективным, ввиду ряда специфических факторов:

- неоднородность нефтяной залежи по нефтенасыщенности;
- наличие в нефтяной залежи водонасыщенных интервалов;
- фактические отклонения горизонтального ствола от проектного профиля с приближением к газовой шапке и подошвенной воде и даже частичным попаданием в них.

Кроме того, анализ зарубежного опыта, а также собственных промысловых данных по эксплуатации таких скважин и геофизических материалов показал, что при сплошном отборе продукции из всей продуктивной зоны скважины основной объем притока нефти приходится на первые 30 % протяженности горизонтального ствола. Другими словами, налицо низкая эффективность использования горизонтального ствола скважины. Неравномерно и не полностью вырабатываются запасы, особенно при подтягивании пластовой воды в начальный участок этого ствола.

С целью изучения возможности повышения эффективности заканчивания скважин на Федоровском месторождении было решено провести опытно-промышленные работы по новой технологической схеме. Была поставлена задача создания технико-технологического комплекса обеспечивающего:

- регулируемый отбор нефти из продуктивной зоны скважины для обеспечения оптимальной разработки всей нефтяной залежи;
- разобщение от полости обсадной колонны тех участков горизонтального ствола скважины, которые находятся в зонах газоносных и водоносных отложений в результате ошибок, допущенных при бурении;
- отделение от полости обсадной колонны тех водоносных интервалов, которые обнаруживаются геофизиками в нефтяной залежи.

Разработанный комплекс – это гирлянда новой управляемой оснастки обсадной колонны, спускаемая в горизонтальный участок ствола скважины, а еще соответствующее управляющее устройство, спускаемое в обсадную колонну на колонне насосно-компрессорных труб, ряд вспомогательных элементов и специальных технологических жидкостей.

Для условий Федоровского месторождения в упомянутую гирлянду включили четыре специальных заколонных пакера и пакер-муфту. В интервалах между ними размещали управляемые (открываемые и закрываемые) фильтры, способные гидравлически сообщить или разобщить заколонное пространство скважины с внутренней полостью обсадной колонны. Таким образом, в продуктивной зоне скважины образуются четыре разобщенных друг от друга и автономно управляемых участка.

Спуск обсадной колонны и цементирование десяти скважин прошли в основном нормально, за исключением одной скважины, когда возникла необходимость выдержать в колонне контрольное повышенное давление, поскольку было отмечено, что оно самопроизвольно снижается. Видимо, не закрылись плотно цементировочные окна пакер-муфты ПДМ – устройства, использованного для проведения манжетного цементирования. Успешность операции открытия и закрытия колонных фильтров в зоне продуктивных пластов горизонтальных скважин однозначно подтверждена на основе анализа конечного состояния управляющего устройства после извлечения его из скважины.

Специалистами НГДУ в процессе регулирования отбора нефти и воды в отдельных горизонтальных участках этих скважинах (по специальной программе) был получен обширный материал для анализа и проектирования режимов отбора жидкости в обычных горизонтальных скважинах на данном месторождении. При этом изменился подход и технические требования к заканчиванию горизонтальных скважин на этом месторождении. На некоторых скважинах в горизонтальных стволах стали полностью цементироваться эксплуатационные колонны и избирательно перфорироваться нефтяные интервалы. В других скважинах может цементироваться часть эксплуатационной колонны и эксплуатироваться только фильтровая зона. Могут осуществляться и другие варианты заканчивания горизонтальных, исходя из опыта эксплуатации скважин, оборудованных технико-технологическим комплексом КРР. В целом данный комплекс и принятый на его основе новый подход к заканчиванию горизон-



тальных скважин обеспечил повышение нефтеотдачи пласта АС 4-8 на Федоровском месторождении. Кроме того, данный технологический комплекс был испытан в Нижневартовском нефтеносном районе и в Татарии, на Ромашкинском месторождении.

В течение последних 30-ти лет прошлого столетия высокотехнологичные заколонные пакеры и цементировочные муфты конструкции ВНИИБТ не только не отвергались, но и в ряде регионов были весьма серьезно востребованы. Например, многие сотни проходных пакеров применены в Пурпе, Ноябрьске и Муравленко, и производственники там отмечали эффективность этих устройств.

Полагаем, что «Сургутнефтегазу» сегодня нельзя игнорировать опыт применения весьма недорогого и высокотехнологичного способа ступенчатого цементирования с малой высотой подъема цементного раствора на первой ступени (на основе применения проходной цементировочной муфты), – способа, который положительно зарекомендовал себя. Этот способ, в частности, повысит эффективность строительства многих нагнетательных скважин, которые в начале эксплуатации в основном используются, как нефтесобирающие и в которых не производится ГРП.

Таким цементированием (особенно при установке проходного заколонного пакера над нефтеносными отложениями) обеспечивается резкое уменьшение репрессии на продуктивный пласт, а значит сохранение его коллекторских свойств в прискважинной зоне. То, что это способствует существенному повышению дебита нефти, было убедительно доказано применительно к низкопроницаемым продуктивным объектам [13].

Целесообразно в будущем создать высокотехнологичное устройство, функционирующее автоматически в ходе цементирования скважины и при этом решающее струйным воздействием проблему, оперативной гомогенизации (достижения однородности) вещества, заполняющего малую зону заколонного пространства между близкорасположенными пластами, представленную неустойчивой, кавернозной глинистой перемычкой. Это стало бы наиболее эффективным способом исключения каналообразования в зонах невытесненного глинистого раствора [1].

Жизнь продолжается... Естественно, технический прогресс не обходит нефтяную промышленность. Совершенствуются буровые растворы и тампонажные смеси, не застыли на месте конструкции скважин, ушли вперед методы, техника и материалы для заканчивания скважин. Что ждет пакерно-муфтовые технологии крепления скважин в будущем? Они в течение 30 лет достойно послужили российской нефтяной отрасли, оказавшись в нужное время в нужных регионах. И надеемся, что их век не завершен [14].

### Литература:

1. Булатов А.И. Концепция качества пробуренных нефтяных и газовых скважин // Бурение и нефть. – 2015. – № 12. – С. 15–19.
2. Основные направления и результаты работ ВНИИБТ в области повышения эффективности разобщения пластов при креплении скважин / А.Г. Калинин [и др.] // Горный информационно-аналитический бюллетень. – М. : изд-во Московского государственного горного университета, 1999. – № 2. – С. 195–198.
3. Цырин Ю.З. О возможности коренного повышения эффективности технологии разобщения пластов в наклонно направленных скважинах // Нефтяное хозяйство. – 1998. – № 9–10. – С. 9–11.
4. Рациональные методические основы применения заколонных проходных гидравлических пакеров / А.К. Дудаладов [и др.] // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 1994. – № 1. – С. 16–19.
5. Высокотехнологичное ступенчатое цементирование скважин / С.С. Янкулев [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 1999. – № 8. – С. 15–18.
6. Высокотехнологичные способы манжетного и селективно-манжетного цементирования скважин / Г.Б. Проводников [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 1999. – № 12. – С. 23–27.
7. Цырин Ю.З. Концепция избирательного метода изоляции пластов при креплении скважин и пути её реализации // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 1994. – № 1. – С. 4–6.
8. Опыт применения заколонных проходных гидравлических пакеров / В.И. Ванифатьев [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 1985. – № 10. – С. 53–58.
9. Заколонные пакеры как средство регулирования и сохранения герметизирующих свойств цементного кольца в заданных зонах скважины / С.С. Янкулев [и др.] // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 1998 – № 1–2 – С. 27–32.
10. Влияние заколонных гидравлических пакеров на обводненность скважин / А.К. Дудаладов [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 1989. – № 1. – С. 54–57.
11. Заколонный пакер, регулируемый при освоении и эксплуатации скважин / В.И. Ванифатьев [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 1990. – № 7. – С. 67–71.
12. О существенном резерве повышения производительности скважин и улучшения охраны недр / В.А. Глебов [и др.] // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 1993. – № 3. – С. 16–19.
13. Влияние ступенчатого цементирования скважин на их продуктивность / Н.Л. Щавелев [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 1998. – № 5. – С. 20–21.
14. Возможности оперативного улучшения изоляции пластов при креплении скважин / Ю.З.Цырин [и др.] // Научно-производственные достижения нефтяной промышленности в новых условиях хозяйствования. – 1989. – № 5. – С. 12–14.



15. РД 39-3-677-82. Временная инструкция по технологии вторичного вскрытия продуктивных пластов с использованием инвертных эмульсионных растворов на месторождениях Западной Сибири / В.И. Саунин [и др.]. – Тюмень: СибНИИНП, 1982. – 14 с.

16. СТП 5753490-227-90. Технология заканчивания скважин на нефтегазовых месторождениях / Г.Б. Проводников [и др.]. – Сургут, Тюмень : СургутНИПИнефть, СибНИИНП, 1990. – 16 с.

17. Временный технологический регламент на комплексное использование колонной оснастки типа КРР-146 в процессе заканчивания и эксплуатации горизонтальных скважин на месторождениях ОАО «Сургутнефтегаз» / А.К. Дудаладов [и др.]. – Сургут : ОАО НПО «Буровая техника», СургутНИПИнефть, 2000. – 30 с.

### References:

1. Bulatov A.I. Quality concept of the drilled oil and gas wells (in Russian) // Drilling and oil. – 2015. – № 12. – P. 15–19.

2. The main directions and results of the work of VNIIBT in the field of increasing the efficiency of the separation of formations when fixing wells / A.G. Kalinin [et al.] // Mining information-analytical bulletin. – M. : Publishing house of Moscow State Mining University, 1999. – № 2. – P. 195–198.

3. Tsyryn Yu.Z. About the possibility of the radical increase of the separation technology efficiency in the directional wells (in Russian) // Oil industry. – 1998. – № 9–10. – P. 9–11.

4. Rational methodical bases of the application of the through-hole hydraulic packers / A.K. Dudaladov [et al.] // Construction of the oil and gas wells on land and at sea. – 1994. – № 1. – P. 16–19.

5. High-tech step cementing of the wells / S.S. Yankulev [et al.] // Oil industry. – 1999. – № 8. – P. 15–18.

6. High-technology methods of the cuffing and selective cuff cementation of wells / G.B. Provodnikov [et al.] // Oil industry. – 1999. – № 12. – P. 23–27.

7. Tsyryn Yu.Z. Concept of the selective method of the formation isolation at the well fixing and the way of its realization (in Russian) // Construction of the oil and gas wells on the land and at sea. – 1994. – № 1. – P. 4–6.

8. Experience of application of the through-feed hydraulic packers (in Russian) / V.I. Vanifatyev [et al.] // Oil industry. – 1985. – № 10. – P. 53–58.

9. Cased packers as a means of regulation and preservation of the cement ring sealing properties in the given well zones / S.S. Yankulev [et al.] // Construction of the oil and gas wells on land and at sea. – 1998 – № 1–2 – P. 27–32.

10. Influence of the behind-the-casing hydraulic packers on the well watering / A.K. Dudaladov [et al.] // Oil industry. – 1989. – № 1. – P. 54–57.

11. A staked packer, regulated during the development and operation of the wells (in Russian) // V.I. Vanifatyev [et al.] // Oil industry. – 1990. – № 7. – P. 67–71.

12. Significant reserve for the increase of the well productivity and improvement of the subsoil protection / V.A. Glebov [et al.] // Construction of the oil and gas wells on land and at sea. – 1993. – № 3. – P. 16–19.

13. Influence of the stepped cementing of the wells on their productivity / N.L. Schavelev [et al.] // Oil industry. – 1998. – № 5. – P. 20–21.

14. Possibilities of the operative improvement of the formation isolation at the well fixing / Yu.Z. Tsyryn [et al.] // Research and production achievements of the oil industry in the new conditions of management. – 1989. – № 5. – P. 12–14.

15. РД 39-3-6777-82. Temporary instruction on the technology of secondary penetration of productive formations with the use of the invert emulsion solutions at the fields of Western Siberia / V.I. Saunin [etc.]. – Tyumen : SibNIINP, 1982. – 14 p.

16. СТП 5753490-227-90. Well completion technology at the oil and gas fields / G.B. Provodnikov [et al.]. – Сургут, Тюмень : СургутНИПИнефть, СибНИПИнефть, 1990. – 16 p.

17. Temporary technological regulation on complex use of the КРР-146 type tooling column in the process of completion and operation of the horizontal wells at the fields of «Surgutneftegas» OJSC / A.K. Dudaladov [etc.]. – Сургут : ОАО НПО Буровая техника, СургутНИПИнефть, 2000. – 30 p.